

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.



**MEDCOENERGI**  
**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) V MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TAHUN 2016**  
**DENGAN TARGET DANA YANG DIHIMPUN SEBESAR USD145.000.000 (SERATUS EMPAT PULUH LIMA JUTA DOLAR AMERIKA SERIKAT)**  
Dalam rangka Penawaran Terbatas tersebut, Perseroan akan menerbitkan dan menawarkan  
**MEDIUM TERM NOTES (MTN) V MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TAHAP I TAHUN 2016 SERI A**  
**DENGAN JUMLAH POKOK SEBESAR USD55.000.000,- (LIMA PULUH LIMA JUTA DOLAR AMERIKA SERIKAT)**

Surat berharga dalam bentuk surat utang jangka menengah ("*Medium Term Notes*" atau "MTN") ini diterbitkan tanpa warkat dengan jumlah sebesar USD55.000.000,- (lima puluh lima juta Dolar Amerika Serikat), berjangka waktu 3 (tiga) tahun sejak Tanggal Penerbitan MTN, dengan tingkat bunga sebesar 5.2% (lima 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 utang 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 15 Februari 2017, sedangkan pembayaran bunga MTN terakhir sekaligus tanggal jatuh tempo MTN adalah pada tanggal 15 November 2019.

**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 MENGAKIBATKAN 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 MENGAKIBATKAN 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.

DALAM RANGKA PENERBITAN MTN INI, PERSEROAN TELAH MEMPEROLEH HASIL PEMERINGKATAN ATAS SURAT UTANG JANGKA PANJANG OBLIGASI DARI PT PEMERINGKAT EFEK INDONESIA ("PEFINDO"):

idA+(Single A Plus)

HASIL PEMERINGKATAN DI ATAS BERLAKU UNTUK PERIODE 1 NOVEMBER 2016 SAMPAI DENGAN 1 NOVEMBER 2017

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 diterbitkan di Jakarta pada tanggal 14 November 2016



Memorandum Informasi ini bersifat rahasia dan telah dipersiapkan oleh Perseroan semata-mata untuk keperluan penawaran dan penjualan secara terbatas *Medium Term Notes* (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 Seri A ("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.....	i
DEFINISI DAN SINGKATAN .....	1
DEFINISI DAN SINGKATAN TEKNIS .....	7
SINGKATAN NAMA PERUSAHAAN .....	10
RINGKASAN .....	13
I. PERNYATAAN HUTANG .....	22
II. ANALISIS DAN PEMBAHASAN OLEH MANAJEMEN .....	31
III. RISIKO USAHA.....	44
IV. KETERANGAN TENTANG PERSEROAN DAN ENTITAS ANAK.....	52
V. KEGIATAN DAN PROSPEK USAHA PERSEROAN .....	68
VI. IKHTISAR DATA KEUANGAN PENTING .....	116
VII. PERPAJAKAN .....	123
VIII. KETERANGAN TENTANG MTN .....	124
IX. LEMBAGA DAN PROFESI PENUNJANG DALAM RANGKA PENAWARAN TERBATAS .....	133

## 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"> <li>a. hubungan keluarga karena perkawinan dan keturunan sampai derajat kedua, baik secara horizontal maupun vertikal;</li> <li>b. hubungan antara satu pihak dengan pegawai, direktur atau komisaris dari pihak tersebut;</li> <li>c. hubungan antara 2 (dua) perusahaan dimana terdapat 1 (satu) atau lebih anggota Direksi dan/atau Dewan Komisaris yang sama;</li> <li>d. hubungan antara perusahaan dengan suatu pihak, baik langsung maupun tidak langsung, mengendalikan atau dikendalikan oleh perusahaan tersebut;</li> <li>e. hubungan antara 2 (dua) perusahaan yang dikendalikan baik langsung maupun tidak langsung, oleh pihak yang sama; atau</li> <li>f. hubungan antara perusahaan dan pemegang saham utama.</li> </ol>
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.
Bank Kustodian	Berarti bank umum yang telah memperoleh persetujuan OJK untuk menjalankan kegiatan usaha sebagai Kustodian sebagaimana dimaksud dalam UUPM
AS	Berarti Amerika Serikat.
BAE	berarti singkatan dari Biro Administrasi Efek, dalam hal ini PT Sinartama Gunita.
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).
Beban Keuangan Bersih	Berarti beban bunga bersih dari semua kewajiban atau hutang yang berbunga setelah dikurangi dengan pendapatan bunga atas seluruh investasi..
BEI atau Bursa Efek	berarti pihak yang menyelenggarakan dan menyediakan sistem dan/ atau sarana untuk mempertemukan penawaran jual dan beli Efek pihak-pihak lain dengan tujuan



memperdagangkan Efek di antara mereka, yang dalam hal ini adalah PT Bursa Efek Indonesia, berkedudukan di Jakarta Selatan, atau para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya.

BNRI	Berarti Berita Negara Republik Indonesia.
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 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.
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 kotor konsolidasian Perseroan setelah dikurangi dengan beban penjualan, umum dan administrasi dan setelah menambahkan kembali biaya penyusutan, deplesi dan amortisasi atas aset.
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.
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 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.

HoA	Berarti kependekan dari <i>Heads of Agreement</i> yang berarti perjanjian induk.
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 untuk jangka waktu tertentu sampai dengan dimulainya tanggal operasi komersial dari proyek yang bersangkutan.
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.
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 , 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).
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.
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"> <li>• Rekening Efek pada KSEI; atau</li> <li>• Rekening Efek pada KSEI melalui Bank Kustodian atau Perusahaan Efek.</li> </ul>
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"> <li>a. MTN tidak ditawarkan kepada lebih dari 100 (seratus) pihak; dan</li> <li>b. MTN tidak dijual kepada lebih dari 50 (lima puluh) pihak; dan</li> <li>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;</li> <li>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.</li> </ol>
Pengakuan Hutang	Berarti pengakuan hutang Perseroan sehubungan dengan MTN, sebagaimana tercantum dalam akta Pengakuan Hutang Medium Term Notes (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 No. 20 tertanggal 11 November 2016 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) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 No. 21 tertanggal 11 November 2016 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-0069/P-EBH/KSEI/1116 tanggal 11 November 2016, yang dibuat di bawah tangan bermeterai cukup.
Perjanjian Penerbitan MTN	Berarti Akta Perjanjian Penerbitan, Agen Pemantau dan Arranger Medium Term Notes (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 No.19 tertanggal 11 November 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 (*guaranteed*) oleh Perseroan dan Entitas Anak, kewajiban tanpa syarat (*non contingent*) kepada bank sehubungan dengan pembayaran untuk *Letter of Credit* (L/C) 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).
Proyek DS LNG	berarti proyek pengoperasian kilang <i>Liquefied Natural Gas</i> (LNG) yang terletak di Kabupaten Banggai, Provinsi Sulawesi Tengah.
Proyek Sarulla	berarti proyek konsorsium Medco Itochu Ormat Kyushi untuk pembangunan pembangkit tenaga listrik geothermal yang berlokasi di Sarulla, Sumatera Utara.
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.
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 USD 1 (satu Dolar Amerika Serikat) atau kelipatannya.
Sertifikat Jumbo MTN	Berarti bukti penerbitan MTN berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN, Agen Pemantau dan Arranger yang disimpan di KSEI dan diterbitkan atau tercatat atas nama KSEI untuk kepentingan Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening.
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.
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



MEDCOENERGI

Penerbit kepada Pemegang MTN sebagaimana ditetapkan dalam Daftar Pemegang Rekening, melalui Agen Pembayaran, dengan memperhatikan ketentuan dalam Pasal 5 Perjanjian Penerbitan MTN.

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.
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.

## Definisi Dan Singkatan Teknis

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

AMDAL	berarti Analisis Mengenai Dampak Lingkungan.
BBL	berarti singkatan dari <i>barrels</i> , yaitu suatu satuan yang dipergunakan untuk mengukur tingkat produksi minyak bumi.
BBTUPD	berarti singkatan dari <i>billion british thermal unit per day</i> atau miliar unit termal Inggris per hari, yaitu suatu satuan energi untuk mengukur gas bumi.
BCF	berarti <i>billions of cubic feet</i> atau miliar kaki kubik, yaitu suatu satuan yang dipergunakan untuk mengukur tingkat produksi gas bumi.
Biaya <i>Lifting</i> atau Biaya Produksi	berarti biaya yang timbul dari operasi dan pemeliharaan sumur-sumur, serta fasilitas dan peralatan terkait selama periode tertentu.
BOPD	berarti singkatan dari <i>barrels of oil per day</i> atau barel minyak per hari.
Cadangan Kontinjen atau <i>Contingent Reserves</i>	berarti 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 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 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 atau <i>Proved Reserves</i> atau Cadangan 1P	berarti 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 atau <i>Probable Reserves</i>	berarti 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 atau Cadangan 2P	berarti Cadangan Terbukti atau <i>Proved Reserves</i> ditambah Cadangan Terduga atau <i>Probable Reserves</i> .
Cadangan <i>Possible</i>	berarti cadangan minyak dan gas berdasarkan data geologi dan data teknis yang masih harus dibuktikan dengan pemboran dan pengujian lebih lanjut.
Cadangan 3P	berarti Cadangan Terbukti atau <i>Proved Reserves</i> ditambah Cadangan Terduga atau <i>Probable Reserves</i> dan Cadangan <i>Possible</i> .
EOR atau <i>Enhanced Oil</i>	berarti proses peningkatan <i>recovery rate</i> dari <i>reservoir</i> melalui injeksi zat kimia.

<i>Recovery</i>	
Electrical Submersible Pump atau ESP	berarti sejenis pompa sentrifugal berpengerak motor listrik yang didesain untuk mampu ditenggelamkan di dalam sumber fluida kerja. ESP digunakan untuk mengangkat minyak mentah pada proses pengeboran minyak bumi.
<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.
ICP	berarti singkatan dari Indonesian Crude Price, yaitu harga rata-rata minyak mentah Indonesia di pasar internasional yang dipakai sebagai indikator perhitungan bagi hasil minyak.
JOB	berarti singkatan dari <i>Joint Operating Body</i> , yaitu 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.
LNG	berarti singkatan dari <i>Liquefied Natural Gas</i> atau gas alam cair.
LPG	berarti singkatan dari <i>Liquefied Petroleum Gas</i> atau gas minyak cair.
MBOPD	Berarti singkatan dari <i>thousand of barrels oil per day</i> atau ribu barel per hari, yaitu 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, yaitu suatu satuan volume produksi dan cadangan minyak.
Migas	berarti singkatan umum yang dipergunakan untuk minyak dan gas bumi.
MM	berarti singkatan dari <i>million</i> atau juta.
MMBO	berarti singkatan dari <i>million barrels of oil</i> atau juta barel minyak, di mana 1 MMBO = 1000 MBbls.
MMBOE	berarti singkatan dari <i>million barrels of oil equivalent</i> atau juta barel ekuivalen minyak, dimana gas dikonversikan ke BOE atau <i>barrels of oil equivalent</i> atau barel ekuivalen minyak dengan menggunakan rasio 1 Bbl minyak mentah = 5,85 MCF gas.
MMBTU	berarti singkatan dari <i>millions of british thermal units</i> , yaitu suatu ukuran panas di mana 1 MMBTU = 1 MCF.
MCF	berarti <i>thousand of cubic feet</i> atau juta kaki kubik, yaitu suatu satuan volume gas alam di mana 1 MCF = 1 MMBTU.
MMCF	berarti singkatan dari <i>million of cubic feet</i> atau juta kaki kubik di mana 1 MMCF = 1000 MCF.
MMCFD	berarti singkatan dari <i>million of standard cubic feet of gas per day</i> atau juta standar kaki kubik gas per hari, yaitu kondisi standar 60°F dan 14 psia – <i>pounds per square inch</i> .

MW	berarti singkatan dari megawatt atau 1 (satu) juta watt, yaitu 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.
PPA	berarti singkatan dari <i>Power Purchase Agreement</i> , yaitu perjanjian jual beli tenaga listrik dengan PLN.
PLTG	berarti singkatan dari 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 atau PSA	berarti singkatan dari <i>Production Sharing Contract</i> atau <i>Production Sharing Agreement</i> , yaitu suatu bentuk kerja sama dimana kontraktor dan pemerintah 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/PSA berdasarkan pendapatan yang dihasilkan PSC/PSA setelah pengurangan <i>first tranche petroleum</i> (FTP). 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.
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> .
Rig	berarti perangkat pemboran yang terdiri dari menara dan perlengkapannya, yang dapat dipindah-pindahkan sesuai dengan lokasi pemboran.
SHE	berarti singkatan dari <i>Safety Health and Environment</i> .
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.
TBTU	berarti singkatan dari <i>trillion of british thermal units</i> .
TCF	berarti singkatan dari <i>trillion cubic feet</i> atau triliun kaki kubik.

## Singkatan Nama Perusahaan

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

ANZ	berarti PT Bank ANZ Indonesia.
AMG	berarti singkatan PT Api Metra Graha.
AMIV	berarti singkatan PT Amman Mineral Investama.
AMV	berarti singkatan PT Amman Mineral Ventura.
AMI	berarti singkatan PT Amman Mineral Internasional .
AMNT	berarti singkatan PT Amman Mineral Nusa Tenggara.
Bank Mandiri	berarti singkatan dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.
BPMigas	berarti singkatan dari Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, yaitu Badan Hukum Milik Negara yang didirikan berdasarkan Undang-Undang No. 22 Tahun 2011 tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.
CBM Bengara	berarti singkatan dari PT Medco CBM Bengara.
CBM Lematang	berarti singkatan dari PT Medco CBM Lematang.
CBM Pendopo	berarti singkatan dari PT Medco CBM Pendopo.
CBM Sekayu	berarti singkatan dari PT Medco CBM Sekayu.
CBM Rimau	berarti singkatan dari PT Medco CBM Rimau.
Chubu	berarti singkatan dari Chubu Electric Power Co. Inc.
DBS	berarti PT Bank DBS Indonesia.
DTR	berarti singkatan dari PT Duta Tambang Rekayasa.
DTSA	berarti singkatan dari PT Duta Tambang Sumber Alam.
ESDM	berarti singkatan dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
EPI	berarti singkatan dari PT Exspan Petrogas Intranusa.
LIA	berarti Libyan Investment Authority.
LEPL	berarti singkatan dari Lematang E&P Ltd.
MATU	berarti singkatan dari PT Meta Adhya Tirta Umbulan.

MBH	berarti singkatan dari Medco Bawean (Holding) Pte. Ltd.
Medco Arabia	berarti singkatan dari Medco Arabia Ltd.
Medco LNG	berarti singkatan dari PT Medco LNG Indonesia.
Medco Sahara	berarti singkatan dari Medco Sahara Ltd.
MEGI	berarti singkatan dari PT Medco Gas Indonesia.
MEGL	berarti singkatan dari Medco Energi Global Pte. Ltd.
MEGS	berarti singkatan dari PT Mitra Energi Gas Sumatera.
MEPI	berarti singkatan dari PT Medco E&P Indonesia.
MEP Bengara	berarti singkatan dari PT Medco E&P Bengara.
MEP Lematang	berarti singkatan dari PT Medco E&P Lematang.
MEP Malaka	berarti singkatan dari PT Medco E&P Malaka.
MEP Tarakan	berarti singkatan dari PT Medco E&P Tarakan.
MEP Tomori	berarti singkatan dari PT Medco E&P Tomori.
MEP Simenggaris	berarti singkatan dari PT Medco E&P Simenggaris.
MEUL	berarti singkatan dari Medco Energi US LLC.
MIVL	berarti singkatan dari Medco International Ventures Ltd.
MNI	berarti singkatan dari PT Medco Niaga Internasional.
MNT	berarti singkatan dari Medco Natuna Pte. Ltd.
MPI	berarti singkatan dari PT Medco Power Indonesia.
MSS	berarti singkatan dari Medco Strait Services Pte. Ltd.
MYAmed	berarti singkatan dari Medco Yemen Amed Ltd.
MYMalik	berarti singkatan dari Medco Yemen Malik.
MVI Barbados	berarti singkatan dari Medco Ventures International (Barbados) Ltd.
NSAI	berarti singkatan dari Netherland, Sewell & Associates, Inc.
PEPIL	berarti singkatan dari Petroleum Exploration & Production International Ltd.
PGN	berarti singkatan dari PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.



PHE Tomori	berarti singkatan dari PT PHE Tomori Sulawesi.
Pertamina	berarti singkatan dari PT Pertamina (Persero) dan entitas anaknya.
PLN	berarti singkatan dari PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).
SKK Migas	berarti singkatan dari Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, yaitu institusi yang dibentuk oleh Pemerintah Republik Indonesia melalui Peraturan Presiden No. 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

# 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.

Perseroan telah melakukan beberapa kali perubahan Anggaran Dasar dan perubahan Anggaran Dasar Perseroan terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta Pernyataan Keputusan Rapat No. 95 tanggal 25 November 2015, yang dibuat di hadapan Leolin Jayayanti, S.H., Notaris di Jakarta, yang telah diberitahukan kepada Menkumham sebagaimana ternyata dalam Surat Penerimaan Pemberitahuan Perubahan Anggaran Dasar No. AHU-AH.01.03-0983580 tanggal 27 November 2015 dan telah didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham dibawah No. AHU-3585501.AH.01.11.Tahun 2015 tanggal 27 November 2015 ("**Akta No. 95/2015**").

Sesuai dengan Anggaran Dasar, Perseroan dapat melaksanakan kegiatan usaha utama, yaitu (i) menjalankan usaha eksplorasi, pertambangan dan produksi minyak dan gas bumi serta energi lainnya, (ii) menjalankan usaha pemboran (drilling) minyak dan gas bumi serta energi lainnya, (iii) menjalankan usaha pembangunan, pemeliharaan prasarana dan distribusi maupun usaha lainnya yang dibutuhkan dalam pertambangan minyak dan gas bumi serta energi lainnya, dan (iv) menjalankan perdagangan umum termasuk pula perdagangan minyak dan gas bumi serta energi lainnya baik secara impor, ekspor, lokal, serta antar pulau (interinsular) baik untuk perhitungan sendiri maupun secara komisi atas perhitungan pihak lain, demikian pula usaha – usaha perdagangan sebagai leveransir (supplier), grosir dan distributor.

Perseroan melakukan kegiatan usaha melalui (i) PT Medco E&P Indonesia ("MEPI") untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas – Indonesia; (ii) Medco Strait Services Pte. Ltd. ("MSS") untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas – internasional; (iii) PT Medco Power Indonesia ("MPI") dan PT Medco Power Generation Indonesia ("MPGI") untuk unit usaha ketenagalistrikan; (iv) PT Medco Energi Mining Internasional ("MEMI") untuk unit usaha pertambangan batu bara; (v) PT Medco Gas Indonesia ("MEGI") untuk unit usaha distribusi gas; (vi) PT Medco LNG Indonesia ("Medco LNG") untuk unit usaha sektor hilir migas; (vii) PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI") untuk unit usaha jasa penyewaan peralatan pengeboran; (viii) PT Api Metra Graha ("AMG") untuk unit usaha penyewaan gedung dan (ix) PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT") untuk unit usaha pertambangan emas dan tembaga. Selanjutnya, perusahaan-perusahaan tersebut melakukan kegiatan usaha baik secara langsung maupun tidak langsung melalui penyertaan pada perusahaan lain dengan bidang usaha sejenis.

## 2. KEGIATAN USAHA PERSEROAN

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Perseroan melalui Entitas Anak menjalankan kegiatan usaha utama di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas di wilayah Indonesia dan internasional. Selain itu, Perseroan juga mendiversifikasikan bisnisnya dalam bidang ketenagalistrikan, pertambangan batu bara, distribusi gas, jasa penyewaan peralatan pengeboran dan jasa penyewaan gedung.

### Strategi Usaha Perseroan

Dalam menghadapi kondisi industri minyak dan gas yang rentan akan volatilitas terhadap harga dan juga kompleksitas dalam aspek operasional, maka Perseroan melalui jajaran Direksi berkomitmen untuk meningkatkan kinerja keuangan Perseroan melalui : (i) Biaya dan efisiensi modal, operasional yang lebih efektif; (ii) Mengoptimalkan waktu *project cycle* dengan

memperbaharui kembali fokus pada nilai dan waktu penyelesaian; (iii) Rasionalisasi portofolio sebagai tolak ukur untuk memperoleh pendapatan dan profitabilitas; (iv) Memperkuat posisi Perseroan di dalam negeri dengan fokus pada akuisisi dan perpanjangan kontrak; dan (v) Tidak ada kompromi dalam hal keselamatan.

## Prospek Usaha

Perseroan saat ini tetap berkomitmen untuk menjalankan bisnis utama di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, dan kerkeyakinan bahwa dalam jangka menengah dan panjang akan terjadi perbaikan harga minyak mentah dunia. Dalam kondisi harga minyak mentah dunia yang terpuruk saat ini, mengharuskan Perseroan melakukan pengkajian ulang terhadap rencana kerja termasuk menjadwalkan ulang kegiatan eksplorasi namun tetap mempertahankan investasi yang berdampak kepada peningkatan produksi. Untuk dapat menjalankan bisnis secara menguntungkan, Perseroan harus mampu menghemat setiap sen yang diupayakan dari produksi per barel minyak mentah. Dalam beberapa tahun terakhir, Perseroan mengupayakan penghematan dan sejauh ini telah berhasil menurunkan biaya produksi minyak dan gas Perseroan dari USD15 per barel menjadi USD13 per barel pada tahun 2015, dan berkomitmen untuk dapat menurunkan harga produksi ini lebih lanjut. Dengan menjalankan prinsip efisiensi dan keyakinan akan prospek usaha ke depan, manajemen berkeyakinan untuk dapat mempertahankan prinsip *going concern* dalam perusahaan.

## Penyertaan Perseroan

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
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia</b>					
1.	PT Medco E&P Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	3 November 1995
2.	PT Medco E&P Simenggaris	Indonesia	100,00 <sup>(2)</sup>	operasi	18 November 2005
3.	PT Medco E&P Malaka	Indonesia	100,00 <sup>(3)</sup>	operasi	29 Februari 2000
4.	PT Medco E&P Tarakan	Indonesia	100,00 <sup>(4)</sup>	operasi	29 Desember 1997
5.	PT Medco E&P Rimau	Indonesia	100,00 <sup>(5)</sup>	operasi	19 Desember 2000
6.	PT Medco E&P Lematang	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	operasi	18 Oktober 2002
7.	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	Indonesia	100,00 <sup>(7)</sup>	operasi	29 Februari 2000
8.	PT Medco E&P Bengara	Indonesia	95,00 <sup>(8)</sup>	operasi	12 Desember 2001
9.	Medco Bawean (Holding) Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(9)</sup>	operasi	2 Maret 2006
10.	PT Medco CBM Sekayu	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	22 Juli 2005
11.	PT Medco CBM Lematang	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	16 Juni 2003
12.	PT Medco CBM Bengara	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	18 Februari 2011
13.	PT Medco CBM Rimau	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	4 Januari 2012
14.	PT Medco CBM Pendopo	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	16 Desember 2008
15.	Lematang E&P Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(12)</sup>	operasi	2 Mei 2008
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri</b>					
16.	Medco Strait Services Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(13)</sup>	operasi	24 November 2005
17.	Medco Energi Global Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(14)</sup>	operasi	5 Mei 2006
18.	Medco LLC	Oman	68,00 <sup>(15)</sup>	operasi	20 Maret 2006
19.	Medco Energi US LLC	Amerika Serikat	100,00 <sup>(16)</sup>	operasi	18 Juni 2004
20.	Medco International Ventures Ltd	Malaysia	100,00 <sup>(17)</sup>	operasi	16 Juli 2001
21.	Medco Yemen Amed Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(18)</sup>	operasi	16 Januari 2007
22.	Medco Yemen Malik Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(18)</sup>	operasi	7 Februari 2012
23.	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Barbados	100,00 <sup>(19)</sup>	operasi	19 Agustus 2011
24.	Medco Sahara Ltd	United Kingdom	100,00 <sup>(20)</sup>	operasi	19 Agustus 2014
25.	Medco Arabia Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(21)</sup>	operasi	16 Januari 2007
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					
26.	PT Exspan Petrogas Intranusa	Indonesia	100,00 <sup>(22)</sup>	operasi	7 Oktober 1997
27.	PT Medco Gas Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(23)</sup>	operasi	1 Agustus 2006
28.	PT Mitra Energi Gas Sumatera	Indonesia	99,90 <sup>(24)</sup>	operasi	10 Desember 2008
<b>Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)</b>					
29.	PT Medco LNG Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(25)</sup>	operasi	29 Mei 2007
<b>Pertambangan Batu Bara</b>					
30.	PT Duta Tambang ReKayasa	Indonesia	100,00 <sup>(26)</sup>	operasi	5 Juni 2009
31.	PT Duta Tambang Sumber Alam	Indonesia	100,00 <sup>(26)</sup>	operasi	5 Juni 2009
<b>Perdagangan</b>					



MEDCOENERGI

32.	PT Medco Niaga Internasional	Indonesia	100,00 <sup>(27)</sup>	operasi	24 Maret 2006
33.	Petroleum Exploration & Production International Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(28)</sup>	operasi	2 Mei 2008
<b>Properti</b>					
34.	PT Api Metra Graha	Indonesia	100,00 <sup>(29)</sup>	operasi	31 Januari 2005
<b>Pertambangan Emas dan Tembaga</b>					
35.	PT Amman Mineral Nusa Tenggara	Indonesia	82,2 <sup>(30)</sup>	Operasi	2 November 2016

Catatan:

- (1) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (2) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (3) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99%, sisanya 1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (4) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (5) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (6) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (7) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,95%, sisanya 0,05% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (8) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 95%;
- (9) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (10) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Bawean (Holding) Pte. Ltd. sebesar 100%
- (11) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Energi CBM Indonesia sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (12) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Petroleum Exploration & Production International Ltd. sebesar 100%;
- (13) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (14) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (15) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco International Enterprises Ltd. sebesar 68%;
- (16) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi US Inc. sebesar 100%;
- (17) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi Global Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (18) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Yemen Holding Ltd. sebesar 100%;
- (19) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Tunisia Petroleum Ltd. sebesar 100%;
- (20) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Ventures International sebesar 100%;
- (21) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Energi Global Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (22) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (23) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (24) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%;
- (25) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (26) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Energi Mining Internasional sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (27) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (28) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (29) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,32%, sisanya 0,68% melalui PT Medco Energi Nusantara.
- (30) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Internasional.

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
<b>Tenaga Listrik</b>					
1.	PT Medco Power Indonesia	Indonesia	49,00 <sup>(1)</sup>	operasi	28 Januari 2004
2.	PT Dalle Energy Batam	Indonesia	79,99 <sup>(2)</sup>	operasi	23 Maret 2005
3.	PT Medco General Power Services	Indonesia	99,90 <sup>(3)</sup>	operasi	20 Oktober 2005
4.	PT TJB Power Services	Indonesia	80,10 <sup>(4)</sup>	operasi	13 April 2006
5.	PT Mitra Energi Batam	Indonesia	64,00 <sup>(5)</sup>	operasi	17 November 2003
6.	PT Medco Geothermal Sarulla	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	operasi	29 Desember 2006
7.	PT Energi Prima ElektriKa	Indonesia	92,50 <sup>(7)</sup>	operasi	20 September 2010
8.	PT Multidaya Prima Elektrindo	Indonesia	85,00 <sup>(8)</sup>	operasi	29 Juli 2010
9.	PT Universal Batam Energy	Indonesia	70,00 <sup>(9)</sup>	operasi	18 Februari 2010
10.	PT Energi Sengkang	Indonesia	5,00 <sup>(10)</sup>	operasi	2 Mei 2007
11.	Sarulla Operation Ltd	Cayman Islands	37,25 <sup>(11)</sup>	operasi	9 Oktober 2007
<b>Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)</b>					
12.	PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	11,10 <sup>(12)</sup>	operasi	28 Desember 2007
13.	PT Perta Kalimantan Gas	Indonesia	30,00 <sup>(13)</sup>	operasi	7 Juni 2010
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
14.	PT Musi Raksa Buminusa	Indonesia	30,00 <sup>(14)</sup>	operasi	28 April 2004
15.	PT Satria Raksa Buminusa	Indonesia	30,00 <sup>(14)</sup>	operasi	28 April 2004

Catatan:

- (1) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 49%;
- (2) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 79,99%;
- (3) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,9%.
- (4) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Medco General Power Services sebesar 80,1%;
- (5) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 10%, sisanya 54% melalui PT Medco Energi Menamas;
- (6) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,99%;
- (7) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 92,5%;
- (8) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 85%;
- (9) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 70%;
- (10) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 5%;
- (11) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 37,25%;
- (12) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco LNG Indonesia sebesar 11,1%;
- (13) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Gas Indonesia sebesar 30%;
- (14) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Sarana Balaraja sebesar 30%;

### 3. STRUKTUR PERMODALAN DAN SUSUNAN PEMEGANG SAHAM PERSEROAN

Struktur permodalan Perseroan berdasarkan Akta No. 95/2015 dan susunan pemegang saham Perseroan berdasarkan daftar pemegang saham per 31 Oktober 2016 yang dikeluarkan oleh BAE adalah sebagai berikut:

Uraian dan Keterangan	Nilai Nominal Rp100 per Saham		(%)
	Jumlah Saham	Jumlah Nominal (Rp)	
<b>Modal Dasar</b>	<b>4.000.000.000</b>	<b>400.000.000.000</b>	
<b>Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh</b>			
Encore Energy Pte. Ltd.	1.190.177.373	119.017.737.300	35,71
Credit Suisse AG SG Trust Account Client	690.813.800	69.081.380.000	20,73
Mitsubishi UFJ Sec S/A Mitsubishi Corporation	499.215.633	49.921.563.300	14,98
PT Prudential Life Insurance	272.221.700	27.222.170.000	8,17
PT Medco Duta	8.305.500	830.550.000	0,25
PT Multifabrindo Gemilang	2.000.000	200.000.000	0,06
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)	603.811.244	60.381.124.000	18,12
	<b>3.266.545.250</b>	<b>326.654.525.000</b>	<b>98,02</b>
Saham treasuri	65.906.200	6.590.620.000	1,98
<b>Jumlah Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh</b>	<b>3.332.451.450</b>	<b>333.245.145.000</b>	<b>100,00</b>
<b>Saham dalam Portepel</b>	<b>667.548.550</b>	<b>66.754.855.000</b>	

### 4. Ikhtisar Data Keuangan Penting

Di bawah ini disajikan ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan dan Entitas Anak untuk masing-masing periode di bawah ini.

Ikhtisar data laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013, 2014 dan 2015 serta ikhtisar data laporan posisi keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak pada tanggal-tanggal tersebut bersumber dari laporan keuangan konsolidasian auditan Perseroan dan Entitas Anak untuk periode-periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja, akuntan publik independen, penanggung jawab Susanti, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh IAPI, dengan pendapat wajar tanpa pengecualian, dimana atas laporan keuangan konsolidasian auditan tanggal 31 Desember 2014 dan 1 Januari 2014/31 Desember 2013 telah disajikan kembali sehubungan dengan penerapan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan tertentu yang berlaku efektif sejak tanggal 1 Januari 2015, baik secara prospektif maupun retrospektif ("Penerapan PSAK 2015") dan reklasifikasi akun-akun tertentu, yang laporannya tercantum dalam Memorandum Informasi ini.



MEDCOENERGI

Ikhtisar data laporan data laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2011 dan 2012, serta ikhtisar data laporan posisi keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak pada tanggal-tanggal tersebut bersumber dari laporan keuangan konsolidasian auditan Perseroan dan Entitas Anak untuk periode-periode tersebut, yang telah diaudit oleh KAP Purwanto, Suherman & Surja, akuntan publik independen, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh IAPI, dengan pendapat wajar tanpa pengecualian, dan tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini.

## LAPORAN POSISI KEUANGAN

	(dalam USD)					
	31 Desember					30 September
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2016**
Jumlah Aset Lancar	1.304.240.576	1.144.662.180	821.446.130	754.217.861	1.044.863.276	1.175.663.293
Jumlah Aset Tidak Lancar	1.292.608.465	1.508.697.755	1.687.541.291	1.913.544.869	1.864.945.552	1.837.774.526
<b>JUMLAH ASET</b>	<b>2.596.849.041</b>	<b>2.653.359.935</b>	<b>2.508.987.421</b>	<b>2.667.762.730</b>	<b>2.909.808.828</b>	<b>3,013,437,819</b>
Jumlah Liabilitas						
Jangka Pendek	811.346.129	432.013.548	409.919.082	467.748.375	526.615.346	640,364,637
Jumlah Liabilitas						
Jangka Panjang	917.790.620	1.394.001.118	1.223.845.035	1.312.928.862	1.681.599.623	<b>1,626,426,969</b>
<b>JUMLAH LIABILITAS</b>	<b>1.729.136.749</b>	<b>1.826.014.666</b>	<b>1.633.764.117</b>	<b>1.780.677.237</b>	<b>2.208.214.969</b>	<b>2,266,791,606</b>
<b>JUMLAH EKUITAS</b>	<b>867.712.292</b>	<b>827.345.269</b>	<b>875.223.304</b>	<b>887.085.493</b>	<b>701.593.859</b>	<b>746,646,213</b>

\*disajikan kembali

## LAPORAN LABA RUGI KOMPREHENSIF KONSOLIDASIAN

	(dalam USD)						
	31 Desember					30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
<b>JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA</b>	<b>809.132.938</b>	<b>899.959.976</b>	<b>886.521.234</b>	<b>750.730.519</b>	<b>628.479.277</b>	<b>418,057,146</b>	<b>416,886,344</b>
<b>LABA KOTOR</b>	<b>351.031.380</b>	<b>397.520.105</b>	<b>364.792.548</b>	<b>270.956.531</b>	<b>208.262.513</b>	<b>165,355,608</b>	<b>159,545,123</b>
<b>LABA (RUGI) SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>211.230.380</b>	<b>196.441.448</b>	<b>195.942.667</b>	<b>106.031.368</b>	<b>(146.387.059)</b>	<b>-32,433,804</b>	<b>25,573,329</b>
<b>LABA (RUGI) SETELAH BEBAN PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DIHENTIKAN</b>	<b>3.015.296</b>	<b>(17.592.298)</b>	<b>(22.272.551)</b>	<b>530.134</b>	<b>(6.238.172)</b>	<b>(41,479,789)</b>	<b>24,049,381</b>
<b>LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN</b>	<b>93.476.095</b>	<b>22.510.134</b>	<b>19.844.270</b>	<b>8.841.995</b>	<b>(186.173.541)</b>	<b>(47,864,105)</b>	<b>23,859,639</b>
<b>JUMLAH LABA (RUGI) KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN</b>	<b>94.110.009</b>	<b>(9.282.469)</b>	<b>(29.174.325)</b>	<b>22.495.557</b>	<b>(181.816.526)</b>	<b>(46,731,572)</b>	<b>48,806,908</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

**RASIO KEUANGAN KONSOLIDASIAN (TIDAK DIAUDIT)**

NERACA	31 Desember				30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2016
Rasio kas <sup>(1)</sup>	0,87x	1,21x	0,64x	0,44x	0,88x	0,28x
Rasio lancar <sup>(2)(A)</sup>	1,61x	2,65x	2,00x	1,61x	1,98x	1,84x
Rasio liabilitas terhadap ekuitas ( <i>debt to equity</i> ) <sup>(3)(A)</sup>	1,50x	1,63x	1,18x	1,34x	2,25x	2,28x
Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas ( <i>net debt to equity ratio</i> ) <sup>(4)</sup>	0,69x	1,00x	0,88x	1,10x	1,59x	2,04x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas	1,99x	2,21x	1,87x	2,01x	3,15x	3,04x
Rasio imbal hasil atas aset <sup>(5)</sup>	3,60%	0,85%	0,79%	0,33%	-6,40%	0,79%
Rasio imbal hasil atas ekuitas <sup>(6)</sup>	10,77%	2,72%	2,27%	1,00%	-26,54%	3,20%
Rasio aset minyak dan gas bumi - bersih terhadap jumlah aset	0,29x	0,32x	0,37x	0,42x	0,34x	0,32x
Rasio penjualan <sup>(7)</sup> dan pendapatan-bersih terhadap jumlah aset	0,31x	0,34x	0,35x	0,28x	0,22x	0,14x
Rasio modal kerja bersih <sup>(8)</sup> terhadap penjualan <sup>(7)</sup>	0,61x	0,79x	0,46x	0,38x	0,82x	1,28x
Rasio pertumbuhan penjualan <sup>(9)</sup> terhadap pertumbuhan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha <sup>(10)</sup>	-7,15x	0,89x	-0,24x	1,34x	2,35x	-0,02x
Rasio jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha terhadap laba bersih	1,14x	9,29x	13,33x	18,47x	-0,60x	5,88x
Rasio EBITDA terhadap beban keuangan <sup>(11)(A)</sup>	4,70x	4,68x	5,43x	4,17x	3,04x	2,27x

**Catatan:**

- (1) 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.
  - (2) Rasio lancar dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
  - (3) Rasio liabilitas terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi yang dapat dikonversi yang digaransi) dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
  - (4) Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi 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.
  - (5) Rasio imbal hasil atas aset dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah aset pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
  - (6) Rasio imbal hasil atas ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah ekuitas pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
  - (7) Penjualan juga mencakup pendapatan usaha lainnya.
  - (8) 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 diperoleh 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) Beban keuangan bersih dihitung dengan cara menjumlahkan beban bunga bersih dari semua kewajiban atau utang yang berbunga dikurangi dengan pendapatan bunga.
- (A) Pada tanggal 31 Desember 2015, Perseroan telah memenuhi rasio lancar (minimum 1,25x); rasio *debt to equity* (maksimum 3x); dan rasio EBITDA terhadap beban keuangan bersih (minimum 1x).

Ringkasan data keuangan penting lebih lengkap dapat dilihat pada Bab IV dalam Memorandum Informasi ini.

## 5. RISIKO USAHA

Risiko-risiko yang diungkapkan dalam uraian berikut merupakan risiko-risiko yang material bagi Perseroan dan Entitas Anak yang telah disusun sesuai dengan bobot risiko berdasarkan dampak dari masing-masing risiko terhadap kinerja keuangan Perseroan dan Entitas Anak yang dimulai dari risiko utama:

- **Risiko terkait kegiatan usaha Perseroan dan Entitas Anak**
  1. **Faktor Industri**
    - a. Risiko terkait dengan eksplorasi dan produksi minyak dan gas
    - b. Risiko terkait dengan usaha energi terkait lainnya
    - c. Risiko terkait dengan jasa penunjang (penyewaan gedung)
  2. **Faktor pasar dan ekonomi**
    - a. Risiko harga minyak mentah dunia
    - b. Risiko kenaikan tingkat suku bunga
    - c. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang
    - d. Risiko persaingan usaha
  3. **Faktor geopolitik**
    - a. Risiko regulasi/kebijakan di Indonesia
    - b. Risiko terkait peraturan internasional
    - c. Risiko hukum
    - d. Risiko keamanan kawasan
  4. **Faktor lingkungan**
    - a. Risiko lingkungan
    - b. Risiko bencana alam
  5. **Faktor sebagai perusahaan induk**

## 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.

Penjelasan lebih lengkap mengenai risiko-risiko tersebut di atas dapat dilihat pada Bab III dalam Memorandum Informasi ini.

## 6. RENCANA PENGGUNAAN DANA

Perseroan merencanakan untuk menggunakan seluruh penerimaan hasil Penawaran Terbatas *Medium Term Notes* (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 Seri A setelah dikurangi dengan biaya-biaya emisi adalah untuk:

- Sekitar 60% untuk pembayaran sebagian utang Perjanjian Transaksi Khusus VII dengan Bank Mandiri sebesar USD53.750.000 yang akan dibayar secara cicilan dari bulan Desember 2016 sampai dengan September 2017 dan atau/atau Obligasi Berkelanjutan I Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2012 Tahap 1 sebesar Rp500 miliar; dan
- Sekitar 40% untuk belanja modal Perseroan, termasuk belanja modal yang muncul dari akuisisi aset di masa yang akan datang.



## 7. KETERANGAN TENTANG MTN YANG AKAN DITERBITKAN

Nama MTN	:	Medium Term Notes (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 Seri A
Jumlah Pokok MTN	:	Sebesar USD55.000.000 (lima puluh lima juta dolar AS)
Jangka Waktu	:	3 (tiga) tahun sejak Tanggal Penerbitan MTN
Harga Penawaran	:	100% dari nilai MTN.
Tingkat Bunga MTN	:	5.2% (lima koma dua persen) per tahun
		Bunga dibayarkan setiap triwulan terhitung sejak Tanggal Penerbitan MTN pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN. Pembayaran Bunga MTN pertama akan dilakukan pada tanggal 15 Februari 2017, sedangkan pembayaran Bunga MTN terakhir akan dilakukan bersamaan dengan pelunasan Pokok MTN. 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
Satuan Pemindahbukuan	:	USD1 (satu dolar Amerika Serikat) atau kelipatannya.
Jumlah Minimum Pemesanan	:	USD1 (satu dolar Amerika Serikat) atau kelipatannya.
Penggunaan Dana	:	<p>Perseroan merencanakan untuk menggunakan seluruh penerimaan hasil Penawaran Terbatas <i>Medium Term Notes</i> (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 Seri A untuk</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- sekitar 60% untuk pembayaran sebagian utang Perjanjian Transaksi Khusus VII dengan Bank Mandiri sebesar USD53.750.000 yang akan dibayar secara cicilan dari bulan Desember 2016 sampai dengan September 2017 dan atau/atau Obligasi Berkelanjutan I Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2012 Tahap 1 sebesar Rp500 miliar; dan</li> <li>- sekitar 40% untuk belanja modal Perseroan, termasuk belanja modal yang muncul dari akuisisi aset di masa yang akan datang.</li> </ul>
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 pelaksanaan pembelian kembali tersebut tidak dapat mengakibatkan Penerbit lalai untuk memenuhi ketentuan - ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN. 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

## 8. Hasil Pemingkatan

Sesuai dengan Peraturan No. IX.C.1, Lampiran Ketua Bapepam No. Kep-42/PM/2000 tanggal 27 Oktober 2000 tentang Pedoman Mengenai Bentuk dan Isi Pernyataan Pendaftaran Dalam Rangka Penawaran Umum ("Peraturan No. IX.C.1") dan Peraturan No. IX.C.11, Perseroan telah melakukan pemingkatan dalam rangka penerbitan Medium Term Notes (MTN) V Medco Energi Internasional Tahun 2016 yang dilaksanakan oleh Pefindo. Berdasarkan Surat No. 1818/pef-dIR/rc/xi/2016 tanggal 1 November 2016 dan yang akan dilakukan reuiu peringkat dalam periode 1 (satu) tahun sekali, Medium Term Notes (MTN) V Medco Energi Internasional Tahun 2016 senilai maksimum USD145.000.000 telah mendapat peringkat:

**idA+**  
**(Single A Plus)**

Hasil pemeringkatan di atas berlaku untuk periode 1 November 2016 sampai dengan 1 November 2017.

## I. PERNYATAAN HUTANG

Angka-angka ikhtisar data keuangan penting di bawah ini bersumber dari ikhtisar data laporan posisi keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak pada tanggal 30 September 2016 bersumber dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak yang tidak diaudit untuk periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi

Pada tanggal 30 September 2016, Perseroan mempunyai liabilitas konsolidasian yang seluruhnya berjumlah USD2.266 juta, yang terdiri dari liabilitas jangka pendek konsolidasian sebesar USD640 juta dan liabilitas jangka panjang konsolidasian sebesar USD1.626 juta.

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
<b>LIABILITAS JANGKA PENDEK</b>	
Pinjaman bank jangka pendek	20.000.000
Utang usaha	
- Pihak berelasi	85.035
- Pihak ketiga	90.451.655
Utang lain-lain	
- Pihak berelasi	497.982
- Pihak ketiga	78.718.794
Utang pajak	21.401.276
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	35.054.320
Biaya akrual dan provisi lain-lain	50.887.610
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	1.089.265
Liabilitas Derivatif	45.228.562
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun	
- Pinjaman bank	150.313.176
- Obligasi Rupiah	115.182.480
- Obligasi Dolar AS	27.355.907
Uang muka dari pelanggan	
- Pihak berelasi	317.744
- Pihak ketiga	3.780.831
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Pendek</b>	<b>640.364.637</b>
<b>LIABILITAS JANGKA PANJANG</b>	
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	
- Pinjaman bank	877.651.210
- Obligasi Rupiah	345.043.943
- Obligasi Dolar AS	17.811.013
- Obligasi Dolar Singapura	72.783.587
- Wesel Jangka menengah	76.522.575
Utang lain-lain	11.520.405
Liabilitas pajak tangguhan	93.462.056
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	8.954.393

**MEDCOENERGI**

Liabilitas derivatif	64.877.463
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provinsi lain-lain	57.800.324
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Panjang</b>	<b>1.626.426.969</b>
<b>JUMLAH LIABILITAS</b>	<b>2.266.791.606</b>

Penjelasan lebih lanjut mengenai masing-masing liabilitas tersebut adalah sebagai berikut:

### Utang usaha

Pada tanggal 30 September 2016, Perseroan dan Entitas Anak memiliki utang usaha sebesar USD90,5 juta, dengan rincian sebagai berikut :

a. Berdasarkan pemasok:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
Pihak berelasi	
PT Musi Raksa Buminusa	33.927
PT Medco Intidynamika	38.901
PT Satria Raksa Buminusa	6.103
Lain-lain	6.104
Sub jumlah	85.035
Pihak ketiga	
Pemasok dalam negeri	67.235.630
Pemasok luar negeri	23.216.025
Sub jumlah	90.451.655
<b>Jumlah</b>	<b>90.536.690</b>

b. Berdasarkan umur:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
Sampai dengan 1 bulan	58.777.133
1 – 3 bulan	11.397.266
3 – 6 bulan	7.828.749
6 bulan – 1 tahun	2.100.565
Lebih dari 1 tahun	10.432.977
<b>Jumlah</b>	<b>90.536.690</b>

c. Berdasarkan mata uang:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
Dolar Amerika Serikat	63.042.200
Rupiah	27.450.589
Lain-lain	43.901
<b>Jumlah</b>	<b>90.536.690</b>

Utang usaha baik dari pemasok dalam negeri maupun luar negeri tidak dijamin dan secara umum mempunyai masa kredit dari satu sampai dengan tiga bulan.

### Uang muka dari Pelanggan

Pada tanggal 30 September 2016 Perseroan dan Entitas Anak memiliki uang muka dari pelanggan sebesar USD4,1 juta, dengan rincian sebagai berikut:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
<u>Pihak berelasi</u>	
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	178.612
PT Medco Power Indonesia	134.716
PT Medco Intidynamika	4.416
Sub Jumlah	<u>317.744</u>
 <u>Pihak ketiga</u>	
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	1.078.401
Lain-lain (masing-masing dibawah AS\$1.000.000)	2.702.430
Sub Jumlah	<u>3.780.831</u>
<b>Jumlah</b>	<b><u>4.098.575</u></b>

### Utang lain-lain

Pada tanggal 30 September 2016 Perseroan dan Entitas Anak memiliki utang lain-lain sebesar USD90,7 juta, dengan rincian sebagai berikut:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
<u>Pihak berelasi</u>	
Tomori E&P Limited	120.653
PT Satria Raksa Buminusa	377.329
Sub Jumlah	<u>497.982</u>
 <u>Pihak ketiga</u>	
Utang kepada Operasi Bersama	37.296.079
Kewajiban pajak atas <i>First Tranche Petroleum</i>	31.189.076
BP West Java Ltd	4.536.217
Setoran Jaminan	3.816.678
Utang kepada Lunding Sea Holding B.V.	2.166.242
Asuransi	1.819.056
Utang <i>overlifting</i>	479.761
Biaya perolehan atas Hak Tanah dan Bangunan	1.517.451
Karyawan	418.091
Cityview Energy Corp Ltd	1.008.980
Lain-lain (masing-masing dibawah AS\$1.000.000)	5.991.568
<b>Jumlah</b>	<b><u>90.737.181</u></b>



MEDCOENERGI

Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun

(79.216.776)

**Bagian jangka panjang****11.520.405**

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

Kewajiban pajak atas First Tranche Petroleum (FTP) merupakan bagian kurang bayar pajak penghasilan badan dan pajak dividen untuk FTP Entitas Anak untuk tahun pajak 2008 sampai 2016. Entitas Anak akan membayar pajak tersebut jika terdapat "Equity to be split" dari penjualan minyak dan gas.

Setoran jaminan merupakan uang jaminan dari penyewa untuk keperluan penyewaan gedung The Energy yang dibayarkan kepada PT Api Metra Graha (AMG), Entitas Anak. Biaya Perolehan atas Hak Tanah dan Bangunan (BPHTB) merupakan kewajiban pajak AMG atas pembelian gedung Medco Ampera.

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-Toili telah mencapai volume tertentu sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian.

Utang overlifting kepada SKK Migas pada tanggal 30 September 2016 berkaitan dengan Blok Tarakan. Utang overlifting kepada SKK Migas pada tanggal 31 Desember 2015 berkaitan dengan Blok Bawean dan Tarakan.

### Utang pajak

Pada tanggal 30 September 2016, Perseroan dan Entitas Anak memiliki utang pajak sebesar USD21,4 juta, dengan rincian sebagai berikut:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
<u>Perseroan</u>	
Pajak Penghasilan:	
Pasal 4 (2)	351.964
Pasal 15	11.710
Pasal 21	548.649
Pasal 23	4.275
Sub-Jumlah	916.598
<u>Entitas Anak</u>	
Pajak Penghasilan (PPh) Badan	12.891.517
Pajak Penghasilan	
Pasal 4 (2)	3.332.481
Pasal 15	25.382
Pasal 21	1.197.166
Pasal 23	691.836
Pasal 26	130.300
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	2.215.996
Sub-jumlah	20.484.678
<b>Jumlah</b>	<b>21.401.276</b>

### Biaya akrual dan provisi lain-lain

Pada 30 September 2016, biaya akrual dan provisi lain-lain Perseroan dan Entitas anak sebesar USD50,9 juta, dengan rincian sebagai berikut:



MEDCOENERGI

(dalam USD)

	<b>Jumlah</b>
Kontrak jasa	26.101.671
Bunga	13.950.813
Biaya klaim	3.034.719
Operasi bersama	3.678.015
Sewa	1.307.905
Tenaga kerja	440.182
Beban operasional lainnya	2.374.305
<b>Jumlah</b>	<b>50.887.610</b>

### Liabilitas imbalan kerja

Pada tanggal 30 September 2016, Perseroan memiliki liabilitas imbalan kerja jangka pendek sebesar USD1,1 juta dan liabilitas imbalan kerja jangka panjang sebesar USD9,0 juta. Perseroan mengadakan program pensiun iuran pasti, program pensiun imbalan pasti dan penghargaan *jubilee* disamping mengakui liabilitas imbalan pasca-kerja untuk karyawan tetap sesuai Undang-Undang No. 13 Tahun 2003 tentang Ketenagakerjaan.

### Pinjaman jangka panjang

Pada tanggal 30 September 2016, Perseroan dan Entitas Anak memiliki pinjaman jangka panjang yang terdiri dari pinjaman bank sebesar USD877,6 juta, obligasi Rupiah sebesar USD345,0 juta, obligasi Dolar AS sebesar USD17,8 juta, obligasi Dolar Singapura sebesar USD72,8 juta dan wesel jangka menengah sebesar USD76,5 juta, dengan rincian sebagai berikut:

#### Pinjaman bank jangka panjang

Berikut adalah rincian pinjaman bank pada tanggal 30 September 2016:

	<b>Jumlah</b>
Pinjaman bank jangka pendek	20.000.000
Pinjaman bank jangka pendek – bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	151.646.074
Pinjaman bank jangka panjang – bagian pinjaman jangka panjang	887.459.999
<b>Jumlah</b>	<b>1.059.106.073</b>
Dikurangi diskonto yang belum Diamortisasi	11.141.686
Neto	1.047.964.387
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	170.313.177
<b>Bagian jangka panjang</b>	<b>877.651.210</b>

(dalam USD)

<b>Kreditur</b>	<b>Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun</b>	<b>Jangka Panjang</b>	<b>Jumlah</b>
<b>Dolar AS</b>			
<b>Pihak ketiga</b>			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	53.750.000	528.750.000	582.500.000
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	5.000.000	137.500.000	142.500.000



MEDCOENERGI

(dalam USD)

Kreditur	Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun	Jangka Panjang	Jumlah
PT Bank ICBC Indonesia	50.000.000	-	50.000.000
PT Bank Bukopin Tbk	4.799.211	19.090.039	23.889.250
Pinjaman sindikasi dari			
Standard Chartered Bank			
PT Bank ANZ Indonesia			
PT Bank DBS Indonesia			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk			
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	36.100.000	158.875.000	194.975.000
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	20.000.000	-	20.000.000
Sub jumlah	166.846.863	844.215.039	1.013.864.250
<b>Rupiah</b>			
<b>Pihak ketiga</b>			
PT Bank Bukopin Tbk. (dalam mata uang asli : Rp594 miliar)	1.996.863	43.244.960	45.241.823
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	1.332.897	9.808.789	11.141.686
<b>Jumlah</b>	<b>170.313.176</b>	<b>877.651.210</b>	<b>1.047.964.386</b>

Tingkat bunga per tahun yang dibayarkan untuk fasilitas-fasilitas tersebut di atas berkisar antara 11,40%-11,80% untuk Rupiah dan 3,89% – 7,40% untuk Dolar Amerika Serikat.

Berdasarkan perjanjian atas pinjaman-pinjaman di atas, Grup harus mematuhi batasan-batasan tertentu, antara lain untuk memperoleh persetujuan tertulis dari pemberi pinjaman sebelum melakukan transaksi-transaksi tertentu seperti mengadakan penggabungan usaha, pengambilalihan, likuidasi atau perubahan status serta Anggaran Dasar, mengurangi modal dasar, ditempatkan dan disetor penuh; pembatasan dalam pemberian pinjaman kepada pihak ketiga; penjaminan negatif, dengan beberapa pengecualian khusus; pembatasan dalam mengubah aktivitas utama dan mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentase tertentu dari laba neto konsolidasian; dan harus mematuhi rasio-rasio keuangan tertentu.

Pada tanggal 30 September 2016 dan 31 Desember 2015, Grup telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian pinjaman.

### Utang jangka panjang lainnya

Pada tanggal 30 September 2016, Perseroan dan Entitas anak memiliki utang jangka panjang lainnya sebagai berikut:

Keterangan	Jumlah
<i>(dalam USD)</i>	
<u>Wesel Jangka Menengah</u>	
Jatuh tempo pada tahun 2018	76.934.913
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(412.338)
Neto	76.522.575
<b>Bagian jangka panjang</b>	<b>76.522.575</b>

Obligasi Rupiah





MEDCOENERGI

(dalam USD)

Keterangan	Jumlah
Jatuh tempo pada tahun 2017	153.869.826
Jatuh tempo pada tahun 2018	115.402.370
Jatuh tempo pada tahun 2019	67.394.984
Jatuh tempo pada tahun 2021	124.942.299
Jumlah	461.609.479
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(1.383.056)
Neto	460.226.423
<b>Bagian jangka panjang</b>	<b>345.043.943</b>
<u>Obligasi Dolar AS</u>	
Jatuh tempo pada tahun 2016	27.374.000
Jatuh tempo pada tahun 2017	17.858.811
	45.232.811
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(65.891)
Jumlah	45.166.920
<b>Dikurangi bagian jangka pendek</b>	<b>27.355.907</b>
<b>Bagian jangka panjang</b>	<b>17.811.013</b>
<u>Obligasi Dolar Singapura</u>	
Jatuh tempo pada tahun 2018	73.254.885
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(471.298)
Neto	72.783.587
<b>Bagian jangka panjang</b>	<b>72.783.587</b>

Tingkat bunga per tahun yang dibayarkan untuk utang-utang tersebut di atas berkisar antara 8,75%-11,30% untuk Rupiah, 6,05% untuk Dolar Amerika Serikat dan 5,90% untuk Dolar Singapura.

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

a. Pembatasan-pembatasan atas Pinjaman

Pada tanggal 30 September 2016 dan 31 Desember 2015, manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi pembatasan atas semua liabilitas jangka panjang. Manajemen menyatakan bahwa selama periode pelaporan dan pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian interim, Grup tidak pernah mengalami kondisi gagal bayar atas obligasi yang telah jatuh tempo.

Pada tanggal 30 September 2016 dan 31 Desember 2015, Grup telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian.

b. Wali Amanat

Grup telah menunjuk Wali Amanat sebagai perantara antara Grup dengan Pemegang Obligasi. Adapun Wali Amanat untuk Obligasi Berkelanjutan AS\$ I, II, III, Obligasi Rupiah III Tahun 2012, Obligasi Berkelanjutan Rupiah I Tahap I dan II Tahun 2012, dan Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap I dan II Tahun 2016 adalah PT Bank Mega Tbk. Obligasi lain sampai dengan Tahun 2016. Grup juga telah menunjuk Bank of New York Mellon Corporation sebagai Wali Amanat untuk Program Multicurrency Medium Term Notes (MTN).

b. Lain-lain

Pada tanggal 14 Mei 2015, Perusahaan, melalui anak perusahaan Medco Energi Global Pte Ltd, telah menerbitkan Obligasi Dolar Singapura sebesar S\$100 juta dengan kupon sebesar 5,9% per tahun dan tenor selama tiga tahun. Penjamin pelaksana dalam transaksi ini adalah DBS Bank Ltd, dan bersama dengan Australia and New Zealand Banking Corporation Limited, dan Mitsubishi UFJ Securities (Singapore) Limited bertindak sebagai Joint Lead Managers, sementara Bank of New York Mellon, Cabang Singapore sebagai Wali Amanat. Penerbitan ini merupakan bagian dari program MTN dengan jumlah sebanyak-banyaknya sebesar S\$500 juta yang penandatanganannya sudah dilaksanakan pada tanggal 13 April 2015 lalu. Penerbitan MTN tahap pertama ini ditujukan untuk modal kerja, belanja modal, dan pelunasan utang.

Secara bersamaan Grup juga telah melakukan perjanjian swap suku bunga dan mata uang atas MTN tersebut dari Dolar Singapura tetap menjadi Dolar Amerika Serikat tetap setiap tanggal 14 Mei dan 14 November dengan tenor yang sama dengan MTN.

Pada tanggal 12 Februari 2016, Perusahaan melakukan pembelian kembali atas Obligasi Berkelanjutan USD Medco Energi Internasional I tahap I tahun 2011 sebesar AS\$1.626.000 dan Penawaran Umum Bersama (PUB) USD tahap III tahun 2012 sebesar AS\$925.189.

Pada tanggal 14 Juli 2016, Perusahaan telah melunasi Obligasi Berkelanjutan AS\$ I Tahap I sebesar AS\$50 juta.

Pada tanggal 15 Juli 2016, Perusahaan menerbitkan Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahun 2016 dengan total Rp5.000.000.000.000 ("PUB II") dengan penerbitan tahap I sebesar Rp1.250.000.000.000 ("PUB II Tahap I") yang dibagi dalam dua tranche yaitu:

- Tranche A sebesar Rp327.000.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Tranche B sebesar Rp923.000.000.000 dengan tenor 5 tahun.

Dana hasil emisi PUB II Tahap I ini digunakan untuk refinancing dan belanja modal.

Pada tanggal 30 September 2016, Perusahaan menerbitkan PUB II dengan penerbitan tahap II sebesar Rp1.250.000.000.000 ("PUB II Tahap II") yang dibagi dalam dua tranche yaitu:

- Tranche A sebesar Rp549.000.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Tranche B sebesar Rp701.000.000.000 dengan tenor 5 tahun.

Dana hasil emisi PUB II Tahap II ini digunakan untuk refinancing dan belanja modal

## Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain

Per 30 September 2016, Perseroan memiliki pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain sebesar USD74,1 juta, dengan rincian sebagai berikut:

	<i>(dalam USD)</i>
	<b>Jumlah</b>
<u>Indonesia</u>	
Saldo awal	103.329.695
Akresi selama tahun berjalan	4.957.717
Penambahan selama tahun berjalan	845.365
Reklas asset tersedia untuk dijual	(20.525.381)
Penambahan selama tahun berjalan	(307.881)
Penyesuaian	(218.903)
Saldo akhir	88.080.612
Rekening yang dicadangkan	(43.535.280)
Saldo akhir - neto	44.233.986
<u>Amerika Serikat dan Tunisia</u>	
Saldo awal	13.127.208
Akresi selama tahun berjalan	586.205
Penyesuaian	(147.075)
Saldo akhir	13.566.338
<b>Jumlah</b>	<b>57.800.324</b>

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 yang ditempatkan di Bank Mandiri akan digunakan untuk mendanai reklamasi area sehubungan dengan operasi pertambangan.

**MANAJEMEN PERSEROAN MENYATAKAN BAHWA SELURUH LIABILITAS PERSEROAN PADA TANGGAL 30 SEPTEMBER 2016 TELAH DIUNGKAPKAN DALAM MEMORANDUM INFORMASI INI.**

## II. ANALISIS 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 dan Entitas Anak tanggal 31 Desember 2013, 2014, 2015 dan 30 September 2016, serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut.*

*Kecuali disebutkan lain, maka seluruh kata "Perseroan" dalam bab ini berarti PT Medco Energi Internasional Tbk. dan Entitas Anak.*

### 3.1. Umum

Perseroan didirikan pada tahun 1980 dan memulai usahanya sebagai kontraktor jasa pengeboran swasta pertama yang dimiliki oleh bangsa Indonesia, dan kini telah berkembang menjadi perusahaan energi terpadu, dengan fokus di bisnis eksplorasi dan produksi minyak dan gas baik di wilayah Indonesia maupun internasional. Perseroan juga memiliki usaha energi terkait lainnya di bisnis tambang batu bara, ketenagalistrikan, pipa gas, penyewaan peralatan pengeboran dan penyewaan gedung.

Taksiran cadangan terbukti Perseroan untuk minyak adalah sebesar 195.714 MBOE, cadangan terbukti dan *probable* adalah sebesar 268.782 MBOE, dan cadangan kontinjen sebesar 181.778 MBOE per 30 September 2016. Sampai dengan 30 September 2016, Perseroan berhasil membukukan produksi minyak dan gas masing-masing sebesar 21,66 MBOPD dan 199,08 MMSCFD. Blok Rimau memberikan kontribusi produksi minyak terbesar yaitu sekitar 43,95% dan Senoro Toili memberikan kontribusi produksi gas terbesar yaitu sekitar 48,27% dari keseluruhan produksi gas.

Perseroan memperoleh pendapatan dari penjualan minyak dan gas, pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait, dan pendapatan dari batu bara dimana hampir seluruh pendapatannya adalah dalam satuan mata uang Dolar Amerika Serikat. Sampai dengan 30 September 2016, Perseroan memperoleh pendapatan sebesar USD416,9 juta dimana pendapatan dari penjualan minyak dan gas berkontribusi sebesar 91,71%.

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.

### 3.2. Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Kegiatan Usaha dan Operasi Perseroan

Bisnis dan hasil kegiatan usaha Perseroan selama ini dipengaruhi oleh sejumlah faktor penting yang diyakini akan terus mempengaruhi bisnis dan hasil operasi Perseroan. Faktor-faktor tersebut antara lain adalah:

#### *Fluktuasi harga minyak dunia*

Pendapatan Perseroan secara signifikan dipengaruhi oleh volatilitas harga minyak mentah (*crude oil*). Keuntungan Perseroan sebagian besar dihasilkan dari selisih harga jual migas dengan biaya eksplorasi, pengembangan, produksi dan penjualan migas. Harga jual minyak Perseroan didasarkan pada *Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude* ("ICP-SLC"). Pada tahun 2015, harga minyak mentah mengalami volatilitas cukup tinggi dan diperkirakan akan berlanjut pada tahun 2016. Rata-rata harga tahunan ICP-SLC berkisar antara USD 108,3/bbl pada tahun 2013, USD98,63/bbl pada tahun 2014 hingga USD49,39/bbl pada tahun 2015. Sementara rata-rata harga bulanan ICP-SLC sepanjang 1 Januari 2016 sampai 30 September 2016 berkisar sekitar USD29,70/bbl. Volatilitas harga minyak mentah termasuk risiko yang berada di luar kendali Perseroan. Setiap perubahan harga minyak dunia yang tidak menguntungkan dapat berdampak buruk pada bisnis, kondisi keuangan, hasil operasi

dan prospek Perseroan. Untuk meminimalisasi risiko fluktuasi harga minyak dunia Perseroan menerapkan sistem penjualan berdasarkan kontrak untuk hasil produksi minyak dan gas yang signifikan.

#### *Penurunan jumlah cadangan*

Pendapatan utama Perseroan terutama berasal dari hasil penjualan minyak dan gas yang diproduksi dari beberapa pusat produksi yang tersebar di lapangan-lapangan migas yang dikelola oleh Perseroan. Sebagai akibat dari aktivitas yang dilakukan secara terus menerus pada lapangan-lapangan migas tersebut, cadangan minyak akan mengalami penurunan. Perseroan berkeyakinan memiliki kemampuan dan pengalaman yang teruji untuk dapat mempertahankan dan meningkatkan cadangan minyak dan gas bumi terbukti dalam jangka panjang. Perseroan berkomitmen untuk tetap disiplin dalam belanja modal, dengan menyusun prioritas proyek-proyek mana yang akan dikembangkan sehingga dapat menahan laju penurunan produksi minyak dan gas, serta mengurangi risiko eksplorasi dengan melakukan kegiatan eksplorasi yang memiliki risiko lebih rendah, disamping terus melakukan akuisisi strategis. Meskipun demikian, tidak ada jaminan bahwa upaya-upaya tersebut dapat menghasilkan sumber cadangan minyak dan gas bumi baru yang secara komersial menguntungkan. Setiap kegiatan eksplorasi atau akuisisi strategis atau upaya-upaya lain yang dilakukan Perseroan yang tidak berhasil dapat berdampak merugikan pada bisnis, kondisi keuangan, hasil operasi dan prospek Perseroan.

#### *Tingkat suku bunga*

Utang Perseroan dalam Dolar AS dan Rupiah merupakan sumber pendanaan yang signifikan untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi serta kegiatan akuisisi strategis. Oleh sebab itu, beban bunga merupakan komponen yang signifikan pada beban lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013, 2014 dan 2015. Seluruh utang bank Perseroan memiliki bunga mengambang, dan sejalan dengan kenaikan jumlah pokok utang bank, yang telah dan akan dapat menyebabkan penambahan beban bunga serta mengalami fluktuasi seiring dengan perubahan tingkat suku bunga. Namun demikian, Perseroan dari waktu ke waktu berupaya untuk melakukan lindung nilai (*hedging*) atas sebagian atau seluruh risiko yang diakibatkan perubahan suku bunga dan/atau nilai tukar dengan kontrak *swap*.

#### *Fluktuasi nilai tukar mata uang asing*

Perseroan mengadopsi mata uang Dolar AS sebagai mata uang fungsionalnya. Meskipun hal ini telah mengurangi efek nilai tukar pada operasi Perseroan karena sebagian besar beban dan biaya Perseroan berdenominasi Dolar AS, Perseroan masih dipengaruhi risiko nilai tukar dari transaksi berdenominasi Rupiah dan mata uang lainnya yang bukan merupakan mata uang fungsional Perseroan. Fluktuasi nilai tukar Rupiah dan mata uang lainnya terhadap Dolar AS yang signifikan dapat membawa dampak merugikan terhadap hasil operasi Perseroan. Untuk mengurangi risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing tersebut, Perseroan saat ini memiliki perjanjian *swap* atas mata uang silang.

### **3.3. Analisis Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian**

#### **Penjualan dan pendapatan usaha lainnya**

Pendapatan Perseroan terutama berasal dari penjualan minyak dan gas neto, pendapatan dari jasa dan pendapatan dari batu bara. Tabel di bawah ini menyajikan rincian jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya berdasarkan sumber pendapatan untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
Penjualan minyak dan gas neto	826.842.368	701.426.544	574.355.244	385.144.360	382.307.785
Pendapatan dari jasa	16.719.719	13.155.844	32.603.314	17.241.363	17.324.924
Pendapatan dari sewa	-	-	-	-	13.561.109
Pendapatan dari batu bara	42.959.147	36.148.131	21.520.719	15.671.423	3.692.526
Jumlah penjualan dan pendapatan lainnya	<b>886.521.234</b>	<b>750.730.519</b>	<b>628.479.277</b>	<b>418.057.146</b>	<b>416.886.344</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya

Tabel di bawah ini menyajikan rincian beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
Biaya produksi dan <i>lifting</i>	307.763.720	281.479.367	215.265.607	122.868.536	122.766.838
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	101.609.714	96.973.184	125.936.997	82.896.472	94.131.263
Biaya jasa	29.717.463	24.539.712	27.792.537	19.070.322	18.181.125
Biaya produksi batu bara	24.179.183	26.087.257	23.131.380	15.501.238	4.768.382
Biaya pembelian minyak mentah	44.378.789	26.309.259	21.278.975	8.216.901	8.798.676
Beban eksplorasi	14.079.817	24.385.209	6.811.268	4.148.069	6.239.880
Biaya sewa	-	-	-	-	2.455.057
<b>Jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya</b>	<b>521.728.686</b>	<b>479.773.988</b>	<b>420.216.764</b>	<b>252.701.538</b>	<b>257.341.221</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## Laba kotor

Laba kotor merupakan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya dikurangi beban pokok penjualan dan pendapatan usaha lainnya. Tabel di bawah ini menyajikan laba kotor untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
<b>Laba Kotor</b>	<b>364.792.548</b>	<b>270.956.531</b>	<b>208.262.513</b>	<b>165.355.608</b>	<b>159.545.123</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## Beban penjualan, umum dan administrasi

Tabel di bawah ini menyajikan rincian beban penjualan, umum dan administrasi untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
Gaji, upah dan imbalan kerja lainnya	50.028.221	57.179.399	53.726.263	38.019.788	40.165.506
Sewa	8.236.717	6.045.090	13.366.726	9.459.063	1.123.300
Peralatan dan perlengkapan kantor	3.831.748	1.342.006	6.992.186	4.948.072	604.891
Honorarium profesional	11.587.640	6.191.000	6.721.466	4.756.495	4.822.194
Beban kontrak	3.873.896	8.603.982	5.437.919	3.848.184	2.340.260
Asuransi	3.504.011	2.646.262	2.323.813	1.644.463	1.328.407
Transportasi	1.143.550	723.996	2.213.904	1.566.686	783.259
Perawatan dan perbaikan	2.462.466	2.156.859	2.074.835	1.468.272	1.453.150
Jasa	2.164.938	4.087.093	1.931.594	1.366.907	935.196
Penyusutan	1.672.863	1.507.856	1.362.783	964.383	844.346
Pendidikan	1.379.553	993.804	366.787	-	-
Cadangan penurunan nilai piutang	63.218	2.068.967	-	-	142.611
Lain-lain (masing-masing di bawah USD100.000)	5.835.983	4.051.513	6.126.325	4.594.900	8.525.812
<b>Sub-jumlah</b>	<b>95.784.804</b>	<b>97.597.827</b>	<b>102.644.601</b>	<b>72.637.213</b>	<b>63.068.932</b>
<b>Penjualan</b>					
Beban ekspor	11.722.882	12.679.168	13.616.297	9.635.673	8.135.922
Iklan dan promosi	2.774.288	62.558	1.285.024	909.357	741.632
Perjalanan dinas	2.764.924	2.954.564	1.062.661	752.000	1.019.827
Beban jamuan	229.563	1.973.305	121.452	85.946	54.736
<b>Sub-jumlah</b>	<b>17.491.657</b>	<b>17.669.595</b>	<b>16.085.434</b>	<b>11.382.976</b>	<b>9.952.117</b>
<b>Jumlah beban penjualan, umum dan administrasi</b>	<b>113.276.461</b>	<b>115.267.422</b>	<b>118.730.035</b>	<b>84.020.189</b>	<b>73.021.049</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## Penghasilan (beban) lain-lain

Tabel di bawah ini menyajikan rincian beban pendapatan (beban) lain-lain untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
Beban pendanaan	(77.063.769)	(71.448.789)	(77.328.920)	(55.942.015)	(80.037.352)
Bagian laba dari Entitas Asosiasi	8.742.792	7.067.272	7.206.901	6.147.920	1.122.836
Pendapatan bunga	11.677.650	10.438.876	6.080.548	6.053.597	10.437.261
Keuntungan pembelian dlskon				-	18.852.318
Pajak final					(2.070.977)
Pembalikan (Kerugian) penurunan nilai aset	(27.175.300)	(16.428.117)	(230.741.519)	(55.040.979)	2.862.316
Keuntungan dari pelepasan Entitas Anak	-	-	1.398.972	-	-
Keuntungan dari kombinasi bisnis secara bertahap	-	-	50.247.693	-	-
Kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual				-	(11.924.603)
Pendapatan (Beban) lain-lain	28.245.207	20.713.017	7.216.788	(14.987.746)	(192.544)
<b>Jumlah penghasilan (beban) lain-lain</b>	<b>(55.573.420)</b>	<b>(49.657.741)</b>	<b>(235.919.537)</b>	<b>(113,769,223)</b>	<b>(60,950,745)</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan

Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan merupakan laba kotor dikurangi beban penjualan, umum dan administrasi dan beban lain-lain serta ditambah pendapatan lain-lain. Tabel di bawah ini menyajikan laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
<b>Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan</b>	<b>195.942.667</b>	<b>106.031.368</b>	<b>(146.387.059)</b>	<b>(32,433,804)</b>	<b>25,573,329</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## Penghasilan komprehensif lain setelah pajak

Tabel di bawah ini menyajikan rincian penghasilan komprehensif lain setelah pajak untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016
<b>Penghasilan komprehensif lain yang akan direklasifikasi ke laba rugi</b>					
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(15.354.856)	(3.226.616)	(5.550.980)	752.109	2.281.266
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	(40.484.084)	22.074.911	(1.786.666)	(2.607.550)	24.612.152
Bagian pendapatan komprehensif Entitas Asosiasi	1.409.768	(10.348.166)	5.924.578	220.153	(4.836.912)
<b>Penghasilan komprehensif lain yang tidak akan direklasifikasi ke laba rugi</b>					
Bagian pendapatan komprehensif lain Entitas Asosiasi	-	(13.281)	222.353	-	-
Pengukuran kembali program imbalan kerja	5.433.056	5.196.699	5.574.795	4.053.677	3.535.403
Pajak penghasilan terkait dengan pos yang tidak direklasifikasi	(22.479)	(29.985)	(27.065)	(1.285.856)	(644.640)
<b>Jumlah penghasilan komprehensif lain setelah pajak</b>	<b>(49.018.595)</b>	<b>13.653.562</b>	<b>4.357.015</b>	<b>(46.731.572)</b>	<b>48.806.908</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

### 3.4. Hasil Kegiatan Operasi

#### **Tahun yang berakhir pada 30 September 2016 dibandingkan dengan tahun yang berakhir pada 30 September 2015**

**Penjualan dan pendapatan usaha lainnya.** Penjualan dan pendapatan usaha lainnya pada 30 September 2016 adalah sebesar USD416,9 juta, terjadi penurunan sebesar 0,3% atau setara USD1,2 juta dibandingkan dengan USD418,1 juta pada 30 September 2015. penurunan penjualan dan pendapatan usaha lainnya pada 30 September 2016 terutama disebabkan oleh penurunan pendapatan dari batu bara sebesar 76,4% serta peningkatan pada pendapatan dari sewa.

**Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya.** Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya pada 30 September 2016 adalah sebesar USD257,3 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 1,8% atau setara USD4,6 juta dibandingkan dengan USD252,7 juta pada 30 September 2015 terutama disebabkan adanya peningkatan pada beban penyusutan, deplesi dan amortisasi dan beban eksplorasi serta biaya sewa.

**Laba kotor.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba kotor pada 30 September 2016 adalah sebesar USD159,5 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 3,5% atau setara USD5,8 juta dibandingkan dengan US165,4 juta pada 30 September 2015.

**Beban penjualan, umum dan administrasi.** Beban penjualan, umum dan administrasi pada 30 September 2016 adalah sebesar USD73,0 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 13,1% atau setara USD11,0 juta dibandingkan dengan USD84,0 juta pada 30 September 2015. Penurunan beban penjualan, umum dan administrasi pada 30 September 2016 terutama disebabkan penurunan atas biaya sewa, biaya peralatan dan perlengkapan kantor serta beban kontrak..

**Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan pada 30 September 2016 adalah USD25,6 juta dari rugi sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan pada 30 September 2015 sebesar USD32,4 juta.

**Laba (rugi) tahun berjalan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, rugi tahun berjalan pada 30 September 2016 adalah sebesar USD23,8 juta.

**Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba komprehensif tahun berjalan pada 30 September 2016 sebesar USD48,8 juta.

#### **Tahun 2015 dibandingkan dengan tahun 2014**

**Penjualan dan pendapatan usaha lainnya.** Penjualan dan pendapatan usaha lainnya pada tahun 2015 adalah sebesar USD628,5 juta, terjadi penurunan sebesar 16,3% atau setara USD122,3 juta dibandingkan dengan USD750,7 juta pada tahun 2014. Penurunan penjualan dan pendapatan usaha lainnya pada tahun 2015 terutama disebabkan karena penurunan penjualan atas minyak dan gas sebesar 18,1% serta penurunan batu bara 40,5% dari tahun 2014.

**Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya.** Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya pada tahun 2015 adalah sebesar USD420,2 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 12,4% atau setara USD59,6 juta dibandingkan dengan USD479,8 juta pada tahun 2014. Penurunan beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya pada tahun 2015 terutama disebabkan penurunan biaya produksi dan *lifting*.

**Laba kotor.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba kotor pada tahun 2015 adalah sebesar USD208,3 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 23,1% atau setara USD62,7 juta dibandingkan dengan USD271,0 juta pada tahun 2014.

**Beban penjualan, umum dan administrasi.** Beban penjualan, umum dan administrasi pada tahun 2015 adalah sebesar USD118,7 juta, dimana terjadi kenaikan sebesar 3,0% atau setara USD3,5 juta dibandingkan dengan USD115,3 juta pada



tahun 2014. Peningkatan beban penjualan, umum dan administrasi pada tahun 2015 terutama disebabkan karena adanya tambahan amortisasi biaya atas penandatanganan perpanjangan kontrak Medco LLC Oman dan pembebanan atas bonus produksi Blok *South Sumatera* di tahun 2015.

**Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, rugi sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan pada tahun 2015 adalah USD146,4 juta dari laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan pada tahun 2014 sebesar USD106,0 juta.

**Laba (rugi) tahun berjalan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, rugi tahun berjalan pada tahun 2015 adalah sebesar USD186,2 juta dari laba tahun berjalan pada tahun 2014 sebesar USD8,8 juta.

**Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, rugi komprehensif tahun berjalan pada tahun 2015 sebesar USD181,8 juta dari laba komprehensif tahun berjalan pada tahun 2014 sebesar USD22,5 juta.

### **Tahun 2014 dibandingkan dengan tahun 2013**

**Penjualan dan pendapatan usaha lainnya.** Penjualan dan pendapatan usaha lainnya pada tahun 2014 adalah sebesar USD750,7 juta, terjadi penurunan sebesar 15,3% atau setara USD135,8 juta dibandingkan dengan USD886,5 juta pada tahun 2013. Penurunan penjualan dan pendapatan usaha lainnya pada tahun 2014 terutama disebabkan penurunan penjualan minyak dan gas neto.

**Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya.** Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya pada tahun 2014 adalah sebesar USD479,8 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 8,0% atau setara USD42,0 juta dibandingkan dengan USD521,7 juta pada tahun 2013. Penurunan beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya pada tahun 2014 terutama disebabkan penurunan biaya produksi dan *lifting* dan biaya pembelian minyak mentah.

**Laba kotor.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba kotor pada tahun 2014 adalah sebesar USD271,0 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 25,7% atau setara USD93,8 juta dibandingkan dengan USD364,8 juta pada tahun 2013.

**Beban penjualan, umum dan administrasi.** Beban penjualan, umum dan administrasi pada tahun 2014 adalah sebesar USD115,3 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 1,8% atau setara USD2,0 juta dibandingkan dengan USD113,3 juta pada tahun 2013. Peningkatan beban penjualan, umum dan administrasi pada tahun 2014 diakibatkan karena peningkatan atas beban gaji, upah, dan imbalan kerja lainnya di tahun 2014.

**Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan pada tahun 2014 adalah USD106,0 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 45,9% atau setara USD89,9 juta dibandingkan dengan USD195,9 juta pada tahun 2013.

**Laba (rugi) tahun berjalan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba tahun berjalan pada tahun 2014 adalah sebesar USD8,8 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 55,4% atau setara USD11,0 juta dibandingkan dengan USD19,8 juta pada tahun 2013.

**Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan.** Sebagai akibat dari hal-hal yang telah dijelaskan di atas, laba komprehensif tahun berjalan pada tahun 2014 sebesar USD22,5 juta dari rugi komprehensif tahun berjalan pada tahun 2013 sebesar USD29,2 juta.

### 3.5. Aset, Liabilitas dan Ekuitas Konsolidasian

Tabel di bawah ini menyajikan rincian aset Perseroan untuk tanggal-tanggal sebagai berikut :

#### Aset

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September
	2013*	2014*	2015	2016**
<b>ASET LANCAR</b>				
Kas dan setara kas	263.973.998	206.639.912	463.175.233	181,046,959
Investasi jangka pendek	253.437.152	268.628.303	225.930.397	3,855,189
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	5.593.518	-	3.174.701	-
Piutang usaha				
- Pihak berelasi	18.982.522	12.442.828	20.220.257	28,643,393
- Pihak ketiga	124.651.998	89.150.954	78.320.827	79,678,265
Piutang lain-lain				
- Pihak berelasi	-	80.850	2.227.846	440,189
- Pihak ketiga	75.940.543	112.207.591	120.596.059	106,255,558
Persediaan	37.164.353	42.410.834	40.067.047	42,814,536
Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	24.989.685	7.290.112	1.237.635	37,984,716
Pajak dibayar di muka	11.413.219	10.608.117	10.141.018	15,161,634
Beban dibayar di muka	3.758.125	3.393.600	3.538.317	2,905,927
Aset Derivatif				-
Uang muka investasi	1.380.823	-	75.000.000	673,800,000
Aset lancar lain-lain	160.194	1.364.760	1.233.939	3,076,927
<b>Jumlah Aset Lancar</b>	<b>821.446.130</b>	<b>754.217.861</b>	<b>1.044.863.276</b>	<b>1,175,663,293</b>
Piutang lain-lain				
- Pihak berelasi	142.600.440	159.313.967	29.620.713	41,890,634
- Pihak ketiga	1.532.380	1.337.534	920.812	1,170,021
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	7.834.751	6.344.031	3.958.521	2,481,842
Aset pajak tangguhan	42.600.507	31.071.315	31.146.229	59,884,580
Investasi jangka panjang	296.766.938	302.447.510	208.691.221	206,399,219
Investasi pada proyek	30.324.414	30.324.414	22.709.840	22,674,035
Aset tetap	85.700.769	88.513.473	68.961.789	64,448,431
Properti pertambangan	610.264	2.282.185	-	-
Properti investasi	-	-	361.520.701	354,401,256
Aset eksplorasi dan evaluasi	121.201.467	140.882.632	81.739.073	75,355,187
Aset minyak dan gas bumi	936.997.400	1.130.706.825	998.527.961	956,588,719
Goodwill	-	-	37.125.795	37,125,795
Aset Derivatif				215,033
Aset lain-lain	21.371.961	20.320.983	20.022.897	15,139,774
<b>Jumlah Aset Tidak Lancar</b>	<b>1.687.541.291</b>	<b>1.913.544.869</b>	<b>1.864.945.552</b>	<b>1,837,774,526</b>
<b>JUMLAH ASET</b>	<b>2.508.987.421</b>	<b>2.667.762.730</b>	<b>2.909.808.828</b>	<b>3,013,437,819</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

#### 30 September 2016 dibandingkan dengan 31 Desember 2015

Pada tanggal 30 September 2016, jumlah aset Perseroan adalah sebesar USD3.013,4 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 3,6% atau setara USD103,6 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD2.909,8 juta. Hal ini disebabkan terutama oleh peningkatan pada uang muka investasi, aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual, aset pajak tangguhan, dan piutang lain-lain kepada pihak berelasi, yang disertai penurunan aset, terutama kas dan setara kas, investasi jangka pendek, piutang lain-lain pihak ketiga serta aset minyak dan gas bumi.



Uang muka investasi. Uang muka investasi pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD673,8 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 798,4% atau setara USD598,8 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD75,0 juta. Uang muka ini merupakan uang muka untuk rencana strategis Perseroan terkait investasi yang masih bisa terpulihkan setelah dikurangi biaya-biaya transaksi apabila akuisisinya tidak jadi dilaksanakan.

Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual. aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD38,0 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 2969,1% atau setara USD36,7 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD1,2 juta. Hal ini disebabkan oleh peningkatan dari aset entitas anak yang diklasifikasikan sebagai aset yang dimiliki untuk dijual yang berasal dari entitas anak Bawean.

Aset pajak tangguhan. Aset pajak tangguhan pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD60,0 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 92,3% atau setara USD21,8 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD31,1 juta hal ini dikarenakan adanya pengakuan atas potensi pendapatan dari biaya-biaya yang dapat dipulihkan dari kegiatan pengembangan lapangan gas yang sedang dilakukan oleh Perseroan.

Piutang lain-lain kepada pihak berelasi. Piutang lain-lain lancar pihak ketiga pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD41,9 juta dimana terjadi peningkatan sebesar 41,4% atau setara USD12,3 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD29,6 juta. Hal ini disebabkan oleh piutang dari pihak berelasi terutama PT Donggi Senoro LNG yang merupakan pinjaman atas pembiayaan proyek *liquefied natural gas* yang sedang berjalan.

Kas dan setara kas. Kas dan setara kas pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD181,0 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 60,9% atau setara USD282,1 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD463,2 juta. Penurunan kas dan setara kas terutama berasal dari aktivitas investasi Perseroan terkait dengan rencana strategis Perseroan.

Investasi jangka pendek. Investasi jangka pendek pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD3,9 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 98,3% atau setara USD222,1 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD225,9 juta. Hal ini disebabkan oleh pencairan investasi jangka pendek yang dilakukan Perseroan.

Piutang lain-lain pihak ketiga. Piutang lain-lain pihak ketiga pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD106,3 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 11,9% atau setara USD14,3 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD120,6 juta. Hal ini disebabkan oleh piutang lain-lain yang berasal dari piutang operasi bersama dan piutang underlifting yang telah diterima Perseroan.

Aset minyak dan gas bumi. Aset minyak dan gas bumi pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD956,6 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 4,2% atau setara USD41,9 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD998,5 juta. Penurunan nilai aset minyak dan gas bumi ini disebabkan oleh penyusutan nilai aset akibat aktivitas produksi minyak dan gas bumi perusahaan.

### **31 Desember 2015 dibandingkan dengan 31 Desember 2014**

Pada tanggal 31 Desember 2015, jumlah aset Perseroan adalah sebesar USD2.909,8 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 9,1% atau setara USD242,0 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2014 sebesar USD2.667,8 juta. Hal ini disebabkan oleh peningkatan pada kas dan setara kas, uang muka investasi, properti investasi dan *goodwill*, yang disertai penurunan aset, terutama piutang lain-lain, investasi jangka panjang, aset tetap, aset minyak dan gas bumi serta aset eksplorasi dan evaluasi.

### **31 Desember 2014 dibandingkan dengan 31 Desember 2013**

Pada tanggal 31 Desember 2014, jumlah aset Perseroan adalah sebesar USD2.667,8 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 6,3% atau setara USD158,8 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2013 sebesar USD2.509,0 juta. Hal ini sebagian besar didorong oleh peningkatan pada piutang lain-lain, aset minyak dan gas bumi, aset eksplorasi dan evaluasi serta investasi jangka panjang, yang disertai penurunan aset, terutama kas dan setara kas, piutang usaha dan investasi yang tersedia untuk dijual.



## Liabilitas

Uraian	31 Desember		30 September	
	2013*	2014*	2015	2016**
<b>LIABILITAS JANGKA PENDEK</b>				
Pinjaman bank jangka pendek	60.000.000	-	-	20.000,000
Utang usaha				
- Pihak berelasi	359.576	1.416.478	57.936	85,035
- Pihak ketiga	94.193.530	90.488.378	77.324.045	90,451,655
Utang lain-lain				
- Pihak berelasi	-	-	1.740.327	497,982
- Pihak ketiga	50.795.338	41.152.140	72.809.232	78,718,794
Utang pajak	25.348.897	23.904.636	10.927.712	21,401,276
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	3.393.361	9.003.687	8.724.108	35,054,320
Biaya akrual dan provisi lain-lain	70.696.891	76.854.830	86.746.293	50,887,610
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	314.774	662.565	589.548	1,089,265
Liabilitas derivatif	10.520.221	35.856.281	-	45,228,562
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun				
- Pinjaman bank	928.203	183.696.183	179.502.491	150,313,176
- Wesel jangka menengah	-	-	-	0
- Obligasi Rupiah	80.768.414	-	-	115,182,480
- Obligasi Dolar AS	-	-	78.827.354	27,355,907
Uang muka dari pelanggan				
- Pihak berelasi	-	-	305.149	317,744
- Pihak ketiga	12.599.877	4.713.197	9.061.151	3,780,831
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Pendek</b>	<b>409.919.082</b>	<b>467.748.375</b>	<b>526.615.346</b>	<b>640,364,637</b>
<b>LIABILITAS JANGKA PANJANG</b>				
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				
- Pinjaman bank	374.867.214	544.669.226	908.214.456	877,651,210
- Obligasi Rupiah	285.711.915	280.253.368	252.946.827	345,043,943
- Obligasi Dolar AS	98.466.256	97.406.084	18.742.971	17,811,013
- Obligasi Dolar Singapura	-	-	69.973.057	72,783,587
- Pihak berelasi	130.947.913	-	-	-
- Wesel jangka menengah	-	79.752.616	71.999.347	76,522,575
Utang lain-lain	9.698.707	9.121.822	11.610.868	11,520,405
Liabilitas pajak tangguhan	99.217.322	112.892.702	110.531.012	93,462,056
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	11.974.600	12.681.485	6.993.174	8,954,393
Liabilitas derivatif	162.135.400	113.762.545	157.631.685	64,877,463
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	50.825.708	62.389.014	72.956.226	57,800,324
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Panjang</b>	<b>1.223.845.035</b>	<b>1.312.928.862</b>	<b>1.681.599.623</b>	<b>1,626,426,969</b>
<b>JUMLAH LIABILITAS</b>	<b>1.633.764.117</b>	<b>1.780.677.237</b>	<b>2.208.214.969</b>	<b>2,266,791,606</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

### **30 September 2016 dibandingkan dengan 31 Desember 2015**

Pada tanggal 30 September 2016, jumlah liabilitas Perseroan adalah sebesar USD2.266,8 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 3,3% atau setara USD55,2 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD2.208,2 juta. Hal ini disebabkan oleh peningkatan dari beberapa liabilitas jangka pendek dan jangka panjang yang dimiliki Perseroan.

Liabilitas jangka pendek. Liabilitas jangka pendek pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD640,4 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 21,6% atau setara USD113,7 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD526,6 juta. Peningkatan liabilitas jangka pendek terutama disebabkan oleh peningkatan pinjaman bank jangka pendek sebesar USD20.0 juta, liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual sebesar USD26.3 juta, utang usaha kepada pihak ketiga sebesar USD13.1 juta, utang pajak sebesar USD10.5 juta, obligasi Rupiah sebesar USD115.2, yang disertai dengan penurunan biaya akrual dan provisi lain-lain sebesar USD35.9 juta, pinjaman bank sebesar USD29.2 juta dan Obligasi Dolar AS sebesar USD51.5 juta.

Liabilitas jangka panjang. Liabilitas jangka panjang pada tanggal 30 September 2016 adalah sebesar USD1.626,4 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 3,3% atau sebesar USD55,2 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD1.681,6 juta. Penurunan liabilitas jangka panjang terutama disebabkan oleh penurunan pinjaman bank sebesar USD30,6 juta, liabilitas pajak tangguhan sebesar USD17,1 juta, liabilitas derivative sebesar USD92.8 juta, liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain sebesar USD15.2 juta, yang disertai peningkatan obligasi rupiah sebesar USD92,1 juta.

### **31 Desember 2015 dibandingkan dengan 31 Desember 2014**

Pada tanggal 31 Desember 2015, jumlah liabilitas Perseroan adalah sebesar USD2.208,2 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 24,0% atau setara USD427,5 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2014 sebesar USD1.780,7 juta. Hal ini disebabkan oleh peningkatan dari beberapa liabilitas jangka pendek dan jangka panjang yang dimiliki Perseroan.

### **31 Desember 2014 dibandingkan dengan 31 Desember 2013**

Pada tanggal 31 Desember 2014, jumlah liabilitas Perseroan adalah sebesar USD1.780,7 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 9,0% atau setara USD146,9 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2013 sebesar USD1.633,8 juta. Hal ini terutama disebabkan oleh peningkatan dari beberapa liabilitas jangka pendek dan jangka panjang yang dimiliki Perseroan.

## **Ekuitas**

Tabel di bawah ini menyajikan rincian ekuitas Perseroan untuk tanggal-tanggal sebagai berikut :

Uraian	31 Desember			30 September
	2013*	2014*	2015	2016**
Modal disetor	101.154.464	101.154.464	101.154.464	101.154.464
Saham tresuri	-	-	(1.122.893)	(2.000.541)
	101.154.464	101.154.464	100.031.571	99.153.923
Tambahan modal disetor	183.439.833	183.439.833	181.487.838	180.657.446
Dampak perubahan transaksi ekuitas Entitas Anak / Entitas Asosiasi	(444.912)	(444.912)	9.400.343	9.400.343
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(19.588.369)	(22.814.985)	(28.365.965)	-26,084,699
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	(53.728.265)	(31.653.354)	(33.440.020)	-8,827,868
Bagian pendapatan (rugi)				



MEDCOENERGI

komprensif lain				
Entitas Asosiasi	1.500.697	(8.860.750)	(2.713.819)	(7.550,731)
Pengukuran kembali				
program imbalan pasti	12.866.024	18.032.738	23.580.468	26,471,231
Saldo laba				
- Ditentukan				
penggunaannya	6.492.210	6.492.210	6.492.210	6.492.210
- Tidak ditentukan				
penggunaannya	631.984.002	632.189.553	440.010.031	462.265.466
Jumlah ekuitas yang				
dapat diatribusikan				
kepada pemilik entitas				
induk	863.675.684	877.534.797	696.482.657	741,977,321
Kepentingan non				
pengendali	11.547.620	9.550.696	5.111.202	4,668,892
<b>JUMLAH EKUITAS</b>	<b>875.223.304</b>	<b>887.085.493</b>	<b>701.593.859</b>	<b>746,646,213</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

### 30 September 2016 dibandingkan dengan 31 Desember 2015

Pada tanggal 30 September 2016, jumlah ekuitas Perseroan adalah sebesar USD746,6 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 6,4% atau setara USD45,0 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2015 sebesar USD701,6 juta. Hal ini disebabkan terutama oleh peningkatan saldo laba ditahan yang berasal dari laba bersih perseroan di tahun 2016.

### 31 Desember 2015 dibandingkan dengan 31 Desember 2014

Pada tanggal 31 Desember 2015, jumlah ekuitas Perseroan adalah sebesar USD701,6 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 20,9% atau setara USD185,5 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2014 sebesar USD887,1 juta. Hal ini disebabkan oleh penurunan saldo laba ditahan yang berasal dari rugi bersih Perseroan di tahun 2015.

### 31 Desember 2014 dibandingkan dengan 31 Desember 2013

Pada tanggal 31 Desember 2014, jumlah ekuitas Perseroan adalah sebesar USD887,1 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 1,4% atau setara USD11,9 juta dibandingkan posisi 31 Desember 2013 sebesar USD875,2 juta. Peningkatan ini terutama berasal dari kenaikan saldo laba ditahan yang berasal dari laba bersih Perseroan di tahun 2014.

## 3.6. Likuiditas dan Sumber Permodalan

### Likuiditas dan Sumber Pendanaan

Berikut adalah fasilitas bank yang belum terpakai per 30 September 2016:

No.	Bank	Fasilitas	Jumlah fasilitas maksimum	Fasilitas yang tidak terpakai pada tanggal 30 September 2016
1.	Standard Chartered Bank, Jakarta	Fasilitas perbankan	USD16.100.000	USD11.100.000
2.	PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.	Fasilitas <i>non-cash loan</i>	USD160.000.000	USD75.351.362
3.	PT Bank DBS Indonesia	Fasilitas perbankan	USD100.000.000	USD100.000.000
4.	The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.	Fasilitas perbankan korporasi ( <i>letter of credit, guarantee and revolving loan</i> )	USD45.000.000	USD2.675.000



MEDCOENERGI

5.	PT Bank Danamon Indonesia Tbk.	Fasilitas bank garansi, fasilitas <i>standby letter of credit</i> , fasilitas <i>import letter of credit</i>	USD10.000.000	USD10.000.000
6.	Alizz Islamic Bank	Fasilitas bank garansi	USD 30.000.000	USD Nihil

### Ikhtisar Laporan Arus Kas Konsolidasian

(dalam USD)

Uraian	31 Desember			30 September	
	2013*	2014*	2015	2015**	2016**
Kas neto diperoleh dari aktivitas operasi	264.604.181	163.267.782	111.334.117	68.296.656	140.175.679
Kas neto digunakan untuk aktivitas investasi	(289.515.624)	(313.818.811)	(149.212.724)	57.502.409	(458.816.700)
Kas neto diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	(226.097.351)	93.942.049	295.907.320	(107.917.555)	35.869.652
Kenaikan (penurunan) neto kas dan setara kas	(251.008.794)	(58.608.980)	258.028.713	17.881.510	(282.771.368)

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

#### Arus kas dari aktivitas operasi

Kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi pada 30 September 2016 adalah sebesar USD140,2 juta, dimana terdapat kenaikan sebesar 105,2%, yang terutama berasal dari kenaikan penerimaan kas dari pelanggan dikarenakan oleh kenaikan nilai penjualan dari sektor minyak dan gas bumi Perseroan pada periode tersebut.

Kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi pada tahun 2015 adalah sebesar USD111,3 juta, dimana terdapat penurunan sebesar 31,8%, yang terutama berasal dari penurunan penerimaan kas dari pelanggan dikarenakan penurunan nilai penjualan dari sektor minyak dan gas bumi Perseroan di tahun 2015.

Kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi pada tahun 2014 adalah sebesar USD163,3 juta, dimana terdapat penurunan sebesar 38,3%, yang terutama berasal dari penurunan penerimaan kas dari pelanggan dikarenakan penurunan nilai penjualan dari sektor minyak dan gas bumi Perseroan di tahun 2014 dan kenaikan modal kerja Perseroan.

#### Arus kas dari aktivitas investasi

Kas digunakan untuk aktivitas investasi pada 30 September 2016 adalah sebesar USD458,8 juta, dimana pada 30 September 2015 adalah USD57,5 juta. Kenaikan ini terutama disebabkan oleh penambahan uang muka terkait dengan rencana investasi Perseroan.

Kas digunakan untuk aktivitas investasi pada tahun 2015 adalah sebesar USD149,2 juta, dimana terdapat penurunan sebesar 52,5%, yang terutama disebabkan oleh penerimaan kas dari pelunasan piutang lain-lain pihak berelasi dan penerimaan kas dari pencairan investasi jangka pendek. Penurunan pada investasi aset minyak dan gas bumi serta aset eksplorasi dan evaluasi sepanjang tahun 2015 juga turut berkontribusi pada penurunan kas yang digunakan untuk aktivitas investasi.

Kas digunakan untuk aktivitas investasi pada tahun 2014 adalah sebesar USD313,8 juta, dimana terdapat kenaikan sebesar 8,4%, yang didominasi oleh penambahan atas investasi saham, dan penambahan atas aset minyak dan gas bumi terutama sehubungan dengan Proyek Senoro dan proyek terkait LNG. Selain itu, penambahan aset eksplorasi dan evaluasi, serta biaya akuisisi terutama atas akuisisi blok Tunisia juga turut berkontribusi.

### **Arus kas dari aktivitas pendanaan**

Kas yang diperoleh untuk aktivitas pendanaan pada 30 September 2016 adalah sebesar USD35,9 juta, dimana terdapat peningkatan 133,2%, yang terutama disebabkan oleh peningkatan pinjaman bank sebesar USD 160,0 juta serta penambahan utang berbentuk obligasi sebesar USD192,3 juta. Seluruh dana yang dihimpun tersebut sebagian besar dialokasikan untuk pembayaran atas utang bank dan untuk kepentingan akuisisi strategis Perseroan.

Kas diperoleh dari aktivitas pendanaan pada tahun 2015 adalah sebesar USD295,9 juta, dimana terdapat peningkatan 215,0%, yang terutama disebabkan oleh peningkatan pinjaman bank sebesar USD737,6 juta serta penambahan utang berbentuk obligasi sebesar USD70,7 juta. Seluruh dana yang dihimpun tersebut sebagian besar dialokasikan untuk pembayaran atas utang bank dan untuk kepentingan akuisisi strategis Perseroan.

Kas diperoleh dari aktivitas pendanaan pada tahun 2014 adalah sebesar USD93,9 juta, seiring diperolehnya pinjaman bank sebesar USD465,0 juta dan penambahan utang berbentuk obligasi sejumlah USD80,4 juta. Seluruh dana yang dihimpun tersebut dialokasikan terutama untuk pembayaran atas utang bank, wesel jangka menengah dan investasi Perseroan.

### **3.7. Belanja Modal**

Secara historis Perseroan membiayai belanja modal melalui kombinasi antara arus kas operasi dan pinjaman jangka panjang dan jangka pendek, yang termasuk dalam belanja modal Perseroan yang sebagian besar didominasi atas biaya yang dikeluarkan untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi serta kegiatan akuisisi strategis Perseroan. Pada tahun 2013, 2014 dan 2015, belanja modal Perseroan masing-masing sebesar USD225,0 juta, USD333,7 juta dan USD134,8 juta. Sementara itu, belanja modal Perseroan sampai dengan 30 September 2016 adalah sebesar USD87,3 juta



### III. RISIKO USAHA

Sebelum melakukan investasi pada Medium Term Notes V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 Seri A, para calon investor harus memperhatikan bahwa kegiatan usaha Perseroan dan Entitas Anak tidak terlepas dari risiko-risiko usaha utama Perseroan dan Entitas Anak maupun risiko eksternal yang berada di luar kendali Perseroan dan Entitas Anak. Para calon investor harus hati-hati dan mempertimbangkan dengan cermat berbagai risiko usaha yang dijelaskan dalam Memorandum Informasi ini, serta risiko-risiko lainnya yang mungkin belum tercakup dalam Memorandum Informasi ini. Semua risiko tersebut, baik yang diketahui maupun yang tidak diketahui, mungkin dapat memberikan dampak yang signifikan terhadap kinerja usaha, dan/atau kinerja keuangan Perseroan dan Entitas Anak.

Manajemen Perseroan menyatakan bahwa sebaik yang diketahui oleh Manajemen Perseroan, semua risiko utama yang dihadapi oleh Perseroan dan Entitas Anak dalam melaksanakan kegiatan usaha telah diungkapkan dalam Memorandum Informasi ini. Risiko-risiko yang diperkirakan akan dihadapi oleh Perseroan dan Entitas Anak dikelompokkan sebagai berikut:

#### 4.1. Risiko Terkait Kegiatan Usaha Perseroan Dan Entitas Anak

##### 1. Faktor Industri

###### a. Risiko terkait dengan eksplorasi dan produksi minyak dan gas

Perseroan melakukan kegiatan usaha utama di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas. Pendapatan utama Perseroan berasal dari hasil penjualan migas yang diproduksi dari beberapa pusat produksi yang tersebar di lapangan-lapangan migas yang dikelola oleh Perseroan.

Perseroan berusaha untuk mengelola lapangan migas dengan hati-hati agar produksi migas yang dikeluarkan memperoleh hasil yang optimal, sesuai perencanaan dan prediksi cadangan, serta terus berproduksi hingga umur yang diprediksikan oleh Perseroan. Perseroan juga menjaga tingkat keekonomian seluruh lapangan yang dikelola agar sesuai dengan tingkat kelayakan dan keekonomian yang diharapkan.

Perseroan terus menjaga agar risiko yang timbul dari kegiatan usaha utama dapat dikelola dengan baik. Di bawah ini adalah risiko-risiko yang dihadapi Perseroan terkait dengan jenis usaha industri minyak dan gas:

###### - Risiko penurunan jumlah cadangan

Minyak dan gas merupakan sumber daya alam yang terbatas dan tidak dapat diperbaharui sehingga Perseroan menghadapi risiko turunnya cadangan migas akibat aktivitas produksi secara terus menerus. Semakin lama produksi yang dilakukan di suatu lapangan, semakin menurun produksi maupun cadangan migas yang dihasilkan. Perseroan dituntut untuk meningkatkan kemampuan dalam hal mempertahankan penggantian atau meningkatkan cadangan terbuktinya dalam jangka panjang.

###### - Risiko eksplorasi

Aktivitas eksplorasi migas yang dilakukan oleh Perseroan memiliki risiko dengan tidak ditemukannya sumber cadangan migas sesuai prediksi yang diharapkan. Dalam beberapa kontrak yang dimiliki Perseroan, apabila hal tersebut terjadi, maka seluruh biaya eksplorasi yang telah dikeluarkan tidak dapat digantikan melalui mekanisme pengembalian biaya operasi. Risiko lain adalah jika Perseroan menemukan sumber cadangan migas yang jumlahnya secara komersial tidak sesuai yang diharapkan Perseroan sehingga cadangan migas tersebut diperkirakan tidak akan dapat memenuhi target produksi dan tidak dapat memberikan keuntungan yang diharapkan oleh Perseroan.

###### - Risiko pengembangan

Aktivitas pengembangan proyek migas yang dilakukan oleh Perseroan memiliki beberapa risiko yang berkaitan dengan kemampuan Perseroan untuk menyelesaikan proyek-proyeknya sampai dapat beroperasi secara komersial, seperti risiko tertundanya penyelesaian proyek, risiko teknis pemasangan dan risiko kenaikan biaya investasi. Selain

itu, Perseroan juga menghadapi risiko-risiko lainnya seperti terjadinya kecelakaan kerja, kebocoran, pencemaran minyak dan kebakaran yang dapat menimbulkan kerusakan sumur migas.

Pada tahun 2016, Perseroan memiliki fokus pengembangan beberapa blok migas seperti Simenggaris dan Blok Adengan target yang ditetapkan pada masing-masing blok.

- **Risiko operasional**

Perseroan menghadapi berbagai risiko operasional seperti risiko kerusakan sumur migas, risiko kerusakan fasilitas dan instalasi operasional pertambangan, risiko kehilangan cadangan, risiko permasalahan geologis dan mekanik serta risiko kegagalan dan kecelakaan kerja. Kegiatan operasional Perseroan juga bergantung pada kondisi alam, cuaca buruk atau bencana alam yang bisa terjadi sewaktu-waktu dapat mengakibatkan terhentinya produksi di sumur migas.

Risiko lain seperti kondisi yang tidak memadai dalam hal pergudangan, distribusi hasil produksi migas dan transportasi. Dalam hal administrasi, Perseroan menghadapi risiko-risiko yang berkaitan dengan keterlambatan dalam hal perizinan atau persetujuan Pemerintah.

Risiko-risiko di atas dapat memicu keterlambatan atau penurunan hasil produksi migas yang berpotensi memberikan dampak negatif terhadap pendapatan maupun arus kas Perseroan dalam kadar tertentu. Perseroan akan dihadapkan pada risiko seperti tuntutan dan kewajiban hukum atas kerugian material maupun pelanggaran peraturan.

- **Risiko tidak diperpanjangnya Kontrak Bagi Hasil (PSC)**

Kesinambungan operasional Perseroan tergantung pada keberhasilan mendapatkan perpanjangan PSC. Tantangan mendapatkan perpanjangan kontrak tersebut terus meningkat seiring dengan ketatnya persaingan di industri dan akses ke peluang-peluang secara global. Ketidakmampuan Perseroan untuk mendapatkan perpanjangan kontrak dapat mengakibatkan menurunnya produksi migas dan kinerja keuangan Perseroan.

**b. Risiko terkait dengan usaha energi terkait lainnya**

Selain berusaha di bidang eksplorasi dan produksi migas, Perseroan juga mengembangkan usahanya di bidang usaha terkait energi lainnya.

- **Risiko terkait usaha di bidang penyediaan pipa**

Perseroan memiliki usaha jalur pipa distribusi gas. Risiko utama yang dihadapi dari usaha ini adalah potensi terjadinya kerusakan pipa yang bisa mengakibatkan terganggunya distribusi gas ke konsumen. Kerusakan pipa dapat terjadi baik karena faktor usia pipa, kualitas pipa maupun bencana alam atau kejadian tak terduga lainnya yang terjadi di luar kendali Perseroan.

- **Risiko terkait usaha di bidang produksi batu bara**

Perseroan memiliki usaha pertambangan batu bara. Perseroan menghadapi risiko-risiko produksi batu bara seperti kerusakan fasilitas dan instalasi produksi baik yang disebabkan oleh kesalahan manusia (*human error*) ataupun akibat cuaca buruk. Risiko lain terjadi pada aktivitas penjualan batu bara seperti risiko penurunan harga dan permintaan atas batu bara di pasar, risiko kurs mata uang jika batu bara dijual belikan dengan mata uang yang berbeda serta risiko perdagangan lainnya.

- **Risiko terkait bidang ketenagalistrikan**

Di bidang ketenagalistrikan, Perseroan melaksanakan usaha melalui kemitraan strategis dengan PT Saratoga Power. Melalui perusahaan patungan MPI, Perseroan, bersama-sama PT Saratoga Power, membangun, mengelola dan memproduksi listrik untuk disalurkan dan dijual ke PLN. MPI mengoperasikan mesin-mesin pembangkit listrik dengan bahan bakar sebagian besar adalah gas alam. Perseroan akan menghadapi risiko yang terkait dengan usaha pembangkit listrik seperti kerusakan mesin pembangkit, fluktuasi harga gas dan nilai tukar mata uang.

Bisnis pembangkit tenaga listrik di Indonesia adalah bisnis yang mengacu kepada aturan dan kontrak yang menentukan besarnya tarif yang dapat ditagihkan kepada pembeli. Peraturan dan kontrak Pemerintah akan mempengaruhi tarif yang dibebankan kepada *off-taker*, pendatang baru, harga dan pasokan bahan bakar, serta risiko operasi.

Saat ini MPI bersama dengan mitra strategis sedang dalam tahap pengembangan lapangan geothermal Sarulla, sehingga dihadapkan juga dengan risiko-risiko pengembangan.

- **Risiko terkait usaha penyewaan rig**

Perseroan memiliki usaha penyewaan rig. Risiko utama yang dihadapi adalah terjadinya kecelakaan kerja, kebocoran, pencemaran dan kebakaran yang dapat menimbulkan kerusakan rig dan sumur. Risiko lain adalah risiko penurunan permintaan atas jasa penyewaan rig di pasar dan risiko persaingan akibat teknologi.

c. **Risiko terkait dengan jasa penunjang (penyewaan gedung)**

Perseroan juga memiliki usaha di bidang jasa penunjang selain usaha yang terkait dengan migas dan energi terkait lainnya. Usaha penyewaan gedung yang dimiliki oleh Perseroan tidak terlepas dari potensi risiko yang dihadapi antara lain seperti:

- **Risiko penyewa tidak memperpanjang masa kontrak**

Skema sewa dalam usaha ini menimbulkan risiko berupa adanya kemungkinan penyewa (*tenant*) tidak memperpanjang kontraknya baik karena aktivitas bisnisnya yang tidak berkelanjutan ataupun alasan pribadi penyewa. Perseroan juga harus menghadapi kemungkinan adanya penyewa yang bermasalah

- **Risiko pengelolaan dan perawatan gedung**

Risiko pengelolaan dan perawatan gedung juga menjadi poin penting dalam usaha ini. Standar kualitas dan pelayanan penyewaan gedung yang buruk akan menyebabkan berkurangnya kepercayaan penyewa yang secara langsung akan menurunkan tingkat hunian di gedung Perseroan. Hal itu juga akan memperburuk relasi dengan penyewa yang sudah ada.

- **Risiko ketidakseimbangan penawaran dan permintaan sewa gedung**

Semakin banyaknya gedung perkantoran yang tidak diimbangi dengan meningkatnya jumlah penyewa akan mengakibatkan rendahnya tingkat hunian (*occupancy rate*) pada gedung Perseroan. Perseroan akan menghadapi potensi kerugian secara materil maupun *opportunity*.

2. **Faktor pasar dan ekonomi**

Keadaan ekonomi global dipengaruhi oleh dinamika perubahan pasar dunia, terutama 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**

Volatilitas harga minyak mentah (*crude oil*) dapat mempengaruhi kondisi keuangan dan hasil operasi Perseroan. Pendapatan Perseroan sangat tergantung pada harga dan permintaan minyak dan gas alam. Keuntungan Perseroan sebagian besar dihasilkan dari selisih harga jual migas dengan biaya eksplorasi, pengembangan, produksi dan penjualan migas. Harga jual minyak Perseroan didasarkan pada ICP-SLC sementara harga jual gas alam ditentukan berdasarkan kontrak eskalasi harga jangka panjang sehingga pendapatan Perseroan dari harga jual gas alam tidak se-volatilitas harga minyak.

Harga minyak mentah mengalami volatilitas cukup tinggi pada tahun 2015 dan diperkirakan akan berlanjut pada tahun 2016. Rata-rata harga tahunan ICP-SLC berkisar antara USD98.63/bbl hingga USD49.39/bbl sepanjang 31 Januari 2014 sampai 31 Desember 2015. Sementara rata-rata harga bulanan ICP-SLC sepanjang 1 Januari 2016 sampai 30 September 2016 berkisar sekitar USD38.56/bbl. Volatilitas harga minyak mentah termasuk risiko yang berada di luar kendali Perseroan. Faktor-faktor yang mempengaruhi volatilitas harga minyak mentah tersebut yaitu:

- Kondisi dan stabilitas politik negara-negara produsen minyak.
- Kondisi perekonomian secara global.
- Kemampuan *Organisation of Petroleum Exporting Countries* (OPEC) dan negara-negara produsen minyak lainnya dalam menentukan level produksi minyak yang akan membentuk harga pasar minyak mentah global.
- Harga pasar dan tingkat pasokan dari sumber daya energi substitusi seperti batu bara.

- Regulasi pemerintah negara lain terhadap industri minyak dan gas.
- Aktivitas dari para spekulator minyak.
- Kondisi musim dan cuaca.

**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.

Strategi Perseroan memperoleh pinjaman baru yang berbunga rendah dan sekaligus melunasi pinjaman berbunga lebih tinggi yang sudah ada. Hal 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 surat utang, 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, Tunisia, Yaman dan Amerika Serikat. Aktivitas eksplorasi dan produksi migas di negara-negara tersebut berpotensi mempunyai risiko nilai tukar mata uang negara setempat.

Sebagian besar pendapatan dan biaya Perseroan berdenominasi mata uang USD yang menyebabkan pembukuan Perseroan juga dilakukan dalam mata uang USD.

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

**d. Risiko persaingan usaha**

Industri migas di Indonesia sangat kompetitif. Perseroan menghadapi persaingan dalam hal perolehan izin terkait hak eksplorasi dan produksi suatu lapangan migas yang harus diikuti melalui proses penawaran umum. Selain proses penawaran umum, adanya izin bagi perusahaan yang sudah mengelola suatu lapangan untuk memperpanjang izin eksplorasi dan produksi menyebabkan persaingan usaha semakin ketat. Keberadaan kompetitor yang memiliki kemampuan finansial dan sumber daya manusia yang memadai turut mengancam kinerja Perseroan.

**3. Faktor peraturan dan geopolitik**

**a. Risiko regulasi/kebijakan di Indonesia**

**Regulasi Industri Hulu Migas**

Menurut Undang-Undang Dasar Tahun 1945, seluruh kekayaan alam berupa minyak dan gas di Indonesia dikuasai oleh negara dan dikelola sebaik-baiknya untuk kemakmuran rakyat Indonesia. Industri migas Indonesia telah diliberalisasi dalam beberapa tahun terakhir dengan pengawasan yang masih dilakukan oleh pemerintah melalui peraturan, perundang-undangan, dan bentuk lain dari kontrol pemerintah.

Sejak tahun 1970an, pengelolaan aset dan aktivitas hulu migas Indonesia dipegang penuh oleh Pertamina. Seiring peraturan yang berlaku dan perubahan-perubahannya, pengelolaan aset dan aktivitas hulu migas Indonesia dipegang oleh ESDM melalui SKK Migas sementara Pertamina berperan sebagai operator yang berhak mengikuti penawaran

kontrak dengan operator lainnya. Pertamina, Perseroan dan operator lain harus taat pada proses tender ataupun penunjukan langsung yang dilakukan oleh SKK Migas berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No.35 tahun 2008.

Sebagai salah satu operator dalam PSC migas, Perseroan juga harus mengikuti ketentuan-ketentuan sebagaimana yang ditetapkan dalam Peraturan Pemerintah No.35 tahun 2004 terkait kewajiban administrasi, pajak dan biaya-biaya yang harus dibayarkan kepada Pemerintah Indonesia. Kontrak PSC dapat diperpanjang dengan jangka waktu perpanjangan paling lama 20 (dua puluh) tahun untuk setiap kali perpanjangan. Ketentuan-ketentuan dalam PSC maupun perpanjangan kontrak PSC harus tetap memberi keuntungan bagi negara.

Dalam rangka peningkatan produksi migas Indonesia, Pemerintah melalui Peraturan Menteri ESDM No.6 tahun 2010 meminta kepada seluruh kontraktor untuk mempercepat kegiatan pengembangan lapangan baru dan mengupayakan pengembangan atau pemroduksian kembali lapangan dan/atau sumur yang masih memiliki potensi produksi. Selain itu, Pemerintah mengurangi jangka waktu pengajuan usulan rencana pengembangan lapangan dari 3 (tiga) tahun hanya menjadi 90 (sembilan puluh) Hari Kalender dan berkewajiban memulai produksi migas dalam jangka waktu paling lambat 2 (dua) tahun setelah mendapatkan persetujuan pengembangan lapangan.

Pada tahun 2016, pemerintah mengeluarkan Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi ("Perpres 40/2016") yang mengatur bahwa Menteri ESDM berwenang untuk menetapkan harga gas bumi dengan mempertimbangkan (i) keekonomian lapangan; (ii) harga gas bumi di dalam negeri dan internasional; (iii) kemampuan daya beli konsumen gas bumi dalam negeri; dan (iv) nilai tambah dari pemanfaatan gas bumi di dalam negeri. Walaupun peraturan ini diundangkan pada tanggal 10 Mei 2016, peraturan ini berlaku surut sejak 1 Januari 2016. Perseroan tunduk pada ketentuan dalam peraturan ini dan harga gas bumi yang ditetapkan oleh Menteri ESDM.

Perseroan juga harus tunduk pada Peraturan Pemerintah No.79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Peraturan ini menjelaskan biaya-biaya yang tidak dapat dikembalikan dalam penghitungan bagi hasil dan pajak penghasilan. Peraturan ini mengatur tentang penghitungan penghasilan kena pajak dan pajak yang harus dibayarkan oleh kontraktor kepada Pemerintah. Setiap kontraktor diwajibkan untuk mendaftarkan diri dan memperoleh nomor pokok wajib pajak dan menaati setiap peraturan pajak yang berlaku di Indonesia seperti Peraturan Menteri Keuangan No.257/PMK.011/2011 tentang Tata Cara Pemotongan dan Pembayaran Pajak Penghasilan atas Penghasilan Lain Kontrak, dan Peraturan Dirjen Pajak No. PER-45/PJ/2013 tentang Tata Cara Pengenaan Pajak Bumi dan Bangunan Sektor Pertambangan untuk Pertambangan Minyak Bumi, Gas Bumi, dan Panas Bumi.

### **Regulasi Industri Hilir Migas**

Aktivitas hilir migas di Indonesia diawasi oleh Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi ("BP Migas") berdasarkan Peraturan Pemerintah No.67 tahun 2002 sebagaimana diubah dengan Peraturan Pemerintah No.49 tahun 2012 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa serta Peraturan Presiden No.86 tahun 2002 yang diamendemen dengan Peraturan Presiden No.45 tahun 2012 tentang Pembentukan Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa.

Aktivitas hilir migas yang dilakukan oleh Perseroan harus mengikuti tata cara dan ketentuan secara teknis maupun administratif yang telah ditetapkan oleh BP Migas sebagaimana yang tercantum dalam Peraturan Menteri ESDM No.7 tahun 2005 tentang Persyaratan dan Pedoman Pelaksanaan Izin Usaha dalam Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi. Dengan diterbitkannya Peraturan Menteri ESDM No. 23 tahun 2015 tentang Pendelegasian Wewenang Pemberian Perizinan Bidang Minyak dan Gas Bumi Dalam Rangka Pelaksanaan Pelayanan Terpadu Satu Pintu Kepada Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal ("Permen ESDM 23/2015"), kewenangan untuk menerbitkan izin usaha hilir seperti izin usaha niaga dan izin usaha penyimpanan minyak bumi didelegasikan kepada Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal. Selain izin usaha kegiatan hilir, Perseroan harus melengkapi semua izin terkait kegiatan usaha hilir migas untuk melindungi kepentingan dan keselamatan semua pihak terkait sebagaimana yang diatur dalam Surat Keputusan Dirjen Migas No.84.K/38/DJM/1998 tentang Pemeriksaan Keselamatan Kerja atas Instalasi dan Peralatan serta Teknik yang Dipergunakan.

Terkait dengan harga gas bumi, Entitas Anak Perseroan yang memegang izin usaha niaga gas bumi wajib menyesuaikan harga gas bumi yang dijual kepada pengguna gas bumi sesuai dengan penyesuaian harga gas bumi yang dibeli dari kontraktor kerjasama. Hal ini sesuai dengan ketentuan di dalam Perpres 40/2016.

### **Regulasi Industri Jasa Penyewaan Rig**

Dalam hal aktivitas jasa penyewaan dan pengoperasian rig, Perseroan harus memenuhi izin dan prosedur operasional sebagaimana yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No.27 tahun 2008 tentang Kegiatan Usaha Penunjang Minyak dan Gas Bumi. Izin operasional berupa Surat Keterangan Terdaftar diperoleh dari Dirjen Migas ESDM dengan masa berlaku 3 (tiga) tahun dan dapat diperbaharui. Dengan diterbitkannya Permen ESDM 23/2015, kewenangan untuk menerbitkan Surat Keterangan Terdaftar untuk industri penunjang didelegasikan kepada Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal.

Pemerintah Indonesia menerapkan asas *cabotage* sebagaimana dinyatakan dalam Undang-Undang No.17 tahun 2008 yang menyatakan bahwa setiap kegiatan transportasi laut domestik ataupun aktivitas lain yang berada dalam kawasan laut Indonesia harus mengibarkan bendera Indonesia dan memiliki awak berkewarganegaraan Indonesia. Interpretasi Pemerintah atas undang-undang ini adalah tidak hanya transportasi yang memuat barang dan penumpang melainkan juga mencakup aktivitas pengeboran lepas pantai (*offshore platform*), kapal-kapal dan fasilitas di sekitarnya.

Sebelum Desember 2015, Pemerintah mengizinkan beberapa kapal tidak mengibarkan bendera Indonesia karena kapal-kapal tersebut berteknologi tinggi, mahal dan belum tersedia di Indonesia namun setelah Desember 2015, Pemerintah mencabut beberapa pengecualian tersebut sehingga Perseroan harus menyediakan seluruh kapal dan fasilitas pengeboran migas di kawasan laut Indonesia dengan mengibarkan bendera Indonesia dan memenuhi seluruh ketentuan undang-undang yang dimaksud.

Berdasarkan Peraturan Menteri Perhubungan No. PM 200 Tahun 2015 tentang Perubahan Ketiga Atas Peraturan Menteri Perhubungan No. PM 10 Tahun 2014 tentang Tata Cara Dan Persyaratan Pemberian Izin Penggunaan Kapal Asing untuk Kegiatan Lain yang tidak Termasuk Kegiatan Mengangkut Penumpang dan/atau Barang Dalam Kegiatan Angkutan Laut Dalam Negeri, jenis kapal asing yang masih dapat digunakan untuk kegiatan di perairan Indonesia sampai dengan Desember 2016 adalah (i) *jack up rig/jack up barge/self elevating drilling unit*; (ii) *semi submersible rig*; dan (iii) *deepwater drill ship*.

### **Regulasi Industri Pertambangan Batu Bara**

Industri pertambangan mineral dan batubara diatur oleh Peraturan Pemerintah No.23 tahun 2010 yang diamandemen dengan Peraturan Pemerintah No.1 tahun 2014 tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara. Peraturan ini mewajibkan pemegang izin operasi produksi untuk melakukan pengolahan secara domestik dalam rangka peningkatan nilai tambah mineral dan batu bara yang dihasilkan di Indonesia, dan membatasi pengiriman mineral dan batu bara mentah ke luar negeri yang belum diolah.

Penjelasan terkait batasan jenis dan jumlah produk mineral mentah yang bisa diekspor diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No.1 tahun 2014 tentang Peningkatan Nilai Tambah Mineral Melalui Kegiatan Pengolahan dan Pemurnian Mineral di Dalam Negeri sebagaimana diubah dengan Peraturan Menteri ESDM No. 08 tahun 2015 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri ESDM No.1 tahun 2014 tentang Peningkatan Nilai Tambah Mineral Melalui Kegiatan Pengolahan dan Pemurnian Mineral di Dalam Negeri dan Peraturan Menteri Keuangan No.75/PMK.011/2012 yang diamandemen terakhir dengan Peraturan Menteri Keuangan No.6136/PMK.011010/2014 tahun 2015 tentang Perubahan Keempat atas Peraturan Menteri Keuangan No.75/PMK.011/2012 tentang Penetapan Barang Ekspor yang Dikenakan Bea Keluar dan Tarif Bea Keluar. Regulasi ini meningkatkan bea ekspor secara progresif dari minimum 20% menjadi 25% pada 6 (enam) bulan pertama di tahun 2014 dan akan terus meningkat per 6 (enam) bulan menjadi 60% pada semester kedua pertama tahun 2016/2017 sebagaimana dinyatakan dalam Lampiran I Peraturan Menteri Keuangan No.153/PMK.011/2014 tentang Perubahan Ketiga atas Peraturan Menteri Keuangan No.75/PMK.011/2012 tentang Penetapan Barang Ekspor yang Dikenakan Bea Keluar dan Tarif Bea Keluar.

### **Regulasi Industri Ketenagalistrikan**

Berdasarkan Undang-Undang No.30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan dan Peraturan Pemerintah No.14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, sebagaimana diubah dengan Peraturan Pemerintah No. 23 tahun 2014 tentang Perubahan Peraturan Pemerintah No.14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, pasokan listrik di Indonesia tidak lagi dipegang oleh PLN sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) untuk menyediakan listrik bagi publik. Regulasi ini memperbolehkan perusahaan swasta, koperasi dan perusahaan non-pemerintah untuk berpartisipasi dalam bisnis pemasokan tenaga listrik. MPI telah memiliki Izin Operasi dan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sehingga berkewajiban memenuhi segala peraturan terkait bisnis penyediaan listrik bagi publik dan tetap mengutamakan pemenuhan kebutuhan listrik dalam negeri.

#### **b. Risiko terkait peraturan internasional**

Perseroan telah mengembangkan aset eksplorasi dan produksi migas di luar negeri. Keputusan untuk bergabung dalam proyek-proyek di luar negeri akan memicu munculnya tambahan risiko, di luar risiko eksplorasi, pengembangan dan produksi lapangan minyak dan gas pada umumnya, seperti risiko atas regulasi pemerintahan setempat dan hukum yang berlaku, risiko atas kondisi ekonomi dan politik negara terkait, serta risiko keamanan.

#### **c. Risiko hukum**

Dalam menjalankan usahanya, Perseroan dan Entitas Anak selalu berhubungan dengan pihak ketiga yang dapat menimbulkan kemungkinan terjadinya sengketa atau perkara hukum dalam bentuk tuntutan hukum dan litigasi yang terkait dengan kemitraan dengan pihak lain dan/atau hubungan dengan masyarakat setempat dimana Perseroan beroperasi.

#### **d. Risiko keamanan kawasan**

Keadaan tidak aman di suatu negara atau kawasan yang dipengaruhi oleh ketegangan politik yang tinggi dapat mengakibatkan penutupan operasi untuk sementara di negara bersangkutan dimana Perseroan beroperasi. Hal ini juga mengakibatkan terjadinya penundaan pada proyek pengembangan Perseroan.

### **4. Faktor lingkungan**

#### **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 perlindungan polis asuransi yang memadai.

#### **b. Risiko bencana alam**

Kegiatan usaha Perseroan 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.

### **5. Risiko sebagai perusahaan induk**

Sebagai perusahaan induk yang seluruh pendapatan usahanya berasal dari Entitas Anak, Perseroan memiliki risiko ketergantungan terhadap kegiatan usaha dan pendapatan usaha dari Entitas Anak. Apabila kegiatan usaha dan pendapatan usaha Entitas Anak mengalami penurunan, maka hal ini akan memengaruhi kondisi dan kinerja keuangan Perseroan.

Untuk melindungi kegiatan operasional dan asset Perusahaan dari kemungkinan kewajiban atau kemungkinan kerusakan yang timbul sebagai akibat dari risiko-risiko di atas, Perseroan menempatkan kebijakan asuransi untuk melindungi kemungkinan kerugian atau kehilangan aktivitas operasional dan asset yang secara terus menerus dievaluasi secara teliti dan hati-hati agar sesuai dengan kebutuhan Perseroan dengan biaya yang paling efisien.

#### 4.2. 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.



## IV. KETERANGAN TENTANG PERSEROAN DAN ENTITAS ANAK

### 5.1. 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.

Perseroan telah melakukan beberapa kali perubahan Anggaran Dasar dan perubahan Anggaran Dasar Perseroan terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta No. 95/2015. Berdasarkan Akta No. 95/2015, para pemegang saham Perseroan menyetujui untuk mengubah anggaran dasar Perseroan Pasal 3, Pasal 4, ayat (10), Pasal 11, Pasal 12, Pasal 13, Pasal 14, Pasal 15, Pasal 16, Pasal 19, Pasal 21, Pasal 22, Pasal 23, Pasal 24, Pasal 26, Pasal 27 dan Pasal 28 untuk disesuaikan dengan Peraturan OJK No. 32/POJK.04/2014 tanggal 8 Desember 2014 tentang Rencana dan Penyelenggaraan Rapat Umum Pemegang Saham Perusahaan Terbuka ("POJK No. 32/2014") dan Peraturan OJK No. 33/POJK.04/2014 tanggal 8 Desember 2014 tentang Direksi dan Dewan Komisaris Emiten Atau Perusahaan Publik ("POJK No. 33/2014") dan menyusun kembali anggaran dasar Perseroan.

Sesuai dengan Anggaran Dasar, maksud dan tujuan Perseroan ialah berusaha dalam bidang eksplorasi, penambangan dan produksi, perindustrian, perdagangan umum, peragenan dan/atau perwakilan, dan pemborong (kontraktor). Untuk mencapai maksud dan tujuan tersebut diatas, Perseroan dapat melaksanakan kegiatan usaha utama, yaitu (i) menjalankan usaha eksplorasi, pertambangan dan produksi minyak dan gas bumi serta energi lainnya, (ii) menjalankan usaha pemboran (drilling) minyak dan gas bumi serta energi lainnya, (iii) menjalankan usaha pembangunan, pemeliharaan prasarana dan distribusi maupun usaha lainnya yang dibutuhkan dalam pertambangan minyak dan gas bumi serta energi lainnya, dan (iv) menjalankan perdagangan umum termasuk pula perdagangan minyak dan gas bumi serta energi lainnya baik secara impor, ekspor, lokal, serta antar pulau (interinsulair) baik untuk perhitungan sendiri maupun secara komisi atas perhitungan pihak lain, demikian pula usaha – usaha perdagangan sebagai leveransir (supplier), grosir dan distributor.

Perseroan melakukan kegiatan usaha melalui (i) MEPI untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas – Indonesia; (ii) MSS untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas – internasional; (iii) MPI dan MPGI untuk unit usaha ketenagalistrikan; (iv) MEMI untuk unit usaha pertambangan batu bara; (v) MEGI untuk unit usaha distribusi gas; (vi) Medco LNG untuk unit usaha sektor hilir migas; (vii) EPI untuk unit usaha jasa penyewaan peralatan pengeboran; dan (viii) AMG untuk unit usaha penyewaan gedung. Selanjutnya, perusahaan-perusahaan tersebut melakukan kegiatan usaha baik secara langsung maupun tidak langsung melalui penyertaan pada perusahaan lain dengan bidang usaha sejenis.

### 5.2. Perkembangan Kepemilikan Saham Perseroan

Perubahan kepemilikan saham setelah Perseroan Penawaran Umum Berkelanjutan Obligasi Berkelanjutan II Medco Energi Internasional Tahap II Tahun 2016 adalah sebagai berikut :

#### Tahun 2016

Berdasarkan Daftar Pemegang Saham per 31 Oktober 2016 yang dikeluarkan oleh BAE, susunan pemegang saham Perseroan adalah sebagai berikut:

Uraian dan Keterangan	Nilai Nominal Rp100 per Saham		(% )
	Jumlah Saham	Jumlah Nominal (Rp)	
Modal Dasar	4.000.000.000	400.000.000.000	
Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh			



MEDCOENERGI

Encore Energy Pte. Ltd.	1.190.177.373	119.017.737.300	35,71
Credit Suisse AG SG Trust Account Client	690.813.800	69.081.380.000	20,73
Mitsubishi UFJ Sec S/A Mitsubishi Corporation	499.215.633	49.921.563.300	14,98
PT Prudential Life Insurance	272.221.700	27.222.170.000	8,17
PT Medco Duta	8.305.500	830.550.000	0,25
PT Multifabrindo Gemilang	2.000.000	200.000.000	0,06
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)	603.811.244	60.381.124.000	18,12
	<b>3.266.545.250</b>	<b>326.654.525.000</b>	<b>98,02</b>
Saham treasuri	65.906.200	6.590.620.000	1,98
<b>Jumlah Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh</b>	<b>3.332.451.450</b>	<b>333.245.145.000</b>	<b>100,00</b>
<b>Saham dalam Portepel</b>	<b>667.548.550</b>	<b>66.754.855.000</b>	

### 5.3. Pengurusan dan Pengawasan Perseroan

Berdasarkan Akta Pernyataan Keputusan Rapat No.134 tanggal 29 Juni 2016, yang dibuat di hadapan Leolin Jayayanti, S.H., Notaris di Jakarta, susunan Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan terakhir adalah sebagai berikut:

#### Dewan Komisaris

Komisaris Utama	:	Muhammad Lutfi
Komisaris	:	Yani Yuhani Panigoro
Komisaris Independen	:	Marsillam Simandjuntak
Komisaris Independen	:	Bambang Subianto
Komisaris	:	Yaser Raimi Arifin Panigoro

#### Direksi

Direktur Utama	:	Hilmi Panigoro
Direktur	:	Roberto Lorato
Direktur	:	Ronald Gunawan
Direktur Independen	:	Anthony Robert Mathias
Direktur	:	Amri Siahaan

Susunan Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan sebagaimana di atas telah diberitahukan kepada Menkumham sebagaimana ternyata dalam Surat Penerimaan Pemberitahuan Perubahan Data Perseroan No. AHU-AH.01.03-0062798 tanggal 30 Juni 2016 dan didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham dibawah No. AHU-0081297.AH.01.11.Tahun 2016 tanggal 30 Juni 2016.

Penunjukan seluruh anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan telah sesuai dengan POJK No.33/2014.

Pengangkatan Direktur Independen Perseroan telah memenuhi ketentuan sebagaimana diatur dalam butir III.1.5 Peraturan BEI No. I.A. tanggal 20 Januari 2014 tentang Pencatatan Saham dan Efek Bersifat Ekuitas yang Diterbitkan oleh Perusahaan Tercatat.

## Dewan Komisaris



### **Muhammad Lutfi, Komisaris Utama**

Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1969. Diangkat sebagai Komisaris Utama sejak tahun 2015. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau pernah menjabat sebagai Menteri Perdagangan RI (2014), Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM) (2005-2009), dan duta besar Indonesia untuk Jepang (2010-2013).

Meraih gelar S1 dalam bidang ekonomi (1992) dari Purdue University, Amerika Serikat.



### **Bambang Subianto, Komisaris Independen**

Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1945. Diangkat sebagai Komisaris Independen sejak tahun 2015. Menjabat sebagai Partner, Arghajata Consulting sejak tahun 2005 hingga sekarang. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau pernah berkarir sebagai Partner PT Ernst Young Consulting (2000-2004), menjabat sebagai Menteri Keuangan RI (1998-1999), Ketua Badan Penyehatan Perbankan Nasional ("BPPN") (bulan Januari-Februari 1998), Direktur Jenderal Lembaga Keuangan, Departemen Keuangan RI (1992-1998), Direktur Lembaga Keuangan dan Akuntansi, Direktorat Jenderal Moneter, Departemen Keuangan RI (1988-1992), dan Direktur, Lembaga Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia (1986-1988).

Meraih gelar Sarjana Teknik Kimia (1973) dari Institut Teknologi Bandung, *Master of Business Administration* (1981) dan *Doctor in Applied Economic Sciences* (1984) dari Catholic University of Leuven, Belgia.



### **Marsillam Simandjuntak, Komisaris Independen**

Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1943. Diangkat sebagai Komisaris Independen sejak tahun 2010. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau pernah menjabat sebagai Menteri Kehakiman dan Jaksa Agung RI (2001), Kepala Unit Kerja Presiden Pengelolaan Program dan Reformasi (UKP-PPR) (2006-2010), serta Staf Khusus bagi Menteri Keuangan untuk Prakarsa Reformasi Pajak dan Bea Cukai (2006-2010).

Meraih gelar Sarjana Kedokteran (1971) dan Sarjana Hukum (1989), keduanya dari Universitas Indonesia.



### **Yani Yuhani Panigoro, Komisaris**

Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1951. Diangkat sebagai Komisaris sejak tahun 1998. Bergabung dengan Perseroan pada tahun 1994. Diangkat menjadi Ketua Majelis Wali Amanat Institut Teknologi Bandung (2009-2014). Saat ini menjabat sebagai Komisaris dan Direktur di beberapa entitas anak Medco Group dan Dosen di Universitas Indonesia.

Meraih gelar Sarjana Teknik Elektro (1975) dari Institut Teknologi Bandung dan gelar Master Manajemen (1997) dari Sekolah Tinggi Manajemen Bandung.



### **Yaser Raimi Arifin Panigoro, Komisaris**

Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1978. Diangkat sebagai Komisaris sejak tahun 2015. Bergabung dengan Perseroan sebagai *Business Development Manager* pada tahun 2003 dan selanjutnya menjabat sebagai *Deputy Managing Director* di PT Medco Energi Mining Indonesia (2007 – 2010). Sekarang beliau menjabat sebagai Komisaris PT Medco Agro, PT Multi Fabrindo Gemilang, PT Medco Intidnamika dan PT Antareja Resources.

Meraih gelar S1 dalam bidang informasi teknologi (2002) dari American University, Amerika Serikat dan gelar *Master of Business Administration* (2012) dari Loyola Marymount

University, Amerika Serikat.

**Junichi Iseda, Komisaris**



Warga Negara Jepang, lahir pada tahun 1955. Diangkat sebagai Komisaris sejak tahun 2013. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau pernah berkarir di Mitsubishi Corporation sejak 1970 dan saat ini ditunjuk sebagai *Senior Vice President, Chief Regional Officer of Indonesia* dan *General Manager of Jakarta Representative Office* untuk Mitsubishi Corporation. Sebelumnya bertindak sebagai *Senior Vice President Division COO, Natural Gas Business Division B* (2011), dan *General Manager of Kuala Lumpur Branch* di Malaysia (2006).

Meraih gelar S1 dalam bidang hukum (1979) dari University of Tokyo, Jepang dan gelar *Master of Business Administration* (1987) dari Stanford University, Amerika Serikat.

**Direksi**

**Hilmi Panigoro, Direktur Utama**



Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1955. Diangkat sebagai Direktur Utama sejak bulan November 2015. Bergabung dengan Perseroan sebagai Direktur Utama PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika sejak tahun 1998 hingga saat ini. Beliau sebelumnya pernah menjabat sebagai Direktur Utama Perseroan (2001-2008) dan Komisaris Utama Perseroan (2008-2015), dan saat ini juga menjabat sebagai Direktur dan Komisaris di Medco Group.

Meraih gelar Insinyur Teknik Geologi (1981) dari Institut Teknologi Bandung, gelar *Master of Business Administration* dengan program utama di bidang *finance and business economics* (1984) dari Thunderbird University, Arizona, Amerika Serikat dan meraih gelar *Master of Science* dalam bidang *engineering* (1988) dari Colorado School of Mines, Colorado, Amerika Serikat.

**Roberto Lorato, Direktur**



Warga Negara Italia, lahir pada tahun 1958. Diangkat sebagai Direktur sejak bulan November 2015. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau pernah menjabat sebagai *President* pada Premier Oil Indonesia (2011-2015), *Managing Director* pada Eni Indonesia (2006-2009), dan *President & CEO* pada Virginia Indonesia Co. Llc., cabang Jakarta (2003-2006) dan *Managing Director* pada Agip, Inggris (2001-2002).

Meraih gelar S1 dalam bidang *mechanical engineering* (1987) dari University of Padua, Italia, gelar S2 dalam bidang *Energy Management & Economics* (1988) dari Scuola Superiore Enrico Mattei, Eni Corporate University, Italia, dan gelar *Master of Science* (1994) dari London Business School, Inggris.

**Anthony Robert Mathias, Direktur**



Warga Negara Inggris, lahir pada tahun 1966. Diangkat sebagai Direktur sejak bulan November 2015. Memiliki pengalaman luas dalam industri migas sejak tahun 1994. Beliau memulai karirnya di industri migas ketika bergabung dengan Mobil Oil and Conoco Inc. (1994-2000) sebagai *Business Analysis and Internal Audit Control Function*, ConocoPhillips sebagai *Director Upstream Strategy and Portfolio Management* (2000-2003), Canadian E&P and Oil Sands Business, Calgary, Kanada sebagai *Manager Planning and Performance Analysis* (2003-2005), dan bergabung kembali dengan ConocoPhillips (2005-2012) dengan menempati berbagai jabatan dan terakhir sebagai *Finance Manager* pada ConocoPhillips, cabang Jakarta. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau adalah *Vice President Finance & IT* pada Premier Oil (2012-2015).

Meraih gelar S1 dalam bidang *engineering* (1989) dari Bradford University, Inggris dan gelar *Master of Business Administration* (1994) dari Manchester Business School, Inggris.



**Ronald Gunawan, Direktur**

Warga Negara Indonesia, lahir pada tahun 1964. Diangkat sebagai Direktur sejak tahun 2015. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau berkarir sebagai *Vice President Operations & Development* di Premier Oil Indonesia (2014-2015), *President & General Manager* di Hess Indonesia (2012-2014), berbagai posisi manajemen dalam bidang operasi dan proyek di Eni Australia and Eni E&P (2007-2012), dan *Vice President Assets* di Vico Indonesia (2002-2006).

Memperoleh gelar Sarjana Teknik Perminyakan (1988) dari Institut Teknologi Bandung dan S2 dalam bidang Petroleum Engineering (2000) dari Texas A&M University, Amerika Serikat.



**Amri Siahaan, Direktur**

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1965. Diangkat sebagai Direktur sejak tahun 2015. Sebelum bergabung dengan Perseroan, beliau berkarir sebagai *Vice President Government Affairs & Business Support* di Premier Oil Indonesia (2011 – 2015), *General Manager Operations/ Start-Up Manager* of Tangguh LNG, BP Indonesia (2008-2011), *Executive Assistance to COO Atlantic LNG Trinidad & Tobago* (2007-2008), *Vice President “Semberah” Asset VICO Indonesia* (2004-2006), *Vice President Supply Chain Management VICO Indonesia* (2001-2004) serta *Audit & Internal Control Manager* BP Indonesia (2001).

Memperoleh gelar Sarjana Teknik Mesin (1989) dari Institut Teknologi Bandung serta gelar *Master of Business Administration* (2003) dari University of Leicester, Inggris.

**Komite Audit**

Sesuai dengan Peraturan OJK No. 55/POJK.04/2015 tanggal 29 Desember 2015 tentang Pembentukan dan Pedoman Pelaksanaan Kerja Komite Audit, Perseroan telah membentuk Komite Audit dengan masa jabatan 3 (tiga) tahun. Berdasarkan *Minutes of Board of Commissioners Meeting* tertanggal 13 Januari 2016, susunan Komite Audit Perseroan adalah sebagai berikut:

Ketua	: Bambang Subianto
Anggota	: Jul Azmi
Anggota	: Ida Anggrainy Sarwani

Berikut ini adalah riwayat singkat mengenai anggota Komite Audit:

**Jul Azmi**

Diangkat sebagai Anggota Komite Audit Eksternal sejak tahun 2013 berkat pengalamannya yang ekstensif selaku Auditor dan pengalamannya sejak 1972 di industri perminyakan dan jasa-jasa terkait yang menunjang industri perminyakan di antaranya: PT Stanvac Indonesia, MEPI, Perseroan, Indrillco Hulu Energy Ltd., dan PT Sumatra Persada Energi.

**Ida Anggrainy Sarwani**

Diangkat sebagai anggota Komite Audit Eksternal pada tahun 2013 berkat pengalamannya sejak 1980 yang ekstensif selaku Akuntan Publik dan Konsultan Manajemen, di antaranya: Drs. Hadi Sutanto & CO (Pricewaterhouse Coopers), Sumatra Gulf Oil Ltd, McDermott Indonesia, Sekolah Tinggi Ilmu Ekonomi Perbanas, PT Natterman Indonesia, PT Metaun Agung Perdana, PT Bhumyamca Sekawan, BPPN, PT Jakarta Setiabudi Internasional Tbk., PT Perdana Gapura Prima Tbk, PT Sumber Hidup Sehat, PT Viva Medika, dan PT Maju Raya Sejahtera.

Berdasarkan Piagam Komite Audit tertanggal 5 Februari 2014, Komite Audit dalam menjalankan fungsinya memiliki tugas dan tanggung jawab sebagai berikut :

- Melakukan penelaahan atas laporan keuangan yang akan disampaikan kepada OJK;
- Melakukan penelaahan atas ketaatan terhadap peraturan perundang-undangan yang berhubungan dengan kegiatan Perseroan dan menelaah tanggapan dari pihak manajemen Perseroan;
- Memberikan rekomendasi atas penunjukkan akuntan (auditor eksternal) yang didasarkan pada independensi, kinerja dan kualifikasi;
- Untuk menyelesaikan permasalahan yang timbul antara manajemen dengan auditor (akuntan) sehubungan dengan penyusunan laporan keuangan;
- Membantu Dewan Komisaris dalam menganalisis laporan – laporan dari unit audit internal dan Komite Manajemen Risiko;
- Menelaah, menganalisis dan mengubah, sejauh mana diperlukan, Piagam Komite Audit;
- Menelaah pengaduan yang timbul sehubungan dengan Perseroan dan menyampaikan kepada Dewan Komisaris;
- Melaporkan secara berkala dan menyusun laporan tahunan untuk disampaikan kepada Dewan Komisaris.

### **Unit Audit Internal**

Sesuai dengan Peraturan OJK No. 56/POJK.04/2015 tanggal 29 Desember 2015 tentang Pembentukan dan Pedoman Penyusunan Piagam Unit Audit Internal, Perseroan telah memiliki Piagam Audit Internal tanggal 1 Januari 2003 dan telah mengangkat Eddy Hasfiardi sebagai Kepala Unit Audit Internal berdasarkan Surat Penggantian Kepala Divisi Internal Audit Perseroan tanggal 27 September 2010, yang mana telah disetujui oleh Dewan Komisaris Perseroan berdasarkan *Resolution of the Board of Commissioners* Ref. No. MEI-001/RES-BOC/X/2010 tanggal 29 Oktober 2010.

### **Sekretaris Perusahaan**

Sesuai dengan Peraturan OJK No. 35/POJK.04/2014 tanggal 8 Desember 2014 tentang Sekretaris Perusahaan Emiten atau Perusahaan Publik, Perseroan telah menunjuk Fakhri Nilamsari sebagai Sekretaris Perusahaan (Corporate Secretary) Perseroan berdasarkan *Memo Organization Announcement re. Corporate Secretary* No. INT-013/TAL/MEDC/II/2016 tanggal 20 Januari 2016.

Tugas-tugas Sekretaris Perusahaan antara lain :

- mengikuti perkembangan pasar modal khususnya peraturan-peraturan yang berlaku di bidang pasar modal;
- memberikan masukan kepada Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan untuk mematuhi ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang pasar modal;
- membantu Direksi dan Dewan Komisaris dalam pelaksanaan tata kelola perusahaan yang meliputi: (i) keterbukaan informasi kepada masyarakat termasuk ketersediaan informasi pada situs web Perseroan; (ii) penyampaian laporan kepada OJK tepat waktu; (iii) penyelenggaraan dan dokumentasi RUPS; (iv) penyelenggaraan dan dokumentasi rapat Direksi dan/atau Dewan Komisaris; dan (v) pelaksanaan program orientasi terhadap perusahaan bagi Direksi dan/atau Dewan Komisaris;
- sebagai penghubung antara Perseroan dengan pemegang saham Perseroan, OJK dan pemangku kepentingan lainnya.

### **Komite Nominasi dan Remunerasi**

Sesuai dengan Peraturan OJK No. 34/POJK.04/2014 tanggal 8 Desember 2014 tentang Komite Nominasi dan Remunerasi Emiten atau Perusahaan Publik, Perseroan telah membentuk Komite Nominasi dan Remunerasi. Berdasarkan *Minutes of Board of Commissioners Meeting* tertanggal 13 Januari 2016, susunan Komite Nominasi dan Remunerasi Perseroan adalah sebagai berikut:

Ketua	: Marsillam Simandjuntak
Anggota	: Muhammad Lutfi
Anggota	: Yani Yuhani Panigoro

Anggota : Yaser Raimi Arifin Panigoro  
 Anggota dan sekretaris : Cisca Alimin

Berdasarkan Piagam Komite Nominasi dan Piagam Komite Remunerasi, masing-masing tertanggal 5 Februari 2014, Komite Nominasi dan Remunerasi dalam menjalankan fungsinya memiliki tugas dan tanggung jawab sebagai berikut:

- **Nominasi**

- melakukan identifikasi atas kandidat calon anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan, termasuk menetapkan kualifikasi dan uji tuntas atas kandidat calon tersebut;
- melakukan nominasi dan penelaahan atas kandidat calon anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan dan grup;
- melakukan penelaahan dan evaluasi atas kinerja Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan dan grup;
- melakukan penelaahan dan nominasi atas kandidat calon anggota – anggota komite;
- melakukan pengembangan pelatihan dan program orientasi untuk Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan dan grup.

- **Remunerasi**

- melakukan pengembangan dan rekomendasi pedoman umum atas sistem remunerasi Perseroan;
- melakukan pengembangan dan penelaahan atas kebijakan remunerasi Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan dan grup;
- melakukan penelaahan dan rekomendasi atas remunerasi Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan dan grup;
- melakukan penelaahan dan rekomendasi sehubungan dengan jumlah insentif, termasuk rencana *equity based*;
- melakukan penelaahan terhadap kebijakan dan sistem remunerasi untuk agar sesuai dengan pedoman umum Perseroan;
- melaporkan secara bertahap kepada Dewan Komisaris dan membuat laporan tahunan untuk dimasukkan dalam laporan tahunan Perseroan;
- melakukan penelaahan dan evaluasi kinerja Direksi Perseroan dan grup.

### **Komite Good Corporate Governance (“GCG”)**

Perseroan telah membentuk Komite Good Corporate Governance (GCG) berdasarkan *Minutes of BOC Meeting* tertanggal 28 Desember 2015, susunan Komite GCG Perseroan adalah sebagai berikut:

Ketua	: Marsillam Simandjuntak
Anggota	: Muhammad Lutfi
Anggota	: Yani Yuhani Panigoro
Anggota	: Yaser Raimi Arifin Panigoro
Anggota	: Hilmi Panigoro
Anggota	: Roberto Lorato
Anggota	: Anthony Robert Mathias
Anggota	: Amri Siahaan
Sekretaris	: Eddy Hasfiardi
Sekretaris	: Fakhri Nilamsari

Berdasarkan Piagam Komite GCG tertanggal 5 Februari 2014, Komite GCG dalam menjalankan fungsinya memiliki tugas dan tanggung jawab sebagai berikut :

- melakukan penelaahan dan evaluasi dasar dan prinsip GCG dan pedoman dan kode etik GCG untuk diterapkan dalam Perseroan dan grup;
- melakukan penelaahan atas kebijakan GCG yang ditetapkan oleh Direksi secara bertahap dan memastikan bahwa kebijakan tersebut telah sesuai dengan prinsip GCG yang direkomendasikan, dan memberikan rekomendasi, mengubah dan meningkatkan prinsip GCG apabila diperlukan;
- melakukan evaluasi jika terdapat potensi benturan kepentingan atau benturan lainnya diantara Direksi Perseroan dan grup dan memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris untuk tindakan-tindakan yang akan diambil;

- melakukan peningkatan penerapan praktik GCG secara konsisten dalam Perseroan dan grup untuk dapat menjadi acuan dalam kinerja Perseroan.

### Komite Manajemen Risiko

Perseroan telah membentuk Komite Manajemen Risiko berdasarkan *Minutes of BOC Meeting* tertanggal 28 Desember 2015, susunan Komite Manajemen Risiko Perseroan adalah sebagai berikut:

Ketua	:	Muhammad Lutfi
Anggota	:	Marsillam Simandjuntak
Anggota	:	Bambang Subianto
Anggota	:	Yani Yuhani Panigoro
Anggota	:	Yaser Rami Arifin Panigoro
Anggota	:	Hilmi Panigoro
Anggota	:	Roberto Lorato
Anggota	:	Anthony Robert Mathias
Anggota	:	Akira Mizuta
Sekretaris	:	Bramastra Lalean

Berdasarkan Piagam Komite Manajemen Risiko tertanggal 5 Februari 2014, Komite Manajemen Risiko dalam menjalankan fungsinya memiliki tugas dan tanggung jawab sebagai berikut :

- memastikan bahwa sistem manajemen risiko Perseroan telah sesuai pada tempatnya, yang mana meminimalisir risiko yang mungkin dapat mempengaruhi secara material kegiatan usaha Perseroan;
- melakukan penelaahan atas profil toleransi risiko Perseroan dan grup, strategi manajemen dan rencana pengurangan risiko dan memastikan bahwa semuanya telah sesuai dengan strategi Perseroan;
- melakukan penelaahan, penilaian dan membuat rekomendasi atas setiap tindakan besar perusahaan yang diusulkan oleh Perseroan dan grup dan memastikan bahwa usulan tersebut telah sesuai dengan strategi Perseroan dan kebijakan manajemen risiko;
- memastikan bahwa Perseroan telah melakukan pemantauan dan pelaporan sistem manajemen risiko yang sesuai dengan kebijakan manajemen risiko dan teknik mitigasi risiko yang dianut;
- memberitahukan kepada pihak-pihak terkait seperti pemegang saham Perseroan, Dewan Komisaris dan pemegang kepentingan lainnya, atas penetapan dan teknik mitigasi risiko atas Perseroan dan grup sehubungan dengan tindakan besar perusahaan;
- menyetujui dan mengawasi sistem manajemen risiko yang dikembangkan oleh manajemen dalam mengidentifikasi faktor-faktor kunci atas risiko, melakukan evaluasi atas dampak yang berpotensi, dan melakukan penerapan atas sistem yang sesuai untuk mengatasi risiko-risiko tersebut;
- melakukan penelaahan atas penerapan manajemen risiko perusahaan Perseroan dibandingkan dengan praktik industri maju;
- melaporkan secara bertahap kepada Dewan Komisaris dan memberikan ringkasan atas kegiatan Komite Manajemen Risiko dalam laporan tahunan Perseroan.

### 5.4. Sumber Daya Manusia

Pentingnya peran sumber daya manusia bagi kelangsungan dan keberhasilan usaha sangat disadari oleh Perseroan. Dengan demikian, Perseroan selalu berusaha untuk meningkatkan kualitas dan taraf hidup sumber daya manusianya dengan memperhatikan kesejahteraan dan pengembangan.

#### Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak

- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut jenjang pendidikan



Jenjang Pendidikan	31 Desember			30 September
	2013	2014	2015	2016
<b>Perseroan</b>				
Sarjana (S1/S2/S3)	97	83	76	74
Sarjana Muda (D3)	16	10	8	7
SMU dan sederajat	4	3	2	2
<b>Entitas Anak</b>				
Sarjana (S1/S2/S3)	996	870	842	779
Sarjana Muda (D3)	226	201	188	181
SMU dan sederajat	521	488	430	139
<b>Jumlah</b>	<b>1.860</b>	<b>1.655</b>	<b>1.546</b>	<b>1.182</b>

- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut jenjang manajemen

Jenjang Manajemen	31 Desember			30 September
	2013	2014	2015	2016
<b>Perseroan</b>				
Direktur	7	5	5	6
Eksekutif senior	7	12	11	9
Manajer	15	7	7	6
Pelaksana	88	72	63	62
<b>Entitas Anak</b>				
Direktur	11	12	13	12
Eksekutif senior	33	28	28	23
Manajer	137	106	106	97
Pelaksana	1.562	1.413	1.313	967
<b>Jumlah</b>	<b>1.860</b>	<b>1.655</b>	<b>1.546</b>	<b>1.182</b>

- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut jenjang usia

Jenjang Usia	31 Desember			30 September
	2013	2014	2015	2016
<b>Perseroan</b>				
≥ 50 tahun	22	18	17	13
40-49 tahun	25	23	22	28
30-39 tahun	52	46	42	40
≤ 29 tahun	18	9	5	2
<b>Entitas Anak</b>				
≥ 50 tahun	196	164	148	143
40-49 tahun	353	367	388	359
30-39 tahun	751	698	682	516
≤ 29 tahun	22	18	17	81
<b>Jumlah</b>	<b>1.860</b>	<b>1.655</b>	<b>1.546</b>	<b>1.182</b>

- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut status pegawai

Status Pegawai	31 Desember			30 September
	2013	2014	2015	2016
<b>Perseroan</b>				
Tetap	95	83	81	80
Kontrak	22	13	5	3
<b>Entitas Anak</b>				
Tetap	1.247	1.244	1.332	1.008
Kontrak	496	315	128	91
<b>Jumlah</b>	<b>1.860</b>	<b>1.655</b>	<b>1.546</b>	<b>1.182</b>

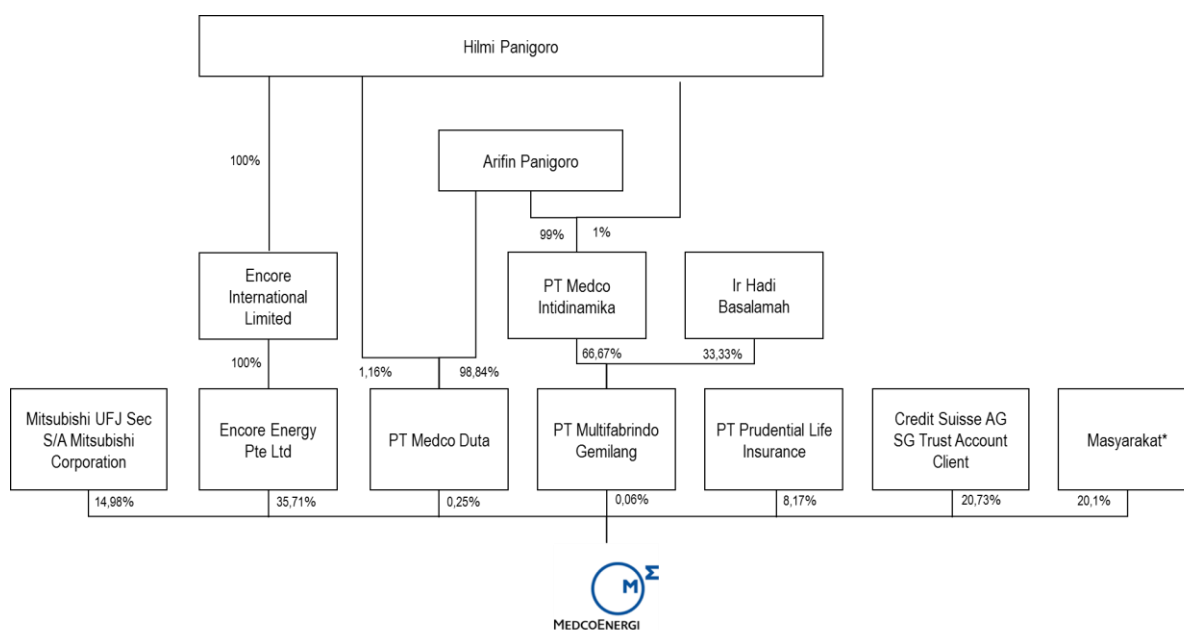
Berkaitan dengan industri dan kegiatan usaha Perseroan dan Entitas Anak, jumlah karyawan yang dimiliki Perseroan dan Entitas Anak dengan keahlian khusus adalah sebagai berikut:

- 34 orang geologist (ilmuwan yang mempelajari struktur fisik serta pembentukan bumi dan planet-planet di dalam tata surya);
- 22 orang geophysicist (ilmuwan yang mendalami pengetahuan mengenai bumi dengan menggunakan kaidah-kaidah serta prinsip-prinsip fisika untuk membantu pemahaman mengenai sifat-sifat dan kondisi di bawah permukaan bumi, baik horizontal maupun vertikal);
- 4 orang petrophysicist (ilmuwan yang mempelajari tentang sifat fisik dari suatu batuan, dengan mengetahui karakter dari batuan-batuan tertentu, maka seseorang *petrophysicist* dapat menentukan apakah pengeboran dapat dilakukan di sebuah *reservoir* atau tidak);
- 27 orang reservoir engineer (ahli yang mendalami permasalahan pengaturan air yang berlebihan pada saat proses pengeboran atau produksi minyak dan gas dalam sebuah *reservoir*);
- 24 orang drilling engineer (ahli yang memahami tata cara serta proses pengeboran yang aman bagi manusia/pekerja dan lingkungan hidup di sekitarnya serta ekonomis).

### 5.5. Struktur Kepemilikan antara Perseroan dengan Pemegang Saham

Berikut adalah struktur kepemilikan Perseroan dan Entitas Anak berdasarkan Daftar Pemegang Saham per 31 Agustus 2016 yang dikeluarkan oleh BAE:

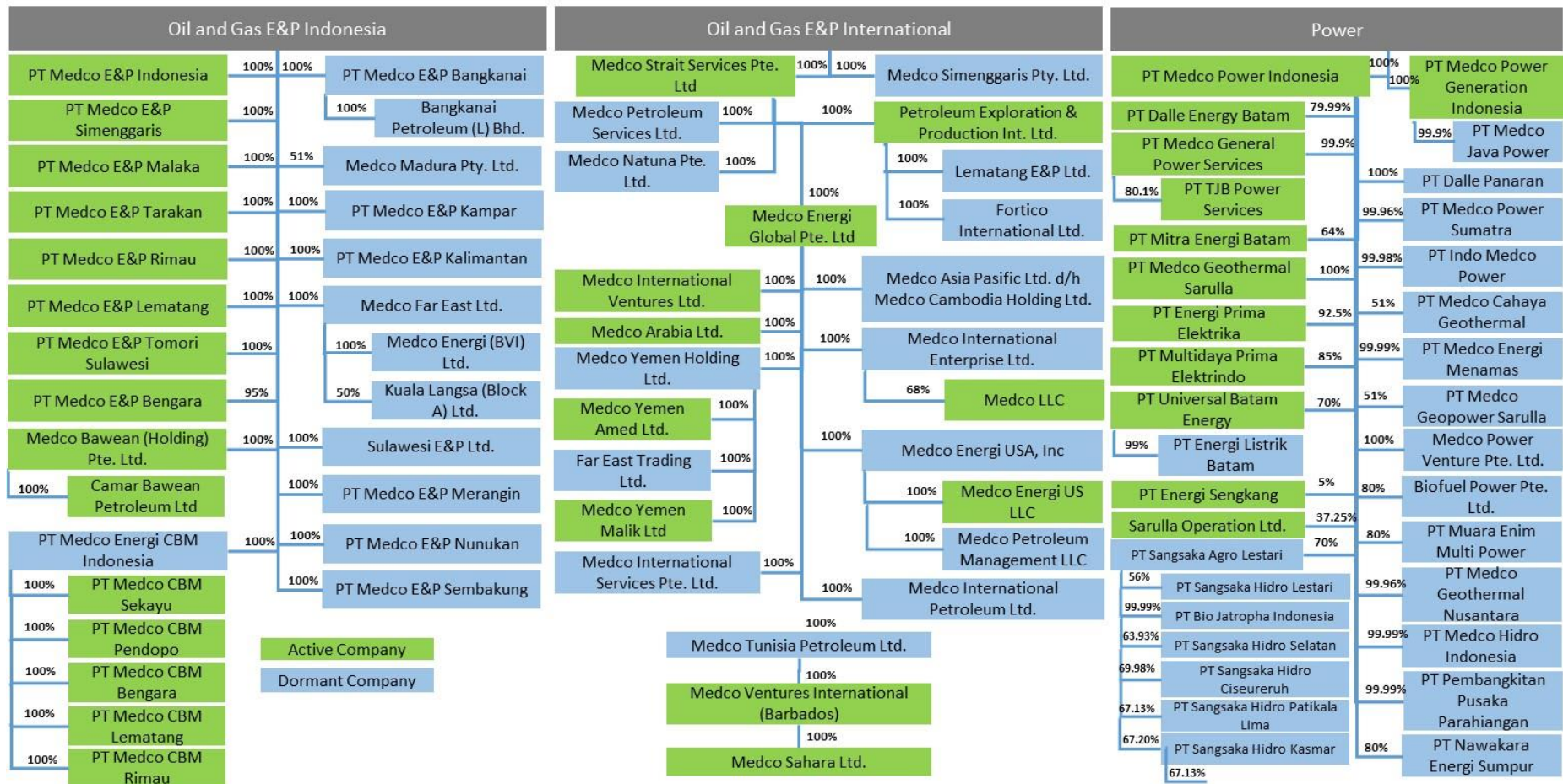
#### A. Struktur Kepemilikan antara Perseroan dengan Pemegang Saham



**Catatan:**

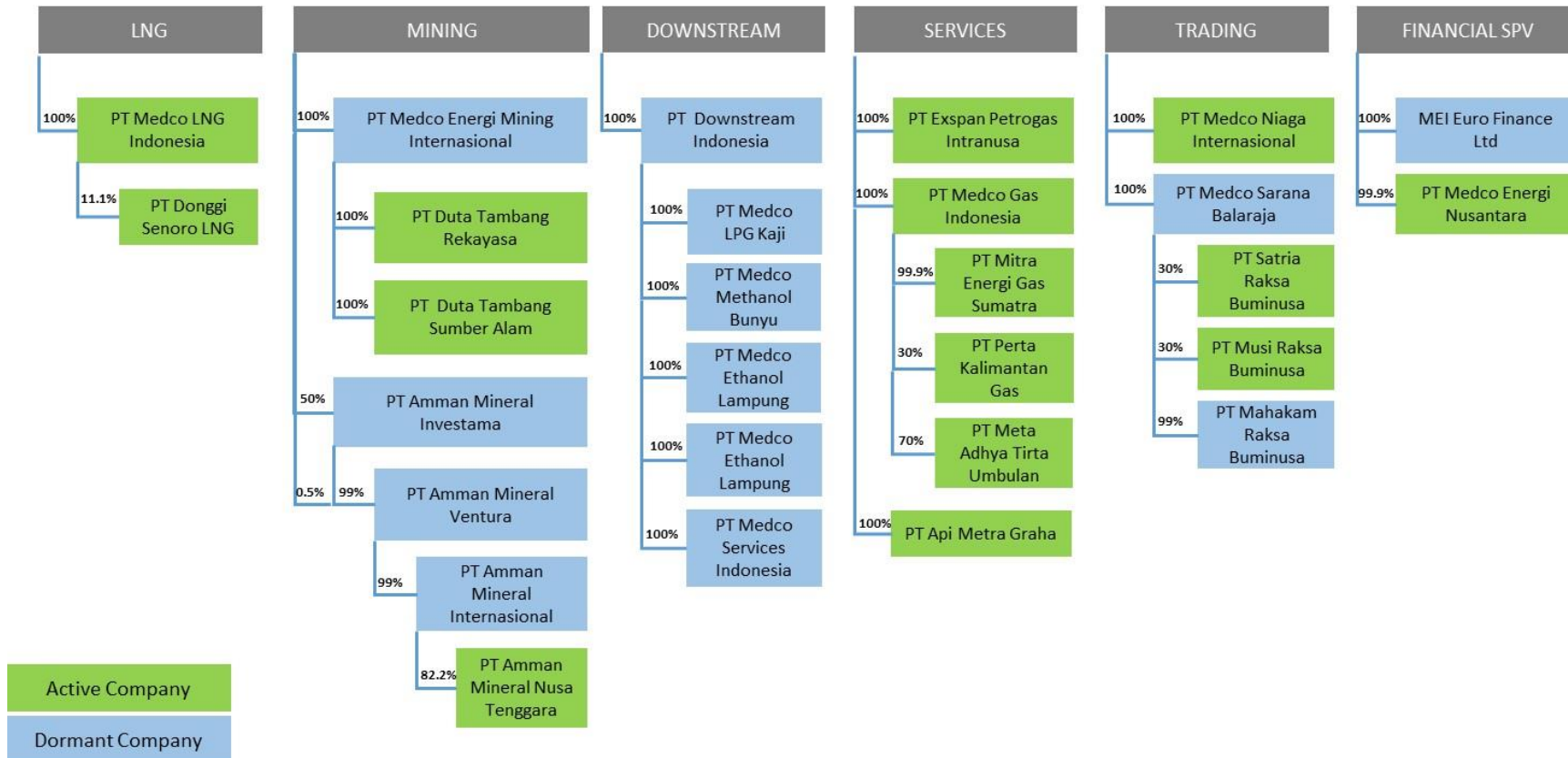
\* Masyarakat dengan kepemilikan di bawah 5%, termasuk saham treasury sebanyak 65.906.200 saham.

**B. Hubungan Entitas Anak dan Entitas Asosiasi**





MEDCOENERGI



## 5.6. 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 konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak:

No.	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia</b>					
1.	PT Medco E&P Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	3 November 1995
2.	PT Medco E&P Simenggaris	Indonesia	100,00 <sup>(2)</sup>	operasi	18 November 2005
3.	PT Medco E&P Malaka	Indonesia	100,00 <sup>(3)</sup>	operasi	29 Februari 2000
4.	PT Medco E&P Tarakan	Indonesia	100,00 <sup>(4)</sup>	operasi	29 Desember 1997
5.	PT Medco E&P Rimau	Indonesia	100,00 <sup>(5)</sup>	operasi	19 Desember 2000
6.	PT Medco E&P Lematang	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	operasi	18 Oktober 2002
7.	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	Indonesia	100,00 <sup>(7)</sup>	operasi	29 Februari 2000
8.	PT Medco E&P Bengara	Indonesia	95,00 <sup>(8)</sup>	operasi	12 Desember 2001
9.	Medco Bawean (Holding) Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(9)</sup>	operasi	2 Maret 2006
10.	PT Medco CBM Sekayu	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	22 Juli 2005
11.	PT Medco CBM Lematang	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	16 Juni 2003
12.	PT Medco CBM Bengara	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	18 Februari 2011
13.	PT Medco CBM Rimau	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	4 Januari 2012
14.	PT Medco CBM Pendopo	Indonesia	100,00 <sup>(11)</sup>	operasi	16 Desember 2008
15.	Lematang E & P Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(12)</sup>	operasi	2 Mei 2008
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri</b>					
16.	Medco Strait Services Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(13)</sup>	operasi	24 November 2005
17.	Medco Energi Global Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(14)</sup>	operasi	5 Mei 2006
18.	Medco LLC	Oman	68,00 <sup>(15)</sup>	operasi	20 Maret 2006
19.	Medco Energi US LLC	Amerika Serikat	100,00 <sup>(16)</sup>	operasi	18 Juni 2004
20.	Medco International Ventures Ltd	Malaysia	100,00 <sup>(17)</sup>	operasi	16 Juli 2001
21.	Medco Yemen Amed Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(18)</sup>	operasi	16 Januari 2007
22.	Medco Yemen Malik Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(18)</sup>	operasi	7 Februari 2012
23.	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Barbados	100,00 <sup>(19)</sup>	operasi	19 Agustus 2011
24.	Medco Sahara Ltd	United Kingdom	100,00 <sup>(20)</sup>	operasi	19 Agustus 2014
25.	Medco Arabia Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(21)</sup>	operasi	16 Januari 2007
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					
26.	PT Exspan Petrogas Intranusa	Indonesia	100,00 <sup>(22)</sup>	operasi	7 Oktober 1997
27.	PT Medco Gas Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(23)</sup>	operasi	1 Agustus 2006
28.	PT Mitra Energi Gas Sumatera	Indonesia	99,90 <sup>(24)</sup>	operasi	10 Desember 2008
<b>Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)</b>					
29.	PT Medco LNG Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(25)</sup>	operasi	29 Mei 2007
<b>Pertambangan Batu Bara</b>					
30.	PT Duta Tambang ReKayasa	Indonesia	100,00 <sup>(26)</sup>	operasi	5 Juni 2009
31.	PT Duta Tambang Sumber Alam	Indonesia	100,00 <sup>(26)</sup>	operasi	5 Juni 2009
<b>Perdagangan</b>					
32.	PT Medco Niaga Internasional	Indonesia	100,00 <sup>(27)</sup>	operasi	24 Maret 2006
33.	Petroleum Exploration & Production International Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(28)</sup>	operasi	2 Mei 2008
<b>Properti</b>					
34.	PT Api Metra Graha	Indonesia	100,00 <sup>(29)</sup>	operasi	31 Januari 2005
<b>Pertambangan Emas dan Tembaga</b>					
35.	PT Amman Mineral Nusa Tenggara	Indonesia	82,2 <sup>(30)</sup>	operasi	2 November 2016

Catatan:

- (1) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (2) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (3) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99%, sisanya 1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (4) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (5) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (6) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (7) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,95%, sisanya 0,05% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (8) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 95%;
- (9) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (10) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Bawean (Holding) Pte. Ltd. sebesar 100%
- (11) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Energi CBM Indonesia sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (12) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Petroleum Exploration & Production International Ltd. sebesar 100%;
- (13) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (14) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (15) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco International Enterprises Ltd. sebesar 68%;
- (16) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi US Inc. sebesar 100%;
- (17) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi Global Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (18) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Yemen Holding Ltd. sebesar 100%;
- (19) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Tunisia Petroleum Ltd. sebesar 100%;
- (20) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Ventures International sebesar 100%;
- (21) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi Global Pte. Ltd. sebesar 100%;

- (22) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;  
 (23) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;  
 (24) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%;  
 (25) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;  
 (26) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Energi Mining Internasional sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;  
 (27) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;  
 (28) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd. sebesar 100%;  
 (29) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,32%, sisanya 0,68% melalui PT Medco Energi Nusantara.  
 (30) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Internasional sebesar 82,2%

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
<b>Tenaga Listrik</b>					
1.	PT Medco Power Indonesia	Indonesia	49,00 <sup>(1)</sup>	operasi	28 Januari 2004
2.	PT Dalle Energy Batam	Indonesia	79,99 <sup>(2)</sup>	operasi	23 Maret 2005
3.	PT Medco General Power Services	Indonesia	99,90 <sup>(3)</sup>	operasi	20 Oktober 2005
4.	PT TJB Power Services	Indonesia	80,10 <sup>(4)</sup>	operasi	13 April 2006
5.	PT Mitra Energi Batam	Indonesia	64,00 <sup>(5)</sup>	operasi	17 November 2003
6.	PT Medco Geothermal Sarulla	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	operasi	29 Desember 2006
7.	PT Energi Prima Elekrika	Indonesia	92,50 <sup>(7)</sup>	operasi	20 September 2010
8.	PT Multidaya Prima Elektrindo	Indonesia	85,00 <sup>(8)</sup>	operasi	29 Juli 2010
9.	PT Universal Batam Energy	Indonesia	70,00 <sup>(9)</sup>	operasi	18 Februari 2010
10.	PT Energi Sengkang	Indonesia	5,00 <sup>(10)</sup>	operasi	2 Mei 2007
11.	Sarulla Operation Ltd	Cayman Islands	37,25 <sup>(11)</sup>	operasi	9 Oktober 2007
<b>Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)</b>					
12.	PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	11,10 <sup>(12)</sup>	operasi	28 Desember 2007
13.	PT Perta Kalimantan Gas	Indonesia	30,00 <sup>(13)</sup>	operasi	7 Juni 2010
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					
14.	PT Musi Raksa Buminusa	Indonesia	30,00 <sup>(14)</sup>	operasi	28 April 2004
15.	PT Satria Raksa Buminusa	Indonesia	30,00 <sup>(14)</sup>	operasi	28 April 2004

Catatan:

- (1) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 49%;  
 (2) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 79,99%;  
 (3) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,9%.  
 (4) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Medco General Power Services sebesar 80,1%;  
 (5) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 10%, sisanya 54% melalui PT Medco Energi Menamas;  
 (6) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,99%;  
 (7) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 92,5%;  
 (8) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 85%;  
 (9) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 70%;  
 (10) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 5%;  
 (11) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 37,25%;  
 (12) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco LNG Indonesia sebesar 11,1%;  
 (13) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Gas Indonesia sebesar 30%;  
 (14) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Sarana Balaraja sebesar 30%;

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 saat ini tidak lagi beroperasi karena beberapa kondisi seperti tidak lagi memiliki hak partisipasi (working interest) karena telah diserahkan kembali ke pemerintah atau sudah tidak beroperasi lagi karena pertimbangan komersial, beberapa perusahaan yang tidak lagi aktif (dormant company) namun belum dilikuidasi menunggu assessment dan evaluasi bisnis perusahaan, dan beberapa perusahaan dibentuk dengan tujuan untuk mengikuti proyek di masa depan maupun untuk keperluan pendanaan. Perusahaan-perusahaan tersebut adalah sebagai berikut:

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%) <sup>(1)</sup>	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia</b>					
1.	PT Medco E&P Bangkanai	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	tidak operasi	29 Februari 2000
2.	Medco Madura Pty Ltd.	Australia	51,00 <sup>(2)</sup>	tidak operasi	25 Januari 2000
3.	PT Medco E&P Kampar	Indonesia	100,00 <sup>(3)</sup>	tidak operasi	18 November 2005
4.	PT Medco E&P Kalimantan	Indonesia	100,00 <sup>(4)</sup>	tidak operasi	18 November 1991
5.	Medco Far East Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(5)</sup>	tidak operasi	7 Juli 2005
6.	Sulawesi E&P Ltd.	Inggris	100,00 <sup>(5)</sup>	tidak operasi	11 Januari 2010
7.	PT Medco E&P Merangin	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	tidak operasi	16 Juni 2003
8.	PT Medco E&P Nunukan	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	tidak operasi	28 Januari 2004
9.	PT Medco E&P Sembakung	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	tidak operasi	18 November 2005
10.	Bangkanai Petroleum (L) Berhad	Malaysia	100,00 <sup>(7)</sup>	tidak operasi	23 Februari 2006
11.	Kuala Langsa (Block A) Ltd.	Bermuda	50,00 <sup>(8)</sup>	tidak operasi	23 Januari 2007
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri</b>					
12.	Medco Yemen Holding Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	16 Januari 2007
13.	Medco Asia Pacific Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	27 Februari 2007
14.	Medco Energi (BVI) Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	27 Februari 2007

**MEDCOENERGI**

15.	Medco Energi USA Inc	Amerika Serikat	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	18 Juni 2004
16.	Medco Simenggaris Pty. Ltd.	Australia	100,00 <sup>(11)</sup>	tidak operasi	25 Januari 2000
17.	Medco International Services Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	5 Juli 2006
18.	Medco International Enterprise Ltd.	Malaysia	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	25 September 2002
19.	Medco Petroleum Management LLC	Amerika Serikat	100,00 <sup>(12)</sup>	tidak operasi	18 Juni 2004
20.	Far East Trading Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(13)</sup>	tidak operasi	16 Januari 2007
21.	Medco International Petroleum Ltd.	Labuan	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	10 Februari 2006
22.	Medco Tunisia Petroleum Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	2 Mei 2014
23.	Medco Natuna Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(43)</sup>	tidak operasi	18 April 2016
<b>Produksi Kimia dan Industri Hilir</b>					
24.	PT Medco Downstream Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(14)</sup>	tidak operasi	28 Januari 2004
25.	PT Medco Service Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(15)</sup>	tidak operasi	7 September 2006
26.	PT Medco Methanol Bunyu	Indonesia	100,00 <sup>(15)</sup>	tidak operasi	29 Januari 1997
27.	PT Medco LPG Kaji	Indonesia	100,00 <sup>(15)</sup>	tidak operasi	31 Agustus 2001
28.	PT Medco Ethanol Lampung	Indonesia	100,00 <sup>(15)</sup>	tidak operasi	21 Februari 2005
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					
29.	PT Mahakam Raksa Bumi	Indonesia	99,00 <sup>(16)</sup>	tidak operasi	28 April 2004
<b>Pertambangan Batu Bara</b>					
30.	PT Medco Energi Mining Internasional	Indonesia	100,00 <sup>(17)</sup>	tidak operasi	21 Agustus 2000
<b>Panas Bumi</b>					
31.	PT Medco Geothermal Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(18)</sup>	tidak operasi	28 Januari 2004
<b>Tenaga Listrik</b>					
32.	PT Dalle Panaran	Indonesia	100,00 <sup>(19)</sup>	tidak operasi	22 Juni 2005
33.	PT Medco Power Sumatera	Indonesia	99,96 <sup>(20)</sup>	tidak operasi	26 Oktober 2005
34.	PT Indo Medco Power	Indonesia	99,98 <sup>(21)</sup>	tidak operasi	18 Oktober 2004
35.	PT Medco Cahaya Geothermal	Indonesia	51,00 <sup>(22)</sup>	tidak operasi	16 Juni 2003
36.	PT Medco Energi Menamas	Indonesia	99,99 <sup>(23)</sup>	tidak operasi	27 Januari 2004
37.	PT Medco Geopower Sarulla	Indonesia	51,00 <sup>(22)</sup>	tidak operasi	30 Maret 2007
38.	Medco Power Venture Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(24)</sup>	tidak operasi	19 Maret 2007
39.	Biofuel Power Pte. Ltd.	Singapura	80,00 <sup>(25)</sup>	tidak operasi	22 Juni 2006
40.	PT Muara Enim Multi Power	Indonesia	80,00 <sup>(25)</sup>	tidak operasi	5 Agustus 2008
41.	PT Medco Geothermal Nusantara	Indonesia	99,96 <sup>(26)</sup>	tidak operasi	30 Januari 2014
42.	PT Energi Listrik Batam	Indonesia	99,00 <sup>(27)</sup>	tidak operasi	7 Maret 2012
43.	PT Sangsaka Agro Lestari	Indonesia	70,00 <sup>(28)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
44.	PT Sangsaka Hidro Lestari	Indonesia	56,00 <sup>(29)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
45.	PT Bio Jatropa Indonesia	Indonesia	99,99 <sup>(30)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
46.	PT Sangsaka Hidro Selatan	Indonesia	69,93 <sup>(31)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
47.	PT Sangsaka Hidro Kasmar	Indonesia	67,20 <sup>(32)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
48.	PT Sangsaka Hidro Cisereuh	Indonesia	69,98 <sup>(33)</sup>	tidak operasi	23 Desember 2011
49.	PT Sangsaka Hidro Patikala Lima	Indonesia	67,13 <sup>(34)</sup>	tidak operasi	23 Desember 2011
50.	PT Sangsaka Hidro Baliase	Indonesia	67,13 <sup>(35)</sup>	tidak operasi	23 Desember 2011
51.	PT Medco Hidro Indonesia	Indonesia	99,99 <sup>(36)</sup>	tidak operasi	14 Maret 2013
52.	PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan	Indonesia	99,99 <sup>(37)</sup>	tidak operasi	12 Desember 2012
53.	PT Sangsaka Hidro Barat	Indonesia	99,90 <sup>(38)</sup>	tidak operasi	5 Juli 2013
54.	PT Nawakara Energi Sumpur	Indonesia	80,00 <sup>(39)</sup>	tidak operasi	29 Januari 2014
55.	PT Medco Power Generation Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(40)</sup>	tidak operasi	14 November 2006
56.	PT Medco Java Power	Indonesia	99,90 <sup>(41)</sup>	tidak operasi	2 Desember 2015
<b>Perdagangan</b>					
57.	PT Medco Sarana Balaraja	Indonesia	100,00 <sup>(42)</sup>	tidak operasi	26 September 2002
58.	PT Medco Energi CBM Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(42)</sup>	tidak operasi	18 November 2008
59.	Medco Petroleum Services Ltd.	Cayman Island	100,00 <sup>(43)</sup>	tidak operasi	19 Januari 2012
60.	Fortico International Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(44)</sup>	tidak operasi	2 Mei 2008
61.	PT Meta Adhya Tirta Umbulan	Indonesia	70,00 <sup>(45)</sup>	tidak operasi	27 April 2016
62.	PT Amman Mineral Investama	Indonesia	50 <sup>(46)</sup>	Tidak operasi	2 November 2016
63.	PT Amman Mineral Ventura	Indonesia	50 <sup>(47)</sup>	Tidak operasi	2 November 2016
64.	PT Amman Mineral Internasional	Indonesia	50 <sup>(48)</sup>	Tidak operasi	2 November 2016
<b>Entitas Investasi</b>					
65.	MEI Euro Finance Ltd.	Mauritius	100,00 <sup>(49)</sup>	tidak operasi	25 Januari 2002
66.	PT Medco Energi Nusantara	Indonesia	99,99 <sup>(50)</sup>	tidak operasi	28 Februari 2003

Catatan:

- (1) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99%, sisanya 1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (2) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 51%;
- (3) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,98%, sisanya 0,02% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (4) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (5) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (6) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (7) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco E&P Bangkanai sebesar 100%;
- (8) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Far East Ltd. sebesar 50%;
- (9) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi Global Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (10) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Far East Ltd. sebesar 100%;
- (11) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (12) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Energi USA Inc. sebesar 100%;
- (13) kepemilikan tidak langsung Perseroan Ltd. melalui Medco Yemen Holding Ltd. sebesar 100%;
- (14) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (15) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Downstream Indonesia sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (16) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Sarana Balaraja sebesar 99,8%;
- (17) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,97%, sisanya 0,03% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (18) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,99%, sisanya 0,0% melalui PT Medco Geothermal Nusantara;
- (19) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99%, sisanya 1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (20) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,6%, sisanya 0,4% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (21) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,98%;

- (22) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 51%;
- (23) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,9%;
- (24) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 100%;
- (25) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 80%;
- (26) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,96%;
- (27) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Universal Batam Energy sebesar 99%;
- (28) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 70%;
- (29) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 56%;
- (30) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 99,99%;
- (31) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 69,93%;
- (32) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 67,20%;
- (33) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 69,98%;
- (34) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 67,13%;
- (35) kepemilikan tidak langsung PT Sangsaka Agro Lestari melalui PT Sangsaka Hidro Kasmar sebesar 67,13%;
- (36) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 99,9%;
- (37) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Medco Geothermal Nusantara sebesar 99,6%;
- (38) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Medco Hidro Indonesia sebesar 99,9%;
- (39) kepemilikan tidak langsung MPI melalui PT Medco Hidro Indonesia sebesar 80%;
- (40) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (41) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Generation Indonesia sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (42) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (43) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd sebesar 100%;
- (44) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Petroleum Exploration & Production International Ltd. sebesar 100%;
- (45) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Gas Indonesia sebesar 70%;
- (46) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 50%.
- (47) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 0,01%, kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Investama sebesar 50%;
- (48) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Investama sebesar 50%;
- (49) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (50) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%.

## 5.7. 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.



## V. KEGIATAN DAN PROSPEK USAHA PERSEROAN

### 6.1. Umum

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, Timur Tengah. 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 dan Oman 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.

Perkembangan kegiatan usaha Grup Perseroan sejak penerbitan Obligasi Berkelanjutan II Tahap II Tahun 2016 dari waktu ke waktu adalah sebagai berikut:

Tahun	Perkembangan kegiatan usaha
2016	Pada tanggal 2 November 2016, Perseroan telah menyelesaikan pembelian saham PT Amman Mineral Investama, yang secara tidak langsung mengendalikan PT Amman Mineral Nusa Tenggara, perusahaan yang bergerak dalam bidang jasa pertambangan emas dan tembaga.

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

Data produksi minyak dan gas per blok Perseroan adalah sebagai berikut:

### Produksi Minyak

Blok	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember					Periode 9 bulan yang berakhir pada tanggal 30 September	
	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016
<b>BOPD</b>							
<b>Aset Indonesia</b>							
Rimau	16.505	14.936	12.860	11.550	10.520	10.736	9.518
South							
Sumatera	6.124	5.548	4.813	4.787	5.140	5.040	5.199
Kampar <sup>(1)</sup>	1.351	1.499	1.786	2.013	1.380	1.381	0
Tarakan	2.394	2.705	2.080	1.730	1.820	1.839	1.971
Sembakung	2.227	2.197	1.560	-	-	0	0
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)	494	367	320	290	240	256	29
Senoro Toili (lapangan gas)	-	-	-	-	1.010	571	2.531
Bawean	1.023	1.296	800	730	470	385	657

<b>Aset Internasional</b>							
AS	441	542	440	360	380	366	414
Yemen	-	1.034	1.070	610	210	275	0
Tunisia	-	-	-	830	1.820	1.879	1.339
<b>Jumlah Produksi</b>	<b>30.558</b>	<b>30.124</b>	<b>25.730</b>	<b>22.900</b>	<b>22.990</b>	<b>22.729</b>	<b>21.657</b>

Catatan:

(1) Operator sementara dari tahun 2014-2015; PSC Kampar berakhir pada 2013

## Produksi Gas

Blok	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember				Periode 9 bulan yang berakhir pada tanggal 30 September		
	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016
<b>MMSCFD</b>							
<b>Aset Indonesia</b>							
South Sumatera	126,55	128,13	123,00	108,24	65,57	65,89	67,32
Lematang	34,90	28,86	34,70	32,26	35,50	36,87	49,60
Tarakan	5,17	2,64	0,60	0,98	0,75	0,42	1,12
Senoro Toili (lapangan gas)	-	-	-	0,17	36,80	20,26	97,00
Simenggaris	-	-	-	-	-	-	0,13
<b>Aset Internasional</b>							
AS	2,27	1,79	1,10	0,71	0,38	0,33	0,35
Tunisia	-	-	-	0,53	1,50	1,53	1,37
<b>Jumlah Produksi</b>	<b>168,89</b>	<b>161,41</b>	<b>159,4</b>	<b>142,89</b>	<b>140,50</b>	<b>125,31</b>	<b>216,89</b>

Visi Perseroan adalah menjadi perusahaan energi pilihan bagi investor, pemegang saham, mitra kerja, karyawan serta publik dan komunitas. Misi Perseroan adalah untuk membangun sumber daya energi menjadi portofolio investasi yang menguntungkan yang dilakukan dengan benar dan bertanggung jawab.

## Penjualan Minyak dan Gas

Hampir seluruh pendapatan Perseroan adalah dalam Dolar AS sampai dengan periode 30 September 2016. Untuk tahun 2013, 2014 dan 2015, Perseroan membukukan pendapatan masing-masing sebesar USD886,5 juta, USD750,7 juta, dan USD628,5 juta. Sementara itu, untuk periode 30 September 2016, Perseroan mencatat pendapatan sebesar USD382,3 juta dimana sekitar 91,7% berasal dari penjualan minyak dan gas.

Di bawah adalah rincian penjualan produk Perseroan:

Blok	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD
<b>Aset Indonesia</b>										
Rimau	16,53	-	14,94	-	12,86	-	11,40	-	10,43	-
South Sumatra *	7,44	135,44	7,03	135,31	6,70	130,79	6,69	115,08	6,48	61,33
Tarakan	2,37	4,76	2,72	2,44	2,12	0,63	1,52	0,96	1,95	0,73
Senoro Toili (Lapangan										



MEDCOENERGI

Blok	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD
Tiaka)	0,45	-	0,43	-	0,23	-	0,30	0,19	0,32	-
Lematang (Lapangan Singa)	-	20,72	-	18,02	-	27,20	-	24,18	-	28,09
Sembakung	2,20	-	2,26	-	1,55	0,22	-	-	-	-
Bawean	0,93	-	1,36	-	0,83	-	0,55	-	0,47	-
Senoro Toili (lapangan gas)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,93	38,86
<b>Sub jumlah</b>	<b>29,93</b>	<b>160,92</b>	<b>28,73</b>	<b>155,77</b>	<b>24,30</b>	<b>158,84</b>	<b>20,46</b>	<b>140,40</b>	<b>20,58</b>	<b>129,02</b>
<b>Aset Internasional</b>										
AS	0,44	2,27	0,42	1,25	0,44	0,94	0,36	0,62	0,38	0,31
Yemen	-	-	0,60	-	1,52	-	0,29	-	0,10	-
Tunisia	-	-	-	-	-	-	1,09	0,42	1,04	1,42
<b>Sub jumlah</b>	<b>0,44</b>	<b>2,27</b>	<b>1,02</b>	<b>1,25</b>	<b>1,96</b>	<b>0,94</b>	<b>1,75</b>	<b>1,03</b>	<b>1,53</b>	<b>1,73</b>
<b>Jumlah penjualan</b>	<b>30,37</b>	<b>163,18</b>	<b>29,75</b>	<b>157,01</b>	<b>26,26</b>	<b>159,78</b>	<b>22,21</b>	<b>141,43</b>	<b>22,12</b>	<b>130,76</b>
<b>Penjualan minyak dan gas</b>										
<b>neto (dalam USD)</b>	<b>800.476.758</b>		<b>873.031.964</b>		<b>826.842.368</b>		<b>701.426.544</b>		<b>574.355.244</b>	

Catatan:

Penjualan minyak South Sumatra mencakup penjualan Blok Kampar. PSC Kampar berakhir pada 2013 dan selanjutnya MEPI ditunjuk oleh SKK MIGAS sebagai operator sementara pada Blok Kampar.

Blok	Periode 9 bulan yang berakhir pada tanggal 30 September			
	Minyak		Gas	
	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD
Rimau	10,53		9,31	
South Sumatra *	5,04	61,27	5,22	63,56
Tarakan	1,34			
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)	1,81	0,40	1,95	0,96
Lematang (Lapangan Singa)	0,25		0,07	
Sembakung		29,28		37,47
Bawean				
Senoro Toili (lapangan gas)	0,46	21,07	2,30	103,03
<b>Sub jumlah</b>	<b>19,43</b>	<b>112,02</b>	<b>18,85</b>	<b>205,10</b>
AS	0,37	0,27	0,41	0,35
Yemen	0,14			
Tunisia	1,12	1,44	0,74	1,54
<b>Sub jumlah</b>	<b>1,62</b>	<b>1,71</b>	<b>1,15</b>	<b>1,88</b>
<b>Jumlah penjualan</b>	<b>21,05</b>	<b>113,73</b>	<b>20,00</b>	<b>206,98</b>

## Pendapatan Lain-lain

Selama tahun 2015, pendapatan lain-lain berasal dari pendapatan jasa dan penjualan batu bara yang masing-masing berkontribusi sebesar USD32,6 juta dan USD21,5 juta atau masing-masing 5,2% dan 3,4% dari total penjualan dan pendapatan usaha lainnya Perseroan.



MEDCOENERGI

Di bawah adalah rincian penjualan di luar penjualan minyak dan gas Perseroan per tanggal 31 Desember selama 5 (lima) tahun terakhir serta 30 September 2015 dan 2016:

(dalam USD)

	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember					Periode 9 bulan yang berakhir pada tanggal 30 September	
	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016
Penjualan Batu bara	-	9.085.540	42.959.147	36.148.131	21.520.719	15,671,423	3,692,526
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	8.583.999	4.422.632	-	-	-	-	-
Pendapatan dari jasa	8.656.180	17.842.472	16.719.719	13.155.844	32.603.314	17,241,363	17,324,924
Pendapatan dari sewa	-	-	-	-	-	-	13.561.109
<b>Jumlah</b>	<b>17.240.179</b>	<b>31.350.644</b>	<b>59.678.866</b>	<b>49.303.975</b>	<b>54.124.033</b>	<b>32.912.786</b>	<b>34.578.559</b>

### Ringkasan kontrak dalam negeri per 30 September 2016

Blok	Entitas Anak	Kepe-milikan	Mitra	Wilayah	Luas area (km <sup>2</sup> )	Jenis Kontrak	Masa akhir kontrak	Operator
<b>Produksi</b>								
Rimau	MEP Rimau	95%	Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi ("PDPDE") Sumsel (5%)	Sumatera Selatan	1.103	PSC	2023	MEP Rimau
Sumatera Selatan	MEPI	100%	-	Sumatera Selatan	4.407	PSC	2033	MEPI
Lematang	MEP Lematang (dan LEPL)	100%	-	Sumatera Selatan	409	PSC	2017	MEP Lematang
Tarakan	MEP Tarakan	100%	-	Kalimantan Utara	180	PSC	2022	MEPI
Senoro-Toili	MEP Tomori	30%	- PHE Tomori Sulawesi (50%); - Tomori E&P Ltd. (20%)	Sulawesi Tengah	451	PSC - JOB	2027	JOB Pertamina-MEP Tomori
<b>Pengembangan</b>								
Blok A	MEP Malaka	41,67%	- Kris Energy (41,66%) - Japex Block A Ltd (16,67%)	NAD	1.680,5	PSC	2031	MEP Malaka
Simenggaris	MEP Simenggaris	62,50%	PT Pertamina Hulu Energi Simenggaris (37,50%)	Kalimantan Utara	547	PSC - JOB	2028	JOB Pertamina-MEP Simenggaris
<b>Eksplorasi</b>								
Bengara	MEP Bengara	100%	-	Kalimantan Utara	922,1	PSC	2029	MEP Bengara

**Ringkasan kontrak luar negeri per 30 September 2016**

Blok	Entitas Anak	Kepe-milikan	Mitra	Wilayah	Luas area (km <sup>2</sup> )	Jenis Kontrak	Masa akhir kontrak	Operator
<b>Produksi</b>								
East Cameron 317/318	MEUL	75%	Northstar Offshore Group LLC (25%)	Amerika Serikat	61	Lease Agreement	Berakhir saat produksi habis	MEUL
Main Pass 64/65	MEUL	75%	Northstar Offshore Group LLC (25%)	Amerika Serikat		Lease Agreement	Berakhir saat produksi habis	MEUL
Bir Ben Tartar	MVI	100%		Tunisia	352	PSC	2041	MVI
Blok Adam	Medco Sahara	5%	- Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières ("ETAP") (50,00%); - Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A ("ENI") (25,00%) - OMV Tunisia (20,00%)	Tunisia	862	Konsesi	2033	ENI
Karim Small Fields	Medco (Oman) LLC	51%	- Oman Oil Company (25%); - Kuwait Energy (15%); - Vision Oil and Gas (5%); - PetroVes (4%)	Oman	N.A.	Service Agreement	2041	Medco LLC (Oman)
Blok 9 Yemen	MYMalik	21,25%	- Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd.; (42,50%) - Hood Oil Ltd. (21,25%); - Yemen Oil and Gas Corpora-tion (15,00%)	Yemen	4.728	PSA	2030	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd
<b>Pengembangan</b>								
Blok Cosmos	MVI	80%	ETAP (20%)	Tunisia	440	Konsesi	2035	MVI
Blok Yasmin	MVI	100%	-	Tunisia	96	Konsesi	2020	MVI
Blok Hammamet	MVI	35%	- Cooper (35%) - DNO (30%)	Tunisia	3.740	PSC	2017	MVI
Libya Area 47	MIVL	25,5%	- Libyan Investment Authority ("LIA"); (24,5%) - National Oil Corporation ("NOC") (50%)	Libya	6.182	Exploration and Production Sharing Agreement ("EPSA")	2044	MIVL
<b>Eksplorasi</b>								
Blok Sud Remada	MVI	100%		Tunisia	3.516	PSC	2017	MVI



MEDCOENERGI

Blok	Entitas Anak	Kepe-milikan	Mitra	Wilayah	Luas area (km <sup>2</sup> )	Jenis Kontrak	Masa akhir kontrak	Operator
Blok Borj El-Khadra	Medco Sahara	10%	- ENI (50,00%) - Österreichische Mineralölverwaltung ("OMV") (40,00%)	Tunisia	2.864	Konsesi	2020	ENI
Blok Jenein	MVI	65%	PA Resources (35%)	Tunisia	312	PSC	2017	MVI
Blok 56, Oman	Medco Arabia	75%	Intaj LLC (25%)	Oman	5.808	PSA	2017	Medco Arabia

## 6.2. Keunggulan Kompetitif Perseroan

### *Perusahaan eksplorasi dan produksi regional yang unggul*

Sampai dengan saat ini, Perseroan adalah perusahaan publik terbesar dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia dan salah satu perusahaan eksplorasi dan produksi independen terbesar di Asia Tenggara dalam hal cadangan dan produksi. Kegiatan usaha Perseroan yang berkembang signifikan telah menarik minat mitra dan pemegang saham perusahaan besar baik domestik maupun asing seperti Mitsubishi Corporation ("MC"), Pertamina, Japan Petroleum Exploration Co Ltd (Japex), ENI, Kris Energy, Korea Gas Corporation ("KOGAS"), LIA, National Oil Corporation (NOC) Libya, OMV, Petroleum Development Oman LLC ("PDO") dan pelanggan besar termasuk Petro Diamond dan BP. Karena ukurannya yang besar, Perseroan memiliki sumber daya alam dan keahlian untuk bertindak sebagai operator blok Perseroan yang cukup banyak. Perseroan yakin bahwa portofolio blok yang banyak dapat memberikan diversifikasi atas cadangan serta peluang dan risiko dalam kegiatan E&P. Perseroan yakin dapat memanfaatkan posisinya sebagai perusahaan minyak dan gas Indonesia terkemuka untuk memberikan penawaran kompetitif dan mengakuisisi lapangan-lapangan baik domestik maupun internasional.

Perseroan juga yakin dengan kondisi keuangan dan operasional yang kuat memberikan akses bagi Perseroan mendapatkan pendanaan baik dari lembaga pembiayaan internasional dan domestik serta pasar modal global untuk kebutuhan pendanaan biaya akuisisi dan pengembangan. Sebagai contoh, Perseroan telah berhasil menerbitkan obligasi sebanyak tujuh kali dengan total emisi sebesar ekuivalen USD545 juta, pembiayaan bank sindikasi sebesar USD260 juta untuk pembiayaan proyek pengembangan gas Senoro di tahun 2013 yang telah dilunasi pada tahun 2015, pembiayaan bank sindikasi sebesar USD1,53 miliar untuk proyek DSLNG di tahun 2014 dan pembiayaan bank sebesar USD1,20 miliar untuk proyek pembangkit listrik gas bumi Sarulla di tahun 2014.

### *Basis cadangan gross yang besar untuk pertumbuhan produksi*

Perseroan memiliki Cadangan 1P minyak dan gas sebesar 195,7 MMBOE dan Cadangan 2P minyak dan gas sebesar 268,8 MMBOE per 30 September 2015. Selain cadangan, Perseroan memiliki beberapa proyek dalam tahap pengembangan di portofolio bisnisnya untuk meningkatkan pendapatan yang juga bersamaan akan meningkatkan pertumbuhan produksi Perseroan.

Proyek-proyek dalam pengembangan Perseroan terdiri dari Blok A sebesar 20,90 MMBOE (2P), lapangan minyak Area 47 di Libya dengan 70,58 MMBOE (2P).

Selain cadangan 1P dan 2P yang dimiliki Perseroan, terdapat juga sumber daya kontinjen senilai sekitar 181,78 MMBOE yang sebagian besar terdiri atas sumber daya gas di Senoro-Toili dan Simenggaris dan sumber daya minyak di Libya dan Yaman. Dari angka tersebut, Perseroan telah memiliki 1 (satu) proyek pengembangan yang siap dimonetisasi, yaitu sumber daya gas sebesar 15,87 MMBOE di Simenggaris.

Dengan pengembangan proyek-proyek yang berkelanjutan ditambah dengan cadangan Perseroan lainnya, Perseroan menargetkan pertumbuhan produksi kotor untuk 5 (lima) tahun ke depan.

### **Strategi pertumbuhan cadangan terfokus dan berimbang**

Perseroan telah sukses mengembangkan operasionalnya melalui strategi eksplorasi dan akuisisi yang berimbang. Dari portofolio cadangan Perseroan per 30 September 2015, Perseroan memiliki cadangan 2P sebesar 268,8 MMBOE dan cadangan 1P sebesar 195,7 MMBOE dibandingkan dengan posisi 31 Desember 2015 dimana Perseroan memiliki cadangan 2P sebesar 277,1 MMBOE dan cadangan 1P sebesar 204,1 MMBOE. Perseroan telah memperlihatkan kemampuan kompetitifnya dalam mengakuisisi aset-aset yang bervariasi, seperti daerah eksplorasi dan blok produksi. Sejak Januari 2014, Perseroan telah mengakuisisi kepemilikan di 9 blok internasional, yang terdiri dari 8 (delapan) blok di Tunisia, dimana 2 (dua) di antaranya telah berproduksi dengan sisanya dalam tahap eksplorasi dan pengembangan, dan 1 (satu) blok eksplorasi di Oman.

### **Tim manajemen yang berpengalaman**

Tim manajemen senior di Perseroan memiliki rata-rata pengalaman lebih dari 30 tahun dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia maupun di luar Indonesia. Sejak tercatat di BEI tahun 1994, tim manajemen telah memperlihatkan kemampuannya untuk menumbuhkan bisnis Perseroan melalui kombinasi eksplorasi, pengembangan, dan produksi blok minyak dan gas dan dengan akuisisi aset baru. Sebagai operator eksplorasi dan produksi Indonesia yang diuntungkan dengan pengetahuan lokal dan hubungan kerja yang baik dengan Pemerintah, SKK Migas, dan komunitas minyak dan gas yang lebih luas, Perseroan memiliki kelebihan dibandingkan dengan perusahaan minyak dan gas lain yang beroperasi di Indonesia dalam berkompetisi untuk blok baru, memenangkan kontrak-kontrak pengeboran baru, dan mengembangkan pasar untuk cadangan gas alamnya.

### **Struktur biaya yang kompetitif**

Perseroan memiliki struktur biaya yang kompetitif dengan biaya *cash cost* yang rendah. Dalam beberapa tahun terakhir, Perseroan berhasil meningkatkan efisiensi dengan menurunkan *cash cost* dari sebesar USD17 per BOE tahun 2012, USD16 per BOE tahun 2013, USD15 per BOE tahun 2014 menjadi sebesar USD13 per BOE pada tahun 2015. Selain itu, *lifting cost* Perseroan juga mengalami penurunan menjadi sebesar USD9 per BOE pada tahun 2015 dari sebelumnya USD12 per BOE pada tahun 2012, USD11 per BOE untuk tahun 2013 dan 2014. Biaya yang relatif rendah tersebut dicapai melalui pemakaian tenaga profesional lokal, jarak infrastruktur yang telah ada dengan blok produksi yang dekat dan konsentrasi geografis lapangan minyak Perseroan. Perseroan berpendapat bahwa struktur biayanya, di samping faktor-faktor lain, dapat membantu memperpanjang umur keekonomian blok produksi dan memungkinkan Perseroan untuk lebih kompetitif dalam bersaing untuk blok baru. Struktur biaya yang lebih rendah juga memungkinkan untuk pertumbuhan cadangan pada biaya modal yang lebih rendah dan menghasilkan margin operasi yang lebih baik, dengan kondisi harga minyak saat ini.

### **Perseroan dalam posisi yang baik untuk memanfaatkan pertumbuhan permintaan minyak di pasar Asia dan permintaan gas di pasar gas utama**

Lokasi Perseroan yang strategis di Indonesia juga menawarkan biaya pengiriman produk yang lebih rendah kepada *offtaker* di pasar minyak dan gas premium Asia, termasuk pusat perdagangan minyak regional di Singapura.

Permintaan energi di Indonesia adalah sebesar 3,30 juta BOEPD di tahun 2010 dan akan meningkat menjadi 7,70 juta BOEPD di tahun 2025, dimana bagian minyak dan gas diperkirakan sebesar 47%. Berdasarkan estimasi pasokan energi domestik, Indonesia akan menjadi importir energi bersih mulai tahun 2019, dengan permintaan energi mencapai 6,19 juta BOEPD dan pasokan energi hanya mencapai 6,04 juta BOEPD (sumber: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral).

Sebagai tambahan, banyak lapangan gas alam Perseroan berlokasi dekat dengan pasar gas domestik yang sedang bertumbuh di Jawa Barat, Jawa Timur dan Sumatera Selatan, dan juga pasar gas yang sudah maju di Singapura. Perseroan berpendapat bahwa kedekatan lokasi ini membuat Perseroan lebih cepat untuk memonetisasi cadangan gasnya secara lebih cepat, harga penjualan yang lebih tinggi pada biaya yang relatif lebih rendah. Lebih lanjut, harga gas di Indonesia telah meningkat dikarenakan peningkatan impor LNG dan keinginan untuk memacu pertumbuhan eksplorasi dan pengembangan untuk memenuhi pertumbuhan permintaan energi. Cadangan Perseroan yang banyak *onshore* dan konvensional memungkinkan untuk pengembangan yang cepat dan biaya produksi yang rendah.

Perseroan berpendapat bahwa berdasarkan portofolio asetnya saat ini, Perseroan berada dalam posisi yang baik untuk memanfaatkan permintaan minyak dan gas yang meningkat.

### 6.3. Strategi Usaha

Dalam menghadapi kondisi industri minyak dan gas yang rentan akan volatilitas terhadap harga dan juga kompleksitas dalam aspek operasional, maka Perseroan melalui jajaran Direksi berkomitmen untuk meningkatkan kinerja keuangan Perseroan melalui : (i) Biaya dan efisiensi modal, operasional yang lebih efektif; (ii) Mengoptimalkan waktu *project cycle* dengan memperbaharui kembali fokus pada nilai dan waktu penyelesaian; (iii) Rasionalisasi portofolio sebagai tolak ukur untuk memperoleh pendapatan dan profitabilitas; (iv) Memperkuat posisi Perseroan di dalam negeri dengan fokus pada akuisisi dan perpanjangan kontrak; dan (v) Tidak ada kompromi dalam hal keselamatan.

### 6.4. Kegiatan Usaha

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Perseroan menjalankan kegiatan usaha utama sebagai berikut:

#### 6.4.1. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas

##### 6.4.1.1. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas - Indonesia

Kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas Indonesia dikelola oleh sub-holding PT Medco E&P Indonesia. Di Indonesia, Perseroan saat ini memiliki 8 (delapan) *Product Sharing Contract* (PSC) dan 2 (dua) diantaranya *Joint Operating Body* (Senoro dan Simenggaris), namun tidak termasuk tiga proyek *Coal Bed Methane* di Sekayu, Muralim dan Lematang.

Pada saat ini diterbitkan, Perseroan memegang hak partisipasi 8 (delapan) blok dengan status eksplorasi, produksi dan pengembangan di Indonesia dengan total produksi minyak dan gas sekitar 16,2 MMBOE pada tahun 2015 serta 16,5 MMBOE pada tahun 2014.

#### **Kesepakatan Bagi Hasil Minyak dan Gas**

Entitas anak Perseroan yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia beroperasi berdasarkan berbagai kesepakatan bagi hasil dengan SKK Migas yang sesuai dengan Undang-undang No.22 Tahun 2011 tentang minyak dan gas bumi beserta peraturan pelaksanaannya.

#### 1. Kontrak Bagi Hasil atau *Product Sharing Contract* ("PSC")

Kontraktor diberikan PSC untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon komersial di area tertentu dan kemudian memproduksi 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 mendapat *cost recovery*, dan 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 untuk pasar domestik paling banyak 25% produksi migas dari bagian kontraktor.

## 2. *Joint Operating Body* (“JOB”) - Indonesia

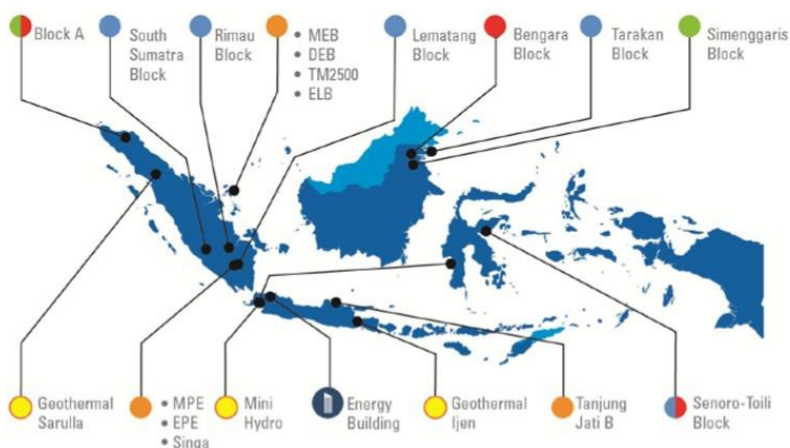
Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh Pertamina dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, sebagian produksi merupakan milik Pertamina dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan kepada kedua belah pihak dengan cara yang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

Pada saat kontrak berakhir atau diputuskan, pelepasan sebagian kontrak area, atau penutupan lapangan, kontraktor mungkin diharuskan untuk memindahkan semua peralatan dan instalasi dari kontrak area dan melakukan seluruh aktivitas restorasi sesuai dengan syarat-syarat yang tercantum di kontrak atau peraturan pemerintah yang berlaku. Biaya untuk penutupan dan pekerjaan restorasi area dapat dipulihkan berdasarkan klausul masing-masing kontrak.

### Aset di Indonesia

Hingga akhir Juni 2016, operasi E&P minyak dan gas Indonesia Perseroan memegang hak partisipasi di dalam 8 (delapan) blok yang terdiri dari 5 (lima) aset produksi, 2 (dua) pengembangan dan 1 (satu) eksplorasi di seluruh pelosok Indonesia dari bagian Barat (Sumatera) hingga di bagian Timur (Sulawesi).

Peta wilayah operasi Perseroan di Indonesia berdasarkan negara per 30 September 2015 adalah sebagai berikut:



### A. Aset Produksi

#### 1. Blok Rimau, Sumatera Selatan



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	1.103
Masa akhir kontrak	2023

Pemegang hak partisipasi	MEP Rimau - 95% PDPDE Sumsel- 5%
Operator	MEP Rimau
Status	Produksi

Produksi minyak dari blok Rimau dimulai pada tahun 1986, dimana Perseroan telah mengakuisisi kepemilikan pada blok ini pada tahun 1995. Blok Rimau secara signifikan beroperasi memproduksi minyak saat Perseroan menemukan lapangan Kaji-Semoga pada September 1996. Perseroan juga menemukan cadangan gas pada lapangan Kaji-Semoga.

PSC blok Rimau pada awalnya dianugerahkan kepada PT Stanvac Indonesia yang pada saat perpanjangannya diberikan kepada Exspan Aircenda Inc. dan Exspan Airlimau Inc. Perpanjangan PSC ditandatangani tanggal 7 Desember 2001 dan akan berlaku sampai dengan April 2023. Pada tanggal 26 September 2005, Exspan Aircenda Inc. dan Exspan Airlimau Inc. mengalihkan seluruh *participating interest* yang mereka miliki sejumlah total 95% kepada Perseroan melalui Entitas Anaknya, MEP Rimau, sehingga MEP Rimau menjadi operator PSC Rimau.

Pada tahun 2015, Perseroan melakukan pengeboran 1 (satu) sumur pengembangan produksi dengan rencana penyelesaian pada tahun 2016. Di samping itu, Perseroan telah melakukan 24 (dua puluh empat) sumur kerja ulang (*workover*) termasuk pemasangan 11 (sebelas) *Electrical Submersible Pump* ("ESP"). Jumlah produksi minyak Blok Rimau pada tahun 2015 adalah sebesar 3.841 MBO.

Pada tahun 2015, Perseroan telah melakukan berbagai upaya efisiensi antara lain optimisasi biaya pemeliharaan fasilitas, melakukan prioritas aktivitas peningkatan produksi terutama kerja ulang sumur dan perawatan sumur, serta efisiensi pengadaan barang dan jasa. Upaya efisiensi ini dilakukan dengan tetap mengutamakan faktor kesehatan keselamatan kerja dan lingkungan, integritas fasilitas dan pencapaian produksi.

Saat ini Perseroan juga sedang menerapkan program EOR di Lapangan Kaji Semoga yang terdiri dari sejumlah tahapan, antara lain studi laboratorium dan pengujian, persiapan dan penerapan proyek pilot, termasuk pembangunan fasilitas injeksi kimia ke dalam sumur uji coba, pemantauan kinerja sumur dan rencana penerapan skala penuh EOR di lapangan. Proyek pilot fasilitas injeksi kimia telah dilakukan sejak Januari 2013. Sepanjang tahun 2013-2014, proses pemantauan kinerja sumur telah dilakukan dan diperoleh hasil yang positif sesuai dengan yang direncanakan.

## 2. Blok South Sumatera



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	4.470
Masa akhir kontrak	2033
Pemegang hak partisipasi	MEPI - 100%
Operator	MEPI
Status	Produksi

Blok South Sumatera menjadi blok milik Perseroan melalui MEPI yang memproduksi gas terbesar. Produksi gas dari blok South Sumatera dimulai pada tahun 1988. Blok ini menjadi blok aset penghasil gas terbesar milik Perseroan sejak akuisisinya pada tahun 1995. Blok ini memperoleh kontrak PSC yang telah diperpanjang hingga tahun 2033.

Pada Desember 2011, Perseroan menandatangani COSPA dengan PDS untuk seluruh penjualan minyak mentah dari Blok South Sumatera sesuai porsi Perseroan. Sejak saat itu, COSPA telah diamandemen dan diperbaharui pada beberapa kesempatan.

Pada tahun 2015, Perseroan telah melakukan pengeboran 4 (empat) sumur pengembangan minyak dan 12 (dua belas) sumur kerja ulang (*workover*) termasuk pemasangan ESP pada Blok South Sumatera. Dari hasil pengeboran tersebut, Perseroan dapat meningkatkan produksi minyak menjadi 1.877 MBO dari tahun sebelumnya sebesar 1.850 MBO. Di sisi lain, penjualan gas selama tahun 2015 mencapai 22,3 TBTU. Perseroan telah melakukan pengeboran 1 (satu) sumur eksplorasi yaitu North Temelat-3 dan kegiatan seismik 3D di wilayah Blok South Sumatera.

### 3. Tarakan, Kalimantan Timur



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	180
Masa akhir kontrak	2022
Pemegang hak partisipasi	MEP Tarakan - 100%
Operator	MEP Tarakan
Status	Produksi

Perseroan memulai operasi pada Blok Tarakan pada tahun 1992. PSC Tarakan dimulai tahun 1982 dengan Pertamina untuk jangka waktu 20 tahun yang telah berakhir di tahun 2002 dan telah diperpanjang untuk jangka waktu 20 tahun berikutnya sampai dengan tahun 2022. Saat ini, Perseroan melalui MEP Tarakan adalah operator blok dengan kepemilikan 100%.

Pada tahun 2015, Perseroan melakukan 6 (enam) sumur kerja ulang (*workover*) sehingga menghasilkan produksi minyak sebesar 665 MBO, meningkat dibandingkan dengan produksi tahun 2014 yaitu sebesar 633 MBO. Selain itu Perseroan mengalirkan gas untuk gas rumah tangga (*city gas*) dan PLN setempat sebesar 0,3 TBTU di tahun 2015.

### 4. Blok Senoro-Toili, Sulawesi Tengah



Jenis kontrak	PSC - JOB
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	451
Masa akhir kontrak	2027
Pemegang hak partisipasi	MEP Tomori - 30% Tomori E&P Ltd. - 20%

	PHE Tomori - 50%
Operator	JOB Pertamina- MEP Tomori ("JOB Tomori")
Status	Produksi

Blok Senoro-Toili terdiri dari 2 (dua) wilayah: Senoro (di darat) meliputi 188 km<sup>2</sup> dan Toili (lepas pantai) mencakup luas 263 km<sup>2</sup>. Pada tanggal 4 Desember 1997, Perseroan melalui MEP Tomori memiliki 30% hak partisipasi di PSC Senoro-Toili. Perseroan memiliki 100% kepemilikan di MEP Tomori. Perseroan membeli 50% kepemilikan blok Senoro-Toili dari ARCO pada 2000. ARCO. Pada bulan Desember 2010, MEPTS menandatangani perjanjian untuk mengalihkan 20% hak partisipasi di PSC Senoro Toili kepada Tomori E&P Ltd. ("TEL"). Pada periode yang sama, SKK Migas memberikan konfirmasi untuk pencatatan pengalihan hak partisipasi, sehingga komposisi kepemilikan hak partisipasinya setelah pengalihan menjadi MEP Tomori sebesar 30%, TEL sebesar 20% dan PHE Tomori sebesar 50%.

Perseroan memperoleh persetujuan formal atas rencana pengembangan lapangan gas Senoro pada bulan Mei 2005. Studi dan disain pengembangan fasilitas hulu telah diselesaikan pada tahun 2007 yang meliputi investigasi lokasi dan survei topografi, serta persiapan dokumen tender EPC untuk Kilang Pengolahan Pusat, Fasilitas Jetty, dan Konstruksi Jalur Pipa.

Pada tanggal 22 Januari 2009, Perseroan melalui JOB Tomori menandatangani PJBG sebagai Penjual/Upstream dan DSLNG sebagai Pembeli/Downstream. JOB Tomori akan menyuplai gas sebanyak 250 MMSCFD (*Daily Contract Quantity*), sejak tahun 2015 hingga berakhirnya kontrak PSC-JOB Senoro, untuk kilang LNG yang didirikan oleh DSLNG. Perseroan telah melakukan amandemen atas PJBG pada tanggal 13 Desember 2010. Saat ini diskusi untuk merubah formula harga gas sedang berjalan.

Uji coba produksi dan penyaluran gas ke kilang DSLNG dimulai tahun 2015. Lapangan-lapangan tersebut mulai berproduksi tahun 2015, setelah penyelesaian fasilitas produksi, dengan tingkat awal produksi yang terus meningkat sehingga mencapai puncak produksi 355 MMSCFD, melebihi *Daily Contract Quantity*. Pasokan gas secara penuh dimulai bulan Juli 2015 dengan total penjualan gas di tahun 2015 sebesar 14,2 TBTU. Penjualan gas dimulai pada bulan Agustus 2015.

Kontribusi dari Lapangan Senoro di atas meningkatkan produksi minyak/kondensat secara keseluruhan di Blok Senoro-Toili menjadi sebesar 457 MBO (30% partisipasi bagian Perseroan).

## 5. Blok Lematang, Sumatera Selatan



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	409
Masa akhir kontrak	2027
Pemegang hak partisipasi	MEP Lematang - 77%
	LEPL - 23%
Operator	MEP Lematang
Status	Produksi

PSC Lematang mencakup 2 (dua) lapangan gas yaitu lapangan gas Harimau dan lapangan Gas Singa. Lapangan gas Harimau ditemukan pada tahun 1989 sedangkan lapangan gas Singa ditemukan pada tahun 1997. SKK Migas menyetujui rencana pengembangan blok ini pada tahun 2006.

Perseroan berhasil menyelesaikan konstruksi fasilitas produksi dan memproduksi gas dari Sumur Singa-3 pertama kali pada tahun 2010. Sumur ini merupakan sumur pengeboran horizontal pertama kali di Indonesia yang menggunakan teknologi tinggi *Managed Pressure Drilling* (MPD). Teknologi ini biasa diaplikasikan untuk sumur-sumur dengan kondisi bersuhu tinggi (mencapai 342 derajat Fahrenheit atau sekitar 172 derajat Celcius), bertekanan tinggi (mencapai 8.000 *pounds per square inch gauge*), kandungan CO<sub>2</sub> relatif tinggi mencapai 32% serta kandungan H<sub>2</sub>S hingga 200 *parts per million*.

Keberhasilan upaya pekerjaan *turnaround* pada *Central Processing Plant* Lematang dan optimisasi penjualan gas dengan pemindahan pengaliran (*re-route*) yang dilakukan di akhir tahun 2014, menghasilkan peningkatan volume penjualan gas di tahun 2015 menjadi 10,3 TBTU dari sebelumnya 8,8 TBTU. Pada tahun 2014, aktivitas *turnaround* memberikan dampak dapat dilakukan optimisasi pada membran, unit *amine* dan H<sub>2</sub>S *stripper* yang menghasilkan penghematan biaya perawatan dan operasional sepanjang tahun 2015.

Pada 8 Oktober 2015, Perseroan menandatangani *Share Sale and Purchase Agreement* dengan Lundin Petroleum AB, untuk mengakuisisi 100% saham salah satu entitas anaknya, Lundin Indonesia Holding B.V. yang memiliki hak partisipasi *non-operating* sebesar 25,8824% di aset produksi PSC Lematang. Selain itu, Lundin Indonesia Holding B.V. juga memiliki 60% dan 100% hak di 2 (dua) blok eksplorasi, masing-masing yaitu South Sokang dan Cendrawasih VII. Akuisisi ini telah diselesaikan pada tanggal 28 April 2016, setelah memperoleh persetujuan dari Pemerintah, sehingga hak partisipasi MEP Lematang menjadi sebesar 77%.

Selanjutnya, Perseroan telah mendapatkan persetujuan dari Menteri ESDM untuk perpanjangan blok Lematang selama 10 tahun mendatang sejak 2017 menjadi tahun 2027.

## B. Aset Pengembangan

### 1. Blok A, Nanggroe Aceh Darussalam



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	1.680,5
Masa akhir kontrak	2031
Pemegang hak partisipasi	MEP Malaka - 41,67% Kris Energy (Blok A Aceh) B.V. - 41,66% Japex Block A Lt. -d 16,67%
Operator	MEP Malaka
Status	Pengembangan

Eksplorasi gas pada Blok A dilakukan pada tahun 1970 hingga 1980 dan menghasilkan 5 (lima) daerah penemuan Alur Siwah, Alur Rambong, Julu Rayeu, Bata/Peulalu dan Kuala Langsa. Rencana pengembangan telah disiapkan untuk Alur Siwah, Alur Rambong dan Julu Rayeu. Perseroan memperoleh hak partisipasi pada tahun 2006 sebesar 16,67% dan pada tahun 2007 sebesar 25% dan saat ini Perseroan melalui MEP Malaka memiliki hak partisipasi sebesar 41,67%. Perseroan menjadi operator atas Blok Aceh sejak tahun 2007. Perpanjangan kontrak PSC selama 20 tahun telah diperoleh Perseroan sejak tahun 2011.

Blok A memiliki jumlah Cadangan 2P *gross* sebesar 462 BCF. PJBG sebesar 58 BBTUD telah ditandatangani dengan Pertamina pada Januari 2015 dengan harga USD9,45/MMBTU untuk penyaluran gas sebesar 198 TBTU selama 13 tahun. Pada September 2015, persetujuan pemenang tender EPC diperoleh dari SKK Migas, diikuti dengan penandatanganan EPC pada tanggal 30 Maret 2016 dengan kontrak senilai USD240 juta dengan konsorsium dari PT JGC Indonesia dan PT Encona Inti Industri.

Perseroan berencana membangun fasilitas produksi gas dengan kapasitas 63 MMSCFD. Perseroan telah melakukan kegiatan eksplorasi dengan pengeboran sumur Matang-1 yang selesai pada 2013. Uji sumur Matang-1 mampu mengalirkan gas sebesar 25 MMSCFD dengan kandungan gas H<sub>2</sub>S yang rendah, dan menambah sumber daya migas kontinjen hingga 180 BCF.

Persiapan lahan dan mesin Perseroan saat ini berjalan dengan baik dan tanah tempat pengembangan yang akan dilakukan telah diakuisisi oleh Perseroan. Total investasi proyek hingga dapat diproduksi gas pada blok ini adalah sebesar USD540 juta dimana pada kuartal pertama tahun 2018 Blok A akan memproduksi gas untuk pertama kalinya. Perseroan berencana memonetisasi cadangan gas sebesar 237 TBTU dimana 198 TBTU merupakan cadangan yang telah memperoleh PJBG dengan Pertamina sedangkan 39 TBTU sedang dalam proses negosiasi kontrak. Untuk produksi kondensat 5,17 MMBO akan dijual ke pasar domestik.

Selain melakukan kegiatan eksplorasi, Perseroan menjaga hubungan baik dengan komunitas setempat yang dibuktikan dengan adanya pembangunan rumah sakit untuk masyarakat sekitar sebagai bentuk *Corporate Social Responsibility*. Rumah sakit yang diberi nama dr. Zubir Mahmud ini dihibahkan kepada Pemerintah Kabupaten (Pemkab) Aceh Timur, Provinsi Aceh.

## 2. Blok Simenggaris, Kalimantan Utara



Jenis kontrak	PSC - JOB
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	547
Masa akhir kontrak	2028
Pemegang hak partisipasi	MEP Simenggaris - 62,5% PHE Simenggaris - 37,5%
Operator	JOB Pertamina- MEP Simenggaris ("JOB Simenggaris")
Status	Pengembangan

Perseroan memperoleh hak partisipasi di Blok PSC-JOB Simenggaris pada tahun 1998 untuk periode selama 30 tahun, dengan estimasi sumber daya migas kontinjen *gross* sebesar 25,39 MMBOE.

Blok Simenggaris terdiri dari lapangan gas Sesayap dan South Sembakung. Pada tahun 2013, Pemerintah menyetujui realokasi suplai gas dari Bunyu Methanol Plant dalam rangka memenuhi kebutuhan PLN untuk menghasilkan energi di wilayah Indonesia Timur. PLN telah menyetujui untuk memperoleh pasokan gas sebesar 25 BBTUD dari Blok Simenggaris dan digunakan untuk menggantikan pembangkit listrik tenaga diesel PLN di wilayah Kalimantan Timur. Pada tahun 2013, skema bisnis untuk pembelian gas oleh PLN mengalami perubahan dimana Perseroan akan menyuplai gas ke PLN melalui Fasilitas Mini LNG.

Lapangan Simenggaris kemudian mulai mengirimkan gas ke PLN Tideng Pale pada kuartal terakhir 2015, dengan pasokan gas harian sebesar 0,5 BBTUD. Saat ini Perseroan tengah berupaya menyelesaikan skema penjualan gas untuk 25 BBTUD (Mini LNG) dan 5 BBTUD (CNG).

### C. Aset Eksplorasi

#### Blok Bengara, Kalimantan Utara



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	922,1
Masa akhir kontrak	2029
Pemegang hak partisipasi	MEP Bengara 100%
Operator	MEP Bengara
Status	Eksplorasi

Pada Desember 2001, Perseroan mengambilalih 95% kepemilikan PT Petroner Bengara Energi, yang memegang 100% hak partisipasi di Blok Bengara. *Drilling* pertama dilakukan pada Juni 2006 dan pada Juli 2009 gas pada South Sebuku-1 pertama kali ditemukan. Penggambaran *drilling* pada South Sebuku-2 emudian dilakukan pada Kuli 2011. Pada kuartal pertama tahun 2013, perubahan komposisi hak partisipasi terjadi akibat transaksi *asset swap* dengan Salamander Energy dan Perseroan, dimana Perseroan memegang partisipasi menjadi 100% sepenuhnya di blok ini.

Pada tahun 2013, *Plan of Development* (POD) pertama Lapangan South Sebuku mendapatkan persetujuan, dengan rencana penyaluran gas ke pembangkit listrik PT PLN berkapasitas 10 MW di Kalimantan Timur. Pelaksanaan POD akan sejalan dengan perencanaan PLN untuk daerah ini.

#### 6.4.1.2. 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 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.

Sejak tahun 2014, Perseroan mulai mengembangkan blok-blok di Tunisia. Pada Agustus 2014, Perseroan melalui Entitas Anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan, Medco Tunisia Petroleum Ltd., telah menyelesaikan akuisisi 100% saham Storm Ventures International (Barbados) Ltd. ("SVI") dengan Storm Ventures International (BVI) Ltd. Akuisisi ini berlaku efektif sejak 1 Januari 2014 dengan harga dasar pembelian USD114 juta. Nilai total transaksi adalah sebesar USD127,7 juta termasuk modal kerja sebesar USD13,7 juta. Storm Ventures International (BVI) Ltd. adalah entitas anak Chinook Energy Inc. yang terdaftar di Bursa Saham Toronto. Akuisisi blok-blok di Tunisia tersebut diselesaikan pada tanggal 18 Agustus 2014 di mana semua persetujuan dari

Pemerintah Tunisia dan beberapa mitra kerja dari blok-blok tersebut telah diperoleh. Perseroan memiliki 8 (delapan) blok di Tunisia yang terdiri dari 2 (dua) blok produksi, 2 (dua) blok pengembangan dan empat blok eksplorasi. Dari 8 (delapan) wilayah kerja ini, 5 (lima) berlokasi di darat dan terletak di Ghadames Basin (Adam, Sud Remada, Bir Ben Tartar, Jenein dan Borj El Khadra) dan tiga di lepas pantai, terletak di Cekungan Pelagian, lepas pantai timur laut Tunisia. Perseroan saat ini menjadi operator di 6 (enam) blok di Tunisia, yaitu Sud Remada, Bir Ben Tartar, Jenein, Cosmos, Hammamet dan Yasmin.

Pada saat ini, Perseroan memegang hak partisipasi pada 15 (lima belas) aset dalam tahap produksi, pengembangan dan eksplorasi di Amerika Serikat, Tunisia, Yaman, Oman dan Libya. Selama tahun 2015, eksplorasi dan produksi - internasional berhasil membukukan penjualan minyak dan gas masing-masing sebesar 1,5 MBOPD dan 1,73 BBTUPD pada tahun 2015 dan sebesar 1,8 MBOPD dan 1,0 BBTUPD pada tahun 2014.

### **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:

#### **1. Perjanjian Leasing**

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

Saat ini, Perseroan memiliki *lease agreement* untuk 2 (dua) blok di Amerika Serikat, yaitu blok East Cameron 317/318 dan Main Pass 64/65.

#### **2. Perjanjian/Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract atau PSC)**

Sebagian besar negara-negara produsen migas di mana Perseroan beroperasi, menerapkan Perjanjian/Kontrak Bagi Hasil (PSC) 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 dapat memiliki nama atau istilah berbeda-beda antara satu negara dengan negara yang lainnya, seperti *Production Sharing Agreement* (PSA) di Yaman atau EPSC di Oman dan Libya, dan biasanya dilakukan dengan pemerintah atau perusahaan minyak nasional dari negara yang bersangkutan.

Berdasarkan PSC secara umum, 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.

Hingga saat ini, Perseroan memegang beberapa PSC sebagai berikut: (i) 5 (lima) blok di Tunisia yaitu 2 (dua) blok produksi Bir Ben Tartar dan Adam, serta tiga blok eksplorasi di Tunisia yaitu Blok Sud Remada, Blok Hammamet dan Blok Jenein; (ii) 1



(satu) blok pengembangan di Libya yaitu Area 47; (iii) 1 (satu) blok eksplorasi di Oman yaitu Blok 56; dan (iv) 2 (dua) blok di Yemen yaitu 1 (satu) blok produksi di Blok 9 Malik dan 1 (satu) blok eksplorasi di Blok 82 Amed.

### 3. Perjanjian Penyedia Jasa Eksplorasi dan Produksi (*Service Contract*)

Perjanjian Penyedia Jasa Eksplorasi dan Produksi atau *Service Contract* 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 *Service Contract* bertanggung jawab untuk melakukan aktivitas eksplorasi dan produksi sesuai perintah dan persetujuan perusahaan minyak nasional atau negara tersebut termasuk, dant tidak terbatas pada, mempertahankan dan meningkatkan produksi serta melakukan eksplorasi untuk menambah cadangan minyak perusahaan minyak nasional atau negara tersebut sesuai ketentuan dalam *Service Contract*.

Pemegang *Service Contract* berhak atas imbalan produksi dan memperoleh penggantian atas seluruh biaya yang dikeluarkan untuk kegiatan-kegiatan tersebut.

Perseroan memegang *Service Contract* dari PDO, perusahaan minyak yang dimiliki mayoritas oleh Kesultanan Oman, untuk mengoperasikan Lapangan Karim, sekumpulan lapangan minyak produksi di darat yang mulai berproduksi sejak tahun 1987 melalui lebih dari 115 sumur. *Service Contract* ini berlaku efektif sejak Agustus 2006 dan saat ini sudah diperpanjang untuk berlaku sampai tahun 2040. Dari keuntungan yang diperoleh dari *Service Contract* di Oman ini, Perseroan dikenakan pajak penghasilan sebesar 12% di Oman.

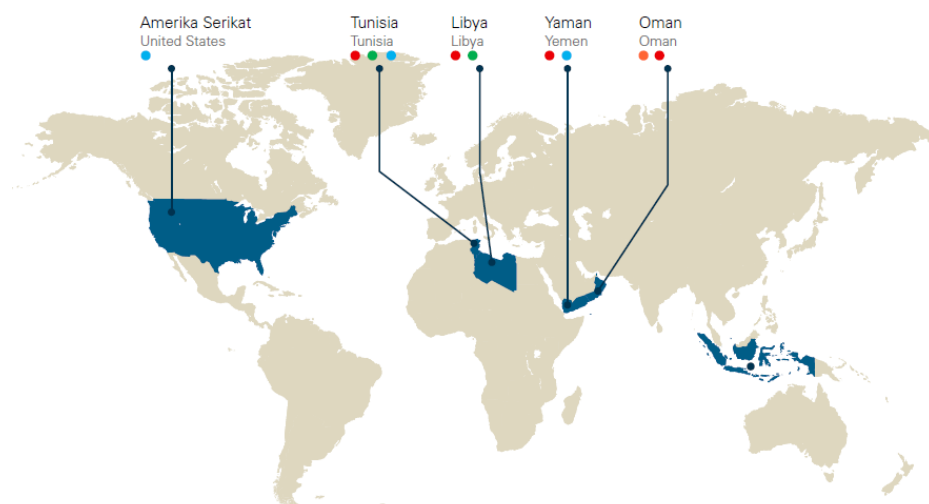
### 4. Koneksi

Koneksi merupakan jenis perjanjian yang diaplikasikan di mana Perseroan sebagai kontraktor berkewajiban membayar sejumlah pajak dan royalty dari produksi minyak dan gas yang dihasilkan dari Blok Koneksi tersebut. Blok-blok Pereroan yang menggunakan koneksi adalah Blok Adam, Cosmos, Yasmin dan Borj El Khadra di Tunisia.

### Aset Internasional

Saat ini, Perseroan mengoperasikan 15 blok internasional yang terdiri dari 2 blok produksi di Amerika Serikat, 8 blok di Tunisia (2 blok produksi, 3 blok pengembangan dan 3 blok eksplorasi), 2 blok di Oman (1 blok produksi dan 1 blok eksplorasi), 2 blok di Yaman (1 blok produksi dan 1 blok eksplorasi), serta 1 blok pengembangan di Libya.

Peta wilayah operasi internasional Perseroan berdasarkan negara per 30 September 2016 adalah sebagai berikut:



## Persentase bagi hasil dan lokasi

No.	Blok	Entitas Anak	Negara	Masa Akhir kontrak	Perjanjian Bagi Hasil, Koneksi	
					Pemerintah setempat	Entitas Anak
1.	Karim Fields	Small Medco LLC (Oman)	Oman	25 tahun (2041)	88% atas laba dari jumlah produksi	12% atas laba dari jumlah produksi
2.	Area 47	MIVL	Libya	30 tahun (2044)	86,3% atas laba dari jumlah produksi	6,85% atas laba dari jumlah produksi
3.	Blok 82	Medco Yemen Amed Ltd.	Yaman	20 tahun (2040)	80% atas laba (untuk produksi lebih dari 25.000 BOPD)	20% atas laba (untuk produksi lebih dari 25.000 bopd)
4.	Blok 9	MY Malik	Yaman	25 tahun 2025	70% atas laba (untuk produksi lebih dari 25.000 BOPD)	30% atas laba (untuk produksi lebih dari 25.000 bopd)
5.	Blok Bir Ben Tartar	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Tunisia	30 tahun (2041)	65% atas laba dari jumlah produksi	35% atas laba dari jumlah produksi
6.	Blok Cosmos	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Tunisia	50 tahun (2035)	50% atas laba dari jumlah produksi	50% atas laba dari jumlah produksi
7.	Blok Yasmin	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Tunisia	50 tahun (2020)	50% atas laba dari jumlah produksi	50% atas laba dari jumlah produksi
8.	Blok Sud Remada	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Tunisia	11 tahun (2017)	65% atas laba dari jumlah produksi	35% atas laba dari jumlah produksi
9.	Blok Jenein	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Tunisia	4 tahun (2017)	70% atas laba dari jumlah produksi	30% atas laba dari jumlah produksi
10.	Blok Hammamet	Medco Ventures International (Barbados) Ltd.	Tunisia	10 tahun (2017)	60% atas laba dari jumlah produksi	40% atas laba dari jumlah produksi
11.	Blok Adam	Medco Sahara	Tunisia	30 tahun (2033)	50% atas laba dari jumlah produksi	50% atas laba dari jumlah produksi
12.	Blok Borj El Khadra	Medco Sahara	Tunisia	25 tahun (2020)	50% atas laba dari jumlah produksi	50% atas laba dari jumlah produksi

### A. Aset Produksi

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



Jenis kontrak  
 Wilayah (km<sup>2</sup>)  
 Kontrak berakhir  
 Pemegang hak partisipasi

*Lease Agreement*  
 40,5 (wilayah 317&318)  
 Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir  
 - MEUL - 75%

Operator	- Northstar Offshore Group, LLC - 25%
Status	MEUL
	Produksi

Blok East Cameron ditemukan tahun 1988 dan kegiatan produksi dimulai pada tahun 1989. Perseroan memperoleh partisipasi dengan kontrak *Lease Agreement* di Blok 317 dan 318 pada tahun 2004 sebagai bagian dari akuisisi Novus Petroleum Ltd. Blok 318 saat ini mendapat *Right of Use and Easement* untuk menangani dan memproses produksi dari Blok 317 dan 318.

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



Jenis kontrak	<i>Lease Agreement</i>
Wilayah (km <sup>2</sup> )	28,4
Kontrak berakhir	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Pemegang hak partisipasi	MEUL - 75%
	Northstar Offshore Group, LLC - 25%
Operator	MEUL
Status	Produksi

Perseroan memegang Perjanjian Sewa (*Lease Agreement*) untuk Main Pass Blok 64 dan 65 dengan mengambil alih 100% saham di Novus Petroleum Ltd. tahun 2004. Perjanjian Sewa merupakan suatu kontrak di Amerika Serikat, berdasarkan Undang-Undang Sewa Mineral untuk kegiatan eksplorasi, ekstraksi atau distribusi Migas.

Blok 64 dan 65 merupakan penghasil minyak mentah dan gas alam yang disalurkan ke penjualan pipa transportasi terdekat.

Di tahun 2015, tiga blok di Amerika Serikat (blok 316, Blok 317&318, dan Blok 64&65) memberikan jumlah penjualan minyak dan gas ke Perseroan masing-masing sebesar 132,5 ribu barel dan 225 BBTU.

## 3. Bir Ben Tartar, Tunisia



Jenis kontrak	PSC
Wilayah (km <sup>2</sup> )	352

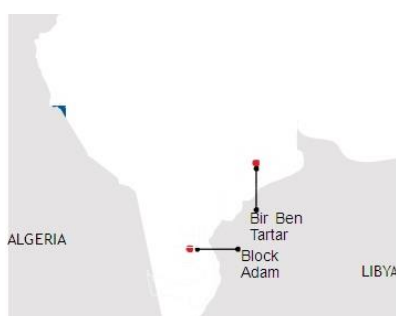
Kontrak berakhir	2041
Pemegang hak partisipasi	MVI - 100%
Operator	MVI
Status	Produksi

Blok Bir Ben Tartar merupakan blok produksi minyak yang terletak pada cekungan Ghadames, suatu area hidrokarbon yang produktif dan memiliki potensi minyak sebesar 18,2 MMBO. Blok ini memiliki 19 sumur yang berproduksi dengan produksi rata rata gross 1,72 MBOPD di tahun 2015.

Selama tahun 2015, Perseroan berhasil menyelesaikan instalasi dan memulai penggunaan *Central Processing Facilities* (CPF) dan *Oil Gathering System* (OGS) yang telah mulai dibangun sejak akhir tahun 2014.

Sehubungan dengan kondisi harga minyak yang mengalami penurunan signifikan, pada tahun 2015, Perseroan memutuskan untuk menunda pengeboran tiga sumur produksi yang telah direncanakan sebelumnya.

#### 4. Blok Adam, Tunisia



Jenis kontrak	Konsesi
Wilayah (km <sup>2</sup> )	860
Kontrak berakhir	2033
Pemegang hak partisipasi	ETAP - 50 % ENI - 25% OMV - 20% Medco Sahara - 5%
Operator	ENI
Status	Produksi

Blok Adam adalah blok yang memproduksi minyak dan gas yang dioperasikan oleh ENI. Blok ini berlokasi di Ghadames Basin, Tunisia, area hidrokarbon produktif. Gas yang diproduksi dari Blok Adam dijual kepada Societe Tunisienne de l'Electricite et du Gaz, salah satu perusahaan energi nasional Tunisia yang bertanggung jawab untuk memasok dan mendistribusikan listrik. Minyak yang diproduksi dijual di pasar spot. i memproduksi 1,69 MBO minyak dan 228 MMSCM gas. 55 dari volume tersebut merupakan hak partisipasi Perseroan.

#### 5. Blok 9, Yaman



Jenis kontrak	PSA
Wilayah (km <sup>2</sup> )	4.728
Kontrak berakhir	2025
Pemegang hak partisipasi	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd. - 42,50% MYMalik - 21,25% Hood Oil Ltd. - 21,25% Yemen Oil and Gas Corporation - 15,00%
Operator	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd
Status	Produksi

Blok 9 merupakan blok eksplorasi dan produksi yang terletak di propinsi Hadramaut, Republik Yaman, sekitar 350 kilometer sebelah Timur dari ibukota Yaman, Sana'a. Sebagian daerah di blok Sayun-Masila Basin ini telah dilakukan eksplorasi dan pada 25 Agustus 2005, lisensi pengembangan blok ini diberikan oleh Pemerintah Yaman untuk masa 20 tahun dan kontraktor memiliki hak untuk menegosiasikan perpanjangannya dengan masa 5 tahun setelah tahun 2025.

Hingga akhir 2015, Blok 9 berproduksi sekitar 210 BOPD dan diproyeksikan di masa yang akan datang akan mampu berproduksi sampai dengan sekitar 8.818 MBBLS berdasarkan Cadangan 2P.

Sesuai dengan strategi usaha yang dijalankan, di tahun 2012, Perseroan melalui Entitas Anaknya, MYMalik, berhasil melakukan akuisisi 25% hak partisipasi di blok minyak yang telah berproduksi di Yaman dari Reliance Exploration & Production DMCC di Blok 9 Malik.

Sehubungan dengan kondisi keamanan, pada bulan April tahun 2015, kegiatan produksi di blok ini dihentikan. Penjualan minyak terakhir dilakukan pada bulan April 2015. Karena terhentinya kegiatan produksi, rata rata produksi minyak pada tahun 2015 hanya sebesar 0,24 MBOPD. Sampai dengan tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, kegiatan produksi masih belum dimulai kembali. Perseroan terus memantau kondisi keamanan di Yaman untuk memastikan jadwal bisa dimulainya kembali kegiatan produksi.

## 6. Lapangan Karim, Oman



Jenis kontrak	Kontrak jasa ( <i>service contract</i> )
Wilayah (km <sup>2</sup> )	N.A.
Kontrak berakhir	2041
Pemegang hak partisipasi	Medco LLC (Oman) - 51% Oman Oil Company LLC - 25% Kuwait Energy – 15% Vision Oil and Gas – 5% PetroVest – 4%
Operator	Medco LLC (Oman)
Status	Produksi

Produksi minyak dimulai tahun 1987, memberi peluang bagi Perseroan untuk menerapkan keterampilan dan pengalamannya dalam hal rehabilitasi lapangan. Perseroan mengambil alih tanggung jawab penuh atas 115 sumur dan antara tahun 2006-2015 Perseroan telah melakukan pengeboran 280 sumur.

Pada bulan Januari 2006, Perseroan memenangkan tender Kontrak Jasa E&P (yang pertama kalinya di Oman) yang pada awalnya berjangka waktu sepuluh tahun hingga 2016. PDO menyerahkan wilayah lapangan daratnya, Lapangan Karim, kepada pihak ketiga untuk dioperasikan atas nama PDO dengan tujuan memperkecil penurunan, meningkatkan produksi, serta mengeksplorasi potensi lapangan. Perseroan memegang EPSC (jenis kontrak pertama) dari PDO, perusahaan minyak Oman, untuk mengoperasikan lapangan ini.

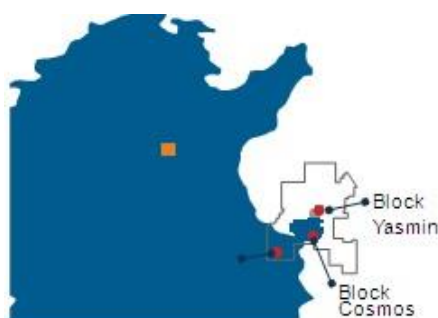
Perseroan memperoleh *fee* atas produksi, dengan biaya yang tergantikan. Manfaat lainnya adalah peluang bagi pekerja Indonesia memperoleh pengalaman internasional dan menciptakan *talent pool* yang dapat ditugaskan pada wilayah internasional lainnya. Kontrak ini tidak memerlukan komitmen modal kerja yang besar karena biaya yang tergantikan, dan mampu mendanai diri sendiri.

Pada tanggal 28 April 2015, Perseroan menandatangani *Amended & Restated Karim Small Fields Service Contract* yang memberikan perpanjangan jangka waktu kontrak jasa selama 25 tahun, serta penyesuaian besaran *service fee* dan *cost recovery limit* dan kesempatan melakukan eksplorasi.

Di tahun 2015 Perseroan telah berhasil melakukan pengeboran sejumlah 36 sumur produksi dengan tingkat produksi pada kisaran 8,6 MBOPD. Diantara keseluruhan sumur yang dibor pada 2015 Perseroan telah berhasil melakukan kegiatan eksplorasi berupa pengeboran appraisal pada tiga lapangan.

## B. Aset Pengembangan

### 1. Blok Cosmos, Tunisia



Jenis kontrak	Konsesi
Wilayah (km <sup>2</sup> )	440
Kontrak berakhir	2035
Pemegang hak partisipasi	MVI – 80% ETAP – 20%
Operator	MVI
Status	Pengembangan

Cosmos merupakan blok migas yang terletak di lepas pantai Teluk Hammamet. Cosmos adalah blok dalam tahap pengembangan yang diperkirakan memiliki cadangan minyak 3P sebesar 11,2 juta barel dan gas sebanyak 3,9 TBTU. Selama tahun 2015, pekerjaan geologi dan geofisik telah dilakukan untuk menambah informasi bagi Perseroan dalam rangka aktivitas eksplorasi dan pengembangan lapangan.

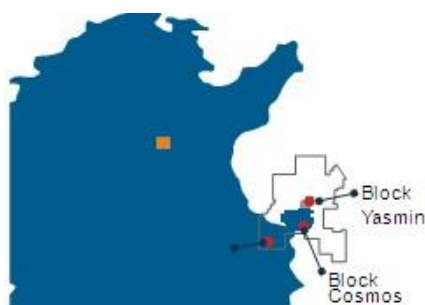
## 2. Blok Yasmin, Tunisia



Jenis kontrak	Konsesi
Wilayah (km <sup>2</sup> )	96
Kontrak berakhir	2020
Pemegang hak partisipasi	MVI – 100%
Operator	MVI
Status	Pengembangan

Yasmin merupakan blok migas yang terletak di lepas pantai Teluk Hammamet dan berjarak sekitar 20 km dari Blok Cosmos. Blok ini juga dalam tahap pengembangan dan diperkirakan memiliki cadangan 3P sebesar 6,5 juta barel minyak.

## 3. Blok Hammamet, Tunisia



Jenis kontrak	PSC
Wilayah (km <sup>2</sup> )	3.740
Kontrak berakhir	2017
Pemegang hak partisipasi	MVI - 65%
	Cooper Energy - 35%
	DNO - 35%
Operator	MVI
Status	Pengembangan

Blok Hammamet terletak 25 km dari tepi pantai Tunisia di Teluk Hammamet dengan kedalaman 50-600 meter. Hingga kini, Perseroan telah melakukan 1 (satu) pengeboran sumur eksplorasi dan sedang mengevaluasi kegiatan eksplorasi lebih lanjut.

#### 4. Blok Area 47, Libya



Jenis kontrak	<i>Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA)</i>
Wilayah (km <sup>2</sup> )	6.182
Kontrak berakhir	2044
Pemegang hak partisipasi	MIVL – 25,5% NOC – 50% LIA – 24,5%
Operator	Nafusah Oil Operations BV (“NOO”)
Status	Pengembangan

Pada bulan Januari 2005, Perseroan dan Verenex memperoleh Area 47 di lembah sungai Ghadames, Libya. Perseroan dan Verenex masing-masing memegang 50% hak partisipasi pada lisensi Area 47 dan Verenex bertindak sebagai operator. Pada 21 Desember 2009, LIA mengakuisisi Verenex di Area 47. Pada 1 April 2010, Perseroan melalui Entitas Anak, MIVL, telah mendapat kepercayaan sebagai operator selama masa operasi menggantikan Verenex.

Pada tanggal 28 Januari 2013, Perseroan melalui MIVL menandatangani suatu perjanjian operasi (*Joint Operating Company/JOC*) yang dinamakan NOO, dengan partnernya National Oil Corporation (“NOC”) dan LIA, dengan kepemilikan sebesar 24,5%, sedangkan NOC dan LIA akan memiliki hak kepemilikan masing-masing sebesar 51% dan 24,5%.

Area 47 berlokasi di dalam lembah Sungai Ghadames yang memiliki sistem perminyakan terbukti kelas dunia. Pada tanggal 31 Desember 2015, cadangan kontinjen *gross* minyak dan gas dari Area 47 adalah sebesar 30.503 MBBLS dan 95.109 MMSCF.

Sejak menjadi operator, perseroan telah mengebor 20 sumur eksplorasi dan 18 sumur di antaranya menunjukkan adanya temuan cadangan minyak yang sangat besar. Tingkat keberhasilan eksplorasi yang mencapai 90% ini, jauh di atas keberhasilan eksplorasi rata-rata dunia. Perseroan telah melampaui komitmen minimum untuk eksplorasi sesuai ketentuan kontrak dengan Pemerintah Libya dan masih terdapat banyak prospek eksplorasi yang masih dapat diuji untuk menentukan cadangan potensial tambahan dari lisensi Area 47 ini.

Pada tahun 2016, kajian *Front-End Engineering Design (FEED)* untuk pengembangan fasilitas produksi migas untuk memonetisasi cadangan migas dari struktur Blok A, D dan F telah dapat diselesaikan pada bulan September 2015.

Selama tahun 2015, karena kondisi keamanan, kegiatan eksplorasi tidak dapat dilakukan di Libya. Perseroan secara kontinu memonitor keamanan Libya.



## C. Aset Eksplorasi

### 1. Blok Jenein, Tunisia



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	312
Kontrak berakhir	2017
Pemegang hak partisipasi	MVI – 65% PA Resources – 35%
Operator	MVI
Status	Eksplorasi

Blok Jenein diperkirakan memiliki prospek cadangan minyak hingga 100 juta barel. Perseroan telah menyelesaikan studi geologi serta akuisisi data seismik 2D dan 3D serta mengebor 1 (satu) sumur eksplorasi. Pada tahun 2015, otoritas Tunisia telah memberikan perpanjangan izin eksplorasi sampai dengan tanggal 15 Oktober 2017. Perseroan melakukan aktivitas eksplorasi pada blok ini.

### 2. Blok Sud Remada, Tunisia



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	3.516
Kontrak berakhir	2017
Pemegang hak partisipasi	MVI – 100%
Operator	MVI
Status	Eksplorasi

Saat ini Perseroan telah mengidentifikasi sebanyak 14 prospek dengan jumlah prospek cadangan minyak sebesar 748 juta barel. Perseroan telah mengebor 2 (dua) sumur dengan temuan hidrokarbon. Selain itu, Sud Remada juga memiliki potensi untuk pengembangan *shale gas* yang saat ini dipandang penting dalam pengembangan energi di Tunisia.

Pada tahun 2015, otoritas Tunisia telah memberikan perpanjangan izin eksplorasi sampai dengan tanggal 22 September 2017. Perseroan melakukan evaluasi lebih lanjut untuk aktivitas eksplorasi.

### 3. Blok Borj El-Khadra, Tunisia



Jenis kontrak	Konsesi
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	2.864
Kontrak berakhir	2020
Pemegang hak partisipasi	Medco Sahara - 10% ENI - 50% OMV - 40%
Operator	ENI
Status	Eksplorasi

Borj El-Khadra (“BEK”) terletak di wilayah selatan Tunisia. BEK saat ini memasuki perpanjangan eksplorasi tahap kedua. Perseroan sedang mengevaluasi kegiatan eksplorasi lebih lanjut.

### 4. Blok 82, Republik Yemen

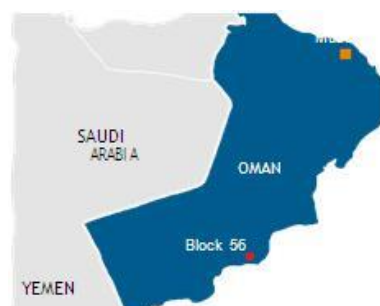


Jenis kontrak	PSA
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	1.853
Kontrak berakhir	2040
Pemegang hak partisipasi	MYAmed - 38,25% Kuwait Energy - 21,25% Indian Oil Corporation - 12,75% Oil India Ltd. - 12,75% Yemen Oil and Gas Corporation - 15,00%
Operator	Medco Yemen Amed Ltd
Status	Eksplorasi

Perseroan memperoleh Blok 82 setelah memenangkan lelang internasional yang diadakan oleh Kementerian Minyak dan Mineral Republik Yaman melalui *Petroleum Exploration and Production Authority* (“PEPA”) pada Desember 2006. Perseroan bersama dengan Kuwait Energi Indian Oil Corporation, Oil India Ltd., dan Perseroan menandatangani PSA pada tahun 2008. Pada akhir tahun 2012, Perseroan telah menyelesaikan data akuisisi 2D dan 3D (seismik 2D sepanjang 349,9 km<sup>2</sup> dan seismik 3D pada area 248,06 km<sup>2</sup>).

Perseroan selama tahun 2015 tidak dapat melanjutkan program eksplorasi di Blok 82 karena alasan keamanan.

## 5. Blok 56, Oman



Jenis kontrak	PSC
Luas wilayah (km <sup>2</sup> )	5.808
Kontrak berakhir	3 tahun – eksplorasi (2017 – 2020) 20 tahun – produksi (2020 – 2040)
Pemegang hak partisipasi	Medco Arabia - 75% Intaj LLC - 25%
Operator	Medco Arabia
Status	Eksplorasi

Pada November 2014, Perseroan melalui Medco Arabia, menandatangani kontrak perjanjian untuk blok E&P baru, yaitu Blok 56 di Oman. Perjanjian ditandatangani oleh Pemerintah Oman bersama Perseroan dan mitra lokal, Intaj LLC. Dalam konsorsium ini, Perseroan melalui Entitas, Anaknya, Medco Arabia, memegang mayoritas hak partisipasi dan menjadi operator blok ini.

Blok ini diperkirakan mempunyai kandungan minyak sebesar 370 juta barel. Enam prospek potensial lainnya juga telah berhasil diketahui sehingga bisa menambah cadangan minyak. Pada tahun 2015 telah dimulai pengerjaan studi geologi dan tes produksi sumur tua untuk mengidentifikasi potensi yang ada dari blok ini.

### 6.4.2. Energi Terkait Lainnya (Non E&P)

Selain menjalankan kegiatan produksi, pengembangan dan eksplorasi minyak dan gas, Perseroan juga mendiversifikasikan bisnisnya dalam bidang ketenagalistrikan, pertambangan batu bara, distribusi gas, jasa penyewaan peralatan pengeboran dan jasa penyewaan gedung.

#### 6.4.2.1. Unit Usaha Ketenagalistrikan

##### A. Medco Power Indonesia (“MPI”)

Perseroan mempunyai 49% saham MPI dan melakukan bisnis ketenagalistrikan yang dijalankan oleh MPI meliputi produsen listrik independen (IPP) dan kontraktor jasa *Operation and Maintenance* (“O&M”).

Pada tahun 2015, MPI mencatat penjualan listrik 1.374 GWh dari 6 (enam) pembangkit listrik yang berada di Batam dan Sumatera Selatan, lebih besar jika dibandingkan dengan angka produksi pada tahun 2014 sebesar 1.293 GWh, tetapi masih berada di bawah target 2015 disebabkan tertundanya *commissioning* dari 2 (dua) pembangkit listrik yakni PLTM Cibalapulang dan juga PLTG Tanjung Uncang yang sebelumnya ditargetkan pada akhir tahun 2015. Per September 2016, MPI mencatat penjualan listrik 1.217 Gwh, termasuk dari Energi Listrik Batam (ELB) yang baru memulai Commercial Operation Date (COD) di semester pertama tahun 2016.

Di bulan Mei dan Agustus 2015, MPI melalui Energi Listrik Batam (ELB) telah menandatangani perjanjian jual beli gas interim dengan Perusahaan Gas Negara (PGN) untuk keperluan pembangkit PLTG Tanjung Uncang.

Dalam kegiatan usaha O&M, Tanjung Jati B Power Services (“TJBPS”) selaku entitas anak MPI yang mengoperasikan PLTU Tanjung Jati B 2x660 MW untuk ketiga kalinya sejak tahun 2006 mendapatkan PROPER Hijau pada tahun 2015 yang penghargaannya diserahkan langsung oleh Menteri Negara Lingkungan Hidup dan Kehutanan kepada PLN.

Berikut adalah rincian kapasitas dan produksi pada 30 September 2016 masing-masing pembangkit listrik:

Pembangkit Listrik	Kapasitas (MW)	Utilisasi (%)	Produksi (MWh)	Harga (Rp/KWh)
MEB	84	80	414.916	SCPP:190, STG: 462 <sup>[1]</sup>
DEB	84	86	464.174	ABD: 285 <sup>[2]</sup>
TM 2500	20	14	11.034	ABD: 211 <sup>[2]</sup>
EPE	12	65	50.498	ABCD: 471 <sup>[2]</sup>
MPE	12	73	57.405	ABCD: 499 <sup>[2]</sup>
Singa	8	80	23.674	USD 3.97 cent/Kwh
ELB	70	48	195.245	USD 2.72 cent/Kwh
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>67<sup>(3)</sup></b>	<b>1.216.945</b>	

Catatan:

- Penghitungan tarif harga listrik didasarkan pada mesin-mesin:  
 SCPP : *Simple Cycle Power Plant*  
 STG : *Steam Turbine Generator*
- Penghitungan tarif harga listrik didasarkan pada penjumlahan komponen-komponen:  
 Komponen A : *Capital Cost* *Recovery* (CCR)  
 Komponen B : *Fixed Operation and Maintenance* (O&M)  
 Komponen C : *Energy*  
 Komponen D : *Variable Operation and Maintenance (O&M)*
- dihitung dengan membagi total produksi dalam 1 (satu) tahun dengan total kapasitas yang tersedia dalam periode yang sama

#### Proyek Panas Bumi

MPI saat ini mengelola 2 (dua) proyek pembangkit listrik panas bumi (PLTP) di Indonesia, yaitu PLTP Sarulla di Sumatera Utara dengan kapasitas 3x110 MW dan PLTP Blawan Ijen di Jawa Timur dengan kapasitas 2 x 55 MW.

#### - PLTP Sarulla

Pembangunan PLTP Sarulla terdiri dari tiga tahap, dimana jadwal pengoperasian secara komersial unit 1 sebesar 110 MW direncanakan pada akhir tahun 2016 dan selanjutnya berturut-turut untuk unit 2 dan 3 masing-masing 110 MW direncanakan beroperasi komersial masing-masing di tahun 2017 dan 2018. PLTP Sarulla diharapkan akan memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara dengan pemanfaatan energi terbarukan. Di akhir 2015, pengerjaan EPC unit 1 telah mencapai sekitar 72% dan telah mencapai 95% per September 2016.

Pada April 2015, pendanaan PLTP Sarulla telah mendapatkan penghargaan dari *Finance Asia Japan Awards for Achievement 2015* dengan kategori *Best Project Financing in Asia – Sarulla USD 1,17 billion geothermal power project financing*.

#### - PLTP Blawan Ijen

MPI Melalui PT Medco Cahaya Geothermal (“MCG”) telah menandatangani perjanjian kerjasama kemitraan dengan partner swasta asing yakni Aboitiz dari Filipina untuk pembiayaan pelaksanaan kegiatan tahap eksplorasi. MCG telah mengubah Ijin Usaha Pertambangan (IUP) menjadi Ijin Panas Bumi (IPB) yang berlaku untuk jangka waktu 35 tahun. Saat ini MCG sedang dalam proses eksplorasi 2 sumur kecil yang di harapkan dapat selesai tahun ini.

Sesuai dengan Perjanjian Jual Beli Listrik dengan PLN, target pengoperasian secara komersial PLTP Blawan Ijen adalah tahun 2020.

### Proyek Minihidro

MPI melalui anak perusahaannya PT Medco Hidro Indonesia ("MHI"), membangun pembangkit listrik minihidro (PLTMH) yang berada di wilayah Jawa Barat dan Sumatera Barat.

- PLTM Cibalapulang  
PLTM Cibalapulang 1 yang berlokasi di Cianjur, Jawa Barat dengan total kapasitas 9MW saat ini sedang dalam tahap perbaikan konstruksi karena terjadinya pergeseran tanah di bagian *Headpond* dan *Penstock* sehingga jadwal pengoperasian di tahun 2015 mundur menjadi tahun 2017. Sementara proyek PLTMH Cibalapulang 2 dan 3 dengan total kapasitas 13 MW masih dalam tahapan konstruksi.
- PLTM Pembangkitan Pusaka Parahiangan  
MPI juga melakukan pengembangan PLTMH melalui anak perusahaannya PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan ("PPP") untuk proyek minihidro di Cianjur, Jawa Barat, dengan total kapasitas 9MW. Saat ini proyek telah memasuki tahap pengerjaan konstruksi dan dijadwalkan akan beroperasi secara komersial pada tahun 2017.
- PLTM Sumpur  
MPI di tahun 2014 telah mengakuisisi salah satu pembangkit listrik mini hidro yaitu PLTM Sumpur yang berlokasi di Sumatera Barat dengan total kapasitas 8 MW yang saat ini sedang dalam proses pembebasan lahan. Diharapkan proyek ini dapat beroperasi secara komersial pada tahun 2019.

	31 Desember					(dalam miliar Rupiah) 30 September	
	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016
IPP:							
a. MEB	98	79	69	96	131	105	93
b. DEB + TM 2500	487	460	492	524	537	398	387
c. EPE	40	39	42	48	51	37	73
d. MPE	53	51	59	65	77	56	71
e. Singa	8	9	9	10	16	12	12
f. ELB	-	-	-	-	-	-	183
O&M TJBPS	183	195	216	206	225	152	161
<b>Total pendapatan dari ketenagalistrikan</b>	<b>869</b>	<b>833</b>	<b>887</b>	<b>949</b>	<b>1.037</b>	<b>760</b>	<b>980</b>

### B. Medco Power Generation Indonesia ("MPGI")

MPGI didirikan pada tanggal 17 Juni 2015 dan sepenuhnya dimiliki oleh Perseroan. MPGI dibentuk untuk merespon program Pemerintah Indonesia untuk proyek pembangkit listrik baru 35.000 MW. Saat ini, MPGI bersama mitranya telah berpartisipasi dalam proses tender proyek IPP Jawa-1 1.600 MW di Jawa Barat. Kedepannya, MPGI akan mengikuti beberapa tender proyek PLTG/PLTGU lainnya.

#### 6.4.2.2. Unit Usaha Pertambangan Batu Bara

PT Medco Energi Mining Internasional ("MEMI") melakukan akuisisi 2 (dua) perusahaan pemegang Izin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi batu bara, yaitu PT Duta Tambang Rekeyasa (DTR) dan PT. Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) yang berlokasi di Kabupaten Nunukan, Kalimantan Utara. Luas wilayah IUP Operasi Produksi DTR adalah 1.700 Hektar, dan DTSA adalah 2.676 Hektar. DTR memiliki produksi batu bara sebesar 50.000 MT per bulan. Total penjualan batu bara pada tahun 2015 mencapai 385.970 Ton dengan harga jual rata-rata pada USD56,1 per ton. Oleh karena rendahnya harga batu bara, maka kedua operasi tersebut dihentikan pada akhir tahun 2015.



MEDCOENERGI

DTR memiliki kemampuan untuk melakukan produksi batu bara dengan kapasitas 50.000 MT per bulan dengan spesifikasi nilai kalori (CV) 6.500 kcal/kg (GAR) (MedcoBara Brand-Number 12). Sampai dengan tahun 2015 DTR telah melakukan 29 kali pengapalan dengan tujuan pemasaran utama adalah industri semen di Bangladesh, Cina dan India. Total penjualan batu bara pada tahun 2015 mencapai 385.970 ton dengan harga jual rata-rata USD 71,25/ton.

	Penjualan (MT)	Harga Jual Rata-Rata (USD/ton)	Pendapatan (USD)
2012	132.053	68.80	9.085.540
2013	525.342	81.77	42.959.147
2014	497.361	72.83	36.148.131
2015	385.971	55.75	21.520.719
Total	1.539.780	71.25	109.713.537

- PT Duta Tambang Rekayasa (DTR)

Lokasi	: Kabupaten Nunukan, Propinsi Kalimantan Utara, Indonesia
Konsesi	: IUP Operasi Produksi 1.700 ha, sampai dengan tahun 2017,
Perizinan	: Izin Lingkungan, Persetujuan Studi Kelayakan untuk 1.700 ha, Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan; Sertifikat <i>Clean &amp; Clear</i> ; Pengakuan Sebagai Eksportir Terdaftar Batubara; Izin Operasi Terminal Khusus Pertambangan Batubara (Private Jetty)
Eksplorasi	: Pengeboran 389 lubang (13.378 m dengan interval 100-200 m), <i>logging</i> 289 lubang (10.289 m), topografi 1.058 ha dengan skala 1:1000
Kualitas batubara	: TM8%, IM4%, Ash10%, FC42, VM44%, TS 3.5%, CV 6800GAD (semua ADB), HGI53, AFT ID12500C Reducing, indeks slagging & fouling rendah
Pengangkutan	: 15 km dari <i>pit</i> ke <i>port load out / private jetty</i>
Port Load Out	: Pelabuhan / terminal khusus milik DTR ( <i>private jetty</i> ), mesin penghancur kapasitas 250 tph, pemuatan tongkang kapasitas 1000 tph, sarat 5 m untuk tongkang berukuran 300 kaki
Barging	: Barging 80 km / 43 <i>Nautical Miles</i> ke Nunukan Anchorage
Kapasitas Produksi	: 600.000 mtpa atau 50.000 mt per bulan $\pm$ 10%
Tahap	: Produksi sejak 2012

- PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA)

Lokasi	: Kabupaten Nunukan, Propinsi Kalimantan Utara, Indonesia
Konsesi	: IUP Operasi Produksi untuk 2.676 ha sampai dengan tahun 2024
Eksplorasi	: Pengeboran 218 lubang (8.185 m dengan interval 100-250 m), <i>logging</i> 141 lubang (5.300 m), topografi 581 ha dengan skala 1:1000
Kualitas Batubara	: TM 8%, IM 5%, Ash 14%, FC 41, VM 40%, TS 2,5%, CV 6100GAD
Pengangkutan	: 20 km dari <i>pit</i> ke <i>port load out / private jetty</i> DTR
Port Load Out	: DTR Port Load Out / Private Jetty
Barging	: Barging 80 km / 43 <i>Nautical Miles</i> ke Nunukan Anchorage
Kapasitas Produksi	: 250.000 mtpa
Tahap	: Operasi Produksi

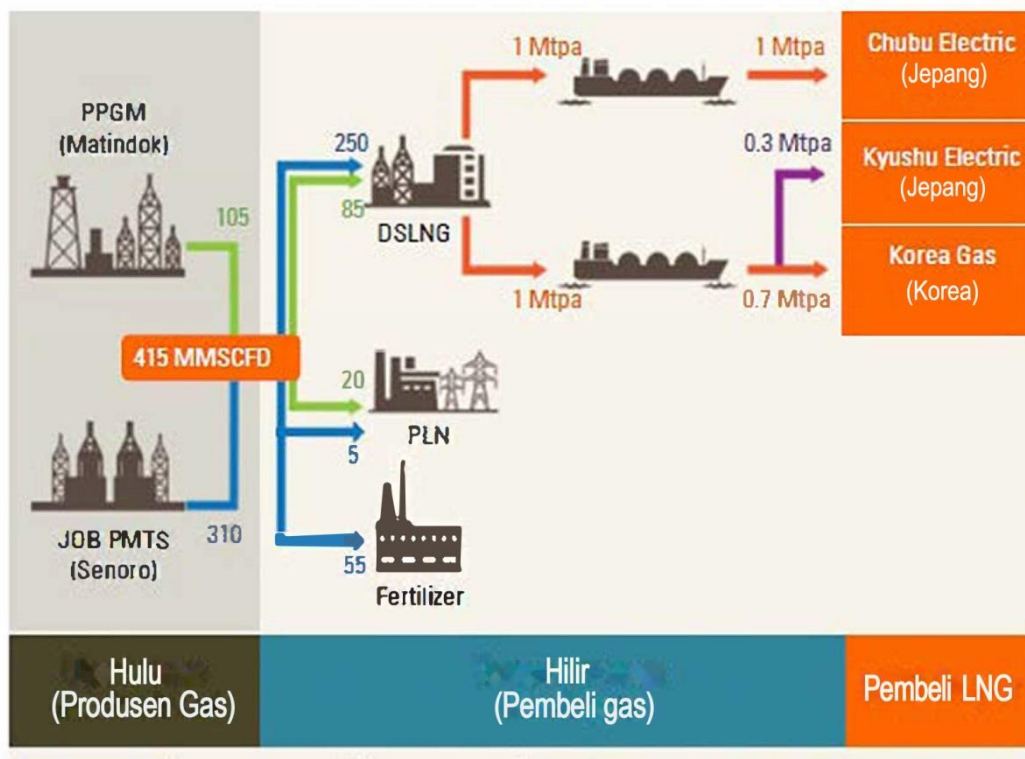
### 6.4.2.3. Unit Usaha Distribusi Gas

MEGI, yang merupakan Entitas Anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan, mengoperasikan stasiun kompresi dengan tiga kompresor gas utama di lapangan Soka yang beroperasi sejak tahun 2013 dan fasilitas pipa sepanjang 17,5 km yang terletak di Gunung Megang, Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan dan telah beroperasi sejak tahun 2009 dan berakhir pada tahun 2014.

Selama tahun 2015, MEGI telah berhasil mengirimkan gas dengan aman yang dikirimkan dari lapangan Singa ke PLTGU di Gunung Megang dan di PLN Palembang melalui stasiun Rambutan sejumlah 14.255,96 MSCF.

Saat ini MEGI terus memberikan jasa kepada MEP Lematang untuk mengangkut rata-rata 42 MSCFD gas dari lapangan Singa PLN menggunakan pipa gas 10" x 17,5 km SGA – GMG Gas Pipeline and Facilities.

#### 6.4.2.4. Unit Usaha Sektor Hilir Migas (LNG Plant)



Sebagai perusahaan yang bergerak dalam bidang usaha eksplorasi dan produksi migas di Indonesia maupun luar negeri, disamping ditunjuk untuk mengoperasikan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi atas kontrak wilayah kerja migas yang dimiliki, Perseroan juga ditunjuk untuk melakukan penjualan atas produksi minyak mentah dan gas alam dari wilayah kerja tersebut. Oleh karena itu, penjualan minyak mentah dan gas alam menjadi salah satu bagian dari kegiatan usaha yang dilakukan secara rutin dan berkelanjutan oleh Perseroan.

Berbeda dengan penjualan minyak mentah, dimana sebagian besar hasil produksi minyak tersebut diserahkan kepada Pemerintah yang diwakili oleh SKK Migas, sisanya diserahkan kepada Perseroan untuk dijual kepada pembeli secara langsung, dalam penjualan gas alam, SKK Migas melalui Surat Penunjukkan Penjual (*Seller Appointment Agreement*), telah melimpahkan wewenang untuk penjualan gas alam kepada operator wilayah kerja tersebut, dalam hal ini, JOB Tomori.

Perusahaan yang mengoperasikan Kilang LNG, yaitu DSLNG merupakan perusahaan patungan yang didirikan pada akhir tahun 2007 oleh Perseroan melalui Entitas Anak Perseroan, Medco LNG beserta partnernya MC dan KOGAS, keduanya melalui Sulawesi LNG Development Ltd ("SLDL"), serta Pertamina melalui entitas anaknya PHE, dengan kepemilikan masing-masing sebesar 11,1% untuk Medco LNG, 59,9% untuk SLDL dan 29,0% untuk PHE.

DSLNG membeli gas dari sektor hulu, mengoperasikan kilang LNG, dan menjual LNG ke para pelanggan internasional. Sejalan dengan usaha Perseroan untuk memastikan cadangan gas alam yang ada dapat diproduksi sesegera mungkin, berbagai studi dengan berbagai pihak telah dilakukan, salah satunya adalah dengan menyalurkan gas alam yang diproduksi dari lapangan Senoro ke kilang LNG.

DSLNG telah membangun kilang LNG dengan kapasitas sekitar 2 juta ton per tahun di Kabupaten Banggai, Propinsi Sulawesi Tengah yang terletak sekitar 30 km dari fasilitas hulu.

Berikut perkembangan terkait Proyek DSLNG:

- Pada 22 Januari 2009, Perseroan melalui Entitas Anak MEP Tomori menandatangani Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan DSLNG untuk memasok gas sebesar 250 MMSCFD dengan harga mengacu pada *Japan Crude Cocktail* (JCC) berdasarkan kesepakatan atas rumus tertentu. Berdasarkan PPJBG Tomori, JOB Tomori akan memasok gas alam, termasuk gas alam bagian milik Pemerintah, ke Kilang LNG untuk jangka waktu 15 tahun sejak Tanggal Operasi Komersial Kilang LNG.
- Pada bulan Juni 2010 berdasarkan surat Menteri ESDM No.4186/13/MEM.M/2010 terkait Proyek Pengembangan Gas Bumi Donggi-Senoro disampaikan bahwa gas bumi yang dihasilkan bila memungkinkan agar dialokasikan seluruhnya untuk keperluan domestik; atau dengan mempertimbangkan aspek tekno-ekonominya sekurang-kurangnya 25% sampai 30% untuk domestik.
- Pada tanggal 10 Desember 2010, Perjanjian Penunjukkan Penjual Gas Bumi (SAA) dari Lapangan Senoro Berkaitan dengan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan DSLNG antara Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) dengan PHE Tomori, entitas anak PT Pertamina (Persero) dan MEP Tomori, ditandatangani. Selanjutnya pada tanggal 17 Desember 2010, Perseroan menerima surat dari SKK Migas mengenai persetujuan harga Gas Bumi PJBG antara JOB Pertamina – Medco Tomori Sulawesi dengan PT Donggi Senoro LNG.

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

- DSLNG memulai produksi dan mengirimkan LNG dan kondensat pada triwulan ke tiga tahun 2015. LNG ini dikirimkan kepada Chubu Electric Power Co. Inc. ("Chubu"), Kyushu Electric Power Co. Inc. (Kyushu) dan KOGAS. Perusahaan melalui Entitas Anaknya, bersama-sama dengan mitra kerjanya, PT PHE Tomori, memasok gas alam yang berasal dari lapangan gas Senoro, *Production Sharing Contract* (PSC) Wilayah Kerja Senoro-Toili, berdasarkan PJBG Tomori. Jumlah kuantitas gas bumi per hari yang akan disalurkan adalah 277,75 BBTU per hari atau sama dengan 250 juta MMSCFD dengan jangka waktu kontrak sampai dengan berakhirnya PSC Wilayah Kerja Senoro-Toili, yaitu tahun 2027 atau sampai dengan terpenuhinya jumlah keseluruhan kuantitas kontrak gas bumi, yaitu 1.307,508 TBTU. Selain memproduksi gas, lapangan ini juga akan memproduksi kondensat yang terasosiasi sebesar 8.000 miliar barel per hari.
- Per tanggal 31 Desember 2015, DSLNG telah menghasilkan LNG sebesar 697.864 ton dan mengapalkan 12 kargo dimana 6 diantaranya diekspor ke pembeli jangka panjang di Jepang dan Korea.
- Selama 9 bulan di tahun 2016 ini, DSLNG telah mengapalkan 23 kargo untuk memenuhi kewajiban kontrak jangka panjangnya, dan 6 kargo kepada *spot buyers*.

#### 6.4.3. Unit Usaha Jasa Penyewaan Peralatan Pengeboran

Melalui Entitas Anaknya PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI") yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan melakukan usaha jasa penyewaan dan pengoperasian rig pengeboran, workover rig, wireline logging unit dan evaluasi reservoir. Saat ini, 2.000 HP (di sewa melalui PT. Antareja Resources) sedang beroperasi di lapangan panas bumi Sarulla. Workover rig berkapasitas 350 – 450 HP sedang beroperasi di lapangan Migas, yang dikelola oleh Pertamina EP di Limau – Sumatera Selatan. Wireline logging unit saat ini sedang beroperasi di lapangan Migas yang di kelola oleh PT. Medco EP Indonesia di Sumatera dan Kalimantan.

#### 6.4.4. Unit Usaha Jasa Penunjang (Penyewaan Gedung)

Sebagai penunjang kegiatan usaha, Perseroan mengakuisisi secara efektif 49% saham PT Api Metra Graha ("AMG") pada 12 Februari 2013 yang memiliki gedung perkantoran The Energy yang berlokasi di SCBD Lot 11A, Jl. Jend. Sudirman Kav.52-53, Jakarta Selatan dimana Perseroan saat ini berdomisili. Kemudian pada tanggal 17 Desember 2015 Perseroan dan Entitas Anaknya PT Medco Energi Nusantara telah menandatangani dan menuntaskan perjanjian jual beli saham AMG (*Agreement For the Sale and Purchase of Shares*) dimana Perseroan telah membeli 50,32% saham AMG yang sebelumnya dimiliki oleh Jaden Holdings Ltd. dan



Jaden Investment Inc. ("JADEN") sebesar USD166.842.105,26. Kepemilikan efektif Perseroan pada AMG menjadi 99,32% dan sisanya oleh PT Medco Energi Nusantara 0,68%.

Dalam menjalankan bisnisnya, AMG berhasil mempertahankan tingkat okupansi di atas 90% selama tahun 2014 sampai dengan 2016. Gedung The Energy memiliki 43 lantai dan 5 *basement* dengan total area tanah 8.267 m<sup>2</sup> dan *leasable area* 65.197 m<sup>2</sup> yang dibangun oleh arsitek Kohn Pedersen Fox. Gedung The Energy menjadi gedung tertinggi keempat di Indonesia pada tahun 2011 dengan ketinggian 217 meter. Komponen-komponen bisnis dalam Gedung The Energy terdiri dari: (i) lokasi perkantoran dan *space* untuk retail, (ii) Soehana Hall dengan kapasitas 350 *pax seat*, (iii) lahan parkir dengan total 5 *basement* dengan kapasitas 862 mobil dan 650 kendaraan roda dua, serta (iv) *IT Services (Managed services dan IP PBX)* dan *data center* dengan *rentable area* 750m<sup>2</sup>.

Penyewa yang menggunakan jasa perkantoran Gedung The Energy sebagian besar adalah perusahaan energi dan sumber daya mineral, diikuti dengan institusi keuangan dan *professional services* disamping penyewa ritel seperti restoran, farmasi, *money changer*, *wellness*, *child care*, kantor pos dan *mini market*, *food court*, kantin, *news agency* dan beberapa ATM.

#### 6.4.5 Unit Usaha Pertambangan Emas dan Tembaga

Sebagai bagian rencana Perseroan dalam memperbesar kontribusinya terhadap kondisi perekonomian Indonesia, Perseroan telah menyelesaikan transaksi akuisisi 50% kepemilikan saham PT Amman Mineral Investama yang memiliki 82.2% kepemilikan saham PT Newmont Nusa Tenggara ("NNT"). Transaksi ini pertama kali diumumkan ke public pada 30 Juni 2016 silam dan pada tanggal 2 November telah dilakukan penyelesaian (*completion*) atas seluruh syarat yang tercantum dalam Sales and Purchase Agreement yang ditandatangani tanggal 30 Juni 2016 antara para pemegang saham sebagai pihak penjual dan PT Amman Mineral Investama sebagai pembeli.

NNT mengoperasikan tambang tembaga dan emas berskala dunia di Batu Hijau, kepulauan Sumbawa, Nusa Tenggara Barat dengan fasilitas pengolahan berkapasitas 120,000 ton bijih pertahun. Pada tahun 2015, produksi dari Batu Hijau mencapai 240 juta lbs tembaga dan 0,3 juta oz emas. Disamping cadangan Batu Hijau ini, NNT memiliki akses terhadap beberapa prospek eksplorasi termasuk Elang yang diindikasikan sebagai salah satu temuan cadangan porphyry tembaga emas terbesar didunia dengan potensi produksi sebesar 300 - 430 juta lbs tembaga dan 0.35 – 0.6 juta oz emas per tahun.

#### 6.5. 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									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF
<b>Aset Indonesia</b>										
<b>A. Aset Produksi</b>										



MEDCOENERGI

Blok	31 Desember									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF
Blok Rimau	37.334	-	32.230	-	27.535	-	23.319	-	19.478	-
South Sumatera <sup>(1)</sup>	8.332	146.919	9.984	254.938	7.576	210.028	5.838	170.519	7.278	146.587
Tarakan	2.375	8.392	2.696	3.165	1.938	2.949	1.306	2.590	2.238	2.318
Senoro Toili										
(Lapangan Tiaka)	303	-	1.038	-	920	-	813	-	724	-
Lematang										
(Lapangan Singa)	-	47.290	-	43.161	-	30.506	-	18.730	-	5.773
Bawean	11.237	-	5.396	-	5.103	-	4.835	-	4.665	-
<b>B. Aset Pengembangan</b>										
Senoro Toili										
(lapangan gas)	5.760	359.700	5.760	359.700	5.760	359.700	6.390	424.138	6.023	410.706
Blok A	906	40.438	906	40.438	906	40.438	906	40.438	80	40.438
Simenggaris	-	-	-	7.989	-	-	-	-	-	-
Bangkanai	-	-	-	19.500	-	-	-	-	-	-
<b>Aset Internasional</b>										
<b>A. Aset Produksi</b>										
Amerika Serikat	4.120	18.120	3.922	17.464	3.762	17.059	3.630	16.801	3.491	16.663
Yemen 9	-	-	5.872	-	4.873	-	4.278	-	4.203	-
Tunisia:										
- Bir Ben Tartar	-	-	-	-	-	-	4.089	-	3.509	-
- Blok Adam	-	-	-	-	-	-	671	2.959	586	2.413
<b>B. Aset Pengembangan</b>										
Libya 47	-	-	26,123	26,936	26,123	26,936	39,142	35,649	39,142	35,649
<b>Jumlah Cadangan</b>										
<b>Terbukti</b>	<b>71.567</b>	<b>620.858</b>	<b>94.925</b>	<b>774.325</b>	<b>84.496</b>	<b>687.617</b>	<b>95.218</b>	<b>711.824</b>	<b>91.418</b>	<b>660.548</b>

Catatan:

(1) Angka cadangan terbukti tahun 2011 hingga 2013 dari Blok South Sumatera termasuk cadangan Blok Kampar. PSC Kampar berakhir pada tahun 2013.

Blok	30 September	
	2016	
	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF
<b>Aset Indonesia</b>		
<b>A. Aset Produksi</b>		
Blok Rimau	16.870	-
South Sumatera <sup>(1)</sup>	5.853	129.682
Tarakan	1.698	2.075
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)	716	-
Lematang (Lapangan Singa)	-	42.167
Bawean	4.485	-
<b>B. Aset Pengembangan</b>		
Senoro Toili (lapangan gas)	7.688	363.806
Blok A	80	40.438

Simenggaris	-	-
Bangkanai	-	-
<b>Aset Internasional</b>		
<b>A. Aset Produksi</b>		
Amerika Serikat	3.378	16.568
Yemen 9	4.203	-
Tunisia:		
- Bir Ben Tartar	3.202	
- Blok Adam	527	2.037
<b>B. Aset Pengembangan</b>		
Libya 47	39.142	35.649
<b>Jumlah Cadangan Terbukti</b>	<b>87.842</b>	<b>632.423</b>

### Taksiran Cadangan Terbukti dan Terduga

Blok	31 Desember									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF
<b>Aset Indonesia</b>										
<b>A. Aset Produksi</b>										
Rimau	46.721	-	38.502	-	33.807	-	29.590	-	25.749	-
South Sumatera <sup>(1)</sup>	11.120	202.033	10.399	290.114	7.991	245.204	6.253	205.696	7.693	181.764
Tarakan	3.088	12.737	3.280	3.643	2.522	3.427	1.889	3.068	2.821	2.796
Sembakung	1.599	-	1.108	1.034	-	-	-	-	-	-
Senoro Toili										
(Lapangan Tiaka)	1.516	-	2.545	-	2.427	-	2.320	-	2.231	-
Lematang										
(Lapangan Singa)	-	59.169	-	52.535	-	39.880	-	28.104	-	15.147
Bawean	14.133	-	7.270	-	6.977	-	6.709	-	6.539	-
<b>B. Aset Pengembangan</b>										
Senoro Toili										
(lapangan gas)	7.141	375.600	7.140	375.600	7.140	375.600	7.740	432.838	7.373	419.406
Blok A	1.266	121.688	1.266	121.688	1.266	121.688	1.266	121.688	101	121.688
Simenggaris	-	-	-	7.989	-	-	-	-	-	-
Bangkanai	-	-	-	19.500	-	-	-	-	-	-
<b>Aset Internasional</b>										
<b>A. Aset Produksi</b>										
Amerika Serikat	5.224	26.484	5.025	25.829	4.865	25.424	4.734	25.166	4.595	25.028
Yemen 9	-	-	12.063	-	9.743	-	8.893	-	8.818	-
Tunisia:										
- Bir Ben Tartar	-	-	-	-	-	-	8.877	-	8.297	-
- Blok Adam	-	-	-	-	-	-	981	4.384	896	3.838
<b>B. Aset Pengembangan</b>										
Libya 47	-	-	44.392	45.491	44.392	45.491	61.135	56.693	61.135	56.693
<b>Jumlah Cadangan</b>										



MEDCOENERGI

Blok	31 Desember									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF
<b>Terbukti dan</b>										
<b>Terduga</b>	<b>91.806</b>	<b>797.710</b>	<b>132.990</b>	<b>943.422</b>	<b>121.130</b>	<b>856.714</b>	<b>140.386</b>	<b>877.637</b>	<b>136.249</b>	<b>826.360</b>

Catatan:

(1) Angka cadangan terbukti tahun 2011 hingga 2013 dari Blok South Sumatera termasuk cadangan Blok Kampar. PSC Kampar berakhir pada tahun 2013.

Blok	30 September	
	2016	
	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF
<b>Aset Indonesia</b>		
<b>A. Aset Produksi</b>		
Rimau	23,141	-
South Sumatera <sup>(1)</sup>	6,268	164,859
Tarakan	2,281	2,553
Sembakung	2,223	-
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)	-	51,533
Lematang (Lapangan Singa)	6,359	-
Bawean	23,141	-
<b>B. Aset Pengembangan</b>		
Senoro Toili (lapangan gas)	9,578	369,506
Blok A	101	121,688
Simenggaris	-	-
Bangkanai	-	-
<b>Aset Internasional</b>		
<b>A. Aset Produksi</b>		
Amerika Serikat	4,481	24,933
Yemen 9	8,818	-
Tunisia:		
- Bir Ben Tartar	7,989	
- Blok Adam	837	3,462
<b>B. Aset Pengembangan</b>		
Libya 47	61,135	56,693
<b>Jumlah Cadangan Terbukti dan Terduga</b>	<b>133,212</b>	<b>795,227</b>

### Reserve Life Index

Reserve Life Index ("RLI") merupakan parameter untuk mengukur waktu yang dibutuhkan untuk menghabiskan total cadangan atas blok-blok migas yang dimiliki Perseroan. Semakin besar RLI, semakin baik kualitas aset dan semakin baik portofolio aset Perseroan secara keseluruhan.

Sejak tahun 2014 hingga saat ini, RLI minyak dan gas Perseroan meningkat menjadi 17 tahun. Hal ini disebabkan karena adanya penambahan cadangan 2P atas penandatanganan *Gas Sales Agreement* ("GSA") dengan PT Panca Amara Utama untuk PSC Senoro Toili pada Maret 2014 dan komersialisasi struktur B, C dan J pada Area 47 di Libya pada September 2014. Perseroan berkomitmen untuk terus menambah RLI baik melalui akuisisi maupun eksplorasi dalam jangka panjang sebagai bagian dari strategi kunci bisnis perusahaan.

### Taksiran Cadangan Kontinjen

Blok	31 Desember									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF	MBBLS	MMSCF
<b>A. Aset Pengembangan</b>										
Senoro Toili										
(lapangan gas)	-	158.700	10.710	386.100	10.710	386.100	12.000	596.700	12.000	596.700
Blok A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>B. Aset Eksplorasi</b>										
Bangkanai	-	21.285	-	1.785	-	-	-	-	-	-
Simenggaris	-	61.628	-	53.639	-	92.813	-	92.813	-	92.813
Libya	153.450	134.400	60.266	115.025	60.266	115.025	30.503	95.109	30.503	95.109
Yemen 9	-	-	2.202	17.626	2.377	16.825	2.828	16.419	2.828	16.419
<b>Jumlah Cadangan</b>										
<b>Kontinjen</b>	<b>153.450</b>	<b>376.013</b>	<b>73.177</b>	<b>574.175</b>	<b>73.352</b>	<b>610.763</b>	<b>45.331</b>	<b>801.041</b>	<b>45.331</b>	<b>801.041</b>

Blok	30 September	
	2016	
	Minyak	Gas
	MBBLS	MMSCF
<b>A. Aset Pengembangan</b>		
Senoro Toili (lapangan gas)	12,000	596,700
Blok A	-	-
<b>B. Aset Eksplorasi</b>		
Bangkanai	-	-
Simenggaris	-	92,777
Libya	30,503	95,109
Yemen 9	2,828	16,419
<b>Jumlah Cadangan Kontinjen</b>	<b>45,331</b>	<b>801,005</b>

Angka saldo akhir taksiran cadangan pada tahun 2015 dibuat berdasarkan estimasi Perseroan atau operator, yang dihitung menggunakan perhitungan angka saldo awal taksiran cadangan di tahun 2015 dikurangi angka produksi selama tahun 2015. Hal ini disebabkan Perseroan belum melakukan sertifikasi yang terbaru atas taksiran cadangan Perseroan di tahun 2015.

Berikut penjelasan singkat mengenai penyebab dari meningkatnya jumlah cadangan berdasarkan tabel diatas:

#### **Blok Rimau**

Terdapat penurunan cadangan terbukti dan terduga Blok Rimau sebesar 13% dari sebesar 29.590 MBOE menjadi sebesar 25.749 MBOE karena adanya penurunan alami.

#### **Blok Tarakan**

Cadangan terbukti dan terduga Blok Tarakan mengalami kenaikan hingga 37%. Hal ini disebabkan karena pada September 2015, dilakukan penambahan cadangan berdasarkan evaluasi internal Perseroan.

### **Blok Lematang**

Cadangan terbukti dan terduga Blok Lematang mengalami penurunan yang cukup signifikan sebesar 46% dari 4.804 MBOE menjadi sebesar 2.589 MBOE karena adanya penurunan alami.

### **Blok Adam**

Terdapat penurunan sebesar 10% atas cadangan terbukti dan terduga Blok Adam yang disebabkan karena penurunan alami dari sebesar 1.711 MBOE menjadi sebesar 1.535 MBOE.

Berikut adalah ringkasan sertifikasi terakhir atas aset-aset yang dimiliki Perseroan:

Aset	Status	Pihak Penilai	Tanggal Sertifikat
<b>Aset Indonesia</b>			
Rimau	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
South Sumatra	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Lematang (Lapangan Singa)	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Tarakan	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Bawean	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Senoro Toili (lapangan gas)	Produksi	Gaffney, Cline and Associates	1 Juli 2014
Blok A	Pengembangan	Gaffney, Cline and Associates	31 Desember 2007
<b>Aset Internasional</b>			
AS	Produksi	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	31 Desember 2010
Libya	Pengembangan	DeGoyler Macnaughton	30 September 2008
Yaman 9	Produksi	McDaniel & Associates Consultant, Ltd	31 Desember 2014
Tunisia	Produksi	InSite Petroleum Consultant	31 Desember 2013

## **6.6. Penjualan dan Distribusi**

### ***Minyak mentah (crude oil)***

Penjualan minyak mentah di Indonesia mengacu ke harga *Indonesian Crude Price* ("ICP"). ICP merupakan harga patokan minyak mentah Indonesia yang dihitung dengan menggunakan formula 50% dari harga minyak mentah Indonesia yang dipublikasikan oleh Platt's Singapura, dan 50% lainnya yang dipublikasikan oleh RIM Jepang.

Dalam hal penjualan minyak dan kondensat, Perseroan melalui Entitas Anak melakukan kesepakatan dengan pihak ketiga secara *business to business* komersial untuk mencapai kontrak penjualan dengan nilai yang optimal. Saat ini, pembeli utama minyak dan kondensat yang dihasilkan oleh asset produksi di dalam negeri adalah Petro Diamond Service (PDS), sebuah perusahaan afiliasi dari Mitsubishi Corporation, Mitsui Energy Trading (Singapore) Pte. Ltd. dan BP. Jika Perseroan memiliki minyak yang tidak terjual melalui kontrak, Perseroan dapat menjual minyak di *spot market* meskipun dengan konsekuensi harga di bawah kontrak penjualan.

Penjualan minyak mentah kepada PDS dilakukan berdasarkan 2 (dua) PJP Minyak Mentah jangka panjang atau yang disebut dengan Crude Oil Sales and Purchase Agreement (COSPA). Pada tanggal 24 November 2010, Perseroan melalui Entitas Anaknya yang ditunjuk juga menandatangani COSPA dengan PDS atas minyak mentah yang dihasilkan oleh dari Lapangan Tiaka sesuai porsi Perseroan. COSPA tersebut telah beberapa kali mengalami perubahan dan masih berlaku sampai dengan saat ini. Pada tanggal 30 Juni 2011, Perseroan melalui Entitas Anak yang ditunjuk menandatangani COSPA dengan PDS atas minyak yang dihasilkan dari Blok Rimau sesuai porsi Perseroan. COSPA tersebut telah mengalami beberapa kali perubahan dan masih akan berlaku sampai tahun 2018.

Selain itu, sejak tahun 2015, Perseroan telah memulai monetisasi kondensat Senoro yang merupakan produk sampingan dari produksi gas lapangan Senoro. Perseroan (melalui Entitas Anak yang ditunjuk) menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat ("PJB Kondensat") atau *Condensat Sales Agreement* ("CSA") dengan Mitsui Energy Trading (Singapore) Pte. Ltd. atas kondensat

yang dihasilkan dari Blok Senoro sesuai porsi Perseroan. Pengapalan pertama dilakukan pada bulan Agustus 2015. Penjualan kondensat Senoro diperkirakan akan meningkat seiring dengan beroperasinya lapangan Senoro secara setahun penuh mulai tahun 2016. Penjualan kondensat dari Blok Senoro telah terikat kontrak sampai dengan 2020.

Semua penjualan minyak mentah dan kondensat dilakukan secara *Free On Board* sesuai dengan ketentuan dalam PSC yaitu serah terima minyak atau kondensat dari kontraktor kepada pembeli dilakukan di atas kapal yang ditunjuk oleh pembeli untuk melakukan pengangkutan. Selanjutnya pembeli bertanggung jawab atas kepemilikan barang untuk dikapalkan atau didistribusikan ke satu atau lebih pelabuhan tujuan.

### **Gas alam**

Kontrak penjualan gas atau biasa disebut PJBG dibuat secara bilateral, yaitu kesepakatan antara penjual dan pembeli setelah mendapat persetujuan SKK Migas. Beberapa karakteristik utama PJBG di Indonesia dapat disajikan sebagai berikut:

- Bersifat jangka menengah atau panjang, dengan menyepakati total penjualan gas (*total contracted quantity*), dan penjualan gas harian (*daily contracted quantity*).
- Komitmen pembeli dalam bentuk *take-or-pay*, dengan tingkat yang bervariasi antara 80%-90% dari volume gas yang disepakati.
- Harga gas dalam satuan USD/MMBTU, dengan penerapan secara flat nominal, dengan eskalasi per tahun, atau menggunakan formula dengan referensi terhadap harga suatu komoditas tertentu (misalnya urea atau amoniak).

Penjualan gas merupakan transaksi yang sepenuhnya telah diatur oleh Pemerintah. Penjualan gas dari sektor hulu harus dilakukan berdasarkan prioritas yang telah ditentukan dalam Peraturan Menteri ESDM No. 6 Tahun 2016 tentang Alokasi Gas Bumi, sehingga proses penjualan harus sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Dalam melakukan distribusi dan pemasaran gas, Perseroan melalui entitas anak menjual gas kepada pihak ketiga dengan skema kontrak jangka menengah dan panjang dengan harga yang tetap atau harga yang progresif dengan tingkat pertumbuhan yang disesuaikan menurut kontrak. Sebagian besar gas dijual berdasarkan beberapa mekanisme seperti (i) *Gas Sales and Purchase Agreement* (GSPA), (ii) *Gas Supply Agreement* (GSUA) atau melalui (iii) *Heads Of Agreement* yang bersifat mengikat (*binding HOA*). Ketiga perjanjian ini ditandatangani langsung antara Perseroan dan pihak ketiga.

Pembeli gas saat ini meliputi antara lain PDPE Jakabaring, PT Sarana Pembangunan Palembang Jaya, PT PLN Tarakan, PDPE Sumatera Selatan, Perusahaan Daerah Mura Energi, Perusahaan Daerah Kota Tarakan, PT Pupuk Sriwidjaja (Persero), PT Mitra Energi Buana, PT Meta Epsi Pejebe Power Generation, PLN, PT Pertamina (Persero), PT Panca Amara Utama, dan DSLNG.

## **6.7. Penelitian dan Pengembangan**

Perseroan telah lebih dari 20 tahun melakukan eksplorasi dan produksi minyak dan gas pada blok-blok yang ada di Indonesia maupun luar negeri. Dalam menerapkan implementasi teknologi untuk kegiatan eksplorasi dan produksinya, Perseroan terus mengembangkan diri dengan mencari dan menemukan teknologi yang tepat untuk sumur dengan masing-masing karakteristiknya. Berikut adalah perkembangan penggunaan teknologi Perseroan dari waktu ke waktu.

### **Periode Awal (1992-1996)**

Pada periode ini perseroan berhasil mengakuisisi lapangan Sanga-Sanga dan Tarakan di Kalimantan, Blok Kampar di Sumatra Tengah serta Blok South Sumatra dan Rimau yang keduanya berada di Sumatera Selatan. Lapangan tersebut adalah lapangan migas yang sudah tua sehingga teknologi yang digunakan disesuaikan untuk memaksimalkan produksi. Perseroan menggunakan teknologi GR-CNL *cased-hole logging* untuk mengumpulkan data dari masing-masing sumur. Perseroan juga memperkenalkan *sand control* untuk menangani *sand problem*. Pengembangan lapangan difokuskan pada program *workover* dan *well service* serta melakukan pengeboran di daerah *unswept* dan daerah yang belum dieksploitasi sebelumnya. Teknologi eksplorasi yang digunakan adalah dasar. Pada periode ini, Perseroan masih menggunakan sistem putaran (*rotary system*) pada *onshore rigs* konvensional yang membatasi pengeboran pada sumur tunggal vertikal. Pada tahun 1996 Perseroan berhasil menemukan cadangan migas yang besar di ladang Kaji dan Semoga di Blok Rimau sehingga studi geologis dan geofisika yang ekstensif segera dilakukan guna menentukan karakter dan besaran cadangan yang terdapat di dalam *reservoir*. Penemuan ini juga mendorong Perseroan untuk mengaktifkan kegiatan eksplorasi di area sekitarnya termasuk Blok Sumatra Selatan dan Kampar.

### **Periode Pertumbuhan (1996-2004)**

Perseroan sadar dengan penemuan cadangan migas yang besar diperlukan berbagai macam teknik yang akan digunakan untuk mengeksplorasi dan mengembangkan blok tersebut sehingga Perseroan mampu bertumbuh dan berekspansi seiring dengan peningkatan produksi migas yang dihasilkan nantinya. Untuk itu Perseroan menggunakan teknologi perangkat lunak geofisika yang canggih untuk melancarkan serangkaian aktivitas geofisika yang lebih terintegrasi seperti observasi karakter seismik yang lebih detail, mengumpulkan analisis data, peningkatan frekuensi tingkat tinggi dan menganalisis atribut seismik. Selain perangkat lunak, pada periode ini juga makin sering diperkenalkan teknik baru dalam geo-statistik untuk mengintegrasikan data sumur dan seismik, metode analisis inti khusus, dan integrasi model simulasi *reservoir*. Perseroan kemudian juga mengaplikasikan metode seismik 2D dan 3D. Seiring dengan suksesnya identifikasi cadangan dan peningkatan produksi migas, gebrakan teknologi lain yang dijalankan Perseroan adalah mengimplementasikan aplikasi *Drag Reducing Agent* ("DRA") yang digunakan untuk memaksimalkan kapasitas fasilitas produksi migas dalam jangka waktu yang relatif pendek dan tidak memerlukan investasi awal yang mahal. DRA diaplikasikan untuk mengatasi keterbatasan kapasitas *pipeline*. Dengan diaplikasikannya DRA, kapasitas pipeline meningkat lebih dari 90% dari *baseline*-nya. Selain itu, didesak keterbatasan area, konservasi lahan dan penghematan biaya Perseroan juga memulai sistem penggugusan lokasi sumur dan pengeboran horizontal di daerah produksi Sumatera Selatan guna meningkatkan akses produksi pada *thin reservoir* dan didukung pengalaman Perseroan dalam kegiatan pengeboran *directional wells*.

### **Periode Global (2004-sekarang)**

Perseroan mulai mengembangkan diri ke wilayah internasional dan menggunakan teknologi yang lebih canggih seperti pengeboran *High Pressure High Temperature* ("HPHT"), operasi produksi menggunakan *sour gas handling*, *secondary recovery* menggunakan *waterflood*, *Enhanced Oil Recovery* ("EOR") menggunakan *Surfactant Polymer*, dan injeksi uap Huff&Puff untuk memproduksi *heavy oil*.

Perseroan menggunakan model 3D, karakteristik *reservoir*, 3D atribut seismik (AI, AVO, dan EEI) dan simulasi *reservoir* geologis. Pada 2012, Perseroan menstandarisasi aplikasi perangkat lunak untuk meningkatkan *oil recovery factor*. Perseroan juga mengimplementasikan *secondary recovery* dengan teknik *waterflood* pada beberapa lapangan sehingga *recovery factors* dapat meningkat hingga 38%. Selain itu, desain peretakan (*fracturing*) secara terus menerus dioptimalisasi untuk sumur-sumur Perseroan seperti *Carbonate fracturing* pada Lapangan Soka (Sumatera) yang berhasil menjadi proyek pemimpin *carbonate proppant hydrolic fracturing* di Indonesia.

Perseroan kemudian memperkenalkan metode EOR, dimana dilakukan injeksi karbon dioksida dan *Water Alternating Gas* (WAG) dan *chemical flooding* pada sumur-sumur tua. EOR awal mulanya dilakukan oleh Perseroan pertama kali pada *pilot project* blok Rimau untuk mengantisipasi penurunan produksi minyaknya. Selain itu, Perseroan juga menggunakan teknik pengeboran *long fracture basement* dan konstruksi sumur dangkal untuk aplikasi *cyclic steam injection* pada produksi *heavy oil*.

## **6.8. Prospek Usaha**

Perseroan saat ini tetap berkomitmen untuk menjalankan bisnis utama di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, dan berkeyakinan bahwa dalam jangka menengah dan panjang akan terjadi perbaikan harga minyak mentah dunia. Dalam kondisi harga minyak mentah dunia yang terpuruk saat ini, mengharuskan Perseroan melakukan pengkajian ulang terhadap rencana kerja termasuk menjadwalkan ulang kegiatan eksplorasi namun tetap mempertahankan investasi yang berdampak kepada peningkatan produksi. Untuk dapat menjalankan bisnis secara menguntungkan, Perseroan harus mampu menghemat setiap sen yang diupayakan dari produksi per barel minyak mentah. Dalam beberapa tahun terakhir, Perseroan mengupayakan penghematan dan sejauh ini telah berhasil menurunkan biaya produksi minyak dan gas Perseroan dari USD15 per barel menjadi USD13 per barel pada tahun 2015, dan berkomitmen untuk dapat menurunkan harga produksi ini lebih lanjut. Dengan menjalankan prinsip efisiensi dan keyakinan akan prospek usaha ke depan, manajemen berkeyakinan untuk dapat mempertahankan prinsip *going concern* dalam perusahaan.



## 6.9. Persaingan Usaha

Perseroan menghadapi persaingan dari perusahaan minyak dan gas lain, termasuk perusahaan minyak dan gas milik negara, di seluruh area operasionalnya termasuk dalam mengakuisisi blok produksi bagi hasil. Pesaing Perseroan di Indonesia dan Asia Tenggara termasuk perusahaan minyak dan gas internasional, banyak di antaranya merupakan perusahaan besar yang telah mapan dengan sumber daya modal yang secara substansial lebih besar dan staf operasional yang lebih banyak dibandingkan dengan Perseroan. Banyak di antaranya juga telah terlibat dalam bisnis minyak dan gas untuk waktu yang lebih lama dibandingkan Perseroan. Perusahaan-perusahaan tersebut dapat menawarkan persyaratan yang lebih menarik pada saat memasukkan penawaran untuk memperoleh konsesi dengan prospek eksplorasi dan membayar lebih untuk operasional sekunder seperti untuk aset gas alam dan minyak produktif dan prospek eksplorasi dibandingkan dengan Perseroan. Namun, sebagai salah satu dari sedikit perusahaan di Indonesia dengan reputasi dan rekam jejak yang panjang dalam industri eksplorasi dan produksi minyak dan gas, Perseroan yakin bahwa Perseroan memiliki kelebihan tersendiri dalam mengembangkan bisnisnya di sektor minyak dan gas.

Salah satu keunggulan kompetitif Perseroan adalah struktur biaya yang rendah yang memungkinkan Perseroan untuk mengaktifkan kembali secara ekonomis produksi dari lapangan minyak dan gas yang sudah *mature*. Hal ini bukanlah merupakan fokus area yang signifikan bagi perusahaan minyak internasional besar yang beroperasi di Indonesia. Ketika Perseroan melanjutkan untuk berfokus pada lapangan-lapangan yang sudah ada dan lapangan-lapangan dengan potensi eksplorasi, Perseroan juga berencana untuk berkompetisi dalam memperoleh kontrak bagi hasil produksi baru atau PSC yang akan habis di Indonesia. Walaupun industri minyak dan gas berada dalam lingkungan yang kompetitif untuk memperoleh kontrak bagi hasil produksi baru atau PSC yang akan habis, Perseroan sebagai salah satu perusahaan minyak dan gas swasta nasional bereputasi baik di Indonesia dengan keahlian dan relasi yang kuat dengan pemerintah Indonesia yakin bahwa Perseroan dalam posisi yang menguntungkan, baik sendiri maupun bersama dengan perusahaan minyak dan gas internasional besar, untuk memperoleh kontrak dari pemerintah.

## 6.10. Tanggung Jawab Sosial

Perseroan berkomitmen untuk senantiasa mengimplementasikan program pemberdayaan komunitas sebagai bagian yang tidak terpisahkan dalam kegiatan operasional Perseroan. Tahun 2015, Perseroan tetap berkomitmen melanjutkan program tanggung jawab sosial sesuai dengan rencana strategis pemberdayaan masyarakat. Perseroan telah menginvestasikan anggaran sebesar USD5.438.190 untuk program tanggung jawab sosial.

Program tanggung jawab social yang dilaksanakan antara lain:

### 1. Investasi Sosial

- Pengenalan tumbuh kembang dan komunikasi anak, serta pengembangan Pendidikan Anak Usia Dini (PAUD) berbasis alam di Kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatra Selatan.
- Pengembangan Rumah Belajar dan Mobil Pustaka di Kota Tarakan Provinsi Kalimantan Utara.
- Pemberian beasiswa kepada 70 siswa-siswi Sekolah Menengah Pertama yang berada di wilayah Blok Rimau di Kabupaten Musi Banyuasin dan Banyuasin, Provinsi Sumatra Selatan dan 8 (delapan) mahasiswa Fakultas Ilmu Kependidikan Universitas Borneo Tarakan, Provinsi Kalimantan Utara.
- Penyediaan angkutan sekolah untuk siswa tingkat Sekolah Dasar di Desa Sri Kembang Kecamatan Teluk Betung Kabupaten Banyuasin, Provinsi Sumatra Selatan.
- Penyediaan listrik (Program BRIGHT) untuk 516 rumah di 5 desa di Kecamatan Bulang Tengah Suku Ulu Kabupaten Musi Rawas, Provinsi Sumatra Selatan.
- Pengembangan budidaya karet organik kepada 336 petani di Kabupaten Muara Enim, Musi Rawas, Musi Banyuasin, dan Penukal Abab Lematang Ilir (PALI) Provinsi Sumatra Selatan.
- Pengembangan budidaya tanaman obat keluarga dan sayuran organik kepada 821 keluarga yang tersebar di Kabupaten Musi Banyuasin, Banyuasin, Musi Rawas, Muara Enim, Lahat dan Penukal Abab Lematang Ilir (PALI) Provinsi Sumatra Selatan serta Kota Tarakan Provinsi Kalimantan Utara.
- Budidaya dan teknik pengolahan pasca panen perikanan lokal kepada 1.819 nelayan di Kabupaten Musi Banyuasin, Banyuasin dan Penukal Abab Lematang Ilir (PALI) Provinsi Sumatra Selatan dan Kota Tarakan Provinsi Kalimantan Utara.

- Pengembangan pertanian ramah lingkungan berkelanjutan (Pertanian dengan metode SRI Organik) ke 407 petani di Kabupaten Lahat, Muara Enim, Musi Rawas, Musi Banyuasin, Penukal Abab dan Lematang Ilir (PALI), Banyuasin Provinsi Sumatra Selatan dan Kota Tarakan Provinsi Kalimantan Utara.

## 2. Program Ramah Lingkungan Berkelanjutan

Menjalankan aktivitas Perseroan dengan konsep bisnis hijau tidak hanya dengan mengimplementasikan melalui program-program penghijauan dari Perseroan. Namun bersinergi dengan masyarakat untuk bersama-sama menjaga keseimbangan alam melalui aktivitas sehari-hari. Kerjasama ini terjalin dalam program-program pemberdayaan sebagai berikut:

- Program pengolahan kertas daur ulang oleh Kelompok Pemuda “KATALIS” yang beranggotakan 28 orang di Kabupaten Musi Banyuasin Provinsi Sumatra Selatan.
- Pertanian Ramah Lingkungan Berkelanjutan, petani dilatih dan didampingi dalam pemanfaatan sumber daya untuk membuat pupuk dan pestisida organik di Provinsi Sumatra Selatan dan Kalimantan Utara.
- Rehabilitasi hutan melalui Program Aksi Adaptasi Perubahan Iklim dan Mitigasi Bencana dengan Pemberdayaan Masyarakat (AAPIMB) yang merupakan kerjasama dengan Dinas Kehutanan Pertambangan dan Energi Kota Tarakan Provinsi Kalimantan Utara.
- Program pemanfaatan sampah organik dari pasar untuk diolah dan dimanfaatkan menjadi kompos dan pakan ternak di Kota Tarakan Provinsi Kalimantan Utara dan Desa Sumaja Makmur, kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatra Selatan.

## 3. Pengentasan Kemiskinan

Peningkatan kemampuan perekonomian penerima manfaat merupakan salah satu sasaran yang diharapkan dengan adanya program pemberdayaan masyarakat. Melalui perubahan pola pikir, peningkatan pengetahuan dalam memanfaatkan dan mengolah sumber daya yang ada akan memberikan dampak eskalasi pendapatan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat.

Penerima manfaat program pertanian organik (budidaya padi dengan metode organik) produktivitas sawahnya mengalami peningkatan dari 2,5 ton per Ha menjadi 6,5 – 7,5 ton per Ha dengan harga gabah yang lebih baik, biaya produksi yang relatif lebih rendah, sehingga petani mampu memperoleh peningkatan pendapatan Rp 12.600.000 per Ha per musim tanam.

Budidaya Karet Organik (BUKOR), setelah penerapan program produktivitas hasil bokar (getah karet) meningkat dari 120kg per bulan menjadi 450kg per bulan dari peningkatan produksi ini, petani memperoleh pendapatan sebesar Rp 2.925.000 per Ha per bulan.

Melalui pemberdayaan budidaya dan pemanfaatan tanaman obat keluarga (TOGA), masyarakat penerima manfaat secara swasembada dan mampu menyediakan kebutuhan obat-obatan herbal untuk membantu pencegahan penyakit. Selain diberikan pemahaman mengenai pola hidup sehat serta mengenali tanaman obat. Masyarakat dilatih budidaya TOGA sehingga memperoleh penghasilan tambahan dengan membuka usaha produksi ramuan dan olahan herbal.

Semangat Kolaborasi ini untuk menciptakan atmosfer hubungan yang harmonis dan mendukung upaya keberlanjutan yang dirintis sejak awal pengelolaan wilayah kerja. Salah satu upaya yang dilakukan adalah dengan menjalankan kajian Stakeholder & Social Risk-Impact Assessment (SSRIA) yang merupakan instrumen kajian khas yang dibangun sendiri oleh Perseroan, aspek sosial dan lingkungan dapat ditemukan rencana dan tata kelolanya yang efektif. Dari kajian SSRIA dan kajian lainnya, Perseroan merumuskan suatu Social Sustainability Action Plan (SSAP) yang berisi tata cara dalam mengelola berbagai resiko dan dampak.

Perseroan memahami bahwa resiko dapat ditekan ketika terjadi keselarasan kebutuhan dan harapan masyarakat dan kelompok eks-kombatan dapat dikelola. Berkolaborasi dengan Muspika (Musyawarah Pimpinan Kecamatan), pemerintah desa dan berbagai Lembaga Swadaya Masyarakat yang ada di lapangan, Perseroan mengambil peran sebagai katalis atau fasilitator dalam mewujudkan pembangunan. Perseroan melakukan rekayasa sosial khusus terkait dengan wilayah pasca konflik di mana kehadiran persenjataan dan struktur sosial yang khas menjadi faktor unik dalam mengelola kolaborasi eksternal.



RSUD Idi, Aceh

Tahun 2015, Perseroan menyelesaikan pembangunan sekaligus meresmikan Fasilitas Rumah Sakit di Blok A Aceh dengan menginvestasikan anggaran lebih dari USD5.000.000. Selain rumah sakit, Perseroan bersama dengan pemerintah daerah Musi Banyuasin membangun sarana Nursery and Sport Center bagi masyarakat Desa Lais Kabupaten Musi Banyuasin, serta membantu perbaikan jalan Simpang Babat – Pengabuan di Kabupaten Penukal Abab Lematang Ilir, Provinsi Sumatra Selatan.

## Blaya CSR

Pada tahun 2015, Perseroan tetap berkomitmen melanjutkan program CSR dengan mengeluarkan biaya sebesar USD5,44 juta, sedangkan pada tahun 2014 Perseroan telah mengeluarkan biaya CSR sebesar USD7,10 juta.

### 6.10. Keselamatan Kerja

Dalam menjalankan kegiatan operasinya, Perseroan selalu dihadapkan oleh bahaya dan risiko yang ditimbulkan dari aktivitas eksplorasi, produksi dan transportasi minyak dan gas, seperti kebakaran, kebocoran pipa yang disebabkan tekanan jaringan pipa minyak, gas dan/atau fluida yang berlebihan, keretakan pipa, korosi yang mengakibatkan hilangnya minyak, gas dan/atau fluida yang berpotensi menyebabkan pencemaran lingkungan, kecelakaan kerja serta kerugian lainnya. Beberapa operasi minyak dan gas Perseroan berada di areal yang rentan terhadap gangguan cuaca dan berpotensi menyebabkan kerusakan terhadap fasilitas-fasilitas Perseroan yang dapat mengganggu proses produksi. Untuk memberikan perlindungan atas bahaya dalam operasional ini, Perseroan menutup dengan asuransi atas kerugian-kerugian tertentu, namun tidak keseluruhan. Penutupan yang dilakukan Perseroan meliputi kegiatan eksplorasi dan produksi, termasuk namun tidak terbatas pada kerusakan sumur-sumur, pembuangan, dan pengendalian polusi tertentu, kerusakan fisik atas aset-aset tertentu, pesangon, pertanggungjawaban umum, kendaraan dan kesejahteraan karyawan.

Perseroan memiliki standar keselamatan, kesehatan kerja dan lingkungan hidup yang dirancang untuk melindungi keselamatan dan kesehatan pekerja sebagai aset Perseroan, masyarakat dan lingkungan hidup. Suatu panduan keselamatan dan kesehatan kerja yang terperinci tersedia di tingkat korporat hingga operasional di setiap entitas anak, yang bersama-sama turut menentukan prosedur keselamatan, kesehatan kerja Perseroan. Menurut kebijakan Perseroan, dalam perselisihan antara penyelesaian keselamatan, kesehatan kerja dan lingkungan hidup, Perseroan mengutamakan perlindungan terhadap Pekerja (*People*), Lingkungan, Asset dan Reputasi. Perseroan juga menyediakan pelatihan yang komprehensif di bidang keselamatan kerja yaitu SHE *Mandatory Training* untuk seluruh Pekerja (karyawan dan kontraktor). Petugas Pemerintah juga melakukan pemeriksaan terhadap fasilitas kegiatan Perseroan secara regular untuk menjamin bahwa aturan-aturan keselamatan dan kesehatan kerja telah dipenuhi

Dalam rangka menunjukkan komitmen Perseroan dalam mengimplementasikan Sistem Manajemen Keselamatan, Kesehatan Kerja, dan Lingkungan Hidup yang dikenal dengan PRIME (*Performance Integrity of Medco E&P*), Perseroan terus melakukan perbaikan berkesinambungan, dengan menilai dan meningkatkan pelaksanaan PRIME di seluruh operasi aset dan divisi.

Perseroan berkomitmen untuk meningkatkan Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan Hidup (K3LH), tahun 2015 dengan penguatan SHE Rules (terdiri dari *Golden Rules* dan *Life Saving Rules*), Program Keselamatan Berbasis Perilaku (*Behavior Based Safety*), *driving observation* untuk mengurangi kecelakaan berkendaraan dan melaksanakan Area SHEQ Meeting yang melibatkan peran aktif kontraktor & Management SHE Tour/inspeksi di wilayah operasi dan kantor. Perseroan menetapkan aturan K3LH dengan tujuan agar Pekerja memiliki pemahaman mengenai aturan dasar K3LH yang dapat mengurangi risiko kecelakaan kerja. Dengan

implementasi program SHE yang berkesinambungan, tingkat kecelakaan kerja di lingkungan Perseroan, khususnya di E&P memperlihatkan penurunan dibandingkan dengan tahun-tahun sebelumnya.

Hasil dari upaya dan komitmen MEPI untuk menetapkan standar keselamatan yang tinggi terlihat dari tercapainya angka kecelakaan kerja *Total Recordable Incident Rate* (TRIR) yang rendah sejak tahun 2011, yaitu 0,72.

Komitmen Perseroan untuk meningkatkan kesehatan pekerja dengan meluncurkan program *Integrated Medco Health Program* (IMHP). Program terintegrasi ini dirancang untuk mendorong pekerja di kantor Jakarta dan keluarganya untuk memiliki gaya hidup sehat dengan aktif berolahraga secara teratur. Program yang dilaksanakan antara lain *uphill, cycling, running, wellness day* dan *fun walk-run-bike*. Dalam bidang *higiene*, Perseroan melaksanakan program pengukuran kualitas lingkungan kerja, yaitu tingkat kebisingan, intensitas cahaya, getaran, laju alir udara di tempat kerja, tingkat pertumbuhan bakteri dan debu, serta gas-gas pencemar lainnya seperti CO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> dan NO<sub>2</sub>. Program ini bertujuan untuk memantau kondisi lingkungan kerja tetap dalam kondisi yang sehat dan memenuhi standar tertinggi industri Migas, sehingga pekerja tetap sehat, baik selama bekerja ataupun setelah memasuki masa purna bakti.

### 6.11. Analisis Mengenai Dampak Lingkungan

Perseroan senantiasa melaksanakan kegiatan usaha dengan cara yang aman dan harmonis sehingga kepentingan lingkungan hidup termasuk komunitas (masyarakat disekitar daerah operasi dan yang terkena dampak dari kegiatan operasi Perseroan) akan selalu terlindungi di seluruh daerah operasi Perseroan. Untuk itu, Perseroan akan selalu mematuhi peraturan perundangan Pemerintah yang mengatur kebijakan mengenai perlindungan terhadap lingkungan hidup. Perseroan juga selalu memastikan bahwa operasi dilakukan dengan memiliki izin (*authorization to operate*) dan melakukan praktik industri terbaik dalam perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup.

Sebagai bagian dari kepatuhan dan komitmen, Perseroan melakukan analisa dampak lingkungan dan upaya pengelolaan dan pemantauan lingkungan hidup dari setiap kegiatan yang menyebabkan dampak terhadap lingkungan hidup. Beberapa peraturan yang telah ditegakkan oleh Pemerintah Indonesia melalui Kementerian Negara Lingkungan Hidup dan Kehutanan 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; dan atau Dokumen Upaya Pengelolaan Lingkungan dan Upaya Pemantauan Lingkungan (“UKL-UPL”), serta memiliki “Izin Lingkungan”.

Berikut adalah daftar dokumen-dokumen UKL-UPL dan/atau Izin Lingkungan yang dimiliki oleh Perseroan dan entitas-entitas anak adalah :

No	Lokasi / Blok	Tahun	Penjelasan
1.	Aceh	2016	Izin Lingkungan Kegiatan Pemboran Sumur Matang-2, Matang-3, Matang-4 dan Pengembangan Lapangan Matang Blok A MEP Malaka.
2.	Sumatera Selatan	2015	Izin Lingkungan Kegiatan Pengembangan Lapangan Minyak dan Gas Bumi di Lapangan Matra, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan oleh MEPI.
3.	Aceh	2015	Izin Lingkungan Kegiatan Pemboran Sumur dan Pemanfaatan Air Tanah di Alur Siwah <i>Central Processing Plan</i> Blok A MEPI.
4.	Kalimantan Utara	2014	Izin Lingkungan Kepada MEP Tarakan atas Kegiatan Pemboran Sumur Pengembangan MBR 2014-I Blok Tarakan di Kelurahan Mamburungan Timur, Kecamatan Tarakan Timur, Kota Tarakan, Provinsi Kalimantan Utara.
5.	Sumatera Selatan	2014	Izin Lingkungan Kegiatan Pengembangan Lapangan Gas Terbatas Temelat di Blok South Sumatera Extension atas nama MEPI
6.	Sumatera Selatan	2014	Izin Lingkungan Kegiatan Survey Seismic 2D Wahalo Complex Blok South Sumatera oleh MEPI di Kecamatan Sekayu, Sungai Keruh dan Plakat Tinggi, Kabupaten Musi Banyuasin Provinsi Sumatera Selatan.

No	Lokasi / Blok	Tahun	Penjelasan
7.	Sumatera Selatan	2014	Izin Lingkungan Kegiatan Pemboran Eksplorasi 1 Sumur Coring Coal Bed Methane CBM SE-09 Blok CBM Sekayu Seluas kurang lebih 1,38 HA oleh PT Medco CBM Sekayu di Desa Bailangu, Kecamatan Sekayu, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan.
8.	Sumatera Selatan	2014	Izin Lingkungan Kegiatan Pemboran Sumur Eksplorasi North Temelet-3 atas nama MEPI di Kabupaten Musi Rawas.
9.	Sumatera Selatan	2014	Izin Lingkungan Kegiatan Pengembangan Lapangan Minyak dan Gas Bumi di Lapangan Matra, Kabupaten Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan oleh MEPI.
10.	Sumatera Selatan	2013	Izin Lingkungan atas Kegiatan Pemboran Sumur Eksplorasi Lagan Deep-1A Blok South Sumatera Extention Oleh MEPI di Desa Ujan Mas Lama Kecamatan Ujan Mas, Kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatera Selatan.
11.	Sumatera Selatan	2013	Izin Lingkungan Kegiatan Survei Seismik 2D Rambutan Complex Blok South&Central Sumatra di Kabupaten Muara Enim dan Kabupaten Lahat Provinsi Sumatera Selatan oleh MEPI.
12.	Sumatera Selatan	2013	Izin Lingkungan Kegiatan Siesmic 2D Lakitan Complex dan Sesimic 3D Temelat Complex Blok South & Central Sumatera (S&CS) atas nama MEPI di Kabupaten Musi Rawas.
13.	Sumatera Selatan	2013	Izin Lingkungan atas Kegiatan Pemboran Sumur Eksplorasi Arung-1 Blok South Sumatera Extention oleh MEPI di Desa Purwaraja dan Desa Sukoharjo, Kecamatan Kikim Timur, Kabupaten Lahat, Provinsi Sumatera Selatan.
14.	Sumatera Selatan	2013	UKL-UPL atas Kegiatan Pemboran Eksplorasi Sumur Salina 1- Blok Rimau, Kabupate Musi Banyuasin atas nama MEPI.
15.	Kalimantan Utara	2013	Izin Lingkungan Kepada MEPI atas Kegiatan Pemboran Sumur Eksplorasi Seputi Kiri-1 Dan Pastel-1, Blok Tarakan, Kota Tarakan, Provinsi Kalimantan Utara.
16.	Kalimantan Utara	2016	Izin Lingkungan kepada DTR untuk rencana usaha dan/atau rencana kegiatan bukaan lahan dan penambahan produksi batu bara menjadi sekitar 660.000 ton per tahun selama 6 tahun untuk penambangan batu bara beserta fasilitas penunjangnya sebagai kegiatan tambahan pada kegiatan pertambangan batu bara di Kecamatan Seimenggaris dan Kecamatan Sebuku, Kabupaten Nunukan, Provinsi Kalimantan Utara.
17.	Kalimantan Utara	2013	Izin Lingkungan kepada DTSA untuk rencana kegiatan pertambangan batu bara seluas sekitar 4.492 ha di Desa Tabur Lesatari dan Desa Srinanti, Kecamatan Sei Menggaris, Kabupaten Nunukan, Provinsi Kalimantan Utara.
18.			

Perseroan melalui Entitas Anaknya yang bergerak di bidang usaha minyak dan gas di Indonesia juga melakukan serangkaian kegiatan untuk perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup, sehingga mempertahankan 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 pada semua asset operasi produksi, kecuali Lapangan Gas Harimau di Aset Lematang dan lapangan minyak di Bawean.

2. Pengurangan Suar Bakar (*Gas Flaring*), pengurangan dampak perubahan iklim dan konservasi energi  
 Pengurangan pembakaran gas dengan memanfaatkan gas ikutan untuk berbagai utilitas, yaitu pembangkit listrik lokal, atau diinjeksi lagi ke dalam formasi untuk melakukan *enhanced oil recovery*. Serangkaian aksi untuk mengurangi dampak perubahan iklim terkait dengan energi bersih & terbarukan, terdiri dari: Konversi penggunaan bahan bakar minyak (BBM) menjadi bahan bakar gas (BBG) dan campuran biodiesel dalam proses produksi dan kegiatan pendukung. Perseroan telah berhasil menekan konsumsi bahan bakar minyak konvensional dengan menggunakan bahan bakar gas sebagai sumber bahan bakar utama dan menerapkan biodiesel sebagai bahan bakar tambahan. Dengan program tersebut konsumsi energi menurun dari 8,06 *terra joule per barrel oil equivalent* (TJ/BOE) pada 2010 menjadi 7,62 TJ/BOE pada akhir 2014.
3. Manajemen Limbah Berbahaya dan Beracun (B3), Limbah Non-B3 & Program 3R  
 Limbah B3 ditimbulkan dari kegiatan operasi dan dikelola di Pusat Pengolahan Limbah, dengan ketersediaan fasilitas tempat penyimpanan sementara limbah B3, *incinerator* limbah B3, sedangkan *sludge* dan tanah terkontaminasi minyak diolah secara bioremediasi dan atau dikelola oleh pihak lain yang memiliki ijin dan melaporkannya kepada institusi Pemerintah per kuartal. Perseroan sebagai konsumen untuk menerapkan *Extended Producer Responsible* (EPR) dalam rantai *supply chain*. Pengembalian tanggung jawab pengelolaan *drum chemical* bekas kepada mitra kerja (vendor). Program ini merupakan penerapan prinsip *Reduce* yang menempati posisi tertinggi dalam hierarki penanganan limbah. Program 3R Limbah Non-B3, dilakukan dengan berbagai cara antara lain: penggunaan kertas secara bolak balik, pembuatan sistem online yang dinamakan BPM3 (*Business Process Management*), program *composting* sampah organik, bank sampah, pemanfaatan botol plastik untuk bangunan *nursery*, kerjasama dengan institusi pemanfaat untuk sampah anorganik berupa plastik, dan lain-lain.
4. Pembahasan mengenai dampak lingkungan dan studi lingkungan  
 Penilaian dampak lingkungan, dilakukan dalam suatu studi lingkungan, baik dengan AMDAL atau UKL-UPL, dan dilengkapi dengan izin lingkungan pada setiap kegiatan operasi yang memiliki potensi dampak lingkungan dan diwajibkan memiliki izin lingkungan.
5. Pemantauan Lingkungan & Pelaporan  
 Program ini dilakukan setiap semester agar pemantauan dan evaluasi dampak lingkungan di daerah operasi, untuk semua aspek dan dampak, 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.

#### **Sistem Manajemen Lingkungan (SML) & Sertifikasi ISO 14001.**

Perseroan memiliki Sistem Manajemen Keselamatan Kesehatan dan Lingkungan serta Mutu yang terintegrasi, yang disebut PRIME. Perseroan juga memiliki sertifikat ISO 14001:2004 *Environmental Management System, EMS atau SML*. Sejak tahun Desember 2007, aset E&P Indonesia di Rimau mendapatkan ISO 14001:2004 untuk kegiatan operasinya. Aset E&P Indonesia di Tarakan, Lematang dan South Sumatera juga mendapatkan sertifikat ISO ISO 14001:2004 sejak tahun 2013. Sampai dengan saat ini, Perseroan melalui beberapa Entitas Anak-nya masih menerapkan ISO 14001:2004 (*Environment Management System*).

Lebih lanjut, Perseroan melalui Entitas Anak-nya yang bergerak di bidang usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi juga telah mendapatkan penghargaan Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup ("PROPER") dengan hasil yang memuaskan. Aset E&P Indonesia di Rimau mendapatkan Peringkat tertinggi PROPER EMAS, selama 5 (lima) tahun berturut-turut sejak 2010. Berikut adalah penghargaan PROPER yang didapatkan oleh Perseroan melalui entitas anaknya, dalam tiga tahun terakhir 2013 sampai dengan 2015:

No.	Lokasi/Blok	Tahun	Judul
1.	Sumatera Selatan	2015	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2014-2015 dengan peringkat EMAS untuk MEPI-Rimau Aset-Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatera Selatan.
2.	Sumatera Selatan	2015	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2014-2015 dengan peringkat HIJAU untuk MEP Lematang-Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan.
3.	Sumatera Selatan	2015	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2014-2015 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI -Blok South Sumatera - Kabupaten Musi Rawas, Sumatera Selatan.
4.	Kalimantan Utara	2015	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2014-2015 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI - Tarakan Aset - Kota Tarakan, Kalimantan Utara.
5.	Riau	2014	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013-2014 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI-Blok Kampar-Kabupaten Indragiri Hulu, Provinsi Riau.
6.	Sumatera Selatan	2014	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013-2014 dengan peringkat EMAS untuk MEPI-Rimau Aset - Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatera Selatan.
7.	Sumatera Selatan	2014	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013-2014 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI-South Sumatera Block-Kabupaten Musi Rawas, Sumatera Selatan.
8.	Sumatera Selatan	2014	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013-2014 dengan peringkat HIJAU untuk MEP Lematang - Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan.
9.	Kalimantan Utara	2014	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013-2014 dengan peringkat BIRU untuk MEPI - Tarakan Aset - Kota Tarakan, Kalimantan Utara.
10.	Riau	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2012-2013 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI-Blok Kampar - Kabupaten Indragiri Hulu, Provinsi Riau.
11.	Sumatera Selatan	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2012-2013 dengan peringkat EMAS untuk MEPI - Rimau Aset - Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatera Selatan.
12.	Sumatera Selatan	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2012-2013 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI - Pengembangan Lapangan Singa di Blok Lematang, Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan.
13.	Sumatera Selatan	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2012-2013 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI - South Sumatera Extention Block - Kabupaten Musi Rawas, Sumatera Selatan.
14.	Kalimantan Timur	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2012-2013 dengan peringkat HIJAU untuk PT Medco E&P Sembakung -Kabupaten Nunukan, Kalimantan Timur.



MEDCOENERGI

No.	Lokasi/Blok	Tahun	Judul
15.	Kalimantan Utara	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013-2014 dengan peringkat HIJAU untuk MEPI - Tarakan Aset - Kota Tarakan, Kalimantan Utara.

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 hidup akan selalu terlindungi di seluruh daerah operasi Perseroan.



## VI. IKHTISAR DATA KEUANGAN PENTING

Di bawah ini disajikan ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan dan Entitas Anak untuk masing-masing periode di bawah ini.

Ikhtisar data laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013, 2014 dan 2015, serta ikhtisar data laporan posisi keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak pada tanggal-tanggal tersebut bersumber dari laporan keuangan konsolidasian auditan Perseroan dan Entitas Anak untuk periode-periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja, akuntan publik independen, penanggung jawab Susanti, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh IAPI, dengan pendapat wajar tanpa pengecualian, dimana atas laporan keuangan konsolidasian auditan tanggal 31 Desember 2014 dan 1 Januari 2014/31 Desember 2013 telah disajikan kembali sehubungan dengan penerapan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan tertentu yang berlaku efektif sejak tanggal 1 Januari 2015, baik secara prospektif maupun retrospektif ("Penerapan PSAK 2015") dan reklasifikasi akun-akun tertentu, yang laporannya tercantum dalam Memorandum Informasi ini.

Ikhtisar data laporan data laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2011 dan 2012, serta ikhtisar data laporan posisi keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak pada tanggal-tanggal tersebut bersumber dari laporan keuangan konsolidasian auditan Perseroan dan Entitas Anak untuk periode-periode tersebut, yang telah diaudit oleh KAP Purwantono, Suherman & Surja, akuntan publik independen, penanggung jawab Feniwati Chendana, CPA, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh IAPI, dengan pendapat wajar tanpa pengecualian, dan tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini.

NERACA	31 Desember					30 September
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2016
(dalam USD)						
<b>ASET LANCAR</b>						
Kas dan setara kas	703.951.167	523.651.774	263.973.998	206.639.912	463.175.233	181.046.959
Investasi jangka pendek	247.304.920	311.668.012	253.437.152	268.628.303	225.930.397	3.855.189
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	25.278.063	1.343.426	5.593.518	-	3.174.701	-
Piutang usaha						
- Pihak berelasi	69.701.987	32.701.117	18.982.522	12.442.828	20.220.257	28.643.393
- Pihak ketiga	132.626.242	114.428.181	124.651.998	89.150.954	78.320.827	79.678.265
Piutang lain-lain						
- Pihak berelasi	-	-	-	80.850	2.227.846	440.189
- Pihak ketiga	62.216.151	79.157.762	75.940.543	112.207.591	120.596.059	106.255.558
Persediaan	43.704.972	36.503.594	37.164.353	42.410.834	40.067.047	42.814.536
Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	-	-	24.989.685	7.290.112	1.237.635	37.984.716
Pajak dibayar di muka	9.913.564	9.379.589	11.413.219	10.608.117	10.141.018	15.161.634
Beban dibayar di muka	6.251.345	4.066.007	3.758.125	3.393.600	3.538.317	2.905.927
Aset derivatif	2.844.957	-	-	-	-	-
Uang muka investasi	-	30.080.481	1.380.823	-	75.000.000	673.800.000
Aset lancar lain-lain	447.208	1.682.237	160.194	1.364.760	1.233.939	3.076.927
<b>Jumlah Aset Lancar</b>	<b>1.304.240.576</b>	<b>1.144.662.180</b>	<b>821.446.130</b>	<b>754.217.861</b>	<b>1.044.863.276</b>	<b>1.175.663.293</b>
<b>ASET TIDAK LANCAR</b>						
Piutang lain-lain						
- Pihak berelasi	46.827.782	101.615.237	142.600.440	159.313.967	29.620.713	41,890,634
- Pihak ketiga	12.735.533	4.505.896	1.532.380	1.337.534	920.812	1,170,021
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	13.518.505	10.898.277	7.834.751	6.344.031	3.958.521	2,481,842
Aset pajak tangguhan	65.339.990	59.541.169	42.600.507	31.071.315	31.146.229	59,884,580
Investasi jangka panjang	133.604.052	200.989.319	296.766.938	302.447.510	208.691.221	206,399,219
Investasi pada proyek	30.324.414	30.324.414	30.324.414	30.324.414	22.709.840	22,674,035
Aset tetap	106.152.549	120.410.982	85.700.769	88.513.473	68.961.789	64,448,431



MEDCOENERGI

30 September

NERACA	31 Desember				30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2016
Properti pertambangan	-	708.795	610.264	2.282.185	-	-
Properti investasi	-	-	-	-	361.520.701	354,401,256
Aset eksplorasi dan evaluasi	90.802.201	104.354.484	121.201.467	140.882.632	81.739.073	75,355,187
Aset minyak dan gas bumi	760.947.154	857.467.874	936.997.400	1.130.706.825	998.527.961	956,588,719
Goodwill	-	-	-	-	37.125.795	37,125,795
Aset Derivatif	-	-	-	-	-	215,033
Aset lain-lain	32.356.285	17.881.308	21.371.961	20.320.983	20.022.897	15,139,774
<b>Jumlah Aset Tidak Lancar</b>	<b>1.292.608.465</b>	<b>1.508.697.755</b>	<b>1.687.541.291</b>	<b>1.913.544.869</b>	<b>1.864.945.552</b>	<b>1,837,774,526</b>
<b>JUMLAH ASET</b>	<b>2.596.849.041</b>	<b>2.653.359.935</b>	<b>2.508.987.421</b>	<b>2.667.762.730</b>	<b>2.909.808.828</b>	<b>3,013,437,819</b>

## LIABILITAS DAN EKUITAS

### LIABILITAS

#### LIABILITAS JANGKA PENDEK

Pinjaman bank jangka pendek	121.399.984	60.000.000	60.000.000	-	-	20,000,000
Utang usaha						
- Pihak berelasi	-	69.936	359.576	1.416.478	57.936	85,035
- Pihak ketiga	113.004.919	95.194.668	94.193.530	90.488.378	77.324.045	90,451,655
Utang lain-lain						
- Pihak berelasi	-	-	-	-	1.740.327	497,982
- Pihak ketiga	35.430.475	43.589.966	50.795.338	41.152.140	72.809.232	78,718,794
Utang pajak	41.569.149	32.800.113	25.348.897	23.904.636	10.927.712	21,401,276
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	-	-	3.393.361	9.003.687	8.724.108	35,054,320
Biaya akrual dan provisi lain-lain	67.516.463	72.224.141	70.696.891	76.854.830	86.746.293	50,887,610
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	-	8.994.608	314.774	662.565	589.548	1,089,265
Liabilitas derivatif	-	-	10.520.221	35.856.281	-	45,228,562
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun						
- Pinjaman bank	291.721.364	62.855.699	928.203	183.696.183	179.502.491	150,313,176
- Wesel jangka menengah	64.928.129	40.386.422	-	-	-	0
- Obligasi Rupiah	56.563.960	-	80.768.414	-	-	115,182,480
- Obligasi Dolar AS	-	-	-	-	78.827.354	27,355,907
Uang muka dari pelanggan						
- Pihak berelasi	-	-	-	-	305.149	317,744
- Pihak ketiga	19.211.686	15.897.995	12.599.877	4.713.197	9.061.151	3,780,831
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Pendek</b>	<b>811.346.129</b>	<b>432.013.548</b>	<b>409.919.082</b>	<b>467.748.375</b>	<b>526.615.346</b>	<b>640,364,637</b>

#### LIABILITAS JANGKA PANJANG

Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun						
- Pinjaman bank	466.408.082	654.384.407	374.867.214	544.669.226	908.214.456	877,651,210
- Obligasi Rupiah	108.354.996	307.542.144	285.711.915	280.253.368	252.946.827	345,043,943
- Obligasi Dolar AS	79.387.679	99.334.607	98.466.256	97.406.084	18.742.971	17,811,013
- Obligasi Dolar Singapura	-	-	-	-	69.973.057	72,783,587



MEDCOENERGI

30 September

NERACA	31 Desember				30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2016
- Pihak berelasi	69.997.758	125.735.136	130.947.913	-	-	-
- Wesel jangka menengah	40.320.379	-	-	79.752.616	71.999.347	76,522,575
Utang lain-lain	10.511.274	13.849.625	9.698.707	9.121.822	11.610.868	11,520,405
Liabilitas pajak tangguhan	76.253.828	90.167.043	99.217.322	112.892.702	110.531.012	93,462,056
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	11.596.362	29.326.937	11.974.600	12.681.485	6.993.174	8,954,393
Liabilitas derivatif	1.202.270	17.985.673	162.135.400	113.762.545	157.631.685	64,877,463
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	53.757.992	55.675.546	50.825.708	62.389.014	72.956.226	57,800,324
<b>Jumlah Liabilitas</b>						
<b>Jangka Panjang</b>	<b>917.790.620</b>	<b>1.394.001.118</b>	<b>1.223.845.035</b>	<b>1.312.928.862</b>	<b>1.681.599.623</b>	<b>1,626,426,969</b>
<b>JUMLAH LIABILITAS</b>	<b>1.729.136.749</b>	<b>1.826.014.666</b>	<b>1.633.764.117</b>	<b>1.780.677.237</b>	<b>2.208.214.969</b>	<b>2,266,791,606</b>
<b>EKUITAS</b>						
Modal disetor	101.154.464	101.154.464	101.154.464	101.154.464	101.154.464	101,154,464
Saham treasury	(5.574.755)	(5.574.755)	-	-	(1.122.893)	(2,000,541)
	95.579.709	95.579.709	101.154.464	101.154.464	100.031.571	99,153,923
Tambahan modal disetor	108.626.898	108.626.898	183.439.833	183.439.833	181.487.838	180,657,446
Dampak perubahan transaksi ekuitas Entitas Anak / Entitas Asosiasi	107.870	(444.912)	(444.912)	(444.912)	9.400.343	9,400,343
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(23.857)	(4.233.513)	(19.588.369)	(22.814.985)	(28.365.965)	(26,084,699)
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	-	(13.244.181)	(53.728.265)	(31.653.354)	(33.440.020)	(8,827,868)
Bagian pendapatan (rugi) komprehensif lain Entitas Asosiasi	73.083	90.929	1.500.697	(8.860.750)	(2.713.819)	(7,550,731)
Pengukuran kembali program imbalan pasti	21.812.059	7.455.447	12.866.024	18.032.738	23.580.468	26,471,231
Saldo laba						
- Ditentukan penggunaannya	6.492.210	6.492.210	6.492.210	6.492.210	6.492.210	6,492,210
- Tidak ditentukan penggunaannya	625.152.624	618.870.217	631.984.002	632.189.553	440.010.031	462,265,466
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	857.820.596	819.192.804	863.675.684	877.534.797	696.482.657	741,977,321
Kepentingan non pengendali	9.891.696	8.152.465	11.547.620	9.550.696	5.111.202	4,668,892
<b>JUMLAH EKUITAS</b>	<b>867.712.292</b>	<b>827.345.269</b>	<b>875.223.304</b>	<b>887.085.493</b>	<b>701.593.859</b>	<b>746,646,213</b>
<b>JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS</b>	<b>2.596.849.041</b>	<b>2.653.359.935</b>	<b>2.508.987.421</b>	<b>2.667.762.730</b>	<b>2.909.808.828</b>	<b>3,013,437,819</b>

\*disajikan kembali

**LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF KONSOLIDASIAN**

(dalam USD)

NERACA	31 Desember					30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2015**	2016
<b>OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>							
<b>PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA</b>							
Penjualan minyak dan gas neto	800.476.758	873.031.964	826.842.368	701.426.544	574.355.244	385,144,360	382,307,785
Pendapatan dari jasa	8.656.180	17.842.472	16.719.719	13.155.844	32.603.314	17,241,363	17,324,924
Pendapatan dari sewa	-	-	-	-	-	-	13,561,109
Pendapatan dari batu bara	-	9.085.540	42.959.147	36.148.131	21.520.719	15,671,423	3,692,526
<b>JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA</b>	<b>809.132.938</b>	<b>899.959.976</b>	<b>886.521.234</b>	<b>750.730.519</b>	<b>628.479.277</b>	418,057,146	416,886,344
<b>BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA</b>							
Biaya produksi dan lifting	(279.931.765)	(326.942.634)	(307.763.720)	(281.479.367)	(215.265.607)	122,868,536	122,766,838
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	(100.742.468)	(82.776.970)	(101.609.714)	(96.973.184)	(125.936.997)	82,896,472	94,131,263
Biaya jasa	(18.955.968)	(24.408.947)	(29.717.463)	(24.539.712)	(27.792.537)	19,070,322	18,181,125
Biaya produksi batu bara	-	(7.838.219)	(24.179.183)	(26.087.257)	(23.131.380)	15,501,238	4,768,382
Biaya pembelian minyak mentah	(34.225.485)	(43.166.575)	(44.378.789)	(26.309.259)	(21.278.975)	8,216,901	8,798,676
Beban eksplorasi	(24.245.872)	(17.306.526)	(14.079.817)	(24.385.209)	(6.811.268)	4,148,069	6,239,880
Biaya sewa	-	-	-	-	-	-	2,455,057
<b>JUMLAH BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA</b>	<b>(458.101.558)</b>	<b>(502.439.871)</b>	<b>(521.728.686)</b>	<b>(479.773.988)</b>	<b>(420.216.764)</b>	<b>(252,701,538)</b>	<b>(257,341,221)</b>
<b>LABA KOTOR</b>	<b>351.031.380</b>	<b>397.520.105</b>	<b>364.792.548</b>	<b>270.956.531</b>	<b>208.262.513</b>	<b>165,355,608</b>	<b>159,545,123</b>
Beban penjualan, umum dan administrasi	(130.553.456)	(137.936.985)	(113.276.461)	(115.267.422)	(118.730.035)	(84,020,189)	(73,021,049)
Beban pendanaan	(77.586.423)	(95.352.726)	(77.063.769)	(71.448.789)	(77.328.920)	(55,942,015)	(80,037,352)
Keuntungan pembelian diskon							18,852,318
Bagian laba dari Entitas Asosiasi	(1.952.409)	1.188.018	8.742.792	7.067.272	7.206.901	6,147,920	1,122,836
Pajak final						-	(2,070,977)
Pendapatan bunga	8.896.821	21.572.559	11.677.650	10.438.876	6.080.548	6,053,597	10,437,261
Pembalikan (kerugian) penurunan nilai aset	(21.762.332)	(12.149.708)	(27.175.300)	(16.428.117)	(230.741.519)	(55,040,979)	2,862,316
Keuntungan dari pelepasan Entitas Anak	71.752.789	5.362.723	-	-	1.398.972	-	-
Keuntungan dari kombinasi bisnis secara bertahap	-	-	-	-	50.247.693	-	-
Kerugian atas Pengukuran nilai wajar untuk biaya untuk menjual							(11,924,603)
Pendapatan (beban) lain-lain	11.404.010	16.237.462	28.245.207	20.713.017	7.216.788	(14,987,746)	(192,544)
<b>LABA (RUGI) SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>211.230.380</b>	<b>196.441.448</b>	<b>195.942.667</b>	<b>106.031.368</b>	<b>(146.387.059)</b>	<b>(32,433,804)</b>	<b>25,573,329</b>
<b>BEBAN PAJAK PENGHASILAN</b>	<b>(120.769.581)</b>	<b>(156.339.016)</b>	<b>(153.825.846)</b>	<b>(97.719.507)</b>	<b>(33.548.310)</b>	<b>(9,045,985)</b>	<b>(1,523,948)</b>
<b>LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>90.460.799</b>	<b>40.102.432</b>	<b>42.116.821</b>	<b>8.311.861</b>	<b>(179.935.369)</b>	<b>(41,479,789)</b>	<b>24,049,381</b>
<b>OPERASI YANG DIHENTIKAN</b>							
<b>LABA (RUGI) SETELAH</b>							



MEDCOENERGI

NERACA	31 Desember					30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2015**	2016
<b>BEBAN PAJAK</b>							
<b>PENGHASILAN DARI</b>							
<b>OPERASI YANG</b>							
<b>DIHENTIKAN</b>	3.015.296	(17.592.298)	(22.272.551)	530.134	(6.238.172)	(6,384,316)	(189,742)
<b>LABA (RUGI) TAHUN</b>							
<b>BERJALAN</b>	93.476.095	22.510.134	19.844.270	8.841.995	(186.173.541)	(47,864,105)	23,859,639
<b>PENGHASILAN</b>							
<b>KOMPREHENSIF LAIN</b>							
<b>YANG AKAN</b>							
<b>DIREKLASIFIKASI KE</b>							
<b>LABA RUGI</b>							
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(2.022.370)	(4.209.656)	(15.354.856)	(3.226.616)	(5.550.980)	752,109	2,281,266
Penyesuaian nilai wajar atas Instrumen lindung nilai arus kas	-	(13.244.181)	(40.484.084)	22.074.911	(1.786.666)	(2,607,550)	24,612,152
Bagian pendapatan komprehensif lain Entitas Asosiasi	-	(39.734)	1.409.768	(10.348.166)	5.924.578	220,153	(4,836,912)
<b>PENGHASILAN</b>							
<b>KOMPREHENSIF LAIN</b>							
<b>YANG TIDAK AKAN</b>							
<b>DIREKLASIFIKASI KE</b>							
<b>LABA RUGI</b>							
Bagian pendapatan komprehensif lain Entitas Asosiasi	73.083	57.580	-	(13.281)	222.353	0	0
Pengukuran kembali program imbalan kerja	4.269.004	(23.725.772)	5.433.056	5.196.699	5.574.795	4,053,677	3,535,403
Pajak penghasilan terkait dengan pos yang tidak direklasifikasi	(1.685.803)	9.369.160	(22.479)	(29.985)	(27.065)	(1,285,856)	(644,640)
<b>JUMLAH LABA (RUGI) KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN</b>	<b>94.110.009</b>	<b>(9.282.469)</b>	<b>(29.174.325)</b>	<b>22.495.557</b>	<b>(181.816.526)</b>	<b>(46,731,572)</b>	<b>48,806,908</b>
<b>LABA (RUGI) YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA</b>							
Pemilik entitas induk							
Laba (rugi) tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan	83.732.505	33.841.663	38.721.666	4.708.785	(181.895.875)	(44,750,083)	22,445,177
Laba (rugi) tahun berjalan dari operasi yang dihentikan	3.015.296	(17.592.298)	(22.272.551)	530.134	(6.238.172)	(6,384,316)	(189,742)
Laba (rugi) tahun berjalan yang diatribusikan pemilik entitas induk	86.747.801	16.249.365	16.449.115	5.238.919	(188.134.047)	(51,134,399)	22,255,435
Laba tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan yang diatribusikan kepada kepentingan non pengendali	6.728.294	6.260.769	3.395.155	3.603.076	1.960.506	3,270,294	1,604,204
	<b>93.476.095</b>	<b>22.510.134</b>	<b>19.844.270</b>	<b>8.841.995</b>	<b>(186.173.541)</b>	<b>(47,864,105)</b>	<b>23,859,639</b>
<b>LABA (RUGI) KOMPREHENSIF YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA</b>							
Pemilik entitas induk							
Laba (rugi) komprehensif tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan	84.366.419	2.049.060	(10.296.929)	18.362.347	(177.538.860)	(43,617,550)	47,392,446



MEDCOENERGI

NERACA	31 Desember					30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2015**	2016
Laba (rugi) komprehensif tahun berjalan dari operasi yang dihentikan	3.015.296	(17.592.298)	(22.272.551)	530.134	(6.238.172)	(6,384,316)	-189,742
Laba (rugi) komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan pada pemilik entitas induk	87.381.715	(15.543.238)	(32.569.480)	18.892.481	(183.777.032)	(50,001,866)	47,202,704
Laba komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan non pengendali	6.728.294	6.260.769	3.395.155	3.603.076	1.960.506	3,270,294	1,604,204
	<b>94.110.009</b>	<b>(9.282.469)</b>	<b>(29.174.325)</b>	<b>22.495.557</b>	<b>(181.816.526)</b>	<b>(46,731,572)</b>	<b>48,806,908</b>
<b>LABA (RUGI) PER SAHAM</b>							
<b>DASAR YANG DAPAT</b>							
<b>DIATRIBUSIKAN KEPADA</b>							
<b>PEMILIK ENTITAS INDUK</b>	<b>0,0300</b>	<b>0,0055</b>	<b>0,00533</b>	<b>0,00157</b>	<b>(0,05658)</b>	<b>(0,0153)</b>	<b>0,0067</b>

\*disajikan kembali

\*\*tidak diaudit

## RASIO KEUANGAN KONSOLIDASIAN (TIDAK DIAUDIT)

NERACA	31 Desember				30 September	
	2011*	2012*	2013*	2014*	2015	2016
Rasio kas <sup>(1)</sup>	0,87x	1,21x	0,64x	0,44x	0,88x	0,28x
Rasio lancar <sup>(2)(A)</sup>	1,61x	2,65x	2,00x	1,61x	1,98x	1,84x
Rasio liabilitas terhadap ekuitas ( <i>debt to equity</i> ) <sup>(3)(A)</sup>	1,50x	1,63x	1,18x	1,34x	2,25x	2,28x
Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas ( <i>net debt to equity ratio</i> ) <sup>(4)</sup>	0,69x	1,00x	0,88x	1,10x	1,59x	2,04x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas	1,99x	2,21x	1,87x	2,01x	3,15x	3,04x
Rasio imbal hasil atas aset <sup>(5)</sup>	3,60%	0,85%	0,79%	0,33%	-6,40%	0,79%
Rasio imbal hasil atas ekuitas <sup>(6)</sup>	10,77%	2,72%	2,27%	1,00%	-26,54%	3,20%
Rasio aset minyak dan gas bumi - bersih terhadap jumlah aset	0,29x	0,32x	0,37x	0,42x	0,34x	0,32x
Rasio penjualan <sup>(7)</sup> dan pendapatan-bersih terhadap jumlah aset	0,31x	0,34x	0,35x	0,28x	0,22x	0,14x
Rasio modal kerja bersih <sup>(8)</sup> terhadap penjualan <sup>(7)</sup>	0,61x	0,79x	0,46x	0,38x	0,82x	1,28x
Rasio pertumbuhan penjualan <sup>(9)</sup> terhadap pertumbuhan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha <sup>(10)</sup>	-7,15x	0,89x	-0,24x	1,34x	2,35x	-0,02x
Rasio jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha terhadap laba bersih	1,14x	9,29x	13,33x	18,47x	-0,60x	5,88x
Rasio EBITDA terhadap beban keuangan <sup>(11)(A)</sup>	4,70x	4,68x	5,43x	4,17x	3,04x	2,27x

Catatan:

- (1) Rasio kas dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas dan setara kas dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 30 September di tahun yang bersangkutan.
- (2) Rasio lancar dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 30 September di tahun yang bersangkutan.
- (3) Rasio liabilitas terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel



**MEDCOENERGI**

bayar, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi yang dapat dikonversi yang digaransi) dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 30 September di tahun yang bersangkutan.

- (4) Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam 1 (satu) tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi yang dapat dikonversi yang digaransi) dan dikurangi dengan kas dan setara kas, dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 30 September di tahun yang bersangkutan.
  - (5) Rasio imbal hasil atas aset dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah aset pada tanggal 30 September di tahun yang bersangkutan.
  - (6) Rasio imbal hasil atas ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah ekuitas pada tanggal 30 September di tahun yang bersangkutan.
  - (7) Penjualan juga mencakup pendapatan usaha lainnya.
  - (8) Modal kerja bersih adalah aset lancar dikurangi liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 30 September 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 diperoleh 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) Beban keuangan bersih dihitung dengan cara menjumlahkan beban bunga bersih dari semua kewajiban atau utang yang berbunga setelah dikurangi dengan pendapatan bunga.
- (A) Pada tanggal 30 September 2015, Perseroan telah memenuhi rasio lancar (minimum 1,25x); rasio *debt to equity* (maksimum 3x); dan rasio EBITDA terhadap beban keuangan bersih (minimum 1x).

## 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) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 Seri A dengan jumlah Pokok MTN sebesar USD55.000.000 (lima puluh lima juta Dolar Amerika Serikat) yang merupakan bagian dari Penerbitan *Medium Term Notes* (MTN) V Medco Energi Internasional Tahun 2016 dengan total jumlah sebesar USD145.000.000 (seratus empat puluh lima juta Dolar Amerika Serikat), 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 bukan merupakan salinan selengkapnyanya dari seluruh syarat dan ketentuan yang tercantum dalam Perjanjian Penerbitan MTN.

MTN diterbitkan pada Tanggal Penerbitan MTN dengan jangka waktu 3 (tiga) tahun sejak Tanggal Penerbitan MTN dengan memperhatikan syarat-syarat dan ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN.

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 Penerbitan MTN. 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.

MTN ini diterbitkan dengan memperhatikan ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN, dengan satuan jumlah MTN yang dapat dipindahbukukan dari satu Rekening Efek ke Rekening Efek lainnya adalah senilai USD1 (satu Dolar Amerika Serikat) sebagaimana diatur dalam Perjanjian Penerbitan MTN. Setiap Pemegang MTN senilai USD 1 (satu Rupiah) mempunyai hak untuk mengeluarkan 1 (satu Dollar Amerika Serikat) suara dalam RUPMTN dengan ketentuan pembulatan ke bawah.

Jumlah minimum pemesanan pembelian MTN harus dilakukan dengan jumlah sekurang-kurangnya USD1 (satu Dolar Amerika Serikat) 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 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 di KSEI atas permintaan Perseroan atau Agen Pemantau dengan memperhatikan ketentuan keputusan RUPMTN atau keputusan Pemegang MTN di luar RUPMTN.

### 2. JUMLAH POKOK, TINGKAT BUNGA DAN JANGKA WAKTU MTN

*Medium Term Notes* (MTN) V Medco Energi Internasional Tahap I Tahun 2016 ini diterbitkan dengan jumlah Pokok MTN sebesar USD55.000.000 (lima puluh lima juta Dolar Amerika Serikat), dengan bunga tetap sebesar 5.2% (lima koma dua persen) per tahun dengan jangka waktu 3 (tiga) tahun sejak Tanggal Penerbitan MTN.



MEDCOENERGI

Bunga MTN dibayarkan setiap Triwulan terhitung sejak Tanggal Emisi pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN. Pembayaran Bunga MTN pertama akan dilakukan pada tanggal 15 Februari 2017, sedangkan pembayaran Bunga MTN terakhir akan dilakukan bersamaan dengan pelunasan Pokok MTN. 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.

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

Bunga Ke-	Tanggal Pembayaran Bunga	Bunga Ke-	Tanggal Pembayaran Bunga
1	15 Februari 2017	7	15 Agustus 2018
2	15 Mei 2017	8	15 November 2018
3	15 Agustus 2017	9	15 Februari 2019
4	15 November 2017	10	15 Mei 2019
5	15 Februari 2018	11	15 Februari 2019
6	15 Mei 2018	12	15 Mei 2019

### 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

- 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 (ii) pelaksanaan pembelian kembali tersebut tidak dapat mengakibatkan Perseroan lalai untuk memenuhi ketentuan-ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN.
- 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.
- Atas MTN yang dibeli kembali oleh Perseroan untuk disimpan yang dapat dijual kembali, tidak berhak atas Bunga MTN.
- MTN yang telah dilunasi menjadi tidak berlaku, dan tidak dapat diterbitkan atau dijual kembali tanpa perlu dinyatakan dalam suatu akta apapun.
- 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.
- 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.
- 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:

- 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:
  - Melakukan penggabungan atau peleburan dengan perusahaan lain yang akan menyebabkan bubarnya 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. Menjaminan 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;
  - (ii) penjaminan dan atau pembebanan aset yang telah efektif berlaku atau telah diberitahukan secara tertulis kepada Agen Pemantau sebelum ditandatanganinya Perjanjian Penerbitan MTN;
  - (iii) penjaminan atau pembebanan sehubungan dengan fasilitas pinjaman baru yang menggantikan porsi pinjaman dari kreditur yang telah ada sekarang (*refinancing*) yang dijamin dengan aset yang sama yang telah dijaminan tersebut;
  - (iv) penjaminan/pembebanan yang telah diberikan sebelum dilaksanakannya penggabungan atau peleburan atau pengambilalihan sebagaimana dimaksud dalam ketentuan Pasal 6.1.1 Perjanjian Penerbitan MTN;
  - (v) penjaminan atau pembebanan yang diperlukan sehubungan dengan Kegiatan Usaha Sehari-Hari Perseroan untuk memperoleh, antara lain, namun tidak terbatas pada *stand by letter of credit*, bank garansi, *letter of credit* dan modal kerja Perseroan, selama pinjaman yang dijaminan tidak melanggar ketentuan yang diatur dalam Pasal 6.3.12. Perjanjian Penerbitan MTN.
  - (vi) Penjaminan atau pembebanan untuk *project financing* selama aktiva tetap yang dijaminan adalah aktiva yang terkait dengan proyek yang bersangkutan, dimana pinjaman bersifat *Limited Recourse*.
  - (vii) Penjaminan atau pembebanan untuk pembiayaan perolehan aset (*acquisition financing*), selama aset yang dijaminan adalah aset yang diakuisisi dan/atau jaminan perusahaan Perseroan sesuai dengan jangka waktu pembiayaan perolehan aset (*acquisition financing*) tersebut;
  - (viii) Penjaminan atau pembebanan yang diperlukan sehubungan dengan Pembiayaan Berbasis Cadangan (*Reserves Based Lending/RBL*)
  - (ix) Penjaminan atau pembebanan atas saham milik Perseroan di perusahaan afiliasi Perseroan, yang jumlahnya tidak melebihi 10% dari ekuitas Perseroan sebagaimana ditunjukkan dalam laporan keuangan konsolidasi Perseroan akhir tahun buku yang telah diaudit oleh auditor independen.
- d. Memberikan pinjaman atau jaminan perusahaan kepada pihak ketiga, kecuali:
  - (i) pinjaman atau jaminan perusahaan yang telah ada sebelum ditandatanganinya Perjanjian Penerbitan MTN;
  - (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;
  - (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 ekuitas Perseroan sebagaimana ditunjukkan dalam laporan keuangan konsolidasi Perseroan akhir tahun buku yang telah diaudit oleh auditor independen. Khusus untuk Proyek DS LNG 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 DS LNG 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 sekritisasi 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, 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;
  - (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.
- 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 tahun-tahun 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 tahun 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.
  - b. Menyetorkan sejumlah uang yang diperlukan untuk pembayaran Bunga MTN, pelunasan Pokok MTN, yang jatuh tempo kepada Agen Pembayaran selambat-lambatnya 1 (satu) Kerja (*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, maka Perseroan harus membayar Denda atas kelalaian tersebut. Jumlah Denda tersebut dihitung berdasarkan hari yang lewat dihitung 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 DS LNG 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 selambat-lambatnya pada akhir bulan ketiga (ke-3) setelah tanggal laporan keuangan tahunan Perseroan;
- 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 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 terpenuhi, maka Perseroan dapat memperoleh pinjaman dari pihak ketiga sesuai dengan ketentuan Pasal 6.1.7 Perjanjian Penerbitan MTN 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.
- q. Melakukan pemeringkatan atas MTN setiap tahun selama Pokok MTN masih terhutang.

## 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; 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; 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; 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 (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 kewajaran 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. 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 antara lain untuk maksud-maksud berikut:
  - a. menyampaikan pemberitahuan kepada Perseroan atau kepada Agen Pemantau atau untuk memberikan pengarahan kepada Agen Pemantau atau untuk menyetujui suatu kelonggaran waktu atas kejadian lalai menurut Perjanjian Penerbitan MTN serta akibatnya atau untuk mengambil tindakan lain; atau
  - b. memberhentikan Agen Pemantau dan menunjuk pengganti Agen Pemantau menurut ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN;
  - c. mengambil tindakan-tindakan lain yang dikuasakan untuk diambil oleh dan atas nama Pemegang MTN menurut ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN 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.

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 yang menyatakan jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan, Pemegang MTN atau kuasa Pemegang MTN yang hadir dalam RUPMTN berkewajiban untuk membuat surat pernyataan yang menyatakan mengenai apakah Pemegang MTN tersebut memiliki atay tidak memiliki hubungan Afiliasi 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 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, dalam rangka perubahan tersebut diatas, hanya dapat dilakukan karena adanya kelalaian Perseroan sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN, 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/atau perjanjian serta dokumen lain sehubungan dengan MTN baru berlaku efektif sejak tanggal ditandatanganinya perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan/atau perjanjian serta dokumen lain sehubungan dengan MTN.
  - p. Apabila RUPMTN memutuskan untuk mengadakan perubahan atas Perjanjian Penerbitan MTN 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 Perseroan menolak untuk menandatangani perubahan Perjanjian Penerbitan MTN 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/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, 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, 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 Kerja 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: [medc@medcoenergi.com](mailto:medc@medcoenergi.com), [corporate.secretary@medcoenergi.com](mailto:corporate.secretary@medcoenergi.com)  
Situs Internet: [www.medcoenergi.com](http://www.medcoenergi.com)

### **Agen Pemantau**

#### **PT Bank Mega Tbk.**

Capital Market Services  
Gedung Menara Bank Mega, Lt. 16  
Jl. Kapten Pierre Tendean No. 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 Pierre Tendean No. 12-14A  
Jakarta 12790  
Indonesia  
Telepon : (021) 7917 5000 Ext 16210  
Faksimili : (021) 799 0720

### 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.