

# MEMORANDUM INFORMASI



**MEDCOENERGI**

**PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk**

Gedung The Energy  
Lantai 53-55 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

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 53-55 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) VI MEDCO TAHUN 2018**

Dengan jumlah sebanyak-banyaknya USD70.000.000 (tujuh puluh juta dolar Amerika Serikat)

Perseroan menerbitkan surat berharga dalam bentuk surat hutang jangka menengah ("*Medium Term Notes*" atau "MTN") dengan jumlah sebanyak-banyaknya USD70.000.000 (tujuh puluh juta dolar Amerika Serikat), berjangka waktu 3 (tiga) tahun sejak diterbitkan, dengan tingkat bunga tetap sebesar 5,75% (lima koma tujuh lima persen) per tahun.

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

Bunga MTN dibayarkan setiap 3 (tiga) bulan sesuai dengan Tanggal Pembayaran Bunga MTN ini. Pembayaran Bunga MTN pertama dilakukan pada tanggal 5 Januari 2019, sedangkan pembayaran bunga MTN terakhir sekaligus tanggal jatuh tempo MTN adalah pada tanggal 5 Oktober 2021.

#### **PENTING UNTUK DIPERHATIKAN**

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

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

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

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

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

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



PT DBS VICKERS SEKURITAS INDONESIA

AGEN PEMANTAU  
PT BANK RAKYAT INDONESIA (PERSERO) TBK

AGEN PEMBAYARAN  
PT KUSTODIAN SENTRAL EFEK INDONESIA

Memorandum Informasi ini diterbitkan di Jakarta pada tanggal 1 Oktober 2018

Memorandum Informasi ini bersifat rahasia dan telah dipersiapkan oleh Perseroan semata-mata untuk keperluan penawaran dan penjualan secara terbatas *Medium Term Notes* (MTN) VI Medco Tahun 2018 ("MTN") kepada Investor Institusi. PT DBS Vickers Sekuritas 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 .....	ii
Ringkasan .....	xii
<b>Bab I Keterangan Tentang Perseroan, Kegiatan Usaha Serta Kecenderungan Dan Prospek Usaha .....</b>	<b>1</b>
<b>Bab II Analisis dan Pembahasan Manajemen .....</b>	<b>46</b>
<b>Bab III Risiko Usaha.....</b>	<b>64</b>
<b>Bab IV Ikhtisar Data Keuangan Penting .....</b>	<b>73</b>
<b>Bab V Perpajakan .....</b>	<b>80</b>
<b>Bab VI Keterangan Tentang Medium Terms Notes.....</b>	<b>81</b>
<b>Bab VII Lembaga dan Profesi Penunjang Dalam Rangka Penawaran Terbatas .....</b>	<b>93</b>

## 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>hubungan keluarga karena perkawinan dan keturunan sampai derajat kedua, baik secara horizontal maupun vertikal;</li><li>hubungan antara satu pihak dengan pegawai, direktur atau komisaris dari pihak tersebut;</li><li>hubungan antara 2 (dua) perusahaan dimana terdapat 1 (satu) atau lebih anggota Direksi dan/atau Dewan Komisaris yang sama;</li><li>hubungan antara perusahaan dengan suatu pihak, baik langsung maupun tidak langsung, mengendalikan atau dikendalikan oleh perusahaan tersebut;</li><li>hubungan antara 2 (dua) perusahaan yang dikendalikan baik langsung maupun tidak langsung, oleh pihak yang sama; atau</li><li>hubungan antara perusahaan dan pemegang saham utama.</li></ol>
“Agen Pemantau”	Berarti PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk., berkedudukan di Jakarta Selatan, atau para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya, yang bertindak untuk diri sendiri dan akan melakukan pemantauan berdasarkan Perjanjian.
“Agen Pembayaran”	Berarti KSEI, berkedudukan di Jakarta Selatan, beserta para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya, yang ditunjuk Penerbit dengan perjanjian terluis, 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.
“Arranger”	Berarti PT DBS Vickers Sekuritas Indonesia, yang ditunjuk dalam Perjanjian Penerbitan 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.
“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.
“BEI” atau “Bursa Efek”	Berarti Bursa Efek Indonesia
“Biaya Produksi”	Berarti biaya yang timbul dari operasi dan pemeliharaan sumur-sumur, serta fasilitas dan peralatan terkait selama periode tertentu.
“BNRI”	Berarti Berita Negara Republik Indonesia.
“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.
“Daftar Pemegang Rekening”	Berarti daftar yang dikeluarkan oleh KSEI yang memuat keterangan tentang kepemilikan MTN oleh Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening KSEI yang memuat keterangan mengenai, antara lain, nama, jumlah kepemilikan MTN, status pajak, dan kewarganegaraan Pemegang Rekening Institusi tersebut berdasarkan data-data yang diberikan oleh Pemegang Rekening Institusi kepada KSEI.
“Denda”	Berarti sejumlah dana yang wajib dibayar akibat adanya keterlambatan kewajiban pembayaran Bunga MTN dan/atau Pokok MTN yaitu sebesar 1% (satu persen) per tahun di atas tingkat Bunga MTN dari jumlah dana yang terlambat dibayar, yang dihitung secara harian, sejak hari keterlambatan sampai dengan dibayar lunas suatu kewajiban yang harus dibayar berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dengan ketentuan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) Hari Kalender dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) Hari Kalender.
“EBITDA”	Berarti laba usaha sebelum amortisasi dan depresiasi, yang dihitung berdasarkan historikal 12 (dua belas) bulan.
“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 dari 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.
“Hari Bursa”	Berarti hari-hari dimana Bursa Efek melakukan aktivitas transaksi perdagangan efek menurut peraturan perundang-undangan di Negara Republik Indonesia yang berlaku dan ketentuan-ketentuan Bursa Efek tersebut.
“Hari Kalender”	Berarti setiap hari dalam 1 (satu) tahun sesuai dengan <i>Gregorius Calendar</i> tanpa kecuali, termasuk hari Sabtu, Minggu dan hari libur nasional yang sewaktu-waktu ditetapkan oleh Pemerintah Republik Indonesia.



“Hari Kerja”	Berarti hari Senin sampai dengan hari Jumat, kecuali hari libur nasional yang ditetapkan oleh Pemerintah Republik Indonesia atau Hari Kerja biasa yang karena suatu keadaan tertentu ditetapkan oleh Pemerintah Republik Indonesia sebagai bukan Hari Kerja biasa.
“HoA”	Berarti kependekan dari <i>Heads of Agreement</i> yang berarti perjanjian induk.
“Kejadian Kelalaian”	Berarti salah satu atau lebih dari kejadian yang disebut dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
“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 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 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 dan Agen Pemantauan, yang dibuat dalam rangka penerbitan dan penawaran 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).

“MTN”	Berarti surat hutang jangka menengah (medium term notes) yang diberi nama “Medium Term Notes (MTN) VI Medco Tahun 2018”, yang diterbitkan Penerbit berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan melalui Penawaran dan didaftarkan di KSEI berdasarkan Perjanjian Pendaftaran di KSEI, sebagaimana dinyatakan dalam Sertifikat Jumbo, yang merupakan bukti atas pinjaman uang sebesar jumlah Pokok MTN yang diterima oleh Penerbit dari Pemegang MTN.
“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 Bapepom dan/atau Bapepom dan LK sesuai ketentuan pasal 55 Undang-Undang OJK.
“Pembiayaan Berbasis Cadangan” atau “(Reserves-Based Lending/RBL)”	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 factor</i> .
“Pemerintah”	Berarti Pemerintah Republik Indonesia.
“Pemegang MTN”	Berarti Masyarakat yang memiliki manfaat atas sebagian atau seluruh MTN yang disimpan dan diadministrasikan dalam: <ul style="list-style-type: none"><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; dan</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 MTN VI Medco Tahun 2018 No. 88 tertanggal 26 September 2018 yang dibuat di hadapan Fathiah Helmi, SH., Notaris di Jakarta, beserta seluruh perubahan – perubahan dan penambahan – penambahannya di kemudian hari.
“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 Bapepom dan LK No. IX.J.1, Lampiran Keputusan Ketua Bapepom 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 perjanjian yang dibuat antara Perseroan dan KSEI perihal pendaftaran MTN di KSEI No. SP-109/AP-MTN/KSEI/0918 tanggal 26 September 2018, yang dibuat di bawah tangan bermeterai cukup.
“Perjanjian Pendaftaran MTN di KSEI”	Berarti perjanjian yang dibuat antara Perseroan dan KSEI perihal pendaftaran MTN di KSEI No. SP-109/MTN/KSEI/0918 tanggal 26 September 2018, yang dibuat di bawah tangan bermeterai cukup.
“Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan”	Berarti Akta Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan MTN VI Medco Tahun 2018 No. 87 tertanggal 26 September 2018 yang dibuat di hadapan Fathiah Helmi, SH., Notaris di Jakarta, beserta seluruh perubahan – perubahan dan penambahan – penambahannya di kemudian hari.
“Perseroan”	Berarti pihak yang melakukan Emisi, yang dalam hal ini adalah PT Medco Energi Internasional Tbk, berkedudukan di Jakarta Selatan, Gedung The Energy, lantai 53-55, SCBD, Lot 11A Jalan Jenderal Sudirman, Senayan, Jakarta Selatan 12190, atau pengganti dan penerima hak dan kewajibannya.
“Perusahaan Efek”	Berarti pihak yang melakukan kegiatan usaha sebagai Penjamin Emisi Efek, Perantara Pedagang Efek dan/atau Manajer Investasi sebagaimana dimaksud dalam UUPM.
“Pinjaman”	Berarti semua bentuk utang termasuk utang bank, utang sewa guna usaha, utang efek konversi, utang efek dan instrumen pinjaman lainnya, utang kredit investasi, utang Perseroan atau pihak lain yang dijamin dengan agunan atau gadai atas aktiva Perseroan dan Entitas Anak sesuai dengan nilai penjaminan, utang pihak lain di luar Entitas Anak yang dijamin ( <i>guaranteed</i> ) oleh Perseroan dan Entitas Anak, kewajiban tanpa syarat ( <i>non contingent</i> ) kepada bank sehubungan dengan pembayaran untuk <i>Letter of Credit</i> (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).
“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.
“Rp”	Berarti Rupiah yang merupakan mata uang sah negara Republik Indonesia.
“RUPMTN”	Berarti Rapat Umum Pemegang MTN sebagaimana diatur dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
“Satuan Pemindahbukuan”	Berarti satuan jumlah MTN yang dapat dipindahbukukan dari satu Rekening Efek ke Rekening Efek lainnya, sebagaimana ditentukan dalam Pasal 2 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
“Sertifikat Jumbo MTN”	Berarti bukti penerbitan MTN berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan yang disimpan di KSEI dan diterbitkan atau tercatat atas nama KSEI untuk kepentingan Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening Institusi.
“Suara”	Berarti hak suara yang dimiliki oleh Pemegang MTN dalam RUPMTN sesuai dengan ketentuan yang diatur dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
“Tanggal Penerbitan”	Berarti tanggal diterbitkannya MTN yaitu pada waktu efektif diterimanya seluruh dana hasil penerbitan MTN masuk ke dalam rekening Penerbit, dan tanggal penyerahan Sertifikat Jumbo MTN sesuai dengan jumlah MTN yang diterbitkan yang diterima KSEI dari Penerbit dan selanjutnya didistribusikan oleh KSEI kepada Pemegang MTN dalam Rekening Kustodian.

---

“Tanggal Pelunasan Pokok MTN”	Berarti tanggal dimana jumlah Pokok MTN menjadi jatuh tempo dan wajib dibayar oleh Penerbit kepada Pemegang MTN sebagaimana ditetapkan dalam Daftar Pemegang Rekening, melalui Agen Pembayaran, dengan memperhatikan ketentuan dalam Pasal 5 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
“Tanggal Pembayaran Bunga MTN”	Berarti tanggal-tanggal pada saat mana Bunga MTN menjadi jatuh tempo dan wajib dibayar oleh Penerbit kepada Pemegang MTN yang namanya tercantum dalam Daftar Pemegang MTN melalui Agen Pembayaran dan dengan memperhatikan ketentuan dalam Pasal 5 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan
“USD”	Berarti Dolar Amerika Serikat, mata uang yang sah dan berlaku di negara Amerika Serikat.
“UUPM”	Berarti Undang-undang Republik Indonesia No.8 Tahun 1995 tanggal 10 November 1995 tentang Pasar Modal, berikut perubahannya dan peraturan-peraturan pelaksanaannya.

## Definisi dan Singkatan Teknis

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

“BBL”	Berarti singkatan dari <i>barrels</i> , yaitu suatu satuan yang dipergunakan untuk mengukur tingkat produksi minyak bumi.
“BBTUD”	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.
“BOPD”	Berarti singkatan dari <i>barrels of oil per day</i> atau barel minyak per hari.
“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> .
“EOR” atau “ <i>Enhanced Oil Recovery</i> ”	Berarti proses peningkatan <i>recovery rate</i> dari <i>reservoir</i> melalui injeksi zat kimia.
“ <i>Electrical Submersible Pump</i> ” 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.
“ICP”	Berarti singkatan dari <i>Indonesian Crude Price</i> , 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.
“MW”	Berarti singkatan dari megawatt atau 1 (satu) juta watt, yaitu suatu satuan tenaga listrik.
“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.
“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.
“Rig”	Berarti perangkat pemboran yang terdiri dari menara dan perlengkapannya, yang dapat dipindah-pindahkan sesuai dengan lokasi pemboran.
“HSE”	Berarti singkatan dari <i>Health Safety and Environment</i> .
“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:

“AMG”	Berarti singkatan PT Api Metra Graha.
“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.
“BJI”	Berarti singkatan dari PT Bio Jatropha Indonesia.
“BP Migas”	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 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.
“Chubu”	Berarti singkatan dari Chubu Electric Power Co. Inc.
“DEB”	Berarti singkatan dari PT Dalle Energy Batam.
“DBS”	Berarti PT Bank DBS Indonesia.
“DTR”	Berarti singkatan dari PT Duta Tambang Rekayasa.
“ELB”	Berarti singkatan dari PT Energi Listrik Batam.
“EPE”	Berarti singkatan dari PT Energi Prima Elektrika.
“ESDM”	Berarti singkatan dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
“EPI”	Berarti singkatan dari PT Exspan Petrogas Intranusa.
“LIA”	Berarti Libyan Investment Authority.
“MEB”	Berarti singkatan dari PT Mitra Energi Batam.
“MCG”	Berarti singkatan dari PT Medco Cahaya Geothermal.
“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.
“MEGS”	Berarti singkatan dari PT Mitra Energi Gas Sumatera.
“MEMI”	Berarti singkatan dari PT Medco Energi Mining Internasional.
“MEPI”	Berarti singkatan dari PT Medco E&P Indonesia.
“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.
“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, 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.

## 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 Menkumham 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.

Perubahan anggaran dasar Perseroan terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta Pernyataan Keputusan Rapat No. 51 tanggal 21 Februari 2018 yang dibuat di hadapan Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn., Notaris di Jakarta, akta mana telah diberitahukan kepada Menkumham sebagaimana ternyata dalam Surat Penerimaan Pemberitahuan Perubahan Anggaran Dasar No. AHU-AH.01.03-0080040 tanggal 23 Februari 2018 dan telah didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham dibawah No. AHU-0026074.AH.01.11.Tahun 2018 tanggal 23 Februari 2018 (“Akta No. 51/2018”). Berdasarkan Akta No. 51/2018, Dewan Komisaris Perseroan telah menyatakan (a) realisasi jumlah saham yang telah dikeluarkan dalam Penawaran Umum Terbatas II Medco Energi Internasional Tahun 2017 adalah sebesar 4.399.117.667 saham, sehingga modal ditempatkan dan modal disetor Perseroan meningkat dari sebelumnya 13.329.805.800 menjadi sebesar 17.728.923.467 saham, dan (b) perubahan ketentuan Pasal 4 ayat ayat (2) 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 baru; (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; (viii) AMG untuk unit usaha penyewaan gedung; dan (ix) AMNT untuk unit jasa 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.

### Keunggulan Kompetitif

Dalam mengupayakan pencapaian tujuan-tujuan bisnisnya, Perseroan memiliki 8 (delapan) faktor kekuatan utama yang memberikan keunggulan kompetitif dibandingkan dengan pesaingnya, yaitu:

- Perusahaan eksplorasi dan produksi regional yang terdepan;
- Arus kas yang stabil dari perjanjian penjualan gas jangka panjang dengan basis pelanggan unggulan;
- Struktur biaya yang kompetitif dan produsen eksplorasi dan produksi berbiaya rendah;
- Rekam jejak yang mapan dalam melaksanakan, mengintegrasikan dan mengoperasikan proyek yang kompleks;
- Platform yang kuat sebagai developer proyek pembangkit listrik dengan sumber daya energi terbarukan;
- Portofolio investasi terkait sumber daya alam yang terdiversifikasi;
- Posisi yang tepat untuk memanfaatkan prospek pertumbuhan pasar gas dan listrik yang cerah di Indonesia;
- Tim manajemen yang berpengalaman dengan rekam jejak kesuksesan eksplorasi dan pengembangan.

### Strategi Usaha

Perseroan berencana melanjutkan pengembangan operasinya melalui kegiatan usaha utama Perseroan di bidang produksi dan eksplorasi minyak dan gas bumi, pembangkit listrik dan pertambangan. Berikut ini adalah strategi utama Perseroan untuk mencapai tujuan tersebut:

- Fokus berkesinambungan pada kegiatan usaha utama, yaitu eksplorasi dan produksi minyak dan gas dengan memonetisasi penemuan yang ada;
- Menggantikan dan menambah cadangan melalui eksplorasi dan pengembangan rendah risiko secara selektif;
- Tetap menjaga struktur biaya yang kompetitif;
- Menjaga fleksibilitas keuangan dengan struktur modal yang kuat serta disiplin keuangan yang tinggi;
- Melanjutkan pengembangan usaha pembangkit listrik dan energi terbarukan serta pertambangan Perseroan;
- Melanjutkan pengembangan kemitraan strategis;
- Memelihara standar tata kelola perusahaan yang tinggi;
- Memelihara dukungan dari masyarakat setempat.

## 3. STRUKTUR PERMODALAN DAN SUSUNAN PEMEGANG SAHAM PERSEROAN

Berdasarkan 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") dan Akta No. 51/2018 serta susunan pemegang saham Perseroan berdasarkan Daftar Pemegang Saham per 7 September 2018 yang dikeluarkan oleh BAE, susunan pemegang saham Perseroan adalah sebagai berikut:



Uraian dan Keterangan	Nilai Nominal Rp25,- per saham		(%)
	Jumlah Saham	Jumlah Nominal (Rp)	
<b>Modal Dasar</b>	<b>38.000.000.000</b>	<b>950.000.000.000</b>	
Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh			
PT Medco Daya Abadi Lestari	8.959.891.262	223.997.281.550	50,35
Diamond Bridge Pte. Ltd.	3.830.690.801	95.767.270.025	21,53
PT Medco Duta	33.244.500	831.112.500	0,19
PT Multifabrindo Gemilang	8.000.000	200.000.000	0,04
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)	4.895.279.290	122.381.982.250	27,51
	<b>17.727.105.853</b>	<b>443.177.646.325</b>	<b>99,62</b>
Saham Treasuri	67.201.240	1.681.031.000	0,38
<b>Jumlah Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh</b>	<b>17.794.307.093</b>	<b>444.857.677.325</b>	<b>100,00</b>
<b>Saham dalam Portepel</b>	<b>20.205.692.907</b>	<b>505.142.322.675</b>	

#### 4. Ikhtisar Data Keuangan Penting

Ikhtisar data keuangan penting Perseroan pada tanggal 30 Juni 2018 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, diambil dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak yang tidak diaudit, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini. Ikhtisar data keuangan penting Perseroan pada tanggal 30 Juni 2017 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut dan 31 Desember 2017 dan 2016 serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, diambil dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak yang telah diaudit untuk periode-periode tersebut, yang laporannya tidak tercantum dalam Informasi Tambahan ini.

Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 30 Juni 2018 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal tersebut tidak diaudit, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang laporannya tertanggal 31 Juli 2018.

Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 30 Juni 2017 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal tersebut, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini, telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja (anggota dari Ernst & Young Global Limited), akuntan publik independen, berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Publik Indonesia (IAPI), dengan pendapat wajar tanpa modifikasi, yang laporannya tanggal 29 September 2017. Laporan Akuntan Publik tersebut ditandatangani oleh Susanti.

Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini, telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja (anggota dari Ernst & Young Global Limited), akuntan publik independen, berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Publik Indonesia (IAPI), dengan pendapat wajar tanpa modifikasi, yang laporannya tanggal 6 April 2018. Laporan Akuntan Publik tersebut ditandatangani oleh Indrajuwana Komala Widjaja.

#### Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian

(dalam USD)

Uraian	30 Juni	31 Desember	
	2018	2017	2016
<b>ASET</b>			
Jumlah Aset Lancar	1.714.999.447	1.975.050.108	1.134.260.785
Jumlah Aset Tidak Lancar	3.390.239.939	3.185.735.749	2.462.869.818
<b>JUMLAH ASET</b>	<b>5.105.239.386</b>	<b>5.160.785.857</b>	<b>3.597.130.603</b>
<b>LIABILITAS DAN EKUITAS</b>			
<b>LIABILITAS</b>			
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	1.020.343.243	1.293.641.095	860.560.282
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	2.634.301.576	2.464.472.714	1.846.061.465
<b>Jumlah Liabilitas</b>	<b>3.654.644.819</b>	<b>3.758.113.809</b>	<b>2.706.621.747</b>
<b>Jumlah Ekuitas</b>	<b>1.450.594.567</b>	<b>1.402.672.048</b>	<b>890.508.856</b>
<b>JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS</b>	<b>5.105.239.386</b>	<b>5.160.785.857</b>	<b>3.597.130.603</b>

## Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian

(dalam USD)

Uraian	30 Juni		31 Desember	
	2018	2017	2017	2016
<b>JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA</b>	<b>578.581.759</b>	<b>406.411.116</b>	<b>925.642.880</b>	<b>590.036.982</b>
<b>LABA KOTOR</b>	<b>319.809.697</b>	<b>198.458.197</b>	<b>420.734.170</b>	<b>249.345.978</b>
<b>LABA SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>147.249.250</b>	<b>148.347.346</b>	<b>295.482.625</b>	<b>295.072.219</b>
<b>LABA PERIODE BERJALAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>51.072.796</b>	<b>87.686.400</b>	<b>155.649.186</b>	<b>231.786.991</b>
<b>LABA (RUGI) SETELAH BEBAN PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DIHENTIKAN</b>	116.973	(4.373.050)	(23.840.413)	(44.738.012)
<b>LABA TAHUN/PERIODE BERJALAN</b>	<b>51.189.769</b>	<b>83.313.350</b>	<b>131.808.773</b>	<b>187.048.979</b>
<b>JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN/PERIODE BERJALAN</b>	<b>44.723.270</b>	<b>74.892.819</b>	<b>189.647.553</b>	<b>194.960.914</b>

### Rasio

Uraian	30 Juni	31 Desember	
	2018	2017	2016
Rasio lancar(1)(A)	1,68x	1,53x	1,32x
Rasio liabilitas terhadap ekuitas ( <i>debt to equity</i> )(2)(A)	1,83x	1,85x	2,17x
Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas ( <i>net debt to equity ratio</i> )(3)	1,59x	1,50x	1,99x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas	2,52x	2,68x	3,04x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah aset	0,72x	0,73x	0,75x
Rasio imbal hasil atas aset(4)	1,00%	1,61%	5,20%
Rasio imbal hasil atas ekuitas(5)	3,53%	5,94%	21,00%
Rasio aset minyak dan gas bumi - bersih terhadap jumlah aset	0,23x	0,21x	0,26x
Rasio penjualan(6) terhadap jumlah aset	0,11x	0,08x	0,16x
Rasio modal kerja bersih(7) terhadap penjualan(6)	1,20x	1,68x	0,46x
Rasio pertumbuhan penjualan(8) terhadap pertumbuhan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha(9)	-0,74x	-0,65x	-0,08x
Rasio jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha terhadap laba bersih(10)	1,31x	1,80x	0,11x
Rasio EBITDA(11) terhadap beban keuangan(12)(A)	3,48x	4,47x	2,91x

#### Catatan:

- (1) Rasio lancar dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (2) 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, pinjaman dari instansi keuangan non-bank, wesel jangka menengah, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi Dolar Singapura) dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (3) 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, pinjaman dari instansi keuangan non-bank dan setara kas, dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan).
- (4) Rasio imbal hasil atas aset dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba (rugi) tahun/periode berjalan untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan jumlah aset pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (5) Rasio imbal hasil atas ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba (rugi) tahun/periode berjalan untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan jumlah ekuitas pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (6) Penjualan juga mencakup pendapatan usaha lainnya.
- (7) Modal kerja bersih adalah aset lancar dikurangi liabilitas jangka pendek masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (8) Pertumbuhan penjualan dihitung dengan cara membandingkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk tahun sebelumnya.
- (9) Pertumbuhan kas yang diperoleh dari operasi dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk tahun sebelumnya.
- (10) Laba bersih merupakan laba (rugi) tahun/periode berjalan.
- (11) EBITDA adalah laba kotor dikurangi beban administrasi dan penjualan dengan mengecualikan beban depresiasi.
- (12) 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 Juni 2018, Perseroan telah memenuhi rasio lancar (minimum 1,25x); rasio liabilitas terhadap ekuitas (maksimum 3x); dan rasio EBITDA terhadap beban keuangan bersih (minimum 1x).

## 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 Utama Yang Mempunyai Pengaruh Signifikan Terhadap Kelangsungan Usaha Perseroan**  
Perseroan tergantung pada kemampuan untuk memproduksi, mengembangkan atau menggantikan cadangan yang telah ada serta menemukan cadangan baru bagi kegiatan usaha Perseroan.
- **Risiko Usaha Yang Berhubungan Dengan Kegiatan Usaha Perseroan**
  - A. Data cadangan dan sumber daya Perseroan merupakan estimasi semata, sehingga produksi, pendapatan dan pengeluaran aktual yang dapat dicapai Perseroan sehubungan dengan cadangan dan sumber daya Perseroan dapat berbeda dari estimasi tersebut;
  - B. Kegiatan operasi Perseroan memiliki risiko operasional yang signifikan;
  - C. Perseroan menggunakan data seismik 2D dan 3D yang bergantung pada interpretasi dan mungkin tidak dapat mengidentifikasi keberadaan minyak dan gas secara akurat;
  - D. Perseroan melakukan akuisisi proyek dalam tahap pengembangan atau mungkin melakukan ekspansi di bidang usaha atau wilayah baru yang melibatkan risiko teknis, konstruksi dan pembiayaan;
  - E. Kenaikan tingkat suku bunga dapat menimbulkan dampak material terhadap kondisi keuangan Perseroan;
  - F. Fluktuasi nilai tukar Rupiah terhadap mata uang asing dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kinerja operasional Perseroan;
  - G. Keterbatasan infrastruktur distribusi dan transmisi gas membatasi pasar untuk penjualan gas alam Perseroan;
  - H. Kegiatan usaha Perseroan sangat bergantung kepada peraturan dan otoritas pemerintah;
  - I. Kepentingan pemegang saham pengendali Perseroan dan mitra usaha patungan mungkin berbeda dengan kepentingan Perseroan;
  - J. Perseroan dapat mengalami kerugian yang tidak dicakup dalam pertanggungan asuransi atau mengalami kerugian yang nilainya melebihi nilai pertanggungan asuransi Perseroan;
  - K. Biaya restorasi, penutupan dan pembongkaran tambang, pipa dan fasilitas lain serta kewajiban terkait lingkungan hidup mungkin melebihi provisi yang telah dibentuk Perseroan;
  - L. Dari waktu ke waktu, Perseroan mungkin terlibat dalam perkara hukum, perkara regulatif dan perkara lainnya yang timbul dari operasi Perseroan, dan Perseroan mungkin harus mengeluarkan biaya yang substansial sehubungan dengan perkara-perkara tersebut.
- **Risiko Umum Yang Berhubungan Dengan Industri Perseroan**
  - A. Gejolak harga minyak mentah dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan;
  - B. Penurunan harga emas atau tembaga yang substansial atau berlarut-larut dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap AMNT;
  - C. Industri pertambangan menghadapi tantangan geoteknik yang terus-menerus;
  - D. Perseroan beroperasi di dalam industri yang kompetitif.
- **Risiko Umum Yang Berhubungan Dengan Negara-Negara Tempat Perseroan Beroperasi**
  - A. Peraturan yang semakin ketat dari pemerintah dan badan pemerintah mungkin menyebabkan kenaikan biaya kepatuhan hukum dan membatasi akses Perseroan terhadap aset eksplorasi baru;
  - B. Berbagai tantangan ekonomi regional atau global dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap ekonomi Indonesia dan kegiatan usaha Perseroan;
  - C. Perseroan mungkin mengalami dampak perubahan peraturan pajak;
  - D. Peraturan perundang-undangan tenaga kerja di Indonesia atau negara-negara lainnya tempat Perseroan beroperasi dan aksi unjuk rasa buruh dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kinerja operasional Perseroan.

## 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.

## 6. RENCANA PENGGUNAAN DANA

Perseroan merencanakan untuk menggunakan seluruh penerimaan hasil Penawaran Terbatas MTN VI Medco Tahun 2018 setelah dikurangi dengan biaya-biaya emisi adalah untuk pelunasan MTN Perseroan (*refinancing*) yang akan jatuh tempo.

## 7. KETERANGAN TENTANG MTN YANG AKAN DITERBITKAN

Nama MTN : MTN VI Medco Tahun 2018

Jumlah Pokok MTN : Sebanyak-banyaknya USD70.000.000 (tujuh puluh juta dolar Amerika Serikat)

Jangka Waktu : 3 (tiga) tahun sejak Tanggal Penerbitan

Harga Penawaran : 100% dari nilai MTN.

Tingkat Bunga MTN : 5,75% (lima koma tujuh lima persen) per tahun

Tingkat Bunga MTN tersebut merupakan persentase per tahun dari nilai nominal yang dihitung berdasarkan jumlah Hari Kalender yang lewat dengan perhitungan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) hari dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) hari.

Bunga dibayarkan setiap triwulan terhitung sejak Tanggal Penerbitan pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN. Pembayaran Bunga MTN pertama akan dilakukan pada tanggal 5 Januari 2019, sedangkan pembayaran Bunga MTN terakhir akan dilakukan bersamaan dengan pelunasan Pokok MTN.

Satuan Pemindahbukuan : USD1 (satu dolar Amerika Serikat) atau kelipatannya.

Jumlah Minimum Pemesanan : USD500 (lima ratus dolar Amerika Serikat) dan/atau kelipatannya.

Penggunaan Dana : Perseroan merencanakan untuk menggunakan seluruh penerimaan hasil Penawaran Terbatas MTN VI Medco Tahun 2018 untuk pembayaran sebagian utang Perseroan (*refinancing*).

Pembelian Kembali : Penerbit dari waktu ke waktu dapat melakukan pembelian kembali (*buy back*) 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 dan pelaksanaan pembelian kembali tersebut tidak dapat mengakibatkan Penerbit lalai untuk memenuhi ketentuan - ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan. Perseroan mempunyai hak untuk memberlakukan pembelian kembali MTN untuk disimpan yang dapat dijual kembali sebagian atau sebagai pelunasan Pokok MTN dengan harga yang disepakati dengan Pemegang MTN. Keterangan mengenai Pembelian Kembali dapat dilihat pada Bab VI 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 Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.

# I. KETERANGAN TENTANG PERSEROAN

## 1.1 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 Menkumham 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.

Perubahan anggaran dasar Perseroan terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta No. 51/2018. Berdasarkan Akta No. 51/2018, Dewan Komisaris Perseroan telah menyatakan (a) realisasi jumlah saham yang telah dikeluarkan dalam Penawaran Umum Terbatas II Medco Energi Internasional Tahun 2017 adalah sebesar 4.399.117.667 saham, sehingga modal ditempatkan dan modal disetor Perseroan meningkat dari sebelumnya 13.329.805.800 menjadi sebesar 17.728.923.467 saham, dan (b) perubahan ketentuan Pasal 4 ayat (2) 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 baru; (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; dan (ix) AMNT untuk unit jasa 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.

## 1.2 Kepemilikan Saham dan Struktur Permodalan Terakhir

Berdasarkan Akta No. 95/2015 dan Akta No. 51/2018 serta susunan pemegang saham Perseroan berdasarkan Daftar Pemegang Saham per 7 September 2018 yang dikeluarkan oleh BAE, susunan pemegang saham Perseroan adalah sebagai berikut:

Uraian dan Keterangan	Nilai Nominal Rp25,- per saham		(%)
	Jumlah Saham	Jumlah Nominal (Rp)	
<b>Modal Dasar</b>	<b>38.000.000.000</b>	<b>950.000.000.000</b>	
Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh			
PT Medco Daya Abadi Lestari	8.959.891.262	223.997.281.550	50,35
Diamond Bridge Pte. Ltd.	3.830.690.801	95.767.270.025	21,53
PT Medco Duta	33.244.500	831.112.500	0,19
PT Multifabrindo Gemilang	8.000.000	200.000.000	0,04
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)	4.895.279.290	122.381.982.250	27,51
	<b>17.727.039.493</b>	<b>443.177.646.325</b>	<b>99,62</b>
Saham Treasuri	67.201.240	1.681.031.000	0,38
<b>Jumlah Modal Ditempatkan dan Disetor Penuh</b>	<b>17.794.307.093</b>	<b>444.857.677.325</b>	<b>100,00</b>
<b>Saham dalam Portepel</b>	<b>20.205.692.907</b>	<b>505.142.322.675</b>	

### 1.3 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 dan CEO	: 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 Terdaftar.

Berikut adalah keterangan singkat dari masing-masing anggota Dewan Komisaris dan Direksi:

#### 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.



##### **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.



### **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.



### **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) (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.



### **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 di PT Medco Agro, PT Multi Fabrinco Gemilang, PT Medco Intidynamika 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.

## **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 Intidynamika 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.



**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 dan 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.



**Anthony Robert Mathias**

*Direktur Independen*

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 Conoco Phillips, 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.



**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.

## 1.4 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

	31 Desember		30 Juni
	2016	2017	2018
<b>Perseroan</b>			
Sarjana (S1/S2/S3)	71	87	83
Sarjana Muda (D3)	7	7	7
SMU dan sederajat	2	3	2
<b>Entitas Anak</b>			
Sarjana (S1/S2/S3)	1.343	1666	1.697
Sarjana Muda (D3)	479	471	474
SMU dan sederajat	1.180	849	879
<b>Jumlah</b>	<b>3.082</b>	<b>3.083</b>	<b>3.142</b>

\* Catatan: Data ini tidak termasuk karyawan yang ditempatkan di proyek luar negeri

- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut jenjang manajemen

	31 Desember		30 Juni
	2016	2017	2018
<b>Perseroan</b>			
Direktur	5	2	1
Eksekutif senior	9	9	9
Manajer	7	19	17
Pelaksana	59	67	65
<b>Entitas Anak</b>			
Direktur	7	15	18
Eksekutif senior	37	39	44
Manajer	175	201	204
Pelaksana	2.783	2731	2849
<b>Jumlah</b>	<b>3.082</b>	<b>3.083</b>	<b>3.142</b>

\* Catatan: Data ini tidak termasuk karyawan yang ditempatkan di proyek luar negeri

- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut jenjang usia

	31 Desember		30 Juni
	2016	2017	2018
<b>Perseroan</b>			
≥ 50 tahun	12	10	12
40-49 tahun	27	42	42
30-39 tahun	41	40	33
≤ 29 tahun	-	5	5
<b>Entitas Anak</b>			
≥ 50 tahun	315	344	384
40-49 tahun	846	939	1.022
30-39 tahun	1.546	1.183	1.149
≤ 29 tahun	295	520	495
<b>Jumlah</b>	<b>3.082</b>	<b>3.083</b>	<b>3.142</b>

\* Catatan: Data ini tidak termasuk karyawan yang ditempatkan di proyek luar negeri



- Komposisi karyawan Perseroan dan Entitas Anak menurut status pegawai

	31 Desember		30 Juni
	2016	2017	2018
<b>Perseroan</b>			
Tetap	77	95	89
Kontrak	3	2	3
<b>Entitas Anak</b>			
Tetap	1.881	2.226	2.324
Kontrak	1.121	760	726
<b>Jumlah</b>	<b>3.082</b>	<b>3.083</b>	<b>3.142</b>

\* Catatan: Data ini tidak termasuk karyawan yang ditempatkan di proyek luar negeri

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

- 26 orang geologis (ilmuwan yang mempelajari struktur fisik serta pembentukan bumi dan planet-planet di dalam tata surya);
- 15 orang *geophysicists* (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);
- 29 orang *reservoir engineering* (ilmuwan yang mempelajari bagaimana cara merancang pengekstrakan minyak atau gas di bawah permukaan (*reservoir*) dengan cara paling optimal menggunakan teknologi dan metode yang dipakai saat ini);
- 3 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).

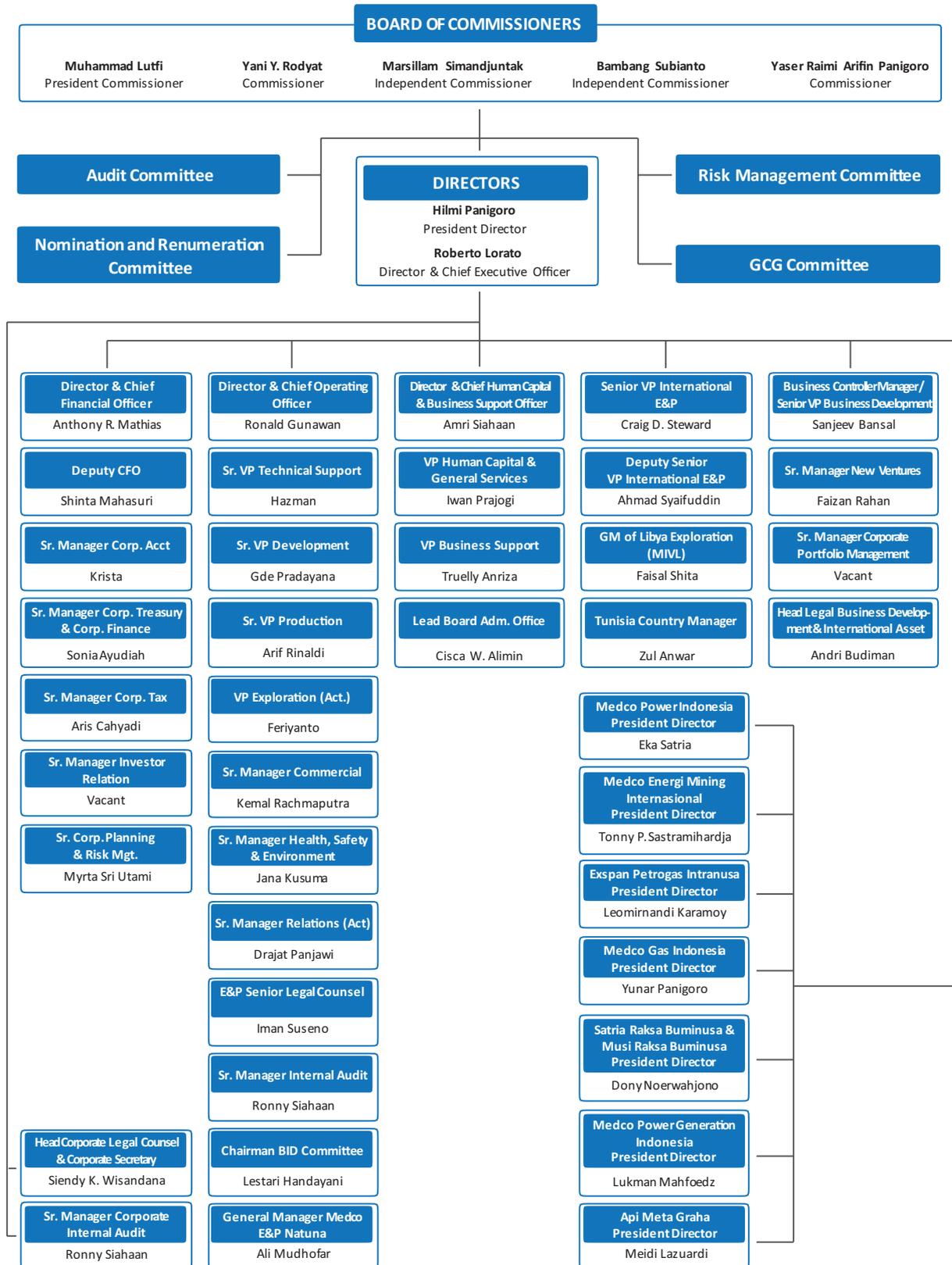
Catatan:

Jumlah karyawan Perseroan dan Entitas Anak dengan keahlian khusus tersebut belum termasuk karyawan dalam jabatan manajer dan *Chief G&G*, namun telah memasukan karyawan permanen dan pihak ketiga.

Pada tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, Perseroan dan Entitas Anak di Indonesia mempekerjakan 6 (enam) orang warga negara asing, dengan perincian sebagai berikut:

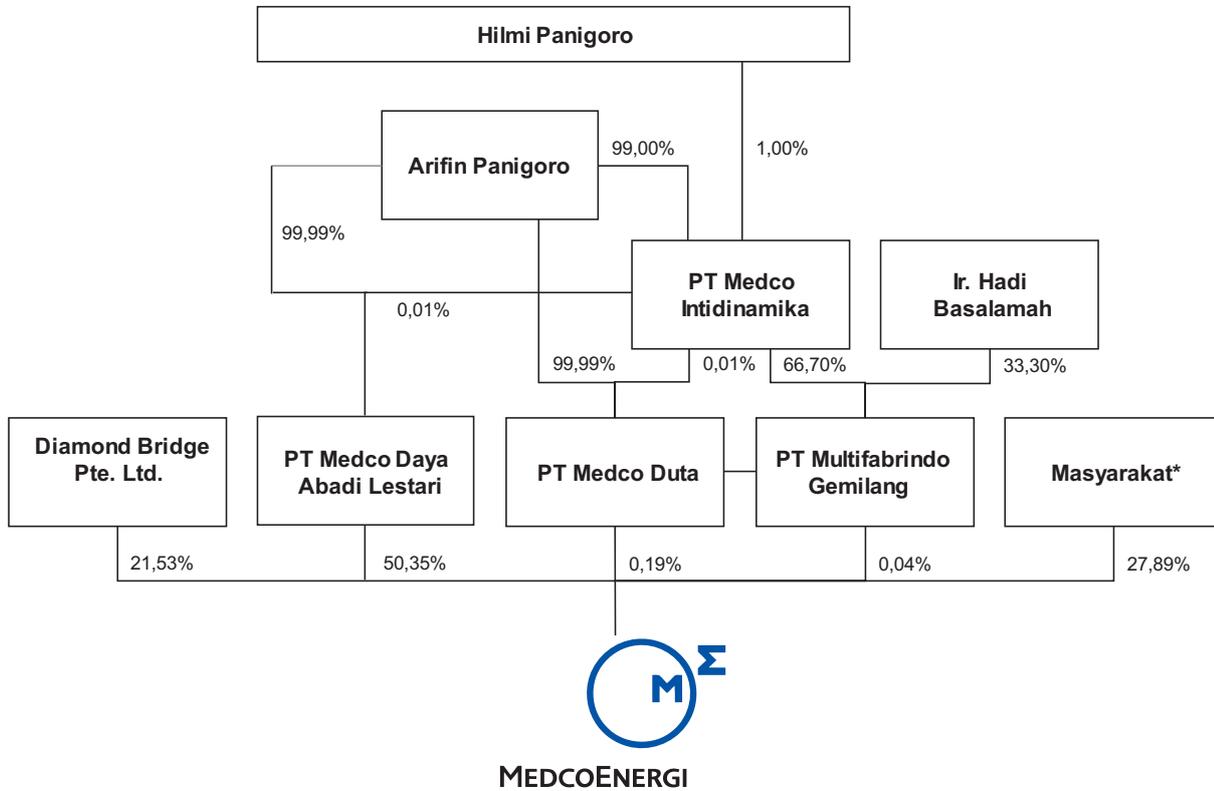
No.	Nama	Warga Negara	Posisi	Nomor izin dan masa berlaku
<b>Perseroan</b>				
1	Mathias Anthony Robert	Inggris	<i>Marketing Director</i>	Kep.79914/MEN/P/IMTA/2017 tanggal 18 Oktober 2017 Berlaku sampai dengan 10 November 2018
2	Roberto Lorato	Italia	<i>Director</i>	Kep.79942/MEN/P/IMTA/2017 tanggal 18 Oktober 2017 Berlaku sampai dengan 8 November 2018
3	Faizan Abdul Rahan	Malaysia	<i>Marketing Advisor</i>	KEP.062868/MEN/P/IMTA/2018 tanggal 27 Juli 2018 Berlaku sampai dengan 31 Agustus 2019
<b>MEPI</b>				
4	Kandasamy Moorthy	India	<i>Senior Project Manager of Block A</i>	KEP.047178/MEN/B/IMTA/2018 tanggal 04 Juni 2018 Berlaku sampai dengan tanggal 10 Juli 2019
<b>MNI</b>				
5	Craig Douglas Stewart	Canada	<i>Director</i>	KEP.077074/MEN/B/IMTA/2018 tanggal 03 September 2018 Berlaku sampai dengan tanggal 31 Agustus 2019
6	Sanjeev Bansal	India	<i>Marketing Director</i>	KEP.039091/MEN/P/IMTA/2018 tanggal 11 Mei 2018 Berlaku sampai dengan tanggal 01 September 2019

## 1.5 Struktur Organisasi Perseroan



## 1.6 Struktur Kepemilikan Perseroan, Entitas Anak dan Entitas Asosiasi

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



Catatan:

\* Masyarakat dengan kepemilikan di bawah 5% termasuk saham treasuri sebanyak 67.201.240 saham





## 1.8 Keterangan tentang 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 Efektif 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>(1)</sup>	operasi	29 Desember 1997
5.	PT Medco E&P Rimau	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	19 Desember 2000
6.	PT Medco E&P Lematang	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	18 Oktober 2002
7.	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	Indonesia	100,00 <sup>(4)</sup>	operasi	29 Februari 2000
8.	PT Medco E&P Bengara	Indonesia	95,00 <sup>(5)</sup>	operasi	12 Desember 2001
9.	PT Medco CBM Pendopo	Indonesia	100,00 <sup>(6)</sup>	operasi	16 Desember 2008
10.	Lematang E&P Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(7)</sup>	operasi	2 Mei 2008
11.	Medco E&P Natuna Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(8)</sup>	operasi	17 November 2016
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri</b>					
12.	Medco Strait Services Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(9)</sup>	operasi	24 November 2005
13.	Medco Energi Global Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(10)</sup>	operasi	5 Mei 2006
14.	Medco LLC	Oman	68,00 <sup>(11)</sup>	operasi	20 Maret 2006
15.	Medco Energi US LLC	Amerika Serikat	100,00 <sup>(12)</sup>	operasi	18 Juni 2004
16.	Medco International Ventures Ltd	Malaysia	100,00 <sup>(13)</sup>	operasi	16 Juli 2001
17.	Medco Singapore Operation Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(8)</sup>	operasi	17 November 2016
18.	Medco South China Sea Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(10)</sup>	operasi	30 Agustus 2016
19.	Medco Natuna Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(10)</sup>	operasi	18 April 2016
20.	Medco International Enterprise Ltd.	Malaysia	100,00 <sup>(13)</sup>	operasi	25 September 2002
21.	Medco South Sokang BV	Belanda	100,00 <sup>(14)</sup>	operasi	13 Desember 2010
22.	Medco Lematang BV	Belanda	100,00 <sup>(14)</sup>	operasi	12 Oktober 2006
23.	Medco Indonesia Holding BV	Belanda	100,00 <sup>(9)</sup>	operasi	28 April 2016
24.	Far East Energy Trading Pte Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(13)</sup>	operasi	22 Maret 2016
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					
25.	PT Exspan Petrogas Intranusa	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	7 Oktober 1997
26.	PT Satria Raksa Bumi Inusa	Indonesia	100,00 <sup>(15)</sup>	operasi	28 April 2004
27.	PT Medco Gas Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	1 Agustus 2006
28.	PT Mitra Energi Gas Sumatera	Indonesia	99,90 <sup>(31)</sup>	operasi	10 Desember 2008
29.	PT Meta Adhya Tirta Umbulan	Indonesia	70,00 <sup>(32)</sup>	operasi	27 April 2016
<b>Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)</b>					
30.	PT Medco LNG Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(1)</sup>	operasi	29 Mei 2007
<b>Pertambangan Batu Bara</b>					
31.	PT Duta Tambang Rekayasa	Indonesia	100,00 <sup>(33)</sup>	operasi	5 Juni 2009
32.	PT Duta Tambang Sumber Alam	Indonesia	100,00 <sup>(33)</sup>	operasi	5 Juni 2009
<b>Perdagangan</b>					
33.	PT Medco Niaga Internasional	Indonesia	100,00 <sup>(2)</sup>	operasi	24 Maret 2006
34.	Petroleum Exploration & Production International Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(10)</sup>	operasi	2 Mei 2008
<b>Properti</b>					
35.	PT Api Metra Graha	Indonesia	100,00 <sup>(16)</sup>	operasi	14 Februari 2013
<b>Tenaga Listrik</b>					
36.	PT Medco Power Indonesia	Indonesia	88,62 <sup>(17)</sup>	operasi	28 Januari 2004
37.	PT TJB Power Services	Indonesia	80,01 <sup>(18)</sup>	operasi	13 April 2006
38.	PT Dalle Energy Batam	Indonesia	70,89 <sup>(19)</sup>	operasi	22 Juni 2005

No.	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Efektif Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
39.	PT Mitra Energi Batam	Indonesia	56,71 <sup>(20)</sup>	operasi	17 November 2003
40.	PT Multidaya Prima Elektrindo	Indonesia	75,33 <sup>(21)</sup>	operasi	29 Juli 2010
41.	PT Universal Batam Energy	Indonesia	62,03 <sup>(22)</sup>	operasi	18 Februari 2010
42.	PT Energi Listrik Batam	Indonesia	62,03 <sup>(23)</sup>	operasi	7 Maret 2012
43.	PT Bio Jatropa Indonesia	Indonesia	61,97 <sup>(24)</sup>	operasi	12 September 2011
44.	PT Medco Cahaya Geothermal	Indonesia	88,62 <sup>(25)</sup>	operasi	16 Juni 2003
45.	PT Medco Geothermal Sarulla	Indonesia	88,62 <sup>(29)</sup>	operasi	29 Desember 2006
46.	PT Energi Prima ElektriKa	Indonesia	81,97 <sup>(27)</sup>	operasi	7 Juli 2011
47.	PT Pembangunan Pusaka Parahiangan	Indonesia	88,61 <sup>(26)</sup>	operasi	12 Desember 2012
48.	PT Sangsaka Hidro Barat	Indonesia	88,61 <sup>(30)</sup>	operasi	26 Juli 2010
<b>Jasa Pengamanan dan Penyelamatan</b>					
49.	PT Musi Raksa Buminusa	Indonesia	99,99 <sup>(28)</sup>	operasi	28 April 2004

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 99,95%, sisanya 0,05% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (5) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 95%;
- (6) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Energi CBM Indonesia sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (7) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Petroleum Exploration & Production International Ltd. sebesar 100%;
- (8) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Natuna Pte. Ltd sebesar 100%;
- (9) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (10) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (11) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco International Enterprises Ltd. sebesar 68%;
- (12) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi US Inc. sebesar 100%;
- (13) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Energi Global Pte. Ltd. sebesar 100%;
- (14) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Indonesia Holding BV sebesar 100%;
- (15) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Sarana Balaraja sebesar 99,95%, sisanya 0,05% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (16) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,32%, sisanya 0,68% melalui PT Medco Energi Nusantara.
- (17) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 49%, serta kepemilikan secara tidak langsung sebesar 39,62% melalui PT Medco Power Internasional;
- (18) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco General Power Services sebesar 80,01%;
- (19) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 70,87%;
- (20) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 8,86%, dan melalui PT Medco Energi Menamas sebesar 47,85%;
- (21) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 75,33%;
- (22) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 62,03%;
- (23) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Universal Batam Energy sebesar 62,03%;
- (24) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 61,97%;
- (25) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 45,20% dan PT Medco Geothermal Indonesia sebesar 43,42 %;
- (26) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 88,61%;
- (27) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 81,97%;
- (28) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Sarana Balaraja sebesar 99,96%, sisanya 0,4% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (29) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Yemen Holding Ltd. sebesar 100%;
- (30) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Hidro Indonesia sebesar 99,89% dan PT Dalle Panaran sebesar 0,099%;
- (31) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Gas Indonesia sebesar 99,99%;
- (32) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Gas Indonesia sebesar 70,00%;
- (33) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Energi Mining Internasional sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara.

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 Efektif Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
<b>Tenaga Listrik</b>					
1.	PT Medco Geopower Sarulla	Indonesia	45,19 <sup>(1)</sup>	operasi	30 Maret 2007
2.	PT Medco Ratch Power Riau	Indonesia	45,20 <sup>(1)</sup>	operasi	24 Maret 2017
<b>Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)</b>					
3.	PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	11,10 <sup>(2)</sup>	operasi	28 Desember 2007
4.	PT Perta Kalimantan Gas	Indonesia	30,00 <sup>(4)</sup>	operasi	7 Juni 2010
<b>Pertambangan Emas dan Tembaga</b>					
5.	PT Amman Mineral Nusa Tenggara	Indonesia	32,34 <sup>(3)</sup>	operasi	2 November 2016

Catatan:

- (1) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 45,19%;  
 (2) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco LNG Indonesia sebesar 11,1%;  
 (3) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Internasional sebesar 32,34%;  
 (4) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Gas Indonesia 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 Efektif Perseroan (%)	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
12.	PT Medco CBM Sekayu	Indonesia	100,00 <sup>(43)</sup>	tidak operasi	22 Juli 2005
13.	PT Medco CBM Lematang	Indonesia	100,00 <sup>(43)</sup>	tidak operasi	16 Juni 2003
14.	PT Medco Energi Natuna	Indonesia	100,00 <sup>(44)</sup>	tidak operasi	4 Januari 2012
<b>Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri</b>					
15.	Medco Yemen Holding Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	16 Januari 2007
16.	Medco Asia Pacific Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	27 Februari 2007
17.	Medco Energi (BVI) Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	27 Februari 2007
18.	Medco Energi USA Inc	Amerika Serikat	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	18 Juni 2004
19.	Medco Simenggaris Pty. Ltd.	Australia	100,00 <sup>(5)</sup>	tidak operasi	25 Januari 2000
20.	Medco International Services Pte. Ltd.	Singapura	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	5 Juli 2006
21.	Medco Petroleum Management LLC	Amerika Serikat	100,00 <sup>(11)</sup>	tidak operasi	18 Juni 2004
22.	Medco International Petroleum Ltd.	Labuan	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	10 Februari 2006
23.	Medco Tunisia Petroleum Ltd.	British Virgin Islands	100,00 <sup>(9)</sup>	tidak operasi	2 Mei 2014
24.	Oil & Gas BV	Belanda	100,00 <sup>(45)</sup>	tidak operasi	12 Oktober 2006
25.	Novus Lematang Co.	Cayman Islands	100,00 <sup>(25)</sup>	tidak operasi	24 Juli 1996
<b>Produksi Kimia dan Industri Hilir</b>					
26.	PT Medco Downstream Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(12)</sup>	tidak operasi	28 Januari 2004
27.	PT Medco Service Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(13)</sup>	tidak operasi	7 September 2006
28.	PT Medco Methanol Bunyu	Indonesia	100,00 <sup>(12)</sup>	tidak operasi	29 Januari 1997

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Efektif Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
29.	PT Medco LPG Kaji	Indonesia	100,00 <sup>(12)</sup>	tidak operasi	31 Agustus 2001
30.	PT Medco Ethanol Lampung	Indonesia	100,00 <sup>(12)</sup>	tidak operasi	21 Februari 2005
<b>Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas</b>					
31.	PT Mahakam Raksa Buminusa	Indonesia	99,78 <sup>(14)</sup>	tidak operasi	28 April 2004
32.	PT Medco Geothermal Indonesia	Indonesia	88,61 <sup>(47)</sup>	tidak operasi	28 Januari 2004
<b>Pertambangan Batu Bara</b>					
33.	PT Medco Energi Mining Internasional	Indonesia	100,00 <sup>(15)</sup>	tidak operasi	21 Agustus 2000
<b>Tenaga Listrik</b>					
34.	PT Dalle Panaran	Indonesia	88,73 <sup>(17)</sup>	tidak operasi	22 Juni 2005
35.	PT Medco Power Sumatera	Indonesia	88,67 <sup>(18)</sup>	tidak operasi	26 Oktober 2005
36.	PT Indo Medco Power	Indonesia	88,60 <sup>(19)</sup>	tidak operasi	18 Oktober 2004
37.	PT Medco Energi Menamas	Indonesia	88,61 <sup>(20)</sup>	tidak operasi	27 Januari 2004
38.	Medco Power Venture Pte. Ltd.	Singapura	88,62 <sup>(21)</sup>	tidak operasi	19 Maret 2007
39.	Biofuel Power Pte. Ltd.	Singapura	70,89 <sup>(22)</sup>	tidak operasi	22 Juni 2006
40.	PT Muara Enim Multi Power	Indonesia	70,89 <sup>(22)</sup>	tidak operasi	5 Agustus 2008
41.	PT Medco Geothermal Nusantara	Indonesia	88,62 <sup>(23)</sup>	tidak operasi	30 Januari 2014
42.	PT Sangsaka Agro Lestari	Indonesia	62,03 <sup>(24)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
43.	PT Sangsaka Hidro Lestari	Indonesia	49,62 <sup>(25)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
44.	PT Sangsaka Hidro Selatan	Indonesia	61,96 <sup>(26)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
45.	PT Sangsaka Hidro Kasmar	Indonesia	61,40 <sup>(27)</sup>	tidak operasi	12 September 2011
46.	PT Sangsaka Hidro Cisereuh	Indonesia	61,96 <sup>(26)</sup>	tidak operasi	23 Desember 2011
47.	PT Sangsaka Hidro Patikala Lima	Indonesia	61,96 <sup>(26)</sup>	tidak operasi	23 Desember 2011
48.	PT Sangsaka Hidro Baliase	Indonesia	59,55 <sup>(28)</sup>	tidak operasi	23 Desember 2011
49.	PT Medco Hidro Indonesia	Indonesia	88,62 <sup>(21)</sup>	tidak operasi	14 Maret 2013
50.	PT Nawakara Energi Sumpur	Indonesia	70,88 <sup>(30)</sup>	tidak operasi	29 Januari 2014
51.	PT Medco Power Generation Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(31)</sup>	tidak operasi	14 November 2006
52.	PT Medco Java Power	Indonesia	100,00 <sup>(32)</sup>	tidak operasi	2 Desember 2015
53.	PT Medco Power Sentral Sumatera	Indonesia	88,61 <sup>(45)</sup>	tidak operasi	23 November 2016
54.	PT Medco General Power Services	Indonesia	88,53 <sup>(33)</sup>	tidak operasi	20 Oktober 2005
55.	PT Energi Sengkang	Indonesia	3,65 <sup>(34)</sup>	tidak operasi	2 Mei 2007
56.	PT Medcopower Servis Indonesia	Indonesia	88,61 <sup>(46)</sup>	tidak operasi	26 April 2018
57.	Sarulla Operation Ltd.	Cayman Island	37,25% <sup>(37)</sup>	tidak operasi	17 Januari 2008
<b>Perdagangan</b>					
58.	PT Medco Sarana Balaraja	Indonesia	100,00 <sup>(4)</sup>	tidak operasi	26 September 2002
59.	PT Medco Energi CBM Indonesia	Indonesia	100,00 <sup>(4)</sup>	tidak operasi	18 November 2008
60.	Medco Petroleum Services Ltd.	Cayman Island	100,00 <sup>(35)</sup>	tidak operasi	19 Januari 2012
61.	Fortico International Ltd.	Cayman Islands	100,00 <sup>(36)</sup>	tidak operasi	2 Mei 2008
62.	PT Amman Mineral Energi	Indonesia	39,34 <sup>(38)</sup>	tidak operasi	29 Agustus 2017
63.	PT Amman Mineral Industri	Indonesia	39,34 <sup>(38)</sup>	tidak operasi	28 Juli 2017
64.	PT Amman Mineral Integrasi	Indonesia	39,34 <sup>(50)</sup>	tidak operasi	28 Juli 2017
65.	PT Amman Mineral Internasional	Indonesia	39,35 <sup>(39)</sup>	tidak operasi	2 November 2016
66.	PT Medco Daya Sentosa	Indonesia	1 <sup>(40)</sup>	tidak operasi	31 Oktober 2016
<b>Entitas Investasi</b>					
67.	MEI Euro Finance Ltd.	Mauritius	100,00 <sup>(41)</sup>	tidak operasi	25 Januari 2002
68.	PT Medco Energi Nusantara	Indonesia	99,99 <sup>(42)</sup>	tidak operasi	28 Februari 2003
69.	PT Medco Power Internasional	Indonesia	77,68 <sup>(49)</sup>	tidak operasi	3 Oktober 2017

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 tidak langsung Perseroan melalui Energi USA Inc. sebesar 100%;
- (12) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;



- (13) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Downstream Indonesia sebesar 99,99%, sisanya 0,01% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (14) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Sarana Balaraja sebesar 99,8%
- (15) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,97%, sisanya 0,03% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (16) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,61%;
- (17) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 87,73%, sisanya 1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (18) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,27%, dan 0,4% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (19) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,60%;
- (20) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,61%;
- (21) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,62%;
- (22) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 70,89%
- (23) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,58%, sisanya sebesar 0,03% melalui PT Dalle Panaran;
- (24) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 62,03%;
- (25) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 49,52%;
- (26) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 61,96%;
- (27) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 61,40%;
- (28) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Sangsaka Hidro Kasmar sebesar 59,49, dan melalui PT Sangsaka Agro Lestari sebesar 0,06%;
- (29) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 88,61%;
- (30) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Hidro Indonesia sebesar 70,88%;
- (31) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (32) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Generation Indonesia sebesar 99,9%, sisanya 0,1% melalui PT Medco Energi Nusantara;
- (33) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 88,53%;
- (34) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia sebesar 3,65%;
- (35) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Strait Services Pte. Ltd sebesar 100%;
- (36) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Petroleum Exploration & Production International Ltd. sebesar 100%;
- (37) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 37,25%;
- (38) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Internasional sebesar 99,99% dan melalui PT Amman Mineral Nusa Tenggara sebesar 0,01%;
- (39) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 39,35%;
- (40) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 1%
- (41) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 100%;
- (42) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 99,9%;
- (43) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco CBM Indonesia sebesar 99,9%, sisanya sebesar 0,1% PT Medco Energi Nusantara;
- (44) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Medco CBM Indonesia sebesar 99,99%, sisanya sebesar 0,01% PT Medco Energi Nusantara;
- (45) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Indonesia Holding BV sebesar 100%;
- (46) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 87,73%, sisanya sebesar 0,88% PT Medco Geothermal Nusantara;
- (47) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui MPI sebesar 88,61%, sisanya sebesar 0,006% melalui PT Medco Geothermal Nusantara;
- (48) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui Medco Yemen Holding Ltd. sebesar 100%;
- (49) kepemilikan langsung Perseroan sebesar 77,68%;
- (50) kepemilikan tidak langsung Perseroan melalui PT Amman Mineral Internasional sebesar 99,99%.

## 1.9 Perjanjian-perjanjian Penting dengan Pihak Ketiga

Berdasarkan laporan keuangan interim 30 Juni 2018, Perseroan telah membuat perjanjian-perjanjian penting dengan Pihak Ketiga dengan rincian sebagai berikut:

### 1.9.1 Perjanjian Pasokan Gas

Perusahaan / Pihak Lain	Tanggal Perjanjian	Komitmen	Periode Kontrak
<b>PT Medco E&amp;P Indonesia</b>			
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi (Jakabaring)	10 Agustus 2011, perubahan terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 4 Desember 2012	Komitmen untuk memasok dan menjual gas alam sejumlah 3 BBTUD	9 tahun atau sampai seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana terjadi lebih dahulu
PT Sarana Pembangunan Palembang Jaya (SP2J)	13 April 2010, diubah terakhir tanggal 25 November 2015	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 450,93 BBTU	Perjanjian berakhir pada 31 Desember 2018 atau telah terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu

Perusahaan / Pihak Lain	Tanggal Perjanjian	Komitmen	Periode Kontrak
PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) (Persero)	1 April 2010, perubahan terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 24 Agustus 2017	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 10.134 BBTU	31 Desember 2021 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana terjadi lebih dahulu
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi	4 Agustus 2009, perubahan terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 12 April 2016	Komitmen untuk memasok gas 0,3 BBTUD. Per April 2013, pasokan gas baru dimulai karena persyaratan untuk memasok gas baru terpenuhi	30 November 2018 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu
Perusahaan Daerah Mura Energi	4 Agustus 2009 diubah terakhir tanggal 1 September 2016	Komitmen untuk memasok gas 1,35 - 2,1 BBTUD dengan total jumlah kontrak 8.750 BBTU	12 tahun 10 bulan (estimasi sampai dengan Januari 2028) sejak tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk	6 April 2011 diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 20 Januari 2016	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas rumah tangga di Kota Tarakan sebesar 0,20 BBTUD	5 tahun atau sampai dengan berakhirnya produksi gas bumi dari lapangan gas, mana yang mana terjadi lebih dahulu
PD Petrogas Ogan Ilir	25 Mei 2016 terakhir diubah pada tanggal 6 November 2017	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 1.148 BBTU	31 Desember 2019 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak terpenuhi, yang mana terjadi lebih dahulu dan dapat diperpanjang jika memenuhi persyaratan sesuai dengan perjanjian
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO - GEN)	17 Oktober 2014 terakhir diubah pada tanggal 2 Januari 2018	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 10-16 BBTUD dengan jumlah kontrak 15.686 BBTU	2 (dua) tahun sejak terpenuhinya jumlah pasokan awal (6.560 BBTU) atau seluruh total jumlah kontrak terpenuhi, yang mana terjadi lebih dahulu
PT Mitra Energi Buana	24 Juli 2006 diubah terakhir tanggal 31 Desember 2017	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 30.119 BBTU	10 (sepuluh) tahun sejak dimulainya pengaliran total jumlah kontrak tambahan atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak tambahan, yang mana terjadi lebih dahulu
<b>PT Medco E&amp;P Lematang</b>			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	21 Maret 2007, Diubah terakhir tanggal 5 April 2017	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 25 BBTUD sampai Desember 2017 dan 20 BBTUD sampai 31 Januari 2027 dengan jumlah total kontrak 70.260 BBTU	Sejak tanggal dimulai sampai dengan 31 Januari 2027 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas
<b>PT Medco E&amp;P Malaka</b>			
PT Pertamina (Persero)	27 Januari 2015	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 58 BBTUD dengan jumlah volume sebanyak 198 TBTU	Sampai dengan 13 tahun sejak tanggal penyerahan gas pertama, atau terpenuhinya total jumlah kontrak, atau gas tidak lagi mempunyai nilai ekonomis, atau berakhirnya PSC Blok A mana yang lebih dahulu terjadi
<b>PT Medco E&amp;P Tomori Sulawesi</b>			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	6 Februari 2018	Komitmen untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sulawesi Tengah dengan nilai kontrak 15,63 TBTU	Perjanjian ini berlaku sejak penandatanganan perjanjian dan akan terus berlaku sampai terpenuhinya total jumlah kontrak atau sampai dengan berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja yaitu tanggal 4 Desember 2027
PT Panca Amara Utama	13 Maret 2014	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 248.200 MMSCF dengan Jumlah Penyerahan Harian sebesar 55 MMSCFD	Pada saat total jumlah kontrak telah terpenuhi atau pada saat berakhirnya PSC Senoro-Toili (tanggal 3 Desember 2027) yang mana terjadi lebih dahulu



Perusahaan / Pihak Lain	Tanggal Perjanjian	Komitmen	Periode Kontrak
PT Donggi Senoro LNG	22 Januari 2009 terakhir diubah pada tanggal 13 Desember 2010	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 252 BBTUD	Pada saat total jumlah kontrak terpenuhi atau pada saat berakhirnya PSC, yang mana terjadi lebih dahulu
<b>PT Medco E&amp;P Simenggaris</b>			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	17 Oktober 2014	Komitmen untuk memasok gas sebesar 0,5 MMSCF dengan total nilai kontrak 805 MMSCF	5 tahun (sejak tanggal operasi dimulai) atau sampai dengan terpenuhinya jumlah kontrak, mana yang lebih dahulu terjadi
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	6 Februari 2018	Komitmen untuk memasok gas dengan nilai kontrak 21,6 BCF dengan asumsi GHV 1000 BTU/SCF berdasarkan prinsip usaha sewajarnya	Perjanjian ini berlaku sejak tanggal penandatanganan perjanjian dan akan terus berlaku sampai terpenuhinya total jumlah kontrak atau sampai dengan berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja yaitu tanggal 23 Februari 2028
<b>Medco E &amp; P Natuna Ltd</b>			
PT Pertamina (Persero)	15 Januari 1999	Komitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk SembCorp Gas Pte Ltd dengan total kontrak sebanyak 2.625 TBTU	27 tahun sejak tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana lebih dahulu terjadi
PT Pertamina (Persero)	28 Maret 2001 Terakhir diubah pada tanggal 8 Mei 2012	Komitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk Petroliam Nasional Berhad (Petronas) dengan total kontrak sebanyak 1.648 TBTU	20 tahun atau yang mana yang terjadi lebih dahulu sesuai perjanjian

### 1.9.2 Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah

- (1) *The Crude Oil Sale and Purchase Agreement* (“COSPA”) tanggal 1 Juli 2016 antara Medco E&P Indonesia (“MEPI”), sebagai penjual dan Far East Energy Trading Pte Ltd (“FEET”) sebagai *trading arm* perusahaan. Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli minyak mentah yang dihasilkan dari **Blok Rimau** sesuai porsi Perseroan. Jangka waktu perjanjian dari 1 Juli 2016 sampai dengan akhir masa kontrak Production Sharing Contract (“PSC”).  
Sebagai *trading arm* perusahaan maka terdapat *Back to back COSPA* tanggal 1 Mei 2016 antara FEET sebagai penjual dan LukOil Asia Pacific Pte Ltd (“LAP”) sebagai pembeli. Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli minyak mentah yang dihasilkan dari **Blok Rimau** sesuai porsi Perseroan. Jangka waktu perjanjian dari 1 Mei 2017 sampai dengan 30 Juli 2019.
- (2) *The Crude Oil Sale and Purchase Agreement* (“COSPA”) tanggal 1 Juli 2016. antara Medco E&P Tomori Sulawesi (“MEPTS”), sebagai penjual dan Far East Energy Trading Pte Ltd (“FEET”). Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli condensate yang dihasilkan dari **Blok Tomori** sesuai porsi Perseroan. Jangka waktu perjanjian dari 1 Juli 2017 sampai dengan akhir masa kontrak Production Sharing Contract (“PSC”). Sedangkan *Back to back COSPA* -nya tertanggal 1 Juli 2016 antara FEET sebagai penjual dan Petro Diamond Singapore Pte Ltd (“PDS”) sebagai pembeli. Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli condensate yang dihasilkan dari **Blok Tomori** sesuai porsi Perseroan. Jangka waktu perjanjian dari 1 Juli 2016 sampai dengan 30 Juni 2020.
- (3) *The Crude Oil Sale and Purchase Agreement* (“COSPA”) tanggal 1 Maret 2017 antara Medco E&P Natuna Ltd (“MEPNL”), sebagai penjual dan Far East Energy Trading Pte Ltd (“FEET”). Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli minyak mentah yang dihasilkan dari **Blok West Natuna** sesuai porsi Perseroan. Jangka waktu perjanjian dari 1 Maret 2017 sampai dengan akhir masa kontrak Production Sharing Contract (“PSC”).

*Back to back COSPA* tanggal 13 Juni 2017 antara FEET sebagai penjual dan LAP sebagai pembeli. Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli minyak mentah yang dihasilkan dari **Blok West Natuna** sesuai porsi Perseroan. Jangka waktu perjanjian dari 13 Juni 2017 sampai dengan 13 Juni 2020.

- (4) COSPA tanggal 24 November 2010 sebagaimana diubah terakhir berdasarkan *Amendment and Restated to COSPA* tanggal 16 April 2015 antara PEPIL sebagai penjual dan PDS sebagai pembeli. Perjanjian ini mengatur mengenai jual beli minyak mentah yang dihasilkan oleh Lapangan Tiaka sesuai porsi Perseroan. Perjanjian ini efektif berlaku sejak tanggal 24 November 2010 sampai dengan PDS mengangkat minyak mentah sebanyak 1.025.000 bbl. Berdasarkan *Amendment and Restated to the Crude Oil Sale and Purchase Agreement* tanggal 16 April 2015, jumlah barel yang tersisa 868.853.

### 1.9.3 Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik

- (1) Pada tanggal 1 Februari 2012, PT Bio Jatropha Indonesia (“BJI”), entitas anak yang dimiliki Grup, menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (“PPA”) dengan PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat (“PLNDJB”), sebelumnya PLNJBB, dimana para pihak sepakat bahwa BJI akan mengoperasikan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 3x3 MW yang berlokasi di Kecamatan Takokak, Kabupaten Cianjur, Jawa Barat, Indonesia dan menjual tenaga listrik yang dihasilkan untuk jangka waktu 15 tahun.

Pada tanggal 6 September 2016, PPA diubah untuk menjadwalkan ulang target Tanggal Operasi Komersial (“COD”) pada tanggal 31 Januari 2017 dan merevisi harga listrik untuk sisa masa operasi. PPA diubah beberapa kali dengan amandemen terakhir pada tanggal 28 Agustus 2017 untuk menjadwalkan ulang target COD pada tanggal 31 Desember 2017. Pada tanggal 13 September 2017, BJI telah memulai operasi komersial untuk pembangkit listrik tenaga mini-hidro.

- (2) Pada tanggal 15 Oktober 2012, PT Energi Listrik Batam (“ELB”), entitas anak yang dimiliki Grup, menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dengan PLN Batam dimana para pihak sepakat bahwa ELB akan mengoperasikan pembangkit listrik 2x35MW di Tanjung Uncang, Batam dan menjual tenaga listrik ke PLN Batam untuk jangka waktu 20 tahun dengan harga yang ditentukan dalam kontrak. Pada tanggal 7 Oktober 2013, para pihak menandatangani Amandemen Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dimana para pihak setuju untuk mengubah tanggal operasi komersial (“COD”) menjadi 31 Desember 2014 untuk unit turbin gas (“GTG”) 1 dan 2. Pada tanggal 8 Oktober 2015, para pihak menandatangani Amandemen Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik sehubungan dengan perubahan tanggal operasi komersial menjadi 6 Januari 2016.

Pada tanggal 6 Januari 2016, ELB telah memulai operasi komersial untuk unit GTG 2. Pada tanggal 6 Mei 2016, ELB telah memulai operasi komersial untuk unit GTG 1.

- (3) Berdasarkan izin eksplorasi dan produksi panas bumi yang diperoleh PT Medco Cahaya Geothermal (“MCG”), entitas anak yang dimiliki Grup, pada tanggal 27 Februari 2013, MCG menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (“PPA”) dengan PT PLN (Persero) untuk pengoperasian pembangkit listrik tenaga panas bumi 2x55 megawatt (MW) di Jawa Timur, dimana MCG setuju untuk menyediakan dan menjual tenaga listrik kepada PT PLN (Persero) untuk jangka waktu 30 tahun.
- (4) Pada tanggal 12 September 2013, PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan Indonesia (“PPP”), entitas anak yang dimiliki Grup, dan PLNDJB menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik untuk pengoperasian pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x4,4 MW dan 2x1,5 MW yang berada di Kecamatan Pasir Kuda dan Tanggeung, Kabupaten Cianjur, Jawa Barat. Berdasarkan kesepakatan ini, PLNJBB akan membeli tenaga listrik yang dihasilkan dari pembangkit listrik tenaga minihidro untuk jangka waktu 15 tahun setelah COD. Operasi komersial tersebut diperkirakan akan dimulai pada April 2018. Pada tanggal 28 Juli 2016, para pihak sepakat untuk menjadwalkan ulang target COD sebesar 2x4,4 MW untuk pembangkit listrik tenaga minihidro menjadi 30 Mei 2018. Karena force majeure, pada tanggal 1 September 2016, para pihak sepakat untuk menghentikan PPA pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x1,5 MW



- (5) Pada tanggal 16 Juli 2013, PT Sangsaka Hidro Barat (“SHBar”), entitas anak yang dimiliki Grup, menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dengan PLNJBB untuk pengoperasian PLTM Cibalapulung 2 dengan kapasitas pembangkit listrik tenaga mini-hidro sebesar 2x3,25 megawatt (“MW”) yang berlokasi di Kadupandak, Cianjur, Jawa Barat, Indonesia dan PLTM Cibalapulung 3 dengan kapasitas pembangkit listrik tenaga mini-hidro sebesar 2x3 MW yang berlokasi di Kecamatan Takokak, Cianjur, Jawa Barat, Indonesia. Berdasarkan kesepakatan ini, PLNJBB akan membeli tenaga listrik yang dihasilkan dari pembangkit listrik tenaga mini-hidro untuk jangka waktu 15 tahun setelah COD.

PPA diubah beberapa kali, amandemen terakhir adalah pada tanggal 2 Februari 2015, untuk menetapkan kebijakan tarif untuk listrik yang digunakan oleh pembangkit. Operasi komersial ini diperkirakan pada 2020

- (6) Pada tanggal 11 September 2013, PT Nawakara Energi Sumpur (“NES”), entitas anak yang dimiliki Grup, dan PLNWSB menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik untuk pengoperasian pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x3,8 MW yang berlokasi di Kecamatan Lubuk Sikaping, Pasaman, Sumatera Barat. Berdasarkan perjanjian ini, PLNWSB akan membeli tenaga listrik yang dihasilkan dari pembangkit listrik tenaga mini-hidro untuk jangka waktu 15 tahun setelah COD. Pada tanggal 18 Agustus 2017, PLNWSB setuju untuk menjadwalkan ulang tanggal penyelesaian pembiayaan pada tanggal 11 April 2018. Operasi komersial diperkirakan pada tahun 2020.
- (7) PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”), entitas anak yang dimiliki Grup, telah menandatangani Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (“PPA”) dengan PT PLN (Persero) untuk pengoperasian pembangkit listrik tenaga gas berkapasitas 275 megawatt (“MW”) di Kota Pekanbaru, Riau, dimana MRPR setuju untuk menyediakan dan menjual tenaga listrik ke PT PLN (Persero) untuk jangka waktu 20 tahun.

#### 1.9.4 Perjanjian Jual Beli Gas

- (1) Pada tanggal 27 Desember 2005, PT Dalle Energy Batam (“DEB”), entitas anak yang dimiliki Grup, mengadakan Perjanjian Jual Beli Gas dengan PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (“PGN”) dimana PGN setuju untuk menyediakan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik DEB.

Pada tanggal 27 Mei 2009, DEB dan PGN menandatangani Amandemen Perjanjian Jual Beli Gas.

Perjanjian tersebut telah diperpanjang beberapa kali dengan perpanjangan terakhir pada tanggal 1 Oktober 2015.

- (2) Pada tanggal 30 Mei 2006, PT Energi Prima Elekrika (“EPE”), entitas anak yang dimiliki Grup, mengadakan Perjanjian Jual Beli Gas untuk Pembangkit Listrik di Prabumulih Barat, Sumatera Selatan dengan PT Pertamina EP dimana PT Pertamina EP setuju untuk menyediakan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik EPE untuk jangka waktu sepuluh tahun. Perubahan kesepakatan masih dalam proses. Berdasarkan surat dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (“ESDM”) No. 5059/12/MEM.M/2016 tanggal 22 Juni 2016, EPE memperoleh alokasi gas setiap hari 2 MMSCFD untuk tiga tahun ke depan mulai dari berakhirnya penjualan gas dan perjanjian pembelian.
- (3) Pada tanggal 30 Mei 2008, PT Multidaya Prima Elektrindo (“MPE”), entitas anak yang dimiliki Grup, mengadakan Perjanjian Jual Beli Gas untuk Pembangkit Listrik di Sako, Palembang, Sumatera Selatan dengan PT Pertamina EP dimana PT Pertamina EP setuju untuk memberikan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik MPE untuk jangka waktu sepuluh tahun.
- (4) Pada tanggal 15 April 2008, PT Universal Batam Energy (“UBE”), entitas anak yang dimiliki Grup, Premier Oil, Natuna 1 BV (“Natuna 1”), Natuna 2 BV (“Natuna 2”), KUFPEC Indonesia (Natuna) BV mengadakan Perjanjian Jual Beli Gas dimana Premier Oil, Natuna 1, Natuna 2 dan Natuna setuju untuk menjual dan UBE setuju untuk membeli gas dari cadangan yang dilakukan dan dari sumber lain sesuai dengan persyaratan perjanjian selama 15 tahun.
- (5) Pada tanggal 24 April 2015, PT Energi Listrik Batam (“ELB”), entitas anak yang dimiliki Grup, mengadakan Perjanjian Jual Beli Gas dengan PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (“PGN”) dimana PGN setuju untuk menyediakan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik ELB.

### 1.9.5 Perjanjian Layanan Kontrak (*Contractual Service Agreement*)

Pada tanggal 1 Februari 2012, BJI menandatangani Perjanjian Pembelian tenaga Listrik dengan PLN dimana PLN memerlukan tambahan pasokan tenaga listrik dan BJI menjual dan menyerahkan tenaga listrik yang dihasilkan dari PLT Minihidro Cibalapulang milik BJI. Perjanjian ini berlaku 15 tahun sejak COD yaitu 13 September 2017. Amandemen terakhir Perjanjian ini dilakukan pada tanggal 28 Agustus 2017.

### 1.9.6 Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat sehubungan dengan pengalihan saham MEMI dan MEGI

Pada tanggal 29 Juni 2018, telah ditandatangani dokumen – dokumen sebagai berikut:

- (i) Perjanjian Jual beli Saham Bersyarat antara Perseroan dengan MDAL sehubungan dengan jual beli atas 999.000 saham milik Perseroan dalam PT Medco Gas Indonesia (“**MEGI**”) kepada MDAL;
- (ii) Perjanjian Jual beli Saham Bersyarat antara Perseroan dengan MDAL sehubungan dengan jual beli atas 29.990.000 saham milik Perseroan dalam PT Medco Energi Mining Indonesia (“**MEMI**”) kepada MDAL;
- (iii) Perjanjian Jual beli Saham Bersyarat antara PT Medco Energi Nusantara (“**MEN**”) dengan PT Bahtera Daya Makmur (“**BDM**”) sehubungan dengan jual beli atas 1.000 saham milik MEN dalam MEGI kepada BDM; dan
- (iv) Perjanjian Jual beli Saham Bersyarat antara MEN dengan BDM sehubungan dengan jual beli atas 10.000 saham milik MEN dalam MEMI kepada BDM,  
(secara bersama – sama disebut sebagai “**Perjanjian – Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat**”).

Perjanjian – Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat tersebut di atas dapat diakhiri pada waktu selambat-lambatnya sebelum tanggal 30 September 2018 (“**Tanggal Penutupan**”) dalam hal terjadinya: (i) telah disetujui untuk diakhiri oleh para pihak, (ii) oleh salah satu pihak, dalam hal penutupan tidak terjadi pada tanggal 30 September 2018 (atau waktu lainnya yang disetujui secara tertulis oleh para pihak), yang diakibatkan dari cedera janji pihak tersebut, (iii) salah satu pihak, tidak melanggar perjanjian, namun pihak lainnya melanggar perjanjian secara material.

Sehubungan dengan hal tersebut, setelah Tanggal Penutupan Perseroan, baik secara langsung maupun tidak langsung, tidak lagi memiliki saham pada MEMI dan MEGI dan susunan pemegang saham MEMI dan MEGI akan menjadi sebagai berikut:

#### MEMI

Nama	Jumlah (Rp)	Jumlah Saham	(%)
MDAL	29.990.000.000	29.990.000	99,97
BDM	10.000.000	10.000	0,03
<b>Jumlah</b>	<b>30.000.000.000</b>	<b>30.000.000</b>	<b>100</b>
<b>Saham Dalam Portepel</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

#### MEGI

Nama	Jumlah (Rp)	Jumlah Saham	(%)
MDAL	999.000.000	999.000	99,9
BDM	1.000.000	1.000	0,1
<b>Jumlah</b>	<b>1.000.000.000</b>	<b>1.000.000</b>	<b>100</b>
<b>Saham Dalam Portepel</b>	<b>3.000.000.000</b>	<b>3.000.000</b>	

Perseroan telah menyampaikan Keterbukaan Informasi sehubungan dengan Perjanjian – Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat kepada OJK dan BEI dan mengumumkan kepada masyarakat melalui situs web BEI sesuai dengan ketentuan Peraturan No. IX.E.1, Lampiran Keputusan Keputusan Ketua Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan No. Kep-12/BL/2009 tanggal 25 November 2009 tentang Transaksi Afiliasi dan Benturan Kepentingan Transaksi Tertentu pada tanggal 3 Juli 2018.

Berdasarkan laporan penilaian yang tercantum dalam Keterbukaan Informasi, transaksi jual beli saham sebagaimana dimaksud adalah wajar bagi Perseroan dan pemegang saham Perseroan.



## **1.10 Perkara yang Dihadapi Perseroan, Entitas Anak, Anggota Direksi dan Komisaris Perseroan dan Entitas Anak**

### **Perseroan dan Entitas Anak**

Pada tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, Perseroan dan Entitas Anak (yang melakukan kegiatan operasional) tidak sedang terlibat dalam suatu perkara maupun sengketa di luar pengadilan dan/atau perkara perdata, pidana dan/atau perselisihan lain di lembaga peradilan dan/atau di lembaga perwasitan baik di Indonesia maupun di luar negeri atau perselisihan administratif dengan instansi pemerintah yang berwenang termasuk perselisihan sehubungan dengan kewajiban perpajakan atau perselisihan yang berhubungan dengan masalah perburuhan/hubungan industrial atau kepailitan atau mengajukan permohonan kepailitan, atau tidak sedang menghadapi somasi, yang dapat mempengaruhi secara berarti dan material kedudukan peranan dan/atau kelangsungan usaha Perseroan dan Entitas Anak.

### **Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan dan Entitas Anak**

Pada tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan dan Entitas Anak tidak sedang terlibat dalam suatu perkara maupun sengketa di luar pengadilan dan/atau perkara perdata, pidana dan/atau perselisihan lain di lembaga peradilan dan/atau di lembaga perwasitan baik di Indonesia maupun di luar negeri atau perselisihan administratif dengan instansi pemerintah yang berwenang termasuk perselisihan sehubungan dengan kewajiban perpajakan atau perselisihan yang berhubungan dengan masalah perburuhan/hubungan industrial atau kepailitan atau mengajukan permohonan kepailitan, atau tidak sedang menghadapi somasi, yang dapat mempengaruhi secara berarti dan material kedudukan peranan dan/atau kelangsungan usaha Perseroan dan Entitas Anak.

## **1.11 Kegiatan Usaha**

### **1.11.1 Umum**

Perseroan merupakan perusahaan sumber daya alam dan energi terintegrasi, yang menjalankan kegiatan usaha utama di bidang produksi dan eksplorasi minyak dan gas bumi dan memiliki investasi signifikan dalam bidang pembangkit tenaga listrik dan pertambangan. Perseroan merupakan perusahaan produksi dan eksplorasi tercatat terbesar di Indonesia berdasarkan kapitalisasi pasar. Selain itu, berdasarkan *peer analysis* yang dilakukan Wood Mackenzie, Perseroan merupakan perusahaan eksplorasi dan produksi minyak dan gas hulu terbesar di antara perusahaan sejenis per tanggal dan pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016, berdasarkan cadangan terbukti dan terduga serta produksi di Asia. *Peer analysis* Perseroan mengacu pada sekelompok sejawat yang diidentifikasi oleh Wood Mackenzie, terdiri dari perusahaan eksplorasi dan produksi independen dengan cadangan terbukti dan terduga serta jaringan produksi yang patut dicatat di Asia Selatan dan Asia Tenggara. Kelompok tersebut terdiri dari PT Saka Energi Indonesia, PT Energi Mega Persada Tbk., Ophir Energy plc, Premier Oil plc dan KrisEnergy Ltd. Sebagian besar kegiatan usaha utama Perseroan terkonsentrasi di Indonesia. Selain itu, Perseroan juga memiliki operasi di Timur Tengah, Afrika Utara dan Amerika Serikat.

Dalam menjalankan usahanya, Perseroan bergantung pada kemampuan untuk memproduksi, mengembangkan atau menggantikan cadangan yang telah ada serta menemukan cadangan baru bagi kegiatan usaha Perseroan. Perseroan harus mencari, menemukan, mengembangkan atau memperoleh cadangan baru untuk menggantikan barang-barang yang habis dan dijual agar bisa tumbuh atau mempertahankan produksi. Perseroan menghadapi tantangan dalam mempertahankan pertumbuhan produksi karena pematangan dan penipisan sifat minyak dan gas. Pendapatan dari Rimau, Sumatra Selatan, Lematang dan Laut Natuna Selatan PSC Blok B, yang berkontribusi sekitar 66.6% dan 64.0% dari penjualan minyak dan gas bumi untuk tahun 2017 dan periode enam bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2018, memasuki tahap matang dengan umur ekonomis 5 sampai 10 tahun.

Keberhasilan kegiatan eksplorasi dan pengembangan saat ini tidak dapat dipastikan. Keputusan untuk mengeksplorasi atau mengembangkan suatu properti akan bergantung pada analisis geofisika dan geologi dan studi teknik, yang hasilnya mungkin tidak dapat meyakinkan atau bergantung pada berbagai interpretasi. Eksplorasi kegiatan bergantung pada berbagai risiko, termasuk risiko bahwa tidak ada minyak atau gas alam yang layak secara komersial akumulasi akan ditemukan. Jika Perseroan tidak dapat menemukan atau memperoleh cadangan tambahan, maka Perseroan tidak dapat mempertahankan total produksi atau mengembangkan bisnis inti Perseroan, dan ini akan berdampak material pada bisnis, prospek, kondisi keuangan dan hasil usaha Perseroan.

Tidak ada kepastian terhadap biaya pengeboran dan operasi. Pengeboran dapat dikurangi, tertunda atau dibatalkan karena banyak faktor, termasuk kondisi cuaca, persyaratan pemerintah dan kontrak kondisi, kekurangan atau keterlambatan dalam mendapatkan peralatan, pengurangan harga minyak atau batasan dalam pasar untuk minyak bumi dan gas alam. Ketidakpastian geologis dan tekanan atau tekanan yang tidak biasa atau tidak terduga dapat mengakibatkan sumur kering. Kegiatan eksplorasi dan produksi Perseroan dapat melibatkan usaha yang tidak menguntungkan, tidak hanya dari sumur kering, tapi dari sumur yang produktif tapi tidak menghasilkan pendapatan yang cukup untuk mengembalikan keuntungan setelah pengeboran, operasi dan biaya lainnya. Penyelesaian suatu sumur tidak menjamin keuntungan atas investasi atau pemulihan pengeboran, penyelesaian atau biaya operasi. Selain itu, Perseroan menghadapi persaingan substansial dalam pencarian dan akuisisi cadangan, yang membutuhkan investasi besar.

Perseroan menguasai kepemilikan dalam sembilan aset minyak dan gas bumi di Indonesia, lima di antaranya telah mencapai tahap produksi; dan lima aset minyak dan gas bumi di luar Indonesia, empat di antaranya telah mencapai tahap produksi. Di Indonesia, blok Perseroan dijalankan berdasarkan skema kontrak kerja sama dengan SKK Migas, regulator kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi nasional Indonesia. Berdasarkan ketentuan kerja sama tersebut, Perseroan berhak untuk memulihkan biaya-biaya yang dikeluarkan Perseroan dan mendapatkan bagian produksi bersih setelah pajak sesuai kesepakatan, segera setelah blok tersebut diumumkan telah mencapai kelayakan komersial untuk dieksplorasi oleh SKK Migas.

Perseroan berencana untuk tetap memperkuat portofolio aset produksi melalui pengembangan bertahap serta monetisasi portofolio penemuan aset gas Perseroan yang ada. Perseroan menetapkan target untuk mencapai tahap operasional proyek-proyek Perseroan tepat pada waktunya dan sesuai dengan anggaran, terutama untuk Blok A Aceh. Produksi dan pengiriman gas pertama berdasarkan kontrak domestik dengan harga tetap serta dijamin dengan skema *take-or-pay* diperkirakan akan dimulai pada tahun 2018. Setelahnya, Perseroan berencana untuk memfokuskan diri pada Senoro-Toili. Keputusan investasi sehubungan dengan skenario pengembangan terpilih diperkirakan akan diambil pada kuartal keempat tahun 2018. Operasi Perseroan di Senoro-Toili Tahap 1 sepenuhnya terikat kontrak berdasarkan perjanjian *off-take*, baik untuk sektor hulu maupun hilir. Setelah investasi Senoro-Toili tahap II, Perseroan berencana untuk memfokuskan diri pada pengembangan besar berikutnya, yaitu tahap ke-II dalam Blok A Aceh, serta monetisasi sumber daya gas lainnya yang telah ditemukan di blok ini. Oleh karena itu, Perseroan memperkirakan persentase produksi di masa depan sebagian besar akan terdiri dari produksi dari Senoro-Toili, Laut Natuna Selatan Blok B dan Blok A Aceh, serta blok-blok Perseroan lainnya yang sudah berjalan, termasuk Kontrak Bagi Hasil Rimau dan Kontrak Bagi Hasil Sumatera Selatan, yang telah mencapai tahap akhir produksi.

Pada tahun 2017, bagian produksi minyak dan gas bumi Perseroan adalah 40,4% minyak bumi dan 59,6% gas bumi (termasuk produksi yang berasal dari kontrak dengan Oman). 35,9% dari produksi gas tersebut dijual berdasarkan kontrak dengan harga tetap ke PLN, Perusahaan Listrik Negara Indonesia, Pertamina (perusahaan minyak negara) dan Pusri (perusahaan pupuk negara yang dimiliki oleh Pemerintah), Sisa produksi gas tersebut dijual kepada Sembgas, Petronas, atau secara tidak langsung berdasarkan kontrak Gas Alam Cair kepada KOGAS, Chubu Electric Power Co. Inc dan Kyushu Electric Power Co. Inc. Selain itu, *off-taker* gas Perseroan meliputi pelanggan unggulan dengan profil kredit yang kuat.



Sebagai tambahan atas kegiatan inti minyak dan gas Perseroan, melalui PT Medco Power Indonesia ("MPI"), Perseroan memiliki investasi signifikan pada sektor pembangkit tenaga listrik di Indonesia. MPI merupakan Pengembang Listrik Swasta dan penyedia layanan operasional dan pemeliharaan, dimana pada saat ini, Perseroan menguasai 88,62% kepemilikan efektif dalam MPI. MPI mendukung platform energi ramah lingkungan dan menguasai kepemilikan dalam pembangkit listrik tenaga gas, energi panas bumi dan hidroelektrik. MPI didirikan pada tahun 2004, dan memiliki serta mengoperasikan tujuh aset pembangkit listrik tenaga gas dengan total kapasitas kotor lebih dari 296,7 MW. Selain itu, MPI telah mengembangkan proyek Pengembang Listrik Swasta dengan pembangkit listrik tenaga gas berkapasitas 275 MW serta enam aset terbaru, termasuk pembangkit listrik tenaga panas bumi dan pembangkit listrik mini hidro. MPI juga memegang kepemilikan minoritas dalam pembangkit listrik tenaga gas Sengkang di Sulawesi Selatan, dan telah memperoleh kontrak operasi dan pemeliharaan jangka panjang untuk pembangkit listrik Tanjung Jati B di Jepara, Jawa Tengah melalui salah satu entitas anaknya. Pada bulan Mei 2018, unit ke tiga dari PLTP Sarulla dengan kapasitas 110 MW telah beroperasi secara komersial, dengan demikian total pembangkit yang telah operasi menjadi 330 MW. melengkapi unit 1 dan unit 2 masing2 sebesar 110 MW yang telah beroperasi secara komersial sejak tahun 2017. MPI juga ditunjuk sebagai operator untuk pembangkit listrik tenaga panas bumi Sarulla tersebut berdasarkan kontrak operasi dan pemeliharaan.

Operasi pertambangan tembaga dan emas Perseroan dilaksanakan melalui ventura bersama Perseroan, yaitu AMNT. Perseroan dan mitra ventura bersama Perseroan, PT AP Investment ("API"), mengakuisi hak kepemilikan pada bulan November 2016. Perseroan dan API masing-masing memiliki 50% kepemilikan saham dalam PT Amman Mineral Investama ("AMIV"), dimana AMIV memiliki secara tidak langsung 82.2% kepemilikan saham dalam AMNT (AMIV juga mengakuisisi hak gadai tertentu atas saham AMNT yang dimiliki PT Pukuafu Indah, pemegang saham non-pengendali AMNT. Dengan demikian, AMIV memiliki hak ekonomis sebesar 100% atas AMNT. AMNT memiliki dan mengoperasikan tambang Batu Hijau yang terletak di Pulau Sumbawa, sekitar 1.500 km di timur Jakarta, serta berbagai sumber daya yang telah ditemukan, beberapa prospek eksplorasi dan infrastruktur pendukung di wilayah yang sama. Konsesi pertambangan meliputi area seluas 25.000 hektar dan hak mendahului seluas 41.422 hektar termasuk tembaga dan emas Elang dan beberapa kawasan prospek eksplorasi termasuk Elang, Lampui, Rinti, Batu Balong, Nangka dan Teluk Puna.

Per tanggal 30 Juni 2018, cadangan terbukti dan terduga Perseroan diperkirakan mencapai 302.5 MMBOE. Secara berturut-turut, Perseroan memproduksi sekitar 30,8 MBOPD dan 35.1 MBOPD minyak bumi dan kondensat, dan sekitar 205,9 MMSCFD dan 278.0 MMSCFD gas alam pada tahun 2016 dan 2017, serta secara berturut-turut sekitar 35,5 MBOPD dan 33.1 MBOPD minyak bumi dan kondensat, dan sekitar 290.7 MMSCFD dan 246.1 MMSCFD gas alam dalam enam bulan pertama pada tahun 2017 dan 2018. Pada tahun 2017, dan dalam enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, penjualan emas AMNT secara berturut-turut mencapai 491.9 ribu oz dan 34.1 ribu oz, sementara penjualan tembaga secara berturut-turut mencapai 330.6 juta lb dan 65.3 juta lb. Pada tahun 2017, dan dalam enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, MPI, dalam kapasitasnya sebagai Pengembang Listrik Swasta, secara berturut-turut memproduksi tenaga listrik sebesar 2.136 GW and 1.287 GW, sementara kegiatan usaha operasi dan pemeliharaan MPI secara berturut-turut memproduksi tenaga listrik sebesar 10.119 GW dan 5.726 GW. Per tanggal 30 Juni 2018, MPI sebagai Pengembang Listrik Swasta memiliki kapasitas terpasang sebesar 645 MW, dan sebagai penyedia jasa operasi dan pemeliharaan memiliki kapasitas terpasang sebesar 2.150 MW, sementara *pipeline* proyek Pengembang Listrik Swasta memiliki kapasitas terpasang sebesar 1.165 MW.

Pada tanggal 3 Oktober 2017, Perseroan telah meningkatkan kepemilikan saham di PT Medco Power Indonesia ("MPI") melalui akuisisi saham PT Saratoga Power. Setelah akuisisi ini, kepemilikan secara tidak langsung Perseroan dalam MPI telah meningkat menjadi 88,62% dari sebelumnya 49%. Dengan telah menjadi Entitas Anak Perseroan, laporan keuangan MPI akan dikonsolidasi ke dalam laporan keuangan Perseroan. Transaksi ini diharapkan memberikan dampak positif bagi kelangsungan usaha dan operasional Perseroan.

Sesuai dengan kegiatan usaha utama Perseroan, aset tetap yang penting yang dimiliki oleh Perseroan adalah aset minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi adalah komoditi utama yang memberikan kontribusi terbesar pada kelangsungan bisnis Perseroan.

Biaya riset dan pengembangan dalam hal kegiatan minyak dan gas bumi merupakan biaya kegiatan *Seismic, Geological, dan Geophysical study* yang mana persentasenya dalam dua tahun terakhir sekitar 1-2% dari pendapatan.

Perseroan didirikan pada tahun 1980 sebagai kontraktor pengeboran Indonesia, dan sejak itu telah berkembang pesat sejak menjadi perusahaan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi pada tahun 1992. Secara khusus, Perseroan melakukan ekspansi kegiatan eksplorasi dan produksi melalui akuisisi kepemilikan di Blok Rimau pada tahun 1995, disusul dengan penemuan lapangan minyak Kaji dan Semoga di blok yang sama pada tahun 1996. Pada tahun 1995, Perseroan mengakuisisi seluruh saham Stanvac Indonesia dari Exxon/Mobil. Sejak Januari 2000, Perseroan telah mengakuisisi kepemilikan di berbagai blok lainnya, baik di dalam maupun luar Indonesia. Perseroan mulai memasuki bidang pembangkit tenaga listrik pada tahun 2004 dengan mendirikan PT Medco Power Indonesia dan merek terkait.

Kantor terdaftar dan kantor pusat eksekutif Perseroan beralamat di Lantai 53, The Energy Building (yang dimiliki oleh Perseroan), SCBD lot 11A, Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190, Indonesia.

### 1.11.2 Kegiatan Usaha Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas Bumi

#### a. Ringkasan Kesepakatan Bagi Hasil

Tabel berikut ini menyajikan ringkasan kesepakatan bagi hasil Perseroan per tanggal 30 Juni 2018:

Wilayah Kontrak (Jenis)	Tanggal Perolehan	Kepemilikan Efektif <sup>(2)</sup>	Luas Wilayah Kotor (Km <sup>2</sup> )	Tanggal Berakhir Kontrak	Bagian Kontraktor <sup>(1)</sup>		Operator
					Laba Minyak Mentah (%)	Laba Gas Alam (%)	
<b>Indonesia:</b>							
<i>Aset Produksi</i>							
Rimau (PSC)	1995	95,00%	1.103	2023	15,00%	35,00%	Grup
Blok Sumatera Selatan (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	1995	100,00%	4.470	2033	12,50%	27,50%	Grup
Lematang (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	2002	100,00%	409	2027	15,00%	29,50%	Grup
Tarakan (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	1992	100,00%	180	2022	15,00%	35,00%	Grup
Senoro-Toili (Kontrak Bagi Hasil – Badan Operasi Bersama/PSC-JOB)	2000	30,00%	451	2027	35,00%	40,00%	Badan Operasi Bersama (JOB) Grup Pertamina
Laut Natuna Selatan Blok B	2016	40,00%	11.162	2028	15,00%	35,00%	Grup
Simenggaris (Kontrak Bagi Hasil-Badan Operasi Bersama/PSC-JOB)	1998	62,50%	547	2028	15,00%	35,00%	Badan Operasi Bersama (JOB) Grup Pertamina
<i>Aset Pengembangan</i>							
Blok A (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	2006	85,00%	1.681	2031	15,00%	35,00%	Grup
<i>Aset Eksplorasi</i>							
Bengara (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	2001	100,00%	922	2029	15,00%	35,00%	Grup
South Sokang (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	2016	100,00%	998	2040	37,20%	42,50%	Grup
<b>Amerika Serikat:</b>							
<i>Aset Produksi</i>							
East Cameron (Blok 317 dan 318) (Perjanjian Sewa)	2004	75,00%	41	2031	Tidak Berlaku	Tidak Berlaku	Grup
East Cameron (Blok 316) (Perjanjian Sewa)	2009	100,00%	20	2031	Tidak Berlaku	Tidak Berlaku	Grup
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	2004	75,00%	28	EOP	Tidak Berlaku	Tidak Berlaku	Grup



Wilayah Kontrak (Jenis)	Tanggal Perolehan	Kepemilikan Efektif <sup>(2)</sup>	Luas Wilayah Kotor (Km <sup>2</sup> )	Tanggal Berakhir Kontrak	Bagian Kontraktor <sup>(1)</sup>		Operator
					Laba Minyak Mentah (%)	Laba Gas Alam (%)	
<b>Libya:</b>							
<i>Aset Pengembangan</i>							
Area 47 (Perjanjian Eksplorasi dan Bagi Hasil/EPISA)	2005	50,00%	6.182	25 tahun produksi, 5 tahun eksplorasi	13,7	13,7	Nafusah Oil Operation BV
<b>Tunisia:</b>							
<i>Aset Produksi</i>							
Blok Bir Ben Tartar (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	2014	100,00%	352	2041	35	35	Grup
Blok Adam (Royalti dan Pajak)	2014	5,00%	860	2033	50	50	ENI
<i>Aset Pengembangan</i>							
Blok Cosmos (Royalti dan Pajak)	2014	80,00%	440	2035	50	50	Grup
Blok Yasmin (Royalti dan Pajak)	2014	100,00%	96	2020	50	50	Grup
<i>Aset Eksplorasi</i>							
Sud Remada (Kontrak Bagi Hasil/ PSC)	2014	100,00%	3.516	2018	35	35	Grup
Blok Borj El Khadra (Royalti dan Pajak)	2014	10,00%	2.864	2020	50	50	ENI
Blok Jenein (Kontrak Bagi Hasil/ PSC)	2014	65,00%	312	2018	30	30	Grup
Blok Hammamet (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	2014	54,00%	3.740	2018	40	40	Grup
<b>Oman:</b>							
<i>Aset Produksi</i>							
Karim Small Fields (Kontrak Jasa)	2006	51,00%	781	2040	12	Tidak Berlaku	Grup
<i>Aset Eksplorasi</i>							
Blok 56 (Kontrak Bagi Hasil/ PSC)	2014	75,00%	5.808	3 tahun produksi, 3 tahun eksplorasi	25	30	Grup
<b>Yemen:</b>							
<i>Aset Produksi</i>							
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/ PSC)	2008	21,25%	4.728	2030	30	Tidak Berlaku	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd

Catatan:

- (1) Efektif setelah pajak Pemerintah dan *cost recovery*. Sebelum kewajiban pasar acyory (DMO) potensial dan pajak pemerintah daerah.
- (2) Kepemilikan efektif disajikan secara neto dengan tidak memperhitungkan kepemilikan partisipasi mitra kerja Perseroan (bila ada), tetapi disajikan secara kotor dengan memperhitungkan seluruh kepemilikan partisipasi Pemerintah.

Kontrak Bagi Hasil/PSC bergantung pada kebijakan pemerintah. Apabila jangka waktu Kontrak Bagi Hasil/PSC akan habis, maka Perseroan perlu melakukan proses perpanjangan Kontrak Bagi Hasil/PSC agar proses operasi dapat berjalan lancar.

## b. Cadangan dan Sumber Daya

Perseroan secara berkala menunjuk konsultan teknik perminyakan independen untuk melakukan sertifikasi atas cadangan yang berada di masing-masing blok produksi utama Perseroan.

Perseroan menyajikan estimasi cadangan berdasarkan sertifikat yang disusun oleh konsultan teknik perminyakan independen berikut ini:

Aset	Konsultan Penerbit Sertifikasi/Estimasi	Tanggal Cadangan
Senoro-Toili (Lapangan Gas Senoro)	Gaffney, Cline, & Associates	30 November 2016
Blok A Aceh	Netherland, Sewell, & Associates	31 Desember 2016
Laut Natuna Selatan Blok B	RISC Operations Pty Ltd	31 Desember 2016
South Sumatera	Gaffney, Cline, & Associates	31 Desember 2017
Tarakan	Gaffney, Cline, & Associates	31 Desember 2017
Lematang	Gaffney, Cline, & Associates	31 Desember 2017

Estimasi cadangan atas aset yang tidak diuraikan di atas, dan mewakili sekitar 32.6% dari hak partisipasi bruto Perseroan dalam cadangan minyak dan gas terbukti serta 39.2% dari hak partisipasi bruto Perseroan dalam cadangan minyak dan gas terbukti dan terduga per tanggal 30 Juni 2018, disusun oleh Perseroan berdasarkan pemeriksaan internal Perseroan serta estimasi atau penilaian cadangan yang tersedia sebelumnya dari konsultan internasional terkemuka. Investor harap memerhatikan bahwa sertifikat yang disajikan dalam tabel di atas dan estimasi yang disusun oleh Perseroan atau operator aset terkait mungkin menggunakan standar yang berbeda dengan standar yang diterapkan perusahaan lain dalam industri ini.

Nilai hak partisipasi bruto tersebut dihitung berdasarkan bagian Perseroan dalam estimasi cadangan terbukti bruto dan cadangan terbukti dan terduga bruto yang dapat diatribusikan kepada hak partisipasi efektif Perseroan, yang diperoleh dari sertifikasi cadangan per tanggal sertifikasi terkait, dan dengan mengurangi produksi, tanpa memperhitungkan apresiasi atau depresiasi cadangan, di masing-masing blok produksi sepanjang periode dari tanggal efektif sertifikasi terkait (apabila suatu blok telah disertifikasi sebelumnya) sampai 30 Juni 2018. Apabila sertifikasi cadangan untuk suatu blok tidak tersedia, maka estimasi cadangan tersebut disusun oleh tim teknis internal Perseroan berdasarkan panduan yang ditetapkan oleh SPE, dan sebagaimana dilaporkan kepada SKK Migas setiap tahun. Perseroan, dan bukan konsultan teknik perminyakan independen Perseroan, merupakan pihak yang bertanggung jawab atas data yang disajikan, sepanjang Perseroan telah menyajikan cadangan bersih Perseroan berdasarkan hak partisipasi efektif Perseroan berdasarkan kesepakatan kontraktual yang terkait dan bukan berdasarkan panduan SPE. Meskipun demikian, konsultan teknik perminyakan independen Perseroan bertanggung jawab atas data cadangan sebelum penyesuaian atas hak partisipasi efektif. Sertifikasi cadangan tertentu mungkin mengandung proyeksi, prakiraan dan pernyataan tinjauan ke depan lainnya, dan informasi tersebut bukan merupakan bagian dari Memorandum Informasi ini.

Tabel berikut ini menyajikan cadangan masing-masing blok Perseroan, di luar blok pada tahap eksplorasi dan pengembangan dimana cadangan belum dapat diestimasi per tanggal 30 Juni 2018.

	As of June 30, 2018					
	Gross Proved Reserves <sup>(1)</sup>			Gross Proved Plus Probable Reserves <sup>(1)</sup>		
	Gas	Oil	Total	Gas	Oil	Total
bcf	mmbbls	mmboe	bcf	mmbbls	mmboe	
<b>Indonesia:</b>						
<b>Producing Properties</b>						
Rimau	-	12	12	-	18	18
South Sumatera	97	9	28	108	10	31
Lematang (PSC)	30	-	5	34	-	5
Tarakan (PSC)	0	2	2	0	2	2
Senoro Toili (Tiaka Field)	-	1	1	-	2	2
Senoro-ToC-JOB)	344	6	72	347	7	74
South Natuna Sea Block B	17	6	9	65	11	23
<b>Development Properties</b>						
Block A (PSC)	215	3	33	315	4	49
<b>United States:</b>						
<b>Producing Properties</b>						
Main Pass (Blocks 64 and 65) (Lease Agreement)	17	3	6	25	4	8



	As of June 30, 2018					
	Gross Proved Reserves <sup>(1)</sup>			Gross Proved Plus Probable Reserves <sup>(1)</sup>		
	Gas	Oil	Total	Gas	Oil	Total
	bcf	mmbbls	mmboe	bcf	mmbbls	mmboe
<b>Libya:</b>						
<b>Development Properties</b>						
Area 47 (EPSA)	36	39	45	57	61	71
<b>Tunisia:</b>						
<b>Producing Properties</b>						
Bir Ben Tartar Block (PSC)	-	3	3	-	9	9
Adam Block (Royalty and Tax)	1	0	1	3	1	1
<b>Yemen:</b>						
<b>Producing Properties</b>						
Block 9 Malik (PSC)	-	4	4	-	9	9
<b>Total Reserves</b>	<b>756</b>	<b>89</b>	<b>221</b>	<b>954</b>	<b>138</b>	<b>302.5</b>

Informasi cadangan yang tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang jumlahnya mencapai sekitar 32.6% dari cadangan minyak dan gas terbukti kotor Perseroan dan 39.2% dari cadangan minyak dan gas terbukti dan terduga kotor Perseroan per tanggal 30 Juni 2018, tidak memiliki sertifikasi atau tidak disertifikasi dalam waktu dekat sebelum ini oleh pihak ketiga, tetapi merupakan estimasi internal Perseroan.

Penyusunan estimasi cadangan minyak dan gas alam mengandung berbagai unsur ketidakpastian yang melekat, termasuk faktor-faktor yang berada di luar kendali Perseroan. Uraian mengenai risiko dan ketidakpastian sehubungan dengan data cadangan Perseroan disajikan dalam Bab III. Faktor Risiko. Data cadangan minyak dan gas dalam Memorandum Informasi ini merupakan estimasi semata, dan produksi, pendapatan dan pengeluaran aktual yang dapat dicapai Perseroan sehubungan dengan cadangan Perseroan mungkin berbeda dari estimasi tersebut; sertifikasi terbaru atas sebagian besar blok Perseroan tidak tersedia, dan data cadangan minyak dan gas untuk blok-blok tersebut disusun berdasarkan estimasi internal Perseroan. Selain itu, secara umum kemungkinan cadangan terduga dapat dipulihkan dipandang lebih kecil dibandingkan cadangan terbukti.

### Sumber Daya Kontinjensi

Sumber daya kontinjensi merupakan estimasi jumlah *petroleum* per tanggal tertentu, yang memiliki potensi terpulihkan dari endapan yang ditemukan melalui pengajuan proyek pengembangan, tetapi pada saat ini belum dipandang dapat terpulihkan secara ekonomis akibat satu kontinjensi atau lebih. Sumber daya kontinjensi antara lain dapat meliputi proyek-proyek yang belum memiliki pasar yang memadai, atau proyek dengan pemulihan komersial yang tergantung pada teknologi yang sedang dikembangkan, atau dalam hal evaluasi atas endapan tidak memadai untuk melakukan penilaian kelayakan komersial secara tepat.

	Per Tanggal 30 Juni 2018		
	Cadangan Kontinjensi Neto		
	Minyak (MMBLS)	Gas (BCF)	Jumlah (MMBOE)
<b>Indonesia:</b>			
<i>Aset Produksi</i>			
South Sumatera Extension/Kampar	3.80	113.40	25.65
Lematang	-	55.60	8.50
Tarakan	2.20	1.90	2.56
Senoro-Toili (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	11.40	666.00	140.47
Laut Natuna Selatan Blok B	3.84	77.13	18.23
Simenggaris	-	92.75	16.07

Per Tanggal 30 Juni 2018			
Cadangan Kontinjensi Neto			
<b>Libya:</b>			
<i>Aset Pengembangan</i>			
Area 47 (EPSA)	30.50	95.11	46.36
<b>Yemen:</b>			
<i>Aset Produksi</i>			
Blok 9 Malik (PSC)	2.83	16.42	5.56
<b>Total</b>	<b>54.57</b>	<b>1118.32</b>	<b>263.41</b>
Per Tanggal 30 Juni 2018			
Cadangan Kontinjensi Neto			
	Minyak (MMBBLs)	Gas (BCF)	Jumlah (MMBOE)
<b>Indonesia:</b>			
<i>Aset Produksi</i>			
South Sumatera Extension/Kampar	3.80	113.40	25.65
Lematang	-	55.60	8.50
Tarakan	2.20	1.90	2.56
Senoro-Toili (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	11.40	666.00	140.47
Laut Natuna Selatan Blok B	3.84	77.13	18.23
Simenggaris	-	92.75	16.07
<b>Libya:</b>			
<i>Aset Pengembangan</i>			
Area 47 (EPSA)	30.50	95.11	46.36
<b>Yemen:</b>			
<i>Aset Produksi</i>			
Blok 9 Malik (PSC)	2.83	16.42	5.56
<b>Total</b>	<b>54.57</b>	<b>1118.32</b>	<b>263.41</b>

### c. Produksi dan Penjualan

Kegiatan usaha minyak dan gas bumi Perseroan terkonsentrasi di Indonesia. Kegiatan usaha Perseroan di Indonesia berfokus pada kegiatan hulu, eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak mentah dan gas alam. Perseroan memiliki hak kepemilikan dalam sepuluh aset minyak dan gas di Indonesia, enam di antaranya telah berproduksi; serta dalam aset minyak dan gas di lima negara di luar Indonesia, empat di antaranya telah berproduksi (kegiatan produksi di dua aset produksi Perseroan di luar Indonesia saat ini dihentikan sementara akibat keadaan kahar). Aset minyak dan gas bumi Perseroan yang belum mencapai tahap produksi saat ini berada dalam berbagai tahap eksplorasi dan pengembangan.

#### Produksi Minyak

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>BOPD</b>					
<b>Indonesia:</b>					
Rimau	10.523	9.826	9.041	9,171	8,495
Sumatera Selatan <sup>(1)</sup>	6.523	5.198	5.468	5,525	5,174
Tarakan	1.822	1.941	1.779	1,790	1,524
Senoro-Toili	244	2.516	2.242	2,370	2,072
Laut Natuna Selatan Blok B <sup>(2)</sup>	-	617	7.162	-	6,865
Blok A	-	-	-	7,359	-
Bawean	466	635	-	657	-



	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>BOPD</b>					
<b>Internasional:</b>					
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	381	413	381	401	341
Blok Bir Ben Tartar (Kontrak Bagi Hasil /PSC)	1.589	1.135	858	616	968
Adam (Konsesi)	233	207	145	168	141
Karim Small Fields (Kontrak Jasa)	8.633	8.295	7.983	8.144	7.513
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	205	-	-	-	-
<b>Jumlah Produksi</b>	<b>30.619</b>	<b>30.784</b>	<b>35.060</b>	<b>35.544</b>	<b>33.092</b>

Catatan:

- Termasuk produksi dari blok Kampar pada tahun 2014, yang telah dialihkan ke Pemerintah Indonesia pada bulan Desember 2014.
- Sejak Desember 2016.

### Produksi Gas

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>MSCFD</b>					
<b>Aset Indonesia</b>					
Rimau	-	-	3.761	3.552	3.741
Perpanjangan Sumatera Selatan	65.567	62.197	66.501	67.022	68.253
Tarakan	745	842	1.107	1.028	1.736
Sonoro-Toili	35.499	95.648	88.161	92.055	83.102
Lematang	36.800	37.831	32.069	34.403	25.318
Blok A	-	-	-	-	722
Laut Natuna Selatan Blok B <sup>(1)</sup>	-	7.596	85.153	91.033	79.507
Simenggaris	-	107	46	44	49
<b>Internasional</b>					
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	378	270	-	-	-
Blok Bir Ben Tartar (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	-	-	-	-	-
Karim Small Fields (Kontrak Jasa)	-	-	-	-	-
Adam (Konsesi)	1.498	1.465	1.233	1.535	1.642
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	-	-	-	-	-
<b>Jumlah Produksi</b>	<b>140.487</b>	<b>205.954</b>	<b>278.031</b>	<b>290.673</b>	<b>264.070</b>

Catatan:

- Sejak 1 Desember 2016.

### Produksi Hidrokarbon

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>BOEPD</b>					
<b>Aset Indonesia</b>					
Rimau	10.523	9.826	9.684	10.027	9.135
Perpanjangan Sumatera Selatan	17.731	15.830	18.281	18.439	18.325
Tarakan	1.949	2.085	1.989	1.985	1.853
Sonoro-Toili	7.540	18.866	19.328	20.210	18.177
Lematang	6.068	6.467	4.903	5.260	3.871
Laut Natuna Selatan Blok B <sup>(1)</sup>	-	1.916	23.049	24.343	21.699
Bawean	466	635	-	-	-
Simenggaris	-	18	8	8	9

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>BOEPD</b>					
<b>Internasional</b>					
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	444	458	381	403	341
Blok Bir Ben Tartar (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	1.589	1.135	858	616	968
Karim Small Fields (Kontrak Jasa)	8.633	8.295	7.983	8.144	7.513
Adam (Konsesi)	483	451	356	430	422
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	205	-	-	-	-
<b>Jumlah Produksi</b>	<b>55.631</b>	<b>65.982</b>	<b>86.821</b>	<b>89.866</b>	<b>82.413</b>

Catatan:

1. Sejak 1 Desember 2016.

Kegiatan produksi minyak dan gas Perseroan utamanya dipengaruhi oleh kondisi ekonomi dunia maupun faktor geopolitik. Namun, selama musim hujan tahunan, topan dan hujan deras membatasi kegiatan produksi minyak dan gas Perseroan.

*Penjualan Minyak (excluding Oman Service Contract)*

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2017	2017	2016	2017
<b>MBOPD</b>					
<b>Aset Indonesia</b>					
Rimau	10,43	9,21	8,96	9,05	8,57
Sumatera Selatan <sup>(1)</sup>	6,48	5,22	5,44	5,51	5,17
Tarakan	1,95	2,01	1,75	1,63	1,23
Senoro Toili	0,93	2,51	2,25	2,16	2,11
Senoro Tiaka	0,32	0,05	-	-	-
Lematang	-	-	-	-	-
Bawean	0,47	0,62	-	-	-
Laut Natuna Selatan Blok B <sup>(2)</sup>	-	0,74	6,94	7,26	7,52
<b>Internasional</b>					
East Cameron (Blok 317 dan 318) (Perjanjian Sewa)	-	-	-	-	-
East Cameron (Blok 316) (Perjanjian Sewa)	-	-	-	-	-
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	0,38	0,39	0,38	0,40	0,34
Tunisia	1,04	0,75	0,48	0,42	-
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	0,1	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>22,12</b>	<b>21,50</b>	<b>26,21</b>	<b>26,43</b>	<b>24,94</b>

Catatan:

- Termasuk produksi dari blok Kampar pada tahun 2014, yang telah dialihkan ke Pemerintah Indonesia pada bulan Desember 2014.
- Sejak 1 Desember 2016.



*Penjualan Gas*

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>BBTUD</b>					
<b>Aset Indonesia</b>					
Rimau	-	-	-	-	-
Sumatera Selatan	61,33	63,99	68,61	68,51	72,99
Tarakan	0,73	0,92	0,95	0,86	1,62
Lematang	28,09	36,77	26,14	28,15	20,19
Senoro Toili	38,86	101,65	95,03	99,53	91,01
Laut Natuna Selatan Blok B <sup>(1)</sup>	-	7,00	81,49	87,96	69,55
Simenggaris	-	0,03	0,04	-	0,04
<b>Internasional</b>					
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	0,31	0,26	-	-	-
Tunisia	1,42	1,53	1,15	1,29	1,47
Karim Small Fields (Kontrak Jasa)	-	-	-	-	-
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	-	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>130,76</b>	<b>212,15</b>	<b>273,41</b>	<b>286,30</b>	<b>256,86</b>

Catatan:

- Sejak 1 Desember 2016.

*Penjualan Hidrokarbon*

	Tahun yang Berakhir Tanggal 31 Desember			Enam bulan yang berakhir Tanggal 30 Juni	
	2015	2016	2017	2017	2018
<b>MBOEPD</b>					
<b>Aset Indonesia</b>					
Rimau	10,43	9,21	8,96	9,05	8,57
Sumatera Selatan <sup>(1)</sup>	17,12	16,32	17,34	17,39	17,83
Tarakan	2,08	2,17	1,92	1,78	1,51
Senoro Toili	0,32	0,05	-	-	-
Senoro Tiaka	7,67	20,14	18,73	19,42	17,90
Lematang	4,87	6,38	18,73	19,42	17,90
Bawean	-	-	-	-	-
Laut Natuna Selatan Blok B <sup>(2)</sup>	-	1,95	21,08	22,52	19,58
Simenggaris	-	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>Internasional</b>					
Main Pass (Blok 64 dan 65) (Perjanjian Sewa)	0,44	0,43	0,38	0,40	0,34
Tunisia	1,29	1,01	0,38	0,40	0,34
Blok 9 Malik (Kontrak Bagi Hasil/PSC)	0,10	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>44,79</b>	<b>58,29</b>	<b>73,64</b>	<b>76,10</b>	<b>69,49</b>

Catatan:

- Termasuk produksi dari blok Kampar pada tahun 2014, yang telah dialihkan ke Pemerintah Indonesia pada bulan Desember 2014.
- Sejak 1 Desember 2016.

#### d. Eksplorasi dan Pengembangan

Perseroan terlibat baik dalam eksplorasi (pencarian minyak dan gas) maupun pengembangan (pengeboran dan pengembangan fasilitas) terkait produksi dan pemasaran minyak dan gas. Operasi eksplorasi Perseroan mencakup survei aerial, kajian geologis dan geofisika (seperti survei seismik), pengeboran sumur eksplorasi, pengujian inti batuan dan pencatatan sumur.

Survei seismik meliputi pencatatan dan pengukuran laju transmisi gelombang kejut melewati tanah dengan menggunakan seismograf. Pada saat mengenai formasi batuan, gelombang tersebut dipantulkan kembali ke seismograf. Waktu yang dibutuhkan merupakan ukuran kedalaman formasi batuan tersebut. Laju transmisi gelombang bervariasi sesuai dengan medium yang dilewati gelombang tersebut. Survei seismik dapat berupa survei 3D atau 2D. Survei 3D pada umumnya memberikan gambaran terperinci yang lebih baik, sementara survei 2D memberikan gambaran keseluruhan yang lebih baik.

Melalui analisis atas data yang dihasilkan, Perseroan mampu membentuk gambaran mengenai lapisan di bawah permukaan tanah sebagai dasar untuk menyusun pendapat apakah terdapat “*lead*” atau “prospek”. “*Lead*” adalah interpretasi awal atas informasi geologis dan geofisika yang mungkin menghasilkan prospek atau mungkin juga tidak, dan “prospek” adalah struktur geologis yang kondusif bagi produksi minyak dan gas. Keberadaan minyak dan gas tersebut perlu dikonfirmasi lebih lanjut, pada umumnya dengan mengebor sumur eksplorasi. Apabila sumur eksplorasi tersebut mengkonfirmasi prospek tersebut (dalam arti dipandang “berhasil”), Perseroan dapat mengebor sumur delineasi (atau sumur kajian) untuk memperoleh data yang lebih terperinci mengenai formasi cadangan tersebut. Setelah keberadaan hidrokarbon terbukti mencapai jumlah yang layak secara komersial, atau sumur delineasi ditetapkan sebagai “berhasil”, pengeboran sumur pengembangan dapat dimulai untuk persiapan produksi. Suatu wilayah dipandang telah dikembangkan apabila wilayah tersebut memiliki sumur yang sanggup memproduksi minyak atau gas dalam jumlah yang menguntungkan (*paying quantities*). Perseroan juga dapat melakukan “pekerjaan ulang” atau *workover* atas sumur produksi (sumur yang memproduksi minyak atau gas) untuk memulihkan atau meningkatkan produksi dan melakukan pekerjaan ulang atas sumur produksi dan sumur yang ditinggalkan (sumur yang tidak lagi digunakan) dalam upaya untuk memulai, memulihkan atau meningkatkan produksi dari sumur-sumur tersebut.

Perseroan berencana untuk terus menggantikan cadangan yang telah mengalami deplesi dan menambah cadangan melalui eksplorasi dan pengembangan rendah risiko secara selektif dalam Kontrak Bagi Hasil Perseroan yang telah ada di Indonesia. Saat ini, Perseroan berencana untuk membelanjakan antara USD20 juta hingga USD40 juta per tahun untuk kegiatan eksplorasi di wilayah sekitar infrastruktur Perseroan yang telah tersedia di aset Kontrak Bagi Hasil Sumatera selatan dan Laut Natuna Selatan Blok B.

#### e. Keterangan tentang Aset Minyak dan Gas Utama

##### Blok Produksi Utama di Indonesia

Blok produksi Perseroan dikelola melalui tiga Unit Usaha utama. Blok produksi tersebut adalah (i) aset Sumatera Selatan (Kontrak Bagi Hasil Rimau, Sumatera Selatan dan Lematang), (ii) Kontrak Bagi Hasil Lepas Pantai Laut Natuna Selatan Blok B, dan (iii) Badan Operasi Bersama Senoro Toili. Perseroan juga mengelola Kontrak Bagi Hasil Tarakan yang berskala lebih kecil. Melihat kedepan, Perseroan mengharapkan persentasi lebih besar dari produksi perusahaan akan terdiri dari produksi dari Senoro Toili, Laut Natuna Selatan Blok B dan Blok A Aceh, karena beberapa blok yang ada, termasuk Kontrak Bagi Hasil Rimau dan Sumatera Selatan sudah memasuki tahap produksi matang (*mature*).

**Rimau**

Lokasi:	Sumatera Selatan
Luas Wilayah (km persegi):	1.103
Status:	Produksi
Jenis Kontrak:	Kontrak Bagi Hasil
Masa Berlaku:	2023
Pemegang Hak Partisipasi:	95,0% PT Medco E&P Rimau (seluruhnya dimiliki oleh Perseroan) 5,0% Kabupaten Sumatera Selatan (Perusahaan Daerah Pertambangan & Energi Sumsei/PDPDE)
Operator:	PT Medco E&P Indonesia

*Latar Belakang* Produksi minyak dari blok Rimau dimulai pada tahun 1986, dan Perseroan mengakuisisi hak beroperasi dalam blok tersebut pada tahun 1995. Blok tersebut menjadi operasi produksi minyak yang signifikan sejak Perseroan menemukan lapangan Kaji-Semoga pada bulan September 1996. Perseroan juga menemukan cadangan gas di lapangan Kaji-Semoga.

*Ketentuan Pajak Utama* Setelah dikurangi FTP dan setelah memperhitungkan pemulihan biaya, petroleum yang tersisa dibagi antara Pemerintah dan pemegang Kontrak Bagi Hasil sesuai dengan bagian laba minyak dan bagian laba gas masing-masing pihak. Bagian pemegang Kontrak Bagi Hasil untuk minyak mentah adalah 26,8%, sementara bagian Pemerintah adalah 73,2%. Bagian pemegang Kontrak Bagi Hasil untuk gas alam adalah 62,5% dan bagian pemerintah adalah 37,5%. Sebagian dari bagian laba minyak pemegang Kontrak Bagi Hasil dikenakan kewajiban DMO, akan tetapi bagian laba gas pemegang Kontrak Bagi Hasil tidak dikenakan kewajiban DMO.

*Penjualan* Perseroan memiliki Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah (*Crude Oil Sale and Purchase Agreement*, "COSPA") dengan Lukoil Asia Pacific Pte Ltd. sehubungan dengan penjualan hak minyak Perseroan dari blok ini. Dalam perjanjian ini, Lukoil diminta untuk melakukan pembayaran di muka sehubungan dengan kewajiban *off-take* mereka.

*Strategi Pengembangan* Target Perseroan adalah meminimalkan penurunan produksi sumur-sumur yang telah ada dan meningkatkan laju pemulihan dengan mengebor sumur produksi lebih lanjut dan berencana menerapkan program minyak tahap lanjut (*Enhanced Oil Recovery*, "EOR").

Selain itu, Kontrak Bagi Hasil Rimau meliputi penemuan minyak berat Iliran yang terdiri dari sekitar 440 MMBOE sumber daya kontinjensi. Pada tahun 2016, Perseroan melakukan pekerjaan ulang atas 25 sumur, termasuk pemasangan 14 ESP (*electrical submersible pumps*). Program percontohan tersebut tetap dilanjutkan pada tahun 2017 sementara Perseroan menelaah skenario pengembangan yang optimal. Program percontohan tersebut menggunakan rig pertambangan yang telah diadaptasi dengan ukuran mata bor kecil, yang mampu menekan biaya pengeboran hingga sekitar 90% dibandingkan rig pengeboran konvensional.

Rimau juga meliputi penemuan minyak Telisa yang terdiri dari sekitar 194 MMBOE sumber daya kontinjensi. Pada tahun 2017, Perseroan mulai menerapkan teknologi hidrolika patahan pada beberapa sumur dalam program percontohan lainnya. Program tersebut akan tetap dilanjutkan selama tahun 2017 dan 2018 sementara Perseroan menyempurnakan kemampuannya. Hasil program tersebut, yang secara umum berhasil, telah dipresentasikan kepada Pemerintah untuk mendukung permintaan perpanjangan Kontrak Bagi Hasil Perseroan yang akan datang. Pada saat ini, Perseroan berencana melaksanakan kampanye teknologi hidrolika patahan dalam skala lebih besar pada tahun 2018 atau 2019. Program ini menggunakan *rig* yang dimiliki dan dioperasikan oleh Perseroan.

### **Sumatera Selatan**

Lokasi:	Sumatera Selatan
Luas Wilayah (km persegi):	4.470
Status:	Produksi
Jenis Kontrak:	Kontrak Bagi Hasil
Masa Berlaku:	2033
Pemegang Hak Partisipasi:	100,0% PT Medco E&P Indonesia (seluruhnya dimiliki oleh Perseroan)
Operator:	PT Medco E&P Indonesia

*Latar Belakang* Produksi gas dari blok Sumatera Selatan dimulai pada tahun 1989, dan blok tersebut diakuisisi oleh Perseroan pada tahun 1995. Blok tersebut telah memperoleh perpanjangan Kontrak Bagi Hasil sampai tahun 2033.

*Ketentuan Pajak Utama* Setelah dikurangi FTP dan setelah memperhitungkan pemulihan biaya, petroleum yang tersisa dibagi antara Pemerintah dan pemegang Kontrak Bagi Hasil sesuai dengan bagian laba minyak dan bagian laba gas masing-masing pihak. Bagian pemegang Kontrak Bagi hasil untuk minyak mentah adalah 19,6%, sementara bagian Pemerintah adalah 80,4%. Bagian pemegang Kontrak Bagi hasil untuk gas alam adalah 43,1% dan bagian pemerintah adalah 56,9%. Sebagian dari bagian laba minyak dan bagian laba gas pemegang Kontrak Bagi hasil dikenakan kewajiban DMO.

*Penjualan - Minyak* Perseroan memiliki Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah (*Crude Oil Sale and Purchase Agreement*, "COSPA") dengan Lukoil Asia Pacific Pte Ltd. sehubungan dengan penjualan hak minyak Perseroan dari blok ini.

*Penjualan - Gas* Perseroan memiliki beberapa Kontrak Penjualan Gas dengan harga tetap dengan, antara lain, PT Pupuk Sriwidjaja Palembang (anak perusahaan dari perusahaan pupuk milik negara terbesar di Indonesia) dan PT Meta Epsi Pejebe Power Generation ("Meppogen"), sebuah Pengembang Listrik Swasta.

*Strategi Pengembangan* Pada tahun 2016, Perseroan melakukan pekerjaan ulang atas 12 sumur, termasuk pemasangan 3 ESP (*electrical submersible pumps*). Program untuk mengimbangi penurunan tersebut tetap berlanjut pada tahun 2017 sebanyak 13 kerja ulang sumur termasuk pemasangan 5 ESP. Lapangan tersebut juga mengandung penemuan gas Temelat, dengan rencana pengembangan gas yang telah berjalan, dengan potensi memperoleh gas yang jumlahnya diperkirakan mencapai 30 BCF. Gas pertama diperkirakan akan diperoleh pada kuartal ketiga tahun 2018. Perseroan juga tengah menelaah penemuan minyak di North Temelat untuk memperoleh minyak yang jumlahnya diperkirakan mencapai 2,4 MMBOE, yang akan dimulai pada kuartal pertama tahun 2019.

### **Senoro-Toili**

Lokasi:	Sulawesi
Luas Wilayah (km persegi):	451
Status:	Produksi
Jenis Kontrak:	Kontrak Bagi Hasil-Badan Operasi Bersama
Masa Berlaku:	2027
Pemegang Hak Partisipasi:	30,0% PT Medco E&P Tomori Sulawesi 50,0% PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi 20,0% Tomori E&P Limited
Operator:	Badan Operasi Bersama (JOB) Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi ("JOB-PMEPTS")

*Latar Belakang* Perseroan mengakuisisi hak kepemilikan dalam blok ini pada tahun 2000. Blok tersebut meliputi dua wilayah: Senoro (darat), yang mencakup 188 km<sup>2</sup> dan mengandung cadangan gas terbesar Perseroan, serta Toili (lepas pantai), yang mencakup 263 km<sup>2</sup> dan meliputi lapangan Tiaka di Toili, yang telah memproduksi kondensat kualitas tinggi sejak tahun 2005 (tingkat produksi harian sekitar 1,5 MBOPD).



*Ketentuan Pajak Utama* Setelah dikurangi FTP dan setelah memperhitungkan pemulihan biaya, petroleum yang tersisa dibagi antara Pemerintah dan pemegang Kontrak Bagi Hasil sesuai dengan bagian laba minyak dan bagian laba gas masing-masing pihak. Bagian pemegang Kontrak Bagi Hasil untuk minyak mentah adalah 62,5%, sementara bagian Pemerintah adalah 37,5%. Bagian pemegang Kontrak Bagi Hasil untuk gas alam adalah 71,4% dan bagian pemerintah adalah 28,6%. Sebagian dari bagian laba minyak pemegang Kontrak Bagi Hasil dikenakan kewajiban DMO, akan tetapi bagian laba gas pemegang Kontrak Bagi Hasil tidak dikenakan kewajiban DMO.

## **Minyak**

*Penjualan - Kondensat* Perseroan memiliki perjanjian dengan Petro Diamond Co. Ltd. Untuk menjual seluruh hak bagi hasil atas minyak cair yang diproduksi blok ini.

## **Gas**

### *Sektor Hulu*

Lapangan Senoro mulai berproduksi tepat pada waktunya dan sesuai dengan anggaran pada bulan Agustus 2015. Fasilitas produksi tersebut kini memiliki kapasitas hingga 340 MMSCFD.

JOB-PMEPTS telah menandatangani Kontrak Penjualan Gas dengan DSLNG untuk memasok 250 MMSCFD gas pada tahun 2009. Selain itu, JOB-PMEPTS juga menandatangani perjanjian dengan Panca Amara Utama pada bulan Maret 2014 untuk memasok 55 MMSCFD gas ke pabrik amonia yang harganya dikaitkan dengan harga amonia di pasar Asia Tenggara.

Pada tahun 2017, tambahan sumber daya kontinjensi sebesar 1,0 TCF dari cadangan 100% lapangan 1 C telah diestimasi atau dinilai oleh pihak ketiga. Skenario pengembangan potensial untuk menghasilkan uang dari sumber daya tersebut tengah dievaluasi. Desain dan teknik dasar (*front-end engineering and design*) sedang berjalan, dan keputusan investasi final sehubungan dengan skenario pengembangan terpilih diperkirakan akan diambil pada semester kedua tahun 2019. Pengembangan tahap II ini direncanakan akan dimulai setelah dimulainya produksi dan penjualan gas dari proyek pengembangan gas Aceh milik Perseroan. Pengembangan tahap II diharapkan akan meningkatkan produksi dari lapangan Senoro mulai tahun 2022.

### *Sektor Hilir*

Keterlibatan Perseroan dalam sektor hilir dilaksanakan melalui PT Donggi Senoro LNG (“DSLNG”), sebuah perusahaan ventura bersama yang didirikan pada tahun 2007 oleh konsorsium yang terdiri dari PT Medco LNG Indonesia (entitas anak yang dimiliki seluruhnya oleh Grup Perseroan), Mitsubishi Corporation dan KOGAS melalui anak perusahaannya, Sulawesi LNG Development Ltd., serta Pertamina, melalui anak perusahaannya, PT Pertamina Hulu Energi. Pabrik Gas alam cair hilir yang memiliki kapasitas sekitar 2.1 juta ton per tahun tersebut dan terletak di Kabupaten Banggai, Sulawesi Tengah. Pabrik tersebut dikontrak untuk melaksanakan tahap I sebesar 1,44 TCF dari cadangan gas Senoro dan 0,70 TCF dari lapangan gas Matindok milik Pertamina.

DSLNG merupakan proyek pertama di Indonesia yang akan menggunakan struktur pemrosesan gas alam cair hulu-hilir. Dalam struktur ini, kegiatan usaha gas alam cair hilir dirancang sebagai entitas usaha terpisah dari kegiatan usaha hulu dimana DSLNG (hilir) membeli gas dari sektor hulu, mengoperasikan pabrik gas alam cair (LNG), dan menjual gas alam cair tersebut ke pelanggan internasional.

Pada bulan Januari 2009, DSLNG menandatangani sebuah Perjanjian Penjualan Gas dengan PT. Medco E&P Tomori Sulawesi dan PT. PHE Tomori Sulawesi (pengelola Lapangan Gas Senoro). Berdasarkan perjanjian tersebut, Lapangan Gas Senoro akan memasok 277 BBTUD gas per hari (250 MMSCFD) selama jangka waktu 15 tahun pada harga yang telah disepakati dengan berdasarkan pada *Japan Crude Cocktail*. Pada bulan yang sama, DSLNG juga menandatangani Perjanjian Jual Beli Gas dengan PT. Pertamina EP (pengelola Lapangan Gas Matindok untuk memasok sekitar 90 BBTUD (85 MMSCFD). Akibat keterlambatan penyelesaian Lapangan Gas Matindok, Lapangan Gas Senoro telah memasok rata-rata lebih dari 300 MMSCFD, yakni melampaui volume yang diperjanjikan sebesar 250 MMSCFD.

Secara total, sekitar 1,4 TCF gas yang diproduksi Senoro akan dipasok ke pabrik DSLNG, yang kemudian akan menjual gas alam cair tersebut ke tiga pembeli di luar negeri, yaitu KOGAS, Chubu Electric Power Co. Inc (“CE”), dan Kyushu Electric Power Co. Inc. (“QE”). Perjanjian Jual Beli Gas Alam Cair (*LNG Sale & Purchase Agreement*, “LNG SPA”) dengan KOGAS tertanggal Agustus 2011 memiliki total komitmen sebesar 0,7 juta ton gas alam cair per tahun, LNG SPA dengan CE tertanggal Mei 2012 mengatur pasokan sebesar 1,0 juta ton per tahun, dan LNG SPA dengan QE, yang juga tertanggal Mei 2012, memiliki komitmen pengiriman sebesar 0,3 juta ton per tahun.

### **Lematang**

Lokasi: Sumatera Selatan  
 Luas Wilayah (km persegi): 409  
 Status: Produksi  
 Jenis Kontrak: Kontrak Bagi Hasil  
 Masa Berlaku: 2027  
 Pemegang Hak Partisipasi: 100,0% PT Medco E&P Lematang (seluruhnya dimiliki oleh Perseroan)  
 Operator: PT Medco E&P Lematang

*Latar Belakang* Kontrak Bagi Hasil LSC meliputi lapangan gas Harimau, yang ditemukan pada tahun 1989, dan lapangan gas Singa, yang ditemukan pada tahun 1997. BP Migas menyetujui rencana pengembangan atas blok tersebut pada tahun 2008. Perseroan berhasil merampungkan pembangunan fasilitas produksi dan memproduksi gas pertama pada tahun 2010 dengan menggunakan teknologi canggih. Sumur Singa-3 merupakan sumur pengeboran horisontal pertama di Indonesia yang menggunakan teknologi MPD (*managed pressure drilling*), yang sesuai untuk sumur dengan kondisi ekstrem (temperatur tinggi, tekanan tinggi). Pada saat ini, Lematang memiliki dua sumur gas aktif. Pada kuartal pertama tahun 2016, Perseroan memperoleh perpanjangan Kontrak Bagi Hasil Lematang hingga tahun 2027.

*Ketentuan Pajak Utama* Setelah dikurangi FTP dan setelah memperhitungkan pemulihan biaya, petroleum yang tersisa dibagi antara Pemerintah dan pemegang Kontrak Bagi Hasil sesuai dengan bagian laba minyak dan bagian laba gas masing-masing pihak. Bagian pemegang Kontrak Bagi hasil untuk minyak mentah adalah 28,8%, sementara bagian Pemerintah adalah 71,2%. Bagian pemegang Kontrak Bagi hasil untuk gas alam adalah 46,3% dan bagian pemerintah adalah 53,7%. Sebagian dari bagian laba minyak dan bagian laba gas pemegang Kontrak Bagi hasil dikenakan kewajiban DMO.

*Penjualan Gas* dijual berdasarkan harga tetap sesuai Perjanjian Penjualan Gas jangka panjang ke PLN.

*Strategi Pengembangan* Pada saat ini, Perseroan sedang mempelajari pilihan untuk pengembangan lebih lagi untuk Blok ini.

### **Laut Natuna Selatan Blok B**

Lokasi: Kepulauan Riau  
 Luas Wilayah (km persegi): 11.162  
 Status: Produksi  
 Jenis Kontrak: Kontrak Bagi Hasil  
 Masa Berlaku: 2028  
 Pemegang Hak Partisipasi: 40% Medco E&P Natuna Ltd. (seluruhnya dimiliki oleh Perseroan)  
 25% Prime Natuna Inc.  
 35% Medco South Natuna Sea Ltd.  
 Operator: Medco E&P Natuna Ltd.

*Latar Belakang* Pada November 2016, Perseroan mengakuisisi perusahaan-perusahaan yang memiliki 40% hak partisipasi dalam Kontrak Bagi Hasil Laut Natuna Selatan Blok B serta fasilitas penerimaan gas terkait yang berbasis di Singapura. Saat ini, Perseroan mengoperasikan Kontrak Bagi Hasil dan fasilitas yang berada di Laut Natuna pada kedalaman sekitar 300 kaki dengan satu FPSO, satu FSO, empat *central processing platform*, dan sejumlah kapal pendukung operasi lepas pantai. Produksi blok ini dimulai pada tahun 1979. Fasilitas-fasilitas tersebut mendukung lapangan minyak produksi serta 16 lapangan gas alam dalam berbagai tahap pengembangan, delapan di antaranya telah mencapai tahap



produksi. Perseroan mengoperasikan fasilitas pasokan darat di Pulau Matak, Kabupaten Anambas, yang menyediakan dukungan logistik dan dilengkapi dengan fasilitas untuk helikopter, bahan bakar, akomodasi, dan landasan lapangan terbang sepanjang 1.190 meter. Untuk jumlah karyawan lepas pantai menaungi hampir 370 karyawan, dan 420 karyawan lainnya menyediakan pelayanan darat dari Jakarta. Produksi gas untuk Singapura dikirimkan dari lokasi Kontrak Bagi Hasil melalui fasilitas pipa *West Natuna Transportation System* sepanjang 658 kilometer ke fasilitas penerima darat di Singapura. Baik jalur pipa maupun fasilitas penerima tersebut dioperasikan oleh Perseroan.

**Ketentuan Pajak Utama** Setelah dikurangi FTP dan setelah memperhitungkan pemulihan biaya, *petroleum* yang tersisa dibagi antara Pemerintah dan pemegang Kontrak Bagi Hasil sesuai dengan bagian laba minyak dan bagian laba gas masing-masing pihak. Bagian pemegang Kontrak Bagi Hasil untuk minyak mentah adalah 28,8%, sementara bagian Pemerintah adalah 71,2%. Bagian pemegang Kontrak Bagi Hasil untuk gas alam adalah 67,3% dan bagian pemerintah adalah 32,7%. Sebagian dari bagian laba minyak pemegang Kontrak Bagi Hasil dikenakan kewajiban DMO, akan tetapi bagian laba gas pemegang Kontrak Bagi Hasil tidak dikenakan kewajiban DMO.

**Penjualan Laut Natuna Selatan Blok B** secara berturut-turut menjual gas kepada pelanggan di Singapura (Sembgas Corp) dan Malaysia (Petronas) berdasarkan dua Perjanjian Penjualan Gas jangka panjang sejak tahun 2001 dan 2002. Penetapan harga dalam kontrak dengan Sembgas dan sebagian kontrak dengan Petronas mengacu pada HSFO.

**Strategi Pengembangan Lapangan** yang terletak dalam Kontrak Bagi Hasil Laut Natuna Selatan Blok B tidak tunduk kepada pembatasan pemulihan biaya (*cost recovery*) dalam Kontrak Bagi Hasil tersebut. Dengan demikian, *cost recovery* atas pengeluaran eksplorasi dan pengembangan yang timbul dari lapangan yang belum berproduksi dapat segera dilaksanakan berdasarkan lapangan yang telah berproduksi dalam wilayah Kontrak Bagi Hasil yang sama. Hal ini memberikan keuntungan ekonomis bagi pengeluaran eksplorasi dan pengembangan.

Padatahun2017, Perseroanberencanamelaksanakanprogrampengeboranenamsumurpengembangan, empat di antaranya berada di Belut Utara dan dua berada di Belanak dan Kerisi. Sumur-sumur tersebut akan dibor dari platform yang telah ada, dan akan mencakup sumur pengeboran baru maupun sumur cabang. Pengeboran dimulai pada awal Maret 2017 di lapangan Belut Utara untuk mencapai cekungan minyak yang belum diambil di formasi Gabus. Perseroan tengah menelaah program pengeboran tahun 2018, yang terdiri dari enam sumur awal tambahan untuk mencapai penjualan gas berdasarkan kontrak Perseroan dengan Singapura. Apabila hasilnya memuaskan, 15 target sumur tambahan akan ditelaah lebih lanjut. Selain itu, Perseroan sedang mengembangkan teknik pengembangan bawah laut untuk lapangan Buntal. Apabila berhasil, lapangan tersebut juga akan memasok gas untuk kontrak Perseroan dengan Singapura pada kuartal ke-empat tahun 2019. Pengembangan Buntal akan menerapkan desain sumur cerdas guna mengoptimalkan volume *hydrocarbon* yang diambil dari formasi. Untuk mengetahui potensi pengembangan lebih lanjut, pada tahun 2018 Perseroan berencana untuk melaksanakan program pengeboran 1 sumur eksplorasi dan melakukan aktivitas *seismic* 3-D.

## **Blok Pengembangan Utama di Indonesia**

### **Blok A**

Lokasi:	Aceh, Sumatera Utara
Luas Wilayah (km persegi):	1.867
Status:	Tahap Pengembangan
Jenis Kontrak:	Kontrak Bagi Hasil
Masa Berlaku:	2031
Pemegang Hak Partisipasi:	85,0% PT Medco E&P Malaka (seluruhnya dimiliki oleh Perseroan), 15% Kris Energy (Aceh) B.V.
Operator:	PT Medco E&P Malaka

*Latar Belakang* Eksplorasi untuk memperoleh gas yang lebih dalam di Blok A berlangsung selama tahun 1970an hingga tahun 1990an, yang menghasilkan lima penemuan, Alur Siwah, Alur Rambong, Julu Rayeu, Bata/Peulalu dan Kuala Langsa. Rencana Pengembangan telah disusun untuk Alur Siwah, Alur Rambong dan Julu Rayeu. Perseroan mengakuisisi hak partisipasi pada tahun 2006 (16,67%) dan 2007 (25,0%), dan menjadi operator pada tahun 2007. Perpanjangan selama 20 tahun untuk Kontrak Bagi Hasil Blok A diperoleh pada tahun 2011. Pada tahun 2016, Perseroan mengakuisisi hak partisipasi sebesar 16,67% dari Japex Block A Ltd., dan mengakuisisi hak partisipasi lebih lanjut sebesar 26,67% dari Kris Energy (Aceh) B.V. Pada tahun 2016, Perseroan juga menandatangani Perjanjian Rekayasa, Pengadaan dan Konstruksi (EPC) dengan PT JGC Indonesia dan PT Encona Inti Industri sebesar USD240 juta, serta Perjanjian EPC untuk konstruksi *flowline*, *trunkline* dan *pipeline* dengan PT Kelsri. Jumlah biaya investasi untuk tahap pertama blok ini diperkirakan akan mencapai sekitar USD540 juta. Pada bulan Juli 2017, Perseroan mendapatkan pembiayaan proyek sebesar USD360,0 juta untuk mendanai pengembangan blok ini, dan Perseroan tidak memiliki rencana untuk menanamkan penyertaan modal lebih lanjut untuk pengembangan tersebut.

*Ketentuan Pajak Utama* Setelah dikurangi FTP dan setelah memperhitungkan pemulihan biaya, petroleum yang tersisa dibagi antara Pemerintah dan pemegang Kontrak Bagi Hasil sesuai dengan bagian laba minyak dan bagian laba gas masing-masing pihak. Bagian pemegang Kontrak Bagi hasil untuk minyak mentah adalah 25,0%, sementara bagian Pemerintah adalah 75,0%. Bagian pemegang Kontrak Bagi hasil untuk gas alam adalah 58,3% dan bagian pemerintah adalah 41,7%. Sebagian dari bagian laba minyak dan bagian laba gas pemegang Kontrak Bagi hasil dikenakan kewajiban DMO.

*Penjualan* Pada bulan Januari 2015, Perseroan menandatangani Perjanjian Penjualan Gas dengan Pertamina untuk menjual 58.000 MMBTU gas per hari. Pasokan gas untuk Tahap I Blok A Aceh ditargetkan akan dimulai pada semester pertama tahun 2018 selama jangka waktu 13 tahun.

*Strategi Pengembangan* Selain lima penemuan tersebut di atas, Perseroan mengebor satu sumur eksplorasi yang berhasil di lapangan Matang pada tahun 2013. Dari hasil pengetesan, sumur Matang-1 memiliki kemampuan aliran gas dengan laju hingga 24 MMSCFD dengan kandungan hidrogen sulfida yang rendah. Penilaian lebih lanjut atas lapangan ini, serta penemuan gas lainnya di blok tersebut, yaitu Kuala Langsa, akan dimulai setelah pengembangan Blok A yang berjalan saat ini selesai. Lapangan Matang mempunyai sumber daya gas yang dapat menghasilkan dan sumber daya gas awal yang tersedia sebesar 82 BCF dan 116 BCF secara berturut-turut, sementara lapangan Kuala Langsa dengan kadar CO<sub>2</sub> tinggi diperkirakan mengandung sumber daya gas yang dapat menghasilkan sebesar 0.9 TCF, dengan sumber daya gas awal yang tersedia sebesar 6.4 TCF, dihitung secara kotor. Skenario pengembangan saat ini untuk lapangan Matang adalah untuk mengembangkan Pengembang Listrik Swasta dengan pembangkit listrik tenaga gas untuk menjual listrik ke Sumatera.

## **Blok Utama Internasional**

### ***Blok 56, Kesultanan Oman***

Lokasi:	Kesultanan Oman
Luas Wilayah (km persegi):	5.808
Status:	Eksplorasi
Jenis Kontrak:	Kontrak Bagi Hasil
Masa Berlaku:	Sampai dengan Desember 2018 untuk tahap eksplorasi pertama.
Pemegang Hak Partisipasi:	50,0% Medco Arabia Ltd 25,0% Biyaq LLC 25,0% Intaj LLC
Operator:	Medco Arabia Ltd

*Latar Belakang* Pada bulan November 2014, entitas anak Perseroan, Medco Arabia Ltd, mengadakan kontrak eksplorasi dan produksi untuk Blok 56 di Oman dengan Pemerintah Orman dan mitra lokalnya, Intaj LLC. Blok 56 terletak di cekungan hidrokarbon produktif, yaitu Cekungan Oman Salt. Perseroan telah memenuhi kewajiban pekerjaan minimum untuk tahap eksplorasi pertama dengan melakukan pemboran 3 sumur eksplorasi dan studi Geological and Geophysical senilai USD19.8 juta.



*Strategi* Lokasi Blok 56 berdampingan dengan Karim Small Field (“KSF”), serta memiliki karakteristik geologis yang serupa. Di masa mendatang, Perseroan mengharapkan terciptanya sinergi operasional dengan KSF, yang juga dioperasikan oleh Perseroan. Pada tahun 2017 & awal 2018, Perseroan telah melaksanakan pengeboran tiga sumur eksplorasi. Saat ini Perseroan sedang menganalisa dan mempersiapkan laporan hasil akhir dari kegiatan pengeboran tersebut.

**Oman, Karim Small Fields, Kontrak Jasa**

Lokasi: Kesultanan Oman  
Luas Wilayah (km persegi): 718  
Status: Produksi  
Jenis Kontrak: Kontrak Jasa dengan Petroleum Development Oman LLC  
Masa Berlaku: 2040  
Pemegang Hak Partisipasi: 25% Oman Oil Company  
75% Medco LLC Oman, dimana sahamnya dimiliki oleh:  
68.00% Medco International Enterprise Ltd (Perseroan)  
20.00% Kuwait Energy  
6.67% Vision Oil & Gas  
5.33% PetroVest  
Operator: Medco LLC Oman

*Latar Belakang* Pada bulan Januari 2006, Perseroan, melalui Medco LLC (Oman), memperoleh hak untuk mengadakan kontrak jasa dengan Petroleum Development Oman LLC (“PDO”) untuk mengoperasikan dan mengelola Karim Small Fields di Oman. Perseroan menandatangani kontrak jasa berjangka waktu 10 tahun dengan PDO (“Kontrak Jasa”), yang berlaku efektif mulai tahun 2006. Berdasarkan kontrak tersebut, Perseroan berhak memperoleh kembali seluruh biaya-biaya Perseroan (dengan batas maksimum 30,0% dari pendapatan atas produksi minyak) dan menerima bagian laba sebesar 3,98% dari pendapatan produksi minyak setelah dikurangi dengan biaya-biaya yang telah dikeluarkan oleh Perseroan.

Pada bulan Maret 2006, Perseroan menandatangani Perjanjian Bagi Partisipasi dan Ekonomi (*Participating and Economic Sharing Agreement*, “PESA”) dengan Oman Oil Company S.A.O.C. (“Oman Oil”). Berdasarkan ketentuan PESA, Perseroan dan Oman Oil setuju untuk bersama-sama mengembangkan Karim Small Fields dan bersama-sama menanggung biaya dan beban yang terkait dengan Kontrak Jasa. Berdasarkan Kontrak Jasa tersebut, Perseroan memiliki hak partisipasi sebesar 75% dan Oman Oil memiliki hak partisipasi sebesar 25%. Karena Perseroan merupakan penanggung jawab dalam Kontrak Jasa, maka berdasarkan PESA, Perseroan memiliki hak eksklusif untuk menyediakan jasa sebagaimana ditentukan oleh Kontrak Jasa tersebut.

Pada bulan April 2015, Medco LLC (Oman), menandatangani Amandemen dan Pernyataan Baru atas Kontrak Jasa, yang memperpanjang jangka waktu kontrak hingga tahun 2040. Bagian laba yang diterima oleh Perseroan meningkat dari sebesar 3.98% menjadi 12%. Dan bisa mencapai 16% dan 30% apabila Perseroan melakukan aktivitas dalam memproduksi minyak melalui metoda pengurasan “*Water Flood*” dan “*Enhanced Oil Recovery (EOR)*”.

*Strategi* Perseroan telah melakukan pemboran sumur-sumur pengembangan, sumur-sumur eksplorasi dan sumur-sumur appraisal untuk memenuhi komitmen pasti dalam 5 tahun pertama dengan menyelesaikan paling sedikit 69 sumur pengembangan, 9 sumur eksplorasi dan 6 sumur appraisal. Selain memenuhi komitmen pasti, Perseroan dalam waktu mendatang bertujuan untuk meningkatkan cadangan minyak.

**Libya, Area 47**

Lokasi: Libya  
Luas Wilayah (km persegi): 6.182  
Status: Eksplorasi dan Pengembangan  
Jenis Kontrak: Perjanjian Eksplorasi dan Bagi Hasil  
Masa Berlaku: 2044

Pemegang Hak Partisipasi: Masa Eksplorasi :  
50% Medco International Ventures Ltd.  
50% Libyan Investment Authority ("LIA")  
Masa Pengembangan :  
25% Medco International Ventures Ltd.  
25% Libyan Investment Authority ("LIA")  
50% National Oil Company

Operator: Masa Eksplorasi : Medco International Ventures Ltd.  
Masa Pengembangan : Nafusah Oil Company BV

*Latar Belakang* Sejak Perseroan mengakuisisi hak partisipasi di Area 47, selama tahun 2005 hingga 2009 Perseroan telah mengebor 20 sumur eksplorasi dan enam sumur kajian, 18 di antara sumur eksplorasi tersebut menunjukkan indikasi cadangan minyak dalam jumlah besar. LIA mengakuisisi haknya pada tahun 2009 dari pihak ketiga. Pada bulan April 2010, Perseroan dipercaya untuk menggantikan LIA sebagai operator blok tersebut selama periode eksplorasi. Sejak penunjukan Perseroan sebagai operator, Perseroan telah mengebor tiga sumur eksplorasi, yang seluruhnya menunjukkan indikasi penemuan minyak dalam jumlah besar.

*Strategi* Berkenaan dengan kondisi keamanan yang tidak mendukung, maka aktivitas operasi dibekukan sejak tahun 2015 namun tetap mempertahankan aktivitas non operational (Kondisi Kahar) sampai dengan kondisi kembali kondusif dan kondisi kahar dinyatakan dicabut. Perseroan berhasil untuk mendapatkan perpanjangan masa eksplorasi selama 3 tahun untuk menyelesaikan pemboran sumur appraisal guna mendapatkan tambahan cadangan hidrokarbon. Untuk tahap pengembangan, dalam menghadapi situasi Libya saat ini, skenario operasi "*Fast Track Production Facility*" menjadi pilihan Perseroan dan para partner, dimana saat ini tahapan evaluasi keteknikan dan keekonomiannya sedang terus dalam pengerjaan. "*Fast Track Production Facility*" ini diharapkan mampu untuk memproduksi minyak dengan kapasitas sebesar 10.000 bopd selama 3 tahun pertama operasinya yang kemudian meningkat pada tahun-tahun sesudahnya menjadi 25.000 bopd minyak, sekitar 30 mmscfd gas dan sekitar 3.000 barrel condensate per day.

#### **f. Aset Minyak dan Gas Lainnya**

##### ***Indonesia***

*Tarakan* Perseroan mulai beroperasi di wilayah Kontrak Bagi Hasil Tarakan pada tahun 1992, dan memperoleh perpanjangan Kontrak Bagi Hasil hingga tahun 2022. Tarakan memiliki 18 sumur minyak aktif dan 2 sumur gas aktif. Perseroan memiliki perjanjian dengan Pertamina untuk menjual seluruh hak neto Perseroan atas minyak yang diproduksi dari blok ini. Perseroan memiliki Perjanjian Penjualan Gas dengan harga tetap dengan PT PLN tarakan untuk memasok gas untuk membangkitkan listrik di wilayah Tarakan. Pada tahun 2016, Perseroan mengebor dua sumur pekerjaan ulang yang menghasilkan peningkatan produksi minyak. Perseroan tengah mengkaji potensi eksplorasi Kontrak Bagi Hasil ini, tetapi tidak memiliki rencana jangka pendek untuk pengeluaran lebih lanjut.

*Simenggaris* Blok Simenggaris terdiri dari lapangan gas Sesayap dan Sembakung Selatan. Pada tahun 2013, Pemerintah Indonesia menyetujui alokasi ulang pasokan gas dari Pabrik Metanol Bunyu untuk memenuhi kebutuhan PLN untuk membangkitkan tenaga listrik di bagian Indonesia Timur. Perseroan menetapkan target untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan energi di wilayah sekitar, terutama bagi sektor pembangkit listrik di Kalimantan Utara, Timur dan Selatan. Pabrik tersebut memiliki kapasitas untuk memasok 30 MMSCFD.

*Bengara* Pada bulan Desember 2001, Perseroan membeli 95,0% kepemilikan dalam PT Petroner Bengara Energi, yang menguasai 100% hak partisipasi dalam Blok Bengara. Pengeboran pertama dilakukan pada bulan Juni 2006, dan penemuan gas pertama di Sebuku Selatan-1 dicapai pada bulan Juli 2009. Pengeboran delineasi di Sebuku Selatan-2 kemudian dilaksanakan pada bulan Juli 2011. Pada kuartal pertama tahun 2013, Perseroan melaksanakan pertukaran aset dengan Salamander Energy, yang menyebabkan hak partisipasi Perseroan dalam blok ini mencapai 100,0%.



*Sokang Selatan* Pada awal tahun 2016, Perseroan mengakuisisi Medco South Sokang B.V. (Dahulu bernama Lundin South Sokang B.V) dan hak operator atas Kontrak Bagi Hasil Sokang Utara di Laut Natuna. Pada tahun 2016, Perseroan memperoleh perpanjangan Kontrak Bagi Hasil hingga Desember 2020.

### **Amerika Serikat**

Perseroan memegang hak untuk melakukan eksplorasi dan memproduksi minyak dan gas dalam lima aset produksi di Amerika Serikat, yang terletak di lepas pantai Teluk Meksiko setelah Louisiana dan dikuasai melalui kontrak sewa dengan Departemen Dalam Negeri Amerika Serikat, Biro Pengelolaan Energi Laut. Pembongkaran blok 316 East Cameron Perseroan telah dilaksanakan, dan Perseroan memperkirakan pembongkaran blok 317 dan 318 akan selesai dilaksanakan pada tahun 2018. Sementara itu, sehubungan dengan blok Main Pass, yang terdiri dari Blok 64 dan 65, Perseroan meninggalkan sementara empat sumur di Blok 64. Seluruh aset minyak dan gas di Amerika Serikat dikuasai oleh entitas anak yang dimiliki seluruhnya oleh Perseroan, yaitu Medco Energi US LLC. Seluruh produksi minyak Perseroan di Amerika Serikat dijual di pasar spot, dan Perseroan tidak memiliki rencana untuk mengadakan perjanjian penjualan jangka panjang. Gas yang diproduksi digunakan untuk operasi internal Perseroan.

### **Tunisia**

Pada bulan Agustus 2014, Perseroan, melalui entitas anaknya, Medco Tunisia Petroleum Limited, mengakuisisi 100,0% kepemilikan saham di Storm Ventures International (Barbados) Limited, sebuah perusahaan eksplorasi dan produksi minyak dan gas yang beroperasi di Tunisia. Akuisisi tersebut memberikan hak partisipasi atas delapan blok di Tunisia kepada Perseroan, yang terdiri dari Blok Adam, Blok Bir Ben Tartar, Blok Cosmos, Blok Yasmin, Blok Borj El Khadra, Blok Jenein, Blok Sud Remada dan Blok Gulf of Hammamet. Lima blok darat (Adam, Sud Remada, Bir Ben Tartar, Jenein dan Borj El Khadra) terletak di Cekungan Ghadames dan tiga blok lepas pantai lainnya (Cosmos, Hammamet dan Yasmin) terletak di Cekungan Pellagian di pantai timur laut Tunisia. Saat ini, kegiatan produksi minyak dan gas berjalan dengan normal. Produksi di Tunisia berasal dari Blok Bir Ben Tartar yang dioperasikan oleh Perseroan dan Blok Adam yang dioperasikan oleh ENI, dengan total produksi minyak dan gas sebesar sekitar 1,210 boepd net untuk Perseroan.

### **Yemen, Blok 9**

Entitas anak Perseroan, Medco Yemen Malik Ltd., mengakuisisi hak partisipasi sebesar 25,0% di Blok 9 dari Reliance Exploration & Production DMCC pada tahun 2012. Blok ini dioperasikan oleh Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd. Pada tahun 2013, Perseroan melakukan pengeboran untuk lima sumur eksplorasi. Akibat kondisi keamanan di Yaman yang tidak mendukung, tidak ada kegiatan operasi produksi yang dilaksanakan di blok ini sejak tahun 2015. Pada tahun 2018, Perseroan, Operator Blok dan partner lainnya sepakat untuk merencanakan memulai lagi operasi produksi. Kantor operasi yang baru telah dibentuk di Cairo Mesir. Saat ini Perseroan dan operator sedang melaksanakan tahap *"production pre-commissioning"* dimana selanjutnya diharapkan produksi bisa dimulai pada akhir tahun 2018 ini atau awal 2019.

## **1.11.3 Kegiatan Usaha Pembangkit Listrik**

Kegiatan usaha pembangkit listrik Perseroan dijalankan melalui MPI, sebuah Pengembang Listrik Swasta dan penyedia layanan operasi dan pemeliharaan ("O&M"). Perseroan menguasai 77,68% kepemilikan efektif dalam MPI.

Sebagai Pengembang Listrik Swasta, MPI memegang kepemilikan mayoritas dan mengoperasikan empat pembangkit listrik tenaga gas di Batam, yang memiliki kapasitas kotor keseluruhan sebesar 266 MW. Pada tahun 2021, MPI berencana memulai operasi PLTGU di Riau dengan kapasitas 275 MW. MPI juga kini mengoperasikan pembangkit listrik tenaga panas bumi ("PLTP") berkapasitas 330 MW di Sarulla, Sumatera Utara.

Sebagai penyedia layanan O&M, MPI mengoperasikan pembangkit listrik tenaga uap (“PLTU”) di Jawa Tengah dengan kapasitas 1.320 MW berdasarkan kontrak O&M dengan jangka waktu dengan PLN sampai dengan 2029. Pada bulan September 2016, MPI melalui anak perusahaannya, MGS menandatangani perjanjian O&M dengan Sarulla Operation Limited terkait PLTP berkapasitas 330 MW, dan, pada bulan Desember 2017, melalui anak perusahaannya, MEB, menandatangani kontrak O&M dengan PT PLN Batam terkait PLTG dengan kapasitas keseluruhan sebesar 500 MW (TM2500 *truck-mounted gas turbine generator unit*) yang tersebar di delapan lokasi di Indonesia.

Dalam menjalankan kegiatan usahanya, MPI berkonsentrasi pada proyek pengembang listrik tenaga gas dan panas bumi swasta dan pembangkit listrik terikat di bagian barat Indonesia dan berupaya memaksimalkan operasi layanan listriknya dan menjalin sinergi dengan kegiatan usaha lainnya.

Pada tahun 2016, MPI terpilih sebagai salah satu dari 5 Pengembang Listrik Swasta dan Perusahaan O&M terbaik dalam *Indonesia Best Electricity Awards* yang diselenggarakan oleh Majalah Listrik Indonesia, sebuah majalah energi Indonesia, dan Tanjung Jati (PLTU bara di Jawa Tengah, dimana MPI bertindak sebagai penyedia layanan O&M) menerima peringkat hijau dari PROPER yang diselenggarakan oleh Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan.

#### **1.11.4 Kegiatan Usaha Pertambangan Tembaga dan Emas**

AMNT memiliki dan mengoperasikan tambang Batu Hijau yang terletak di Pulau Sumbawa, sekitar 1.500 km dari Jakarta ke arah timur. Konsesi pertambangan meliputi area seluas 25.000 hektar dan hak mendahului seluas 41.422 hektar termasuk tembaga dan emas Elang dan beberapa kawasan prospek eksplorasi termasuk Elang, Lampui, Rinti, Batu Balong, Nangka dan Teluk Puna. Kegiatan eksplorasi pada tahun 2017 diperkirakan akan berfokus pada Nangka, Batu Balong dan Teluk Puna, yang merupakan wilayah yang paling mudah diakses dari fasilitas yang telah ada. Sumber daya tembaga-emas Elang merupakan sumber daya terbesar, dan terletak sekitar 60 kilometer di sebelah timur tambang Batu Hijau. AMNT berniat mengembangkan rencana untuk mengevaluasi sumber daya Elang selama perundingan yang sedang berjalan dengan Pemerintah Indonesia dengan tujuan mengembangkan tambang sebelum berakhirnya operasi tambang di Batu Hijau.

Pada tanggal 11 Januari 2017, pemerintah Indonesia menerbitkan peraturan baru mengenai ekspor konsentrat tembaga, yaitu Peraturan Menteri ESDM No. 5 Tahun 2017 mengenai Peningkatan Nilai Tambah Mineral Melalui Kegiatan Pengolahan dan Pemurnian Mineral Dalam Negeri (“Permen No. 5/2017”). Permen No. 5/2017 mewajibkan AMNT sebagai pemegang Kontrak Karya untuk mengubah Kontrak Karyanya menjadi Izin Usaha Pertambangan Khusus – Operasi Produksi 146 (“IUPK OP”) agar dapat mengekspor konsentrat tembaga yang dihasilkannya. Pada tanggal 10 Februari 2017, AMNT memperoleh IUPK OP dari Kementerian ESDM. Peraturan tahun 2017 juga mewajibkan pemegang IUPK OP untuk melakukan pemurnian mineral yang dihasilkannya di dalam negeri. AMNT terus bekerja sama dengan pemerintah untuk menjamin kepastian investasi dan kelangsungan operasi, termasuk dalam hal-hal yang terkait dengan peleburan dan pemurnian di dalam negeri serta ekspor konsentrat tembaga. AMNT telah memulai kajian kelayakan atas kapasitas, desain dan konstruksi serta pengoperasian fasilitas peleburan di lapangan. Terkait pabrik peleburan, AMNT berencana membentuk ventura bersama dengan pihak lain untuk membangun pabrik peleburan dan juga berencana untuk mempertahankan kepemilikan mayoritas atas pabrik peleburan tersebut. AMNT berencana memberikan kontribusi dalam bentuk akses terhadap tanah, pelabuhan dan pembangkit listrik miliknya bagi ventura bersama tersebut, sementara mitra ventura bersama diharapkan memberikan kontribusi modal untuk pembangunan pabrik peleburan. AMNT diharuskan untuk menyelesaikan pabrik peleburan pada tahun 2022.

### **Tambang Batu Hijau**

Tambang Batu Hijau terletak di Pulau Sumbawa. Tambang tersebut mempekerjakan sekitar 3.000 pekerja. Tambang tersebut dapat dicapai melalui kapal feri dari Lombok atau melalui pesawat udara dari Lombok atau Denpasar, Bali. Batu Hijau merupakan tambang emas dan tembaga porfir terbuka besar yang ditambang menggunakan teknik truck and shovel tradisional. Fasilitas pendukungnya mencakup pabrik pengolahan bijih berkapasitas 120.000 ton per hari, dengan dua mesin SAG (*semi-autonomous grinding*) Mill dan empat mesin Ball Mill yang menggunakan sirkuit flotasi, pembangkit listrik tenaga batu bara berkapasitas 158 MW, pelabuhan perairan laut dalam, terminal kapal feri, dan layanan udara.

Di tambang ini, bijih yang mengandung tembaga dan emas dihancurkan hingga menjadi butiran kasar dan kemudian diangkut dari tambang melalui konveyor ke sebuah konsentrator. Di konsentrator tersebut, bijih tersebut digiling sampai halus dan diolah melalui tahap flotasi berturut-turut yang menghasilkan konsentrat tembaga/emas yang mengandung sekitar 26% hingga 29% tembaga. Konsentrat tersebut kemudian diangkut dari tambang melalui pipa sepanjang 18 kilometer ke pelabuhan di Benete, tempat konsentrat tersebut disaring, dikeringkan dan kemudian disimpan untuk dimuat dan dikapalkan. Pelanggan AMNT terdiri dari pedagang dan pabrik peleburan di luar Indonesia berdasarkan perjanjian jangka pendek dan menengah.

Pada saat ini, AMNT beroperasi pada Tahap 6 di tambang Batu Hijau dan berencana untuk diselesaikan pada tahun 2017. AMNT berencana memulai pengembangan Tahap 7 pada tahun 2017. Selama pengembangan Tahap 7, produksi di tambang akan mengalami penurunan secara material selama sekitar tiga tahun sewaktu AMNT menyingkirkan tanah penutup agar penambangan untuk mengakses bijih Tahap 7 dapat dimulai. Dalam periode tersebut, AMNT berencana menjual bijih dari *stockpile* miliknya untuk menghasilkan kas untuk membiayai kegiatan operasionalnya.

### **Emas**

Emas pada umumnya digunakan untuk keperluan fabrikasi atau investasi. Emas pabrikan memiliki berbagai kegunaan akhir, termasuk untuk perhiasan, barang elektronik, kedokteran gigi, kegunaan industri dan dekorasi, medali, medallion dan koin resmi. Investor emas membeli emas batangan, koin resmi dan perhiasan. AMNT pada umumnya menjual emas (dalam Dolar AS) pada harga pasar yang berlaku dalam bulan ketika emas tersebut diserahkan kepada pembeli.

### **Tembaga**

AMNT pada umumnya menjual tembaga (dalam Dolar AS) pada harga pasar yang berlaku dalam bulan ketika tembaga tersebut diserahkan kepada pembeli. Penjualan tembaga dilakukan dalam bentuk konsentrat, yang dijual kepada pabrik peleburan untuk pengolahan dan pemurnian lebih lanjut, dan dalam bentuk katoda tembaga (bahan baku untuk memproduksi batang tembaga untuk kebutuhan industri kawat dan kabel).

#### **1.11.5 Persaingan**

Perseroan menghadapi persaingan dari perusahaan minyak dan gas lainnya, termasuk Pertamina, BUMN minyak dan gas nasional, di seluruh wilayah operasi minyak dan gas Perseroan, termasuk dalam akuisisi kesepakatan bagi hasil. Pesaing Perseroan di Indonesia dan Asia Tenggara meliputi perusahaan minyak dan gas internasional, sebagian besar di antaranya merupakan perusahaan besar yang mapan dengan sumber daya modal yang jauh lebih besar dan staf operasional yang lebih besar dibandingkan Perseroan, dan sebagian besar di antaranya telah bergerak dalam usaha minyak dan gas lebih lama dibandingkan Perseroan. Perusahaan-perusahaan tersebut mungkin mampu menawarkan persyaratan yang lebih menarik saat mengikuti lelang untuk memperoleh konsesi atas prospek eksplorasi dan operasi sekunder, membayar lebih tinggi untuk aset minyak dan gas alam produktif serta prospek ekspansi, serta mampu mendefinisikan, mengevaluasi dan memberikan penawaran serta membeli aset dan prospek dalam jumlah yang lebih besar dibandingkan yang dapat dilakukan oleh Perseroan dengan sumber daya keuangan, teknis dan tenaga kerja yang ada. Kemampuan Perseroan untuk memperoleh kesepakatan bagi hasil dan untuk menemukan, mengembangkan dan memproduksi cadangan di masa depan akan tergantung pada kemampuan Perseroan untuk mengevaluasi dan memiliki aset yang sesuai dan menutup transaksi di tengah persaingan yang ketat. Meskipun demikian, mengingat pentingnya industri minyak dan gas bagi ekonomi Indonesia, Pemerintah secara aktif

mendorong partisipasi perusahaan lokal. Sebagai salah satu dari sedikit perusahaan Indonesia yang bergerak dalam industri eksplorasi dan produksi minyak dan gas, Perseroan percaya bahwa Perseroan memiliki keunggulan tertentu dalam memperluas usaha Perseroan dalam sektor ini.

Sektor pengembang listrik swasta Indonesia masih terfragmentasi, dengan sejumlah Pengembang Listrik Swasta berskala kecil hingga menengah (kapasitas < 400 MW) dan segmen skala besar ( $\geq$  400 MW). Pemain listrik lokal Indonesia pada umumnya beroperasi dalam berbagai segmen, dengan fokus utama pada segmen kecil hingga menengah. Indonesia Power dan PJB (keduanya merupakan BUMN), adalah pemain lokal terkuat berkat posisinya yang tepat di pasar, yang disebabkan oleh peninggalan sebelumnya dan hubungan kedua BUMN tersebut dengan PLN dan pemerintah. Pemain listrik internasional terutama beroperasi di segmen skala besar, dengan fokus utama di pembangkit listrik tenaga batu bara dan panas bumi. Persaingan MPI dalam mendapatkan proyek baru terutama berkenaan dengan penentuan harga tarif dan lokasi kualitas teknis.

AMNT menghadapi persaingan dari tambang tembaga dan emas lainnya, terutama di Asia. AMNT bersaing dalam hal rekam jejak dalam memenuhi pesanan, memenuhi komitmen terhadap pelanggan dan kualitas bijih.

#### **1.11.6 Bahaya Operasi, Asuransi dan Risiko-risiko yang Tidak Diasuransikan**

Operasi utama Perseroan menghadapi bahaya dan risiko yang melekat pada pengeboran, produksi dan pengangkutan gas alam dan minyak, dan melalui AMNT dan MPI risiko melekat pada pertambangan dan pembangkit listrik. Risiko dan bahaya tersebut meliputi risiko kebakaran, bencana alam, ledakan, penemuan formasi dengan tekanan abnormal, letupan, cratering, kebocoran pipa dan tumpahan; yang sebagian besar dapat menyebabkan hilangnya hidrokarbon, pencemaran lingkungan, tuntutan cedera pribadi dan kerusakan lainnya terhadap aset Perseroan. Sebagai perlindungan terhadap bahaya operasi tersebut, Perseroan memiliki pertanggungan asuransi atas sebagian, tetapi bukan seluruh, potensi kerugian. Pertanggungan asuransi Perseroan meliputi, tetapi tidak terbatas pada, kerusakan fisik atas aset tertentu, pengendalian sumur, letupan dan biaya pengendalian pencemaran tertentu, asuransi tanggung jawab umum komprehensif, termasuk kendaraan dan kompensasi pekerja. Sesuai standar yang Perseroan yakini menjadi praktek industri, Perseroan tidak memiliki asuransi gangguan bisnis.

#### **1.11.7 Keselamatan**

Perseroan telah memiliki prosedur keselamatan ekstensif yang bertujuan untuk menjaga keselamatan pekerja, aset Perseroan, masyarakat serta lingkungan hidup. Prosedur keselamatan secara umum tersedia di tingkat korporasi. Prosedur yang lebih spesifik telah dikembangkan untuk setiap entitas anak yang beroperasi guna mengelola pekerjaan atau tugas yang berisiko tinggi. Prosedur kerja dan analisa risiko harus tersedia, diperiksa dan disetujui oleh pihak yang berwenang sebelum pekerjaan yang berisiko tinggi dapat dilaksanakan.

Kebijakan Perseroan mengharuskan bahwa dalam hal terjadi konflik antara penyelesaian pekerjaan dengan masalah keselamatan kerja dan lingkungan hidup, maka keselamatan pekerja, termasuk pihak ketiga serta lingkungan menempati prioritas tertinggi. Perseroan juga terus membangun kompetensi dasar karyawan dan kontraktor terkait dengan Kesehatan, Keselamatan Kerja dan Lindungan Lingkungan (K3LL/HSE). Pelatihan dasar yang terstandarisasi telah ditetapkan guna memastikan seluruh karyawan dan kontraktor memiliki wawasan serta pengetahuan HSE yang setara.

Perseroan telah melakukan pembaharuan terhadap sistem manajemen HSE sehingga lebih terstruktur dan berfokus pada risiko-risiko operasi yang spesifik dalam industri Minyak & Gas serta memastikan kegiatan usaha Perseroan telah memenuhi dan mematuhi ketentuan hukum dan ketentuan lainnya terkait HSE. Sistem Manajemen HSE Perseroan mengacu kepada model dan struktur sistem manajemen terintegrasi berdasarkan OHSAS 18001, ISO 9001, ISO 14001. Perseroan juga telah mengembangkan panduan dan prosedur operasi standar untuk mematuhi ekspektasi di dalam sistem manajemen HSE.

### 1.11.8 Lingkungan Hidup

Operasi Perseroan tunduk kepada peraturan perundang-undangan Indonesia yang mengatur lingkungan hidup atau terkait dengan perlindungan lingkungan hidup. Peraturan perundang-undangan tersebut mewajibkan perolehan izin sebelum pengeboran dimulai, pengembangan lapangan, konstruksi, yang membatasi jenis, jumlah dan konsentrasi bahan-bahan tertentu yang dapat dilepaskan ke lingkungan sehubungan dengan kegiatan operasi pengeboran, pengembangan dan produksi. Selain itu juga membatasi atau melarang kegiatan pengeboran di wilayah tertentu yang terletak di alam liar, cagar alam, tanah gambut dan kawasan lindung lainnya. Peraturan tersebut juga mewajibkan pengukuran parameter untuk mencegah pencemaran yang timbul dari operasi terdahulu atau saat ini dan mengenakan liabilitas yang substansial atas pencemaran yang ditimbulkan oleh operasi Perseroan.

Perseroan percaya bahwa Perseroan telah mematuhi peraturan perundang-undangan sehubungan dengan lingkungan hidup yang berlaku dengan standar sistem manajemen lingkungan yang tinggi. Bersamaan dengan upaya perbaikan berkesinambungan, Perseroan melakukan pemantauan, mitigasi dan evaluasi atas potensi dampak lingkungan yang dihasilkan dan melaporkan ke instansi pemerintah secara berkala.

Perseroan juga berkomitmen untuk melakukan lebih dari sekedar mematuhi peraturan yang ada dan terus menunjukkan perbaikan berkelanjutan kearah *environment excellence*.

Perseroan telah menerima penghargaan PROPER (Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan dalam Pengelolaan Lingkungan) Biru, Hijau dan Emas, secara berturut-turut dari Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan untuk beberapa blok yang dioperasikan di Indonesia: Rimau – PROPER EMAS sebanyak 7 kali; South Sumatra – PROPER HIJAU sebanyak 8 kali; Lematang – PROPER HIJAU – sebanyak 4 kali; Tarakan – PROPER HIJAU – sebanyak 5 kali; South Natuna Sea Block B – PROPER BIRU di tahun 2017.

Perseroan juga menerima Indonesia Social Business Innovation Company 2016 untuk Program Pengelolaan Emisi dari Warta Ekonomi; Penghargaan Sekolah Adiwiyata di Anambas atas kontribusi Perseroan terhadap pendidikan anak; dan petani karet organik dari Sumatera Selatan diundang ke istana kepresidenan dan menerima Penghargaan Petani Berprestasi.

### 1.11.9 Tanggung Jawab Sosial Perusahaan

Perseroan memiliki keyakinan bahwa pertumbuhan usaha yang berkesinambungan hanya dapat dicapai dengan melakukan integrasi antara kebutuhan masyarakat sekitar dengan aktivitas bisnis Perseroan. Masyarakat sekitar ini merupakan komunitas dimana Perseroan memiliki aspirasi untuk tumbuh bersama dan sejalan dengan pertumbuhan bisnis Perseroan.

Perseroan melakukan inisiatif berupa investasi dalam komunitas dengan prinsip-prinsip strategis, adil dan transparan seiring dengan dengan tujuan Perseroan untuk mendukung dan menciptakan komunitas mandiri yang sesuai dengan UN Sustainable Development Goals.

Sejak tahun 2009, Perseroan telah mendesain ulang pemberdayaan manusia dengan basis investasi sosial untuk memfasilitasi pertumbuhan yang berkesinambungan. Hal ini dilakukan dengan menciptakan pola pikir yang tepat untuk mengembangkan individu-individu yang diharapkan akan mampu untuk memiliki kemandirian untuk mengelola lingkungan sekitar yang telah ada dengan cara-cara yang berkesinambungan dan berorientasi masa depan.

Sebagai tambahan untuk pengelolaan efek sosial yang mungkin dapat ditimbulkan dari kegiatan operasional Perseroan, Perseroan mengupayakan cara untuk dapat melakukan pengembangan lingkungan secara berkesinambungan dalam rangka untuk meningkatkan kualitas hidup masyarakat sekitar dan mendukung inisiatif-inisiatif untuk melindungi ekosistem lokal yang telah ada. Untuk mencapai tujuan tersebut Perseroan melakukan kegiatan-kegiatan program dengan tujuan untuk mengembangkan potensi-potensi lokal, peningkatan produktifitas dan perbaikan kesejahteraan komunitas lokal melalui prinsip-prinsip kesinambungan berdasarkan kekayaan sosial lokal, masyarakat, infrastruktur dan

pembiayaan. Perseroan mendukung inisiatif-inisiatif komunitas yang ada untuk menentukan masa depan dan memfasilitasi komunitas-komunitas dalam masyarakat tersebut untuk merencanakan masa depan terutama dalam bidang-bidang agrikultur yang berkesinambungan.

Per Juni 2018, Perseroan telah mengeluarkan 699.395 dolar Amerika Serikat untuk melaksanakan kegiatan tanggung jawab sosial di lokasi-lokasi dimana Perseroan melakukan kegiatan operasional, mulai dari Aceh Timur (DI Aceh), Anambas dan Natuna (Kepulauan Riau), Lahat, Musi Rawas, Banyuasin, Banyuasin, Muara Enim, Abab dan Lematang Ilir Penukal (Sumatera Selatan), Tarakan (Kalimantan Utara), Morowali Utara, Toili sampai dengan South Batui (Sulawesi Tengah). Program dan kegiatan tanggung jawab sosial ini termasuk memperkenalkan dan membina para petani lokal dengan cara mengembangkan produk-produk agrikultur yang berkesinambungan di lebih dari 20 desa, membantu nelayan dalam membudidayakan ikan yang memiliki nilai ekonomis tinggi seperti ikan kerapu dan cara untuk memasarkan ikan-ikan tersebut, penyediaan listrik bagi 558 rumah di lima desa, pengadaan pendidikan usia dini bagi anak, pengadaan buku dan perumahan masyarakat, serta menyediakan dukungan untuk tanaman-tanaman obat yang berkhasiat yang telah memberikan manfaat kepada 1100 masyarakat dan 33 kebun organik di 34 desa.

Perseroan memiliki komitmen untuk terus mendukung terciptanya komunitas-komunitas dalam masyarakat yang mandiri melalui pemberdayaan dan pertumbuhan ekonomi yang diharapkan akan dapat meningkatkan kemampuan lokal serta menerapkan prinsip-prinsip pertumbuhan yang berkesinambungan, kesetaraan gender dan perlindungan alam dengan cara bekerjasama dengan pemerintah-pemerintah daerah.

## II. ANALISA DAN PEMBAHASAN OLEH MANAJEMEN

*Ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan dan Entitas Anak tanggal 31 Desember 2016 dan 2017 untuk periode enam bulan yang berakhir pada 30 Juni 2018, angka-angkanya diambil dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 31 Desember 2016 dan 2017 dan untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2018, yang telah disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan (SAK). Ikhtisar data keuangan konsolidasian interim Perseroan dan Entitas Anak tanggal 30 Juni 2017 dan untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal tersebut bersumber dari laporan keuangan konsolidasian interim Perseroan dan Entitas Anak yang tidak diaudit tanggal 30 Juni 2017.*

*Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 31 Desember 2016 dan 2017, yang tercantum dalam Memorandum Informasi ini, telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja (anggota dari Ernst & Young Global Limited), akuntan publik independen, berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Publik Indonesia (IAPI), dengan pendapat wajar tanpa modifikasi, yang laporannya tanggal 6 April 2018. Laporan Akuntan Publik tersebut ditandatangani oleh Indrajuwana Komala Widjaja.*

### 1. UMUM

Perseroan didirikan pada tahun 1980 sebagai kontraktor pengeboran Indonesia, dan kemudian berkembang pesat menjadi perusahaan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi pada tahun 1992. Secara khusus, Perseroan melakukan ekspansi kegiatan eksplorasi dan produksi melalui akuisisi kepemilikan di Blok Rimau pada tahun 1995, disusul dengan penemuan lapangan minyak Kaji dan Semoga di blok yang sama pada tahun 1996. Pada tahun 1995, Perseroan mengakuisisi seluruh saham Stanvac Indonesia dari Exxon/Mobil. Sejak Januari 2000, Perseroan telah mengakuisisi kepemilikan di berbagai blok lainnya, baik di dalam maupun luar Indonesia. Perseroan mulai memasuki bidang pembangkit tenaga listrik pada tahun 2004 dengan mendirikan PT Medco Power Indonesia dan merek terkait.

Selama dua dekade terakhir, Perseroan berhasil mengembangkan lini bisnisnya menjadi perusahaan sumber daya alam dan energi terintegrasi, yang menjalankan kegiatan usaha utama di bidang produksi dan eksplorasi minyak dan gas bumi dan memiliki investasi signifikan dalam bidang pembangkit tenaga listrik dan pertambangan. Perseroan merupakan perusahaan produksi dan eksplorasi tercatat terbesar di Indonesia berdasarkan kapitalisasi pasar. Selain itu, berdasarkan peer analysis yang dilakukan Wood Mackenzie, Perseroan merupakan perusahaan eksplorasi dan produksi minyak dan gas hulu terbesar di antara perusahaan sejenis Perseroan per tanggal dan pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016, berdasarkan cadangan terbukti dan terduga serta produksi di Asia. *Peer analysis* Perseroan mengacu pada sekelompok sejawat yang diidentifikasi oleh Wood Mackenzie, terdiri dari perusahaan eksplorasi dan produksi independen dengan cadangan terbukti dan terduga serta jaringan produksi yang patut dicatat di Asia Selatan dan Asia Tenggara. Kelompok tersebut terdiri dari PT Saka Energi Indonesia, PT Energi Mega Persada Tbk., Ophir Energy plc, Premier Oil plc dan KrisEnergy Ltd. Sebagian besar kegiatan usaha utama Perseroan terkonsentrasi di Indonesia. Selain itu, Perseroan juga memiliki operasi di Timur Tengah, Afrika Utara dan Amerika Serikat

2017 adalah tahun di mana Perseroan fokus untuk mengkonsolidasikan posisi Perseroan di tiga bisnis utama: Minyak & Gas, Pembangkit Listrik dan Pertambangan. Pada saat yang sama masing-masing bisnis melanjutkan upaya untuk meningkatkan margin operasi melalui inisiatif efisiensi biaya dan pengelolaan pengeluaran diskresioner yang cermat. Integrasi aset lepas pantai South Natuna Block yang diakuisisi pada tahun 2016 adalah salah satu yang menonjol dari kinerja 2017, sama halnya dengan berbagai aksi korporasi seperti keberhasilan obligasi global US\$ dan *rights issue*. Keduanya ditujukan untuk memperkuat posisi keuangan dan reputasi kredit internasional Perseroan.

Pada tahun 2017, Perseroan juga melanjutkan upaya Perseroan untuk memperkuat bisnis utama melalui inisiatif portofolio yang terfokus pada:

- Pada tahun 2017, Perseroan meningkatkan kepemilikannya dalam pengembangan Fasilitas Produksi Gas Blok A Aceh yang saat ini memasuki tahap penyelesaian, menjadi sebesar 85,00% secara keseluruhan dengan mengakuisisi 26,67% kepemilikan KrisEnergy
- Pada bulan Oktober 2017, MedcoEnergi mengakuisisi 77,68% kepemilikan di PT. Saratoga Power dari Saratoga. Dengan transaksi ini, Perseroan meningkatkan kepemilikan saham efektifnya di PT. Medco Power Indonesia (MPI) dari 49,00% menjadi 88,62%. MPI adalah Independent Power Producer (IPP) skala menengah yang fokus pada pembangkit listrik tenaga gas dan panas bumi yang saat ini mengoperasikan lebih dari 526MW kapasitas terpasang bruto dengan aset 565MW yang sedang dibangun. Integrasi yang lebih kuat dari bisnis Ketenagalistrikan Perseroan memungkinkan untuk meningkatkan portofolio gas dan keterampilan teknis Perseroan dengan lebih baik untuk menangkap peluang pertumbuhan yang substansial dari sector ini.
- Pada bulan Agustus 2017, PT Amman Mineral Nusa Tenggara (AMNT), Afiliasi Pertambangan Perusahaan, mengakuisisi 44,30% saham di Macmahon Holdings Ltd. melalui pertukaran aset. Macmahon adalah operator pertambangan terdaftar Australia yang keahlian teknisnya akan berperan dalam membantu AMNT untuk mengurangi biaya dan mempercepat pengembangan lebih lanjut dari Batu Hijau, Elang dan sumber daya lainnya.

Manajemen terus fokus pada efisiensi operasional dan pengelolaan untuk menekan biaya sehingga biaya tunai tahun 2017 dapat dipertahankan di bawah US\$10 per BOE. Dengan pertumbuhan produksi dan margin yang kuat, meskipun dalam periode dimana harga melemah di bawah US\$40 per barel, Perseroan dapat melaporkan peningkatan EBITDA. Utang bersih terhadap EBITDA tahun 2017 adalah 3,65 kali, tidak termasuk konsolidasi Medco Power Indonesia baru-baru ini. Rasio utang bersih terhadap EBITDA berada di bawah pada tahun 2014 sebelum menerima pinjaman atas akuisisi baru-baru ini saat harga minyak naik dua kali lipat pada 2017. Kombinasi struktur modal yang semakin baik dan margin yang lebih tinggi menciptakan landasan yang kuat untuk masa depan.

Perseroan memiliki partisipasi dalam sepuluh aset minyak dan gas bumi di Indonesia, tujuh di antaranya telah mencapai tahap produksi; dan lima aset minyak dan gas bumi pada di luar Indonesia, empat di antaranya telah mencapai tahap produksi. Di Indonesia, blok Perseroan dijalankan berdasarkan skema kontrak kerja sama dengan SKK Migas, regulator kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi nasional Indonesia. Berdasarkan ketentuan kerja sama tersebut, Perseroan berhak untuk memperoleh kembali biaya-biaya yang dikeluarkan Perseroan dan mendapatkan bagian produksi bersih setelah pajak sesuai kesepakatan, segera setelah blok tersebut dinyatakan komersial untuk dieksploitasi oleh SKK Migas.

Perseroan berencana untuk tetap memperkuat portofolio aset produksi melalui pengembangan bertahap serta monetisasi portofolio penemuan aset gas Perseroan yang ada. Perseroan menetapkan target untuk mencapai tahap operasional proyek-proyek Perseroan tepat pada waktunya dan sesuai dengan anggaran, terutama untuk Blok A Aceh. Operasi Perseroan di Senoro-Toili Tahap 1 sepenuhnya terikat kontrak berdasarkan perjanjian *off-take*, baik untuk sektor hulu maupun hilir. Setelah investasi Senoro-Toili tahap II, Perseroan berencana untuk memfokuskan diri pada pengembangan besar berikutnya, yaitu tahap ke-II dalam Blok A Aceh, serta monetisasi sumber daya gas lainnya yang telah ditemukan di blok ini. Oleh karena itu, Perseroan memperkirakan persentase produksi di masa depan sebagian besar akan terdiri dari produksi dari Senoro- Toili, Laut Natuna Selatan Blok B dan Blok A Aceh, serta blok-blok Perseroan lainnya yang sudah berjalan, termasuk Kontrak Bagi Hasil Rimau dan Kontrak Bagi Hasil Sumatera Selatan, yang telah mencapai tahap akhir produksi.



## 1. Analisis Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian

### a. Penjualan

#### Minyak dan gas bumi - neto

Penjualan minyak dan gas neto dipengaruhi oleh volume hak bagi hasil bersih Perseroan untuk minyak dan gas berdasarkan kesepakatan bagi hasil dan harga jual. Perseroan menjual seluruh hak bagi hasil bersih atas minyak mentah melalui proses tender yang kompetitif. Selain itu, tergantung pada kondisi pasar, Perseroan mengadakan perjanjian penjualan jangka-pendek dengan pemenang tender. Hak bagi hasil minyak mentah yang tidak terjual melalui kontrak penjualan dijual di pasar spot. Bagian substansial dari hak bagi hasil bersih minyak mentah di Indonesia pada tahun 2016 dijual kepada pelanggan di luar Indonesia (selain minyak yang dijual sehubungan dengan kewajiban DMO Perseroan). Pada saat ini, Perseroan menjual hampir seluruh minyak yang diproduksi di Indonesia pada tingkat harga yang ditentukan berdasarkan ICP, dengan penyesuaian tertentu berdasarkan kualitas minyak mentah. Porsi biaya yang dapat dipulihkan (*cost recovery*) atas hak bagi hasil bersih minyak juga dihitung berdasarkan harga ICP.

Kontrak penjualan gas alam Perseroan di Indonesia pada umumnya merupakan kontrak jangka-panjang dengan harga sesuai perjanjian, sementara gas Perseroan yang diproduksi di Amerika Serikat diperdagangkan di pasar spot. Produksi gas di Indonesia pada tahun 2016 dijual kepada pelanggan lokal berdasarkan

Tabel di bawah ini menyajikan rincian jumlah penjualan minyak dan gas bumi - neto dan persentasenya terhadap jumlah penjualan minyak dan gas bumi - neto untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
Penjualan minyak dan gas bumi - neto	583.027.141	855.143.786	46,67%	401.397.129	461.664.996	15,01%

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

#### Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017

Penjualan minyak dan gas neto Perseroan meningkat sebesar 15,01% hingga mencapai USD461,6 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan USD401,4 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Kenaikan penjualan minyak dan gas neto terutama didorong oleh kenaikan harga rata – rata penjualan minyak dan gas.

Penjualan minyak mentah Perseroan menurun menjadi 24,9 MBOPD pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan 26,4 MBOPD pada periode yang sama pada tahun 2017. Harga realisasi rata-rata minyak mengalami kenaikan hingga USD66,8/barel pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan USD49,3/barel pada periode yang sama pada tahun 2017.

Penjualan gas Perseroan menurun menjadi 256,9 BBTUPD pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan 286,3 BBTUPD pada periode yang sama pada tahun 2017. Harga realisasi rata-rata gas alam mengalami kenaikan hingga USD6,0/MMBTU pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan USD5,6/MBTU pada periode yang sama pada tahun 2017.

#### Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016

Jumlah penjualan dan pendapatan minyak dan gas bumi pada 31 Desember 2017 naik 46,67%, dari sebesar USD583,0 juta pada 31 Desember 2016 menjadi USD855,1 juta. Peningkatan tersebut didorong oleh meningkatnya produksi sehingga menghasilkan kenaikan volume penjualan minyak dan gas setelah akuisisi South Natuna Sea Blok B pada bulan November 2016, meningkatnya volume penjualan

gas dari ladang Senoro- Toili diiringi dengan harga minyak dan gas yang lebih baik. Perseroan juga meningkatkan kepemilikan efektifnya di PT Medco Power Indonesia (MPI) dari 49,00% menjadi 88,62% pada Oktober 2017 dan sejak saat itu konsolidasi MPI memberikan tambahan kontribusi sebesar 11,44% dalam jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya.

Penjualan minyak mentah Perseroan meningkat menjadi 26,2 MBOPD pada periode 31 Desember 2017, dibandingkan 21,5 MBOPD pada periode 31 Desember 2016. Harga realisasi rata-rata minyak mengalami kenaikan hingga USD 51,5/barel pada periode 31 Desember 2017, dibandingkan USD42,3/barel pada periode 31 Desember 2016.

Penjualan gas Perseroan juga meningkat menjadi 273,4 BBTUPD pada periode 31 Desember 2017, dibandingkan 212,2 BBTUPD pada periode 31 Desember 2016. Harga realisasi rata-rata gas alam mengalami kenaikan hingga USD5,5/MMBTU pada periode 31 Desember 2017, dibandingkan USD4,4/MMBTU pada periode 31 Desember 2016.

### Ketenagalistrikan dan Jasa

Pendapatan dari jasa terutama berasal dari jasa pengangkutan dan pendistribusian gas.

Tabel di bawah ini menyajikan rincian jumlah pendapatan dari jasa dan persentasenya terhadap jumlah pendapatan dari jasa untuk masing-masing tahun sebagai berikut:

*(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)*

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	-	67.500.171	-	-	116.460.682	-
Pendapatan dari jasa	7.009.841	2.998.923	(57,22%)	5.013.987	456.081	(90,90%)

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### **Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Pendapatan dari jasa Perseroan menurun sebesar 90,90% hingga mencapai USD0,46 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan USD5,0 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Penurunan pendapatan dari jasa terutama disebabkan oleh penurunan atas pendapatan jasa sewa transportasi pipa gas dengan PLN yang saat ini sedang dalam diskusi antara Perseroan dengan PLN. Sedangkan pada 30 Juni 2018, Perseroan mencatatkan penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya yang berasal dari MPI, hal ini dikarenakan transaksi akuisisi MPI telah diselesaikan oleh Perseroan pada Oktober 2017 sehingga meningkatkan kepemilikan efektif di MPI dari 49,00% menjadi 88,62%

### **Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Pendapatan dari jasa Perseroan turun sebesar 57,22% menjadi USD2,99 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017 dari USD7,0 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016 hal ini terutama disebabkan oleh penyesuaian atas tarif biaya transportasi melalui pipa gas dengan PLN

### **b. Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya**

#### **Biaya Produksi dan *lifting***

Biaya Produksi dan *lifting* terutama terdiri dari (i) biaya kontrak minyak dan gas bumi yang terdiri dari biaya-biaya yang dapat secara langsung diatribusikan kepada kegiatan minyak dan gas dalam operasi domestik dan internasional, yang terutama meliputi biaya tenaga kerja dan utilitas, (ii) biaya *overhead* operasi lapangan, yang terdiri dari sejumlah biaya administratif seperti biaya tenaga kerja, sewa peralatan dan utilitas; dan (iii) biaya operasi dan pemeliharaan, dan dalam jumlah yang lebih rendah, biaya pendukung operasi serta biaya pipa dan transportasi.

**Penyusutan, depleksi dan amortisasi**

Penyusutan, depleksi dan amortisasi terutama timbul dari depleksi biaya eksplorasi dan pengembangan minyak dan gas yang dikapitalisasi, yang dihitung dengan menggunakan metode unit produksi, serta penyusutan properti investasi.

**Biaya pembelian minyak mentah**

Biaya pembelian minyak mentah Perseroan terdiri dari pembayaran untuk minyak mentah (di luar hak bagi hasil Perseroan) yang dibeli dari SKK Migas dan Pertamina untuk kemudian dijual ke pelanggan asing. Perseroan menyelesaikan posisi *lifting* dengan SKK Migas dan Pertamina setiap akhir tahun.

**Beban eksplorasi**

Beban eksplorasi meliputi biaya sumur kering dan biaya *overhead* eksplorasi. Beban eksplorasi bergerak sesuai dengan tingkat kegiatan eksplorasi dan tingkat kesuksesan kegiatan tersebut, karena semua biaya yang terkait dengan aktivitas pengeboran dan peralatan sumur eksplorasi untuk menemukan atau menghasilkan cadangan terbukti, pada awalnya dikapitalisasi dan dicatat sebagai aset eksplorasi dan evaluasi hingga aktivitas eksplorasi tersebut ditetapkan tidak berhasil. Pada saat itulah Perseroan membukukan beban eksplorasi untuk sumur kering.

**Biaya jasa**

Biaya jasa merupakan biaya-biaya terkait kegiatan pengeboran di Oman berdasarkan kontrak jasa Oman untuk Karim Small Fields dimana Perseroan beroperasi dan memberikan jasa bagi pemilikinya, Petroleum Development Oman LLC dan kegiatan operasional pengangkutan dan pendistribusian gas.

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

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
Biaya Produksi dan <i>lifting</i>	205.051.669	203.500.002	(0,76%)	98.292.111	64.693.760	(34,18%)
Penyusutan, depleksi dan amortisasi	113.792.871	163.799.155	43,95%	70.480.788	56.069.905	(20,45%)
Biaya pembelian minyak mentah	13.307.007	80.874.531	507,76%	27.000.235	72.012.399	166,71%
Beban Pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	-	40.560.717	-	-	61.092.910	-
Beban eksplorasi	7.016.432	10.292.704	46,69%	9.072.238	2.242.334	(75,28%)
Biaya jasa	1.523.025	5.881.601	286,18%	3.107.547	2.660.754	(14,38%)
<b>Jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya</b>	<b>340.691.004</b>	<b>504.908.710</b>	<b>48,20%</b>	<b>207.952.919</b>	<b>258.772.062</b>	<b>24,44%</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Beban pokok penjualan dan biaya lainnya meningkat sebesar 24,44% hingga mencapai USD258,7 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan USD207,9 juta pada periode yang sama pada tahun 2017.

*Biaya Produksi dan lifting.* Biaya Produksi dan *lifting* menurun sebesar 34,18% menjadi USD64,7 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan USD98,3 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Penurunan tersebut terutama disebabkan oleh adanya penurunan biaya produksi di sebagian besar wilayah kerja, terutama di Blok B Laut Natuna Selatan.

*Penyusutan, depleksi dan amortisasi.* Penyusutan, depleksi dan amortisasi mengalami penurunan 20,45% menjadi USD56,1 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018 dari USD70,5 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Penurunan tersebut terutama disebabkan karena pengaruh atas pengkinian nilai cadangan terbukti di Rimau, Tomori dan Blok B Laut Natuna Selatan.

*Biaya pembelian minyak mentah.* Biaya pembelian minyak mentah meningkat 166,71% menjadi USD72,0 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018 dari USD27,0 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh peningkatan atas volume penjualan minyak melalui FEET yang sebagian besar berasal dari aktivitas pembelian minyak dari *partner* Perseroan yang ada di Blok B Laut Natuna Selatan.

*Beban Pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya.* Beban Pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya pada 30 Juni 2018 tercatat sebesar USD 61,1 juta seiring dengan adanya transaksi akuisisi MPI yang telah diselesaikan oleh Perseroan pada Oktober 2017 sehingga meningkatkan kepemilikan efektif di MPI dari 49,00% menjadi 88,62%.

*Beban eksplorasi.* Beban eksplorasi mengalami penurunan 75,28% menjadi USD2,2 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018 dari USD9,1 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Penurunan tersebut terutama disebabkan oleh adanya biaya atas sumur kering yang berasal dari PT Medco E&P Bengara di tahun 2017.

*Biaya jasa.* Biaya jasa pada 30 Juni 2018 adalah sebesar USD2,7 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 14,38% dibandingkan dengan USD3,1 juta pada 30 Juni 2017. Penurunan biaya jasa pada periode tersebut disebabkan karena penurunan kegiatan operasional di MEGS dikarenakan adanya diskusi ulang mengenai tarif dengan pihak PLN.

### **Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Beban pokok penjualan dan biaya lainnya meningkat sebesar 48,2% hingga mencapai USD504,9 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dibandingkan USD340,8 juta pada periode yang sama pada tahun 31 Desember 2016.

*Biaya Produksi dan lifting.* Biaya produksi dan *lifting* relatif stabil atau hanya mengalami penurunan sebesar 0,76% menjadi USD203,5 juta pada 31 Desember 2017, dibandingkan USD205,1 juta pada 31 Desember 2016.

*Penyusutan, depleksi dan amortisasi.* Penyusutan, depleksi dan amortisasi mengalami kenaikan 43,95% menjadi USD163,8 juta pada 31 Desember 2017 dari USD113,8 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh beban penyusutan aset minyak dan gas bumi di Blok B Laut Natuna Selatan, yang diakuisisi Perseroan pada bulan November 2016 dan beban penyusutan tenaga listrik di MPI, yang diakuisisi Perseroan pada Oktober 2017 sehingga meningkatkan kepemilikan efektifnya di MPI dari 49,00% menjadi 88,62%.

*Biaya pembelian minyak mentah.* Biaya pembelian minyak mentah mengalami kenaikan 507,76% menjadi USD80,87 juta pada periode 31 Desember 2017 dari USD13,3 juta pada periode yang sama pada tahun 2016. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh tambahan pembelian minyak mentah di Blok B Laut Natuna Selatan, yang diakuisisi Perseroan pada bulan November 2016.

*Beban Pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya.* Beban Pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya pada 31 Desember 2017 tercatat sebesar USD 40,6 juta seiring dengan adanya dengan adanya akuisisi yang dilakukan oleh Perseroan pada Oktober 2017 sehingga meningkatkan kepemilikan efektifnya di MPI dari 49,00% menjadi 88,62%.

*Beban eksplorasi.* Beban eksplorasi mengalami kenaikan 46,69% menjadi USD10,3 juta pada 31 Desember 2017 dari USD7,02 juta pada periode yang sama pada tahun 2016. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh peningkatan aktivitas eksplorasi di periode berjalan di wilayah-wilayah yang telah ada.

*Biaya jasa.* Biaya jasa pada 31 Desember 2017 adalah sebesar USD5,9 juta, dimana terjadi kenaikan sebesar 286,18% dibandingkan dengan USD1,5 juta pada 31 Desember 2016. Kenaikan biaya jasa tersebut disebabkan karena peningkatan atas jasa sewa transportasi pipa Perseroan yang berasal dari MEGS.



**c. Laba kotor**

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
<b>Laba Kotor</b>	249.345.978	420.734.170	68,74%	198.458.197	319.809.697	61,15%

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Laba kotor meningkat sebesar 61,15% hingga mencapai USD319,8 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 31 Juni 2018, dibandingkan USD198,5 juta pada periode yang sama pada tahun 2017. Margin laba kotor meningkat hingga mencapai 55,27% pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018 dari 48,8% pada periode yang sama pada tahun 2017. Kenaikan tersebut terutama dipicu oleh kenaikan penjualan minyak dan gas neto akibat dari kenaikan harga rata – rata penjualan minyak dan gas serta penurunan pada biaya produksi dan *lifting*, selain itu penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya yang sebagian besar berasal dari MPI turut memberikan tambahan margin bagi Perseroan di periode Juni 2018.

**Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Laba kotor mengalami kenaikan sebesar 68,74% menjadi USD420,7 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dibandingkan USD249,2 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016. Margin laba kotor meningkat hingga mencapai 45, 45% pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dari 42,26% pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh kenaikan pendapatan serta penurunan Biaya Produksi dan *lifting* dan biaya pembelian minyak mentah. Margin laba kotor dihitung dengan cara membandingkan laba kotor dengan penjualan bersih.

**d. Beban Operasi**

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017	2018**	(%)
Beban penjualan, umum dan administrasi	(96.529.516)	(151.393.243)	56,84%	(68.901.463)	(77.955.891)	13,14%
Beban pendanaan	(99.570.610)	(140.692.358)	41,30%	(59.989.326)	(90.094.822)	50,18%
Pendapatan bunga	7.578.386	32.312.213	326,37%	15.043.689	3.515.495	(76,63%)
Keuntungan pembelian diskon	551.655.417	43.067.951	(92,19%)	43.067.951	-	(100,00%)
Keuntungan dari kombinasi bisnis secara bertahap	-	16.134.548	-	-	-	-
Bagian laba (rugi) dari entitas asosiasi dan ventura bersama	(27.028.328)	(36.951.817)	36,72%	(2.055.250)	(9.739.345)	373,88%
Pembalikan (kerugian) penurunan nilai aset	(288.913.678)	95.892.407	(133,19%)	-	6.122.421	-
Pendapatan dari klaim asuransi	-	7.664.809	-	-	-	-
Kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual	(11.924.603)	-	(100,00%)	-	-	-
Pendapatan lain-lain	16.866.686	23.103.239	36,98%	27.365.474	2.880.724	(89,47%)
Beban lain-lain	(6.407.513)	(14.389.294)	124,57%	(4.641.926)	(7.289.029)	57,03%
<b>Sub-jumlah</b>	<b>45.726.241</b>	<b>(125.251.545)</b>	<b>(373,92%)</b>	<b>(50.110.851)</b>	<b>(172.560.447)</b>	<b>244,36%</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### **Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Beban operasi Perseroan mengalami peningkatan sebesar 244,36% dari sebesar USD 50,1 juta menjadi sebesar USD 172,6 juta yang terutama disebabkan karena meningkatnya beban pendanaan sebesar 50,18% dari sebesar USD 59,9 juta menjadi USD 90,1 juta seiring dengan peningkatan beban pendanaan *holding* dan operasional terkait. Selain itu, peningkatan juga terjadi karena meningkatnya beban penjualan, umum dan administrasi dari sebesar USD 68,9 juta menjadi sebesar USD 77,9 juta atau setara 13,14% seiring dengan adanya peningkatan beban gaji, upah, dan imbalan kerja lainnya, biaya perawatan dan perbaikan serta penyusutan.

### **Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Beban operasi Perseroan pada 31 Desember 2017 tercatat sebesar USD 125,3 juta dibandingkan dengan tahun sebelumnya yang tercatat positif USD 45,7 juta. Hal ini disebabkan karena kenaikan beban penjualan, umum dan administrasi sebesar 56,84% disebabkan oleh beban-beban dari Blok B Laut Natuna Selatan, yang diakuisisi Perseroan pada November 2016. Selain itu, pada tahun 2016, Perseroan mencatatkan keuntungan atas pembelian diskon sebesar USD 551,7 juta yang terdiri dari keuntungan atas pembelian hak kepemilikan Perseroan di AMIV sebesar USD 467,2 juta, serta akuisisi hak kepemilikan Perseroan di Blok B Laut Natuna Selatan dan peningkatan hak efektif Perseroan di Kontrak Bagi Hasil Blok A, Aceh dan Lematang. Beban pendanaan pada 31 Desember 2017 mengalami peningkatan seiring adanya surat utang yang diterbitkan Perseroan, dimana dana yang diperoleh atas surat utang tersebut baru digunakan oleh Perseroan untuk melakukan pelunasan atas beberapa hutang yang dimiliki Perseroan pada tahun 2018.

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

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
<b>Lab a (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan</b>	295.072.219	295.482.625	0,14%	148.347.346	147.249.250	(0,74%)

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### **Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Perseroan mencatatkan laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan sebesar USD 147,2 juta dari sebesar USD 148,4 juta atau turun sebesar 0,74% seiring dengan peningkatan beban operasi pada periode 30 Juni 2018, terutama meningkatnya beban pendanaan.

### **Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Perseroan mencatat laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan sebesar USD 295,48 juta dari sebesar USD 295,1 juta atau meningkat sebesar 0,14% seiring dengan peningkatan laba kotor Perseroan akibat peningkatan penjualan seiring dengan peningkatan harga rata-rata penjualan minyak dan gas.

#### **f. Beban pajak penghasilan**

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
Beban pajak penghasilan	(63.285.228)	(139.833.439)	120,96%	(60.660.946)	(96.176.454)	58,55%

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan mengalami kenaikan hingga mencapai 58,55% juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan beban pajak sebesar USD60,7 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2017. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh kenaikan beban pajak dari entitas anak.

**Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017 mengalami kenaikan sebesar 120,96% hingga mencapai USD139,8 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dari USD63,3 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh kenaikan beban pajak dari entitas anak.

**g. Laba (rugi) tahun/periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan***(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)*

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
<b>Laba (rugi) tahun/periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan</b>	231.786.991	155.649.186	(32,85%)	87.686.400	51.072.796	(41,75%)

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Akibat hal-hal tersebut di atas, Perseroan membukukan laba periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan sebesar USD51,1 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dan laba periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan sebesar USD87,7 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2017.

**Tanggal 31 Desember 2016 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2015**

Akibat hal-hal tersebut di atas, Perseroan membukukan laba tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan sebesar USD155,6 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dan laba tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan sebesar USD231,8 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016.

**h. Rugi setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan**

Rugi setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan mencerminkan kerugian yang dihasilkan dari usaha sewa properti, pertambangan batu bara, blok dan operasi minyak dan gas bumi tertentu, serta jasa pengeboran dan produksi kimia yang dimiliki untuk dijual.

*(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)*

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
<b>Laba (Rugi) setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan</b>	(44.738.012)	(23.840.413)	(46,71%)	(4.373.050)	116.973	(102,67%)

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Pada periode 30 Juni 2018, Perseroan mencatatkan laba sebesar USD 0,12 juta dari sebelumnya rugi USD 4,4 juta sebagai akibat dari adanya kontribusi laba yang lebih tinggi dari AMG dan MEMI.

### Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016

Rugi setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan mengalami penurunan sebesar 46,71% menjadi USD23,8 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dibandingkan USD44,8 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016 sebagai akibat adanya rugi penurunan nilai dari AMG yang diakui di tahun 2016.

#### i. Laba (rugi) tahun/periode berjalan

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
Laba (rugi) tahun/periode berjalan	187.048.979	131.808.773	(29,53%)	83.313.350	51.189.769	(38,56%)

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017

Akibat hal-hal tersebut di atas, Perseroan membukukan laba periode berjalan sebesar USD51,2 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan laba periode berjalan sebesar USD83,3 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2017.

### Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016

Akibat hal-hal tersebut di atas, Perseroan membukukan laba tahun berjalan sebesar USD131,8 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dibandingkan sebesar USD187,1 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016.

#### j. Laba (rugi) komprehensif tahun/periode berjalan

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
<b><u>Penghasilan komprehensif lain yang akan direklasifikasi ke laba rugi</u></b>						
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	1.927.379	26.651.788	1282,80%	672.751	(14.485.769)	(2253,21%)
Penyesuaian nilai wajar atas investasi yang tersedia untuk dijual	-	713.010	-	-	(10.024)	-
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	26.701.018	24.298.926	(9,00%)	10.901.791	5.115.054	(53,08%)
Bagian pendapatan (rugi) komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	(24.152.180)	12.439.258	(151,50%)	(13.756.952)	7.224.047	(152,51%)
<b><u>Penghasilan komprehensif lain yang tidak akan direklasifikasi ke laba rugi</u></b>						
Bagian pendapatan komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	5.978	-	(100,00%)	-	-	-
Pengukuran kembali program imbalan kerja	3.723.354	(5.495.416)	(247,59%)	(5.296.597)	(3.664.198)	(30,82%)
Pajak penghasilan terkait dengan pos yang tidak direklasifikasi	(293.614)	(768.786)	161,84%	(941.524)	(645.609)	(31,43%)
<b>Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun/periode berjalan</b>	<b>194.960.914</b>	<b>189.647.553</b>	<b>(2,73%)</b>	<b>74.892.819</b>	<b>44.723.270</b>	<b>(40,28%)</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit



**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 30 Juni 2017**

Perseroan membukukan laba komprehensif periode berjalan sebesar USD44,7 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018, dibandingkan dengan rugi komprehensif periode berjalan sebesar USD74,8 juta pada periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2017.

**Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Jumlah laba komprehensif tahun berjalan mencapai USD 189,6 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017, dibandingkan dengan jumlah rugi komprehensif tahun berjalan sebesar USD 194,7 juta pada tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2016.

**2. Analisis Laporan Posisi Keuangan**

**a. Aset**

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

NERACA	31 Desember			30 Juni	
	2016*	2017	(%)	2018**	(%)
<b>ASET</b>					
<b>ASET LANCAR</b>					
Kas dan setara kas	164.560.884	489.040.578	197,18%	346.728.705	(29,10%)
Investasi jangka pendek	66.885.629	26.342.281	(60,62%)	24.954.419	(5,27%)
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	-	145.836.506	-	197.528.590	35,45%
Piutang usaha					
- Pihak berelasi	694.960	-	(100,00%)	-	-
- Pihak ketiga	182.511.820	196.155.960	7,48%	198.204.232	1,04%
Piutang lain-lain					
- Pihak berelasi	250.745.343	279.759.962	11,57%	-	(100,00%)
- Pihak ketiga	100.868.158	159.454.119	58,08%	109.758.689	(31,17%)
Persediaan	70.290.770	88.911.512	26,49%	80.524.498	(9,43%)
Piutang sewa pembiayaan - bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	7.876.306	-	8.309.189	5,50%
Aset keuangan konsesi - bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	70.039.484	-	75.837.876	8,28%
Wesel Tagih	-	-	-	135.771.412	-
Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	266.355.418	464.294.535	74,31%	484.012.608	4,25%
Pajak dibayar dimuka	4.244.739	3.173.985	(25,23%)	6.202.474	95,42%
Beban dibayar dimuka	4.741.217	8.805.933	85,73%	8.923.282	1,33%
Aset lancar lain-lain	22.361.847	35.358.947	58,12%	38.243.473	8,16%
<b>Jumlah Aset Lancar</b>	<b>1.134.260.785</b>	<b>1.975.050.108</b>	<b>74,13%</b>	<b>1.714.999.447</b>	<b>(13,17%)</b>
<b>ASET TIDAK LANCAR</b>					
Piutang lain-lain	51.793.728	88.047.764	70,00%	86.507.897	(1,75%)
Piutang sewa pembiayaan - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	244.576.697	-	249.280.567	1,92%
Aset keuangan konsesi - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	475.069.991	-	500.093.648	5,27%
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2.401.983	5.886.402	145,06%	1.704.722	(71,04%)
Aset pajak tangguhan	90.359.085	89.751.633	(0,67%)	96.995.756	8,07%
Investasi jangka panjang	924.497.143	887.327.871	(4,02%)	1.019.633.159	14,91%
Investasi pada proyek	22.674.035	0	(100,00%)	-	-

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

NERACA	31 Desember			30 Juni	
	2016*	2017	(%)	2018**	(%)
Aset tetap	5.170.315	67.924.100	1213,73%	50.140.994	(26,18%)
Properti investasi	351.258.964	0	(100,00%)	-	-
Aset eksplorasi dan evaluasi	70.439.368	103.766.335	47,31%	126.343.413	21,76%
Aset minyak dan gas bumi	921.245.047	1.107.832.391	20,25%	1.165.607.010	5,22%
Goodwill	16.237.204	67.024.515	312,78%	67.024.515	0,00%
Aset derivatif	1.659.449	6.932.059	317,73%	6.628.003	(4,39%)
Aset lain-lain	5.133.497	41.595.991	710,29%	20.280.255	(51,24%)
<b>Jumlah Aset Tidak Lancar</b>	<b>2.462.869.818</b>	<b>3.185.735.749</b>	<b>29,35%</b>	<b>3.390.239.939</b>	<b>6,42%</b>
<b>JUMLAH ASET</b>	<b>3.597.130.603</b>	<b>5.160.785.857</b>	<b>43,47%</b>	<b>5.105.239.386</b>	<b>(1,08%)</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2017

Jumlah aset Perseroan pada tanggal 30 Juni 2018 adalah sebesar USD5.105,2 juta atau turun sebesar 1,08% dari jumlah aset Perseroan pada tanggal 31 Desember 2017 sebesar USD5.160,8 juta. Penurunan ini terutama disebabkan karena menurunnya saldo kas dan setara kas di tahun 2018, sebagai akibat dari pelunasan atas beberapa hutang bank jangka Panjang yang berbunga tinggi dan pelunasan obligasi rupiah yang jatuh tempo di tahun 2018, penurunan ini diimbangi dengan penerimaan atas piutang lain-lain pihak ketiga yang berasal dari Premier Oil terkait dengan *pipeline sharing facilities*.

Pada 30 Juni 2018, terjadi peningkatan jumlah deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaan dari sebesar USD145,8 juta menjadi sebesar USD197,5 juta atau setara 35,45% seiring dengan adanya saldo dana yang disimpan pada *escrow account* hasil penerbitan Obligasi Dolar USD Medco Platinum Road Pte, Ltd pada tahun 2018. Di samping itu, Perseroan juga mencatatkan saldo wesel tagih sebesar USD135,8 juta yang merupakan hasil dari konversi atas pinjaman dari Perseroan kepada Amman Mineral Investama ("AMIV") menjadi wesel tagih Perseroan kepada PT AP Investment ("API") yang dilakukan pada tanggal 1 Januari 2018.

Pajak di bayar di muka tanggal 30 Juni 2018 juga meningkat menjadi sebesar USD6,2 juta dari sebesar USD3,2 juta atau setara 95,42% seiring dengan adanya lebih bayar pajak penghasilan badan Perseroan dan Entitas Anak.

### Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016

Perseroan mencatatkan peningkatan jumlah aset sebesar 43,47% dari USD3.597,1 juta ada 31 Desember 2016 menjadi sebesar USD 5.160,8 juta. Hal ini disebabkan terutama oleh peningkatan kas dan setara kas, deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya, aset minyak dan gas bumi, aset keuangan konsesi, serta piutang sewa pembiayaan. Peningkatan kas dan setara kas dari sebesar USD164,6 juta menjadi sebesar USD489,0 juta atau setara 197,18% seiring dengan adanya penerimaan kas dari pelanggan dan penerimaan dari Obligasi Dollar AS. Peningkatan deposito dan rekening bank sebagian besar diakibatkan oleh meningkatnya penempatan kas pada *debt service accounts* guna membayar pokok pinjaman dan bunga Perseroan sesuai dengan perjanjian atas pinjaman Obligasi Dollar AS yang dimiliki Perseroan pada tanggal 31 Desember 2017. Peningkatan pada aset minyak dan gas bumi sebagai akibat dari peningkatan hak efektif Perseroan di Kontrak Bagi Hasil Blok A, Aceh dan tambahan belanja modal atas area kerja tersebut. Transaksi peningkatan kepemilikan efektif atas MPI yang telah diselesaikan Perseroan di tahun 2017, mengakibatkan kenaikan yang signifikan pada asset tetap, piutang sewa pembiayaan, dan asset keuangan konsesi yang dimiliki oleh Perseroan di tahun 2017.



**b. Liabilitas**

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

NERACA	31 Desember			30 Juni	
	2016*	2017	(%)	2018**	(%)
<b>LIABILITAS</b>					
<b>LIABILITAS JANGKA PENDEK</b>					
Pinjaman bank jangka pendek	16.000.000	42.000.000	162,50%	44.000.000	4,76%
Utang usaha					-
Pihak berelasi	-	24.689.287	-	34.536.444	39,88%
Pihak ketiga	104.920.029	115.052.560	9,66%	101.784.043	(11,53%)
Utang lain-lain	102.524.904	171.925.141	67,69%	134.185.171	(21,95%)
Utang pajak	32.378.526	46.777.130	44,47%	38.674.130	(17,32%)
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	62.177.436	202.244.529	225,27%	217.982.236	7,78%
Biaya akrual dan provisi lain-lain	75.492.247	114.744.418	51,99%	107.117.192	(6,65%)
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	3.956.404	2.284.176	(42,27%)	3.154.944	38,12%
Liabilitas derivatif	63.767.824	55.092.235	(13,60%)	20.757.039	(62,32%)
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun					
Pinjaman bank	228.476.617	161.395.447	(29,36%)	155.645.464	(3,56%)
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank		1.205.049		1.170.363	(2,88%)
Obligasi Rupiah	148.700.823	129.006.725	(13,24%)	-	-
Obligasi Dolar AS	17.841.893	-		-	-
Wesel jangka menengah	-	73.660.258	-	69.353.476	(5,85%)
Uang muka dari pelanggan	-	-	-	-	-
Pihak berelasi	354.509	-	-	-	-
Pihak ketiga	3.969.070	153.564.140	3769,02%	91.982.741	(40,10%)
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Pendek</b>	<b>860.560.282</b>	<b>1.293.641.095</b>	<b>50,33%</b>	<b>1.020.343.243</b>	<b>(21,13%)</b>
<b>LIABILITAS JANGKA PANJANG</b>					
Pinjaman jangka panjang – setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun					
Pinjaman bank	1.009.552.427	1.367.229.847	35,43%	1.068.378.848	(21,86%)
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	-	27.314.985	-	30.826.718	12,86%
Obligasi Rupiah	316.889.775	348.648.809	10,02%	362.740.219	4,04%
Obligasi Dolar AS	-	384.704.834	-	865.085.924	124,87%
Obligasi Dolar Singapura	68.334.183	-	(100,00%)	-	-
Wesel jangka menengah	127.544.863	53.958.848	(57,69%)	54.240.163	0,52%
Utang lain-lain	55.477.230	17.325.215	(68,77%)	13.271.061	(23,40%)
Liabilitas pajak tangguhan	104.718.481	136.726.242	30,57%	116.278.750	(14,96%)
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	41.571.976	46.836.687	12,66%	28.829.695	(38,45%)
Liabilitas derivatif	67.505.001	20.131.692	(70,18%)	33.878.338	68,28%
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	54.467.529	61.595.555	13,09%	60.771.860	(1,34%)
<b>Jumlah Liabilitas Jangka Panjang</b>	<b>1.846.061.465</b>	<b>2.464.472.714</b>	<b>33,50%</b>	<b>2.634.301.576</b>	<b>6,89%</b>
<b>Jumlah Liabilitas</b>	<b>2.706.621.747</b>	<b>3.758.113.809</b>	<b>38,85%</b>	<b>3.654.644.819</b>	<b>(2,75%)</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### **Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2017**

Jumlah liabilitas Perseroan pada 30 Juni 2018 adalah sebesar USD 3.654,6 juta atau turun sebesar 2,75% dari USD3.758,1 juta pada 31 Desember 2017 terutama disebabkan karena menurunnya uang muka dari pelanggan pihak ketiga hingga sebesar 40,10% seiring dengan adanya penerimaan uang muka yang berasal dari Lukoil Asia Pacific Pte. Ltd. sehubungan dengan Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dengan Far East Energy Trading Pte. Ltd. (FEET). Penurunan jumlah liabilitas juga dipicu oleh menurunnya utang lain-lain sebesar 21,95% pada 30 Juni 2018 seiring dengan turunnya jumlah utang kepada Operasi Bersama. Di samping itu, Perseroan juga mencatatkan penurunan liabilitas derivatif sebesar 62,32% pada 30 Juni 2018 dari sebesar USD55,1 juta menjadi USD20,76 juta. Perseroan juga mencatatkan penurunan pinjaman bank jangka panjang sebesar 21,86%. Di samping itu Perseroan juga memiliki tambahan Obligasi Dolar AS pada 30 Juni 2018 menjadi sebesar USD 865,1 juta.

### **Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Jumlah liabilitas Perseroan pada 31 Desember 2017 adalah sebesar USD3.758,1 juta atau meningkat sebesar 38,85% dari sebesar USD2.706,2 juta. Peningkatan ini terutama disebabkan karena meningkatnya pinjaman bank sebesar 35,43% dari sebesar USD1.009,6 juta menjadi USD1.367,23 juta. Selain itu, Perseroan juga menerima uang muka pelanggan dari pihak ketiga sehingga Perseroan mencatatkan saldo sebesar USD153,6 juta meningkat sebesar 3.769,02% dari sebesar USD 3,97 juta seiring dengan adanya penerimaan uang muka berasal dari Lukoil Asia Pacific Pte. Ltd. sehubungan dengan Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dengan Far East Energy Trading Pte. Ltd. (FEET). Selain itu, Perseroan memiliki peningkatan liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual sebesar 225,27% menjadi sebesar USD202,2 juta disebabkan oleh reklasifikasi AMG menjadi aset tidak lancar yang dimiliki untuk dijual pada tahun 2017, dimana AMG memiliki saldo pinjaman bank sebesar USD141,84 juta.

## **c. Ekuitas**

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

NERACA	31 Desember			30 Juni	
	2016	2017	(%)	2018**	(%)
<b>EKUITAS</b>					
Modal saham-diterbitkan dan disetor penuh	101.154.464	109.266.128	8,02%	109.266.128	0,00%
Saham treasuri	(2.000.541)	(816.327)	(59,19%)	(414.580)	(49,21%)
	99.153.923	108.449.801	9,38%	108.851.548	0,37%
Tambahan modal disetor	180.657.446	366.137.292	102,67%	367.005.062	0,24%
Dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak/entitas asosiasi	9.508.620	107.870	(98,87%)	107.870	0,00%
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(26.438.586)	40.017	(100,15%)	(14.052.614)	(35.216,61%)
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	(6.739.002)	17.495.191	(359,61%)	22.610.245	29,24%
Penyesuaian nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual		713.010	-	702.986	(1,41%)
Bagian rugi komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	(26.860.021)	(14.420.763)	(46,31%)	(7.196.716)	(50,09%)
Pengukuran kembali program imbalan pasti	27.010.208	20.586.862	(23,78%)	16.277.055	(20,93%)
Saldo laba					
Ditentukan penggunaannya	6.492.210	6.492.210	0,00%	6.492.210	0,00%
Tidak ditentukan penggunaannya	624.767.587	751.865.237	20,34%	793.307.685	5,51%
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	887.552.385	1.257.466.727	41,68%	1.294.105.331	2,91%
Kepentingan nonpengendali	2.956.471	145.205.321	4811,44%	156.489.236	7,77%
<b>Jumlah Ekuitas</b>	<b>890.508.856</b>	<b>1.402.672.048</b>	<b>57,51%</b>	<b>1.450.594.567</b>	<b>3,42%</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Tanggal 30 Juni 2018 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2017**

Perseroan mencatatkan jumlah ekuitas pada 30 Juni 2018 sebesar USD 1.450,6 juta atau meningkat sebesar 3,42% dari USD 1.402,7 juta pada 31 Desember 2017 seiring dengan adanya peningkatan saldo laba.

**Tanggal 31 Desember 2017 dibandingkan dengan tanggal 31 Desember 2016**

Perseroan mencatatkan jumlah ekuitas pada 31 Desember 2017 sebesar USD 1.402,7 juta atau meningkat sebesar 57,51% dari pada 31 Desember 2016. Peningkatan ini terutama berasal dari peningkatan jumlah laba ditahan yang berasal dari laba bersih Perseroan pada tahun 2017 dan peningkatan atas modal saham dan tambahan modal disetor sebagai hasil dari *Rights Issue* tahun 2017.

**3. Analisis Laporan Arus Kas Konsolidasian**

Tabel berikut ini menyajikan informasi tertentu sehubungan data arus kas Perseroan untuk tahun-tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017 dan 2016, dan periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018 dan 2017:

(dalam USD, kecuali dinyatakan lain)

	31 Desember			30 Juni		
	2016*	2017	(%)	2017*	2018**	(%)
Kas neto diperoleh dari aktivitas operasi	20.820.266	444.753.985	2036,15%	302.200.420	67.083.491	(77,80%)
Kas neto digunakan untuk aktivitas investasi	(578.183.017)	(243.940.420)	(57,81%)	(58.429.702)	(119.978.181)	105,34%
Kas neto diperoleh dari/ (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	259.732.220	121.007.026	(53,41%)	(206.907.775)	(65.738.631)	(68,23%)
<b>Kenaikan/(penurunan) neto kas dan setara kas</b>	<b>(297.630.531)</b>	<b>321.820.591</b>	<b>(208,13%)</b>	<b>36.862.943</b>	<b>(118.633.321)</b>	<b>(421,82%)</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

**Arus Kas dari Aktivitas Operasi**

Arus kas dari aktivitas operasi pada 30 Juni 2018 adalah sebesar USD 67,0 juta atau mengalami penurunan dari periode 30 Juni 2017 sebelumnya sebesar USD 302,2 juta. Penurunan ini terutama disebabkan karena meningkatnya pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan yang sebagian besar berasal dari hutang tahun 2017, serta penurunan jumlah kas yang diterima dari pelanggan sebagai akibat dari pemenuhan kewajiban penjualan minyak Perseroan, dimana atas kas terkait telah diterima oleh Perseroan di tahun 2017 dalam bentuk uang muka dari pelanggan.

Arus kas dari aktivitas operasi pada 31 Desember 2017 adalah sebesar USD 444,8 juta atau meningkat 2.036,15% sehubungan dengan meningkatnya penerimaan kas dari pelanggan sebesar USD 1.101,9 juta dibandingkan periode 31 Desember 2016 sebesar USD 508,7 juta yang berasal dari kenaikan pendapatan di tahun 2017 dan penerimaan dari pelunasan piutang usaha tahun sebelumnya di tahun 2017. Selain itu Perseroan juga menghasilkan peningkatan kas dari kegiatan usahanya sebesar menjadi sebesar USD 611,8 juta dibandingkan periode 31 Desember 2016 sebesar USD 41,1 juta.

**Arus Kas dari Aktivitas Investasi**

Arus kas untuk aktivitas investasi pada periode 30 Juni 2018 meningkat sebesar 105,34% dari sebesar USD 58,4 juta pada 30 Juni 2017 menjadi sebesar USD 119,9 juta. Peningkatan ini terutama disebabkan atas konversi dari pinjaman yang diberikan kepada AMIV menjadi penambahan investasi pada ventura bersama serta penempatan wesel tagih.

Arus kas yang digunakan untuk aktivitas investasi pada periode 31 Desember 2017 menurun dari sebesar 57,81% pada 31 Desember 2016 menjadi sebesar USD 243,9 juta. Hal ini terutama disebabkan karena belanja modal yang lebih rendah di tahun 2017 terkait dengan akuisisi dikurangi dengan penerimaan yang lebih rendah dari pencairan investasi jangka pendek. Penurunan ini juga terjadi karena pada tahun 2016 Perseroan mencatatkan penambahan investasi pada ventura bersama.

### Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan

Arus kas yang digunakan untuk aktivitas pendanaan pada periode 30 Juni 2018 mengalami penurunan dari sebesar USD 206,9 juta pada 30 Juni 2017 menjadi sebesar USD65,7 juta setara 68,23% seiring dengan peningkatan atas penerimaan kas dari utang jangka panjang dan peningkatan penerimaan kas atas pinjaman bank.

Arus kas yang diperoleh dari aktivitas pendanaan pada 31 Desember 2017 adalah sebesar USD 121,0 juta atau turun dari sebesar USD 259,7 juta pada 31 Desember 2016 seiring dengan adanya pembayaran atas pinjaman bank dan utang jangka panjang lainnya masing-masing senilai USD 468,2 juta USD 240,7 juta di tahun 2017. Selain itu juga terdapat penempatan deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya sebesar USD119,9 juta. Perseroan juga menerima USD121,0 juta dari aktivitas pendanaan pada tahun 2017. Dana yang diterima berasal dari penerbitan obligasi global USD sebesar USD 326,4 juta dan dari penerbitan saham sebesar USD191,6 juta.

### 4. Likuiditas dan Sumber Permodalan

Pada tahun 2017 sebagai bagian dari program untuk mengelola liabilitas dan meningkatkan struktur modal perusahaan, Perseroan berhasil menerbitkan obligasi global sebesar US\$400 juta yang akan jatuh tempo pada tahun 2022. Hasil dari penerbitan obligasi tersebut digunakan untuk membayar utang yang akan jatuh tempo dalam waktu dekat. Dengan demikian, posisi likuiditas Perseroan pada akhir tahun 2017 telah meningkat secara signifikan. Hal ini tercermin dalam rasio lancar yang lebih tinggi sebesar 1,5 kali pada akhir tahun 2017 dibandingkan 1,3 kali pada akhir tahun 2016. Perseroan kemudian menerbitkan obligasi kedua di awal tahun 2018, dan menggunakan dana perolehan dari *rights issue*, agar dapat lebih meningkatkan likuiditasnya. Pada 30 juni 2018, Perseroan memiliki rasio lancar yang lebih tinggi lagi yaitu sebesar 1,7 kali.

### 5. Pembelian Barang Modal (*Capital Expenditure*)

Tabel berikut ini menyajikan informasi tertentu sehubungan belanja modal Perseroan untuk tahun-tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2017 dan 2016, dan periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2018.

(dalam jutaan USD)

	Tahun yang Berakhir Tanggal		Enam Bulan yang Berakhir Tanggal 30 Juni 2018
	31 Desember 2016	31 Desember 2017	
Pemeliharaan	159.1	25.2	17.9
Pengeboran pengembangan	68.0	51.3	0.9
Proyek-proyek Utama	109.8	165.2	102.5
Eksplorasi	9.1	18.4	20.8
Ketenagalistrikan	0.1	5.5	4.7
<b>Jumlah</b>	<b>346.1</b>	<b>265.5</b>	<b>146.8</b>

\* Perseroan telah meningkatkan kepemilikan efektif atas Medco Power Indonesia menjadi 88,62% terhitung tanggal 3 Oktober 2017. Informasi belanja modal pada tabel diatas mencerminkan pembelanjaan modal bisnis ketenagalistrikan selama tiga bulan sejak tanggal efektif.

Mayoritas belanja modal yang dikeluarkan Perseroan di tahun 2017 terutama digunakan untuk pengembangan lapangan gas di Blok A, Aceh. Perusahaan telah melakukan investasi sebesar USD163 juta guna menyelesaikan konstruksi fasilitas produksi dan pengeboran sumur. Sedangkan per 30 Juni 2018, jumlah Capex Perseroan adalah sebesar USD 146.8. Perseroan memiliki Komisioning gas pada akhir Agustus 2018, dan produksi akan meningkat hingga kapasitas penuh sebesar 58 BBTUD pada kuartal keempat.

## 6. Manajemen Risiko

Dalam melaksanakan aktivitas usaha sehari-hari, Perseroan dihadapkan pada berbagai risiko. Perseroan menelaah dan menyetujui kebijakan untuk mengelola risiko-risiko seperti di bawah ini:

### Risiko Penurunan Jumlah Cadangan

Untuk mengelola risiko penurunan jumlah cadangan, Perseroan terus mengembangkan teknologi pemetaan cadangan dan interpretasinya, sertifikasi oleh konsultan independen yang kompeten dan meningkatkan kemampuan sumber daya manusia. Selain itu, Perseroan juga terus melihat dan mencari peluang untuk akuisisi lapangan migas baru dari tahun ke tahun. Rekam jejak panjang Perseroan menunjukkan bahwa Perseroan mampu mengambil langkah-langkah mitigasi yang efektif dalam menghadapi risiko penurunan jumlah cadangan.

### Risiko Operasi

Perseroan menghadapi risiko operasi, termasuk risiko cadangan, risiko *reservoir*, risiko kerugian minyak dan gas serta risiko bencana alam terkait seluruh instalasi dan fasilitas Perseroan. Meskipun demikian, Perseroan telah mengasuransikan instalasi dan fasilitas Perseroan. Perseroan tidak memiliki pertanggungjawaban asuransi atas hilangnya laba.

### Risiko Pengembangan Proyek

Dalam melakukan rencana akuisisi maupun rencana pengembangan di wilayah yang baru, perseroan sebelumnya akan melakukan studi kelayakan maupun uji tuntas terhadap setiap proyek akuisisi maupun pengembangan. Studi kelayakan termasuk dari sisi aspek teknis, ekonomis dan kelayakan proyek sedangkan uji tuntas dalam hal akuisisi selalu memperhitungkan aspek potensi maupun keselarasannya dengan bisnis perseroan ke depan.

### Risiko Tingkat Suku Bunga

Sebagian besar hutang Perseroan memiliki suku bunga tetap. Selebihnya pada hutang Perseroan yang memiliki suku bunga mengambang, Perseroan melakukan *Interest Rate Swap* untuk merubah acuan suku bunga mengambang menjadi suku bunga tetap. Hal ini umum dalam fasilitas pembiayaan proyek. Perseroan juga memiliki keleluasaan untuk dapat membayar hutang lebih awal tanpa penalti, apabila bank akan mengenakan kenaikan suku bunga yang tidak dapat disetujui oleh Perseroan.

Perseroan menerapkan akuntansi lindung nilai atas transaksi lindung nilai yang memenuhi kriteria akuntansi lindung nilai guna meminimalkan dampak pergerakan *marked-to-market* terhadap laba. Berdasarkan kebijakan ini, Perseroan diperbolehkan mengadakan transaksi lindung nilai dengan batas maksimum sebesar 50% dari eksposur risiko dasar, dengan persetujuan khusus untuk eksposur risiko yang lebih tinggi. Perseroan memantau posisinya melalui laporan *marked-to-market* yang didistribusikan oleh pihak lawan lindung nilai.

### Risiko Nilai Tukar Mata Uang Asing

Berdasarkan kebijakan Perseroan, instrumen lindung nilai keuangan digunakan untuk melindungi setiap risiko yang terkait dengan mata uang asing, tingkat suku bunga dan harga komoditas. Di samping untuk mendapatkan kepastian arus kas, Perseroan mengadakan transaksi *cross currency swap* sebagai mitigasi risiko nilai tukar mata uang asing atas utang dalam mata uang selain Dolar AS, dan *swap* tingkat suku bunga untuk menetapkan setiap risiko yang timbul dari suku bunga mengambang.

Perseroan menerapkan akuntansi lindung nilai atas transaksi lindung nilai yang memenuhi kriteria akuntansi lindung nilai guna meminimalkan dampak pergerakan *marked-to-market* terhadap laba. Berdasarkan kebijakan ini, Perseroan diperbolehkan mengadakan transaksi lindung nilai dengan batas maksimum sebesar 50% dari eksposur risiko dasar, dengan persetujuan khusus untuk eksposur risiko yang lebih tinggi. Perseroan memantau posisinya melalui laporan *marked-to-market* yang didistribusikan oleh pihak lawan lindung nilai.

## **Risiko Penjualan Gas Alam akibat Keterbatasan Infrastruktur Distribusi dan Transmisi Gas**

Sebagian besar gas alam Perseroan dialirkan melalui pipa kepada *offtaker*. Akibat keterbatasan infrastruktur pengiriman gas alam, Perseroan harus menjual gas alam produksinya kepada *offtaker* yang berada dalam wilayah geografis yang berdekatan dengan operasi Perseroan atau menemukan alternatif lain untuk menghasilkan uang dari sumber daya tersebut. Perseroan perlu berupaya memaksimalkan pemanfaatan cadangan gas alam Perseroan dengan mengadakan kerja sama sebagai pemasok gas untuk mencari dan memperoleh kontrak gas jangka panjang dengan pembangkit listrik dan pengguna industri, antara lain, sebagai pengguna baru dalam gas alam, atau dengan menanamkan kepemilikan saham atau dengan mengakuisisi pembangkit listrik.

## **Risiko Regulasi/Kebijakan/Peraturan Pemerintah**

Untuk memitigasi risiko yang timbul sebagai pengaruh atas berlakunya regulasi/kebijakan pemerintah, manajemen Perseroan manajemen ikut aktif di dalam asosiasi-asosiasi bidang energi dan kelompok pemerhati yang berkaitan dengan bidang usaha Perseroan.

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

## **Risiko Hukum**

Salah satu upaya mitigasi risiko hukum adalah dengan melakukan program-program *Corporate Social Responsibility (CSR)* yang memberikan manfaat bagi masyarakat setempat, termasuk program pemberdayaan masyarakat, pendidikan dan pembangunan infrastruktur. Selain itu, Perseroan juga berusaha membangun keterbukaan komunikasi, baik dengan masyarakat setempat maupun dengan mitra bisnis Perseroan.

## **Risiko Harga Komoditas**

Perseroan menghadapi risiko fluktuasi harga minyak mentah, yang merupakan komoditas yang harganya ditentukan dengan mengacu kepada harga pasar internasional. Harga minyak dunia rentan terhadap gejolak, dan kerentanan ini memiliki dampak signifikan terhadap pendapatan dan nilai aset Perseroan. Dengan mempertimbangkan mekanisme pemulihan biaya (*cost recovery*) yang berlaku berdasarkan kesepakatan bagi hasil yang ada, Perseroan pada saat ini mempunyai kebijakan untuk melakukan lindung nilai terhadap risiko pasar yang timbul dari fluktuasi harga minyak atas sebagian produksi minyak Perseroan.

## **Risiko tidak Diperpanjangnya Kontrak Bagi Hasil**

Perseroan juga menghadapi risiko terkait perpanjangan Kontrak Bagi Hasil dengan kemungkinan tidak diperpanjangnya Kontrak Bagi Hasil atau persyaratan kontrak yang baru tidak semenarik Kontrak Bagi Hasil yang telah ada. Atas pertimbangan tersebut, Perseroan lebih berkonsentrasi pada Kontrak Bagi Hasil dengan umur kontrak yang lebih lama dimana kemungkinan Perseroan harus memperoleh perpanjangan atas kontrak-kontrak tersebut lebih besar.

### III. RISIKO USAHA

*Sebelum melakukan investasi pada MTN Perseroan, 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.*

Risiko-risiko yang diungkapkan di bawah ini merupakan risiko-risiko material bagi Perseroan dan Entitas Anak dan disusun berdasarkan bobot dari dampak masing-masing risiko terhadap kinerja keuangan Perseroan dan Entitas Anak, dimulai dari risiko utama:

#### 3.1. RISIKO UTAMA YANG MEMPUNYAI PENGARUH SIGNIFIKAN TERHADAP KELANGSUNGAN USAHA PERSEROAN

**Perseroan tergantung pada kemampuan untuk memproduksi, mengembangkan atau menggantikan cadangan yang telah ada serta menemukan cadangan baru bagi kegiatan usaha Perseroan.**

Perseroan harus melakukan eksplorasi untuk menemukan, mengembangkan atau mengakuisisi cadangan baru untuk menggantikan cadangan yang telah mengalami deplesi dan terjual dalam tujuan untuk mengembangkan atau mempertahankan tingkat produksi. Perseroan menghadapi berbagai tantangan dalam mempertahankan pertumbuhan produksi akibat pematangan dan deplesi aset minyak dan gas. Pendapatan dari Kontrak Bagi Hasil Rimau, Sumatera Selatan, Lematang dan Laut Natuna Selatan Blok B milik Perseroan mulai memasuki tahap kematangan dengan umur ekonomis yang berkisar antara lima hingga 10 tahun.

Tidak ada jaminan bahwa kegiatan eksplorasi dan pengembangan yang tengah diusahakan saat ini akan meraih keberhasilan. Keputusan untuk melakukan eksplorasi atau mengembangkan suatu aset sebagian tergantung pada analisis geofisika dan geologis dan kajian teknis, yang hasilnya mungkin tidak konklusif atau dapat diinterpretasikan secara berbeda-beda. Kegiatan eksplorasi menghadapi berbagai risiko, termasuk risiko tidak ditemukannya akumulasi minyak atau gas alam yang layak secara komersial. Apabila Perseroan tidak berhasil menemukan atau mengakuisisi cadangan baru, Perseroan tidak akan mampu mempertahankan total produksinya atau mengembangkan kegiatan usaha intinya, dan hal ini dapat memberikan dampak material yang merugikan terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

Operasi pertambangan emas dan tembaga Perseroan dijalankan oleh ventura bersama milik Perseroan, yaitu AMNT. AMNT berencana melanjutkan pengembangan tambang Batu Hijau miliknya, dan untuk melakukan penilaian lebih lanjut atas sumber daya lainnya yang telah ditemukan, termasuk Elang, yang merupakan sumber daya terbesar yang ditemukan.

Tidak ada jaminan bahwa rencana pengembangan AMNT akan mencapai keberhasilan atau bahwa kegiatan penilaian dan eksplorasi AMNT akan menghasilkan penemuan atau pengembangan cadangan yang layak ditambang. Sehubungan dengan kegiatan eksplorasi, apabila *deposit* yang layak secara komersial ditemukan, maka akan dibutuhkan waktu beberapa tahun dan belanja modal yang cukup signifikan sejak fase awal eksplorasi hingga produksi dimulai. Dalam jangka waktu tersebut, biaya modal dan kelayakan ekonomi yang terkait mungkin mengalami perubahan. Selain itu, hasil yang sebenarnya setelah produksi mungkin berbeda dari hasil yang diharapkan pada saat penemuan deposit. Guna mempertahankan produksi emas dan tembaga hingga melebihi cadangan emas dan tembaga terbukti dan terduga AMNT saat ini, cadangan emas dan tembaga baru perlu dinilai dan dikembangkan. Program penilaian dan eksplorasi AMNT belum tentu menghasilkan cadangan emas pengganti atau menghasilkan operasi pertambangan komersial baru. Dalam hal demikian, kegiatan usaha dan prospek Perseroan dapat mengalami dampak merugikan.

### 3.2. RISIKO USAHA YANG BERHUBUNGAN DENGAN KEGIATAN USAHA PERSEROAN

**A. Data cadangan dan sumber daya Perseroan merupakan estimasi semata, sehingga produksi, pendapatan dan pengeluaran aktual yang dapat dicapai Perseroan sehubungan dengan cadangan dan sumber daya Perseroan dapat berbeda dari estimasi tersebut.**

Memorandum Informasi ini mengandung estimasi atas cadangan terbukti; cadangan terbukti dan terduga; dan cadangan terbukti dan terduga dan harapan Perseroan. Data cadangan tertentu yang disajikan dalam Memorandum Informasi ini didasarkan pada sertifikasi cadangan ataupun estimasi internal Perseroan. Keterangan Tentang Perseroan, Kegiatan Usaha serta Kecenderungan dan Prospek Usaha bagian Cadangan dan Sumber Daya Bab. Estimasi cadangan Perseroan yang lebih baru diperoleh dengan mengurangi estimasi cadangan sebelumnya dengan produksi blok yang bersangkutan tanpa memperhitungkan apresiasi atau depresiasi cadangan sejak tanggal-tanggal estimasi atau penilaian yang bersangkutan. Walaupun estimasi cadangan ini telah dilakukan dengan teknik-teknik dan panduan yang berlaku umum di industri, tidak ada jaminan bahwa penilaian cadangan atau estimasi akan memberikan jumlah cadangan hidrokarbon yang faktual.

Laporan data cadangan yang disajikan dalam Memorandum Informasi ini, tidak dilampirkan dalam Memorandum Informasi ini. Dengan demikian, investor tidak memiliki akses terhadap laporan-laporan yang disusun oleh konsultan independen tersebut, yang meliputi informasi tambahan yang dapat mendukung penilaian informasi cadangan terkait blok-blok tersebut.

**B. Kegiatan operasi Perseroan memiliki risiko operasional yang signifikan.**

Kegiatan operasi Perseroan melibatkan risiko signifikan yang termasuk namun tidak terbatas pada letupan pengeboran, kebocoran pipa, ledakan, tumpahan minyak, kerusakan lingkungan hidup dan kebakaran. Setiap risiko tersebut dapat menyebabkan pencemaran lingkungan, kerusakan atau kehancuran sumur, fasilitas produksi atau aset lainnya, atau cedera pribadi atau korban jiwa, atau penolakan dari masyarakat sekitar.

Perseroan juga bersaing dengan perusahaan lainnya untuk mendapatkan peralatan dan sumber daya manusia, termasuk tapi tidak terbatas pada *rig* pengeboran, kapal dan helikopter pengangkut persediaan, yang sumber dayanya terbatas. Apabila Perseroan tidak mampu memperoleh peralatan yang dibutuhkan untuk melaksanakan rencana pengembangan dan operasi Perseroan, maka Perseroan mungkin perlu menunda atau merestrukturisasi rencana pengembangan Perseroan atau membatasi operasi tertentu.

Perseroan bergantung pada manajemen senior Perseroan dalam menjalankan kegiatan operasinya. Apabila Perseroan kehilangan salah satu pejabat eksekutif kuncinya, dibutuhkan waktu yang cukup lama untuk menemukan, merelokasi dan mengintegrasikan personel pengganti yang memadai ke dalam operasi Perseroan. Hal ini dapat merugikan operasi dan pertumbuhan usaha Perseroan. Perseroan juga tergantung pada keberhasilan menarik tenaga teknis yang memenuhi syarat untuk menyediakan layanan sehubungan dengan kegiatan operasi Perseroan.

Salah satu dari hal-hal tersebut di atas dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

**C. Perseroan menggunakan data seismik 2D dan 3D yang bergantung pada interpretasi dan mungkin tidak dapat mengidentifikasi keberadaan minyak dan gas secara akurat.**

Data seismik merupakan metode yang digunakan untuk menentukan kedalaman, orientasi dan konfigurasi formasi batuan di bawah tanah. Data seismik dihasilkan dengan memantulkan sumber energi dari ledakan atau getaran ke permukaan tanah dan menangkap gelombang suara yang dipantulkan untuk menciptakan "garis" dua dimensi ("2D") atau kisi-kisi tiga dimensi ("3D"). Data 3D memberikan pemahaman kondisi bawah tanah yang lebih akurat (yang meliputi peta bawah tanah). Walaupun digunakan dengan teknik yang memadai dan interpretasi yang tepat, data seismik 2D dan 3D dan teknik visualisasi hanyalah alat untuk membantu ahli geologi dalam menginterpretasikan struktur

bawah tanah dan menentukan potensi keberadaan hidrokarbon, namun tidak serta-merta membuat ahli geologi mengetahui secara faktual mengenai keberadaan hidrokarbon dalam struktur tersebut ataupun jumlah dari hidrokarbon tersebut. Perseroan menerapkan teknologi seismik 3D untuk mengurangi ketidakpastian dalam proyek Perseroan. Meskipun demikian, penggunaan teknologi seismik 3D dan teknologi canggih lainnya membutuhkan biaya pra-pengeboran yang lebih tinggi dibandingkan strategi pengeboran tradisional. Hal ini dapat menyebabkan biaya eksplorasi dan pengeboran yang lebih tinggi, yang dapat menyebabkan penurunan imbal hasil. Terlebih lagi, kegiatan pengeboran Perseroan mungkin tidak membuahkan hasil atau tidak ekonomis, dan tingkat kesuksesan pengeboran Perseroan secara keseluruhan atau pada wilayah tertentu dapat mengalami penurunan.

#### **D. Kenaikan tingkat suku bunga dapat menimbulkan dampak material terhadap kondisi keuangan Perseroan.**

Perseroan memiliki sejumlah perjanjian kredit tertentu. Berdasarkan perjanjian tersebut, Perseroan memiliki utang yang dikenakan suku bunga mengambang sehingga Perseroan menghadapi risiko suku bunga di masa depan. Perseroan dapat masuk ke dalam kontrak lindung bunga atau instrumen keuangan lainnya di masa depan untuk meminimalkan paparan terhadap fluktuasi suku bunga. Namun, Perseroan tidak dapat menjamin bahwa pengaturan keuangan ini dapat melindungi Perseroan sepenuhnya terhadap risiko ini.

Setiap kenaikan beban bunga atas kewajiban pembayaran utang Perseroan dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

#### **E. Fluktuasi nilai tukar Rupiah terhadap mata uang asing dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kinerja operasional Perseroan.**

Meskipun Perseroan melaporkan kinerjanya dalam Dolar AS, bagian substansial dari biaya-biaya Perseroan dikeluarkan dalam Rupiah. Pendapatan Perseroan dan AMNT diperoleh dalam Dolar AS, sementara pendapatan MPI diperoleh dalam Rupiah. Sebagian besar biaya operasi Perseroan, AMNT dan MPI, seperti beban gaji dan karyawan, dikeluarkan dalam Rupiah. Akibatnya, Perseroan menghadapi risiko fluktuasi nilai tukar Rupiah terhadap Dolar AS. Selain itu, mengingat laporan keuangan MPI disajikan dalam Rupiah, fluktuasi Rupiah terhadap Dolar AS akan mempengaruhi bagian Perseroan dalam laba bersih MPI. Seluruh pinjaman Perseroan adalah dalam Dolar AS atau telah diganti menjadi dalam Dolar AS. Meskipun demikian, bila di masa depan Perseroan memperoleh pendapatan atau dividen dari investasi Perseroan dalam Rupiah, atau memiliki eksposur utang dalam Rupiah atau mata uang lainnya, fluktuasi nilai Rupiah atau mata uang lainnya terhadap Dolar AS akan mempengaruhi biaya yang dikeluarkan dalam Perseroan Dolar AS untuk membayar bunga pinjaman atau melunasi pinjaman tersebut. Fluktuasi Dolar AS terhadap Rupiah dan mata uang asing lainnya di masa depan dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

#### **F. Keterbatasan infrastruktur distribusi dan transmisi gas membatasi pasar untuk penjualan gas alam Perseroan.**

Keterbatasan infrastruktur distribusi dan transmisi gas alam di Indonesia dan di antara Indonesia dengan negara-negara lainnya, termasuk Singapura, menimbulkan pembatasan atas konsumsi gas alam Indonesia. Tidak ada jaminan mengenai kapan atau apakah sistem distribusi dan transmisi gas alam yang signifikan akan dibangun. Pembangunan pipa transmisi dan distribusi dan infrastruktur lainnya tergantung pada berbagai faktor, dan sebagian besar di antaranya berada di luar kendali Perseroan, seperti pembiayaan pemerintah, biaya pembebasan tanah, persetujuan pemerintah pusat dan daerah serta ketepatan waktu penyelesaian pembangunan.

Kegagalan Perseroan dalam mencari, mengembangkan dan memelihara pasar penjualan gas alam yang dimiliki Perseroan dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha gas alam Perseroan serta kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

## **G. Kegiatan usaha Perseroan sangat bergantung kepada peraturan dan otoritas pemerintah.**

Perusahaan minyak dan gas yang beroperasi di Indonesia diatur secara ketat. Syarat dan ketentuan utama yang berlaku atas Perseroan berdasarkan hukum di Indonesia termasuk kesepakatan pemulihan biaya (*cost recovery*) dan kewajiban pasar domestik (*domestic market obligation*, "DMO"). Perusahaan minyak dan gas yang beroperasi berdasarkan Kontrak Bagi Hasil (PSC) berhak memulihkan biaya yang terkait dengan kegiatan eksplorasi dan produksi yang dilaksanakan dalam tahun berjalan untuk setiap barel yang diproduksi. Bagian *cost recovery* dari hak bersih tahunan bervariasi sesuai dengan tingkat biaya yang terjadi, termasuk investasi modal untuk eksplorasi, pengembangan dan produksi, biaya operasional tahunan dan realisasi harga minyak dan gas. Kewajiban pasar domestik (DMO) menetapkan jumlah produksi yang wajib dijual di pasar domestik. Harga penjualan di pasar domestik mungkin lebih rendah dibandingkan harga yang dapat diperoleh apabila penjualan dilaksanakan dengan pihak lain.

Selain itu, perusahaan minyak dan gas juga tunduk kepada berbagai peraturan yang ditetapkan pemerintah di seluruh dunia. Peraturan-peraturan tersebut pada umumnya mencakup persyaratan yang perlu dipenuhi untuk memperoleh izin untuk mengeksport produk. Kepatuhan terhadap peraturan pemerintah wajib dipenuhi untuk memastikan izin-izin tersebut akan diberikan, diperbaharui atau diperpanjang. Perseroan juga menghadapi risiko nasionalisasi, pengambilalihan atau pembatalan hak kontrak oleh pemerintah.

Dalam melakukan perpanjangan Kontrak Bagi Hasil (PSC), Perseroan bergantung pada otoritas pemerintahan, di mana Perseroan harus melakukan negosiasi dengan SKK Migas dan ESDM. Meskipun selama ini Perseroan berhasil melakukan negosiasi ulang sehubungan dengan perpanjangan ekonomis, tidak ada jaminan bahwa Perseroan akan berhasil menegosiasikan Kontrak Bagi Hasil baru dengan persyaratan yang dipandang menguntungkan oleh Perseroan. Apabila Perseroan tidak berhasil menegosiasikan perpanjangan tersebut dengan persyaratan yang dipandang menguntungkan oleh Perseroan, maka Perseroan mungkin tidak dapat melaksanakan kegiatan usahanya di blok yang bersangkutan, tidak mampu meningkatkan atau mempertahankan tingkat produksi, dan dengan demikian kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan mungkin mengalami dampak merugikan yang material.

Pertambangan tembaga dan emas AMNT juga tunduk kepada peraturan yang ketat. Pada bulan Februari 2017, di bawah kepemimpinan pemegang saham baru, AMNT memperoleh IUPK dari Pemerintah Indonesia, yang tetap mempertahankan seluruh persyaratan ekonomi yang tercantum dalam Kontrak Karya awal. Pemerintah Indonesia kemudian menerbitkan izin ekspor berjangka waktu dua belas bulan bagi AMNT. Izin ekspor selanjutnya akan tergantung pada penilaian pemerintah atas kemajuan komitmen AMNT dalam memenuhi peraturan tahun 2014 dan 2017, yang meliputi kewajiban untuk membangun pabrik peleburan domestik dalam jangka waktu selambat-lambatnya lima tahun setelah peraturan tahun 2017 diterbitkan. Apabila terdapat ketidakmampuan untuk memenuhi hal-hal di atas, maka dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

Sektor pembangkit listrik di Indonesia diatur secara ketat, dan peraturan-peraturan tertentu memberlakukan pembatasan atas harga yang dapat dikenakan untuk listrik serta memberlakukan pembatasan lainnya atas penjualan listrik. Pembatasan-pembatasan tersebut dapat membatasi kemampuan entitas asosiasi Perseroan untuk menghasilkan pendapatan. Terlebih lagi, sektor usaha ini dipengaruhi oleh faktor-faktor yang berada di luar kendali Perseroan maupun mitra kerja Perseroan, seperti masuknya pemain baru, harga dan pasokan gas serta risiko operasional yang melekat pada industri ini. Setiap penurunan harga listrik yang terjadi dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.



#### **H. Perseroan dapat mengalami kerugian yang tidak dicakup dalam pertanggungans asuransi atau mengalami kerugian yang nilainya melebihi nilai pertanggungans asuransi Perseroan.**

Proyek-proyek Perseroan dapat menderita kerusakan fisik akibat kebakaran atau sebab-sebab lainnya, sehingga menyebabkan kerugian yang mungkin tidak ditanggung sepenuhnya oleh asuransi. Penerimaan dari klaim asuransi mungkin tidak memadai untuk menutup biaya pembangunan kembali akibat inflasi, perubahan dalam peraturan pembangunan, permasalahan lingkungan dan faktor-faktor lainnya. Selain itu, beberapa jenis kerugian seperti kerugian yang disebabkan oleh gempa bumi, banjir, badai topan, bencana alam lainnya, terorisme atau perang mungkin tidak dapat diasuransikan atau tidak dapat diasuransikan dengan premi yang wajar. Perseroan tidak memiliki pertanggungans asuransi untuk menutup risiko keterlambatan penyelesaian proyek pengembangan Perseroan dan cacat dalam kualitas material yang digunakan. Perseroan memiliki pertanggungans asuransi kerugian atas hilangnya pendapatan sewa atau laba untuk sebagian usahanya. Apabila terjadi kerugian yang tidak diasuransikan atau kerugian yang nilainya melebihi nilai pertanggungans asuransi, Perseroan mungkin mengalami kerugian atas modal yang telah ditanamkan, serta pendapatan yang diperkirakan akan diperoleh dari aset yang mengalami kerugian tersebut. Perseroan juga mungkin tetap harus bertanggung jawab atas utang atau kewajiban finansial yang terkait dengan aset tersebut. Selain itu, Perseroan mungkin perlu melakukan pembayaran dalam jumlah signifikan untuk menutup kerugian yang tidak diasuransikan tersebut. Perseroan mungkin harus menanggung biaya-biaya yang terkait dengan kerusakan yang diderita oleh Perseroan sehubungan dengan kejadian yang tidak diasuransikan tersebut. Salah satu dari hal-hal tersebut di atas dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

#### **I. Biaya restorasi, penutupan dan pembongkaran tambang, pipa dan fasilitas lain serta kewajiban terkait lingkungan hidup mungkin melebihi provisi yang telah dibentuk Perseroan.**

Perusahaan penggali sumber daya alam diwajibkan menutup operasinya dan merehabilitasi lahan yang ditambang sesuai dengan berbagai peraturan perundang-undangan yang berlaku dan kewajiban berdasarkan Kontrak Bagi Hasil, Kontrak Karya, atau IUPK. Perusahaan diwajibkan untuk menyerahkan rencana reklamasi dan kegiatan pasca penambangan beserta jaminan untuk melaksanakan kegiatan tersebut kepada pemerintah terkait. Jumlah jaminan tersebut ditentukan oleh pemerintah berdasarkan pemeriksaan dan penilaian rencana yang diserahkan oleh perusahaan pertambangan. Estimasi total biaya penutupan dan rehabilitasi akhir mungkin mencapai jumlah yang signifikan dan disusun terutama berdasarkan ketentuan hukum dan perundang-undangan yang berlaku dan rencana penutupan saat ini, yang mungkin mengalami perubahan material di masa depan. Peraturan perundang-undangan yang mengatur penutupan dan rehabilitasi fasilitas minyak dan gas, pipa, dan tambang dapat berubah dari waktu ke waktu, dan mungkin mengalami perubahan yang memberlakukan syarat dan ketentuan tambahan, sehingga menyebabkan provisi atas kewajiban Perseroan tidak mencukupi. Hal ini dapat menimbulkan dampak material terhadap posisi keuangan atau kinerja operasional Perseroan.

#### **J. Dari waktu ke waktu, Perseroan mungkin terlibat dalam perkara hukum, perkara regulatif dan perkara lainnya yang timbul dari operasi Perseroan, dan Perseroan mungkin harus mengeluarkan biaya yang substansial sehubungan dengan perkara-perkara tersebut.**

Perseroan pernah terlibat dalam perselisihan hukum baik di masa lalu dan memiliki potensi perselisihan hukum di masa depan. Perselisihan tersebut dapat menyebabkan Perseroan mengeluarkan biaya yang substansial, menimbulkan penundaan dalam jadwal pengembangan Perseroan, serta pengalihan sumber daya dan perhatian manajemen, terlepas dari hasil perselisihan tersebut. Apabila Perseroan gagal memenangkan perselisihan tersebut, Perseroan mungkin harus menderita kerugian yang substansial dan harus menanggung kewajiban terkait perselisihan hukum tersebut. Dalam hal Perseroan memenangkan perselisihan tersebut, Perseroan mungkin harus mengeluarkan biaya yang substansial untuk menyusun pembelaan. Dalam hal demikian, kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan mungkin dapat mengalami dampak merugikan yang material.

### 3.3. RISIKO UMUM YANG BERHUBUNGAN DENGAN INDUSTRI PERSEROAN

#### A. Gejolak harga minyak mentah dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

Pendapatan Perseroan di masa depan sangat tergantung pada harga dan permintaan atas minyak dan gas alam. Profitabilitas Perseroan sebagian besar ditentukan oleh perbedaan antara harga yang diperoleh untuk minyak dan gas alam dengan biaya eksplorasi untuk mengembangkan, memproduksi dan menjual produk-produk tersebut. Pada saat ini Perseroan menjual sebagian besar minyaknya pada harga yang ditentukan berdasarkan Indonesian Crude Price.

Perseroan menjual seluruh gas alam yang dihasilkan Perseroan berdasarkan kontrak jangka panjang. Sebagian kontrak Perseroan mengandung harga gas yang dikaitkan dengan harga minyak, seperti Perjanjian Penjualan Gas Senoro dan Perjanjian Penjualan Gas Laut Natuna Selatan Blok B. Sisa volume penjualan dijual ke pasar di wilayah Indonesia berdasarkan kontrak jangka panjang dengan harga tetap atau harga yang dikaitkan dengan inflasi tanpa kaitan dengan harga minyak. Dengan demikian, pendapatan Perseroan dari penjualan gas alam tidak terpapar gejolak harga dalam tingkatan yang sama sebagaimana halnya penjualan minyak.

Harga minyak dunia mengalami penurunan dan gejolak dalam tiga tahun terakhir, diakibatkan oleh berbagai faktor di luar kendali Perseroan. Perseroan telah melakukan upaya-upaya untuk mengurangi Biaya Produksi dan membatasi kegiatan eksplorasi, yang akan terus dilakukan dalam hal harga minyak yang rendah terus berlanjut. Apabila harga minyak jatuh hingga lebih rendah dari Biaya Produksi, Perseroan mungkin akan mengurangi produksi minyak hingga mencapai tingkat tertentu yang memungkinkan Perseroan untuk memproduksi minyak secara ekonomis. Keadaan tersebut di atas dapat menyebabkan penurunan lebih lanjut dalam pendapatan, laba bersih dan arus kas Perseroan.

Perseroan pada saat ini tidak melakukan lindung nilai yang signifikan terhadap risiko pasar yang timbul dari fluktuasi harga minyak. Hal-hal tersebut di atas dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

#### B. Penurunan harga emas atau tembaga yang substansial atau berlarut-larut dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap AMNT.

Kegiatan usaha AMNT tergantung pada harga emas dan tembaga, yang mengalami fluktuasi setiap harinya dan dipengaruhi oleh berbagai faktor di luar kendali Perseroan. Setiap penurunan realisasi harga emas atau tembaga AMNT dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap laba bersih Perseroan.

Selain itu, rendahnya harga emas atau tembaga yang berkelanjutan dapat menyebabkan hal-hal berikut ini:

- penurunan pendapatan akibat penurunan produksi yang disebabkan oleh penghentian atau pengurangan penambangan deposit, yang menjadi tidak ekonomis pada tingkat harga emas atau tembaga yang rendah;
- penurunan laba yang saat ini diperkirakan akan didapat dari penjualan *stockpile* bijih dan bijih yang tersimpan di *leach pad*, serta meningkatkan kemungkinan dan jumlah yang mungkin perlu dibukukan AMNT sebagai beban penurunan nilai terkait dengan nilai buku *stockpile* AMNT;
- penghentian atau penundaan pengembangan proyek baru maupun pembatasan kegiatan eksplorasi.

#### C. Industri pertambangan menghadapi tantangan geoteknik yang terus-menerus.

Industri pertambangan dan operasi pertambangan AMNT menghadapi tantangan geoteknik yang terus menerus akibat penuaan tambang dan tren yang berkembang ke arah penambangan lubang tambang yang semakin dalam dan deposit yang semakin kompleks. Hal ini menyebabkan dinding tambang yang semakin tinggi dan meningkatkan risiko dampak ketidakstabilan geoteknik dan hidrologi. Seiring dengan operasi AMNT yang semakin menua, tambang terbuka menjadi semakin dalam dan AMNT telah mengalami bencana geoteknik di tambang Batu Hijau di masa lalu.

Tidak ada jaminan bahwa kondisi geoteknik dan hidrologi yang tidak bersahabat dan tidak terduga seperti tanah longsor dan runtuhnya dinding tambang tidak akan terjadi di masa depan atau bahwa peristiwa demikian dapat dideteksi secara dini. Ketidakstabilan geoteknik mungkin sulit diramalkan dan seringkali dipengaruhi oleh risiko dan bahaya yang berada di luar kendali AMNT, seperti cuaca buruk dan curah hujan yang tinggi, yang dapat menyebabkan banjir, longsor lumpur, ketidakstabilan dinding dan kegiatan seismik, yang dapat menyebabkan tergelincirnya material. Bencana geoteknik dapat membatasi atau menutup akses terhadap situs tambang, penghentian operasi sementara, penyelidikan pemerintah, kenaikan biaya pengawasan, biaya rehabilitasi, kehilangan bijih dan dampak lainnya, yang dapat menyebabkan turunnya profitabilitas operasi pertambangan dibandingkan perkiraan saat ini, dan hal ini dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

#### **D. Perseroan beroperasi di dalam industri yang kompetitif.**

Industri minyak dan gas, pertambangan dan pembangkit listrik Indonesia memiliki persaingan yang tajam. Area persaingan utama yang dihadapi Perseroan meliputi akuisisi, pembaharuan dan negosiasi perizinan; evaluasi, pelelangan dan akuisisi aset, serta mendapatkan sumber daya yang diperlukan untuk menjalankan operasi Perseroan dan menjual produk Perseroan. Sebagian besar pesaing Perseroan memiliki sumber daya keuangan dan sumber daya manusia yang lebih besar dibandingkan Perseroan. Ukuran, infrastruktur, pengalaman mendalam dan hubungan baik dengan Pemerintah yang dimiliki sebagian perusahaan energi BUMN, internasional atau lainnya, dapat memberikan keunggulan kompetitif dibandingkan perusahaan lain yang beroperasi di Indonesia atau di negara tempat Perseroan beroperasi, termasuk Perseroan. Kemampuan Perseroan untuk mengembangkan usaha Perseroan akan tergantung pada kemampuan Perseroan untuk mengevaluasi dan memiliki aset yang sesuai dan menutup transaksi di tengah persaingan yang ketat.

### **3.4. RISIKO UMUM YANG BERHUBUNGAN DENGAN NEGARA-NEGARA TEMPAT PERSEROAN BEROPERASI**

#### **A. Peraturan yang semakin ketat dari pemerintah dan badan pemerintah mungkin menyebabkan kenaikan biaya kepatuhan hukum dan membatasi akses Perseroan terhadap aset eksplorasi baru.**

Industri minyak dan gas pada umumnya tunduk pada peraturan dan intervensi pemerintah di seluruh dunia dalam hal-hal seperti pemberian hak eksplorasi dan produksi, pemberlakuan kewajiban pengeboran yang spesifik, pengendalian lingkungan hidup, kesehatan dan keamanan, kendali atas pengembangan dan pembongkaran suatu ladang (termasuk pembatasan produksi), dan kemungkinan nasionalisasi, pengambilalihan, pembatalan hak kontrak atau tidak diperpanjangnya hak-hak tersebut.

Di Indonesia, tempat sebagian besar operasi Perseroan berada, peran SKK Migas, BP Migas dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang terus berkembang, ditambah dengan perubahan politik di Indonesia, menyebabkan badan Pemerintah lainnya seperti Kementerian Perdagangan, Kementerian Kehutanan dan Kementerian Negara Lingkungan Hidup semakin meningkatkan perannya dalam mengatur dan meregulasi industri minyak dan gas di Indonesia. Perluasan peran badan pemerintah yang terus berlanjut dapat menyebabkan penerapan peraturan, undang-undang dan praktik-praktik baru yang wajib dipatuhi Perseroan.

SKK Migas pada saat ini melaksanakan pengelolaan sumber daya minyak bumi Indonesia atas nama Pemerintah. SKK Migas (sebelumnya BP MIGAS) dan ESDM sebagai pihak yang mewakili Pemerintah untuk bertransaksi dengan perusahaan energi swasta seperti Perseroan. Berdasarkan kontrak tersebut, perusahaan energi swasta melaksanakan kegiatan eksplorasi, pengembangan, produksi dan pemasaran minyak dan gas di wilayah yang telah ditentukan dengan imbalan berupa persentase kepemilikan dalam hasil produksi blok yang terdapat dalam wilayah kontrak yang bersangkutan. Per tanggal Memorandum Informasi ini, sepanjang pengetahuan Perseroan, Perseroan meyakini bahwa Perseroan dan mitra kerja Perseroan telah mematuhi ketentuan-ketentuan Kontrak Bagi Hasil.

Selain itu, peraturan, undang-undang dan praktik-praktik baru mungkin diadopsi oleh Pemerintah dan pemerintah atau badan pemerintah lain di negara-negara tempat Perseroan beroperasi sebagai tanggapan terhadap praktik-praktik atau insiden spesifik yang berkembang, mungkin menyebabkan peraturan yang lebih ketat atas kegiatan minyak dan gas, terutama sehubungan dengan pengendalian lingkungan hidup, kesehatan dan keselamatan serta pengawasan operasi pengeboran, dan akses terhadap wilayah baru. Setiap peraturan, undang-undang dan praktik baru dapat menimbulkan kenaikan biaya kepatuhan dan mungkin menyebabkan Perseroan perlu melakukan perubahan atas rencana operasi pengeboran, eksplorasi, pengembangan dan pembongkaran dan dapat mempengaruhi kemampuan Perseroan untuk memanfaatkan aset Perseroan dan membatasi akses Perseroan terhadap aset eksplorasi atau hak operator baru.

Industri minyak dan gas juga dikenakan kewajiban membayar royalti dan pajak, yang cenderung lebih tinggi dibandingkan royalti dan pajak dalam industri lainnya, dan Perseroan beroperasi dalam yurisdiksi pajak tertentu yang melibatkan ketidakpastian sehubungan dengan interpretasi dan perubahan atas hukum pajak. Peraturan perundang-undangan baru atau faktor lainnya dapat menyebabkan Perseroan wajib membatasi atau menghentikan operasi tertentu, atau mengeluarkan biaya tambahan.

#### **B. Berbagai tantangan ekonomi regional atau global dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap ekonomi Indonesia dan kegiatan usaha Perseroan.**

Ekonomi Indonesia dipengaruhi oleh laju pertumbuhan PDB riil Indonesia yang pada tiga tahun terakhir relatif stabil pada kisaran 5,0% pada sejak tahun 2014. Pemerintah Indonesia masih memiliki defisit fiskal yang rendah dan tingkat utang negara yang tinggi dan nilai tukar Rupiah masih mengalami gejolak dengan likuiditas yang kurang baik, sektor perbankan masih lemah dan memiliki tingkat kredit bermasalah yang tinggi. Laju inflasi (diukur dengan perubahan indeks harga konsumen dari tahun ke tahun) masih bergejolak. Indonesia mencatat laju inflasi sebesar 8,4% pada tahun 2014, 3,4% pada tahun 2015 dan 3,0% pada tahun 2016 dan 3,6% di 2017 berdasarkan indeks harga konsumen. Kondisi tersebut menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap berbagai usaha di Indonesia.

Situasi ekonomi global saat ini dapat semakin memperburuk atau menimbulkan dampak yang lebih besar terhadap Indonesia dan kegiatan usaha Perseroan. Krisis ekonomi global juga menyebabkan kelangkaan dalam ketersediaan fasilitas kredit, penurunan penanaman modal asing, kepailitan institusi keuangan global, kejatuhan nilai pasar modal dunia, perlambatan pertumbuhan ekonomi dunia dan penurunan permintaan atas komoditas tertentu.

Salah satu dari hal-hal tersebut di atas dapat menimbulkan dampak merugikan terhadap kegiatan usaha, prospek, kondisi keuangan dan kinerja operasional Perseroan.

#### **C. Perseroan mungkin mengalami dampak perubahan peraturan pajak.**

Perseroan dan Entitas Anak tunduk kepada hukum pajak, dan menghadapi hukum pajak yang semakin kompleks. Jumlah pajak yang wajib dibayarkan oleh Perseroan mungkin mengalami kenaikan substansial akibat perubahan dalam, atau interpretasi baru atas, hukum tersebut, yang dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap likuiditas dan kinerja operasional Perseroan. Pajak yang telah dikenakan di masa lalu mungkin mengalami kenaikan atau akan dikenakan kembali di masa depan. Selain itu, otoritas pajak dapat mengkaji kembali dan mempertanyakan laporan pajak Perseroan, yang mungkin menyebabkan pajak dan penalti tambahan yang jumlahnya mungkin material.

Perubahan lebih lanjut pada perpajakan dan hukum pajak yang dapat menyebabkan kenaikan pajak dan biaya operasi di Indonesia dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, kinerja operasional, kondisi keuangan dan prospek Perseroan.

**D. Peraturan perundang-undangan tenaga kerja di Indonesia atau negara-negara lainnya tempat Perseroan beroperasi dan aksi unjuk rasa buruh dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kinerja operasional Perseroan.**

Peraturan perundang-undangan yang mendukung pembentukan serikat pekerja, ditambah kondisi ekonomi yang lemah, selama ini telah, dan mungkin akan tetap menyebabkan aksi unjuk rasa buruh di Indonesia. Undang-Undang Serikat Pekerja No. 21 tahun 2000 memperbolehkan karyawan membentuk serikat pekerja tanpa adanya intervensi dari pemberi kerja, pemerintah, partai politik atau pihak lainnya. Pada tahun 2013, pemerintah memberlakukan Undang-Undang No. 13 tentang Ketenagakerjaan (“UU Ketenagakerjaan”), yang antara lain meningkatkan nilai pesangon, pensiun, tunjangan pengobatan, asuransi jiwa, uang penghargaan dan kompensasi yang terutang kepada karyawan dalam hal terjadi pemutusan hubungan kerja, dan juga mewajibkan perusahaan yang mempekerjakan 50 karyawan atau lebih untuk membentuk forum bipartit dengan pemberi kerja dan karyawan sebagai pesertanya. Operasi internasional Perseroan juga tunduk pada undang-undang ketenagakerjaan yang berlaku di yurisdiksi tempat Perseroan beroperasi, dan operasi internasional Perseroan juga dipengaruhi oleh undang-undang tersebut.

Aksi unjuk rasa buruh di Indonesia dapat menimbulkan gangguan terhadap operasi Perseroan, pemasok atau kontraktor Perseroan, dan dapat mempengaruhi kondisi keuangan perusahaan Indonesia secara umum, menekan harga surat berharga Indonesia di Bursa Efek Indonesia atau bursa efek lainnya, serta nilai Rupiah terhadap mata uang lainnya. Gangguan buruh di luar Indonesia tempat Perseroan beroperasi telah, dan mungkin akan kembali mempengaruhi operasi Perseroan di masa depan. Hal-hal tersebut di atas dapat menimbulkan dampak merugikan yang material terhadap kegiatan usaha, kondisi keuangan, kinerja operasional dan prospek Perseroan.

### **3.5. 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. IKHTISAR DATA KEUANGAN PENTING

Ikhtisar data keuangan penting Perseroan pada tanggal 30 Juni 2018 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, diambil dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak yang tidak diaudit, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini. Ikhtisar data keuangan penting Perseroan pada tanggal 30 Juni 2017 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut dan 31 Desember 2017 dan 2016 serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, diambil dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak yang telah diaudit untuk periode-periode tersebut, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini.

Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 30 Juni 2018 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal tersebut tidak diaudit, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang laporannya tertanggal 31 Juli 2018.

Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 30 Juni 2017 serta untuk periode enam bulan yang berakhir pada tanggal tersebut, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini, telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja (anggota dari Ernst & Young Global Limited), akuntan publik independen, berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Publik Indonesia (IAPI), dengan pendapat wajar tanpa modifikasian, yang laporannya tanggal 29 September 2017. Laporan Akuntan Publik tersebut ditandatangani oleh Susanti.

Laporan keuangan konsolidasian Perseroan dan Entitas Anak tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, yang laporannya tidak tercantum dalam Memorandum Informasi ini, telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sungkoro & Surja (anggota dari Ernst & Young Global Limited), akuntan publik independen, berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Publik Indonesia (IAPI), dengan pendapat wajar tanpa modifikasian, yang laporannya tanggal 6 April 2018. Laporan Akuntan Publik tersebut ditandatangani oleh Indrajuwana Komala Widjaja.

### 4.1. Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian

(dalam USD)

Uraian	30 Juni	31 Desember	
	2018**	2017	2016
<b>ASET</b>			
<b>ASET LANCAR</b>			
Kas dan setara kas	346.728.705	489.040.578	164.560.884
Investasi jangka pendek	24.954.419	26.342.281	66.885.629
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	197.528.590	145.836.506	-
Piutang usaha			
- Pihak berelasi	-	-	694.960
- Pihak ketiga	198.204.232	196.155.960	182.511.820
Piutang lain-lain			
- Pihak berelasi	-	279.759.962	250.745.343
- Pihak ketiga	109.758.689	159.454.119	100.868.158
Piutang sewa pembiayaan – bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	8.309.189	7.876.306	-
Aset keuangan konsesi – bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	75.837.876	70.039.484	-
Wesel tagih	135.771.412	-	-
Persediaan	80.524.498	88.911.512	70.290.770
Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	484.012.608	464.294.535	266.355.418
Pajak dibayar dimuka	6.202.474	3.173.985	4.244.739
Beban dibayar dimuka	8.923.282	8.805.933	4.741.217
Aset lancar lain-lain	38.243.473	35.358.947	22.361.847
Jumlah Aset Lancar	1.714.999.447	1.975.050.108	1.134.260.785



(dalam USD)

Uraian	30 Juni	31 Desember	
	2018**	2017	2016
<b>ASET TIDAK LANCAR</b>			
Piutang lain-lain	86.507.897	88.047.764	51.793.728
Piutang sewa pembiayaan – setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	249.280.567	244.576.697	-
Aset keuangan konsesi – setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	500.093.648	475.069.991	-
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	1.704.722	5.886.402	2.401.983
Aset pajak tangguhan	96.995.756	89.751.633	90.359.085
Investasi jangka panjang	1.019.633.159	887.327.871	924.497.143
Investasi pada proyek	-	-	22.674.035
Aset tetap	50.140.994	67.924.100	5.170.315
Properti investasi	-	-	351.258.964
Aset eksplorasi dan evaluasi	126.343.413	103.766.335	70.439.368
Aset minyak dan gas bumi	1.165.607.010	1.107.832.391	921.245.047
Goodwill	67.024.515	67.024.515	16.237.204
Aset derivatif	6.628.003	6.932.059	1.659.449
Aset lain-lain	20.280.255	41.595.991	5.133.497
Jumlah Aset Tidak Lancar	3.390.239.939	3.185.735.749	2.462.869.818
<b>JUMLAH ASET</b>	<b>5.105.239.386</b>	<b>5.160.785.857</b>	<b>3.597.130.603</b>
<b>LIABILITAS DAN EKUITAS</b>			
<b>LIABILITAS</b>			
<b>LIABILITAS JANGKA PENDEK</b>			
Pinjaman bank jangka pendek	44.000.000	42.000.000	16.000.000
Utang usaha			
- Pihak berelasi	34.536.444	24.689.287	-
- Pihak ketiga	101.784.043	115.052.560	104.920.029
Utang lain-lain	134.185.171	171.925.141	102.524.904
Utang pajak	38.674.130	46.777.130	32.378.526
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	217.982.236	202.244.529	62.177.436
Biaya akrual dan provisi lain-lain	107.117.192	114.744.418	75.492.247
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	3.154.944	2.284.176	3.956.404
Liabilitas derivatif	20.757.039	55.092.235	63.767.824
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun			
- Pinjaman bank	155.645.464	161.395.447	228.476.617
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	1.170.363	1.205.049	-
- Obligasi Rupiah	-	129.006.725	148.700.823
- Obligasi Dolar AS	-	-	17.841.893
- Wesel jangka menengah	69.353.476	73.660.258	-
Uang muka dari pelanggan			
- Pihak berelasi	-	-	354.509
- Pihak ketiga	91.982.741	153.564.140	3.969.070
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	1.020.343.243	1.293.641.095	860.560.282
<b>LIABILITAS JANGKA PANJANG</b>			
Pinjaman jangka panjang – setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun			
- Pinjaman bank	1.068.378.848	1.367.229.847	1.009.552.427
- Pinjaman dari institusi keuangan non-bank	30.826.718	27.314.985	-
- Obligasi Rupiah	362.740.219	348.648.809	316.889.775
- Obligasi Dolar AS	865.085.924	384.704.834	-
- Obligasi Dolar Singapura	-	-	68.334.183
- Wesel jangka menengah	54.240.163	53.958.848	127.544.863
Utang lain-lain	13.271.061	17.325.215	55.477.230

(dalam USD)

Uraian	30 Juni		31 Desember	
	2018**	2017*	2017*	2016*
Liabilitas pajak tangguhan	116.278.750	136.726.242	104.718.481	
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	28.829.695	46.836.687	41.571.976	
Liabilitas derivatif	33.878.338	20.131.692	67.505.001	
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	60.771.860	61.595.555	54.467.529	
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	2.634.301.576	2.464.472.714	1.846.061.465	
<b>Jumlah Liabilitas</b>	<b>3.654.644.819</b>	<b>3.758.113.809</b>	<b>2.706.621.747</b>	
<b>EKUITAS</b>				
Modal saham – diterbitkan dan disetor penuh	109.266.128	109.266.128	101.154.464	
Saham treasuri	(414.580)	(816.327)	(2.000.541)	
Tambahan modal disetor	108.851.548	108.449.801	99.153.923	
Dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak/entitas asosiasi	367.005.062	366.137.292	180.657.446	
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	107.870	107.870	9.508.620	
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	(14.052.614)	40.017	(26.438.586)	
Penyesuaian nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual	22.610.245	17.495.191	(6.739.002)	
Penyesuaian nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual	702.986	713.010	-	
Bagian rugi komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	(7.196.716)	(14.420.763)	(26.860.021)	
Pengukuran kembali program imbalan pasti	16.277.055	20.586.862	27.010.208	
Saldo laba				
- Ditentukan penggunaannya	6.492.210	6.492.210	6.492.210	
- Tidak ditentukan penggunaannya	793.307.685	751.865.237	624.767.587	
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	1.294.105.331	1.257.466.727	887.552.385	
Kepentingan nonpengendali	156.489.236	145.205.321	2.956.471	
<b>Jumlah Ekuitas</b>	<b>1.450.594.567</b>	<b>1.402.672.048</b>	<b>890.508.856</b>	
<b>JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS</b>	<b>5.105.239.386</b>	<b>5.160.785.857</b>	<b>3.597.130.603</b>	

\*\* Tidak diaudit

## 4.2. Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian

(dalam USD)

Uraian	30 Juni		31 Desember	
	2018**	2017*	2017*	2016*
<b>OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>				
<b>PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA</b>				
Penjualan minyak dan gas bumi neto	461.664.996	401.397.129	855.143.786	583.027.141
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	116.460.682	-	67.500.171	-
Pendapatan dari jasa	456.081	5.013.987	2.998.923	7.009.841
<b>JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA</b>	<b>578.581.759</b>	<b>406.411.116</b>	<b>925.642.880</b>	<b>590.036.982</b>
<b>BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA</b>				
Biaya produksi dan <i>lifting</i>	64.693.760	98.292.111	203.500.002	205.051.669
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	56.069.905	70.480.788	163.799.155	113.792.871
Biaya pembelian minyak mentah	72.012.399	27.000.235	80.874.531	13.307.007
Beban pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	61.092.910	-	40.560.717	-
Beban eksplorasi	2.242.334	9.072.238	10.292.704	7.016.432
Biaya jasa	2.660.754	3.107.547	5.881.601	1.523.025
<b>JUMLAH BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA</b>	<b>258.772.062</b>	<b>207.952.919</b>	<b>504.908.710</b>	<b>340.691.004</b>
<b>LABA KOTOR</b>				
<b>319.809.697</b>	<b>198.458.197</b>	<b>420.734.170</b>	<b>249.345.978</b>	
Beban penjualan, umum dan administrasi	(77.955.891)	(68.901.463)	(151.393.243)	(96.529.516)
Beban pendanaan	(90.094.822)	(59.989.326)	(140.692.358)	(99.570.610)
Pendapatan bunga	3.515.495	15.043.689	32.312.213	7.578.386
Keuntungan pembelian diskon	-	43.067.951	43.067.951	551.655.417
Keuntungan dari kombinasi bisnis secara bertahap	-	-	16.134.548	-
Pendapatan dari klaim asuransi	-	-	7.664.809	-
Kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual	-	-	-	(11.924.603)



(dalam USD)

Uraian	30 Juni		31 Desember	
	2018**	2017*	2017*	2016*
Bagian laba (rugi) dari entitas asosiasi dan ventura bersama	(9.739.345)	(2.055.250)	(36.951.817)	(27.028.328)
Pembalikan (kerugian) penurunan nilai aset	6.122.421	-	95.892.407	(288.913.678)
Pendapatan lain-lain	2.880.724	27.365.474	23.103.239	16.866.686
Beban lain-lain	(7.289.029)	(4.641.926)	(14.389.294)	(6.407.513)
<b>LABA SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>147.249.250</b>	<b>148.347.346</b>	<b>295.482.625</b>	<b>295.072.219</b>
<b>BEBAN PAJAK PENGHASILAN</b>	<b>(96.176.454)</b>	<b>(60.660.946)</b>	<b>(139.833.439)</b>	<b>(63.285.228)</b>
<b>LABA PERIODE BERJALAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN</b>	<b>51.072.796</b>	<b>87.686.400</b>	<b>155.649.186</b>	<b>231.786.991</b>
<b>OPERASI YANG DIHENTIKAN</b>				
Laba (rugi) setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	116.973	(4.373.050)	(23.840.413)	(44.738.012)
<b>LABA TAHUN/PERIODE BERJALAN</b>	<b>51.189.769</b>	<b>83.313.350</b>	<b>131.808.773</b>	<b>187.048.979</b>
<b>PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN</b>				
<b>PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN YANG AKAN DIREKLASIFIKASI KE LABA RUGI</b>				
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(14.485.769)	672.751	26.651.788	1.927.379
Penyesuaian nilai wajar atas investasi yang tersedia untuk dijual	(10.024)	-	713.010	-
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	5.115.054	10.901.791	24.298.926	26.701.018
Bagian rugi komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	7.224.047	(13.756.952)	12.439.258	(24.152.180)
<b>PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN YANG TIDAK AKAN DIREKLASIFIKASI KE LABA RUGI</b>				
Bagian laba (rugi) komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	-	-	-	5.978
Pengukuran kembali program imbalan kerja	(3.664.198)	(5.296.597)	(5.495.416)	3.723.354
Pajak penghasilan terkait dengan pos yang tidak direklasifikasi	(645.609)	(941.524)	(768.786)	(293.614)
<b>JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN/PERIODE BERJALAN</b>	<b>44.723.270</b>	<b>74.892.819</b>	<b>189.647.553</b>	<b>194.960.914</b>
<b>LABA TAHUN/PERIODE BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA</b>				
Pemilik entitas induk				
Laba tahun/periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan	41.325.475	85.046.461	150.938.063	229.495.568
Laba (rugi) tahun/periode berjalan dari operasi yang dihentikan	116.973	(4.373.050)	(23.840.413)	(44.738.012)
Laba tahun/periode berjalan yang diatribusikan pada pemilik entitas induk	41.442.448	80.673.411	127.097.650	184.757.556
Laba tahun/periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	9.747.321	2.639.939	4.711.123	2.291.423
	51.189.769	83.313.350	131.808.773	187.048.979
<b>JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN/PERIODE BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA</b>				
Pemilik entitas induk				
Laba komprehensif tahun/periode berjalan dari operasi yang dilanjutkan	35.252.114	76.625.930	208.379.781	237.407.503
Laba (rugi) komprehensif tahun/periode berjalan dari operasi yang dihentikan	116.973	(4.373.050)	(23.840.413)	(44.738.012)
Laba komprehensif tahun/periode berjalan yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk	35.369.087	72.252.880	184.539.368	192.669.491
Laba komprehensif tahun/periode berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	9.354.183	2.639.939	5.108.185	2.291.423
	44.723.270	74.892.819	189.647.553	194.960.914

(dalam USD)

Uraian	30 Juni		31 Desember	
	2018**	2017*	2017*	2016*
<b>LABA PER SAHAM DASAR YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK</b>	<b>0,00221</b>	<b>0,00571</b>	<b>0,00887</b>	<b>0,01300</b>
<b>LABA PER SAHAM DASAR DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK</b>	<b>0,00221</b>	<b>0,00602</b>	<b>0,01053</b>	<b>0,01615</b>
<b>LABA PER SAHAM DILUSIAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK</b>	<b>0,00209</b>	<b>-</b>	<b>0,00886</b>	<b>-</b>
<b>LABA PER SAHAM DILUSIAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK</b>	<b>0,00209</b>	<b>-</b>	<b>0,01052</b>	<b>-</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

### 4.3. Laporan Arus Kas Konsolidasian

(dalam USD)

	30 Juni		31 Desember	
	2018**	2017*	2017*	2016*
<b><u>Arus Kas dari Aktivitas Operasi</u></b>				
Penerimaan kas dari pelanggan	496.645.695	526.947.956	1.101.867.718	508.738.183
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(342.594.585)	(143.594.926)	(490.117.616)	(467.563.407)
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	154.051.110	383.353.030	611.750.102	41.174.776
Pembayaran pajak penghasilan	(86.967.619)	(81.152.610)	(166.996.117)	(20.287.869)
<b>Kas neto diperoleh dari aktivitas operasi</b>	<b>67.083.491</b>	<b>302.200.420</b>	<b>444.753.985</b>	<b>20.886.907</b>
<b><u>Arus Kas dari Aktivitas Investasi</u></b>				
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(108.775.639)	(82.530.796)	(184.894.894)	(87.858.518)
Akuisisi entitas anak setelah dikurangi kas yang diperoleh	-	(28.959.370)	(93.179.667)	(261.521.269)
Penambahan aset eksplorasi dan evaluasi	(27.974.293)	(12.304.842)	(28.105.415)	(325.942)
Penambahan investasi jangka pendek	-	(2.665.000)	(2.665.000)	(63.000.000)
Perolehan aset tetap	(420.883)	(7.346)	(5.485.067)	(77.997)
Penambahan pada aset konsesi	(2.955.371)	-	(9.971.265)	-
Penerimaan bunga	1.362.863	234.184	4.512.765	4.611.013
Penerimaan dari uang muka proyek - Jeruk	-	25.217.205	25.217.205	-
Penerimaan dari pencairan investasi jangka pendek	162.736	43.024.398	43.024.398	218.901.936
Penambahan aset lain-lain	3.190.174	(438.135)	(1.908.202)	(21.127.908)
Penerimaan dari pelepasan entitas anak	-	-	10.821.392	-
Penambahan piutang lain-lain dari pihak berelasi	291.664.311	-	(1.306.670)	35.465.668
Uang muka untuk investasi	-	-	-	-
Dividen kas dari entitas asosiasi	-	-	-	750.000
Penerimaan atas penjualan aset tetap	-	-	-	-
Penambahan investasi pada ventura bersama	(140.460.667)	-	-	(404.000.000)
Penempatan Wesel Tagih	(135.771.412)	-	-	-
<b>Kas neto digunakan untuk aktivitas investasi</b>	<b>(119.978.181)</b>	<b>(58.429.702)</b>	<b>(243.940.420)</b>	<b>(578.183.017)</b>
<b><u>Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan</u></b>				
Hasil yang diperoleh dari:				
- Pinjaman bank	230.580.498	21.255.650	370.612.648	330.000.000
- Utang jangka panjang lainnya	540.787.281	124.596.441	567.062.708	267.105.804
Pembayaran atas:				
- Pinjaman bank	(536.549.400)	(131.550.000)	(468.240.207)	(168.400.200)
- Utang jangka panjang lainnya	(122.312.909)	(112.621.068)	(240.689.343)	(80.005.665)
Tambahan modal disetor yang berasal dari penerbitan saham - setelah dikurangi biaya transaksi	-	-	191.642.042	-
Setoran modal dari kepentingan non pengendali	4.809.733	-	12.016.022	-
Pembayaran beban pendanaan	(90.804.055)	(60.848.831)	(124.691.425)	(86.492.393)
Penyelesaian liabilitas derivatif	(44.739.375)	(44.403.963)	(60.007.529)	-



(dalam USD)

	30 Juni		31 Desember	
	2018**	2017*	2017*	2016*
Pembayaran dividen kas dari entitas anak kepada kepentingan nonpengendali	-	(3.520.000)	(6.720.000)	(5.600.000)
Penarikan (penempatan) deposito dan bank yang dibatasi penggunaannya	(47.510.404)	183.996	(119.977.890)	4.832.714
Pembelian saham treasury			-	(1.708.040)
Pembayaran dividen kas			-	-
<b>Kas neto diperoleh dari/(digunakan untuk) aktivitas pendanaan</b>	<b>(65.738.631)</b>	<b>(206.907.775)</b>	<b>121.007.026</b>	<b>259.732.220</b>
<b>Kenaikan (penurunan) neto kas dan setara kas dari operasi yang dilanjutkan</b>	<b>(118.633.321)</b>	<b>36.862.943</b>	<b>321.820.591</b>	<b>(297.563.890)</b>
<b>Kenaikan (penurunan) neto kas dan setara kas dari operasi yang dihentikan</b>	<b>15.212.492</b>	<b>15.363.367</b>	<b>3.072.130</b>	<b>(1.654.335)</b>
<b>Kenaikan (penurunan) neto kas dan setara kas dari aset yang dimiliki untuk dijual</b>	<b>-</b>	<b>432.059</b>	<b>(54.537)</b>	<b>(62.223)</b>
<b>Perbedaan nilai tukar neto</b>	<b>(38.891.044)</b>	<b>356.129</b>	<b>(358.490)</b>	<b>732.740</b>
<b>Kas dan setara kas pada awal tahun/periode</b>	<b>489.040.578</b>	<b>164.560.884</b>	<b>164.560.884</b>	<b>463.175.233</b>
<b>Kas dan setara kas pada akhir tahun/periode</b>	<b>346.728.705</b>	<b>217.575.382</b>	<b>489.040.578</b>	<b>164.560.884</b>

\* Disajikan kembali

\*\* Tidak diaudit

#### 4.4. Rasio

Uraian	30 Juni	31 Desember	
	2018	2017	2016
Rasio lancar(1)(A)	1,68x	1,53x	1,32x
Rasio liabilitas terhadap ekuitas ( <i>debt to equity</i> )(2)(A)	1,83x	1,85x	2,17x
Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas ( <i>net debt to equity ratio</i> )(3)	1,59x	1,50x	1,99x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas	2,52x	2,68x	3,04x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah aset	0,72x	0,73x	0,75x
Rasio imbal hasil atas aset(4)	1,00%	1,61%	5,20%
Rasio imbal hasil atas ekuitas(5)	3,53%	5,94%	21,00%
Rasio aset minyak dan gas bumi - bersih terhadap jumlah aset	0,23x	0,21x	0,26x
Rasio penjualan(6) terhadap jumlah aset	0,11x	0,08x	0,16x
Rasio modal kerja bersih(7) terhadap penjualan(6)	1,20x	1,68x	0,46x
Rasio pertumbuhan penjualan(8) terhadap pertumbuhan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha(9)	-0,74x	0,65x	-0,08x
Rasio jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha terhadap laba bersih(10)	1,31x	1,80x	0,11x
Rasio EBITDA(11) terhadap beban keuangan(12)(A)	3,48x	4,47x	2,91x

Catatan:

- (1) Rasio lancar dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (2) 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, pinjaman dari instansi keuangan non-bank, wesel jangka menengah, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi Dolar Singapura) dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (3) 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, pinjaman dari instansi keuangan non-bank, wesel jangka menengah, obligasi Rupiah, obligasi Dolar AS dan obligasi Dolar Singapura) dan dikurangi dengan kas dan setara kas, dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (4) Rasio imbal hasil atas aset dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba (rugi) tahun/periode berjalan untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan jumlah aset pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (5) Rasio imbal hasil atas ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba (rugi) tahun/periode berjalan untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan jumlah ekuitas pada periode/tahun yang bersangkutan.
- (6) Penjualan juga mencakup pendapatan usaha lainnya.

- 
- (7) Modal kerja bersih adalah aset lancar dikurangi liabilitas jangka pendek masing-masing pada periode/tahun yang bersangkutan.
  - (8) Pertumbuhan penjualan dihitung dengan cara membandingkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk tahun sebelumnya.
  - (9) Pertumbuhan kas yang diperoleh dari operasi dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk periode/tahun yang bersangkutan dengan kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk tahun sebelumnya.
  - (10) Laba bersih merupakan laba (rugi) tahun/periode berjalan.
  - (11) EBITDA adalah laba kotor dikurangi beban administrasi dan penjualan dengan mengecualikan beban depresiasi.
  - (12) 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 juni 2018, perseroan telah memenuhi rasio lancar (minimum 1,25x); rasio liabilitas terhadap ekuitas (maksimum 3x); dan rasio ebitda terhadap beban keuangan bersih (minimum 1x)



## V. 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.**

## VI. KETERANGAN TENTANG MTN

### 1. UMUM

MTN ini diterbitkan oleh Perseroan dengan nama Medium Term Notes (MTN) VI Medco Tahun 2018 dengan jumlah Pokok MTN sebanyak-banyaknya USD70.000.000 (tujuh puluh 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 Agen Pemantauan dan bukan merupakan salinan selengkapnyanya dari seluruh syarat dan ketentuan yang tercantum dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.

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

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

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

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

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

Jumlah minimum pemesanan pembelian MTN harus dilakukan dengan jumlah sekurang-kurangnya USD500 (lima ratus Dolar Amerika Serikat) dan/atau kelipatannya .

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

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

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



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

MTN ini diterbitkan dengan jumlah Pokok MTN sebanyak-banyaknya USD70.000.000 (tujuh puluh juta Dolar Amerika Serikat), dengan bunga tetap sebesar 5,75% (lima koma tujuh lima persen) per tahun dengan jangka waktu 3 (tiga) tahun.

Tingkat Bunga MTN tersebut merupakan persentase per tahun dari nilai nominal yang dihitung berdasarkan jumlah Hari Kalender yang lewat dengan perhitungan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) hari dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) hari. Bunga MTN dibayarkan setiap Triwulan terhitung sejak Tanggal Emisi pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN. Pembayaran Bunga MTN pertama akan dilakukan pada tanggal 5 Januari 2019, sedangkan pembayaran Bunga MTN terakhir akan dilakukan bersamaan dengan pelunasan Pokok MTN.

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

Bunga Ke-	Tanggal Pembayaran Bunga	Bunga Ke-	Tanggal Pembayaran Bunga
1	5 Januari 2019	7	5 Juli 2020
2	5 April 2019	8	5 Oktober 2020
3	5 Juli 2019	9	5 Januari 2021
4	5 Oktober 2019	10	5 April 2021
5	5 Januari 2020	11	5 Juli 2021
6	5 April 2020	12	5 Oktober 2021

## 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 ("BUYBACK")

- Perseroan dari waktu ke waktu dapat melakukan pembelian kembali untuk sebagian atau seluruh MTN sebelum Tanggal Pelunasan Pokok MTN, dengan ketentuan bahwa (i) pembelian kembali tersebut hanya dapat dilakukan oleh Perseroan jika Perseroan tidak melakukan kelalaian sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; dan (ii) pelaksanaan pembelian kembali tersebut tidak dapat mengakibatkan Perseroan lalai untuk memenuhi ketentuan-ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
- 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 terutang setelah dikurangi dengan jumlah MTN yang telah dilunasi sebagian tersebut.
- Perseroan wajib melaporkan kepada Agen Pemantau dan KSEI dalam waktu 2 (dua) Hari Kerja sebelum dilaksanakannya pembelian kembali MTN 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:

- 1) Pembatasan keuangan dan pembatasan-pembatasan lain terhadap Perseroan (*debt covenants*) adalah sebagai berikut:  
Perseroan, tanpa persetujuan tertulis dari Agen Pemantau tidak akan melakukan hal-hal sebagai berikut :
  - a. Melakukan penggabungan atau peleburan dengan perusahaan lain yang akan menyebabkan bubarinya Perseroan atau yang akan mempunyai akibat negatif terhadap kelangsungan kegiatan usaha Perseroan atau melakukan pengambilalihan perusahaan lain yang akan mempunyai akibat negatif secara material 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. Menjamin 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 Terutang berdasarkan MTN dan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;
    - (ii) penjaminan dan atau pembebanan aset yang telah efektif berlaku atau telah diberitahukan secara tertulis kepada Agen Pemantau sebelum ditandatanganinya Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;
    - (iii) penjaminan atau pembebanan sehubungan dengan fasilitas pinjaman baru yang menggantikan porsi pinjaman dari kreditur yang telah ada sekarang (*refinancing*) yang dijamin dengan aset yang sama yang telah dijamin 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 dan Agen Pemantauan;
    - (v) penjaminan atau pembebanan yang diperlukan sehubungan dengan Kegiatan Usaha Sehari-Hari Perseroan untuk memperoleh, antara lain, namun tidak terbatas pada *Standby Letter of Credit*, bank garansi, *letter of credit* dan modal kerja Perseroan, selama pinjaman yang dijamin tidak melanggar ketentuan yang diatur dalam Pasal 6.3.12. Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
    - (vi) penjaminan atau pembebanan untuk *project financing* selama aktiva tetap yang dijamin 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 dijamin 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% (sepuluh persen) 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 dan Agen Pemantauan;
    - (ii) pinjaman atau jaminan perusahaan kepada karyawan, koperasi karyawan dan atau yayasan untuk program kesejahteraan pegawai Perseroan serta Pembinaan Usaha Kecil dan Koperasi sesuai dengan program pemerintah; dan
    - (iii) pinjaman kepada atau penjaminan untuk kepentingan Entitas Anak;
    - (iv) Pinjaman atau jaminan perusahaan (yang bukan merupakan aktiva berwujud milik

- Perseroan), antara lain, namun tidak terbatas pada jaminan perusahaan (*corporate guarantee*), pernyataan jaminan (*undertaking*), komitmen (*commitment*), yang dilakukan kepada perusahaan Afiliasi Perseroan, sepanjang dilakukan berdasarkan praktek usaha yang wajar dan lazim (*arm's length basis*), selama nilai pinjaman atau jaminan tidak melebihi 10% (sepuluh persen) dari modal Perseroan sebagaimana ditunjukkan dalam laporan keuangan konsolidasi Perseroan akhir tahun buku yang telah diaudit oleh auditor independen yang terdaftar di OJK.
- (v). Uang muka, pinjaman atau jaminan yang merupakan hutang dagang biasa dan diberikan sehubungan dengan Kegiatan Usaha Sehari-Hari.
- e. Melakukan pengalihan atas aktiva tetap Perseroan dalam satu atau rangkaian transaksi dalam suatu tahun buku berjalan yang jumlahnya melebihi 10% (sepuluh persen) dari total aktiva tetap Perseroan, dengan ketentuan aktiva tetap yang akan dialihkan tersebut secara akumulatif selama jangka waktu MTN tidak akan melebihi 25% (dua puluh lima persen) dari total aktiva tetap terakhir yang telah diaudit oleh auditor independen, kecuali:
- (i) pengalihan aktiva tetap yang tidak menghasilkan pendapatan (non-produktif) dengan syarat penjualan aktiva tetap non produktif tersebut tidak mengganggu kelancaran kegiatan produksi dan atau jalannya kegiatan usaha Perseroan;
  - (ii) pengalihan aset Perseroan yang dilakukan khusus dalam rangka sekuritisasi aset Perseroan, dengan ketentuan aset Perseroan yang akan dialihkan tersebut secara akumulatif selama jangka waktu MTN tidak akan melebihi 5% (lima persen) dari ekuitas Perseroan sesuai dengan laporan keuangan tahunan Perseroan yang terakhir yang telah diaudit oleh auditor independen.
  - (iii) Pengalihan aktiva yang dilakukan antar anggota grup Perseroan (baik dalam satu transaksi atau lebih) yang secara material tidak mengganggu jalannya usaha Perseroan;
  - (iv) Pengalihan aktiva dimana hasil pengalihan tersebut diinvestasikan kembali dalam kegiatan usaha Perseroan, dan/atau Entitas Anak atau dipakai untuk melunasi hutang Perseroan dan/atau Entitas Anak, sepanjang hutang tersebut bukan hutang subordinasi dan secara material tidak mempengaruhi kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajibannya dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, yang harus dilakukan dalam waktu 365 (tiga ratus enam puluh lima) Hari Kalender terhitung sejak pengalihan tersebut.
- f. Mengadakan perubahan kegiatan usaha utama Perseroan selain yang telah disebutkan dalam Anggaran Dasar Perseroan.
- g. Melakukan pengeluaran MTN atau efek-efek lainnya yang lebih senior dari MTN melalui pasar modal kecuali:
- (i) pinjaman untuk *project financing* dengan syarat jaminan yang digunakan untuk menjamin pinjaman *project financing* tersebut adalah aset *project financing* itu sendiri dan pinjaman untuk *project financing* tersebut adalah bersifat *Limited Recourse* dan tidak melanggar Pasal 6.3.12 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;
  - (ii) pinjaman yang dilakukan khusus dalam rangka sekuritisasi aset Perseroan dengan syarat pinjaman dan sekuritisasi tersebut tidak melanggar Pasal 6.3.12 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
- h. Mengajukan permohonan pailit atau permohonan penundaan kewajiban pembayaran utang (PKPU) oleh Perseroan selama Bunga MTN belum dibayar dan Pokok MTN belum dilunasi oleh Perseroan.
- i. Melakukan pembayaran atau menyatakan dividen kepada pemegang saham Perseroan dari laba bersih konsolidasi tahunan sebelumnya yang dapat mempengaruhi secara negatif kemampuan Perseroan dalam melakukan pembayaran Bunga MTN dan pelunasan Pokok MTN kepada Pemegang MTN atau apabila terjadi peristiwa kelalaian yang terus berlangsung dan tidak dapat dikesampingkan kepada semua pihak, termasuk Pemegang MTN.
- 2) Pemberian persetujuan tertulis sebagaimana dimaksud dalam angka 1) di atas akan diberikan oleh Agen Pemantau dengan ketentuan sebagai berikut :
- a. permohonan persetujuan tersebut tidak akan ditolak tanpa alasan yang jelas dan wajar;
  - b. Agen Pemantau wajib memberikan persetujuan, penolakan atau meminta tambahan data/dokumen pendukung lainnya dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah permohonan persetujuan tersebut dan dokumen pendukungnya diterima secara lengkap oleh Agen Pemantau, dan jika dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja tersebut Perseroan tidak menerima persetujuan, penolakan atau permintaan tambahan data/dokumen pendukung lainnya dari Agen Pemantau maka Agen Pemantau dianggap telah memberikan persetujuannya; dan

- c. Jika Agen Pemantau meminta tambahan data/dokumen pendukung lainnya, maka persetujuan atau penolakan wajib diberikan oleh Agen Pemantau dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah data/dokumen pendukung lainnya tersebut diterima secara lengkap oleh Agen Pemantau dan jika dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja tersebut Perseroan tidak menerima persetujuan atau penolakan dari Agen Pemantau maka Agen Pemantau dianggap telah memberikan persetujuan.
- 3) Selama Pokok MTN dan Bunga MTN belum dilunasi seluruhnya, Perseroan wajib untuk:
- a. Memenuhi semua syarat dan ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
  - b. Menyetorkan sejumlah uang yang diperlukan untuk pembayaran Bunga MTN, pelunasan Pokok MTN, yang jatuh tempo kepada Agen Pembayaran selambat-lambatnya 1 (satu) Hari 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 dan Agen Pemantauan, maka Perseroan harus membayar Denda atas kelalaian tersebut. Jumlah Denda tersebut dihitung berdasarkan hari yang lewat terhitung sejak Tanggal Pembayaran Bunga MTN atau Tanggal Pelunasan Pokok MTN hingga Jumlah Terutang tersebut dibayar sepenuhnya.  
Denda yang dibayar oleh Perseroan yang merupakan hak Pemegang MTN akan dibayar kepada Pemegang MTN secara proporsional sesuai dengan besarnya MTN yang dimilikinya.
  - d. Mempertahankan dan menjaga kedudukan Perseroan sebagai perseroan terbatas dan badan hukum, semua hak, semua kontrak material yang berhubungan dengan kegiatan usaha utama Perseroan, dan semua izin untuk menjalankan kegiatan usaha utamanya yang sekarang dimiliki oleh Perseroan, dan segera memohon izin-izin bilamana izin-izin tersebut berakhir atau diperlukan perpanjangannya untuk menjalankan kegiatan usaha utamanya.
  - e. Memelihara sistem akuntansi sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum, dan memelihara buku-buku dan catatan-catatan lain yang cukup untuk menggambarkan dengan tepat keadaan keuangan Perseroan dan hasil operasinya dan yang diterapkan secara konsisten.
  - f. Segera memberitahu Agen Pemantau setiap kali terjadi kejadian atau keadaan penting pada Perseroan yang dapat secara material berdampak negatif terhadap pemenuhan kewajiban Perseroan dalam rangka pembayaran Bunga MTN, pelunasan Pokok MTN dan hak-hak lainnya sehubungan dengan MTN, antara lain, terdapatnya penetapan Pengadilan yang dikeluarkan terhadap Perseroan.
  - g. Memberitahukan secara tertulis kepada Agen Pemantau atas hal-hal sebagai berikut, selambat-lambatnya dalam waktu 5 (lima) Hari Kerja setelah kejadian-kejadian tersebut berlangsung :
    - (i) adanya perubahan Anggaran Dasar, perubahan susunan anggota direksi, dan atau perubahan susunan anggota komisaris Perseroan, pembagian dividen kepada pemegang saham Perseroan, penggantian auditor Perseroan, dan keputusan-keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan dan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa dari Perseroan serta menyerahkan akta-akta keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Perseroan selambat-lambatnya 30 (tiga puluh) Hari Kerja setelah kejadian tersebut berlangsung;
    - (ii) adanya perkara pidana, perdata, administrasi, dan perburuhan yang melibatkan Perseroan yang secara material dapat mempengaruhi kemampuan Perseroan dalam menjalankan kegiatan usaha utamanya dan mematuhi segala kewajibannya sesuai dengan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
  - h. Menyerahkan kepada Agen Pemantau:
    - (i) salinan dari laporan yang disampaikan kepada OJK, Bursa Efek, dan KSEI dalam waktu selambat-lambatnya 2 (dua) Hari Kerja setelah laporan tersebut diserahkan kepada pihak-pihak yang disebutkan di atas. Dalam hal Agen Pemantau memandang perlu, berdasarkan permohonan Agen Pemantau secara tertulis, Perseroan wajib menyampaikan kepada Agen Pemantau dokumen-dokumen tambahan yang berkaitan dengan laporan tersebut di atas (bila ada) selambat-lambatnya 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah tanggal surat permohonan tersebut diterima oleh Perseroan;

- (ii) laporan keuangan tahunan yang telah diaudit oleh akuntan publik yang terdaftar di OJK disampaikan bersamaan dengan penyerahan laporan ke OJK dan Bursa Efek selambat-lambatnya pada akhir bulan ketiga (ke-3) setelah tanggal laporan keuangan tahunan Perseroan;
- (iii) laporan keuangan 3 (tiga) bulanan disampaikan bersamaan dengan penyerahan laporan ke OJK dan Bursa Efek.
- i. Memelihara harta kekayaan Perseroan agar tetap dalam keadaan baik dan memelihara asuransi-asuransi yang sudah berjalan dan berhubungan dengan harta kekayaan Perseroan yang material pada perusahaan asuransi yang mempunyai reputasi baik dengan syarat dan ketentuan yang biasa dilakukan oleh Perseroan dan berlaku umum pada bisnis yang sejenis.
- j. Memberi izin kepada Agen Pemantau untuk pada Hari Kerja dan selama jam kerja Perseroan, melakukan kunjungan langsung ke Perseroan dan melakukan pemeriksaan atas izin-izin, dan dalam hal Agen Pemantau berpendapat terdapat suatu kejadian yang dapat mempengaruhi secara material kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajibannya kepada Pemegang MTN berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, memeriksa catatan keuangan Perseroan sepanjang tidak bertentangan dengan peraturan perundang-undangan termasuk peraturan Pasar Modal yang berlaku, dengan pemberitahuan secara tertulis terlebih dahulu kepada Perseroan yang diajukan sekurang-kurangnya 6 (enam) Hari Kerja sebelum kunjungan dilakukan.
- k. Menjalankan kegiatan usahanya sesuai dengan praktek keuangan dan bisnis yang baik.
- l. memenuhi kewajiban-kewajiban keuangan sebagai berikut:
  - (i) Memelihara *Fixed Charge Coverage Ratio* atas setiap penambahan hutang lebih besar dari 2,5 (dua koma lima) kali sebelum tanggal 31-12-2018 (tiga puluh satu Desember dua ribu delapan belas) dan lebih besar dari 3 (tiga) kali pada atau setelah 31-12-2018 (tiga puluh satu Desember dua ribu delapan belas);
  - (ii) Rasio Leverage Bersih tidak lebih besar dari 5 (lima) kali setiap triwulan;
- 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. Mempertahankan agar tidak terjadi perubahan pengendalian dalam Perseroan, yang dimaksud dengan perubahan pengendalian adalah:
  - 1) Arifin Panigoro atau Hilmi Panigoro atau apiliasi dari Arifin Panigoro atau Hilmi Panigoro, tidak lagi pemilik manfaat (*beneficial owner*) baik secara langsung maupun tidak langsung, dengan persentase yang tidak kurang dari 30% (tiga puluh perser) kepemilikan saham atas Perseroan, atau
  - 2) Seseorang atau kelompok, selain daripada Arifin Panigoro atau Hilmi Panigoro atau apiliasi dari Arifin Panigoro atau Hilmi Panigoro, menjadi pemilik manfaat atau (*beneficial owner*), baik secara langsung maupun tidak langsung, atas kepemilikan dengan persentase yang lebih besar daripada Arifin Panigoro atau Hilmi Panigoro atau apiliasi dari Arifin Panigoro atau Hilmi Panigoro.
- r. Membayar hutang Perseroan kepada Pemegang MTN sebelum Perseroan membayar pinjaman atas hutang subordinasi pemegang saham Perseroan.
- s. Perseroan harus mempertahankan kemampuannya untuk melangsungkan kegiatan usahanya dan kegiatan usaha Entitas anaknya.

Kewajiban pelaporan/penyampaian informasi dianggap telah dipenuhi jika telah diumumkan dalam *website* resmi Perseroan, *press realease*, pelaporan kepada Bursa Efek Indonesia, atau sudah termuat dalam laporan keuangan.

## 6. KELALAIAN PERSEROAN

- 1) Kondisi-kondisi yang dapat menyebabkan Perseroan dinyatakan lalai apabila terjadi salah satu atau lebih dari kejadian-kejadian atau hal-hal tersebut di bawah ini :
  - a. Perseroan tidak melaksanakan atau tidak menaati ketentuan dalam kewajiban pembayaran Pokok MTN pada Tanggal Pelunasan Pokok MTN dan/atau Bunga MTN pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN; atau
  - b. Apabila Perseroan dinyatakan lalai sehubungan dengan suatu perjanjian utang Perseroan, untuk sejumlah nilai melebihi 25% (dua puluh lima persen) dari total kewajiban Perseroan berdasarkan laporan keuangan konsolidasi terakhir, oleh salah satu kreditornya (*cross default*) yang berupa pinjaman atau kredit, baik yang telah ada maupun yang akan ada dikemudian hari yang berakibat jumlah yang terutang oleh Perseroan sesuai dengan perjanjian utang tersebut seluruhnya menjadi dapat segera ditagih oleh kreditor yang bersangkutan sebelum waktunya untuk membayar kembali (akselerasi pembayaran kembali); atau
  - c. sebagian besar atau seluruh hak, izin, dan atau persetujuan lainnya dari Pemerintah Republik Indonesia yang dimiliki Perseroan dibatalkan, atau dinyatakan tidak sah, atau Perseroan tidak mendapat hak, izin, dan atau persetujuan yang disyaratkan oleh ketentuan hukum yang berlaku, yang secara material berakibat negatif terhadap kelangsungan kegiatan usaha Perseroan sehingga mempengaruhi secara material kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajiban-kewajibannya yang ditentukan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; atau
  - d. Perseroan berdasarkan perintah pengadilan yang telah mempunyai kekuatan hukum tetap (*in kracht*) diharuskan membayar sejumlah dana kepada pihak ketiga yang apabila dibayarkan akan mempengaruhi secara material terhadap kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajiban-kewajibannya yang ditentukan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; atau
  - e. Pengadilan atau instansi pemerintah yang berwenang telah menyita atau mengambil alih dengan cara apapun juga semua atau sebagian besar harta kekayaan Perseroan atau telah mengambil tindakan yang menghalangi Perseroan untuk menjalankan sebagian besar atau seluruh usahanya sehingga mempengaruhi secara material kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajiban-kewajibannya dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; atau
  - f. Perseroan diberikan penundaan kewajiban pembayaran hutang (*moratorium*) oleh badan peradilan yang berwenang; atau
  - g. Perseroan tidak melaksanakan atau tidak menaati ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan (selain huruf a sampai dengan huruf f 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 90 (sembilan puluh) Hari Kalender setelah diterimanya teguran tertulis dari Agen Pemantau tanpa diperbaiki/dihilangkan keadaan tersebut atau tanpa adanya upaya perbaikan untuk menghilangkan keadaan tersebut, yang dapat disetujui dan diterima oleh Agen Pemantau;

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

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

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

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

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

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

## **7. RAPAT UMUM PEMEGANG MTN (RUPMTN)**

1. Untuk RUPMTN, penyelenggaraan, kuorum yang disyaratkan, hak suara dan pengambilan keputusan dan hal-hal lainnya berlaku ketentuan dibawah ini.
2. RUPMTN dapat diselenggarakan pada setiap waktu menurut ketentuan Pasal 10 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan antara lain untuk maksud-maksud berikut:
  - a. menyampaikan pemberitahuan kepada Perseroan atau kepada Agen Pemantau atau untuk memberikan pengarahannya kepada Agen Pemantau atau untuk menyetujui suatu kelonggaran waktu atas Peristiwa Kelalaian/Cidera Janji menurut Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan serta akibatnya atau untuk mengambil tindakan lain; atau
  - b. memberhentikan Agen Pemantau dan menunjuk pengganti Agen Pemantau menurut ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan ;
  - c. mengambil tindakan-tindakan lain yang dikuasakan untuk diambil oleh dan atas nama Pemegang MTN menurut ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan atau berdasarkan peraturan perundangan yang berlaku;
  - d. Menunjuk wakil Pemegang MTN untuk hadir di hadapan berperkara, memasukkan gugatan, melakukan permohonan eksekusi, dan melakukan segala tindakan lainnya sehubungan dengan proses peradilan dan arbitrase.
3. RUPMTN dapat diselenggarakan apabila:
  - a. satu atau lebih Pemegang MTN yang mewakili sedikitnya 75% (tujuh puluh lima persen) dari jumlah Pokok MTN yang Terutang (tidak termasuk didalamnya MTN yang dimiliki oleh Perseroan 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 Pemantau; atau
  - b. Agen Pemantau atau Perseroan menganggap perlu untuk mengadakan RUPMTN sehubungan dengan pelaksanaan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan .Maka Agen Pemantau harus melakukan panggilan untuk RUPMTN dan menyelenggarakan RUPMTN selambat-lambatnya 30 (tiga puluh) Hari Kalender sejak tanggal diterimanya surat permintaan tersebut.

4. Bilamana Agen Pemantau menolak permohonan Pemegang MTN atau Perseroan untuk mengadakan RUPMTN, maka Agen Pemantau harus memberitahukan secara tertulis kepada Pemegang MTN atau Perseroan alasan penolakan tersebut selambat-lambatnya 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 (kedua) 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 (kedua) kepada Pemegang MTN sekurang-kurangnya 4 (empat) Hari Kerja sebelum RUPMTN ke-2 (kedua).
  - d. Dalam hal kuorum kehadiran pada RUPMTN ke-2 (kedua) tidak tercapai maka dapat diadakan RUPMTN ke-3 (ketiga) dengan acara dan tata cara yang sama dengan RUPMTN ke-2 (kedua).
  - 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 USD 1 (satu Dollar Amerika Serikat) memberikan hak kepada pemegangnya untuk mengeluarkan 1 (satu) suara. Suara dikeluarkan dengan tertulis dan ditandatangani dengan menyebutkan Nomor KTUR, kecuali Agen Pemantau memutuskan lain.
  - i. Seluruh MTN yang disimpan di KSEI dibekukan sehingga MTN tersebut tidak dapat dialihkan/dipindahbukukan sejak 3 (tiga) Hari Kerja sebelum tanggal penyelenggaraan RUPMTN sampai dengan tanggal berakhirnya RUPMTN yang dibuktikan dengan adanya pemberitahuan dari Agen Pemantau atau setelah memperoleh persetujuan dari Agen Pemantau. Transaksi MTN yang penyelesaiannya jatuh pada tanggal-tanggal tersebut, ditunda penyelesaiannya sampai dengan 1 (satu) Hari Kerja setelah tanggal pelaksanaan RUPMTN.
  - j. Pada saat pelaksanaan RUPMTN, Perseroan wajib membuat surat pernyataan mengenai jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan, demikian juga Pemegang MTN atau kuasanya yang hadir dalam RUPMTN wajib membuat surat pernyataan mengenai apakah Pemegang MTN tersebut merupakan pihak yang terafiliasi atau tidak terafiliasi dengan Perseroan.
  - k. Kecuali untuk alasan yang disebutkan dalam huruf l di atas, 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 Terutang (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 Terutang 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 (kedua). RUPMTN ke-2 (kedua) 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 Terutang (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 Terutang 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 (kedua) tidak tercapai kuorum, maka dapat diadakan RUPMTN ke-3 (ketiga). RUPMTN ke-3 (ketiga) 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 Terutang (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan) dan berhak mengambil keputusan mengikat asalkan disetujui oleh lebih dari 50% (lima puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang Terutang yang hadir dan/atau diwakili secara sah dan memiliki hak suara yang sah dalam RUPMTN (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan).
- I. Khusus untuk RUPMTN yang memutuskan mengenai perubahan jumlah Pokok MTN, perubahan tingkat Bunga MTN, perubahan tata cara pembayaran Bunga MTN dan/atau pelunasan Pokok MTN, perubahan jangka waktu MTN dan perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan ini, dalam rangka perubahan tersebut diatas, hanya dapat dilakukan karena adanya kelalaian Perseroan sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dan akan diselenggarakan dengan ketentuan bahwa RUPMTN harus dihadiri atau diwakili oleh Pemegang MTN dan/atau kuasa mereka yang sah mewakili lebih dari 75% (tujuh puluh lima persen) dari jumlah Pokok MTN yang Terutang (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 Terutang 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, ke-2 (kedua) dan ke-3 (ketiga).
- m. MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan Afiliasi Perseroan tidak dapat dipergunakan hak suaranya dalam RUPMTN dan tidak diperhitungkan dalam penentuan kuorum kehadiran RUPMTN.
- n. Peraturan lebih lanjut mengenai penyelenggaraan serta tata cara dalam RUPMTN dapat dibuat dan bila perlu kemudian disempurnakan atau diubah oleh Perseroan dan Agen Pemantau dengan mengindahkan peraturan perundang-undangan yang berlaku.
- o. Keputusan RUPMTN mengikat bagi semua Pemegang MTN, Perseroan dan Agen Pemantau, oleh karena itu harus tunduk dan patuh pada keputusan-keputusan yang diambil dalam RUPMTN. Keputusan RUPMTN mengenai perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lain sehubungan dengan MTN baru berlaku efektif sejak tanggal ditandatanganinya perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lain sehubungan dengan MTN.
- p. Apabila RUPMTN memutuskan untuk mengadakan perubahan atas Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lainnya antara lain sehubungan dengan perubahan jumlah Pokok MTN dan perubahan jangka waktu MTN, yang hanya dapat dilakukan karena adanya kelalaian Perseroan sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dan Perseroan menolak untuk menandatangani perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lainnya sehubungan dengan hal tersebut, maka dalam waktu selambat-lambatnya 30 (tiga puluh) Hari Kalender sejak keputusan RUPMTN (jika RUPMTN memutuskan suatu tanggal tertentu untuk penandatanganan perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lainnya tersebut) maka Agen Pemantau berhak langsung melakukan penagihan Jumlah Terutang kepada Perseroan tanpa terlebih dahulu menyelenggarakan RUPMTN dan untuk itu Agen Pemantau dibebaskan dari segala tindakan dan tuntutan oleh Pemegang MTN dan Perseroan.

- q. Kecuali ditentukan lain dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, maka semua biaya penyelenggaraan RUPMTN akan tetapi tidak terbatas pada biaya notaris dan sewa ruangan dibebankan kepada Perseroan.
  - r. Atas penyelenggaraan RUPMTN wajib dibuatkan Berita Acara RUPMTN yang dibuat oleh Notaris sebagai alat bukti yang sah dan mengikat Pemegang MTN, Agen Pemantau dan Perseroan.
6. Apabila semua Pemegang MTN hadir atau diwakili dalam RUPMTN maka pemanggilan sebagaimana dimaksud dalam Pasal ini tidak menjadi syarat dan RUPMTN tersebut dapat mengambil keputusan yang sah dan mengikat mengenai hal yang akan dibicarakan.
7. Keputusan Pemegang MTN di luar RUPMTN
- a. Pemegang MTN dapat juga mengambil keputusan yang sah tanpa mengadakan RUPMTN, dengan ketentuan semua Pemegang MTN telah diberitahukan secara tertulis mengenai usul yang akan diputuskan oleh Pemegang MTN dan semua Pemegang MTN telah memberikan persetujuan mereka serta menandatangani persetujuan tersebut.
  - b. Keputusan yang diambil dengan cara demikian mempunyai kekuatan hukum yang sama dengan keputusan yang diambil dengan sah dalam RUPMTN.
  - c. Pengambilan keputusan tanpa mengadakan RUPMTN dilaksanakan dengan tata cara sebagai berikut:
    - i. Perseroan dan/atau satu atau lebih Pemegang MTN yang mewakili sedikitnya 30% (tiga puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang Terutang (tidak termasuk di dalamnya 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 a 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 a tersebut.
    - iii. Dalam hal Agen Pemantau yang mengusulkan, maka Agen Pemantau menyampaikan secara tertulis kepada seluruh Pemegang MTN untuk mendapatkan persetujuan seluruh Pemegang MTN, dengan melampirkan keputusan Pemegang MTN diluar RUPMTN yang disusun oleh Agen Pemantau untuk disetujui dan ditandatangani oleh seluruh Pemegang MTN.
  - d. Untuk menghindari keragu-raguan, maka para pihak dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, sepakat bahwa Pemegang MTN yang berhak untuk memberikan persetujuan dan menandatangani Keputusan Pemegang MTN Diluar RUPMTN adalah Pemegang MTN yang namanya tercatat dalam Daftar Pemegang MTN yang disampaikan oleh Agen Pembayaran 3 (tiga) Hari Bursa sebelum penandatanganan Keputusan Pemegang MTN Diluar RUPMTN.

## 8. PEMBERITAHUAN

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

### Perseroan

#### PT Medco Energi Internasional Tbk

Gedung The Energy  
Lantai 53-55 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)



**PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.**

Bagian Trust & Corporate Services

Divisi Investment Services

Gedung BRI II Lt.30

Jl. Jend.Sudirman Kav.44-46

Jakarta 10210

Telp : (021) 5758144

Fax : (021) 5752444

**9. HUKUM YANG BERLAKU**

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

## VII. 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 Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.**

Alamat : Bagian Trust & Corporate Services  
Divisi Investment Services  
Gedung BRI II Lt.30  
Jl. Jend.Sudirman Kav.44-46  
Jakarta 10210  
Telp : (021) 5758144  
Fax : (021) 5752444

### **KONSULTAN HUKUM**

#### **Assegaf Hamzah & Partners**

Alamat : Capital Place, Level 36 & 37  
Jl. Jend. Gatot Subroto Kav. 18  
Jakarta 12710  
Telepon : (021) 2555 7800  
Faksimili: (021) 2555 7899

STTD : No. STTD.KH-54/PM.22/2018 tanggal 9 April 2018 atas nama Bono Daru Adji, S.H., L.LM.,

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.

Halaman ini sengaja dikosongkan