

**ANALISIS INDUSTRI MINYAK DAN GAS DI INDONESIA:
Masukan bagi Pengelola BUMN
Biro Riset LM FEUI**

Beberapa waktu lalu Lembaga Management FEUI melakukan kajian industri perminyakan. Bahan kajian ini bisa dijadikan masukan bagi para pelaku industri perminyakan, baik swasta maupun Badan Usaha Milik Negara (BUMN). Berikut disampaikan rangkuman hasil kajian tersebut.

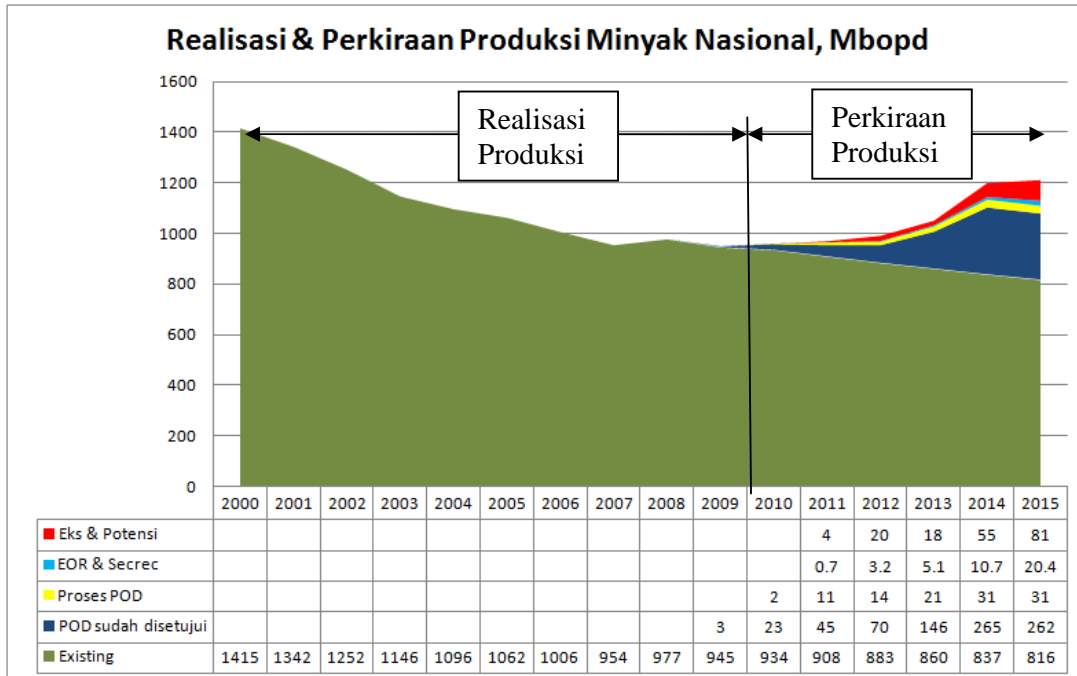
Produksi Minyak

Di Indonesia, energi migas masih menjadi andalan utama perekonomian Indonesia, baik sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri. Pembangunan prasarana dan industri yang sedang giat-giatnya dilakukan di Indonesia, membuat pertumbuhan konsumsi energi rata-rata mencapai 7% dalam 10 tahun terakhir. Peningkatan yang sangat tinggi, melebihi rata-rata kebutuhan energi global, mengharuskan Indonesia untuk segera menemukan cadangan migas baru, baik di Indonesia maupun ekspansi ke luar negeri. Cadangan terbukti minyak bumi dalam kondisi *depleting*, sebaliknya gas bumi cenderung meningkat. Perkembangan produksi minyak Indonesia dari tahun ke tahun mengalami penurunan, sehingga perlu upaya luar biasa untuk menemukan cadangan-cadangan baru dan peningkatan produksi.

Potensi sumber daya minyak dan gas bumi Indonesia masih cukup besar untuk dikembangkan terutama di daerah-daerah terpencil, laut dalam, sumur-sumur tua dan kawasan Indonesia Timur yang relatif belum dieksplorasi secara intensif. Sumber-sumber minyak dan gas bumi dengan tingkat kesulitan eksplorasi terendah praktis kini telah habis dieksplorasi dan menyisakan tingkat kesulitan yang lebih tinggi. Sangat jelas bahwa mengelola ladang minyak sendiri menjanjikan keuntungan yang luar biasa signifikan. Akan tetapi untuk dapat mengetahui potensi tersebut diperlukan teknologi yang mahal, modal yang besar, faktor waktu yang memadai dan memerlukan efisiensi yang maksimal serta *expertise* dari sumberdaya manusia terbaik.

Peraturan Pemerintah yang mengatur usaha minyak dan gas bumi di Hulu dan Hilir belum dapat menjamin investasi di sektor minyak dan gas bumi akan masuk, karena masih banyak masalah lain yang menjadi hambatan bagi terealisasinya investasi. Masalah tersebut antara lain peraturan perpajakan dan lingkungan hidup serta otonomi daerah yang menyulitkan bagi perusahaan minyak asing beroperasi karena berhadapan dengan raja-raja kecil di daerah. Sementara itu, konsumsi minyak bumi (BBM) di dalam negeri sudah melebihi kapasitas produksi. Dalam beberapa tahun belakangan ini penyediaan BBM dalam negeri tidak dapat seluruhnya dipenuhi oleh kilang minyak domestik, hampir 20%-30% kebutuhan minyak bumi dalam negeri sudah harus diimpor dari luar negeri. Kebutuhan impor minyak bumi ini diperkirakan akan terus meningkat seiring dengan pertumbuhan jumlah penduduk yang terus meningkat dan pertumbuhan ekonomi di dalam negeri yang diharapkan semakin membaik ditahun-tahun mendatang.

Gambar 1. Perkembangan Produksi Minyak Indonesia



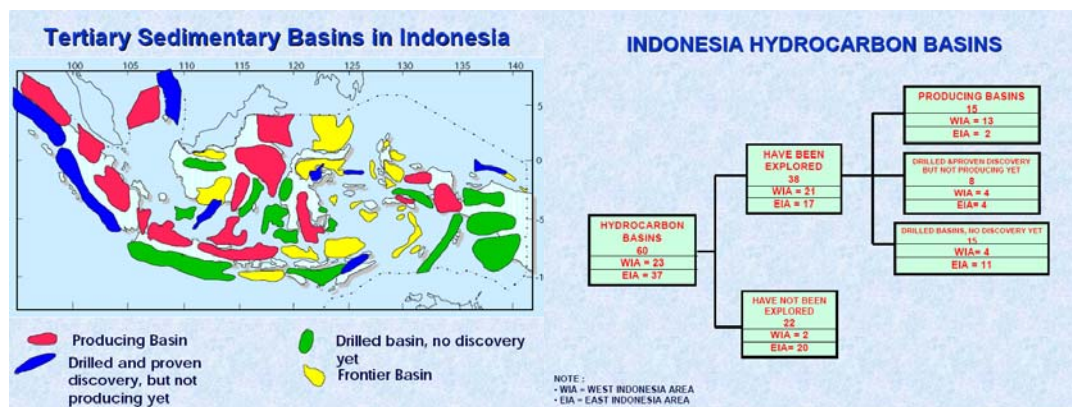
Menurut BP MIGAS penurunan jumlah produksi minyak per hari tersebut disebabkan penurunan produksi dari lapangan *existing* lebih cepat dari perkiraan. Sekitar 90 persen dari total produksi minyak Indonesia dihasilkan dari lapangan yang usianya lebih dari 30 tahun, sehingga dibutuhkan investasi yang cukup besar untuk menahan laju penurunan alaminya. Upaya menahan laju penurunan produksi pada lapangan tua tersebut, yang mencapai 12 persen per tahun, gagal dilaksanakan. Sementara upaya untuk menyangga produksi melalui produksi lapangan baru, sangat bergantung kepada kinerja kontraktor kontrak kerja sama (KKKS). Bicara mengenai struktur industri, dunia perminyakan memiliki keunikan dibanding industri lainnya. Ketika industri-industri lain gencar mencanangkan perampingan, efisiensi, dan efektivitas, dalam dunia perminyakan para *international oil company* (IOC) yang sudah mendominasi pasar tersebut terpaksa melakukan merger karena dalam industri perminyakan, modal yang terlibat luar biasa besar.

Cadangan minyak yang merupakan jantung dari bisnis perminyakan umumnya dikategorikan dalam kelompok *unproven* (diyakini ada namun belum ditemukan) dan *proven* (terbukti keberadaannya dan dapat dieksplorasi) dengan derajat keyakinan tertentu. Akibat perkembangan teknologi, seringkali ladang minyak berstatus *unproven* dapat mengalami kenaikan peringkat menjadi *proven*, seperti, halnya terjadi pada ladang minyak Cepu. *Proven resources* dengan tingkat kesulitan eksplorasi terendah praktis kini telah habis dieksplorasi dan menyisakan tingkat kesulitan yang lebih tinggi. Oleh karenanya diperlukan teknologi yang lebih mahal. Di sisi lain, perkembangan fluktuasi harga minyak yang terjadi beberapa waktu belakangan memaksa para IOC untuk memiliki portofolio *combined oil fields* dengan berbagai *range margin* yang berbeda.

Dengan demikian mereka dapat mencapai skala ekonomis yang memungkinkan mereka tetap dapat bertahan dari gejolak di sektor industri perminyakan.

Dalam lima tahun terakhir, ladang-ladang minyak Indonesia terus menua. Dengan sistem otonomi daerah yang berjalan sekarang ini, sulit bagi perusahaan minyak asing untuk beroperasi karena berhadapan dengan raja-raja kecil di daerah. Sementara itu, kebutuhan dalam negeri sudah melebihi kapasitas produksi. Pemerintah dalam hal ini Pertamina memang telah memiliki *refinery* di Pangkalan Brandan, Dumai, Plaju, Balongan, Cilacap, Balikpapan, serta Kasim/Papua. Akan tetapi, beberapa kilang baru perlu dibangun dalam waktu dekat untuk mencukupi permintaan konsumsi dalam negeri yang terus menunjukkan trend meningkat.

Gambar 2. Wilayah Kandungan Migas Indonesia



Sumber: Dirjen Migas, MESDM

Produksi Gas

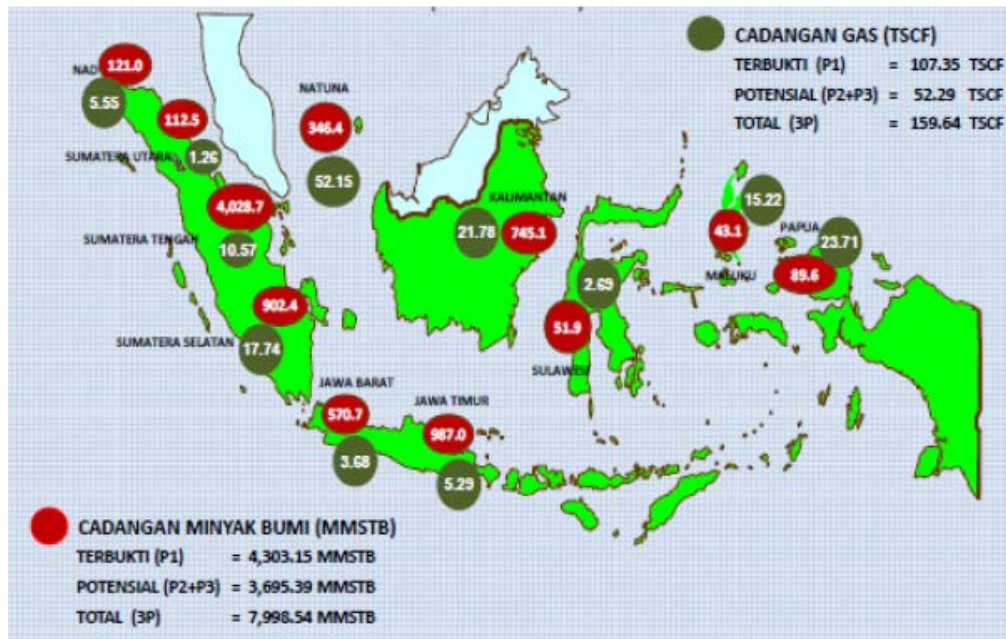
Indonesia juga merupakan salah satu negara yang kaya akan gas bumi. Sampai dengan pertengahan tahun 1970-an, gas dianggap bukan sebagai komoditi yang menguntungkan, sehingga hanya digunakan pada kebutuhan yang terbatas. Infrastruktur transmisi dan distribusi gas pada periode tersebut juga terbatas. Seiring dengan kemajuan teknologi dan permintaan gas yang meningkat di pasar dunia, maka eksploitasi gas mulai dilaksanakan dan Indonesia termasuk salah satu eksportir gas terbesar di dunia.

Sumber daya minyak dan gas berlokasi di 60 basin yang terbentuk dari endapan diseluruh Indonesia. Hanya 38 basin yang sudah dieksplorasi. Ada 15 basin yang sudah memproduksi hidrokarbon : 3 di bagian Timur Indonesia, bernama basin Salawati dan Bintuni di Papua, dan basin Bula di Maluku. Kedua belas basin lainnya berlokasi di bagian barat Indonesia. Delapan basin memiliki hidrokarbon, namun belum memproduksi. Basin yang lainnya, kebanyakan terletak di sebelah timur Indonesia, sudah dibor namun tidak berujung pada suatu pencarian.

Beberapa pemain pasar mengekspresikan perhatian mengenai aktivitas yang meningkat dari perusahaan eksplorasi minyak dan gas China di Indonesia. China sudah menjadi investor kedua terbesar di sector minyak dan gas menyusul perusahaan minyak dan gas USA. Pada April 2002, Petrochina membeli Devon Energy sebesar \$216 juta. Devon bergabung di operasi

bersama Pertamina dan Ensearch Far East Ltd untuk mengeksplorasi lapangan Tuban, di Jawa Timur.

Gambar 3. Cadangan Migas Indonesia per 2009



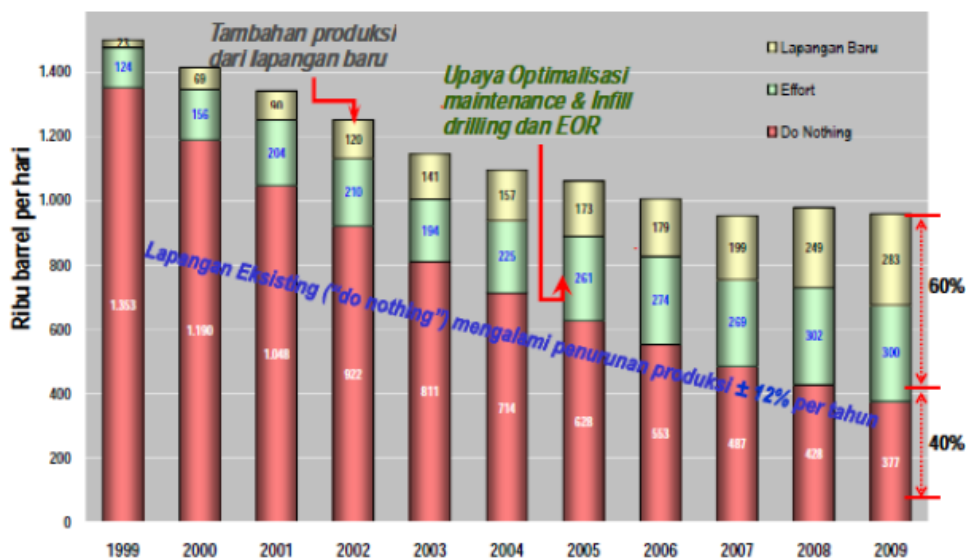
Sumber: BP Migas

The Chinese National Offshore Oil Corporation (CNOOC) membeli Repsol, perusahaan Argentina, di Januari 2002. Repsol, yang merupakan perusahaan Amerika Serikat (Maxus), sekarang mengeksplorasi sumber minyak di Kepulauan Seribu. Peningkatan aktivitas eksplorasi berujung pada peningkatan impor dari peralatan jasa pengeboran China. Menurut Asosiasi pengeboran Indonesia, perusahaan China menawarkan *fee* jasa yang lebih rendah dibandingkan perusahaan lokal. Sekitar 20% dari jasa pengeboran Indonesia terpaksa menutup operasinya.

Produksi minyak terus jatuh, dan produksi gas juga mulai menurun, akibatnya minyak berhenti menjadi kontributor finansial bersih bagi negara. Menurunnya output gas membahayakan karena melihat pengalaman penurunan produksi minyak, dapat meninggalkan Pertamina (dan pemerintah) banyak kesulitan untuk memenuhi komitmen kontrak pengiriman LNG di masa datang. Akhirnya Indonesia tidak dapat berharap untuk melompat ke status negara industri melalui bisnis minyak dan gas.

Walaupun tingkat produksi minyak Indonesia cenderung menurun, namun dari data realisasi pemboran sumur Eksplorasi maupun sumur produksi secara nasional menunjukkan trend sebaliknya. Jumlah pemboran sumur eksplorasi maupun penemuan cadangan menunjukkan angka yang stabil, sementara jumlah pemboran sumur produksi mengalami peningkatan yang signifikan.

Gambar 4. Realisasi Produksi Minyak Bumi Indonesia



Sumber: BP Migas

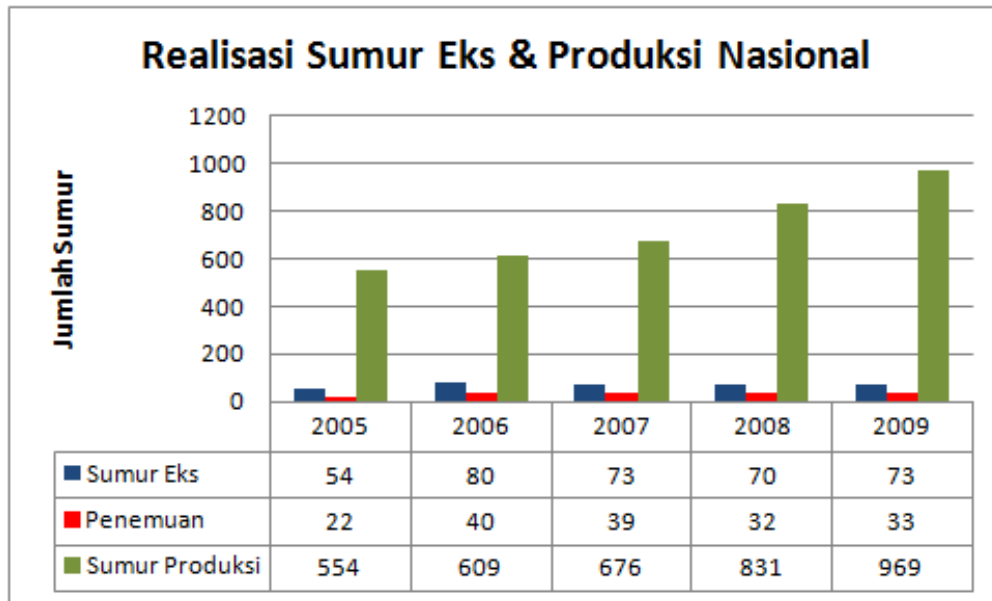
Dari Gambar 3, terlihat bahwa ada beberapa upaya yang serius untuk meningkatkan produksi minyak dan cadangan minyak nasional. Hal ini akan memicu pertumbuhan kegiatan sektor Hulu, termasuk kegiatan di bidang pemboran, baik eksplorasi maupun pengembangan.

Gambar 5 memperlihatkan bahwa dalam upaya untuk meningkatkan produksi minyak dan gas secara nasional, upaya pemboran baik eksplorasi untuk menemukan cadangan baru maupun pemboran sumur pengembangan atau produksi terlihat kecenderungan meningkat pada periode 2005-2009. Sejak resesi dunia 2008–2009, pasar gas alam global mengalami penurunan permintaan hampir di seluruh wilayah dunia. Hal ini adalah yang pertama kali terjadi sejak era 1960-an. Kondisi di pasar gas alam dunia memang masih menunjukkan anomali seiring dengan menurunnya permintaan dan ditemukannya sumber gas alam baru non konvensional di wilayah Amerika Serikat. Harga gas alam dunia di pasar spot menunjukkan trend penurunan, sementara harga jual berdasarkan kontrak jangka panjang (sistem yang umum digunakan di Eropa dan Asia) cenderung mengikuti level harga minyak dunia yang kini mencapai kisaran \$80 – 90 per barrel. Sehingga terjadi disperansi harga yang tinggi antara spot dengan kontrak jangka panjang¹.

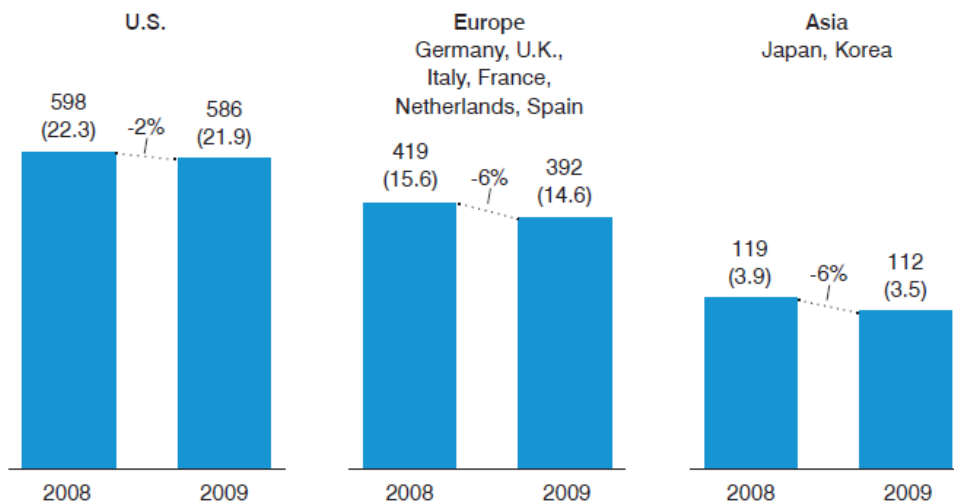
Tingkat permintaan akan gas alam yang jatuh sepanjang 2009 seiring dengan melemahnya kondisi perekonomian dunia diduga tidak akan bisa naik ke level sebelum krisis dalam waktu dekat. Pengalaman krisis Asia sebelumnya di akhir dekade 90-an juga mengkonfirmasi hal ini, butuh waktu panjang untuk pertumbuhan permintaan gas alam agar kembali ke level sebelum krisis.

¹The Next Cycle: Gas Markets Beyond the Recession, Robert Oushoorn, Thomas Schlaak, Otto Waterlander, strategy+business, 2010

Gambar 5. Realisasi Sumur Eksplorasi dan Produksi



Gambar 6. Perkembangan Terakhir Pasar Gas Alam Dunia (dalam bcm atau tcf)



sumber: Robert Oushoorn, Thomas Schlaak, Otto Waterlander, *strategy+business*, 2010

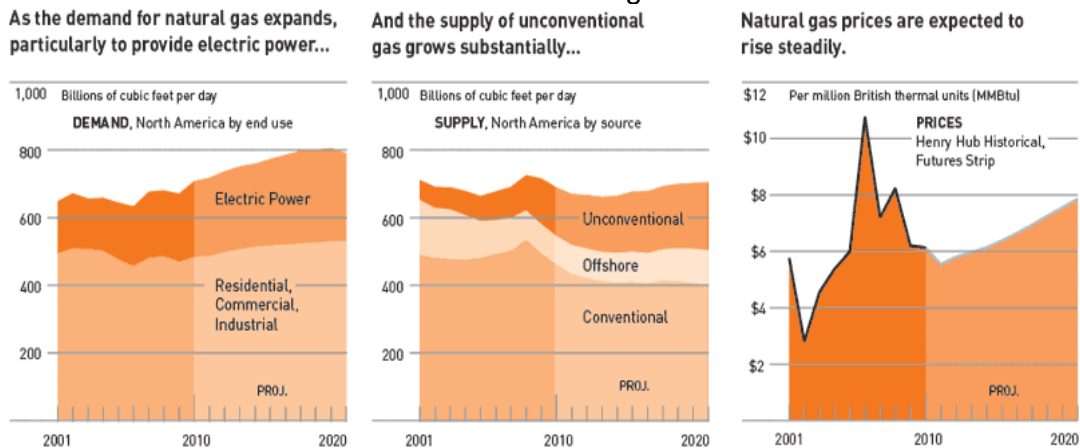
Walaupun kondisi permintaan diperkirakan masih akan lemah, pasokan infrastruktur gas alam akan terus meningkat dalam beberapa waktu mendatang. Hal ini disebabkan baru berjalannya berbagai proyek yang sudah diputuskan untuk dilaksanakan sebelum resesi kemarin terjadi (saat harga minyak bumi melonjak hingga diatas \$100 per barrel). Investasi di bidang gas alam umumnya

memiliki lead time yang panjang. Sehingga sampai 2015 diperkirakan pasar gas alam dunia masih akan mengalami oversupply. Hal ini pun akan diperkuat dengan perkembangan teknologi pengeboran seperti lateral drilling untuk jarak jauh dan pengetahuan geologis untuk area yang non konvensional. Dalam jangka menengah, peluang di industri gas alam akan terbuka terutama untuk investasi fasilitas LNG regasification yang memungkinkan produsen secara fleksibel menyimpan dan mengubah bentuk gas alam cair untuk disesuaikan pasokan yang akan dilempar ke pasar sesuai perkembangan harga yang terjadi.

Untuk jangka panjang, permintaan akan energi cenderung akan meningkat dimana 90% dari peningkatan permintaan tersebut akan berasal dari kawasan negara berkembang dengan China, India dan Timur Tengah sebagai penggerak. Untuk China sendiri, peningkatan permintaan akan dipicu dari semakin naiknya jumlah bangunan (baik komersial maupun residensial), industri baja dan petrokimia, serta jumlah kendaraan bermotor. Sementara untuk India akan dipacu oleh meningkatnya jumlah kendaraan bermotor, rumah tinggal dan industri baja. Dan Timur Tengah dipicu dari meningkatnya jumlah kendaraan bermotor dan industri petrokimia.

Sementara permintaan dari negara maju seperti Jepang dan Amerika Serikat diperkirakan akan tetap stagnan tanpa ada peningkatan. Untuk Eropa peningkatan diperkirakan akan terjadi untuk kawasan Eropa Timur dan Eropa Tengah yang terus berkembang sebagai basis manufaktur murah di kawasan tersebut. Potensi penurunan permintaan di negara maju besar terjadi didorong dengan semakin ketatnya aturan emisi gas buang dan efisiensi mesin kendaraan bermotor². Khusus untuk gas alam, dalam jangka panjang permintaan diperkirakan akan meningkat secara global hingga tahun 2020. Mengingat perkembangan ekonomi dan teknologi yang akan mendorong banyak pembangkit listrik berbasis BBM dan batu bara untuk beralih memakai gas alam yang dipandang lebih ramah lingkungan.

Gambar 7. Prediksi Perkembangan Gas Alam Dunia



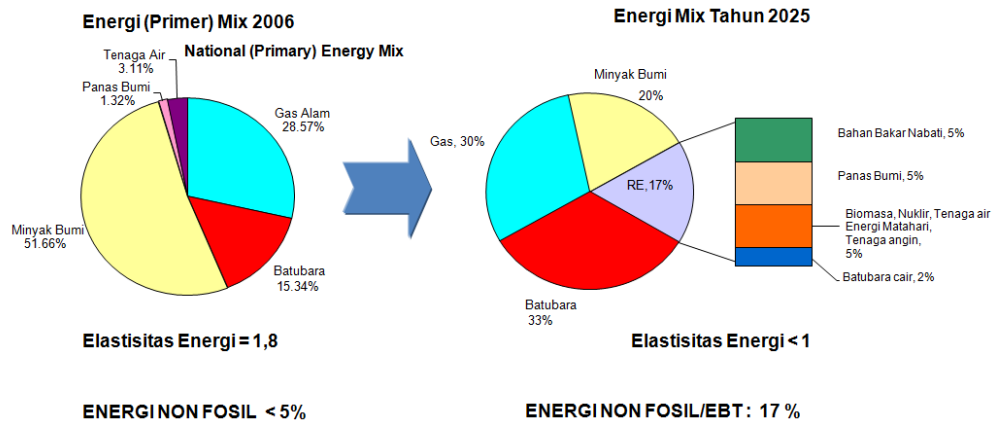
Sumber: Christopher Click, Andrew Clyde, and John Corrigan, *strategy+business*, Issue 60/ Autumn 2010

²Why energy demand will rebound, Scott S. Nyquist and Jaeson Rosenfeld, McKinsey Global Institute, 2009

Bauran Energi Nasional

Sumber energi fosil khususnya minyak bumi masih mendominasi pangsa energi global, dan posisi ini diperkirakan sampai dengan tahun 2030. Sampai saat ini, minyak bumi masih mendominasi bauran energi primer nasional (52%) pada tahun 2006, seperti terlihat pada Gambar 8.

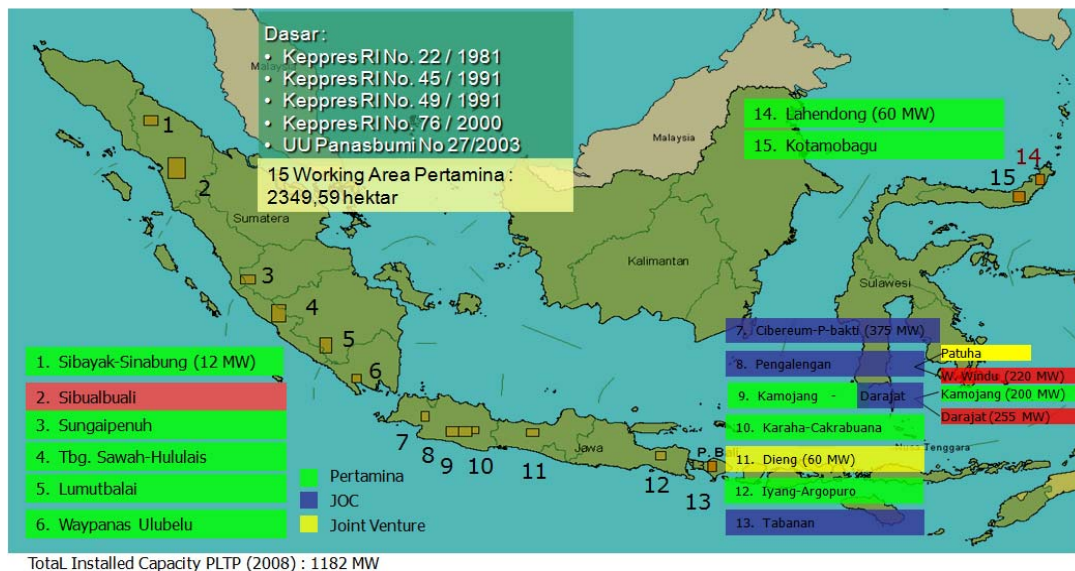
Gambar 8. Target Bauran Energi Nasional (Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006)



Di masa mendatang, bauran energi nasional akan mengalami perubahan dan lebih mengutamakan pada energi terbarukan. Sejalan dengan kebijakan tersebut, industri pemboran di bidang Geothermal juga mengalami pertumbuhan yang cukup baik. Beberapa area yang sudah dan akan dikembangkan oleh PT. Pertamina Geothermal Energi dapat dilihat pada Gambar 9.

Gambar 9.

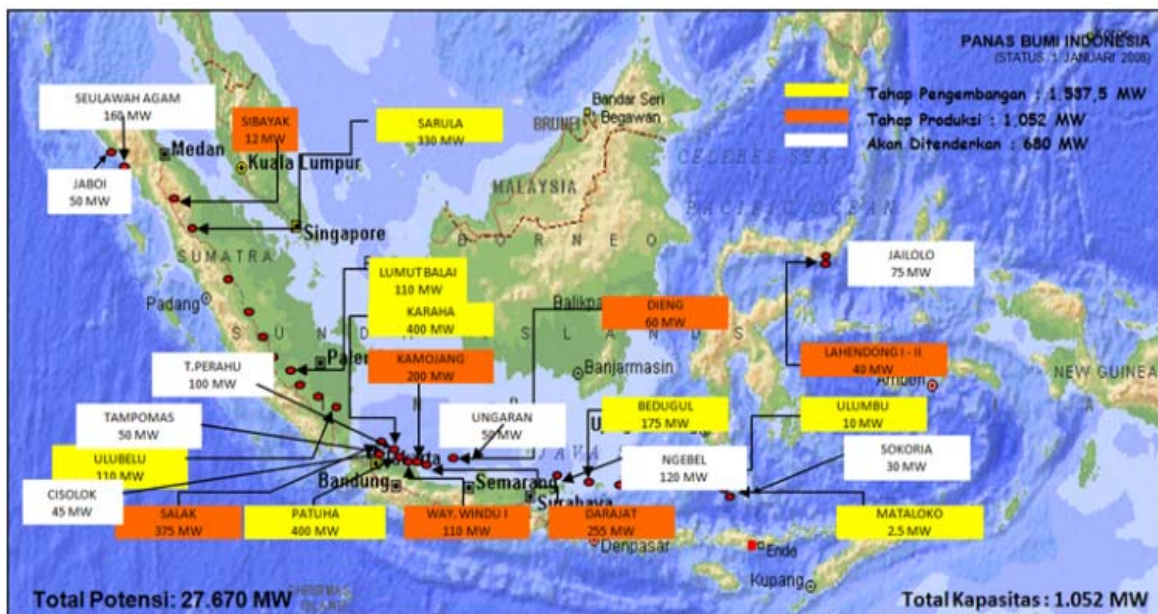
MAP GEOTHERMAL WORKING AREA - PERTAMINA



Dari potensi reserves saat ini sebesar 1520 Mwe, Pertamina menetapkan target pertumbuhan kapasitas pembangkitan/pemanfaatan energi sebesar rata-rata 37% per tahun untuk menghasilkan 1322 MW listrik pada tahun 2015. Sekitar 79% dari pertumbuhan tersebut diharapkan berasal dari ekspansi produksi existing area dan pengembangan pada lahan baru. Upaya tersebut diawali dengan pembuktian cadangan yang berpotensi untuk pengembangan 5 tahun mendatang meningkat menjadi 2185 MWe.

Sedangkan secara nasional, sebaran energi panas bumi di Indonesia diklasifikasikan menjadi 3 (tiga) tahap yaitu tahap pengembangan (1537,5MW), Tahap Produksi (1052 MW) dan tahap akan ditenderkan (680 MW). Lokasi terbesar untuk pengembangan sumber panas bumi terletak di Karaha (400 MW), Patuha (400 MW) Sarula (330 MW), dan Bedugul (175 MW). Sementara untuk tahap produksi terbesar lokasinya adalah Salak (375 MW), Darajat (225 MW), dan Kamojang (200 MW). Selanjutnya lokasi sumber panas bumi yang akan ditenderkan adalah Seulawah Agam (160 MW), dan Tanjung Perahu (100 MW).

Gambar 10. Peta Panas Bumi di Indonesia



Sumber: Kementerian ESDM

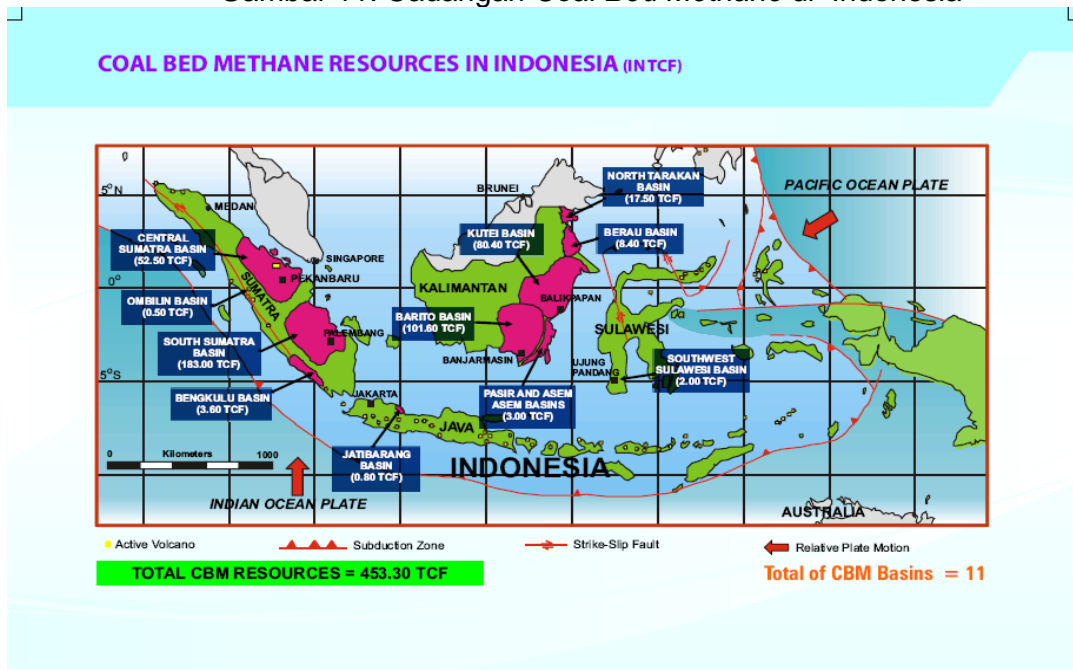
Industri Drilling

Potensi drilling juga dapat di-driver dari adanya cadangan *Coal Bed Methane* (CBM), di mana pada lapisan batubara muda terdapat cadangan gas methane yang dapat dieksplorasi dan dieksploitasi. Gambar 11 menunjukkan peta potensi *Coal Bed Methane* di Indonesia yang berjumlah kurang lebih 453,3 TCF, dengan total Basin berjumlah 11. Rincian ke sebelas basin tersebut adalah sebagai berikut :

1. Central Sumatra Basin, (52,50 TCF)
2. Ombilin Basin (0,50 TCF)

3. South Sumatra Basin (183,00 TCF)
4. Bengkulu Basin (3,60 TCF)
5. Jatibarang Basin (0,80 TCF)
6. Barito Basin (101,60 TCF)
7. Pasir Asem Basin (3,00 TCF)
8. Kutei Basin (80,40 TCF)
9. North Tarakan Basin (17,50 TCF)
10. Berau Basin (8,40 TCF)
11. Southwest Sulawesi Basin (2,00 TCF)

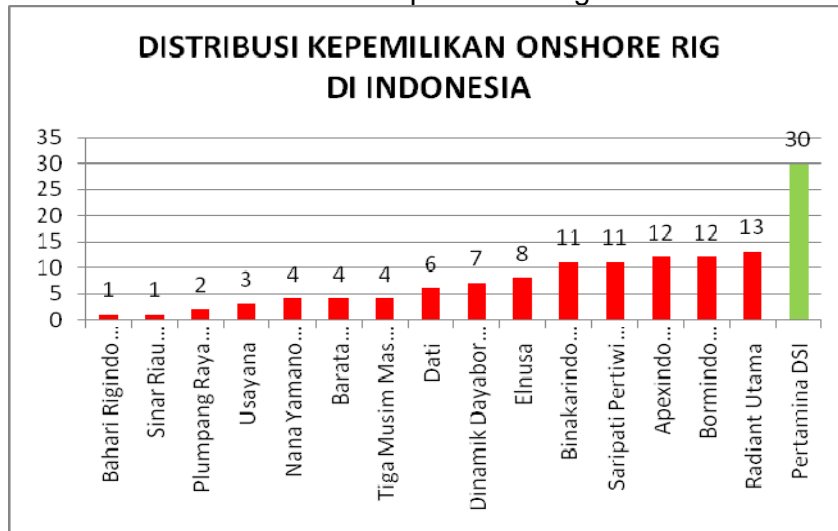
Gambar 11. Cadangan *Coal Bed Methane* di Indonesia



Pemahaman atas peta persaingan jasa pemboran di Indonesia, baik *onshore* maupun *offshore* merupakan hal fundamental bagi pelaku usaha pemboran. Data mengenai jumlah kepemilikan rig setiap *drilling contractor* di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 11. Secara nasional, distribusi jumlah rig yang beroperasi untuk pemboran pengembangan KKS di Indonesia pada Tahun 2010, dapat dilihat pada Gambar 12. Dari jumlah penggunaan Rig, PT. PEP yang terbanyak, yaitu sekitar 19 unit Rigs (pemboran pengembangan), Chevron Pasific Ind (CPI) sekitar 8-9 unit rigs dan Vico Ind. sekitar 5 unit rigs.

Di samping itu, potensi usaha *offshore drilling* di Indonesia diperkirakan juga akan meningkat, mengingat tingkat keberhasilan pemboran eksplorasi di darat semakin rendah dan sulitnya untuk menemukan cadangan migas yang besar. Untuk wilayah Indonesia, KKS yang melakukan aktivitas pemboran *offshore* terbanyak pada tahun 2010 dilakukan oleh Total E&P Indonesia di wilayah Kalimantan Timur. Sementara tipe Rig *Offshore* terbanyak digunakan untuk melakukan pemboran adalah tipe Jack Up.

Gambar 12. Peta kepemilikan Rig Nasional



Gambar 13. Peta Distribusi Rig Nasional

