

BAB 3

INDUSTRI HULU MINYAK DAN GAS BUMI INDONESIA

3.1. Kontrak Kerja Sama (KKS)

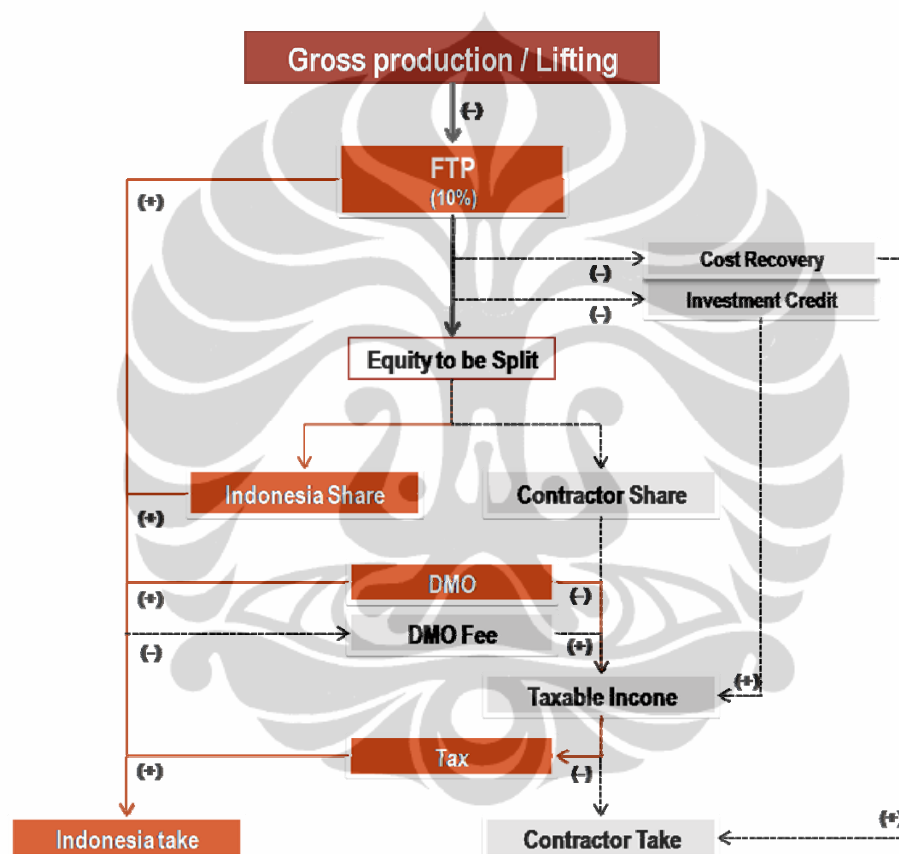
Indonesia merupakan negara pertama yang menerapkan Kontrak Kerja Sama (lebih dikenal sebagai *Production Sharing Contract*) untuk aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Sebagaimana diamanatkan dalam Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi, kegiatan usaha hulu dilaksanakan dan dikendalikan melalui Kontrak Kerja Sama. Kontrak Kerja Sama ini memuat paling sedikit memuat persyaratan antara lain kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahannya, pengendalian manajemen dan operasi berada di Badan Pelaksana. Sedangkan modal dan risiko seluruhnya atas kegiatan usaha ini ditanggung oleh Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap.

KKS merupakan kontrak antara BPMIGAS dan Kontraktor untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon di wilayah kontrak tertentu sebelum berproduksi secara komersial. KKS berlaku untuk beberapa tahun tergantung pada syarat kontrak serta tergantung penemuan minyak dan gas bumi dalam jumlah komersial dalam suatu periode tertentu, meskipun pada umumnya periode ini dapat diperpanjang setelah mendapat persetujuan dari Pemerintah. Kontraktor pada umumnya diwajibkan menyerahkan kembali persentase tertentu dari wilayah kontrak pada tanggal tertentu jika tidak ditemukan minyak dan gas bumi.

BPMIGAS secara khusus bertanggung jawab untuk mengelola semua operasi KKS, mengeluarkan persetujuan dan izin yang dibutuhkan untuk operasi dan menyetujui program kerja dan anggaran Kontraktor. Tanggung jawab dari kontraktor dalam KKS umumnya menyediakan dana atas semua aktivitas serta menyiapkan dan melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diijinkan untuk mengambil dan mengeksport minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

Dalam setiap KKS (lihat Gambar 3.1.), Kontraktor dan BPMIGAS membagi total produksi untuk setiap periode berdasarkan suatu rasio yang disetujui oleh keduanya dibawah persyaratan dari KKS tersebut. Kontraktor umumnya berhak

untuk memperoleh kembali dana yang telah dikeluarkan untuk biaya pencarian dan pengembangan, serta biaya operasi, di tiap KKS dari pendapatan yang tersedia yang dihasilkan KKS setelah dikurangkan *first tranche petroleum* (FTP). Bagi Kontraktor yang pada tahap eksplorasi tidak berhasil menemukan minyak dan gas bumi yang dapat diproduksi secara ekonomis, semua biaya pencarian menjadi tanggungan Kontraktor tersebut dan tidak dapat dimintakan pemulihannya kepada BPMIGAS.



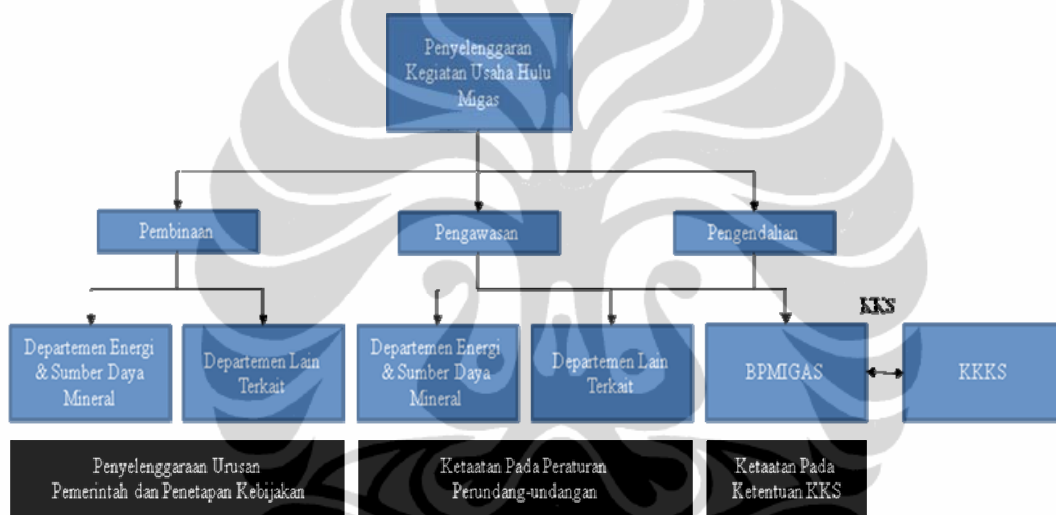
Gambar 3. 1. Tipikal Kontrak Kerja Sama Indonesia

Sumber: <http://faisalbasri.kompasiana.com/2009/06/16/virus-virus-itu-ada-di-dalam-diri-kita/>

Dalam ketentuan FTP, para pihak berhak untuk mengambil dan menerima minyak dan gas dengan persentase tertentu setiap tahun, tergantung pada persyaratan kontrak, dan dari total produksi di tiap formasi atau zona produksi sebelum pengurangan untuk pengembalian biaya operasi dan kredit investasi. FTP setiap tahun umumnya dibagi antara BPMIGAS dan Kontraktor sesuai dengan suatu standar bagi hasil.

Jumlah biaya yang dipulihkan (*cost recovery*) oleh kontraktor dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia dan harga gas aktual. Setelah kontraktor memulihkan semua biaya yang dikeluarkan, Pemerintah berhak memperoleh pembagian tertentu dari hasil produksi minyak bumi dan gas bumi yang tersisa, selanjutnya kontraktor memperoleh sisanya sebagai bagian ekuitas (laba).

3.2. Pembagian Peran dan Hubungan *Stakeholder* Dalam Industri Hulu Migas

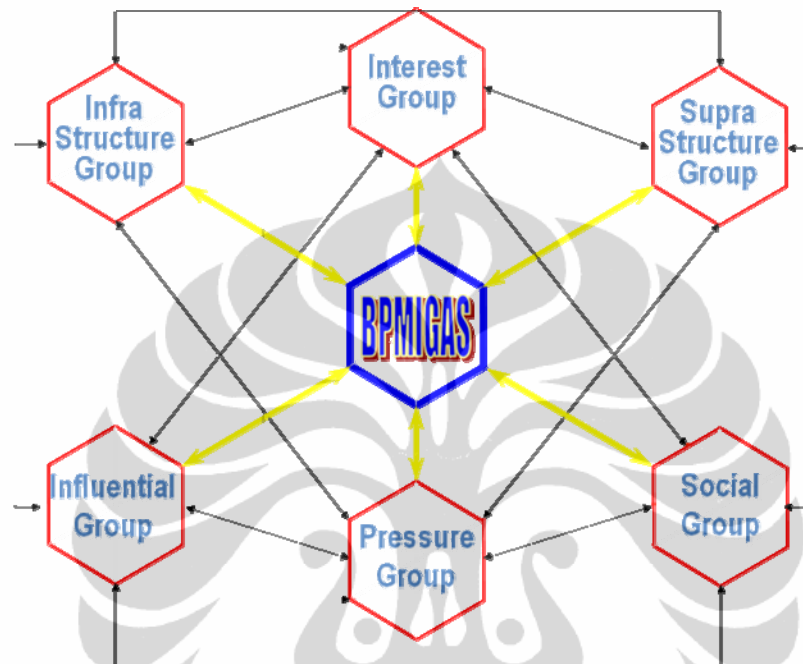


Gambar 3. 2. Pembagian Peran dalam Industri Hulu Migas

Sumber: Frederik (2009), telah diolah kembali

Dalam penyelenggaraan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi, Pemerintah memiliki beberapa peran yaitu sebagai fungsi pembinaan, pengawasan, dan pengendalian (Gambar 3.2.). Fungsi pembinaan dilakukan dengan rangka penyelenggaraan urusan Pemerintahan dan menetapkan kebijakan yang dilakukan oleh Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (DESDM) serta departemen terkait lainnya. Peran pengawasan dan pengendalian yang dilakukan oleh DESDM dan departemen terkait lainnya ditujukan untuk menjaga ketaatan pada peraturan perundang-undangan yang berlaku. Sementara peran pengawasan dan pengendalian yang dilakukan oleh BPMIGAS ditujukan untuk menjaga ketaatan KKKS kepada ketentuan Kontrak Kerja Sama (KKS).

Dalam industri hulu migas, hubungan di antara *stakeholder* dapat terbilang sangat kompleks sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 3.3. di bawah. Kekompleksan ini timbul karena peran migas yang sangat strategis bagi negara serta ketertarikan ekonomi karena industri ini sangatlah padat modal.



Gambar 3. 3. Hubungan *Stakeholder* Industri Hulu Migas

Sumber: Muin (2008)

Kelompok *stakeholder* industri hulu migas memiliki perannya masing-masing. Ada yang berperan sebagai pemain, *watch-dog*, auditor, regulator, *expertise*, dan masyarakat (lihat Tabel 3.1). BPMIGAS serta para *stakeholder* tersebut dapat dikategorikan sebagai pelanggan eksternal fungsi pengadaan KKKS yang harus dipenuhi kebutuhannya sesuai perannya masing-masing.

Tabel 3.1. Peran *Stakeholder* Industri Hulu Migas

No	Group Definition	Examples	Roles
1	Interest Group	IOC, NOC, Industry, support industry, Regional Govt. (<i>Province, Regency, City</i>)	Player
2	Pressure Group	NGO, media, analyst, academics, observer/expert, political party.	Watch-dog
3	Supra-Structure Power Group	Parliament, legislative, judicative, auditors, KPK, Gen. Attorney.	Auditor
4	Infra-Structure Power Group	Government (<i>Central & Regional</i>), formal institution	Regulator
5	Influential Group	Informal leader, focus group, media, observer/expert, academics, analyst	Expertise
6	Social Group	Social institution, NGO	Public society

Sumber: Muin, 2008

3.3. Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS)

Dalam rangka memberikan landasan hukum bagi pembaharuan dan penataan kembali kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi maka Pemerintah pada tanggal 23 Nopember 2001 telah menetapkan UU No. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Sejak ditetapkannya UU No.22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi pada tanggal 23 Nopember 2001 dan PP No. 42 tahun 2002 tanggal 16 Juli 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi maka fungsi pengawasan dan pembinaan kegiatan Kontrak Kerja Sama atau Kontrak

Production Sharing yang sebelumnya dilaksanakan oleh PERTAMINA berpindah kepada BPMIGAS. Struktur organisasi BPMIGAS dapat dilihat pada Lampiran 1.

Untuk melaksanakan fungsinya, Badan PMIGAS mempunyai tugas:

1. Memberikan pertimbangan kepada Menteri atas kebijaksanaannya dalam hal penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama;
2. Melaksanakan penandatanganan Kontrak Kerja Sama;
3. Mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu Wilayah Kerja kepada Menteri untuk mendapatkan persetujuan;
4. Memberikan persetujuan rencana pengembangan lapangan selain sebagaimana dimaksud dalam angka 3;
5. Memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran;
6. Melaksanakan *monitoring* dan melaporkan kepada Menteri mengenai pelaksanaan Kontrak Kerja Sama;
7. Menunjuk penjual Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi bagian negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara.

Dalam menjalankan tugas, Badan Pelaksana memiliki wewenang:

1. membina kerja sama dalam rangka terwujudnya integrasi dan sinkronisasi kegiatan operasional kontraktor Kontrak Kerja Sama;
2. merumuskan kebijakan atas anggaran dan program kerja kontraktor Kontrak Kerja Sama;
3. mengawasi kegiatan utama operasional kontraktor Kontrak Kerja Sama;
4. membina seluruh aset kontraktor Kontrak Kerja Sama yang menjadi milik negara;
5. melakukan koordinasi dengan pihak dan/atau instansi terkait yang diperlukan dalam pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu.

3.4. Pengadaan Dalam KKS

Dalam pelaksanaan kegiatan pengadaan barang dan jasa, BPMIGAS telah mengeluarkan Pedoman Tata Kerja No. 007/PTK/VI/2004 yang bertujuan agar kegiatan pengadaan oleh KKS dapat memperoleh barang/jasa yang dibutuhkan, dalam jumlah, kualitas, harga, waktu dan tempat yang tepat, secara efektif dan

efisien dengan persyaratan dan kondisi kontrak yang jelas serta dapat dipertanggungjawabkan, sesuai ketentuan dan prosedur yang berlaku. Untuk itu, BPMIGAS telah menetapkan kebijakan umum sebagai panduan dalam kegiatan pengadaan barang/jasa yaitu:

- a. Melaksanakan seluruh kegiatan pengadaan barang/jasa di dalam wilayah negara Republik Indonesia dan tunduk kepada hukum dan peraturan yang berlaku di negara Republik Indonesia.
- b. Melaksanakan pembayaran kepada Penyedia Barang/Jasa melalui bank yang berada dalam wilayah negara Republik Indonesia.
- c. Memperoleh barang/jasa yang diperlukan secara efektif dan efisien.
- d. Mengutamakan penggunaan produksi dan kompetensi dalam negeri.
- e. Membina kemampuan berusaha dan memberikan kesempatan berusaha bagi usaha kecil termasuk koperasi kecil.
- f. Menciptakan iklim persaingan yang sehat, tertib dan terkendali, dengan cara meningkatkan transparansi dalam pelaksanaan pengadaan barang/jasa.
- g. Mempercepat proses dan pengambilan keputusan dalam pengadaan barang/jasa.
- h. Meningkatkan kinerja dan tanggung jawab para perencana, pelaksana, serta pengawas pengadaan barang/jasa.

3.5. Kewenangan Pengadaan

3.5.1 Kontraktor KKS dalam Tahap Eksplorasi :

Kontraktor KKS berwenang untuk melaksanakan dan mengambil keputusan penetapan pemenang dalam melaksanakan kegiatan pengadaan barang/jasa. Tata cara pengadaannya tetap mengikuti tatacara pengadaan yang diatur dalam PTK No. 007/PTK/VI/2004. Kontraktor KKS wajib menyampaikan Laporan Pelaksanaan Pengadaan ke BPMIGAS.

3.5.2 Kontraktor KKS dalam Tahap Produksi:

- a. Pengadaan barang/jasa bukan proyek (*non project*) yang disatukan (*bundled*) dan proyek (*project*):

Tahap kegiatan pengadaan barang/jasa bukan proyek (*non project*) yang disatukan (*bundled*) dan proyek (*project*) berikut harus mendapatkan persetujuan BPMIGAS :

- 1) Rencana pengadaan barang/jasa untuk pelelangan, pemilihan langsung/penunjukan langsung, dengan nilai per paket rencana pengadaan lebih besar dari Rp20.000.000.000,00 (dua puluh miliar rupiah) atau lebih besar dari US\$2.000.000,00 (dua juta dolar Amerika Serikat).
 - 2) Penetapan pemenang pengadaan dengan nilai per paket pengadaan lebih besar dari Rp50.000.000.000,00 (lima puluh miliar rupiah) atau lebih besar dari US\$5.000.000,00 (lima juta dolar Amerika Serikat);
 - 3) Perubahan lingkup kerja (PLK) atau perubahan jangka waktu kerja (PJWK) yang mengakibatkan penambahan nilai, sebagai berikut :
 - a) Bagi kontrak/SP/PO yang penetapan pemenangnya melalui persetujuan BPMIGAS, total kumulatif penambahan nilai lebih besar dari 10% dari nilai kontrak awal atau lebih besar dari Rp50.000.000.000,00 (lima puluh miliar rupiah) atau lebih besar dari US\$5.000.000,00 (lima juta dolar Amerika Serikat);
 - b) Apabila penetapan dan penunjukan pemenang kontrak awal oleh Kontraktor KKS, total kumulatif penambahan nilai ditambah dengan nilai kontrak awal menjadi lebih besar dari Rp50.000.000.000,00 (lima puluh miliar rupiah) atau menjadi lebih besar dari US\$5.000.000,00 (lima juta dolar Amerika Serikat).
 - 4) Pembatalan proses pengadaan yang rencana pengadaannya telah disetujui BPMIGAS, sebelum dilaksanakan harus mendapatkan persetujuan BPMIGAS.
- b. Pengadaan barang/jasa bukan proyek (*non-project*):
- 1) Rencana Pengadaan barang/jasa untuk pelelangan, pemilihan langsung/penunjukan langsung, dengan nilai per paket rencana pengadaan lebih besar dari Rp20.000.000.000,00 (dua puluh miliar

- rupiah) atau lebih besar dari US\$2.000.000,00 (dua juta dolar Amerika Serikat) harus mendapatkan persetujuan BPMIGAS.
- 2) Berita Acara Evaluasi dan Penetapan Pemenang Pengadaan dengan nilai per paket pengadaan lebih besar dari Rp50.000.000.000,00 (lima puluh miliar rupiah) atau lebih besar dari US\$5.000.000,00 (lima juta dolar Amerika Serikat), sebelum tahap penunjukan pemenang, harus dilaporkan ke BPMIGAS sebagai bahan penelitian.
 - 3) Perubahan lingkup kerja (PLK) atau perubahan jangka waktu kerja (PJWK) yang mengakibatkan nilai kumulatif penambahannya lebih besar dari Rp50.000.000.000,00 (lima puluh miliar rupiah) atau lebih besar dari US\$5.000.000,00 (lima juta dolar Amerika Serikat), sebelum pelaksanaan harus dilaporkan ke BPMIGAS sebagai bahan penelitian.
 - 4) Pembatalan proses pengadaan yang rencana pengadaannya telah disetujui BPMIGAS, sebelum dilaksanakan harus dilaporkan secara tertulis ke BPMIGAS. BPMIGAS dapat menyatakan ketidaksetujuannya terhadap rencana pembatalan tersebut.

3.6. Minyak dan Gas Bumi

Undang-Undang No. 22 tahun 2001 mendefinisikan minyak bumi sebagai hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa cair atau padat, termasuk aspal, lilin, mineral atau ozokerit, dan bitumen yang diperoleh dari proses penambangan, tetapi tidak termasuk batu bara atau endapan hidrokarbon lain yang berbentuk padat yang diperoleh dari kegiatan yang tidak berkaitan dengan kegiatan usaha minyak dan gas bumi. Sementara, gas bumi merupakan hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari penambangan minyak dan gas bumi.

3.6.1 Minyak Mentah (*Crude Oil*)

Minyak mentah merupakan campuran yang kompleks dari 200 atau lebih bahan organik, hampir semuanya hidrokarbon. Minyak yang berbeda memiliki kombinasi dan konsentrasi yang berbeda dari berbagai bahan organik. API

(*American Petroleum Institute*) *gravity* dari minyak merupakan ukuran dari *specific gravity* atau *density*. Semakin tinggi angka API, yang diekspresikan dalam derajat API, semakin kurang kerapatan minyaknya (lebih ringan, lebih tipis). Sebaliknya, semakin rendah derajat API, semakin padat minyaknya (lebih berat, lebih tebal). Minyak mentah dari lapangan yang berbeda dan formasi yang berbeda dalam satu lapangan dapat memiliki komposisi yang mirip atau berbeda secara signifikan. Sebagai tambahan pada derajat API dan hidrokarbon, karakter minyak mentah juga dipengaruhi elemen-elemen yang tidak diinginkan lainnya seperti sulfur yang harus dihilangkan.

API *gravity* minyak mentah berkisar antara 7 sampai 52 setara dengan 970 kg/m³ sampai dengan 750 kg/m³, tapi kebanyakan berada pada kisaran 20 sampai dengan 45 API *gravity*. Meskipun minyak ringan (memiliki 40-45 derajat API) itu bagus, minyak yang lebih ringan (di atas 45 derajat API) tidak mesti lebih baik untuk pengilangan tertentu. Minyak mentah yang lebih ringan dari 40-45 derajat API memiliki molekul yang lebih pendek atau kurangnya komponen yang berguna sebagai bensin beroktan tinggi dan minyak diesel yang merupakan produksi di mana hampir semua pengilangan coba maksimalkan. Hal yang serupa, minyak lebih berat dari 35 derajat API memiliki molekul yang lebih panjang dan besar yang tidak berguna sebagai bensin oktan tinggi dan minyak diesel tanpa proses lebih lanjut.

Untuk minyak mentah yang telah melalui analisis fisik dan kimia yang detail, API *gravity* dapat digunakan sebagai indeks kasar tentang kualitas minyak dengan komposisi serupa yang terbentuk secara alami (tanpa pengayaan ataupun pencampuran). Ketika minyak dengan jenis dan kualitas yang berbeda dicampur, atau ketika komponen minyak yang berbeda dicampur, API *gravity* hanya berguna sebagai ukuran kepadatan cairan.

3.6.2 Gas Alam

Gas alam yang digunakan oleh konsumen terdiri hampir seluruhnya dari metan. Namun, gas alam yang ditemukan di kepala sumur, meskipun masih terdiri utamanya dari metana, masih belum murni. Gas alam mentah berasal dari tiga jenis sumur yaitu sumur minyak, sumur gas, dan sumur kondensat. Gas alam yang berasal dari sumur minyak dikenal sebagai *associated gas*. Gas tersebut aslinya

dapat terpisah dari minyak dalam formasi (gas bebas), atau larut dalam minyak mentah (*dissolved gas*). Gas alam dari sumur gas dan kondensat, yang mengandung sedikit atau tidak ada minyak, dikenal sebagai non associated gas. Sumur gas umumnya menghasilkan gas alam mentah dengan sendirinya, sementara sumur kondensat menghasilkan gas alam bebas bersamaan dengan kondensat hidrokarbon semi cair. Apapun sumber gas alam, sekali terpisah dari minyak mentah (jika ada) umumnya ada dalam campuran dengan hidrokarbon lainnya, utamanya etana, propana, butana, dan pentana. Sebagai tambahan, gas alam mentah mengandung uap air, hidrogen sulfida (H_2S), karbon dioksida, helium, nitrogen, dan bahan lainnya.

Pemrosesan gas alam terdiri atas pemisahan semua hidrokarbon dan cairan dari gas alam murni untuk menghasilkan gas alam kering dengan *pipeline quality*. Transportasi jalur pipa utama biasanya menerapkan batasan komposisi gas alam yang diijinkan melewati jalur pipa dan mengukur kandungan energi dalam kJ/kg (disebut juga *calorific value* atau *wobbe index*).

3.6.3 Kondensat

Meskipun etana, propana, butana, dan pentana harus dikeluarkan dari gas alam, hal ini tidak berarti mereka produk yang tidak terpakai. Kenyataannya, hidrokarbon ikutan yang dikenal sebagai *natural gas liquid* (NGL) dapat menjadi produk sampingan yang sangat berharga. NGL terdiri dari etana, propana, isobutana, dan bensin alam. NGL tersebut dijual terpisah dan memiliki penggunaan yang beragam, misalnya sebagai bahan baku untuk pengilangan minyak atau pabrik petrokimia sebagai sumber energi dan untuk meningkatkan pengangkutan minyak dari sumur minyak. Kondensat juga berguna sebagai pengencer minyak berat.

3.7. Harga Minyak dan Gas Bumi

Seba (2008) mengemukakan ada lima faktor yang menentukan harga minyak mentah yaitu:

1. Pasar (pasokan dan permintaan)
2. Keandalan (tingkat produksi)
3. Lokasi (transportasi)

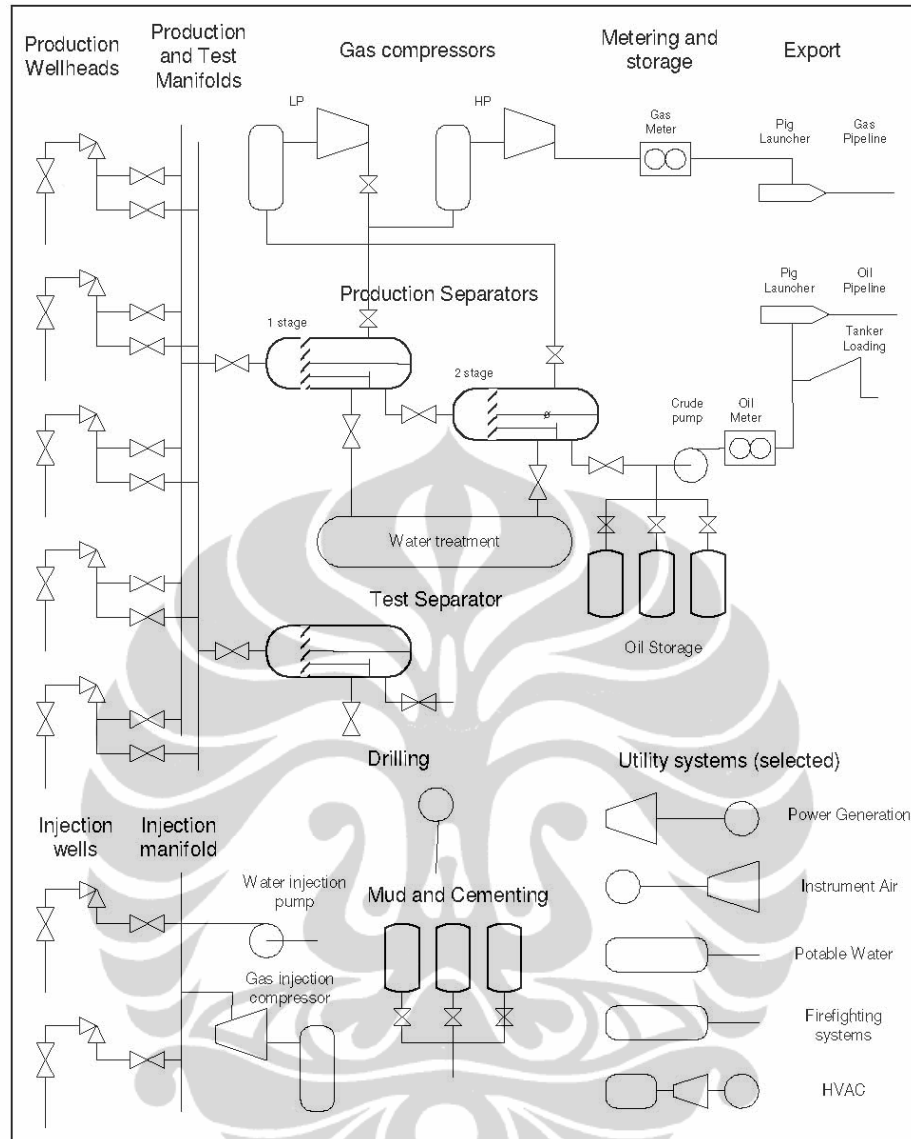
4. Kualitas (biaya pengilangan dan hasilnya)
5. Ketersediaan (cadangan)

Keempat faktor pertama pada daftar di atas memiliki dampak terbesar pada harga minyak mentah saat ini. Cadangan hanya akan berpengaruh pada harga di saat tidak mencukupi untuk mendukung tingkat produksi yang dikehendaki seluruh dunia. Pasokan/permintaan meliputi baik minyak mentah dan produk minyak yang dibuat darinya. Kualitas minyak mentah merefleksikan produk yang dapat dikilang dari suatu minyak mentah tertentu dan biaya pengilangan untuk melakukannya. Lokasi akan menentukan biaya transportasi untuk memindahkan minyak mentah dan/atau produk minyak dari titik produksi/pengilangan ke konsumen. Kehandalan dikendalikan oleh tingkat produksi dan kapasitas produktif, sementara ketersediaan terkait dengan cadangan.

Harga patokan minyak mentah Indonesia menggunakan formula perhitungan *Indonesia Crude Price (ICP)* yang digunakan sebagai dasar monetisasi minyak Indonesia. ICP merupakan harga rata-rata minyak mentah Indonesia yang dipakai sebagai indikator perhitungan bagi hasil minyak. Formula ICP yang saat ini digunakan adalah 50% Platts + 50% RIM. Platts merupakan penyedia jasa informasi energi yang berpusat di Singapura, sedangkan RIM adalah badan independen berpusat di Tokyo dan Singapura yang menyediakan data harga minyak untuk pasar Asia Pasifik dan Timur Tengah. Formula ini digunakan sejak Juli 2007.

3.8. Proses Produksi Minyak dan Gas Bumi

Minyak dan gas bumi saat ini dihasilkan di hampir seluruh bagian dunia, dari sumur kecil milik pribadi dengan produksi 100 barrel per hari sampai sumur dengan produksi 4000 barrel per hari. Dari kedalaman *reservoir* 20 meter sampai dengan sumur berkedalaman 3000 meter dengan kedalaman laut lebih dari 2000 meter. Dari sumur *onshore* bernilai 10.000 dollar sampai pengembangan *offshore* bernilai 10 milyar dollar. Meskipun sangat beragam, banyak bagian dari proses kurang lebih sama secara prinsip.



Gambar 3. 4. Proses Produksi Minyak dan Gas Bumi

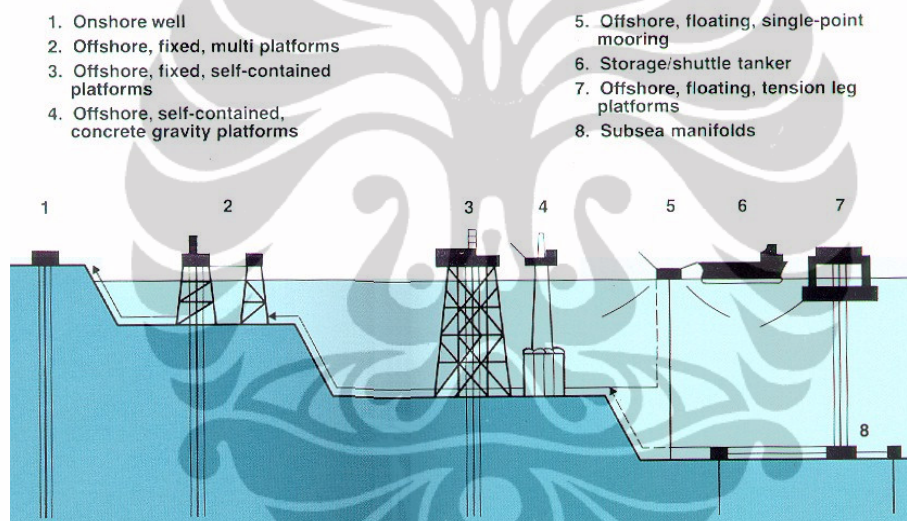
Sumber: Devold (2006)

Gambar 3.4. di atas memberikan gambaran sederhana dari proses produksi minyak dan gas bumi yang umum. Pada sisi kiri, dapat ditemukan kepala sumur (*wellhead*) yang mengalirkan minyak dan gas bumi ke manifold produksi dan tes. Dalam sebuah sistem produksi terdistribusi, hal ini disebut sebagai sistem pengumpul (*gathering system*). Bagian lain dari gambar merupakan proses aktual, terkadang disebut *Gas Oil Separation Plant* (GOSP). Meskipun ada instalasi untuk minyak atau gas yang tersendiri, lebih sering aliran dari sumur terdiri dari serangkaian hidrokarbon mulai dari gas (metana, butana, propana, dan lain-lain),

kondensat (hidrokarbon berkerapatan menengah) sampai minyak mentah. Dengan aliran sumur seperti itu kita juga akan mendapatkan beragam komponen yang tidak diinginkan seperti air, karbon dioksida, garam, sulfur, dan pasir. Manfaat dari GOSP adalah untuk memproses aliran dari sumur menjadi produk bersih yang dapat dipasarkan yaitu minyak, gas alam atau kondensat. Dalam GOSP juga terdapat sejumlah sistem utilitas yang bukan bagian dari proses aktual, namun menyediakan energi, air, udara atau utilitas lainnya bagi GOSP.

3.9. Fasilitas

Gambar 3.5. memberikan gambaran fasilitas-fasilitas produksi yang umumnya terdapat pada operasi produksi minyak dan gas bumi.



Gambar 3. 5. Fasilitas Produksi Minyak dan Gas Bumi

Sumber: Devold (2006)

3.9.1 Onshore

Produksi *onshore* secara ekonomis layak untuk produksi di sepuluh barrel per hari. Minyak dan gas dihasilkan dari jutaan sumur di berbagai penjuru dunia. Sebuah jaringan pengumpul gas bisa sangat besar, dengan produksi dari ratusan sumur yang terletak ratusan kilometer/mil jauhnya, yang dialirkan melalui suatu jaringan pengumpul menuju fasilitas pemrosesan. Beragam cara untuk mengekstraksi minyak, khususnya dari sumur-sumur yang tidak bisa mengalir dengan sendirinya.

3.9.2 Lepas Pantai (*Offshore*)

Fasilitas lepas pantai tergantung pada ukuran dan kedalaman laut dan menggunakan beragam struktur yang berbeda. Tahun-tahun belakangan ini, kita mulai melihat instalasi bawah laut dengan pemipaan multifasa menuju daratan tanpa struktur permukaan laut sama sekali. Menggantikan *wellhead platform*, pemboran berarah digunakan untuk mencapai bagian *reservoir* yang berbeda dari lokasi *wellhead cluster*.

3.10. Kondisi Industri Hulu Migas

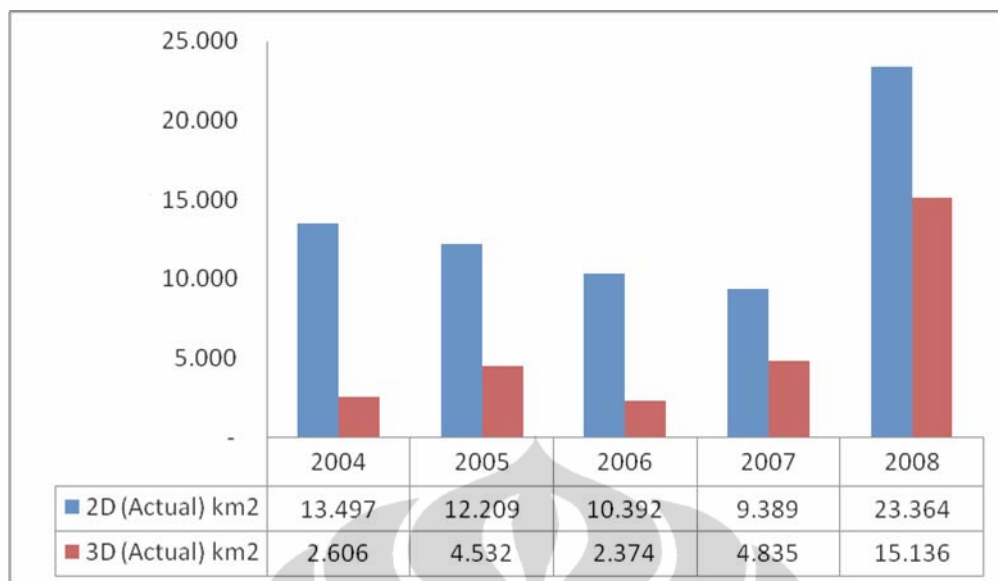
3.10.1. Wilayah Kerja Perminyakan

Setiap tahun pemerintah menyelenggarakan tender wilayah kerja (WK) minyak dan gas bumi untuk mengeksplorasi cekungan-cekungan hidrokarbon di Indonesia. Dari tahun ke tahun, terjadi peningkatan WK yang cukup signifikan di samping juga terjadi terminasi KKS. Dengan penambahan dan terminasi WK migas tersebut, maka jumlah WK migas di Indonesia bertambah dari 167 WK migas pada akhir tahun 2007 menjadi 203 WK di akhir tahun 2008 (terdiri dari 196 WK migas dan 7 WK CBM). Dari jumlah WK tersebut, 64 WK migas merupakan WK produksi dan 12 WK diantaranya masih dalam tahap pengembangan pertama. Sementara 132 WK lainnya masih pada tahap eksplorasi. Daftar wilayah kerja perminyakan dapat dilihat pada Lampiran 2.

Sebagian besar WK baru terletak di wilayah Indonesia bagian tengah dan timur, sehingga kini keberadaan WK lebih merata di seluruh wilayah nusantara. Pola distribusi ini menunjukkan bahwa potensi geologi di Indonesia masih cukup menarik bagi investor dalam dan luar negeri.

3.10.2. Kegiatan Eksplorasi

Kegiatan eksplorasi migas bertujuan mencari, menemukan, dan menambah cadangan baru minyak dan gas bumi. Pelaksanaan kegiatan eksplorasi dilakukan di wilayah kerja yang telah berproduksi maupun yang masih pada tahap eksplorasi. Kegiatan eksplorasi meliputi studi geologi dan geofisika (studi G&G), survei seismik (2D dan/ atau 3D), dan pemboran eksplorasi (taruhan/ wildcat dan sumur delineasi).

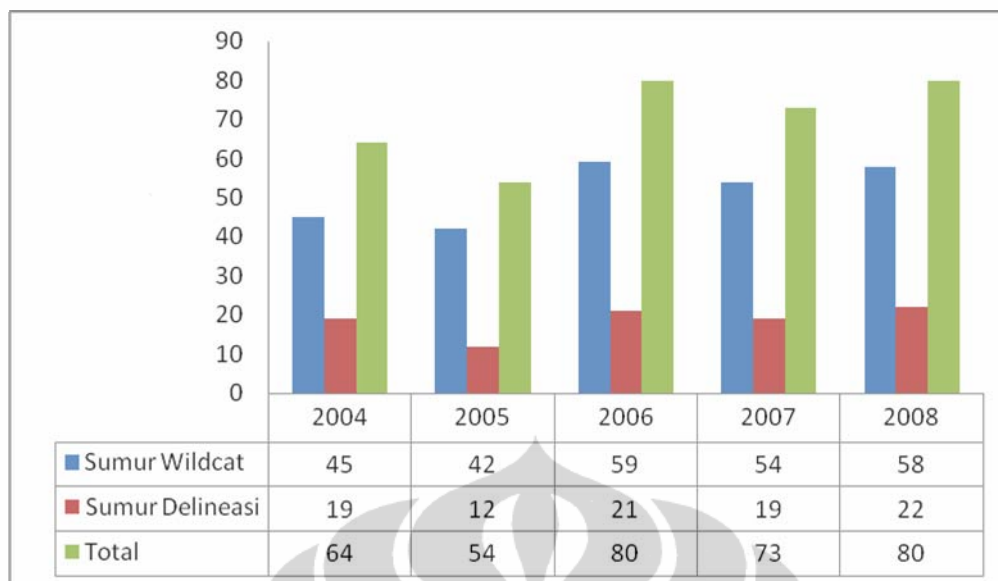


Gambar 3. 6. Perkembangan Survei Seismik Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Sepanjang tahun 2008, telah dilakukan survei seismik 2D sepanjang 23.364 km atau 148 persen dari realisasi survei seismik 2D yang dilaksanakan pada 2007 sepanjang 9.389 km. Sedangkan realisasi survei seismik 3D di tahun 2008 mencapai 15.136 km², meningkat 213 persen dari realisasi program survei seismik 3D di tahun 2007 seluas 4.835 km². Sebagian besar kegiatan survei seismik, baik 2D maupun 3D dilakukan di daerah lepas pantai (*offshore*).

Kendala utama yang dihadapi dalam pelaksanaan program seismik 2D dan 3D adalah kesulitan dalam mendapatkan kapal survei karena peningkatan kebutuhan akibat bertambahnya kegiatan industri hulu migas di seluruh dunia. Sebagian rencana survei seismik dibatalkan karena kenaikan harga sewa peralatan seismik yang sangat signifikan. Kendala lain yang mempengaruhi tingkat realisasi survei seismik tersebut adalah aspek eksternal yang menyangkut perizinan lintasan pada survei daratan dan penggunaan bahan peledak. Sulitnya proses pembebasan atau ganti rugi lahan dan tanaman, serta tumpang tindih dengan kegiatan publik atau usaha lainnya juga turut andil dalam menghambat realisasi program seismik.



Gambar 3. 7. Perkembangan Pemboran Sumur Eksplorasi Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Pemboran sumur eksplorasi pada tahun 2008 dilakukan sebanyak 70 pemboran sumur eksplorasi, terdiri atas 48 sumur *wildcat* dan 22 sumur delineasi. Kegiatan pemboran tersebut berhasil menemukan sumber daya kontigensi pada 34 sumur, yaitu pada 23 sumur taruhan dan 11 sumur delineasi.

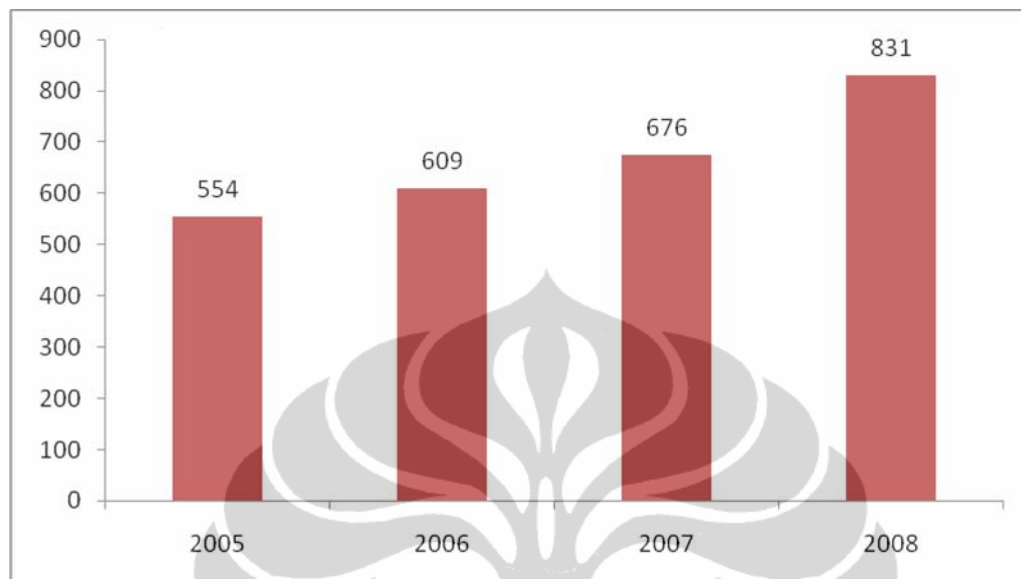
Beberapa hambatan dalam upaya pencapaian target pemboran eksplorasi pada tahun 2008 antara lain disebabkan oleh:

- a) Sulitnya memperoleh rig pemboran yang sesuai dengan spesifikasi yang diperlukan.
- b) Munculnya masalah yang diakibatkan oleh pembebasan lahan dan tumpang tindih lahan antara lain dengan kehutanan, perkebunan, dan pertanian.
- c) Beberapa investor tidak memiliki mitra yang cukup dan masih mencari mitra bisnis.

3.10.3. Kegiatan Eksploitasi

Sepanjang tahun 2008 BPMIGAS, telah menyetujui 35 rencana pengembangan (*plan of development/* POD) yang meliputi 11 lapangan minyak, 6 lapangan gas dan 18 lapangan minyak dan gas. Pada akhir tahun 2008 tercatat 28 lapangan (13 lapangan minyak, 3 lapangan gas dan 12 lapangan minyak dan gas) diantaranya sudah mulai berproduksi. Diperkirakan rata-rata produksi harian

lapangan-lapangan baru ini mencapai 11,2 ribu barel minyak dan 585,4 juta kaki kubik gas.



Gambar 3. 8. Perkembangan Pemboran Pengembangan Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Sepanjang 2008 juga telah dilakukan pemboran pengembangan (eksploitasi) 831 sumur di WK produksi. Tercatat peningkatan sebesar 22,9 persen dibandingkan kegiatan eksploitasi pada tahun 2007. Pemboran pengembangan diperlukan untuk meningkatkan laju produksi atau setidaknya menahan penurunan laju produksi.

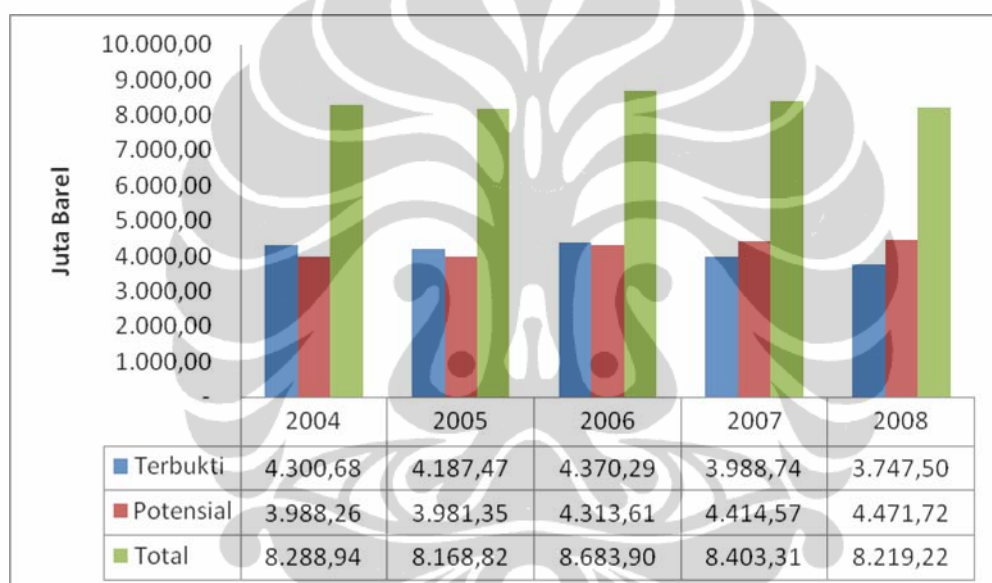
Penyebab hambatan dan keterlambatan realisasi pemboran eksploitasi relatif sama dengan hambatan pemboran eksplorasi, yaitu sulitnya mendapatkan rig pemboran sesuai spesifikasi teknis yang diperlukan.

3.10.4. Cadangan Minyak dan Gas Bumi

Cadangan Minyak

Cadangan minyak bumi Indonesia (3P = *proven, probable* dan *possible*) per 1 Januari tahun 2008 mencapai 8,22 miliar barel atau turun 184 juta barel (2,19 persen) dibanding cadangan tahun 2007 yang volumenya 8,40 miliar barel. Penurunan cadangan minyak ini terjadi karena ada penurunan cadangan terbukti (P1) dari 3,99 miliar barel, menjadi 3,75 miliar barel walaupun pada saat yang sama terjadi kenaikan cadangan potensial dari 4,41 miliar barel menjadi 4,47

miliar barel. Cadangan terbukti (*proven*) merupakan banyaknya minyak yang berdasarkan analisis geologis dan data *engineering* diestimasi dengan tingkat kepastian paling sedikit 90% dapat dikuras secara komersial. Penurunan cadangan terbukti terjadi karena laju pengurasan minyak yang lebih tinggi dari penemuan cadangan terbukti yang baru. Sementara, cadangan potensial terdiri atas cadangan *probable* (tingkat kepastian pengurasan 50%) dan *possible* (tingkat kepastian pengurasan 10%). Kenaikan cadangan potensial terjadi karena adanya penemuan cadangan-cadangan baru dari hasil seismik maupun pemboran eksplorasi, namun secara komersial belum layak dikembangkan.



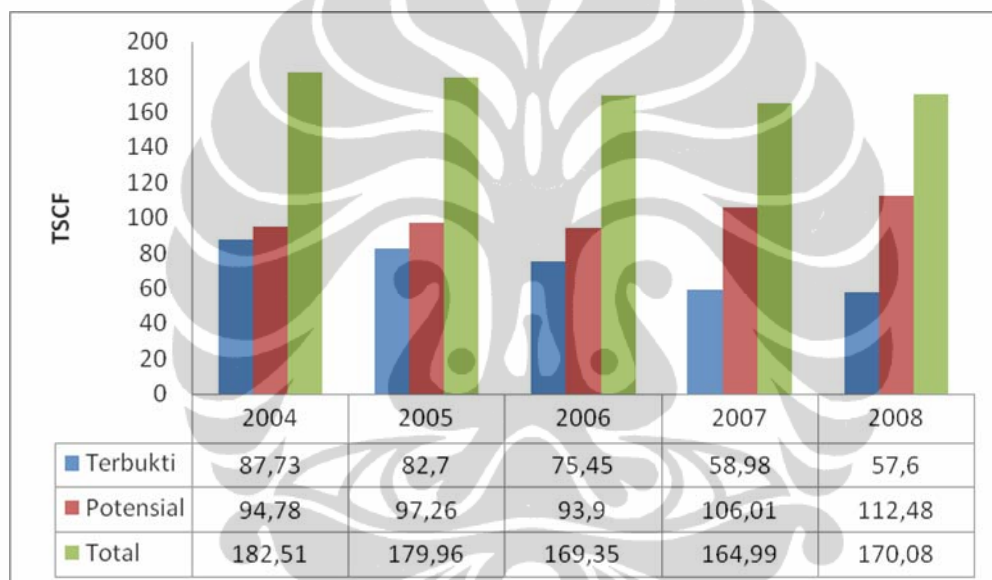
Gambar 3. 9. Perkembangan Cadangan Minyak Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Dengan asumsi kegiatan eksplorasi pada tahun 2008 tidak menyebabkan adanya penambahan cadangan baru, maka cadangan terbukti sebesar 3,75 miliar barel tersebut diprediksikan dapat mencukupi kebutuhan (dinyatakan sebagai *Reserve to Production Ratio*, R/P) selama 10,8 tahun. Perhitungan tersebut didasarkan pada angka tingkat produksi saat ini yang besarnya sekitar 954 ribu barel per hari. Bila cadangan potensial diperhitungkan, maka *reserve to production ratio* diperkirakan dapat mencapai 23,6 tahun.

Cadangan Gas Bumi

Cadangan gas bumi (3P) per 1 Januari 2008 adalah 170,08 triliun standar kaki kubik (Tscf) atau 3,08 persen lebih besar dibandingkan cadangan gas pada 1 Januari 2007 yang volumenya 164,99 Tscf. Dengan asumsi tingkat produksi saat ini yakni 7.344 MMSCFD, maka cadangan terbukti tersebut diproyeksikan bisa mencukupi kebutuhan sekitar 42 tahun. Prospek pertumbuhan cadangan terbukti gas ke depan masih tetap cerah mengingat cadangan potensial yang tersedia cukup besar, yaitu 57,6 Tscf, selain adanya kemungkinan tambahan penemuan baru dari hasil kegiatan eksplorasi di masa mendatang.



Gambar 3. 10. Perkembangan Cadangan Gas Bumi Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

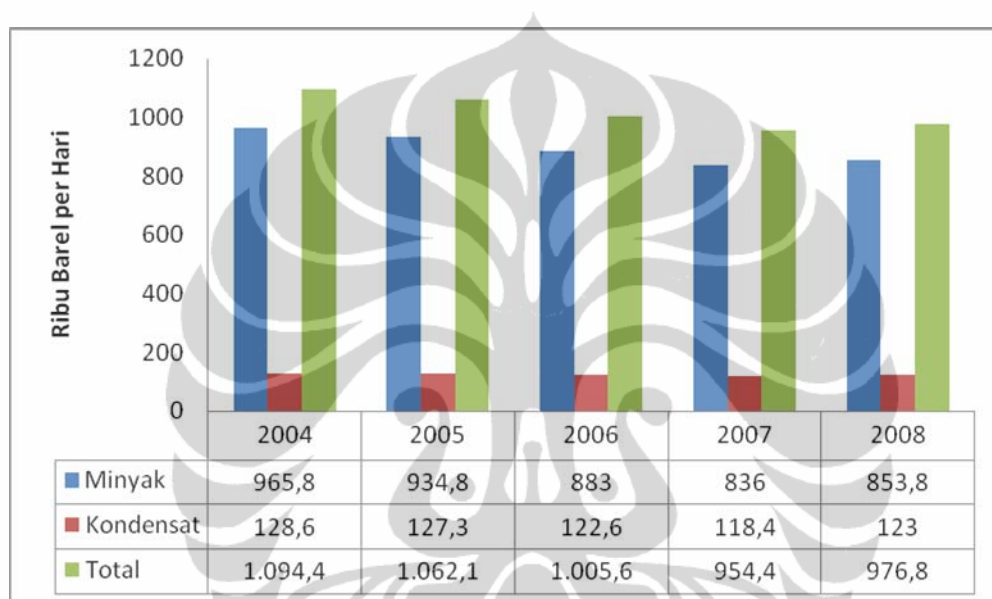
3.10.5. Produksi Minyak dan gas Bumi

Minyak dan Kondensat

Produksi harian minyak dan kondensat pada tahun 2008 sangat fluktuatif. Sampai akhir Desember 2008 tingkat produksi tertinggi yang pernah dicapai adalah 1,1 juta barel per hari dengan tingkat produksi terendah sebesar 960 ribu barel per hari. Rata-rata produksi harian minyak bumi dan kondensat sejak Januari hingga akhir Desember sebesar 967.778 barel per hari (bopd), atau 99,96 persen dari target yang ditetapkan dalam APBN-P 2008 sebesar 977.000 bopd.

Pencapaian produksi tahun 2008 lebih tinggi dibandingkan produksi tahun 2007 sebesar 954.400 bopd (Gambar 4.1).

Realisasi produksi tahun 2008 memperlihatkan kecenderungan peningkatan produksi (*production incline*) sekitar 2,4 persen. Peningkatan produksi minyak ini baru pertama kali terjadi dalam kurun waktu 10 tahun terakhir, dimana realisasi produksi biasanya menunjukkan kecenderungan menurun.

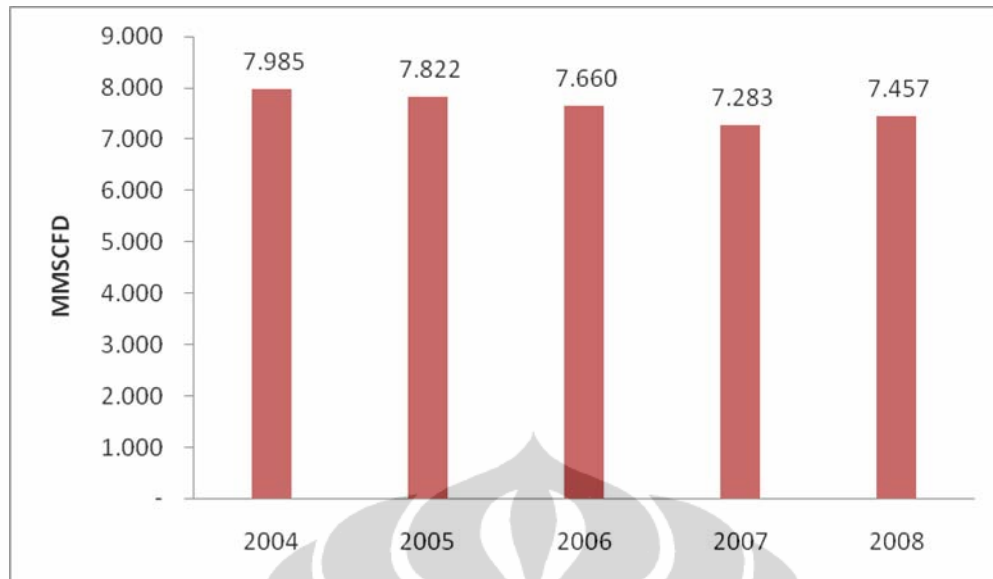


Gambar 3. 11. Perkembangan Produksi Minyak Mentah dan Kondensat Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Gas Bumi

Produksi harian gas bumi periode Januari hingga akhir Desember 2008 berfluktuasi, rata-rata sebesar 7.457 MMSCFD. Tingkat produksi tertinggi adalah 7.657 MMSCFD dengan tingkat produksi terendah sebesar 7.400 MMSCFD. Realisasi rata-rata harian tersebut lebih rendah 3,8 persen dari target yang ditetapkan pada *work program and budget* (WP&B) 2008 sebesar 7.757 MMSCFD. Namun bila dibandingkan dengan realisasi produksi tahun 2007 sekitar 7.283 MMSCFD, maka pencapaian tahun 2008 relatif lebih tinggi atau meningkat 2,4 persen (Gambar 4.2).



Gambar 3. 12. Perkembangan Produksi Gas Bumi Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Komersialisasi Gas Indonesia

Pada tahun 2008, total *lifting* (pengiriman) gas bumi Indonesia sebesar 2.439,09 TBTU. Dari sejumlah gas yang diangkat, sebanyak 1.061,72 TBTU (44 persen) diantaranya digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik, sedangkan sisanya sebesar 1.377,37 TBTU (56 persen) diekspor melalui pipa atau dipasarkan dalam bentuk LNG.

Gas Domestik

Gas bumi yang dialokasikan untuk memenuhi kebutuhan domestik, digunakan oleh pembangkit listrik sebesar 607,8 MMBTUD (22,5 persen), PGN 1.124,6 MMBTUD (41,5 persen), pupuk 481,82 MMBTUD (17,5 persen), petrokimia 200,88 MMBTUD (7,5 persen) dan pemanfaatan untuk industri lain sebesar 299,08 MMBTUD (11 persen). Sementara sebanyak 759,55 MMBTUD (11 persen) dimanfaatkan oleh Kontraktor KKS untuk berbagai kebutuhan, seperti bahan bakar, injeksi dan gas lift.

Untuk meningkatkan pemanfaatan gas, sepanjang tahun 2008 juga telah dilakukan penandatanganan 17 kesepakatan jual beli gas bumi, terdiri atas 6 (enam) kontrak Jual Beli Gas, 2 (dua) Amandemen Kontrak Jual Beli Gas, 1 (satu) *Memorandum of Understanding* 4 (empat) *Head of Agreement* dan 3 (tiga) *short term interruptable* jual beli gas.

Volume gas yang terkontrak sebesar 1.234,57 TBTU dengan nilai US\$ 2,56 miliar. Pencapaian tahun 2008 ini relatif lebih kecil dibandingkan pencapaian kontrak gas di tahun 2007 yaitu sebesar 3.690 TBTU dengan nilai US\$ 14,6 miliar. Namun komitmen suplai gas ke pasar domestik pada tahun 2008 tersebut secara langsung akan mengurangi konsumsi bahan bakar minyak yang digunakan oleh sektor pembangkit listrik dan industri sekitar 2.072,61 juta barel.

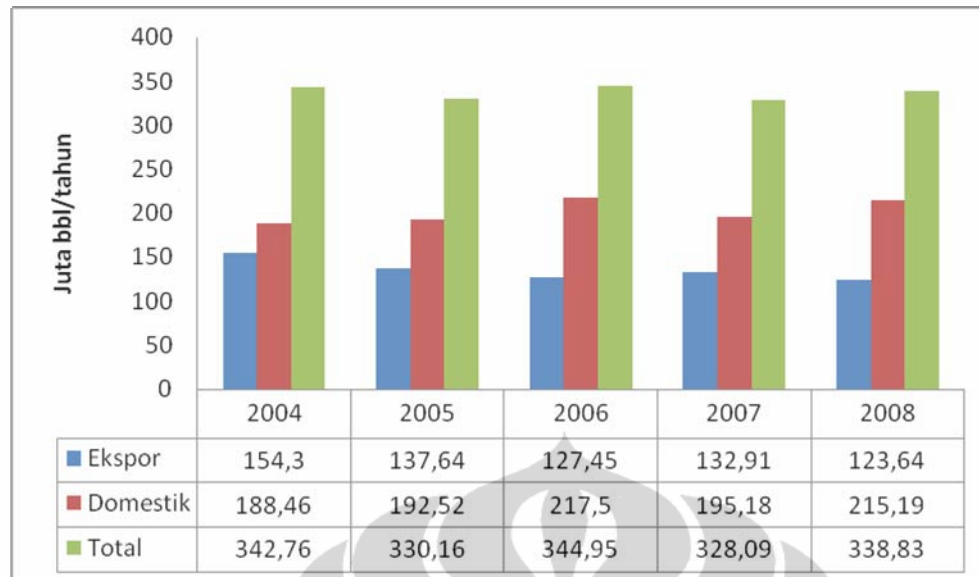
Ekspor Gas Bumi

Gas bumi yang diekspor dalam bentuk LNG sebesar 951,78 TBTU atau 84 persen dari seluruh gas yang diekspor. Volume sebesar itu merupakan hasil olahan Kilang Arun sebesar 60,58 TBTU dan kilang Bontang sebesar 791,2 TBTU. Selanjutnya LNG dikirimkan ke negara-negara pembeli yaitu Jepang, Korea Selatan, dan Taiwan.

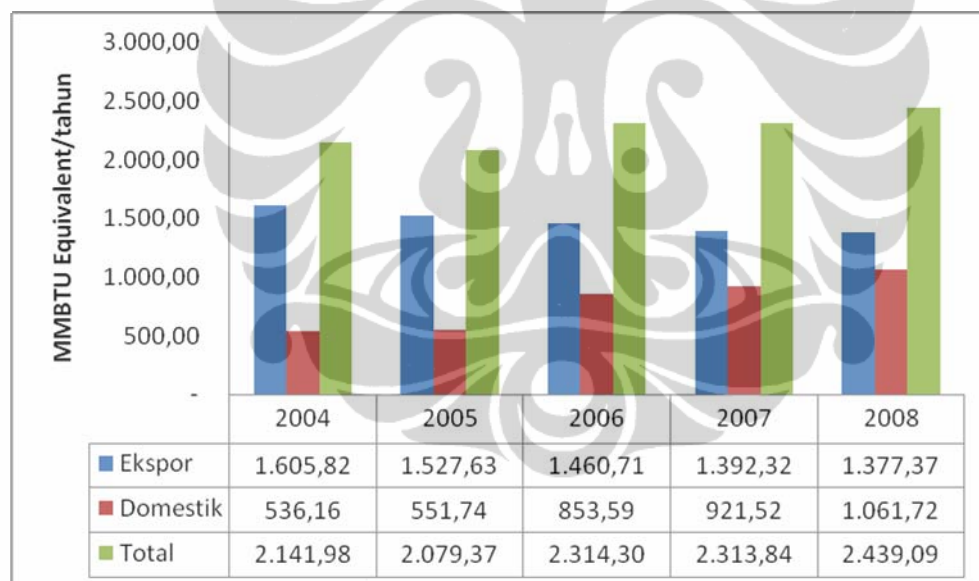
Sementara gas bumi yang diekspor melalui pipa sebesar 177,7 TBTU atau 16 persen dari seluruh gas yang diekspor. Gas bumi yang dijual melalui pipa ini berasal dari lapangan-lapangan gas *offshore* daerah Natuna Barat dan lapangan-lapangan *onshore* di daerah Jambi dan Sumatera Selatan. Negara konsumen gas pipa adalah Singapura dan Malaysia.

3.10.6. Lifting Minyak dan Gas Bumi

Realisasi *lifting* minyak Indonesia pada tahun 2008 mencapai 338,83 juta barel atau rata-rata 925.760 bopd, atau meningkat 2,9 persen dibandingkan *lifting* minyak pada tahun 2007 sebesar 898.870 bopd. Peningkatan ini merupakan hasil dari upaya peningkatan koordinasi antara BPMIGAS, Pertamina, dan pihak-pihak terkait lainnya. Sementara itu *lifting* gas bumi Indonesia pada tahun 2008 adalah sebesar 2.439,09 MMBTU meningkat 5,4 persen dibandingkan *lifting* pada tahun 2007 sebesar 2.312,84 MMBTU ekuivalen.

Gambar 3. 13. Perkembangan *Lifting* Minyak Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

Gambar 3. 14. Perkembangan *Lifting* Gas Bumi Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

3.10.7. *Investasi*

Belanja di kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi di Indonesia pada tahun 2008 tercatat sebesar US\$ 12,09 miliar. Sebagian besar diantaranya, yaitu sebesar US\$ 10,61 miliar, digunakan untuk membiayai kegiatan di wilayah kerja

produksi. Realisasi belanja tahun 2008 meningkat 7,4 persen dibandingkan pengeluaran tahun 2007.

Kenaikan investasi juga disebabkan oleh kondisi lapangan-lapangan produksi Indonesia yang sebagian besar telah semakin tua, sehingga usaha untuk mempertahankan produksi atau untuk menahan laju penurunan produksi membutuhkan teknologi dan peralatan tambahan. Kecenderungan peningkatan biaya operasi industri hulu migas juga terjadi di negara lain. Namun beberapa kajian memperlihatkan peningkatan biaya-biaya yang terjadi di Indonesia lebih rendah dari peningkatan rata-rata biaya dunia.

3.10.8. Penerimaan Negara

Penerimaan bagian negara dari kegiatan usaha hulu migas pada tahun 2008 diperkirakan US\$ 35,30 miliar atau lebih tinggi 48,3 persen dibanding penerimaan tahun 2007 sebesar US\$ 23,79 miliar. Rincian penerimaan negara dari minyak dan kondensat sebesar US\$ 23,01 miliar dan dari gas sebesar US\$ 12,92 miliar. Dibandingkan dengan penerimaan negara pada tahun 2007, penerimaan negara dari minyak dan kondensat pada tahun 2008 meningkat 47,6 persen, sementara penerimaan negara dari gas meningkat 49,9 persen.

Sejak tahun 2004 hingga 2008, penerimaan negara dari kegiatan usaha hulu migas meningkat rata-rata 21,75 persen per tahun. Faktor utama yang menyebabkan peningkatan adalah kenaikan harga minyak dunia dan pencapaian produksi/*lifting*. Sebagai contoh, pada kuartal pertama hingga ketiga tahun 2008 harga minyak di pasar dunia meningkat tajam, bahkan menyentuh titik tertinggi sepanjang sejarah yaitu di atas US\$ 140 per barel. Keadaan pasar dunia ini menyebabkan harga rata-rata *Indonesia Crude Price (ICP)* pada tahun 2008 berada pada kisaran US\$ 92 per barel.

3.10.9. Cost Recovery

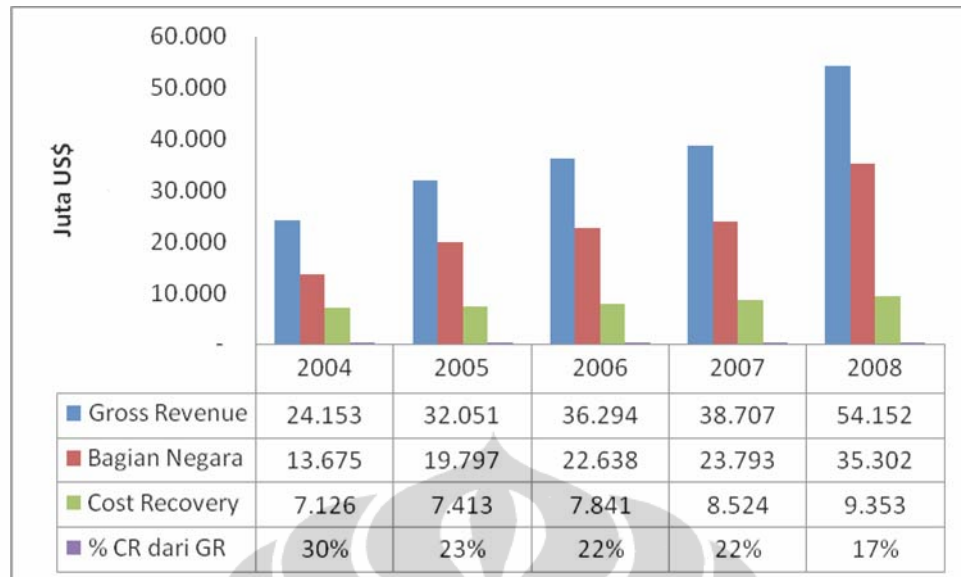
Cost recovery merupakan pengembalian investasi yang telah dikeluarkan Kontraktor KKS. *Cost recovery* diambil dari hasil produksi migas dari wilayah kerja pertambangan yang bersangkutan. Dari tahun ke tahun, *cost recovery* menunjukkan kecenderungan peningkatan yang signifikan. Peningkatan nilai *cost recovery* ini juga menggambarkan realisasi investasi industri hulu migas di Indonesia mengalami peningkatan yang cukup menggembirakan. Pada tahun 2004

biaya sebagai *cost recovery* oleh Kontraktor KKS sekitar US\$7.126 juta, sedangkan pada tahun 2008 nilainya meningkat menjadi US\$9.353 juta. Artinya selama lima tahun terakhir realisasi investasi industri hulu migas telah mengalami peningkatan sebesar 31,2 persen.

Penyebab peningkatan *cost recovery* adalah sebagai berikut:

1. Sebagian besar lapangan produksi minyak Indonesia adalah lapangan tua yang produksinya sudah menurun. Dibutuhkan investasi tambahan untuk mengadakan alat produksi dan teknologi baru guna mempertahankan atau meningkatkan produksi sumur-sumur tersebut.
2. Kenaikan harga minyak mengakibatkan ketatnya kompetisi pada pengadaan barang dan jasa industri hulu migas di seluruh dunia. Akibatnya harga sewa alat-alat penunjang eksplorasi dan produksi migas meningkat tajam.
3. Depresiasi dari investasi pada pengembangan lapangan-lapangan baru.
4. Harga minyak yang tinggi membuat pemerintah cenderung membayar *cost recovery* pada tahun berjalan dan biaya-biaya lain yang sebelumnya tertunda (*unrecovered cost*). Akibatnya, pengembalian biaya pada tahun 2008 menjadi lebih besar dibandingkan tahun-tahun sebelumnya.
5. Sebagian besar lapangan yang dikembangkan memiliki cadangan kecil sehingga biaya pengembangan per unit menjadi tinggi.
6. Peningkatan kegiatan eksplorasi untuk mencari cadangan minyak dan gas baru.

Walaupun nilai *cost recovery* meningkat namun keuntungan pemerintah dari kegiatan industri hulu migas mengalami peningkatan yang lebih besar. Pada tahun 2003 penerimaan negara sebesar US\$ 10.845 juta, dan penerimaan tahun 2008 sebesar US\$ 35.302 juta, meningkat lebih dari tiga kali lipat. Sebaliknya, persentase *cost recovery* terhadap total pendapatan sektor hulu migas sebesar 30 persen tetapi pada tahun 2008 besarnya turun menjadi sekitar 17 persen.



Gambar 3. 15. Pendapatan dan Biaya Industri Hulu Migas Indonesia

Sumber: BPMIGAS, 2009

3.10.10. Pemanfaatan Barang dan Jasa Dalam Negeri

Sejauh ini pemerintah mengharuskan pengadaan barang dan jasa bagi kegiatan Kontraktor KKS hanya boleh dilakukan oleh perusahaan nasional atau pihak lain yang bermitra dengan perusahaan nasional penyedia barang dan jasa. Iklim demikian diharapkan dapat meningkatkan kemampuan teknis pengusaha nasional sehingga dapat bersaing dengan pengusaha sejenis pada tingkat internasional.

Dalam rangka memenuhi amanat Undang-Undang Migas, BPMIGAS bersama para Kontraktor KKS juga berhasil meningkatkan pemanfaatan kompetensi dan produksi dalam negeri. Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) pada kontrak-kontrak pengadaan barang dan jasa untuk mendukung kegiatan usaha hulu migas selama tahun 2008 mencapai US\$ 2,3 miliar, setara 58 persen dari total komitmen kontrak barang dan jasa. Produksi dalam negeri yang dimanfaatkan terdiri dari unsur barang senilai US\$ 0,6 miliar (30 persen), dan unsur jasa bernilai US\$ 1,7 miliar (70 persen).

Realisasi TKDN pada kontrak pengadaan barang dan jasa tahun 2008 tersebut meningkat 54,48 persen dari pencapaian tahun 2007. Realisasi TKDN tahun 2008 juga melampaui target yang ditetapkan dalam blue print BPMIGAS

yang mengharuskan TKDN pada usaha hulu migas tahun 2010 mencapai 55 persen.

Sejak pertengahan tahun 2008 BPMIGAS mulai meningkatkan efisiensi biaya operasi dengan menggabungkan kontrak transportasi dan *shorebase* bagi Kontraktor KKS yang memiliki wilayah operasi berdekatan. Proyek percontohan dilakukan di Jawa Tmur. Pada tahap awal, kegiatan tersebut menimbulkan penghematan biaya operasi sekitar US\$ 20 juta. Langkah serupa kemudian dilakukan di wilayah Kalimantan Tmur dengan cara menggabungkan kontrak transportasi dan *rig*, sehingga diperoleh penghematan uang negara sebesar US\$ 30 juta.

