

BAB II

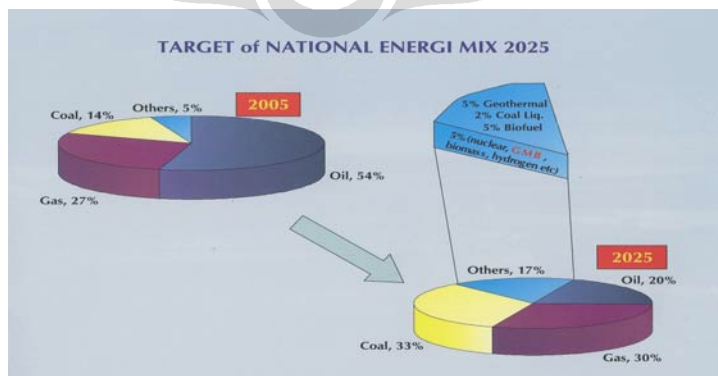
LANDASAN TEORI

Pada bab ini akan dijelaskan beberapa informasi atau teori yang berkaitan dengan pengembangan Gas Metana-B.

2.1. KEBUTUHAN ENERGI NASIONAL

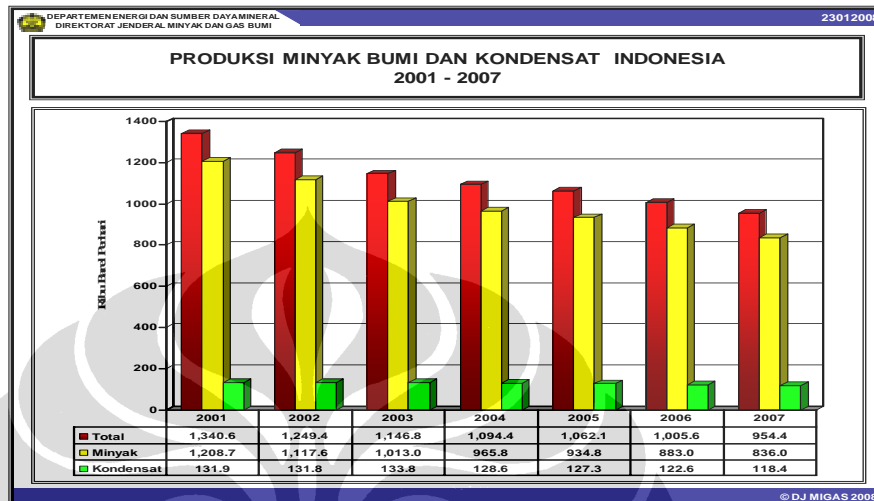
Sejalan dengan kebijakan pemerintah dalam menghapus subsidi bahan bakar minyak dan listrik yang dilakukan sejak akhir tahun 2000, komposisi pemakaian energi nasional didalam perencanaannya akan berubah dan kebijakan ini akan dilanjutkan untuk menurunkan pemakaian bahan bakar minyak.

Berdasarkan Laporan Ditjen. Migas tahun 2005 mengenai *Blue Print*, Komposisi Pemakaian Energi Nasional seperti terlihat pada Gambar 2.1. menunjukkan bahwa komposisi pemakaian energi nasional akan lebih seimbang pada tahun 2025. Pada kurun waktu tahun 2005-2025, pemakaian batubara dan gas bumi terus meningkat sepanjang kurun waktu tersebut seiring dengan berkurangnya pemakaian bahan bakar minyak. Pada tahun 2025 pemakaian minyak bumi, gas bumi, batubara dan energi lainnya adalah 54%, 27%, 14% dan 5% dari total pemakaian energi nasional. Pemerintah merencanakan komposisi tersebut seimbang menjadi 20%, 30%, 33% dan 17% pada tahun 2025. Gas Metana-B diharapkan akan menambah kurang dari 5% terhadap komposisi pemakaian energi nasional.



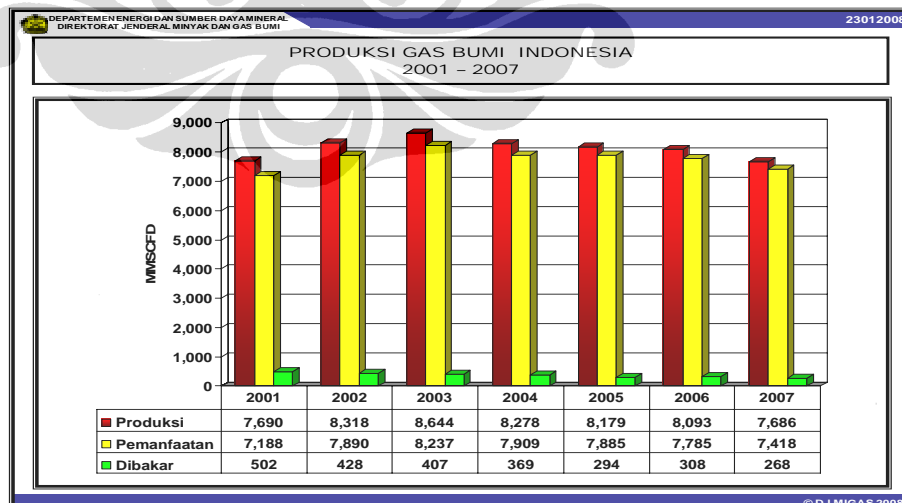
Gambar 2.1. Rencana pemakaian energi nasional 2005-2025 [2]

Produksi Minyak Bumi dan Kondensat Indonesia seperti terlihat pada Gambar 2.2., sedangkan Produksi Gas Bumi Indonesia seperti terlihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.2. Produksi Minyak Bumi dan Kondensat Indonesia [2]

Penambahan kurang dari 5% terhadap energi gas bumi dari Gas Metana-B diharapkan akan menambah produksi gas bumi terutama untuk keperluan domestik. Kondisi produksi gas bumi Indonesia seperti terlihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3. Produksi Gas Bumi Indonesia [2]

Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan kebijakan energi nasional sebagai *blue print* bagi penggunaan berbagai macam energi pada tahun 2025 untuk mengamankan pasokan energi bagi kebutuhan domestik. Kebijakan tersebut ditujukan untuk mengurangi konsumsi minyak mentah Indonesia hingga 20%, dan mendorong penggunaan gas alam hingga 30% dan batubara hingga 33% pada tahun 2025.

Kebijakan tersebut mendorong penggunaan sumber-sumber energi alternative bagi kebutuhan domestik sebanyak 17%, yaitu masing-masing 5% untuk biofuel dan geothermal, 5% untuk sumber energi baru dan terbarukan. Gas Metana-B termasuk dalam energi baru dan terbarukan dan diharapkan dapat memasok sekitar 1 – 2% dari total kebutuhan energi pada tahun 2025. Gas Metana-B akan memasok konsumsi domestic : [8]

1. Jangka Pendek (tahun 2010)

Skala kecil (*pilot project*) meliputi kebutuhan rumah tangga, pembangkit listrik, dan non perkotaan

2. Jangka Menengah (tahun 2014)

Pabrik baja, pembangkit listrik, dan bahan bakar transportasi

3. Jangka Panjang (> 2020)

Sebagai cadangan distribusi gas dari Kalimantan Timur ke Jawa.

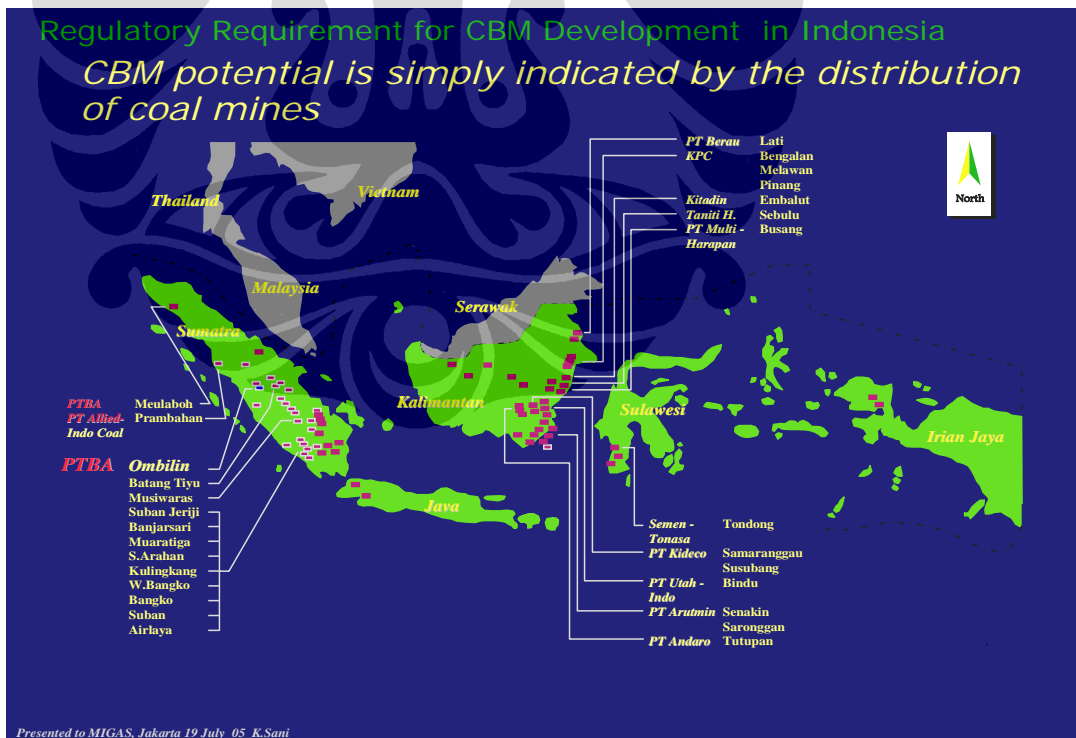
2.2. GAS METANA-B DI INDONESIA

Gas Metana-B adalah gas bumi yang diproduksi dari batubara yang terbentuk dan tersimpan dalam *reservoir* batubara. Sedangkan gas bumi yang kita kenal saat ini, diproduksi dari *reservoir* selain batubara (pasir dan karbonat).

Potensi seperti telah disebutkan pada latar belakang, pada umumnya hanya terletak di pulau Sumatera dan Kalimantan, sisanya tersebar di pulau Jawa dan sedikit di Sulawesi (Cekungan Sengkang).



Gambar 2.4. Sumberdaya Gas Metana-B di Indonesia [1]



Gambar 2.5. Distribusi Tambang Batubara [1].

Tabel 2.1. Sumberdaya Gas Metana-B di Indonesia [4]

	Basin	Province	Target Formation	Completeable Coal Thickness	Coal Rank	Avg Depth	High-Graded Area	CBM Resources	
								Completeable	Concentration
				(m)	(R _o %)	(m)	(km ²)	(Tcf)	(Bcf/mi ²)
1	S. Sumatra	Sumatra	M. Enim	37	0.47	762	7.350	183.0	24.9
2	Barito	Kalimantan	Warukin	26	0.45	915	6.330	101.6	16.0
3	Kutei	Kalimantan	Prangkat	21	0.50	915	6.100	60.4	13.2
4	C. Sumatra	Sumatra	Petani	15	0.40	762	5.150	52.5	10.2
5	N. Tarakan	Kalimantan	Tabul	15	0.46	701	2.734	17.5	6.4
6	Berau	Kalimantan	Latih	24	0.45	671	780	6.4	10.8
7	Ombilin	Sumatra	Sawaht	24	0.80	762	47	0.5	10.7
8	Pasir/Asem	Kalimantan	Warukin	15	0.45	701	386	3.0	7.9
9	NW Java	Java	T. Alar	6	0.70	1524	100	0.8	7.6
10	Sulawesi	Sulawesi	Toraja	6	0.55	610	500	2.0	4.0
11	Bengkulu	Sumatra	Lemau	12	0.40	610	772	3.6	4.7
	Total						30.248	453.3	15.0

Pada Gambar 2.4. menunjukkan basin GMB di Indonesia dan Gambar 2.5. menunjukkan distribusi tambang batubara, sedangkan Tabel 2.1. Sumberdaya Gas Metana-B di Indonesia, dimana basin berskala besar berada di Sumatera Selatan, Barito, Kutai, dan Sumatera Tengah, sedangkan yang berskala menengah termasuk Tarakan Utara, Berau, Ombilin, Pasir/Asem-Asem, dan Jatibarang. Basin yang berada di Sulawesi Selatan, Irian Jaya, dan Bengkulu juga terdapat batubara, namun potensinya termasuk kecil.

Berdasarkan pengalaman negara-negara yang sudah mengembangkan Gas Metana-B bahwa faktor perolehan pada pengembangan dapat mencapai angka antara 20-40%, sehingga peran Gas Metana-B tersebut dalam menggantikan ketergantungan negara pada minyak bumi akan semakin besar.

2.2.1. Gas Metana-B di Wilayah Sumatera Selatan dan sekitarnya

Di daerah Sumatera terdapat 4 (empat) daerah penghasil batubara, yaitu : Sumatera Selatan (Formasi Muara Enim), Sumatera Tengah (Formasi Petani), Ombilin (Sawah) dan Bengkulu (Lemau). Pada penelitian ini diambil wilayah Sumatera Selatan karena memiliki sumberdaya batubara cukup besar yaitu 183 TCF.

Adapun kualitas batubara di daerah Sumatera Selatan, seperti tertera pada Tabel 2.2. berikut : [10]

Tabel 2.2. Kualitas batubara di wilayah Sumatera Selatan

Kualitas	Nilai	Satuan
Total Moisture	55	%
Inherent	15	%
Ash	10	%
Volatile Matter	50	%
Total Sulphure	0,4	%
Calorific Value	5500	Cal/gram

Parameter penting lainnya adalah, *Rank* : Ro 0,55%-2%, kandungan metan sangat tinggi, *cleat spacing* lebih rendah, kandungan *moisture* paling rendah dan memiliki batubara lebih baik dengan kandungan *ash* rendah.

Sebagai perbandingan, untuk karakteristik batubara di Indonesia, memiliki *Rank* : sebagian besar *sub bituminous* ke batubara *vol. bituminous* tinggi. *Maceral Composition* : *Vitrinite dominated* (90%), sebagian besar terbentuk dari *detrovitrinite*. *Impurities/ash content* : sangat rendah karena sebagian besar terbentuk dari *domed ombrogenous peat mire*.

2.2.2. Gas Metana-B di Wilayah Kalimantan Timur dan sekitarnya

Di daerah Kalimantan terdapat 5 (lima) daerah penghasil batubara, yaitu : Barito (Formasi Warukin), Kutai (Formasi Prangat), North Tarakan (Formasi Tabul), Berau (Formasi Latih) dan Pasir/Asem (Formasi Warukin). Pada penelitian ini diambil wilayah Kutai (Kalimantan Timur) dengan potensi sumber daya batubara sekitar 80,4 TCF.

Adapun kualitas batubara di daerah Kutai (Kalimantan Timur), seperti tertera pada Tabel 2.3 berikut : [9]

Tabel 2.3. Kualitas batubara di wilayah Kalimantan Timur

Kualitas	Nilai	Satuan
Moisture	2,21 – 2,30	%
Inherent	-	%
Ash	1,67 – 74,68	%
Volatile Matter	14,67 – 44,94	%
Total Sulphure	-	%
Calorific Value	-	Cal/gram

2.3. DASAR HUKUM PENGUSAHAAN GAS METANA-B DI INDONESIA

Secara rinci dasar-dasar hukum tersebut dibawah ini akan digunakan sebagai acuan dalam pengusahaan Gas Metana-B. [8]

2.3.1. Regulasi Pengusahaan Gas Metana-B

Peraturan pokok dalam pengusahaan Gas Metana-B terdiri atas :

- Undang-undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi sebagaimana telah berubah dengan Putusan Mahkamah Konstitusi No. 002/PUU-I/2003 tanggal 21 Desember 2004
- Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah No. 34 Tahun 2005
- Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No. 1669 Tahun 1998 tentang Pelaksanaan Pengembangan Gas Metana-B
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 040 Tahun 2006 tentang Tatacara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 033 Tahun 2006 tentang Pengusahaan Gas Metana-B

2.3.2. Pembinaan dan Pengawasan Pengusahaan Gas Metana-B

Beberapa aturan pokok mengenai pembinaan dan pengawasan pengusahaan Gas Metana-B adalah sebagai berikut : [8]

- Pengusahaan Gas Metana-B tunduk dan berlaku ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi
- Pembinaan dan pengawasan, serta penatausahaan pengusahaan Gas Metana-B dipusatkan pada Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi
- Pengawasan (pengendalian) atas pelaksanaan Kontrak Kerja Sama pengusahaan Gas Metana-B dilakukan oleh BPMIGAS (UU No. 22/2001 Pasal 6 ayat 2).

2.3.3. Pengusahaan Gas Metana-B Tunduk Kepada Regime Migas

- Kepmen 1669 Tahun 1998 Pasal 2 : Pengaturan hukum Gas Metana-B tunduk dan berlaku peraturan perundang-undangan di bidang pertambangan minyak dan gas bumi
- Permen No. 033 Tahun 2006 Pasal 3 ayat 1 : Pengusahaan Gas Metana-B tunduk dan berlaku ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi.

2.3.4. Wilayah Kerja Gas Metana-B

Sesuai dengan Permen No. 033 Tahun 2006, Wilayah Kerja Gas Metana-B adalah daerah tertentu yang diberikan kepada Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap di dalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia untuk melaksanakan pengusahaan Gas Metana-B [8]

Wilayah Kerja Gas Metana-B berasal dari :

- Wilayah Terbuka
- Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi
- Wilayah Pertambangan Batubara :
 - o Kuasa Pertambangan (KP) Batubara
 - o Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara (PKP2B)
- Wilayah Tumpang Tindih antara Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi dan Wilayah Pertambangan Batubara.

2.4. PENGEMBANGAN GAS METANA - B DI INDONESIA

Bentuk kontrak yang telah ditetapkan adalah bentuk kontrak konvensional perusahaan minyak dan gas bumi berdasarkan atas UU No. 22/2001 tentang Migas, dimana diatur bahwa periode kontrak 30 tahun, dan memungkinkan perpanjangan 20 tahun. Periode eksplorasi selama 6 tahun, serta perpanjangan kontrak selama 4 tahun dapat dilakukan satu kali. Hak pemerintah untuk menggunakan 25% produksi tahunan bagi pemenuhan kebutuhan domestik akan gas alam (*DMO* atau *Domestic Market Obligation*).

Masalah yang mungkin timbul dalam pengembangan Gas Metana-B di Indonesia adalah implementasi mengenai kegiatan operasi lapangan. Salah satu masalahnya adalah tumpang tindih perusahaan tersebut, saat ini telah diatur oleh pemerintah yang tertuang dalam Peraturan Menteri ESDM No. 33 Tahun 2006. Dalam peraturan itu disebutkan bahwa prioritas perusahaan pertama kali akan diberikan kepada pemegang hak eksplorasi dan eksploitasi, baik migas maupun pertambangan batubara, dimana cadangan Gas Metana-B itu berada. Dalam peraturan itu juga diatur masalah perusahaan cadangan Gas Metana-B yang terletak di wilayah tumpang tindih, yaitu wilayah dimana terdapat wilayah yang bertumpang tindih antara wilayah kerja migas dengan wilayah kerja batubara.

Pemerintah berusaha mendapatkan pendapatan sebanyak-banyaknya bagi perekonomian Negara sedangkan Pengusaha akan menitikberatkan pertimbangan pada ketentuan dan syarat kontrak bersama-sama dengan faktor-faktor lainnya seperti potensi cadangan, pasar, dan *fiscal regime*.

Berdasarkan pertimbangan tersebut, pengusaha tentunya akan berani melakukan investasi apabila potensi-potensi yang ada akan sangat kompetitif untuk dikembangkan dan memberikan keuntungan sesuai dengan resiko yang akan diambil. Keekonomian pengembangan Gas Metana-B termasuk resiko investasi dan waktu yang cukup panjang untuk mencapai produksi yang komersial akan menyebabkan pengusaha lebih cenderung pada bentuk kontrak bukan *production sharing* seperti yang berlaku di industri migas saat ini, namun berdasarkan amanat undang-undang maka bentuk kontrak yang diberlakukan adalah *production sharing* (sistem bagi hasil).

Pengusaha akan lebih tertarik apabila mendapatkan Cost recovery dalam jangka waktu yang lebih cepat karena resiko pengusahaan Gas Metana-B yang belum pasti. Selain pertimbangan di atas, keputusan untuk berinvestasi akan mempertimbangkan beberapa hal sebagai berikut :

- (1) Kondisi pasar gas bumi domestik dan dukungan infrastrukturnya
- (2) Jangka waktu kontrak
- (3) Harga gas.

Secara garis besar tantangan yang dihadapi oleh usaha pengembangan Gas Metana-B di Indonesia dapat dibagi menjadi tiga kelompok utama, yaitu : [8]

1. Tantangan Teknis

- Karakteristik reservoir, terutama permeabilitas tidak diketahui dan harus diukur dengan *insitu well testing*
- Industri membutuhkan lebih banyak referensi tentang kandungan gas pada lapisan batubara di Indonesia
- *Water disposal* dapat menjadi tantangan utama di Indonesia

2. Tantangan Bisnis

- Investasi awal yang besar
- Pasar harus berkompetisi dengan gas alam konvensional kecuali pemerintah ambil bagian, yaitu melalui regulasi yang tepat
- Besarnya investasi masih merupakan suatu kendala untuk menarik investor

3. Tantangan Kebijakan

- Berdasarkan otonomi daerah, pemerintah daerah dapat memainkan peranan penting dalam membantu investor memperoleh proses atau akses yang mudah ke bisnis Gas Metana-B
- Pengembangan prosedur penawaran dan *PSC* yang sesuai untuk Gas Metana-B serta mengidentifikasi kebijakan pemerintah yang sesuai untuk mempromosikannya.
- Pengembangan rencana aksi untuk mempromosikan pengembangan komersialisasi Gas Metana-B Indonesia

2.4.1. Kunci Keberhasilan Pengusahaan Gas Metana-B

Unsur-unsur kritis yang dibutuhkan untuk pengembangan Gas Metana-B adalah sebagai berikut :

Geologi :

- Cadangan batubara
- *Gas content*
- Saturasi reservoir
- Permeabilitas reservoir

Rekayasa :

- Teknologi pengembangan
- Kemampuan infrastruktur dan system pengumpulan
- Keahlian

Struktur Korporat :

- Kapital yang tersedia
- Manajemen yang baik/komitmen investor
- Pasar yang layak
- Peraturan pemerintah

2.4.2. Tahapan Eksplorasi dan Pengembangan Gas Metana-B [8]

Tahapan-tahapan dalam eksplorasi dan pengembangan Gas Metana-B adalah sebagai berikut :

Tahap 1 : Identifikasi potensi/sumberdaya Gas Metana-B

Tahap 2 : Pemboran evaluasi awal yaitu menentukan ukuran dari sumber daya Gas Metana-B.

Informasi geologi penting yang dibutuhkan adalah sebagai berikut :

- Pengumpulan core untuk menentukan *gas content* dari batubara serta hubungan antara *gas content* dan kedalaman
- Kualitas batubara dan tingkat kematangannya
- Volume batubara yang ada dalam parameter-parameter reservoir yang didefinisikan secara spesifik

- Kapasitas penyerapan dari reservoir batubara yang potensial untuk menentukan saturasi
- Komposisi gas
- Aspek-aspek geologi awal dari permeabilitas adalah pembentukan *cleat*, mineralisasi *cleat*, *in situ stress*, kondisi hidrologi.

Pemboran eksplorasi dan pengambilan core dari lapisan-lapisan batubara pada kedalaman yang prospek untuk memperoleh contoh-contoh batubara sehingga dapat dilakukan analisis yang memadai. Biaya yang dibutuhkan untuk 3-4 sumur pemboran dengan analisis adalah US\$ 750 – 1000 ribu. Tahap pemboran ini telah menganggap bahwa sejumlah pengetahuan dan distribusi sumber daya telah diperoleh melalui program-program eksplorasi sebelumnya, misalnya untuk pengembangan batubara konvensional.

Tahap 3 : Pemboran Penjajakan (*Pilot*) atau Kalayakan

Tahapan eksplorasi ini yaitu untuk menentukan kemampuan batubara memproduksi gas. Pekerjaan pada tahapan ini adalah membor 4-5 sumur pada pola pengurasannya dan melakukan tes produksi yang lengkap untuk menentukan potensi produksi gas. Informasi rekayasa penting yang dibutuhkan adalah sebagai berikut :

- Sifat-sifat reservoir untuk menentukan tekanan reservoir awal dan permeabilitas yang dihasilkan, kompresibilitas batubara dan *stress regime*
- Kuantitas dan kualitas air formasi
- Pola *pressure drawdown* dengan menggunakan tes pompa terbatas
- Penilaian awal dari kebutuhan untuk stimulasi
- *Interference analysis* (komunikasi) antara lubang sumur sehingga jarak antara lubang sumur dapat diperkirakan
- Kualitas gas yang diproduksi
- Stabilitas lubang sumur
- Melakukan tes produksi dengan waktu terbatas untuk membuat profil gas dan air

- Biaya yang dibutuhkan untuk 4-5 lubang sumur termasuk stimulasi sumur dan tes produksi dengan waktu terbatas dengan analisis adalah \$2 – 2,5 juta.

Tahap 4 : Tes Penjajakan (*Pilot*) Produksi Skala Penuh

Awalnya 10-25 sumur sekitar daerah prospek yang layak dengan fasilitas sementara untuk mengevaluasi komersialitas dan mengoptimumkan spasi sumur. Informasi rekayasa penting yang dibutuhkan adalah sebagai berikut :

- Profil produksi adalah menentukan produksi air dan gas selama periode waktu tertentu, efek interference dari spasi sumur dan penurunan tekanan
- Optimasi spasi sumur dan orientasinya
- Optimasi teknik stimulasi rekahan
- Pemodelan proyek pilot penuh untuk antisipasi pengembangan komersialitas skala penuh
- Pada tahapan ini juga sudah dilakukan studi rekayasa rinci untuk infrastruktur permukaan meliputi hal-hal sebagai berikut :
 - o Sistem pengumpulan pipeline
 - o Kebutuhan kompresi
 - o Kebutuhan air
 - o Perencanaan lapangan komersial untuk spasi sumur dan aksesnya.

Melakukan tes produksi yang lebih lama untuk mengetahui profil produksi gas dan air.

Biaya yang dibutuhkan untuk 10-25 lubang sumur termasuk stimulasi lubang sumur dan tes produksi yang lebih lama dan sebagian pembangunan infrastruktur permukaan untuk penjualan gas maupun pembuangan air sekitar US\$ 5-10 juta.

Tahap 5 : Pengembangan Produksi Komersial

Tahapan ini adalah untuk mengevaluasi apakah kami melakukan secara betul.

- Investasi capital yang besar diperlukan untuk mengetahui kepastian yang cukup tinggi supaya proyek berhasil.

- Investasi kapital meliputi 50% biaya proyek total
- Perlu keyakinan bahwa pertanyaan teknis telah dijawab sehingga tidak ada masalah tersembunyi yang berhubungan dengan geologi dan rekayasa
- Konstruksi utama dari system pengumpul permukaan dan pipa penjualan
- Sinergi dan penghematan biaya kapital dapat dicapai melalui program pengembangan dan operasi yang sistematis
 - Proses manufaktur pengembangan yang terjadwal
 - Diberlakukan kontrak jangka panjang serta komitmen tenaga kerja dan peralatan dari penyedia jasa
- Pengembangan yang bertahap memungkinkan berbagai elemen proyek diselesaikan sebelum penyelesaian proyek untuk memungkinkan memulai produksi komersial lebih cepat (dengan memulai pengurasan air di sumur-sumur sebelum penyelesaian pipa penjualan).

Biasanya semua tahapan-tahapan tersebut di atas membutuhkan waktu 3 sampai 5 tahun dari sumur-sumur evaluasi pertama ke awal produksi, dengan kemungkinan proyek dihentikan pada setiap tahap.

Konsultasi Pemerintah dan *Stakeholders* dilakukan pada setiap tahap eksplorasi dan pengembangan, dengan catatan bahwa dalam beberapa kasus pemerintah memberikan insentif untuk mendorong investasi industri dan pengembangan sumberdaya. Hal ini biasanya dilakukan pada tahap-tahap awal (Tahap 1 atau Tahap 2 proyek).

Keputusan untuk meneruskan atau tidak dilanjutkan ditentukan pada akhir setiap tahapan, tergantung pada hasil dari informasi geologi dan rekayasa yang diperoleh.

2.4.3. Tantangan Geologi dan Rekayasa

Beberapa hal yang harus diperhatikan dari geologi dan rekayasa adalah sebagai berikut :

- Permeabilitas penting untuk keberhasilan Gas Metana-B

- Setiap cekungan Gas Metana-B mempunyai karakteristik geologi dan reservoir yang unik yang membutuhkan proyek pilot percobaan untuk menentukan teknik pemboran dan kompleksi yang optimal
 - Tujuan utama teknologi pemboran dan kompleksi adalah untuk :
 - o Mengoptimalkan produksi sumur produksi
 - o Meminimumkan biaya capital eksplorasi dan produksi
 - Cekungan yang baru membutuhkan proyek-proyek pilot untuk mencapai sukses jangka panjang
 - Informasi geologi dan rekayasa yang utama harus dikumpulkan pada tahap-tahap proyek awal adalah untuk menjamin bahwa keputusan yang dibuat menggunakan aplikasi teknologi berdasarkan data pemodelan reservoir yang baik.
- a. *Tantangan geologi meliputi hal-hal sebagai berikut :*
- Sumber daya yang tidak cukup (baik batubara maupun gas) sehingga tidak memungkinkan *Return on Investment (ROI)* sesudah investasi
 - Gas yang diperoleh per sumur adalah terlalu rendah untuk memperoleh *payout* dan *Return on Investment (ROI)*
 - Kualitas, komposisi dan kualitas batubara menghambat pengembangan system perekahan alami di reservoir
 - Saturasi reservoir rendah menghasilkan waktu yang panjang untuk pengurasan air batubara
- b. *Tantangan rekayasa meliputi hal-hal sebagai berikut :*
- Permeabilitas reservoir batubara terlalu rendah untuk mengakibatkan aliran gas yang cukup
 - Kondisi tekanan reservoir tidak memungkinkan desorption reservoir yang cukup
 - Kemampuan mengontrol biaya pada tahapan-tahapan pengembangan (pemboran, stimulasi dan kompleksi)
 - Metoda mengontrol air yang baik untuk menguras air dan membuang air yang diproduksi secara efektif

- Menstimulasi reservoir batubara secara efektif dan mengoptimasi reservoir melalui metoda stimulasi.

2.4.4. Teknologi Untuk Keberhasilan Pengembangan Gas Metana-B

Aplikasi teknologi dapat memperbaiki kemungkinan sukses dalam pengembangan Gas Metana-B. Penggunaan teknologi tersebut meliputi hal-hal sebagai berikut :

a. Meningkatkan produktivitas

- Aplikasi teknologi pemboran untuk meningkatkan komunikasi dengan reservoir baik melalui pemboran horizontal dan multi-lateral
- Aplikasi teknologi pemboran untuk meminimumkan kerusakan formasi melalui penggunaan semen dan lumpur yang *non invasive*
- Aplikasi teknologi stimulasi
- Aplikasi teknologi pemompaan untuk optimasi pembuangan air tanpa merusak reservoir
- Aplikasi teknologi kompresi untuk mengurangi tekanan pipa dan menjamin produksi optimal dari lubang sumur atau lapangan.

b. Reduksi Biaya Kapital

- Aplikasi teknologi pemboran untuk meningkatkan laju penetrasi dan mengurangi biaya sumur
- Aplikasi teknologi pemboran untuk meminimumkan luas lahan dan mengurangi biaya proyek
- Optimasi atau pendekatan “proses pengembangan *manufacturing*” untuk menjamin penggunaan peralatan yang efisien
- Aplikasi teknologi stimulasi yang efektif
- Aplikasi system pengumpulan umum/pembuangan air untuk mengurangi biaya infrastruktur permukaan
- Aplikasi kompresi yang lebih efektif biayanya

2.4.5. Biaya Pengembangan Gas Metana-B

Hal-hal yang hendaknya diperhatikan (pesan-pesan utama) :

- Pengembangan proyek Gas Metana-B membutuhkan capital yang cukup besar dan membutuhkan waktu lebih lama untuk *return on capital investment*
- Keekonomian proyek adalah sangat sensitive terhadap :
 - o Biaya pengembangan dan eksplorasi
 - o Volume produksi awal dan berkelanjutan
 - o Harga gas dan berkelanjutannya
 - o Biaya operasi jangka panjang
- Investasi kapital yang besar dan komitmen manajemen proyek dibutuhkan pada tahap awal eksplorasi
- Kebanyakan resiko eksplorasi berhubungan untuk optimasi teknik reservoir dan produksi yaitu :
 - o Besarnya deposit batubara perlu didefinisikan secara cukup baik untuk memungkinkan penilaian awal ukuran potensial reservoir Gas Metana
 - o Resiko utama terdapat pada teknik reservoir, yaitu bagaimana dapat memproduksi gas dan masih membuat *return on capital investment*.
- Biaya pengembangan Gas Metana-B meliputi :
 - o Pembebasan tanah
 - o Eksplorasi pendahuluan
 - o Tes pilot
 - o Infrastruktur permukaan
 - o Biaya pengembangan komersial
 - o Kewajiban reklamasi
 - o Tenaga ahli dan pelatihan
 - o Litbang teknologi

2.4.6. Tata Cara Pengembangan Gas Metana-B di Indonesia

Proses dan rangkaian kegiatan dalam mengembangkan Gas Metana-B di suatu wilayah kerja mengikuti tata cara sebagai berikut :

1. Perencanaan dan ketentuan area operasi Gas Metana-B meliputi hal-hal sebagai berikut :
 - Menyiapkan area operasi Gas Metana-B (oleh Ditjen. Migas)
 - Persyaratan dan ketentuan area operasi Gas Metana-B (oleh Menteri)
 - Penawaran area operasi Gas Metana-B (oleh Ditjen. Migas)
 - Persyaratan/ketentuan pemenang tender area operasi Gas Metana-B (oleh Menteri)

2. Penawaran area operasi Gas Metana-B [8]

Tatacara penawaran area operasi Gas Metana-B telah diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No. 33 Tahun 2006 sebagai berikut :

- a. Penawaran area operasi Gas Metana-B di area terbuka

Tatacara penetapan dan penawaran Wilayah Kerja Gas Metana-Batubara di Wilayah Terbuka Gas Metana-Batubara berlaku ketentuan peraturan perundang-undangan mengenai tatacara penetapan dan penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi, sepanjang tidak ditetapkan lain dalam Peraturan Menteri ini

- b. Penawaran area operasi Gas Metana-B di area operasi migas

- Kontraktor Migas yang bersangkutan diberikan kesempatan pertama untuk mengusahakan Gas Metana-Batubara
- Wajib mendirikan badan hukum tersendiri
- Menteri menetapkan Wilayah Kerja Gas Metana-B yang terdapat dalam Wilayah Kerja Migas, dengan terlebih dahulu melakukan konsultasi dengan Gubernur yang wilayah administrasinya meliputi Wilayah Kerja Gas Metana-B yang akan diusahakan
- Dalam hal Kontraktor Migas tidak berminat untuk mengusahakan Gas Metana-B, Menteri dapat meminta bagian Wilayah Kerja Migas tersebut untuk ditetapkan sebagai Wilayah Kerja Gas Metana-B

- c. Penawaran area operasi Gas Metana-B di area operasi penambangan batubara (PKP2B atau KP Batubara)
- Kontraktor PKP2B atau Pemegang KP Batubara yang bersangkutan diberikan kesempatan pertama untuk mengusahakan Gas Metana-B
 - Wajib mendirikan badan hukum tersendiri
 - Menteri terlebih dahulu melakukan konsultasi dengan Gubernur dan Bupati/ Walikota yang wilayah administrasinya meliputi Wilayah Kerja Gas Metana-B yang akan diusahakan
 - Dalam hal Kontraktor PKP2B tidak berminat untuk mengusahakan Gas Metana-B, Direktur Jenderal Mineral, Batubara dan Panas Bumi atas nama Menteri mengkoordinasikan dengan Kontraktor PKP2B yang bersangkutan untuk menentukan kebijaksanaan pengusahaannya
 - Dalam hal Pemegang KP Batubara tidak berminat untuk mengusahakan Gas Metana-B, Menteri melakukan koordinasi dengan Menteri Dalam Negeri untuk menentukan kebijaksanaan pengusahaannya
- d. Penawaran area operasi Gas Metana-B di area tumpang tindih (*overlapping*)
- Menteri memberikan kesempatan pertama kepada Kontraktor Migas, Kontraktor PKP2B, atau Pemegang KP Batubara untuk melakukan Pengusahaan Gas Metana-B berdasarkan kesepakatan tertulis antara Kontraktor Migas dengan Kontraktor PKP2B atau Pemegang KP Batubara
 - Wajib mendirikan badan hukum tersendiri
 - Menteri terlebih dahulu menetapkan Wilayah Kerja Gas Metana-B yang terdapat dalam Wilayah Tumpang Tindih setelah berkonsultasi dengan Gubernur dan Bupati/Walikota yang wilayah administrasinya meliputi Wilayah Kerja Gas Metana-B yang akan diusahakan
 - Dalam hal Kontraktor Migas dan Kontraktor PKP2B tidak berminat untuk melakukan pengusahaan Gas Metana-B, Menteri menentukan kebijaksanaan pengusahaannya
 - Dalam hal Kontraktor Migas dan Pemegang KP Batubara tidak berminat untuk melakukan pengusahaan Gas Metana-B, Menteri melakukan

koordinasi dengan Menteri Dalam Negeri untuk menentukan kebijaksanaan pengusahaannya

- Dalam hal Kontraktor Migas, Kontraktor PKP2B dan Pemegang KP Batubara tidak memperoleh kesepakatan untuk melakukan pengusahaan
- Gas Metana-B, Menteri dapat mengambil kebijaksanaan untuk menentukan pengusahaannya

3. Langkah-langkah kegiatan

- a. Pre-contract : Survei umum dan joint study/joint evaluation
- b. Contract period : Eksplorasi dan eksploitasi
- c. After contract : Plug sumur dan rehabilitasi area
- d. Aturan-aturan lain : Pengembangan dan pengawasan, relinquishment area operasi Gas Metana-B

2.5. KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN GAS METANA-B

Penilaian keekonomian pengembangan Gas Metana-B pada dasarnya memiliki metode yang sama dengan penilaian keekonomian gas konvensional, walaupun data-data sebagai *input variables* tentunya sangat berbeda. Data-data dimaksud akan diuraikan pada Bab IV, sedangkan batasan-batasan data maupun masalah akan diuraikan pada Bab I.

Berdasarkan karakteristiknya, reservoir Gas Metana-B adalah sangat spesifik dan memiliki karakter yang berbeda dari reservoir gas konvensional. Terkait dengan hal tersebut, maka ada beberapa pertimbangan khusus yang harus dipikirkan dalam pengembangannya. Beberapa pertimbangan tersebut antara lain terkait dengan aspek teknis, ekonomi dan hukum.

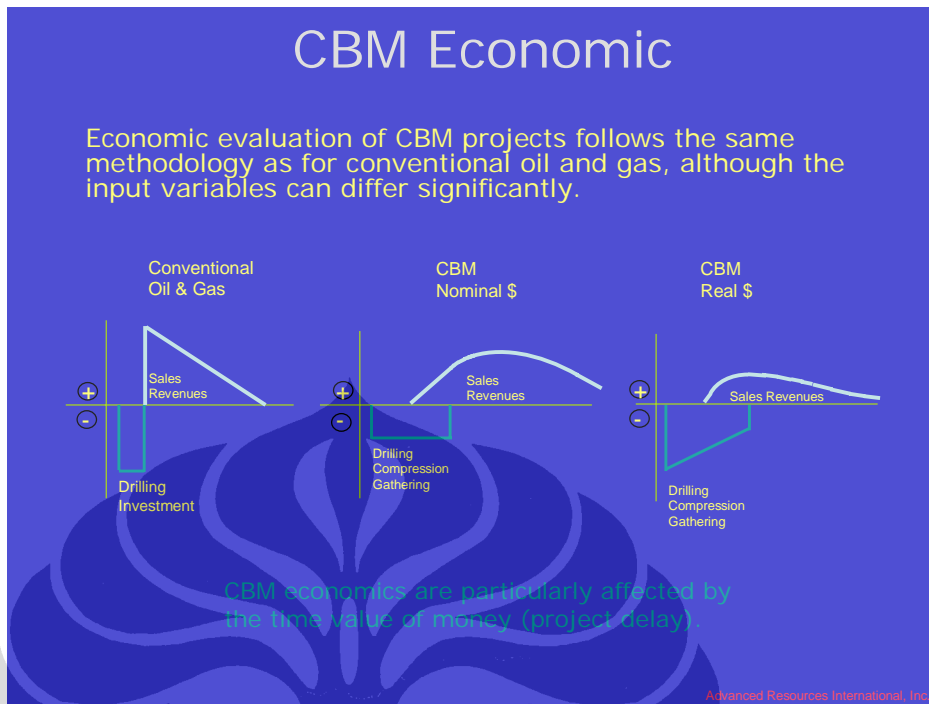
Faktor-faktor teknis yang sangat mempengaruhi pertimbangan ekonomi proyek antara lain :

- a. Kedalaman lapisan batubara cukup dangkal, sehingga operasi pengeboran relatif lebih mudah dan murah
- b. Produksi air yang tinggi pada masa awal produksi membutuhkan pemasangan instalasi pengolahan air

- c. Perlunya pemasangan *artificial lift* untuk memproduksi air pada masa awal produksi
- d. *Hydraulic Fracturing* untuk memperbesar permeabilitas formasi
- e. Pemasangan kompresor mengingat tekanan alir Gas Metana-B yang lebih kecil dibanding gas alam konvensional
- f. Untuk mempercepat penurunan tekanan reservoir diperlukan banyak sumur (hingga ratusan)
- g. Rendahnya *recovery factor* (sekitar 20-40%)
- h. Pemasangan instalasi pipa salur dari lokasi produksi hingga ke konsumen (jika pipa belum ada)
- i. Perlunya pengolahan lebih lanjut terhadap gas yang terbentuk

2.5.1. Gambaran Keekonomian Gas Metana-B

Mengenai gambaran keekonomian pengembangan Gas Metana-B agak berbeda dengan gas konvensional. Seperti terlihat pada Gambar 2.6. dibawah ini, pada gas konvensional investor hanya menanggung biaya investasi (*drilling investment*) sekitar 1-2 tahun dan sesudahnya investor dapat memperoleh *revenue* dari proyek tersebut. Sementara itu pada Gas Metana-B, investor harus menanggung biaya investasi (*drilling and compression gathering*) sekitar 5-6 tahun untuk kemudian baru memperoleh *revenue*. [1]



Gambar 2.6. Gambaran Keekonomian Gas Metana-B

2.5.2. Indikator Keekonomian

Sementara itu dalam penilaian kelayakan pengembangan Gas Metana-B harus ditinjau dan diperhitungkan beberapa indikator keekonomian berikut : [11]

1. Net Present Value (NPV)

Net Present Value atau *Net Present Worth* atau *Discounted Cash Flow* suatu Proyek dapat didefinisikan sebagai suatu jumlah aljabar dari nilai diskonto (discount rate) cash flow selama umur Proyek. *NPV* juga menunjukkan nilai absolut *earning power* dari modal yang diinvestasikan pada proyek, yaitu total pendapatan (*revenue*) dikurangi total biaya selama proyek. *NPV* positif menunjukkan proyek layak. Dapat dipahami bahwa makin besar *discount rate* yang dipakai, makin kecil *NPV* yang diperoleh.

Secara matematis *NPV* dapat dituliskan sebagai :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(rt - et)}{(1 + i)^t} \dots\dots\dots (2.1)$$

dimana : rt = pendapatan pada tahun t

et = pengeluaran pada tahun t

i = tingkat diskonto yang digunakan oleh perusahaan

Pada tahun-tahun awal Proyek, cash flow pada umumnya negative karena pengeluaran adanya biaya eksplorasi, development dan biaya operasi sedangkan penerimaan dari produksi migas yang dihasilkan masih belum ada. Pada tahun-tahun berikutnya cash flow akan positif karena adanya pendapatan dari hasil produksi yang lebih besar dari biaya yang dikeluarkan. Perlu diperhatikan bahwa yang dicatat dalam cash flow adalah aliran uang, yaitu penerimaan atau pengeluaran uang, secara tunai, bukan pencatatan keuntungan. Dengan demikian, untuk investasi yang dicatat dalam cash flow bukannya amortisasi, tetapi investasi yang secara nyata.

2. Pay out Time (POT)

Indikator *Pay Out Time (POT)* ini sering disebut juga dengan *Pay Out Period* atau *Pay Back Period* yang secara sederhana dapat diartikan sebagai waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan investasi yang ditanam. Investasi yang ditanam dapat diartikan sudah kembali apabila kumulatif pendapatan telah lebih besar dari kumulatif pengeluaran.

Pengertian investasi yang ditanam sudah kembali hanya dapat dilihat secara nilai uang nominal. Tetapi apabila pengertian investasi yang ditanam telah kembali ini diartikan dari sudut nilai uang riil, maka *cash flow* yang dilihat adalah *discounted cash flow*. Pada umumnya pengertian *POT* dikaitkan dengan nilai uang riil, artinya yang *discounted*.

Pada umumnya *POT* diukur sejak lapangan mulai berproduksi, bukan sejak investasi dilakukan.

Proyek yang mempunyai harga *POT* yang pendek berarti laik, tetapi *POT* juga menunjukkan resiko proyek. Makin panjang *POT*, makin besar resiko yang dihadapi proyek. Untuk situasi dengan tingkat ketidakpastian tinggi, seperti negara yang

pemerintahannya tidak stabil, investor akan lebih memilih proyek-proyek yang mempunyai *POT* pendek.

3. Rate Of Return (ROR) atau Internal Rate Of Return (IRR)

Rate Of Return (ROR) atau *Internal Rate Of Return (IRR)* adalah menunjukkan nilai relative *earning power* dari modal yang diinvestasikan di proyek, yaitu *discount rate (i)* yang menyebabkan NPV berharga nol. Untuk harga *discount rate* sebesar *ROR* maka harga NPV sama dengan nol, artinya pendapat dari Proyek akan dapat mengembalikan modal dan memberikan imbalan dengan tingkat sebesar *ROR*, tanpa untuk maupun rugi.

Dari definisi tersebut, maka dapat diartikan bahwa *ROR* adalah “rate” maksimum pada mana kita masih dapat memberikan imbalan terhadap investasi yang ditanam tanpa mengakibatkan kerugian.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{(rt - et)}{(1 + ROR)^t} \dots\dots\dots (2.2)$$

Minimum Attractive Rate Of Return (MARR)

MARR adalah *return minimum* yang ditetapkan perusahaan untuk memutuskan kelayakan proyek. Besarnya *MARR* sangat tergantung dari mana sumber modal diperoleh, yang pasti *MARR* harus lebih besar dari biaya modal. Pemerintah pada umumnya menggunakan bunga pinjaman sebagai *MARR*. Bila rencana investasi yang dievaluasi hanya satu buah, maka alternatif rencana investasi tersebut dapat diterima apabila mempunyai *ROR/IRR* yang lebih besar dari *MARR* oleh investor, bila sebaliknya maka alternative tersebut ditolak.

4. Profit To Investment Ratio (PIR)

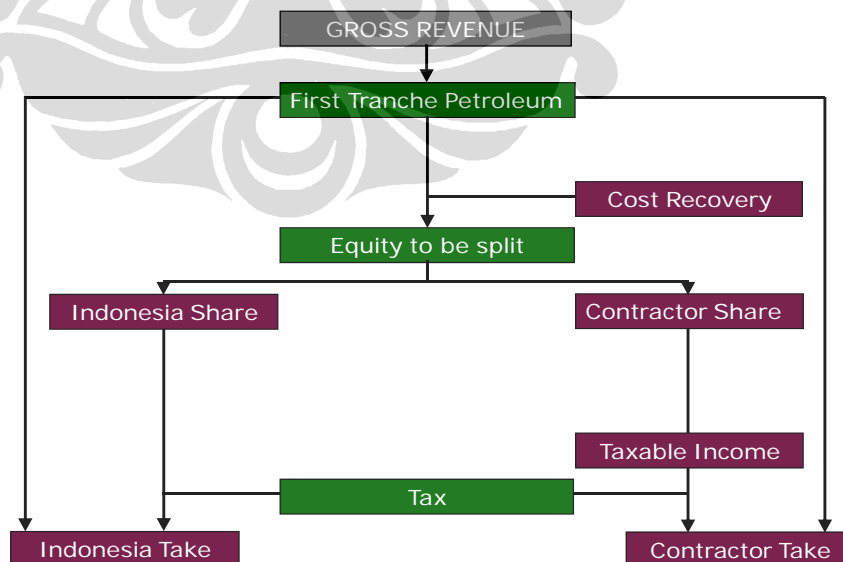
Profit To Investment Ratio adalah suatu ukuran yang merefleksikan kesanggupan memberikan keuntungan total. *PIR* didefinisikan sebagai perbandingan keuntungan bersih terhadap investasi, yang secara matematis ditulis sebagai berikut :

$$PIR = \frac{\text{Total Net Cash Flow}}{\text{Investasi}} \dots\dots\dots (2.3)$$

Selain itu juga perlu dilakukan pembedaan parameter-parameter keekonomian dalam pembuatan kontrak kerjasama berdasarkan pada jenis badan pengusahaannya seperti yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No. 033 Tahun 2006.

2.6. MODEL KONTRAK BAGI HASIL ATAU *PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC)* [8]

Pelaksanaan kontrak PSC atau Kontrak Bagi Hasil merupakan tindak lanjut dari Pasal 12 UU No. 8 Tahun 1971, yang kemudian disempurnakan oleh UU Migas No. 22 Tahun 2001. Dalam Pasal 6 dan 11 UU No. 22 Tahun 2001 tersebut dijelaskan bahwa kegiatan usaha hulu (eksplorasi dan eksploitasi) dilaksanakan oleh Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap berdasarkan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana (BPMIGAS). Bagian ketentuan umum menjelaskan bahwa yang dimaksud sebagai Kontrak Kerja Sama adalah Kontrak Bagi Hasil atau bentuk kontrak kerja sama lain dalam kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi yang lebih menguntungkan Negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat.



Gambar 2.7. Skema Kontrak Bagi Hasil

Berdasarkan skema Kontrak Bagi Hasil untuk Gas Metana-B seperti Gambar 2.7 diatas sebetulnya mirip dengan yang berlaku pada Skema KBH minyak dan gas bumi konvensional, namun untuk kasus Gas Metana-B, komponen DMO dan Investment Credit ditiadakan. Persyaratan di atas dimasukkan dalam prinsip skema tersebut sebagai berikut :

- a. BPMIGAS bertanggung jawab atas manajemen operasi
- b. Kontraktor melaksanakan operasi menurut program kerja dan anggaran yang sudah disetujui BPMIGAS
- c. Kontraktor menyediakan seluruh dana dan teknologi yang dibutuhkan dalam operasi perminyakan
- d. Kontraktor menanggung biaya dan resiko operasi
- e. Kontraktor akan menerima kembali seluruh biaya operasi setelah produksi komersial
- f. Kontraktor diizinkan mengadakan eksplorasi selama 6 (enam) sampai 10 (sepuluh) tahun, dan eksploitasi 20 (dua puluh) tahun atau lebih (jangka waktu kontrak 30 tahun)
- g. Kontraktor wajib menyisihkan/mengembalikan sebagian wilayah kerjanya kepada Pemerintah
- h. Seluruh barang operasi/peralatan yang diimpor dan dibeli kontraktor menjadi milik Pemerintah setelah tiba di Indonesia
- i. BPMIGAS memiliki seluruh data yang didapatkan dari operasi
- j. Kontraktor adalah subjek pajak penghasilan, dan menyetorkannya secara langsung kepada Negara
- k. Bagi hasil antara Pemerintah dan Kontraktor setelah dikurangi biaya

Penjelasan-penjelasan penting yang perlu disampaikan dari skema tersebut adalah :

- *Gross Revenue* adalah pendapatan kotor dari hasil penjualan gas yang dihitung sebelum dikurangi biaya-biaya dan pajak (QxP), US \$

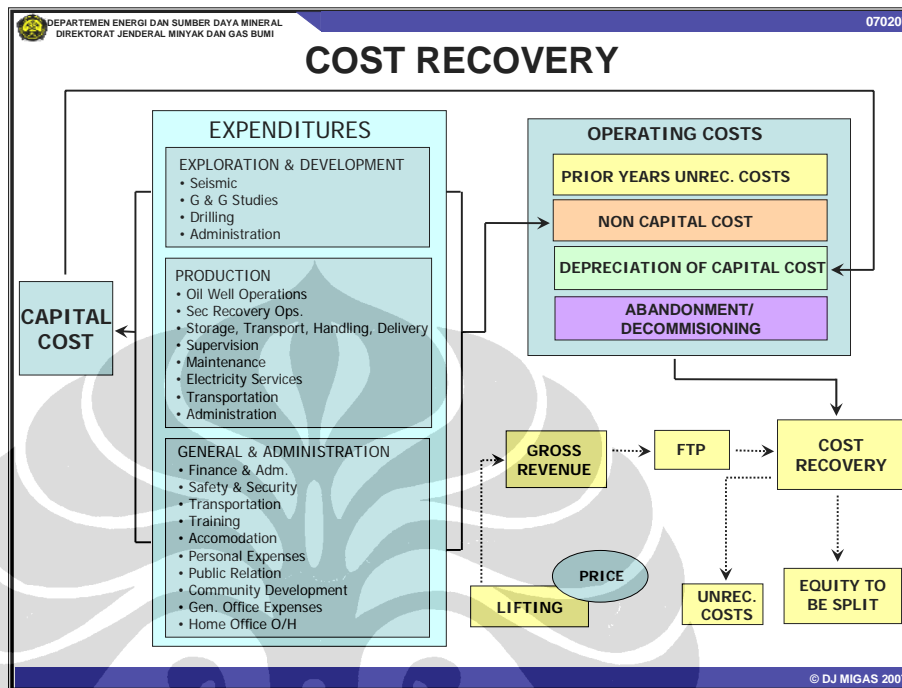
- *First Trench Petroleum (FTPi)* adalah bagian yang harus disisihkan dari produksi sebelum dikurangi biaya (*cost recovery* maupun *investment credit*) yang selanjutnya akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai dengan bagi hasil yang berlaku, %
- *Cost Recovery (CR)* adalah jumlah biaya operasi yang dapat ditagihkan sesuai dengan besarnya pengeluaran dan prosedur akuntansi yang berlaku dalam satu periode tertentu dan dikoreksi pada akhir tahun.
- *Equity to be Split (ES)* adalah pendapatan bersama yang siap dibagikan antara Pertamina dan Kontraktor, US\$
- *Taxable Income (TI)* adalah besarnya pendapatan yang kena pajak, US\$
- *Tax (T)* adalah besarnya pajak yang dibayarkan, US\$
- *Share* adalah persentase bagi hasil yang diberlakukan untuk kontraktor, %
- *Contractor Share (CS)* adalah bagian pendapatan yang diperoleh kontraktor sebelum pajak, US\$
- *Net Contractor Share (NCS)* adalah bagian pendapatan bersih kontraktor setelah dipotong pajak, US\$
- *Equity to be Split (ES)* adalah pendapatan bersama yang siap dibagikan antara Pertamina dan Kontraktor, US\$

Pada mekanisme *Cost Recovery*, Pendapatan Pemerintah hanya diperoleh apabila *recovery* pengembalian dari biaya tidak melebihi *revenue* (pendapatan) setiap tahun perhitungan. *Recovery* dihitung berdasarkan besaran yang paling kecil dari *revenue (R)* dan *cost recovery*. *Cost Recovery (CR)* adalah yang ditagihkan, sedangkan *recovery (Rec)* adalah yang dibayarkan. Hal ini dapat dianalogikan dengan meminjam uang. Tabel 2.4. dibawah ini memperlihatkan proses tersebut.

Tabel 2.4. Perhitungan cost recovery

Tagihan (CR)	Pendapatan (R)	Bayar (Rec)	Sisa Uang (TI)	Sisa Hutang (UR)
100	50	50	-	50
50	100	50	50	-

Pada Gambar 2.8. berikut ini adalah mekanisme biaya-biaya operasi yang termasuk dalam *cost recovery*.



Gambar 2.8. Komponen biaya operasi yang termasuk *Cost Recovery*

Penjelasan dari Gambar 2.8. tersebut adalah sebagai berikut :

- *Cost Recovery (CR)* adalah jumlah biaya operasi yang dapat ditagihkan sesuai dengan besarnya pengeluaran dan prosedur akuntansi yang berlaku dalam satu periode tertentu dan dikoreksi pada akhir tahun. Apabila jumlah biaya operasi masih lebih besar dari jumlah produksi pada periode yang bersangkutan, maka biaya operasi yang belum tergantikan disebut *unrecovered cost*, dan akan di-*carry forward* ke tahun berikutnya. Biaya operasi ini terdiri dari biaya operasi tahun-tahun lalu yang belum tergantikan, biaya operasi tahun yang bersangkutan, ditambah depresiasi tahun-tahun sebelumnya dan tahun berjalan, US\$. Apabila ada pembatasan *cost recovery* yang dinyatakan dalam persentase tertentu,

maka maksimum *cost recovery* adalah sebesar persentase dikalikan *gross revenue*. Kalau ada yang belum tergantikan maka di-*carry forward* ke tahun berikutnya

- *Investasi (I)* adalah biaya awal kontraktor yang terdiri dari *capital* dan *non capital*, US\$
- *Capital Cost (C)* adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk pembelian/pembangunan asset fisik (*tangible*) yang mempunyai umur manfaat lebih dari 1 (satu) tahun, yang akan *terdepresiasi* karena pengurangan nilainya, US\$. Penjelasan secara detil komponen Biaya Kapital pada lampiran halaman 63 – 66.
- *Non Capital Cost (NC)* adalah biaya operasi yang berkaitan dengan operasi pada tahun berjalan, termasuk biaya-biaya survey dan pemboran eksplorasi, pemboran pengembangan, meliputi tenaga kerja, material, jasa, transportasi serta biaya umum dan administrasi dan lain-lain, US\$. Penjelasan secara detil komponen Biaya Non Kapital pada lampiran halaman 67 - 70.
- *Depresiasi (D)* adalah nilai susut suatu asset/barang yang mempunyai umur manfaat lebih dari 1 (satu) tahun, dihitung terhadap waktu setelah asset tersebut memberikan nilai manfaat, US\$
- *Operating Cost (OC)* adalah biaya operasi, US\$
- *Unrecovered (UR)* adalah pengeluaran *non-capital* yang langsung digantikan, kekurangannya dikembalikan pada tahun-tahun berikutnya, US\$
- *Recovery (Rec)* adalah besarnya *cost recovery* yang dibayarkan kepada kontraktor, US\$

Beberapa penjelasan tentang istilah tambahan yang digunakan dalam penulisan ini adalah sebagai berikut :

- *Year (Y)* adalah tahun proyek
- *Price (P)* adalah harga gas per MSCF, US\$

- *Discount Rate (i)* bunga bank yang digunakan dalam perhitungan nilai uang terhadap waktu. % atau fraksi
- *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)* adalah laju pengembalian minimum yang diminta investor atas investasi yang dikeluarkannya, %
- *Cash Flow (CF)* adalah pendapatan bersih kontraktor sebelum memperhitungkan discount rate, US\$
- *Net Cash Flow (NCF)* adalah pendapatan bersih kontraktor setelah memperhitungkan discount rate, US\$
- *Profit to Investment Rate (PIR)* perbandingan antara *NPV* dengan *Investasi*, % atau fraksi

