

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan dijabarkan mengenai beberapa informasi atau teori yang berkaitan dengan pengembangan Gas Metana-B dan teknologi pengembangannya serta bentuk kerjasama untuk model perhitungan keekonomian.

2.1. Gas Metana-B atau *Coal Bed Methane*

Gas Metana-B atau *Coal Bed Methane* (CBM) adalah gas metana (CH₄) yang terdapat dalam lapisan batubara yang terbentuk bersamaan dengan proses pembentukan batubara dan tetap terperangkap dalam batubara. Gas metana terbentuk bersama air, nitrogen dan karbondioksida ketika material tumbuhan tertimbun dan berubah menjadi batubara karena panas dan proses kimia selama waktu geologi yang disebut dengan pematubaraan (*coalification*).

Ada tiga pertimbangan utama untuk mengambil gas metana dari lapisan batubara. Alasan yang pertama adalah peningkatan keselamatan dalam pertambangan. Di seluruh dunia, telah tercatat banyak kejadian kematian dari ledakan pada tambang bawah tanah di mana metana adalah faktor utamanya. Menggunakan sistem pengambilan metana pada tambang dapat mengurangi konsentrasi metana di udara ventilasi. Sebagai gambaran, negeri China telah menderita kerugian yang diakibatkan kecelakaan tambang batu bara dimana 70% sampai 80% disebabkan oleh ledakan CBM. Permintaan untuk meningkatkan keselamatan tambang batu bara adalah kebutuhan mendesak.

Alasan kedua adalah masalah lingkungan. Gas metana merupakan molekul yang memberikan radiasi 70 kali lebih besar dibandingkan karbondioksida, tetapi efek yang ditimbulkannya relatif lebih pendek yaitu sekitar 8-12 tahun di atmosfer (sekitar 5% dari efek radiasi dari karbondioksida), sehingga pengurangan emisi gas metana akan mengurangi efek rumah kaca [4].

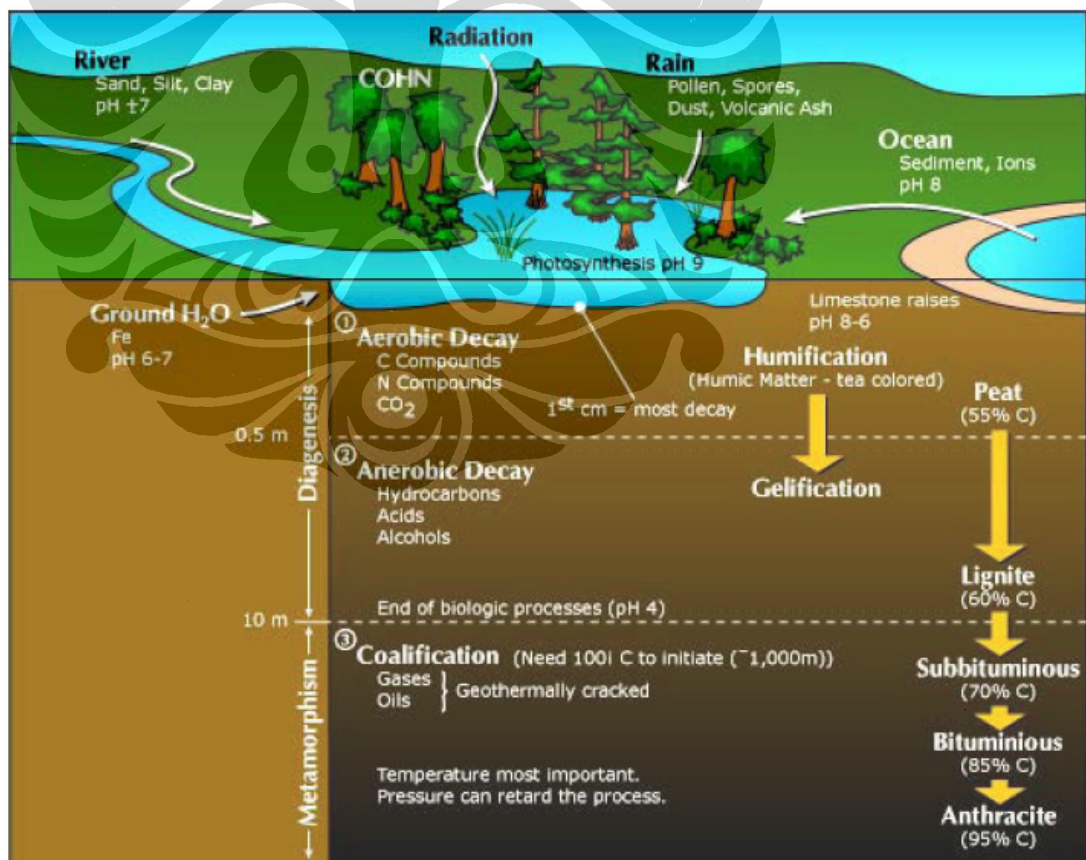
Alasan yang terakhir adalah untuk memenuhi kebutuhan akan energi. Indonesia memiliki potensi sumber daya Gas Metana-B hingga 450 *Triliun Cubic Feet* (TCF). Cadangan CBM sebesar itu tersebar pada sebelas areal cekungan (basin) batubara di berbagai lokasi di Indonesia, baik di Sumatera, Jawa, Kalimantan dan Sulawesi. Melihat jumlah cadangan Gas Metana-B yang demikian

besar maka dapat dilihat sebagai alternatif sumber gas metana yang layak untuk dikembangkan.

2.1.1. Coalification

Batubara merupakan sedimen organik, lebih tepatnya merupakan batuan organik, terdiri dari kandungan bermacam-macam pseudomineral. Bahan organik utamanya yaitu tumbuhan yang dapat berupa jejak kulit pohon, daun, akar, struktur kayu, spora, polen, damar, dan lain-lain. Selanjutnya bahan organik tersebut mengalami berbagai tingkat pembusukan (dekomposisi) sehingga menyebabkan perubahan sifat-sifat fisik maupun kimia baik sebelum ataupun sesudah tertutup oleh endapan lainnya.

Proses pembentukan batubara dapat diilustrasikan sebagaimana Gambar 2.1. Proses ini terdiri dari dua tahap yaitu tahap biokimia (penggambutan) dan tahap geokimia (pembatubaraan).



Source: University of Wyoming

Gambar 2.1. Proses Peatification dan Coalification

Tahap penggambutan (*peatification*) adalah tahap dimana sisa-sisa tumbuhan yang terakumulasi tersimpan dalam kondisi reduksi di daerah rawa dengan sistem pengeringan yang buruk dan selalu tergenang air pada kedalaman 0,5 – 10 meter. Material tumbuhan yang busuk ini akan menjadi humus, selanjutnya oleh bakteri anaerobik diubah menjadi gambut.

Tahap pembatubaraan (*coalification*) merupakan gabungan proses biologi, kimia, dan fisika yang terjadi karena pengaruh pembebanan dari sedimen yang menutupinya, temperatur, tekanan, dan waktu terhadap komponen organik dari gambut. Proses ini akan menghasilkan batubara dalam berbagai tingkat kematangan yang disebut *coal rank*, mulai dari lignit, sub bituminus, bituminus, semi antrasit, antrasit, hingga meta antrasit. Selain itu pada tahap ini akan menghasilkan gas metana, karbon dioksida dan nitrogen yang mana jumlah gas yang dihasilkan tergantung pada tingkat kematangan batubara serta kondisi kesetimbangannya. Selama tahap ini jumlah gas metana yang dihasilkan sangat besar. Volume gas yang tersimpan didalam lapisan batubara tiga kali lebih besar bila dibandingkan dengan volume cadangan gas didalam reservoir lapisan pasir. Dengan sistem penyimpanan tersebut maka gas metana batubara sangat menarik untuk dikembangkan sebagai sumber alternatif untuk produksi gas metana.

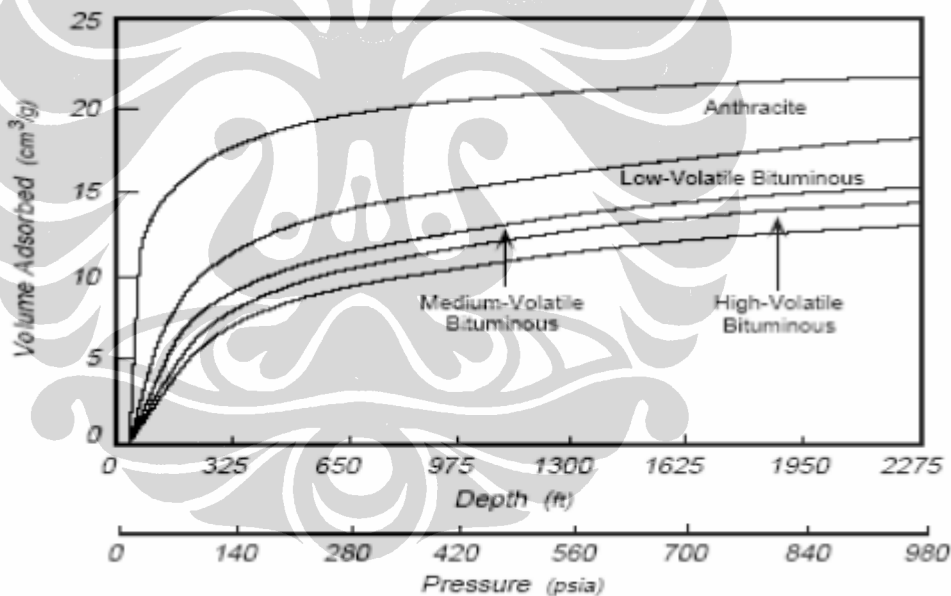
2.1.2. Karakteristik Fisik Reservoir Gas Metana-B

Reservoir Gas Metana-B dipengaruhi oleh tingkat kematangan batubara karena gas metana terbentuk selama proses pembatubaraan. Ada tiga tingkat kematangan batubara berdasar proses pembatubaraan:

- a. Lignite : disebut juga batu bara muda. Merupakan tingkat terendah dari batu bara, berupa batu bara yang sangat lunak dan mengandung air 70% dari beratnya. Batu bara ini berwarna hitam kecoklatan, sangat rapuh, nilai kalor rendah dengan kandungan karbon yang sangat sedikit, kandungan abu dan sulfur yang banyak.
- b. Bituminous : batu bara yang tebal, biasanya berwarna hitam mengkilat, terkadang cokelat tua. Bituminous coal mengandung 68 – 86% karbon dari beratnya dengan kandungan abu dan sulfur yang sedikit.

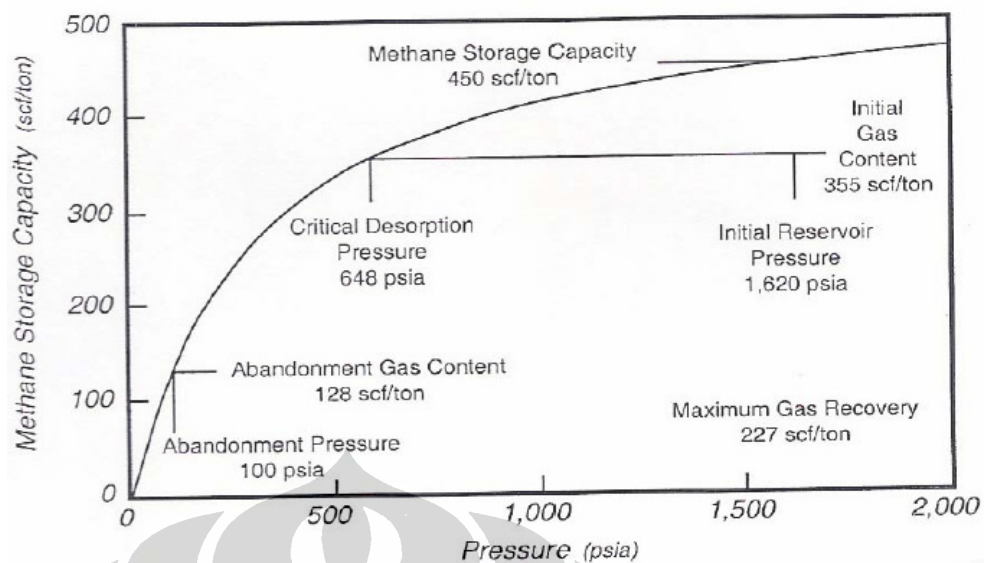
- c. Anthracite : peringkat teratas batu bara, berbentuk padat (dense), batu-keras dengan warna jet-black berkilauan (luster) metallic, mengandung antara 86% - 98% karbon dari beratnya.

Biasanya, tingkat kematangan batubara sebanding dengan kedalaman, namun batubara pada kedalaman yang sama belum tentu mempunyai tingkat kematangan batubara yang sama. Karena pembentukan batubara tergantung pada suhu, tekanan, dan kedalaman [12] (Gambar 2.2.). Kandungan gas di dalam batubara bertambah dengan bertambahnya tingkat kekerasan batubara, tapi tingkat kelulusan (permeabilitas) akan menurun. Sejauh ini tingkat kematangan batubara yang paling ekonomis, untuk dikembangkan sebagai Gas Metana-B berada pada tingkat sub bituminous sampai semi-antrasit, sebab pada tingkat kematangan tersebut mempunyai kandungan gas yang optimum dan kelulusan (permeabilitas) yang memadai untuk memproduksi gas metana.



Gambar 2.2. Hubungan Desorpsi Isotermik Dengan Tingkat Kematangan Batubara [12]

Desorpsi Isotermik adalah grafik yang menggambarkan hubungan antara kemampuan adsorpsi batubara dengan tekanan. Kapasitas adsorpsi batubara tergantung pada beberapa parameter namun yang paling utama adalah tekanan ditinjau dari segi untuk memproduksi gas. Dengan berkurangnya tekanan pada batubara maka jumlah gas yang akan terdesorpsi akan bertambah (lihat Gambar 2.3).



Gambar 2.3. Hubungan Adsorpsi Isotermik Dengan Kandungan Gas [12]

Porositas (pori-pori) adalah bagian dari total volume batubara yang dapat diisi oleh fluida. Pori-pori batubara digolongkan oleh ukuran; *macropores* ($>500\text{\AA}$), *mesopores* (20 ke 500\AA) dan *micropores* (8 ke 20\AA). *Macropore* meliputi rekahan, cleat, celah dan lain sebagainya. Volume dan ukuran pori-pori keduanya akan susut dengan bertambahnya tingkat kematangan batubara. Sebagian besar *macropores* terisi air dan *free gas* (gas bebas), gas juga dapat terlarut didalam air yang bergerak didalam pori-pori batubara. Pada struktur *micropores* kapasitas laju air dan permeabilitas rendah, sedangkan pada cleat kapasitas laju air dan permeabilitas lebih besar, oleh karena itu batubara adalah reservoir yang mempunyai sistem porositas rangkap.

Tabel 2.1. Tingkat Kematangan Batubara [2]

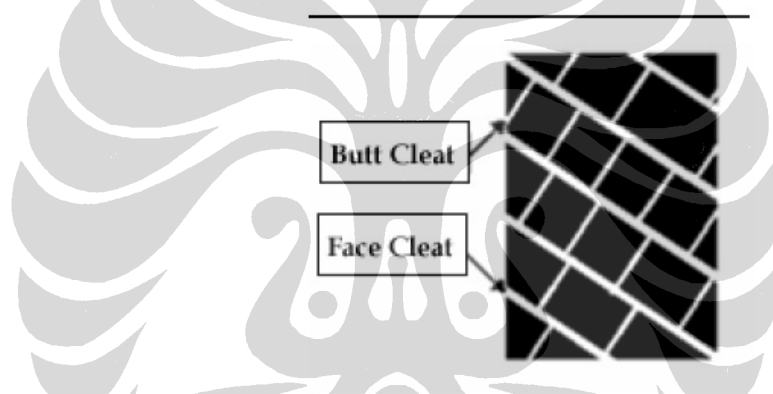
Coal maturation is gradual process characterized by stages.

Rank Stages	Carbon (percent)	Volatile Matter (percent)	Specific Energy (gross in MJ/kg)	In-Situ Moisture (percent)	Vitrinite Reflectance (percent)	
					Random	Max
Wood Debris	50	>65	-	~90	-	-
Peat	60	>60	14.7	75	0.20	0.20
Brown Coal	71	52	23	30	0.40	0.42
Sub-Bituminous	80	40	33.5	5	0.60	0.63
High Volatile Bituminous Coal	86	31	35.6	3	0.97	1.03
Medium Volatile Bituminous Coal	90	22	36	<1	1.47	1.58
Low Volatile Bituminous Coal	91	14	36.4	1	1.85	1.97
Semi-Anthracite	92	8	36	1	2.65	2.83
Anthracite	95	2	35.2	2	6.55	7.00

Apabila porositas diukur berdasarkan kandungan air, maka serpihan tanaman mempunyai porositas 75% dan batubara yang keras mempunyai porositas lebih kecil dari 1% (Tabel 2.1). Secara fisik, porositas materi akan berkurang karena adanya pepadatan dan deformasi butiran batubara (*macerals*).

Kelulusan atau permeabilitas adalah suatu sifat batuan reservoir untuk dapat meluluskan fluida melalui pori-pori yang berhubungan, tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut [9]. Fluida (gas dan air) didalam lapisan batubara mengalir meliwati sistem *cleat* dan rekahan lainnya.

Cleat adalah jaringan rekahan utama didalam batubara yang terbentuk pada proses pembatubaraan. Orientasi cleats dikontrol oleh penekanan tektonis pada saat terbentuknya rekahan. Sistem cleat dibentuk oleh dua rangkaian orthogonal (*face cleat dan butt cleat*) yang tersusun paralel (lihat Gambar 2.4).



Gambar 2.4. Sistem *Cleat* [2]

Dalam rangkain rekahan batubara, *face cleat* lebih dominan dibandingkan dengan *butt cleat*, jaringan *face cleat* lebih panjang dan tidak terputus sedangkan *butt cleat* lebih pendek terpotong tegak lurus pada *face cleat*. Oleh karena itu, sistem *cleat* menghasilkan permeabilitas yang lebih besar pada arah *face cleat*.

Ukuran ruangan *cleat* berhubungan dengan tingkat kematangan batubara, ketebalan lapisan, komposisi *macerals* dan kandungan debu. Secara umum dapat dikatakan dengan bertambahnya tingkat kematangan batubara ruang cleat bertambah kecil; subbituminous (2 - 15cm), high-volatile bituminous (0.3 - 2 cm), and medium- to low-volatile bituminous (<1 cm).

2.1.3. Penyimpanan Gas Pada Reservoir Batubara

Ada tiga cara penyimpanan gas metana di dalam batubara;

1. Sebagai molekul yang ter-adsorpsi (terserap) pada permukaan bahan organik.
2. Sebagai gas bebas (*free gas*) didalam pori-pori atau rekahan.
3. Terlarut didalam cairan yang berada didalan pori-pori atau rekahan.

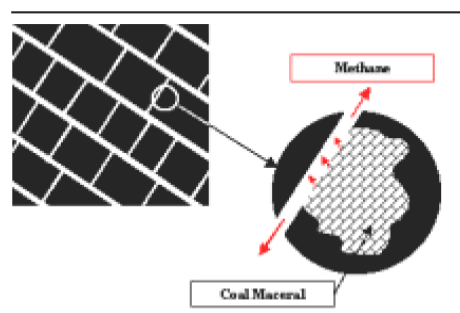
Namun jumlah gas terbesar adalah berupa lapisan monomolecular yang ter-adsorpsi (terserap) pada permukaan batubara, sebagian kecil lainnya sebagai gas bebas yang mengisi sistem *cleat* pada lapisan batubara.

Proses adsorpsi berhubungan langsung dengan tekanan, suhu dan tingkat kematangan batubara, dengan bertambahnya tekanan dan tingkat kematangan batubara jumlah gas metana yang teradsorpsi semakin bertambah, namun hubungan tersebut tidak linier (Gambar 2.3). Adsorpsi isotermik menunjukkan perubahan konsentrasi adsorpsi gas pada matrik batubara sebagai fungsi dari tekanan gas bebas di dalam sistem *cleat*.

Produk lainnya selama proses pembatubaran adalah air, disimpan didalam batubara sebagai air tidak bergerak pada matrik dan air bebas didalam sistem *cleat*. Air bebas didalam sistem *cleat* merupakan hal yang sangat berpengaruh pada proses produksi gas metana batubara.

2.1.4. Mekanisme Migrasi Gas Metana

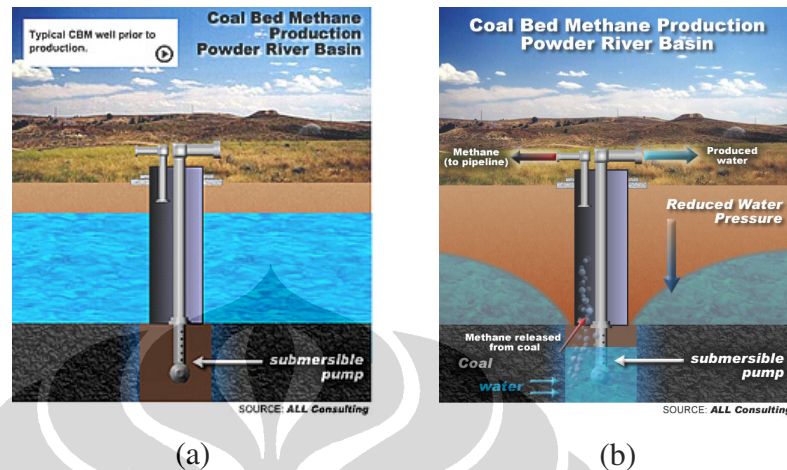
Seperti disebutkan lebih awal, produksi gas dikontrol oleh tiga proses – desorpsi gas dari matrik batubara, difusi ke sistem *cleat*, dan aliran melalui rekahan. Dengan adanya penurunan tekanan pada batubara maka fluida (air dan gas) akan mengalir melalui sistem *cleat*. Sebagian besar fluida tersebut adalah air dan sebagian lainnya berupa gas bebas dan gas yang terlarut dalam air. Setelah proses *dewatering* (pengurasan air), selanjutnya gas metana akan terlepas dari permukaan batubara (desorpsi), berdifusi ke arah *cleat* dan bersifat sebagai gas bebas (lihat Gambar 2.5).



Gambar 2.5. Desorpsi Gas Metana Pada *Micropore* [2]

2.1.5. Produksi Gas Metana -B

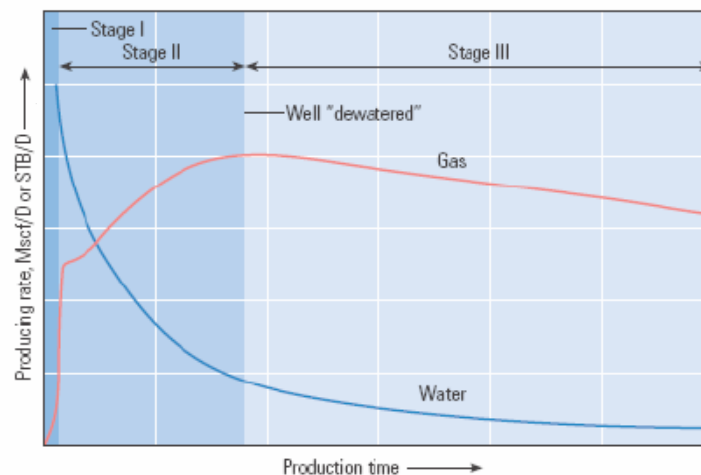
Seperti dijelaskan sebelumnya, dengan berkurangnya tekanan karena proses *dewatering*, maka gas metana mulai terdesorpsi dan mengalir dari lapisan batubara menuju lubang sumur, hal tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.6. berikut ini;



Gambar 2.6. Sumur Produksi Gas Metana-B

Berdasarkan karakteristik reservoir gas metana batubara maka pengembangan produksinyapun berbeda dengan reservoir gas konvensional. Profil produksi Gas Metana-B dibagi dalam tiga tahapan (Gambar 2.7.), yaitu;

- (i) Tahap Pengurasan Air, dimana sejumlah besar air akan diproduksi bersama dengan sejumlah kecil Gas Metana-B. Karakteristik fisik yang mempengaruhi tingkat kesuksesan dalam tahap ini adalah; permeabilitas, kandungan gas yang teradsorpsi, permeabilitas relatif and kurva tekanan kapiler, koefisien difusi dan desorpsi isotermik. Pada akhir tahapan pengurasan air sumur akan mencapai kondisi *minimum flowing bottomhole pressure*.

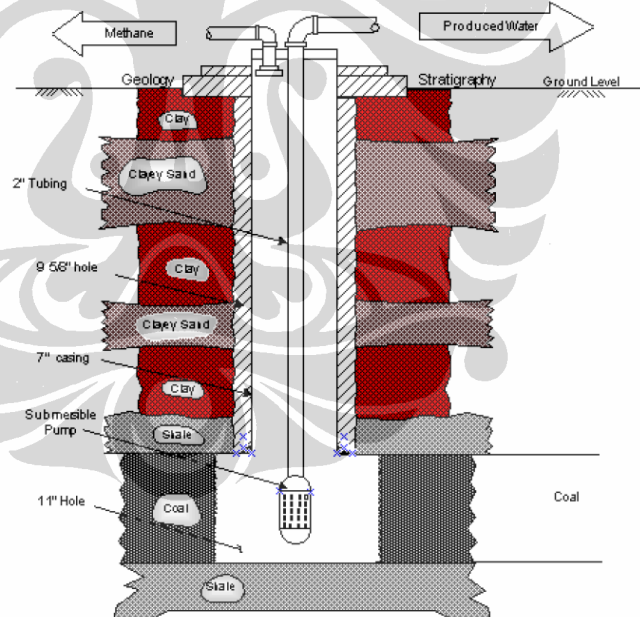


Gambar 2.7. Profil Produksi Lapangan Gas Metana-B [12]

- (ii) Tahap Kestabilan, sebagai tahapan produksi stabil yang terjadi setelah pengurangan tekanan reservoir setelah tahap pertama dilakukan, dimana dalam tahap ini sejumlah gas yang diproduksi akan meningkat sedangkan jumlah air yang diproduksi akan menurun.
- (iii) Tahap Penurunan, yaitu terjadi penurunan jumlah gas yang diproduksi serta produksi air yang tetap rendah.

2.1.6 Sumur Gas Metana-B

Metoda pengeboran dan penyelesaian (*completion*) sumur gas metana batubara tergantung pada ketebalan lapisan, tingkat kematangan batubara dan kandungan fluida. Reservoir Gas Metana-B yang ekonomis untuk dikembangkan berada pada tingkat kematangan sub-bituminous sampai low-volatile bituminous. Pada batubara sub-bituminous digunakan metoda pengeboran dan penyelesaian (*completion*) vertical, sedangkan untuk tingkat kematangan yang lebih tinggi dapat menggunakan metoda vertikal maupun horisontal.

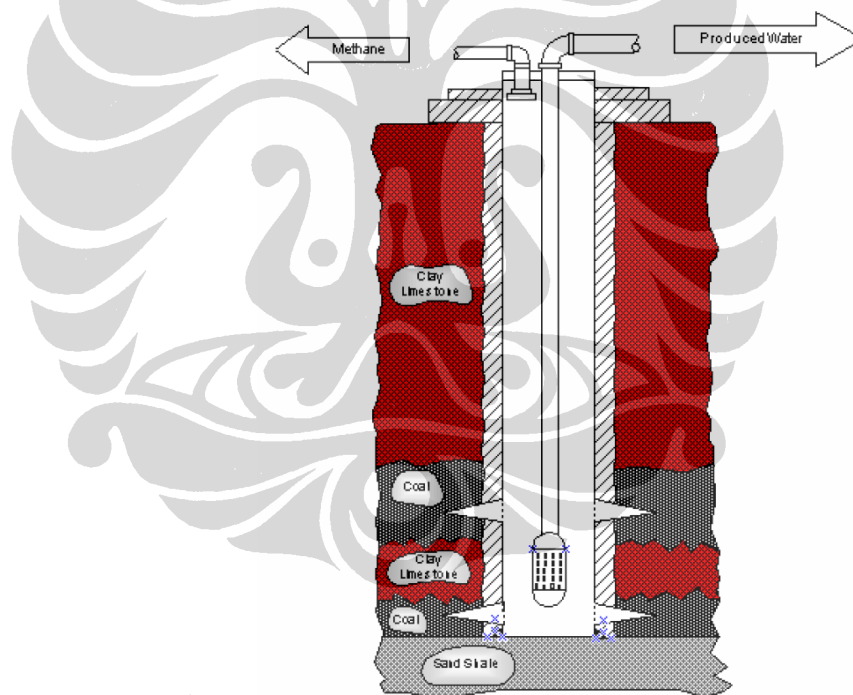


Gambar 2.8. Penyelesaian (*completion*) sumur Vertikal *Open Hole* [2]

Pada sumur vertikal (tegak lurus) pengeboran dilakukan sampai mencapai batas atas lapisan batubara, kemudian dipasang *casing* dan dilakukan penyemenan. Pengeboran dilanjutkan sampai menembus batas bawah lapisan batubara, lubang dibersihkan dengan *water flush* (dilakukan pemompaan air formasi dengan rate yang tinggi). Kemudian dilakukan analisa pada lapisan batubara, apabila lapisan

batubara cukup kuat maka penyelesaian (*completion*) sumur dilakukan dengan metode *open hole*, sebaliknya bila lapisan batubara tidak kuat (rapuh) metoda *cased hole* akan dipilih. Setelah itu akan dilakukan *fracturing* untuk memperbesar permeabilitas lapisan batubara. Terakhir penyelesaian (*completion*) sumur dengan memasang pompa pada ujung *tubing* produksi. Pompa *submersible* dibutuhkan untuk memompa air formasi supaya tekanan formasi mulai berkurang, gas metane mulai terdesorpsi, dan gas metana dapat diproduksi melalui *annulus* (lihat Gambar 2.8).

Untuk sumur dengan target pengeboran lebih dari satu lapisan batubara dan lapisan tersebut tidak cukup kuat maka menggunakan casing sampai lapisan batubara paling bawah, seperti pada Gambar 2.9. Setelah pemasangan casing dilakukan pelubangan (*perforasi*) pada masing-masing lapisan batubara, selanjutnya dilakukan stimulasi dan *fracturing* untuk memperbesar permeabilitas.

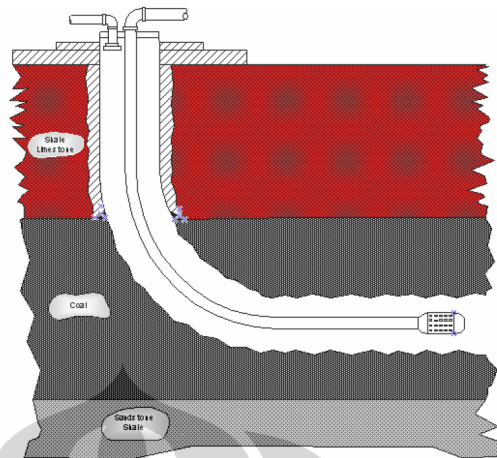


Gambar 2.9. Penyelesaian (*completion*) Sumur Vertikal *Cased Hole* [2]

Pada sumur horizontal (Gambar 2.10.), setelah pengeboran mencapai lapisan batubara maka pengeboran diarahkan menembus sejajar lapisan batubara, lubang bor yang menembus batubara mencapai panjang 3,500 feet .

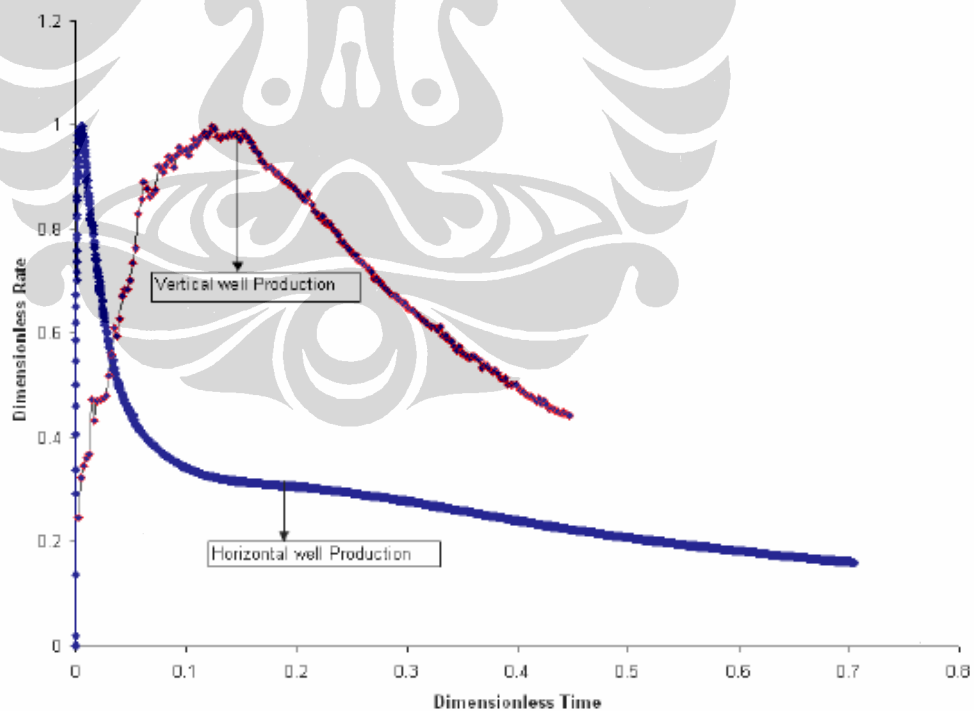
Salah satu keuntungan sumur horisontal adalah arah lubang bor pada lapisan batubara tegak lurus dengan arah permeabilitas maksimum, sehingga akan

menambah laju alir fluida dari reservoir ke lubang bor. Hal inilah yang akan mempercepat proses desorpsi.



Gambar 2.10. Penyelesaian (*completion*) Sumur Horizontal [2]

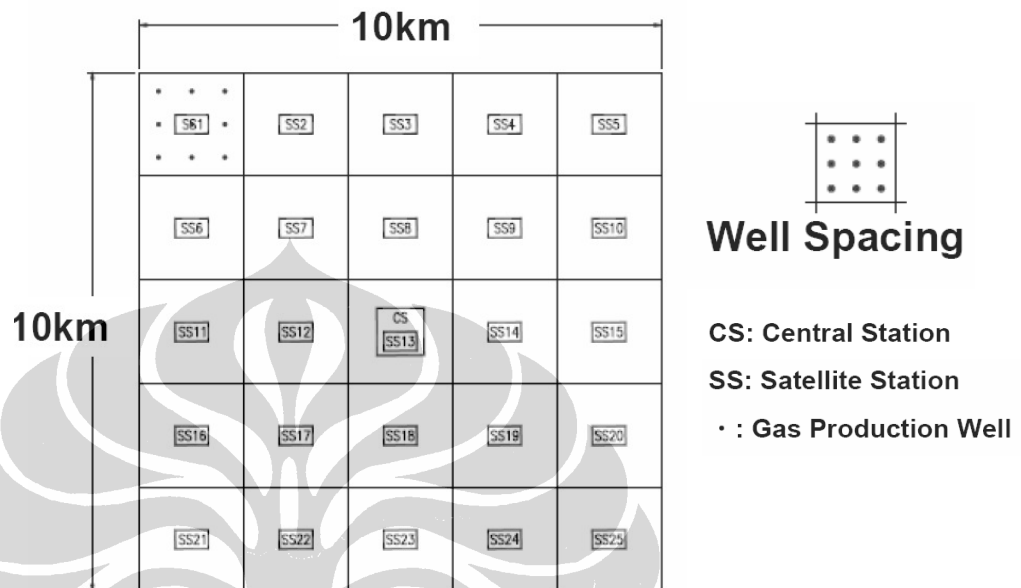
Berdasarkan perbandingan profil produksi antara sumur horizontal dengan sumur vertikal (Gambar 2.11) terlihat bahwa sumur horizontal mempunyai waktu proses dewatering yang lebih singkat.



Gambar 2.11. Profil Produksi Sumur Horizontal dan Vertikal [12]

Pengembangan Pengeboran Sumur

Dalam pengembangan lapangan Gas Metana-B dibutuhkan banyak pengeboran untuk sumur-sumur produksi, untuk area seluas 400 m² paling sedikit dibutuhkan 9 sumur dan satu unit stasiun pengumpul (Gambar 2.12).

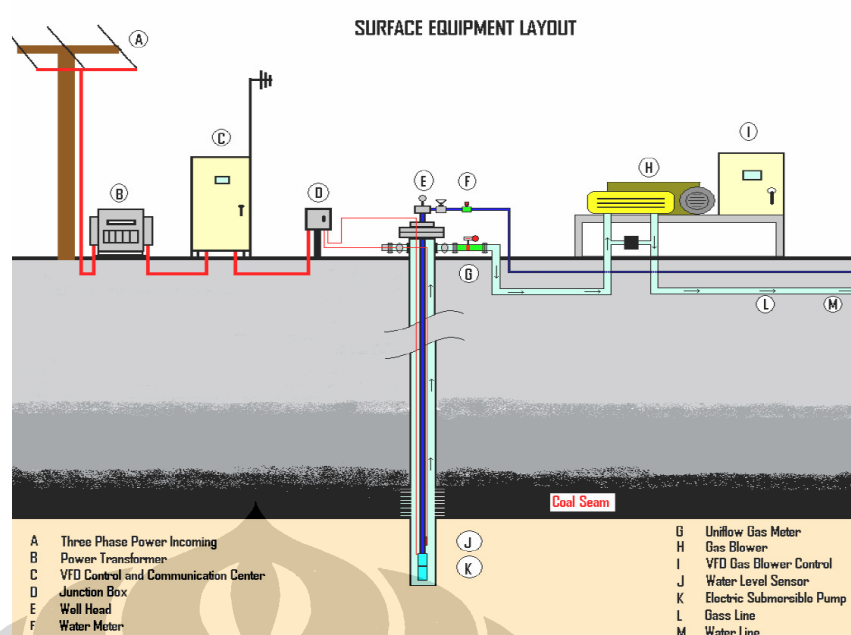


Gambar 2.12. Pengembangan Sumur Produksi [11]

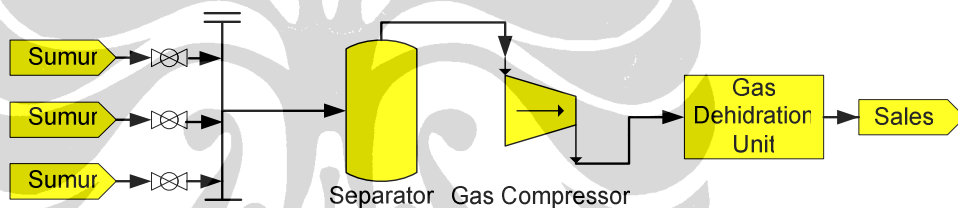
2.1.7. Fasilitas Produksi

Setelah terdesorpsi dari lapisan batubara, gas metana diproduksi melalui *annulus*, namun gas tersebut mempunyai tekanan yang rendah sehingga dibutuhkan *gas blower (vane recovery unit)* dipasang setelah kepala sumur supaya gas metana dapat dialirkan melalui pipa ke stasiun pengumpul (Gambar 2.13.). Dari stasiun pengumpul gas metana yang berasal dari beberapa sumur kemudian dikirim ke stasiun utama untuk diproses untuk memenuhi spesifikasi penjualan gas.

Gas yang dikirim ke stasiun utama diproses pada separator untuk memisahkan air dengan gas (Gambar 2.14). Selanjutnya gas metana dialirkan ke gas kompresor untuk menaikkan tekanan sampai pada tekanan untuk penjualan. Setelah keluar dari gas kompresor, gas dialirkan melalui *gas dehydration unit* untuk menurunkan kandungan air pada gas hingga sampai 7 lb/mm³scf. Terakhir, setelah gas memenuhi spesifikasi, maka gas dialirkan melalui metering guna keperluan fiskal.



Gambar 2.13. Fasilitas Produksi Kepala Sumur



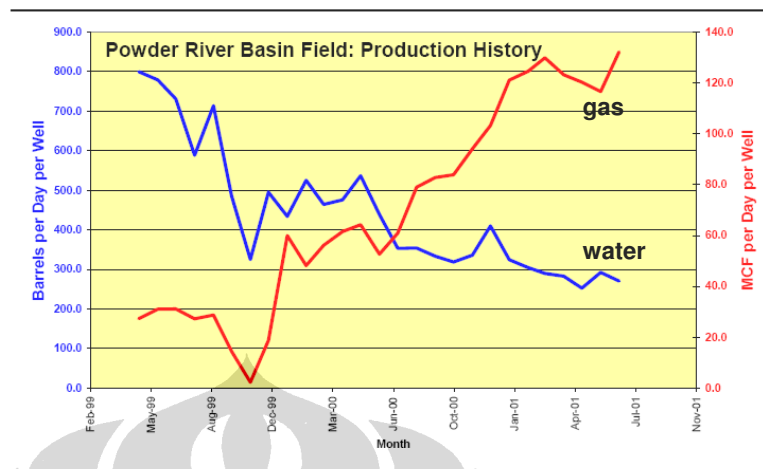
Gambar 2.14. Process Flow Diagram Stasiun Pengumpul

2.2. Pengolahan Produksi Air

Selama masa pengurasan (*dewatering*), air yang terproduksi sangat besar sekali, berdasarkan data Lapangan Powder River Basin di Amerika Serikat pada awal *dewatering* air terproduksi mencapai 800 bwpd (*barrel water per day*) (dapat dilihat pada Gambar 2.15.), sehingga diperlukan penanganan air terproduksi secara tepat dan ekonomis sesuai dengan kebijakan lingkungan yang telah ditetapkan oleh pemerintah. Pengolahan air terproduksi yang digunakan pada penelitian ini adalah; *Surface Discharge*, *Infiltration Impoundments*, *Shallow Re-injection* dan *Reverse Osmosis*.

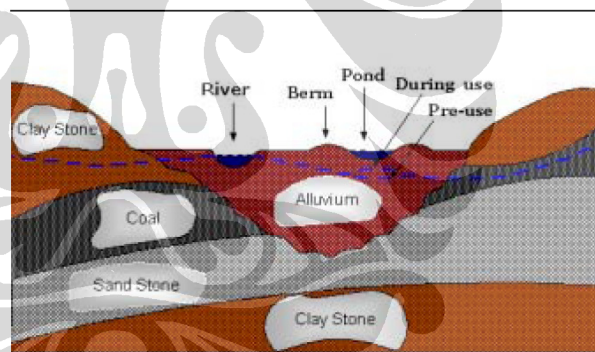
Surface Discharge (pembuangan permukaan), air terproduksi dari beberapa sumur dipompa ke pusat pengolahan kemudian air tersebut dialirkan ke lingkungan. Pelepasan air ke aliran sungai diatur sesuai dengan baku mutu dan mempertimbangkan erosi yang berlebihan pada aliran sungai, sehingga debit air

yang dibuang diatur sedemikian rupa sehingga dapat memenuhi kriteria yang telah ditentukan.



Gambar 2.15. Data Produksi Lapangan Powder River Basin Amerika Serikat [2]

Infiltration impoundments, air terproduksi dari beberapa sumur dipompa ke kolam untuk diuapkan (*evaporasi*), penguapan dibantu dengan alat penyemprot, dan atau diresapkan kembali kedalam akuifer (lihat Gambar 2.16).



Gambar 2.16. Kolam Resapan

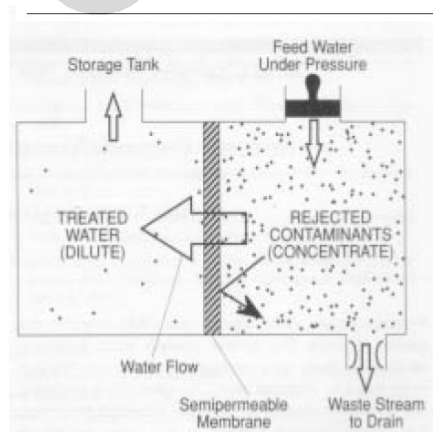
Shallow Re-injection (Sumur Injeksi), air terproduksi dari beberapa sumur dipompa ke kolam kemudian dipompakan ke dalam lapisan akuifer melalui sumur injeksi (Gambar 2.17.).

Reverse Osmosis (Osmosa Terbalik) atau *hyperfiltration* adalah proses pengolahan yang dapat memisahkan kandungan senyawa organik dan anorganik dari air. Teknik ini banyak digunakan untuk desalinasi air laut dan payau, pengolahan limbah industri dan lain-lain. Prinsip osmosa terbalik adalah memindahkan pelarut dari larutan encer ke larutan pekat, dengan mengalirkan air (pelarut) melalui membrane semipermeable, tekanan yang digunakan harus lebih besar dari tekanan *osmotic* (biasanya kira-kira tiga kali lebih besar). Akan tetapi,

membran harus dapat melewatkan pelarut saja, bukan zat terlarut (Gambar 2.18). Membran yang digunakan pada proses ini biasanya adalah membran yang porinya sangat kecil atau padat. Bahan membran yang digunakan adalah selulosa asetat, komposit, polimida dengan modul tubular, spiral wound, flat sheet atau hallow fiber. Untuk penelitian ini pengelolaan air buangan pengembangan lapangan Gas Metana-B dengan reverse osmosis dengan kualitas air buangan TDS (kandungan residu terlarut) 1,000 mg/L.



Gambar 2.17. Sumur Injeksi Air



Source: *Water Treatment Notes*, Cornell University.

Gambar 2.18. *Reverse Osmosis*

Kualitas Air

Kualitas air terproduksi dari lapangan Gas Metana-B tergantung pada kondisi lingkungannya. Parameter untuk menilai kualitas air tersebut adalah *Total Dissolved Solids* (TDS), *Electric Conductivity* (EC) dan *Sodium Adsorption Ratio* (SAR), dimana secara garis besar parameter tersebut berhubungan dengan kandungan garam dan senyawa kima yang dapat membentuk kandungan garam. Pada penelitian di sumur-sumur GMB di Powder River Basin Amerika Serikat menunjukkan data bahwa kualitas air terproduksi tidak melawati ambang batas yang telah ditetapkan oleh Pemerintah Amerika Serikat (TDS 500 mg/L untuk air minum, TDS 2000 untuk pasokan air, EC 1200 $\mu\text{s/cm}$ dan SAR 8-20) . Pengukuran sampel air dari 13 sumur monitoring menghasilkan data TDS 283-2720 mg/L, EC 665 – 4180 $\mu\text{s/cm}$ dan SAR 6-26 [20]. Tabel 2.2. menjelaskan perbandingan kualitas air dari sumur GMB daerah Powder River Basin dengan daerah lainnya, dengan parameter TDA dan EC.

Kegunaan Air Terproduksi

Dengan jumlah yang demikian besar dan kualitas yang cukup baik membuat air terproduksi mempunyai beragam kemungkinan pemanfaatannya (untuk memasok irigasi pertanian, enhanced oil recovery dan pasokan untuk bahan baku air minum). Untuk kualitas air yang cukup baik maka air dapat dibuang langsung kelingkungan sebagai penambah debit air untuk irigasi.

Tabel 2.2. Perbandingan Kualitas Air Lapangan GMB di Amerika Serikat [20]

WATER BODY or LIMIT	TDS (mg/L)	EC ($\mu\text{s/cm}$)
Lake Superior	63	97
Lake Tahoe	64	92
Cheyenne R. Basin CBM well water	429	670
<i>EPA standart for human drinking water</i>	500	-
Belle Fourche R. Basin CBM well water	542	850
Lake Mead	640	850
<i>Montana Tongue R. std (summer monthly ave.)</i>	-	1,000
<i>Maximum for irrigation of sensitive plants</i>	-	1,200
Litle Powder R. Basin CBM well water	947	1,480
<i>Montana Tongue R. std (winter monthly ave.)</i>	-	1500
Tongue Powder R. Basin CBM well water	1,190	1,860
<i>EPA standard for livestock water</i>	2,000	-
<i>Montana Powder R. std (summer monthly ave.)</i>	-	2,000
<i>Montana Powder R. std (winter monthly ave.)</i>	-	2,500
<i>South Dakota standards (monthly ave.)</i>	2,500	2,500
Powder R. basin CBM well water	1,612	2,520
Big Goerge coal seam CBM well water	2,070 - 2,480	3,230 - 3,810
San Juan Basin, Colorado CBM well water	15,000	-
Atlantic Ocean	35,000	43,000
Great Salt Lake	230,000	158,000

Namun untuk pasokan air minum diperlukan teknologi yang cukup untuk pengolahan sehingga memenuhi standar baku mutu air minum. Kekonomian pemanfaatan air tersebut tergantung pada kualitas air terproduksi, lokasi sumur dan pengolahan air yang efektif. Kemungkinan pemanfaatan air terproduksi dan metode pengolahannya disajikan pada tabel 2.3. [20].

Tabel 2.3. Kemungkinan Pemanfaatan Air Terproduksi Lapangan GMB

PENGELOLAAN	PEMANFAATAN KOMERSIAL	KEUNTUNGAN	DAMPAK YANG MUNGKIN TIMBUL
<i>Surface Discharge</i>	Irigasi Pertanian	Menambah debit air	Erosi bantaran sungai
		Tambahan pasokan air untuk satwa liar	Endapan garam Kerusakan Biota Sungai
<i>Impoundments</i>	---	Persediaan air	Endapan garam
		Pengisian ulang akuifer	Bertambahnya populasi nyamuk
		Tambak Ikan	
<i>Re-injection</i>	Enhanced Oil Recovery (EOR)	Pengisian ulang akuifer	---
		Tidak ada masalah lingkungan pada permukaan	
<i>Reverse Osmosis</i>	Pasokan Air Minum	Hasil pengolahan berkualitas untuk pasokan air minum	Adanya buangan air asin Ongkos yang mahal untuk pembuangan air asin

Biaya Pengolahan

Berdasarkan data pengelolaan air terproduksi pada Lapangan Powder River Basin di Amerika Serikat, investasi untuk pengelolaan air terproduksi per sumur berkisar antara US \$ 1,500 sampai US \$ 72,300 tergantung pada manajemen pengelolaan yang dilaksanakan, secara lengkap disampaikan pada Tabel 2.4. Namun biaya tersebut belum termasuk investasi yang harus dikeluarkan dari sumur sampai stasiun pengolahan. Sedangkan biaya Operation & Maintenance (O&M) per barrel (bbls) antara US \$ 0.04 sampai US \$ 0.33.

Tabel 2.4. Biaya Pengelolaan Air Terproduksi [3]

	Water Disposal Cost	
	Capital costs/well US \$	O & M costs/bbls US \$
Water Disposal		
Surface Discharge	1,500	0.04
Infiltration Impuondment	20,900	0.10
Shallow Re-injection	36,400	0.10
Reverse Osmosis w/ Trucking & Disposal of Residual Concentrate	72,000	0.31

2.3. Kebijakan Pemerintah Tentang Air Limbah dan Air Tanah

Pemerintah telah mengeluarkan beberapa peraturan untuk baku mutu air limbah pada kegiatan eksplorasi produksi migas dari fasilitas darat dan pengelolaan air tanah, kebijakan tersebut dapat dilihat pada penjelasan berikut ini;

2.3.1. Ketentuan Air Limbah

Baku mutu air limbah untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas dari fasilitas darat (*On-Shore*) pemerintah telah menerbitkan peraturan; Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 04 Tahun 2007 Tentang Baku Mutu Air Limbah Bagi Usaha dan/atau Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi.

Tabel 2.5. Baku Mutu Air Limbah untuk Kegiatan Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas dari Fasilitas Darat (*On-Shore*)

NO.	JENIS AIR LIMBAH	PARAMETER	KADAR MAKSIMUM	METODE PENGUKURAN
1.	Air Terproduksi	COD	200 mg/L	SNI 06-6989:2-2004 atau SNI 06-6989:15-2004 atau APHA 5220
		Minyak dan Lemak	25 mg/L	SNI 06-6989.10-2004
		Sulfida Terlarut (sebagai H ₂ S)	0,5 mg/L	SNI 06-2470-1991 atau APHA 4500-S ²⁻
		Amonia (sebagai NH ₃ -N)	5 mg/L	SNI 06-6989.30-2005 atau APHA 4500-NH ₃
		Phenol Total	2 mg/L	SNI 06-6989.21-2005
		Temperatur	40 °C	SNI 06-6989.23-2005
		pH	6 - 9	SNI 06-6989.11-2004
		TDS	4000 mg/L	SNI 06-6989.27-2005
2.	Air Limbah Drainase	Minyak dan Lemak	15 mg/L	SNI 06-6989.10-2004
		Karbon Organik Total	110 mg/L	SNI 06-6989.28-2005 atau APHA 5310

Berdasar pada Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2007 Tentang Persyaratan dan Tata Cara Pengelolaan Air Limbah Bagi Usaha dan/atau Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi dengan Cara Injeksi diatur;

- Injeksi air limbah dilakukan pada Zona Target Injeksi yang tidak berhubungan dengan akuifer sumber air minum bawah tanah yang dipisahkan oleh lapisan zona kedap.
- Akuifer dapat ditetapkan sebagai zona target injeksi apabila memenuhi kriteria:
 - a. sedang tidak digunakan sebagai sumber air minum;
 - b. tidak akan digunakan sebagai sumber air minum bawah tanah pada saat ini maupun pada masa mendatang karena:

- i. mengandung mineral, hidrokarbon atau sumber energi geothermal;
 - ii. berada di dalam kedalaman yang menyebabkan tidak mungkin dilakukan pemanfaatan air layak minum secara ekonomi dan teknis, atau
 - iii. sangat tercemar sehingga secara ekonomi dan teknologi tidak memungkinkan untuk diolah menjadi air minum yang dapat dikonsumsi oleh manusia.
- c. mempunyai kandungan Residu Terlarut lebih besar dari 3.000 mg/l dan lebih kecil dari 10.000 mg/l namun tidak memungkinkan untuk digunakan sebagai sumber air minum.

2.3.2. Ketentuan Air Tanah

Peraturan dalam pengelolaan air tanah terdiri atas;

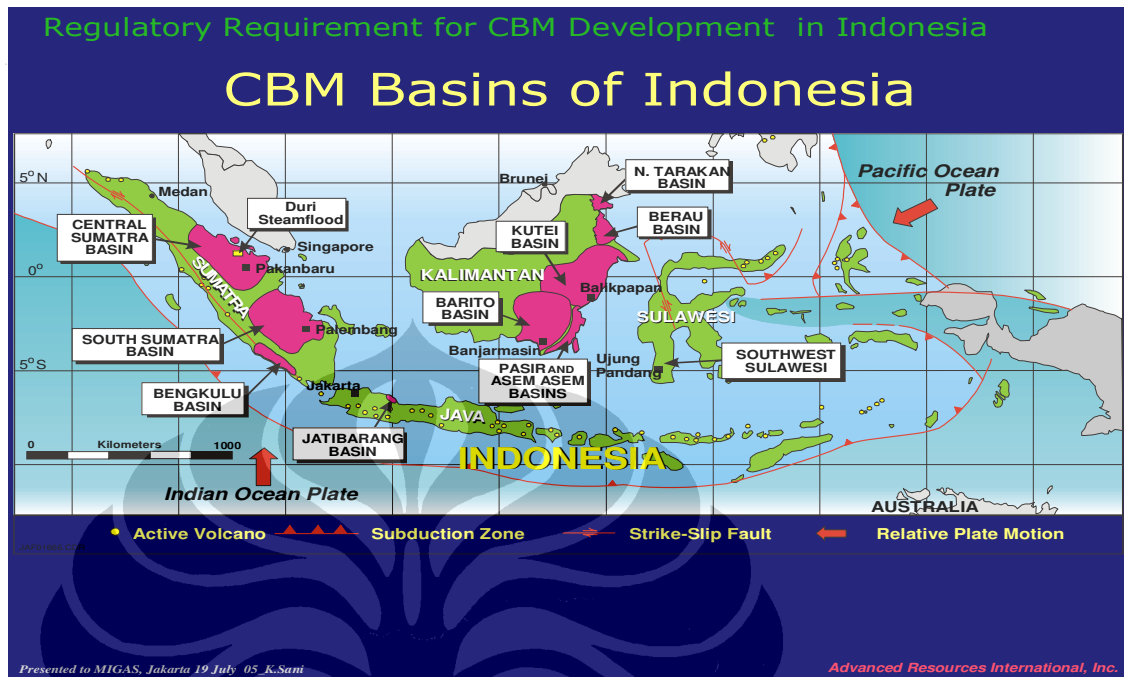
- Undang – Undang Nomor 7 Tahun 2004 tentang Sumber Daya Air
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 43 Tahun 2008 tentang Air Tanah
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 65 Tahun 2001 tentang Pajak Daerah; Tarif Pajak Pengambilan dan Pemanfaatan Air Bawah Tanah dan Air Permukaan ditetapkan sebagai berikut:
 - a. Air bawah tanah sebesar 20% (dua puluh persen);
 - b. Air permukaan sebesar 10% (sepuluh persen).

2.4. Cadangan Gas Metana-B di Indonesia

Potensi Gas Metana-B seperti telah disebutkan pada latar belakang sebagian besar terletak di pulau Sumatera dan Kalimantan, sisanya tersebar di pulau Jawa dan sedikit di Sulawesi (Cekungan Sengkang) seperti yang terlihat pada Gambar 2.19. dan Tabel 2.6.

Gambar 2.19. menunjukkan basin GMB di Indonesia sedangkan Tabel 2.6. merinci potensi Sumberdaya Gas Metana-B di beberapa daerah 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.



Gambar 2.19. Sumberdaya Gas Metana-B di Indonesia [1]

Tabel 2.6. Sumberdaya Gas Metana-B di Indonesia [8]

	Basin	Province	Target Formation	Completeable Coal Thickness (m)	Coal Rank (R _o %)	Avg Depth (m)	High-Graded Area (km ²)	CBM Resources	
								Completable (Tcf)	Concentration (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	Prangat	21	0.50	915	6.100	80.4	13.2
4	C. Sumatra	Sumatra	Petani	15	0.40	762	5.150	52.5	10.2
5	N. Tarakan	Kalimantan	Tabul	15	0.45	701	2.734	17.5	6.4
6	Berau	Kalimantan	Latih	24	0.45	671	780	8.4	10.8
7	Ombilin	Sumatra	Sawaht	24	0.80	762	47	0.5	10.7
8	Pasir/Asem	Kalimantan	Warukin	15	0.45	701	385	3.0	7.9
9	NW Java	Java	T. Akar	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

Berdasarkan pengalaman negara-negara yang sudah mengembangkan Gas Metana-B bahwa faktor perolehan pada pengembangan dapat mencapai angka

antara 10-20%, sehingga peran Gas Metana-B tersebut dalam menggantikan ketergantungan negara pada minyak bumi akan semakin besar.

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

Didaerah 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 2.7. berikut : [17]

Tabel 2.7. Kualitas Batubara di Wilayah Sumatera Selatan

Kualitas	Nilai	Satuan
Total Moisture	7.5	%
Inherent	15	%
Ash	10	%
Volatile Matter	50	%
Total Sulphure	0,4	%
Calorific Value	5500	Cal/gram

2.4.2. 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 2.8 berikut : [16]

Tabel 2.8. Kualitas Batubara di Wilayah Kalimantan Timur

Kualitas	Nilai	Satuan
Moisture	2,21 – 2,30	%
Ash	1,67 – 74,68	%
Volatile Matter	14,67 – 44,94	%

2.5. Tahap Eksplorasi dan Pengembangan Gas Metana-B [13]

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. 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 membore 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 untukantisipasi pengembangan komersialitas skala penuh
- Pada tahapan ini juga sudah dilakukan studi rekayasa rinci untuk infrastruktur permukaan meliputi hal-hal sebagai berikut :

- Sistem pengumpulan pipeline
- Kebutuhan kompresi
- Kebutuhan air
- Perencanaan lapangan komersial untuk spasi sumur dan aksesnya.

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

Tahap 5 : Pengembangan Produksi Komersial

Tahapan ini adalah untuk mengevaluasi pengembangan secara komersial karena pada tahap ini dibutuhkan dana yang sangat besar.

- Investasi kapital 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 diberhentikan pada setiap tahap.

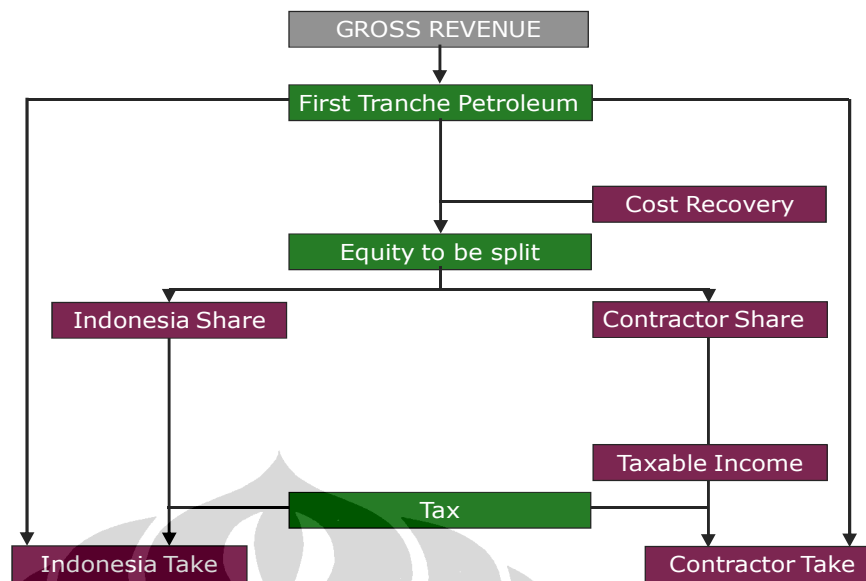
Keputusan untuk meneruskan atau tidak dilanjutkan ditentukan pada akhir setiap tahapan, tergantung pada hasil dari informasi geologi dan rekayasa yang diperoleh.

2.6. Model Kontrak Bagi Hasil

Pelaksanaan PSC (*Production Sharing Contract*) 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.

Berdasarkan skema Kontrak Bagi Hasil untuk Gas Metana-B sebetulnya mirip dengan yang berlaku pada Skema KBH minyak dan gas bumi konvensional (Gambar 2.20.), namun untuk kasus Gas Metana-B, 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



Gambar 2.20. Skema Kontrak Bagi Hasil

- 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 Tranche Petroleum (FTP)* 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 2.9. di bawah ini memperlihatkan proses tersebut.

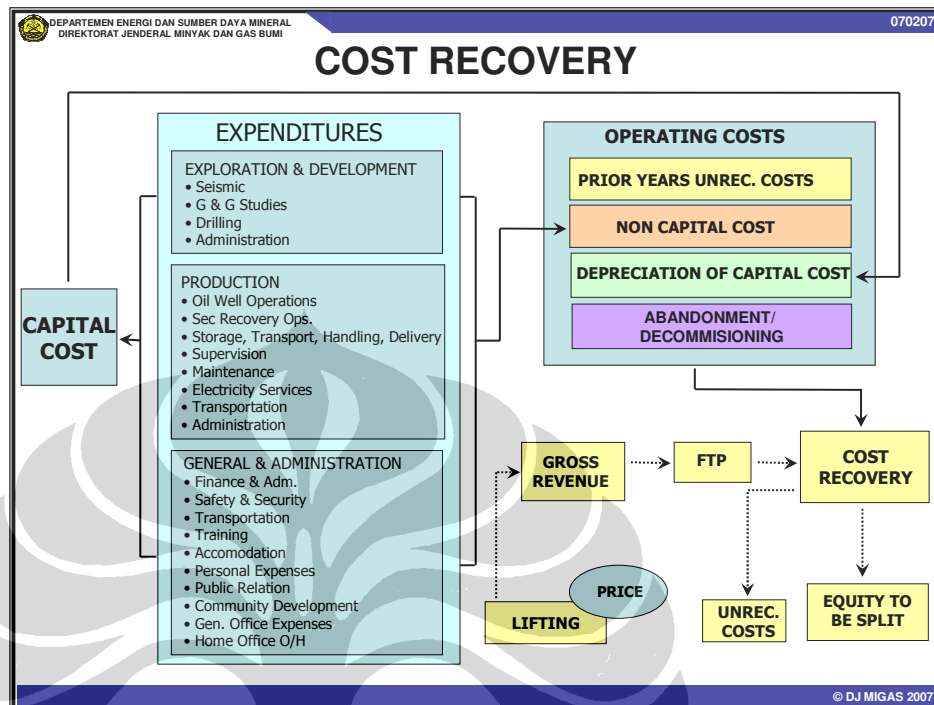
Tabel 2.9. Perhitungan *Cost Recovery*

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

Pada Gambar 2.21. berikut ini dijelaskan mekanisme biaya-biaya operasi yang termasuk dalam *cost recovery*, dengan penjelasan 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



Gambar 2.21. Komponen biaya operasi yang termasuk *Cost Recovery*

- *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 detail 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 detail komponen Biaya Non Kapital pada lampiran halaman 67 - 70.
- *Operating Cost (OC)* adalah biaya operasi, US\$

- *Recovery (Rec)* adalah besarnya *cost recovery* yang dibayarkan kepada kontraktor, US\$
- *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\$
- *Unrecovered (UR)* adalah pengeluaran *non-capital* yang langsung digantikan, kekurangannya dikembalikan pada tahun-tahun berikutnya, US\$

2.7. Bentuk Kontrak dan Ketentuan Pokok Kerja Sama Gas Metana-B

Pada saat ini Pemerintah Indonesia melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral telah mengeluarkan bentuk kerja sama dan ketentuan pokok kerja sama untuk blok GMB;

1. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1834 K/13/HEM/2008 Tentang Penetapan Wilayah Kerja Gas Metana Batubara, Bentuk Kontrak Kerja Sama dan Ketentuan Pokok Kerja Sama (*Terms and Conditions*) serta Mekanisme Penawaran Wilayah Kerja Gas Metana Batubara Blok "GMB Indragiri Hulu" dan Blok "GMB Bentian Besar".
2. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1736K/13/HEM/2008 Tentang Penetapan Wilayah Kerja Gas Metana Batubara, Bentuk Kontrak Kerja Sama dan Ketentuan Pokok Kerja Sama (*Terms and Conditions*) serta Mekanisme Penawaran Wilayah Kerja Gas Metana Batubara Blok "GMB Sekayu" Tahun 2008.

Skema bagi hasil Blok Sekayu dan Bentian adalah 55% untuk pemerintah dan 45% untuk kontraktor, sedangkan Indragiri Hulu dengan komposisi 60% untuk pemerintah dan 40%. *Domestic Market Obligation* (DMO) diberlakukan sejak produksi komersial dengan harga pasar. Jangka kontrak 30 tahun, *Cap Cost Recovery* dihitung dari *Annual Gross Revenue* selama kontrak, dapat dilihat pada Table 2.10.

Tabel 2.10. Bentuk Kontrak dan Ketentuan Pokok Kerja Sama (*Term & Condition*) Gas Metana-B

No	Wilayah Kerja		Bentuk Kontrak Kerja Sama	Ketentuan Pokok Kerja Sama (<i>Term and Condition</i>)									
	Blok	Luas (Km ²)		Relinquishment 3 tahun pertama (%)	Sisa Akhir tahun k-6 (%)	FTP %	DMO %	GMB Bagian Pemerintah After Tax (%)	GMB Bagian Kontraktor After Tax (%)	Cap Cost Recovery (%)	Investment Credit	Minimum Bonus Tandatangani (US\$)	Keterangan
1	GMB Sekayu	580.3	Kontrak Bagi Hasil	10	80	5	25	55	45	Tahun 1 s/d 5 = 100% Tahun 6 s/d akhir kontrak = 90%	-	1,000,000	FTP 5% dibagi antara Pemerintah dan kontraktor
2	GMB Bentian Besar	830.3	Kontrak Bagi Hasil	10	80	10	25	55	45	90%	-	1,000,000	FTP 10% hanya untuk Pemerintah
3	GMB Indragiri Hulu	519.3	Kontrak Bagi Hasil	10	80	10	25	60	40	90%	-	1,000,000	hanya untuk Pemerintah (<i>undivided</i>)

1. Jangka waktu Kontrak 30 tahun
2. Kontraktor wajib membayar bonus tandatangan, bonus produksi dan bonus bantuan peralatan/jasa kepada Pemerintah dan pembayarannya tidak dapat dibebankan sebagai biaya operasi dalam Kontrak Kerja Sama.

