

**KEEKONOMIAN PENGUSAHAAN GAS METANA-B
DI WILAYAH SUMATERA SELATAN DAN
KALIMANTAN TIMUR**

TESIS

Oleh

LESTANTU WIDODO

NPM : 06 06 00 41 55



**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN TEKNIK
UNIVERSITAS INDONESIA
GENAP 2007/2008**

**KEEKONOMIAN PENGUSAHAAN GAS METANA-B
DI WILAYAH SUMATERA SELATAN DAN
KALIMANTAN TIMUR**

TESIS

Oleh

LESTANTU WIDODO

NPM : 06 06 00 41 55



**TESIS INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI SEBAGIAN
PERSYARATAN MENJADI MAGISTER TEKNIK**

**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN TEKNIK
UNIVERSITAS INDONESIA**

GENAP 2007/2008

i

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tesis dengan judul :

KEEKONOMIAN PENGUSAHAAN GAS METANA - B DI WILAYAH SUMATERA SELATAN DAN KALIMANTAN TIMUR

Yang Dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Kekhususan Manajemen Gas, Program Studi Teknik Kimia, Program Magister Manajemen Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari tesis yang sudah dipublikasikan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar magister teknik di lingkungan Universitas Indonesia maupun Perguruan Tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Jakarta, Juni 2008

(Lestantu Widodo)

NPM : 0606004155

PERSETUJUAN

Tesis dengan judul :

KEEKONOMIAN PENGUSAHAAN GAS METANA - B DI WILAYAH SUMATERA SELATAN DAN KALIMANTAN TIMUR

Dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Kekhususan Manajemen Gas, Program Studi Teknik Kimia, Program Magister Manajemen Teknik Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam ujian Sidang Tesis.

Dosen Pembimbing I,

Dr. Ir. Mahmud Sudibandriyo, MSc

Pembimbing II,

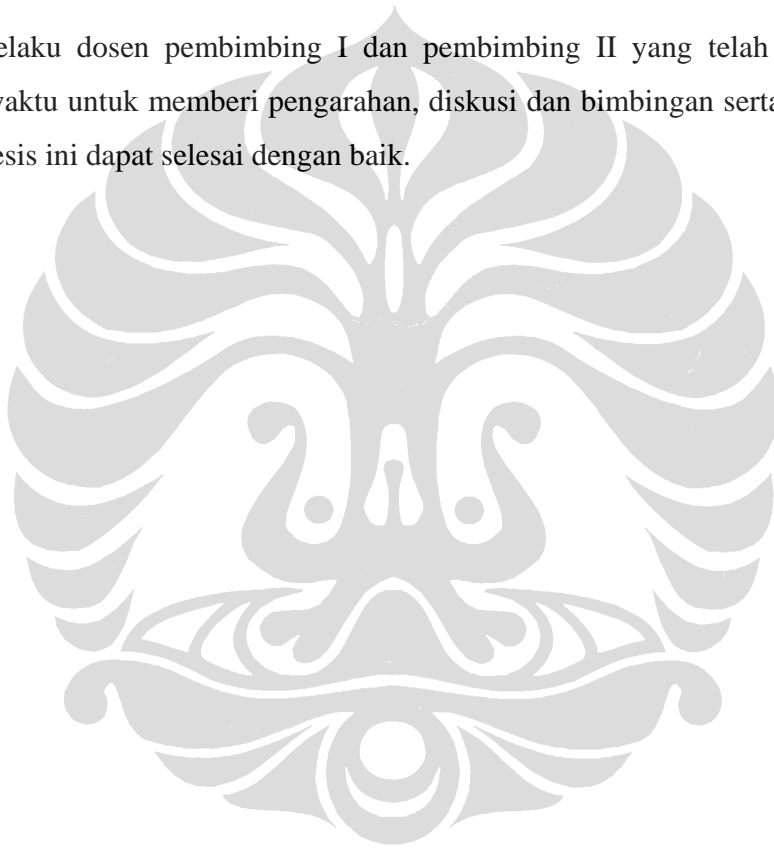
Ir. Padmadi Heru Wibawa, M.Si.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

DR. Ir. Mahmud Sudibandriyo, MSc dan Ir. Padmadi Heru Wibawa, MSi

selaku dosen pembimbing I dan pembimbing II yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan serta persetujuan sehingga tesis ini dapat selesai dengan baik.



Lestantu Widodo NPM 06 06 00 41 55 Program Kekhususan Manajemen Gas	Dosen pembimbing I. DR. Ir. Mahmud Sudibandriyo, MSc II. Ir. Padmadi Heru Wibawa, MSi
---	---

**KEEKONOMIAN PENGUSAHAAN GAS METANA-B
DI WILAYAH SUMATERA SELATAN DAN KALIMANTAN TIMUR**

ABSTRAK

Sejalan dengan semakin menurunnya produksi minyak bumi dan semakin besar permintaan akan minyak dan gas bumi, maka Pemerintah berusaha mengembangkan Gas Metana-B sebagai alternatif lain yang diwujudkan dalam Peraturan Menteri (Permen) Nomor 033 Tahun 2006 tentang Pengusahaan Gas Metana-B.

Sehubungan dengan adanya persyaratan-persyaratan khusus di dalam kontrak Gas Metana-B, maka pemerintah memerlukan suatu “tools” berupa model perhitungan keekonomian sebagai acuan dalam mengevaluasi atau melakukan penilaian terhadap blok yang ditawarkan. Model ini bisa dikembangkan dari model perhitungan keekonomian minyak dan gas bumi yang telah ada, dengan melakukan modifikasi yang disesuaikan dengan kebutuhan Gas Metana-B.

Tujuan dari penelitian ini adalah mengembangkan model perhitungan keekonomian kontrak bagi hasil Gas Metana-B dengan melakukan modifikasi model minyak dan gas bumi sesuai dengan ketentuan dan syarat yang akan digunakan pada pengusahaan Gas Metana-B. Kemudian menggunakan model tersebut untuk melakukan perhitungan keekonomian pengusahaan Gas Metana-B di Indonesia untuk menghasilkan indikator keekonomian yang layak bagi pengusaha dan pemerintah, atau untuk menentukan keekonomian terhadap blok yang akan ditawarkan.

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisa sensitivitas kedua *base case* tersebut diatas, dapat dirangkum sebagai berikut :

Dilihat dari Sisi Investor, berdasarkan parameter ekonomi (jumlah produksi gas tahunan atau harga gas) merupakan parameter yang sangat sensitif terhadap IRR dan NPV, sedangkan berdasarkan parameter kebijakan, kenaikan Split dan Cost Recovery Ceiling sangat sensitif terhadap perubahan IRR, sedangkan perubahan FTP tidak berpengaruh secara signifikan terhadap kenaikan IRR.

Dilihat dari Sisi Pemerintah, berdasarkan parameter ekonomi (jumlah produksi gas tahunan atau harga gas) merupakan parameter yang sangat sensitif terhadap Gov. Take, sedangkan berdasarkan parameter kebijakan, kenaikan Split dan Cost Recovery Ceiling sangat sensitif terhadap perubahan Gov. Take, sedangkan kenaikan FTP (shareable) tidak berpengaruh secara signifikan dengan perubahan Gov. Take, kecuali bila FTP (non shareable).

Untuk mencapai IRR sekitar 20%, merubah parameter ekonomi hanya dapat dilakukan pada harga gas (dinaikkan sampai sekitar US\$ 7.00/MMBTU di kepala sumur/tidak mungkin), bila merubah produksi gas tahunan (tergantung jumlah cadangan Gas Metana-B). Apabila merubah parameter kebijakan, yaitu merubah Split atau Cost Recovery Ceiling tampaknya tidak memungkinkan, karena Split yang dinaikkan untuk kontraktor sudah dibatas kewajaran (didas 80% setelah pajak untuk kontraktor), sedangkan menaikkan Cost Recovery Ceiling harus diatas 120% (tidak mungkin).

Kata Kunci : Gas Metana-B, baru, keekonomian, indikator keekonomian.

Lestantu Widodo NPM 06 06 00 41 55 Gas Management Special Program	Counsellor I. DR. Ir. Mahmud Sudibandriyo, MSc II. Ir. Padmadi Heru Wibawa, MSi
---	---

**THE ECONOMIC OF CBM EFFORT
IN SOUTH SUMATRA AND EAST KALIMANTAN REGION**

ABSTRACT

According to drastically decline of oil and gas production and more increase of oil and gas demand, in 2006 the Government has cause the CBM effort in Government Regulation Number 033/2006.

According to the CBM contracts in the future must have the special terms and conditions, the Government must has “tools” that is an economics model which can be used to evaluate of blocks in working area CBM bid. The model is modifying from oil and gas economics model.

The purpose this tesis is to modify terms and conditions in economy of oil and gas contract model can be a model which appropriate in CBM effort. In the future, we hope the PSC model contract modified for CBM can be used to evaluate of blocks in working area CBM bid. The purpose of this is to get the win-win solution between Government and Contractor with suitable economic indicator.

Based on calculate and cencitive analysis result from both base cases can make conclusion, that is :

From the investor sides, based on economic parameter (yearly gas production or gas price) are very sensitive economic parameters againts IRR and NPV, if based on policy parameter, Split and Cost Recovery Ceiling increases are very cencitive againts IRR changed, and FTP changed not significant influence againts IRR increase.

From the government sides, based on economic parameter (yearly gas production or gas price) are very sensitive economic parameters againts Gov. Take, if based on policy parameter, Split and Cost Recovery Ceiling increases are very cencitive againts Gov. Take changed, and FTP shareable changed not significant influence againts Gov. Take increase, but FTP non shareable rather significant.

If we want to make IRR approximately 20%, to change economic parameter can do only in gas price (to increase until approximately US\$ 7.00/MMBTU welhead price is impossible), if we change gas yearly gas production (depends on CBM resources). If we change policy parameter, that is Split change or Cost Recovery Ceiling change are impossible, because Split increasing for contractor is not reasonable (more than 80% after tax for contractor), and Cost Recovery Ceiling increasing must more than 120% (impossible).

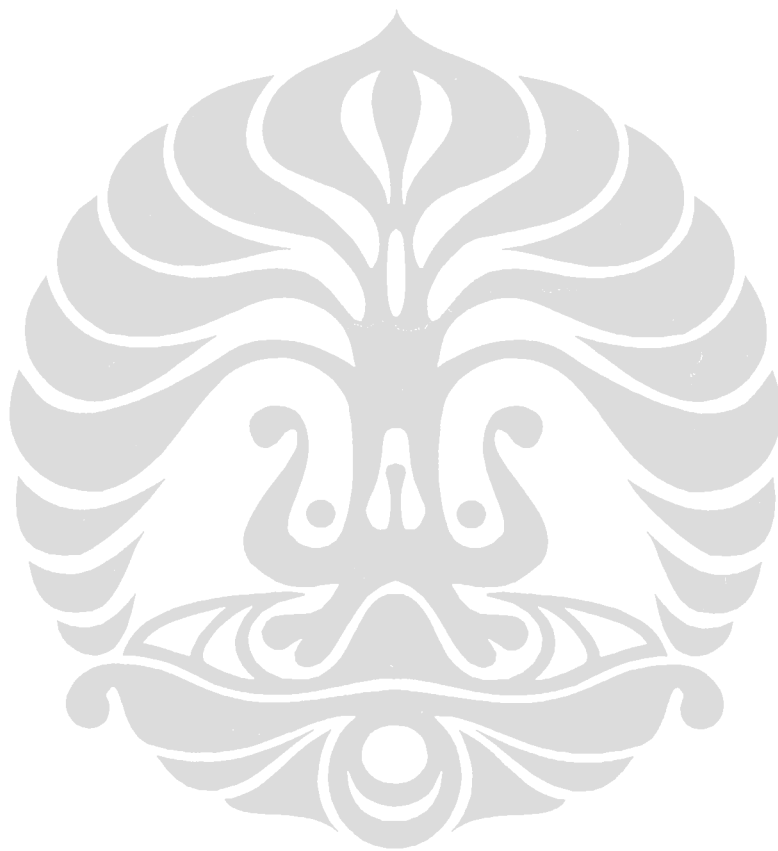
Key words : Coalbed Mathane (CBM), new option, economic, indicator economic.

DAFTAR ISI

	Halaman
JUDUL	i
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	ii
PERSETUJUAN	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan Penelitian	3
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Sistematika Penelitian	4
BAB II. LANDASAN TEORI	5
2.1. Kebutuhan Energi Nasional	7
2.2. Gas Metana-B di Indonesia	7
2.2.1. Gas Metana-B di Sumatera Selatan dan sekitarnya	9
2.2.2. Gas Metana-B di Kalimantan Timur dan sekitarnya	10
2.3. Dasar Hukum Pengusahaan Gas Metana-B di Indonesia	11
2.3.1. Regulasi Gas Metana-B di Indonesia	11
2.3.2. Pembinaan dan Pengawasan Pengusahaan Gas Metana-B	11
2.3.3. Pengusahaan Gas Metana-B Tunduk Kepada Regime Migas	12
2.3.4. Wilayah Kerja Gas Metana-B	12
2.4. Pengembangan Gas Metana-B di Indonesia	13
2.4.1. Kunci Keberhasilan Pengusahaan Gas Metana-B di Indonesia	15

2.4.2. Tahapan Eksplorasi dan Pengembangan Gas Metana-B	15
2.4.3. Tantangan Geologi dan Rekayasa	18
2.4.4. Teknologi Untuk Keberhasilan Pengembangan Gas Metana-B	20
2.4.5. Biaya Pengembangan Gas Metana-B	21
2.4.6. Tata Cara Pengembangan Gas Metana-B di Indonesia	22
2.5. Keekonomian Pengembangan Gas Metana-B	24
2.5.1. Gambaran Keekonomian Gas Metana-B	25
2.5.2. Indikator Keekonomian	26
2.6. Model Kontrak Bagi Hasil atau <i>Production Sharing Contract (PSC)</i>	29
BAB III. METODE PENELITIAN	35
3.1. Tempat Penelitian	35
3.2. Waktu Penelitian	35
3.3. Prosedur Penelitian	35
BAB IV. KAJIAN KEEKONOMIAN GAS METANA-B	38
4.1. Rencana Pengembangan Lapangan Gas Metana-B	38
4.1.1. Pengembangan Lapangan	38
4.1.2. Fasilitas Produksi	39
4.2. Data-Data Masukan Yang Diperlukan	40
4.2.1. Ketentuan dan Syarat untuk Wilayah Sumatera Selatan (Base Case I)	40
4.2.2. Ketentuan dan Syarat untuk Wilayah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur (Base Case II)	41
4.2.3. Perkiraan Produksi	41
4.2.4. Biaya Investasi dan Operasional Proyek	44
4.3. Perhitungan Keekonomian Kontrak Gas Metana-B	48
4.3.1. Hasil Perhitungan Keekonomian Kasus Dasar I (Base Case I)	48
4.3.2. Hasil Perhitungan Keekonomian Kasus Dasar II (Base Case II)	49
4.3.3. Hasil Analisa Sensitivitas	51

BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN	69
5.1. Kesimpulan	69
5.2. Saran	70
DAFTAR PUSTAKA	xi
LAMPIRAN	



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Rencana Pemakaian Energi Nasional	5
Gambar 2.2. Produksi Minyak Bumi dan Kondensat Indonesia	6
Gambar 2.3. Produksi Gas Bumi Indonesia	6
Gambar 2.4. Sumber Daya Gas Metana-B di Indonesia	8
Gambar 2.5. Distribusi Tambang Batubara	8
Gambar 2.6. Gambaran Keekonomian Gas Metana-B	26
Gambar 2.7. Skema Kontrak Bagi Hasil	29
Gambar 2.8. Komponen Biaya Operasi Yang Termasuk Cost Recovery	32
Gambar 3.1. Skema Prosedur Penelitian Perhitungan Keekonomian Pengembangan Gas Metana-B	37
Gambar 4.1. Grafik perkiraan produksi gas tahunan (MMSCFY)	42
Gambar 4.2. Grafik perkiraan produksi air tahunan (Ribu Barel)	43
Gambar 4.3. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case I	52
Gambar 4.4. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, Biaya kapital dan biaya operasi Base Case I	52
Gambar 4.5. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case I	53
Gambar 4.6. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case I	54
Gambar 4.7. Gov. Take sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case I	54
Gambar 4.8. Gov. Take sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case I	56
Gambar 4.9. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	57
Gambar 4.10. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	58
Gambar 4.11. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	58

Gambar 4.12. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	59
Gambar 4.13. Gov. Take sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	60
Gambar 4.14. Gov. Take sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	61
Gambar 4.15. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	62
Gambar 4.16. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	63
Gambar 4.17. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	63
Gambar 4.18. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	64
Gambar 4.19. Gov. Take sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	65
Gambar 4.20. Gov. Take sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi Base Case II	66

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1. Sumber Daya Gas Metana-B di Indonesia	9
Tabel 2.2. Kualitas Batubara di Wilayah Sumatera Selatan	10
Tabel 2.3. Kualitas Batubara di Wilayah Kalimantan Timur	11
Tabel 2.4. Perhitungan Cost Recovery	31
Tabel 4.1. Perkiraan Produksi Gas Tahunan	42
Tabel 4.2. Perkiraan Produksi Air Tahunan	43
Tabel 4.3. Biaya Investasi dan Biaya Operasi	45
Tabel 4.4. Indikator Keekonomian Gas Metana-B di Wilayah Sumatera Selatan (Base Case I)	48
Tabel 4.5. Distribusi Pendapatan (Base Case I)	49
Tabel 4.6. Indikator Keekonomian Gas Metana-B di Wilayah Sumatera Selatan (Base Case II)	49
Tabel 4.7. Distribusi Pendapatan (Base Case II)	50
Tabel 4.8. Indikator Keekonomian Gas Metana-B di Wilayah Kalimantan Timur (Base Case II)	50
Tabel 4.9. Distribusi Pendapatan (Base Case II)	51
Tabel 4.10. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai split	54
Tabel 4.11. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai CRC	55
Tabel 4.12. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai FTP	55
Tabel 4.13. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Split	56
Tabel 4.14. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai CRC	57
Tabel 4.15. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai FTP	57
Tabel 4.16. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai Split	59
Tabel 4.17. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai CRC	60
Tabel 4.18. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai FTP	60
Tabel 4.19. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Split	61
Tabel 4.20. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai CRC	62
Tabel 4.21. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai FTP	62
Tabel 4.22. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai Split	64

Tabel 4.23. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai CRC	65
Tabel 4.24. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai FTP	65
Tabel 4.25. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Split	66
Tabel 4.26. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai CRC	67
Tabel 4.27. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai FTP	67



DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran 1.1. Perhitungan Keekonomian Base Case I Sumatera Selatan	71-72
Lampiran 1.2. Split 50 : 50	73-74
Lampiran 1.3. Split 60 : 40	75-76
Lampiran 1.4. Split 70 : 30	77-78
Lampiran 1.5. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45) Sumatera Selatan; CR=90%, FTP=10% (non shareable), Harga Gas=US\$ 4,5/MMBTU	79-80
Lampiran 1.6. Split 50 : 50	81-82
Lampiran 1.7. Split 60 : 40	83-84
Lampiran 1.8. Split 70 : 30	85-86
Lampiran 1.9. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45) Kalimantan Timur; CR=90%, FTP=10% (non shareable), Harga Gas=US\$ 4,5/MMBTU	87-88
Lampiran 1.10. Split 50 : 50	89-90
Lampiran 1.11. Split 60 : 40	91-92
Lampiran 1.12. Split 70 : 30	93-94
Lampiran 1.13. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45) Sumatera Selatan; CR=90%, FTP=10% (non shareable), Harga Gas=US\$ 5,0/MMBTU	95-96
Lampiran 1.14. Split 50 : 50	97-98
Lampiran 1.15. Split 60 : 40	99-100
Lampiran 1.16. Split 70 : 30	101-102
Lampiran 1.17. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45) Sumatera Selatan CR=80%, FTP=10% (non shareable), Harga Gas=US\$ 4,5/MMBTU	103-104
Lampiran 1.18. Split 50 : 50	105-106
Lampiran 1.19. Split 60 : 40	107-108
Lampiran 1.20. Split 70 : 30	109-110

Lampiran 1.21. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45)	111-112
Sumatera Selatan CR=80%, FTP=10% (non shareable),	
Harga Gas=US\$ 5,0/MMBTU	
Lampiran 1.22. Split 50 : 50	113-114
Lampiran 1.23. Split 60 : 40	115-116
Lampiran 1.24. Split 70 : 30	117-118
Lampiran 1.25. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45)	119-120
Kaltim CR=90%, FTP=10% (non shareable),	
Harga Gas=US\$ 5,0/MMBTU	
Lampiran 1.26. Split 50 : 50	121-122
Lampiran 1.27. Split 60 : 40	123-124
Lampiran 1.28. Split 70 : 30	125-126
Lampiran 1.29. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45)	127-128
Kaltim CR=80%, FTP=10% (non shareable),	
Harga Gas=US\$ 4,5/MMBTU	
Lampiran 1.30. Split 50 : 50	129-130
Lampiran 1.31. Split 60 : 40	131-132
Lampiran 1.32. Split 70 : 30	133-134
Lampiran 1.33. Perhitungan Keekonomian Base Case II (Split 55:45)	135-136
Kaltim CR=80%, FTP=10% (non shareable),	
Harga Gas=US\$ 5,0/MMBTU	
Lampiran 1.34. Split 50 : 50	137-138
Lampiran 1.35. Split 60 : 40	139-140
Lampiran 1.36. Split 70 : 30	141-142
Lampiran 2. Komponen <i>Cost Recovery</i>	143-144
Lampiran 3. Perbandingan Model Kontrak Gas Konvensional	145
dengan Gas Metana-B	
Lampiran 4. Flow Diagram Pengusahaan Gas Metana-B mulai	146
dari Kepala Sumur sampai Fasilitas Proses	

DAFTAR PUSTAKA

1. Advanced Resources International, Inc., Indonesian Coalbed Methane – Resource Assessment, Unpublished Report, Prepared for Asian Development Bank, Manila – MIGAS, Jakarta, 2003
2. DESDM (Ministry of Energy and Mineral Resources), Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2005-2025, Internal Report, DESDM, Jakarta, 2005
3. Ephindo-MedcoEnergi, Presentation of CBM Project, South Sumatra Joint Evaluation, April 2007
4. Hydrocarbon Asia, Indonesia Coalbed Methane : resources and development potential, Report CBM July/August 2006
5. Institut Teknologi Bandung, Joint Evaluation Study on CBM, *Overlapping Area of Medco-Ephindo*, South Sumatera, May 2007
6. Kurnely, Kun, Budi Tamtomo, Salis Aprilian, *A Preliminary Study of Development of Coalbed Methane (CBM) in South Sumatra*, SPE 80518, 2005
7. Lin, Whenseng, Min Gu, Anzhong Gu, Xuesheng Lu, Wensheng Cao, *Analysis of Coal Bed Methane Enrichment and Liquefaction Processes in China*, Shanghai Jiaotong University, Poster PO-37
8. PT. Suhartama Multijaya, Penyusunan Kebijakan Pengembangan Pengusahaan Coalbed Methane (CBM), 2006
9. Situmorang, Bona, Chandra Dewa Dwiyoga, Andang Kustamsi, *The Untapped “Conventional” Gas : CBM Resources of Kutai Basin With Reference to the North Kutai Lama Field, Sangasangan Area, East Kalimantan*, Jakarta 2006 International Geosciences Conference and Exhibition, 14-16 Agustus 2006

10. Sosrowidjojo, Iman B., *Coalbed Methane Potential in the South Palembang Basin*, Jakarta 2006 International Geosciences Conference and Exhibiton, 2006
11. Widodo, Lestantu, *Studi Komparatif Berbagai Kontrak Kerjasama Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak Bumi di Asia Pasifik*, Tugas Akhir S1, Institut Teknologi Bandung, 1996
12. Widodo, Aruman, *Peluang CBM Sebagai Energi Alternatif di Masa Depan*, Ikatan Sarjana Ekonomi Indonesia, Jakarta, 2007

