



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS POTENSIAL CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION  
MENINGKATKAN PRODUKSI COALBED METHANE  
PADA HIGH PROSPECTIVE BASINS DI INDONESIA**

**TESIS**

**ELLEN RESIA HUTAGALUNG**

**10 06 73 5460**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA  
SALEMBA  
JULI 2012**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS POTENSIAL *CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION*  
MENINGKATKAN PRODUKSI *COALBED METHANE*  
PADA *HIGH PROSPECTIVE BASINS* DI INDONESIA**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

**ELLEN RESIA HUTAGALUNG**

**10 06 73 5460**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA  
SALEMBA  
JULI 2012**

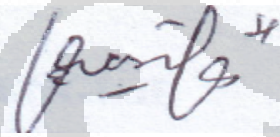
## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama : ELLEN RESIA HUTAGALUNG**

**NPM : 10 06 73 5460**

**Tanda Tangan :**



**Tanggal : 10 JULI 2012**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Ellen Resia Hutagalung

NPM : 10 06 73 5460

Program Studi : Manajemen Gas

Judul Tesis : ANALISIS POTENSIAL CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION  
MENINGKATKAN PRODUKSI COALBED METHANE  
PADA HIGH PROSPECTIVE BASINS DI INDONESIA

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Kimia, Kekhususan Manajemen Gas, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. Mahmud Sudibandriyo M.Sc, Ph.D

Penguji : Ir. Kamarza Mulia M.Sc., Ph.D

Penguji : Prof. Dr. Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc., PhD

Penguji : Prof. Dr. Ir. Slamet, MT

Ditetapkan di : Depok

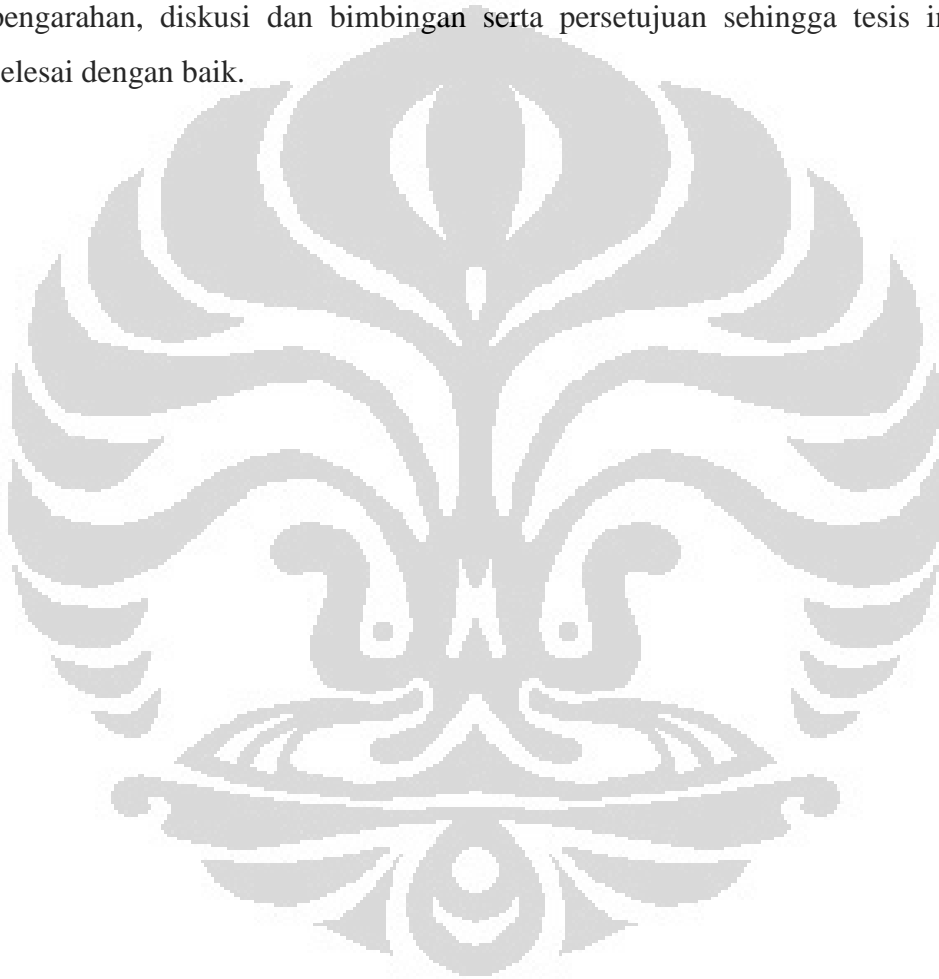
Tanggal : 10 Juli 2012

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

**Ir. Mahmud Sudibandriyo M.Sc, Ph.D**

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



## HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Ellen Resia Hutagalung  
NPM : 10 06 73 5460  
Program Studi : Manajemen Gas  
Departement : Teknik Kimia  
Fakultas : Teknik  
Jenis Karya : Tesis

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

ANALISIS POTENSIAL CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION MENINGKATKAN  
PRODUKSI COALBED METHANE PADA HIGH PROSPECTIVE BASINS DI  
INDONESIA

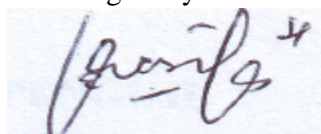
beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 10 Juli 2012

Yang menyatakan



(Ellen Resia Hutagalung)

## ABSTRAK

Nama : Ellen Resia Hutagalung

Program Studi: Teknik Kimia

Judul : ANALISIS POTENSIAL CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION  
MENINGKATKAN PRODUKSI COALBED METHANE PADA  
HIGH PROSPECTIVE BASINS DI INDONESIA

Salah satu inovasi menciptakan sumber energi alternatif baru (*unconventional gas*) secara bersih dan mengurangi emisi CO<sub>2</sub> dengan menginjeksi CO<sub>2</sub> ke dalam *coalbed*. Keuntungan yang akan diperoleh yaitu mengurangi emisi CO<sub>2</sub> dan meningkatkan produksi metana (CH<sub>4</sub>) ke dalam *coalbed*. *Coalbed methane* (CBM) merupakan *unconventional gas* yang dikembangkan di Indonesia khususnya pada kategori *high prospective basins* yaitu Sumatera Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF) dan Sumatera Tengah (52,5 TCF). Penelitian ini mengkaji potensi kelayakan ekonomi CO<sub>2</sub> *sequestration* secara *overall*. Nilai probabilitas yang diperoleh berdasarkan potensi market, produksi, CO<sub>2</sub> *storage*, *supply* CO<sub>2</sub> dan biaya infrastruktur pada Sumatera Selatan 88,11%, Sumatera Tengah 78,66%, Kutei 78,2% dan Barito 73,94%. Dengan merancang model optimum untuk perhitungan CAPEX dan OPEX, perhitungan analisis ekonomi Sumatera Selatan *basin* menghasilkan nilai *net present value* (NPV) \$ 523 juta, *rate of return* (IRR) 22,86% dan *Payback period* (PB) 8,38 tahun. Sedangkan Sumatera Tengah *basin* menghasilkan NPV \$ 247 juta, IRR 18,08% dan PB 10,77 tahun. Barito *basin* menghasilkan NPV \$ 318 juta, IRR 19,24 % dan PB 9,77 tahun dan Kutei *basin* menghasilkan NPV \$ 2.012 juta, IRR 46,51 % dan PB 5,77 tahun. Model ini didisain dengan harga gas \$ 2,57/MMBtu, regulasi *Product Sharing Contract* (PSC) pengembangan CBM yang berlaku di Indonesia dan *life project* 24 tahun.

Kata Kunci : *Coalbed Methane*, *CO<sub>2</sub> Sequestration*, *Skenario Model Optimum*,  
*High Prospective Basins* dan *Engineering Economic*.

## ABSTRACT

Name : Ellen Resia Hutagalung  
Study program : Chemical Engineering  
Title : ANALYSIS POTENTIAL OF CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION  
ENHANCED COALBED METHANE PRODUCTION AT  
HIGH PROSPECTIVE BASINS IN INDONESIA

One of the innovations to create new alternative clean energy sources (unconventional gas) and to reduce CO<sub>2</sub> emissions is injecting CO<sub>2</sub> into coalbed. The advantage will be obtained by reducing CO<sub>2</sub> emissions and by increasing the production of methane (CH<sub>4</sub>) into coalbed. Coalbed methane (CBM) is an unconventional gas and it is developed in Indonesia. Particularly high prospective basins are : South Sumatra (183 TCF), Barito (101.6 TCF), Kutei (89.4 TCF) and the Central Sumatra (52.5 TCF) . This study assesses the overall potential and the economic feasibility of CO<sub>2</sub> sequestration. The probability to develop the basins is influenced by the following indicators: market potential, production potential, storage of CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> supply and infrastructure costs, amounts to 88.11% in South Sumatra, to 78.66% in Central Sumatra, to 78.2% in Kutei and to 73.94% in Barito. By designing an optimum model to substantiate CAPEX and OPEX calculation, economic analysis demonstrates that an NPV of \$ 523 million, which is equal to an IRR of 22.86% and a PB of 8.38 years, is obtained for the Sumatra Selatan basin. Whilst an analysis for Sumatra Tengah basin resulted in an NPV of \$ 247 million, equal to an IRR of 18.08% and a PB 10.77 years. The Barito basin generates an NPV of \$ 318 million, an IRR of 19.24 % and a PB of 9.77 years and for the Kutei basin an NPV \$ 2.012 million, equal to an IRR 46.51 % and a PB 5.77 years is obtained. This model is designed based on a gas price of \$ 2.57 /MMBtu, compliant with a regulation of the Product Sharing Contract (PSC) about CBM development policies in Indonesia. The project life considered in the model amounts to 24 years.

Key words: *Coalbed Methane, CO<sub>2</sub> Sequestration, Optimum Scenario Model, High Prospective Basins and Engineering Economic.*

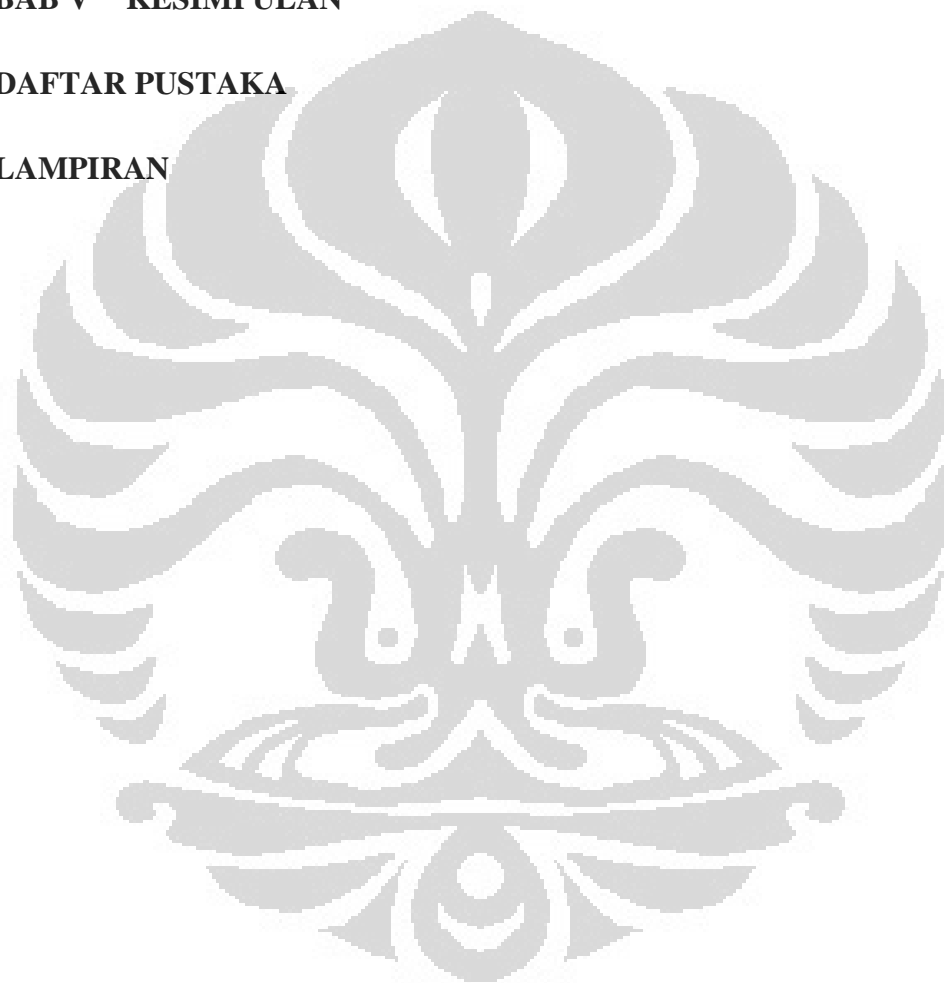


## DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
HALAMAN PENGESAHAN	iv
UCAPAN TERIMA KASIH	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 PERUMUSAN MASALAH	3
1.3 TUJUAN PENULISAN	4
1.4 BATASAN MASALAH	4
1.5 SISTEMATIKA PENULISAN	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	<b>7</b>
2.1 KETAHANAN ENERGI DI INDONESIA	7
2.2 <i>COALBED METHANE</i> (CBM)	10
2.2.1 DUAL POROSITAS	10
2.2.2 PRODUKSI METANA	12
2.2.3 PROSES PEMBENTUKAN CBM	12
2.2.4 MENGGANGKAT CBM KE PERMUKAAN	14
2.3 POTENSI CBM DI INDONESIA	16
2.4 MANFAAT CBM	18
2.5 <i>CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION/ ECBM</i>	20
2.5.1 <i>CARBON CAPTURE</i>	23
2.5.2 MEKANISME <i>CO<sub>2</sub></i> MENGGANTIKAN <i>CH<sub>4</sub></i> PADA <i>COALBED</i>	24
2.5.3 INJEKSI DAN <i>STORAGE CO<sub>2</sub></i> PADA <i>COALBED</i>	29
2.5.4 TRANSPORTASI	31
2.5.5 <i>BOOSTER COMPRESSION/PUMPING</i> PADA LAPANGAN CBM	32
2.5.6 BIAYA SUMUR	33

2.5.7	<i>GAS PROCESSING</i> YANG DIPRODUKSI	34
2.5.8	<i>SAFETY, MONITORING</i> DAN VERIFIKASI	34
2.5.9	PERHITUNGAN KEEKONOMIAN YANG DIPERHITUNGGAN	34
2.5.10	ANALISIS KEEKONOMIAN	34
2.6	BIAYA DAN KEEKONOMIAN <i>CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION</i>	35
2.7	<i>ASSESSMENT</i> PENERAPAN TEKNOLOGI <i>CO<sub>2</sub>-ECBM</i> DAN POTENSI <i>CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION</i> DI INDONESIA	36
2.7.1	ANALISIS CADANGAN	36
2.7.2	ANALISIS KEEKONOMIAN	42
2.7.2.1	KALIMANTAN	42
2.7.2.2	SUMATERA	42
2.8	TEORI EKONOMI	44
2.8.1	NPV ( <i>Net Present Value</i> )	44
2.8.2	IRR ( <i>Internal Rate of Return</i> )	45
2.8.3	PBP ( <i>Pay Back Period</i> )	45
2.8.4	ANALISIS SENSITIVITAS	46
<b>BAB III</b>	<b>METODOLOGI PENELITIAN</b>	<b>47</b>
3.1	RANCANGAN PENELITIAN	47
3.2	WAKTU PENELITIAN	48
3.3	JENIS PENELITIAN	49
3.4	MODEL SKENARIO	50
3.5	MODEL EKONOMI	53
3.5.1	ASUMSI KEUANGAN	54
3.5.2	CAPEX DAN OPEX	54
<b>BAB IV</b>	<b>PERHITUNGAN DAN PEMBAHASAN</b>	<b>55</b>
4.1	ANALISIS POTENSIAL TEKNOLOGI <i>CO<sub>2</sub> – ECBM</i>	55
4.2	DESKRIPSI <i>PROPERTIES</i> BATUBARA SEBAGAI RESERVOIR CBM PADA <i>HIGH PROSPECTIVE BASINS</i> DI INDONESIA	56
4.3	SKENARIO DESAIN MODEL PENERAPAN <i>CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION</i> ECBM	57
4.3.1	TRANSPORTASI PIPELINE <i>CO<sub>2</sub></i>	60
4.3.2	DESKRIPSI PROSES <i>MODULE CO<sub>2</sub> – ECBM</i>	61
4.4	DESAIN MODEL PENERAPAN <i>CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION</i> ECBM PADA <i>HIGH PROSPECTIVE BASINS</i>	67
4.4.1	<i>CASE</i> SUMATERA SELATAN <i>BASIN</i>	67
4.4.2	<i>CASE</i> SUMATRA TENGAH <i>BASIN</i>	69
4.4.3	<i>CASE</i> BARITO <i>BASIN</i>	71
4.4.4	<i>CASE</i> KUTEI <i>BASIN</i>	73

4.5	MODEL KEEKONOMIAN	74
4.5.1	KOMPONEN BIAYA CAPEX DAN OPEX	74
4.5.1.1	BIAYA CAPEX	74
4.5.1.2	BIAYA OPEX	75
4.5.2	ANALISIS KELAYAKAN KEEKONOMIAN	76
4.5.2.1	<i>CASH FLOW</i>	76
4.5.2.2	NPV, IRR DAN <i>PAYBACK PERIOD</i>	79
4.5.3	ANALISIS SENSITIVITAS	82
<b>BAB V KESIMPULAN</b>		<b>95</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>		<b>96</b>
<b>LAMPIRAN</b>		<b>100</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	<i>Target of Energy Mix</i>	9
<b>Gambar 2.2</b>	<i>Dual Porosity</i>	11
<b>Gambar 2.3</b>	<i>Darcy Flow</i>	12
<b>Gambar 2.4</b>	Transportasi Gas Melalui Batubara	12
<b>Gambar 2.5</b>	Grafik Jumlah CH <sub>4</sub> Terakumulasi untuk tiap Batubara vs Kedalaman	13
<b>Gambar 2.6</b>	Cadangan Batubara di Indonesia	17
<b>Gambar 2.7</b>	Diagram Pemanfaatan CBM	19
<b>Gambar 2.8</b>	<i>Langmuir Isotherm</i>	20
<b>Gambar 2.9</b>	Deskripsi Absorpsi CO <sub>2</sub> Menggantikan CH <sub>4</sub> Setelah Injeksi	21
<b>Gambar 2.10</b>	Komponen Sistem <i>recovery CO<sub>2</sub></i>	23
<b>Gambar 2.11</b>	Prediksi Model Injeksi CO <sub>2</sub> pada Permeabilitas <i>Coalbed</i>	29
<b>Gambar 2.12</b>	Teknologi CO <sub>2</sub> -ECBM pada Cekungan Batubara Prospekif di Pulau Sumatera dan Kalimantan	39
<b>Gambar 3.1</b>	Diagram Alir Metodologi Penelitian	47
<b>Gambar 4.1</b>	Potensial CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Pada <i>High Prospective Basins</i> di Indonesia	56
<b>Gambar 4.2</b>	Diagram Deskriptif Biaya Model CO <sub>2</sub> -ECBM	59
<b>Gambar 4.3</b>	Diagram Deskriptif Model Biaya Dalam Transportasi Pipa	60
<b>Gambar 4.4</b>	Diagram Alir 1 <i>Module</i> CO <sub>2</sub> – ECBM	63
<b>Gambar 4.5</b>	Potensi Total produksi CH <sub>4</sub> pada Sumatera Selatan <i>Basin</i>	68
<b>Gambar 4.6</b>	Potensi Total Produksi CH <sub>4</sub> pada Sumatera Tengah <i>Basin</i>	70
<b>Gambar 4.7</b>	Potensi Total Produksi CH <sub>4</sub> pada Barito <i>Basin</i>	72
<b>Gambar 4.8</b>	Potensi Total Produksi CH <sub>4</sub> pada Kutei <i>Basin</i>	74
<b>Gambar 4.9</b>	<i>Cash Flow</i> Keekonomian CO <sub>2</sub> – ECBM Sumatera Selatan <i>Basin</i>	77
<b>Gambar 4.10</b>	<i>Cash Flow</i> Keekonomian CO <sub>2</sub> – ECBM Sumatera Tengah <i>Basin</i>	78

<b>Gambar 4.11</b>	<i>Cash Flow</i> Keekonomian CO <sub>2</sub> – ECBM Barito Basin	78
<b>Gambar 4.12</b>	<i>Cash Flow</i> Keekonomian CO <sub>2</sub> – ECBM Kutei Basin	79
<b>Gambar 4.13</b>	Perbandingan NPV pada Masing-Masing Basin	80
<b>Gambar 4.14</b>	Perbandingan IRR pada Masing-Masing Basin	81
<b>Gambar 4.15</b>	Perbandingan <i>Average Income</i> pada Masing-Masing Basin	81
<b>Gambar 4.16</b>	Perbandingan PBP pada Masing-Masing Basin	81
<b>Gambar 4.17</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> IRR Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Sumatera Selatan Basin	82
<b>Gambar 4.18</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> NPV Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Sumatera Selatan Basin	83
<b>Gambar 4.19</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> IRR Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Sumatera Tengah Basin	84
<b>Gambar 4.20</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> NPV Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Sumatera Tengah Basin	85
<b>Gambar 4.21</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> IRR Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Barito Basin	86
<b>Gambar 4.22</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> NPV Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Barito Basin	86
<b>Gambar 4.23</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> IRR Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Kutei Basin	87
<b>Gambar 4.24</b>	Sensitivitas <i>Spider Chart</i> NPV Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Kutei Basin	87
<b>Gambar 4.25</b>	<i>Tornado chart</i> IRR Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> – ECBM Sumatera Selatan Basin Dengan Rentang Perubahan 50%	88
<b>Gambar 4.26</b>	<i>Tornado chart</i> NPV Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> - ECBM Sumatera Selatan Basin Dengan Rentang Perubahan 50%	89
<b>Gambar4.27</b>	<i>Tornado chart</i> IRR Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> - ECBM Sumatera Tengah Basin Dengan Rentang Perubahan 50%	90

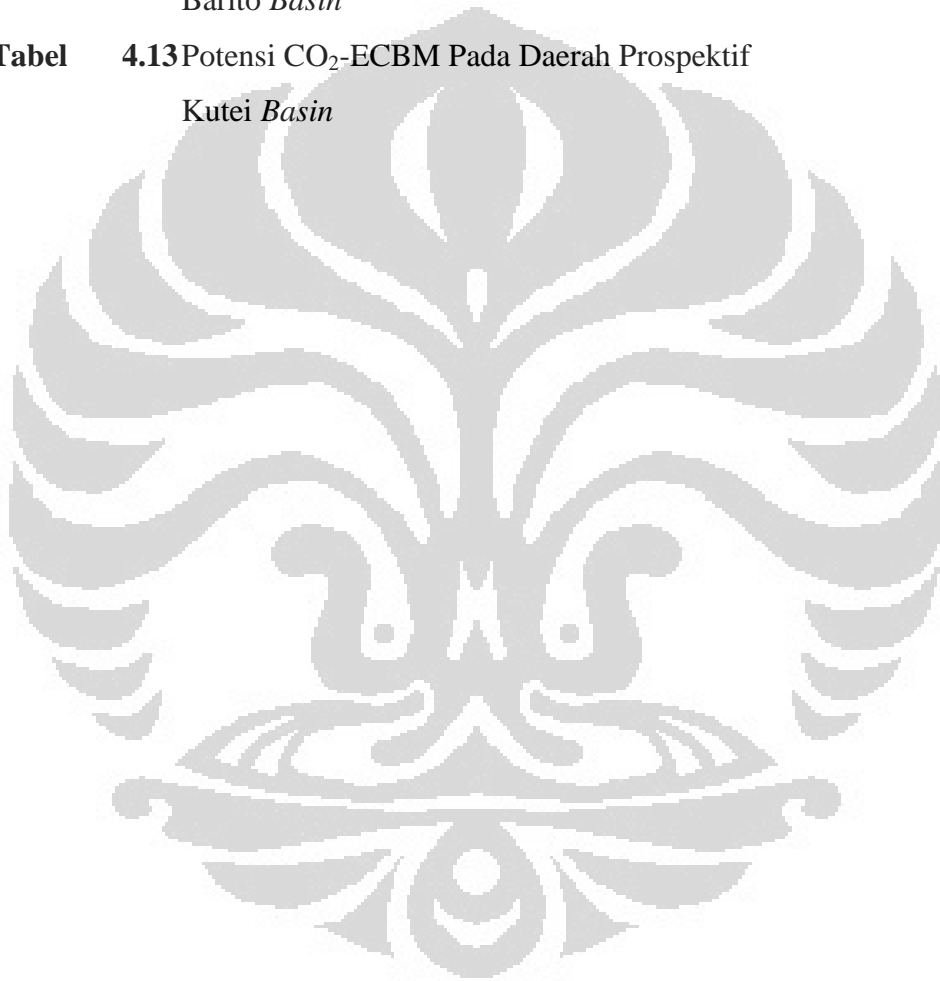
<b>Gambar 4.28</b>	<i>Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Sumatera Tengah Basin Dengan Rentang Perubahan 50%</i>	91
<b>Gambar4.29</b>	<i>Tornado chart IRR Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Barito Basin Dengan Rentang Perubahan 50%</i>	92
<b>Gambar 4.30</b>	<i>Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Barito Basin Dengan Rentang Perubahan 50%</i>	92
<b>Gambar 4.31</b>	<i>Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Kutei Basin Dengan Rentang Perubahan 50%</i>	93
<b>Gambar 4.32</b>	<i>Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Kutei Basin Dengan Rentang Perubahan 50%</i>	94



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>2.1</b> Klasifikasi batubara menurut <i>American Society for Testing and Material (ASTM)</i>	13
<b>Tabel</b>	<b>2.2</b> <i>High Prospective Basins</i> di Indonesia	18
<b>Tabel</b>	<b>2.3</b> Kualitas Batubara di Cekungan Indonesia	18
<b>Tabel</b>	<b>2.4</b> Estimasi CAPEX & OPEX	36
<b>Tabel</b>	<b>2.5</b> Potensi CO <sub>2</sub> <i>Sequestration</i> Pada Endapan Batubara yang Berprospektif	37
<b>Tabel</b>	<b>2.6</b> Potensial Cadangan dan Komersial ECBM pada High Prospective Basins Indonesia	38
<b>Tabel</b>	<b>2.7</b> Teknik Potensial Teknologi ECBM	41
<b>Tabel</b>	<b>2.8</b> Potensial Komersial Produksi ECBM di Indonesia	44
<b>Tabel</b>	<b>3.1</b> Sistem Pembobotan Potensi Teknologi CO <sub>2</sub> - ECBM	50
<b>Tabel</b>	<b>3.2</b> Biaya Capex & Opex	54
<b>Tabel</b>	<b>3.3</b> Sumber Capture CO <sub>2</sub>	54
<b>Tabel</b>	<b>3.4</b> Parameter Finansial	55
<b>Tabel</b>	<b>4.1</b> Perbandingan Produksi CBM pada <i>High Prospective Basins</i>	57
<b>Tabel</b>	<b>4.2</b> Desain Dasar <i>Pipeline</i> untuk Transportasi CO <sub>2</sub>	61
<b>Tabel</b>	<b>4.3</b> Capex dan Opex <i>Pipeline</i> Untuk Transportasi CO <sub>2</sub>	61
<b>Tabel</b>	<b>4.4</b> Skenario Desain Model CO <sub>2</sub> – ECBM	65
<b>Tabel</b>	<b>4.5</b> Desain Dasar <i>Gathering Compressor</i> CO <sub>2</sub> – ECBM Per <i>Module</i>	65
<b>Tabel</b>	<b>4.6</b> Desain Dasar <i>Gathering Compressor</i> CO <sub>2</sub> – ECBM Masing-Masing <i>Basin</i> Per <i>Module</i>	66
<b>Tabel</b>	<b>4.7</b> Desain Dasar untuk <i>Sales Gas Compressor</i> CO <sub>2</sub> – ECBM Per <i>Module</i>	66
<b>Tabel</b>	<b>4.8</b> Desain Dasar <i>Sales Gas Compressor</i> CO <sub>2</sub> – ECBM pada Masing-Masing <i>Basin</i>	67

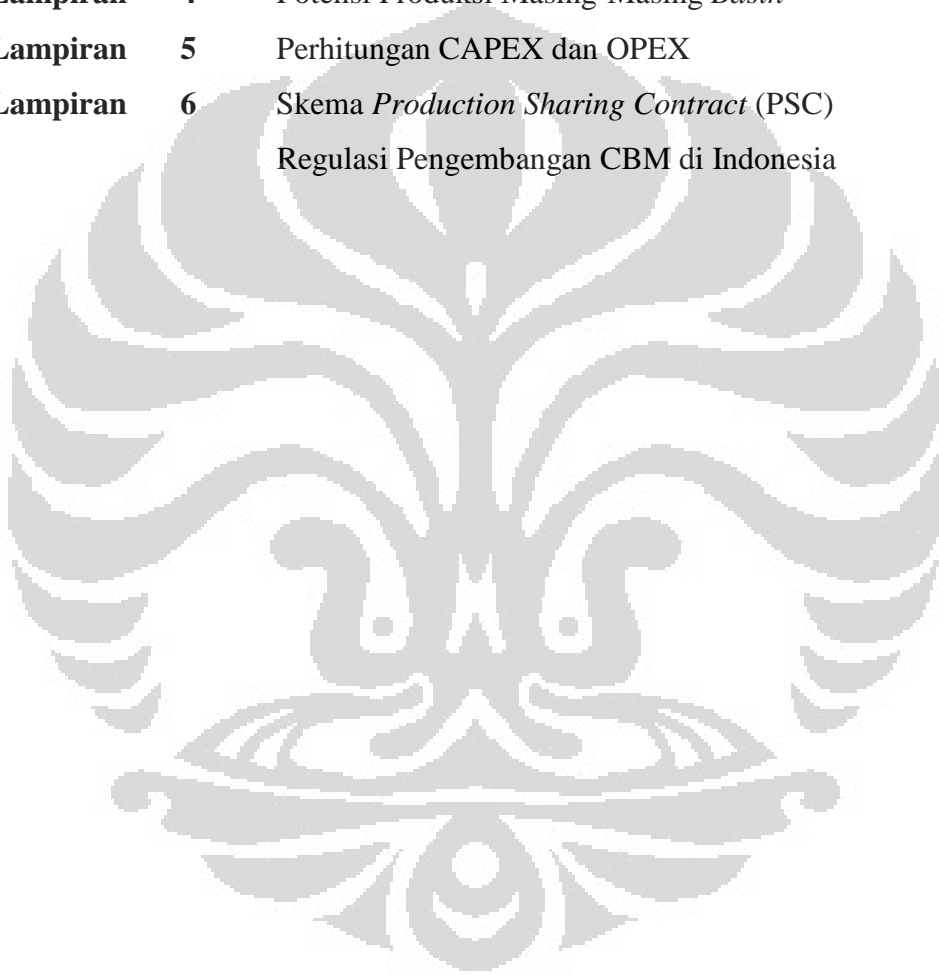
<b>Tabel 4.9</b>	Desain Dasar untuk Perlengkapan 1 <i>Module</i> <i>Project CO<sub>2</sub> – ECBM</i>	67
<b>Tabel 4.10</b>	Potensi CO <sub>2</sub> -ECBM Pada Daerah Prospektif Sumatera Selatan <i>Basin</i>	67
<b>Tabel 4.11</b>	Potensi CO <sub>2</sub> -ECBM Pada Daerah Prospektif Sumatera Tengah <i>Basin</i>	69
<b>Tabel 4.12</b>	Potensi CO <sub>2</sub> -ECBM Pada Daerah Prospektif Barito <i>Basin</i>	71
<b>Tabel 4.13</b>	Potensi CO <sub>2</sub> -ECBM Pada Daerah Prospektif Kutei <i>Basin</i>	73





## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran</b>	<b>1</b>	Pembobotan Indikator	103
<b>Lampiran</b>	<b>2</b>	Perhitungan 1 <i>Module</i> ECBM	113
<b>Lampiran</b>	<b>3</b>	Estimasi Harga Gas Dengan Eskalasi 2,5% per tahun	114
<b>Lampiran</b>	<b>4</b>	Potensi Produksi Masing-Masing <i>Basin</i>	115
<b>Lampiran</b>	<b>5</b>	Perhitungan CAPEX dan OPEX	119
<b>Lampiran</b>	<b>6</b>	Skema <i>Production Sharing Contract</i> (PSC) Regulasi Pengembangan CBM di Indonesia	127



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Kenaikan harga minyak mentah salah satunya dipicu oleh berkurangnya cadangan minyak dunia diberbagai negara termasuk Indonesia. Hal ini melahirkan berbagai inovasi dan teknologi untuk beralih pada pencarian sumber energi baru agar dapat menciptakan energi yang berkelanjutan. Namun kendala lainnya, dunia ditantang untuk menciptakan energi yang bersih dan ramah lingkungan terkait dengan kadar emisi yang terus meningkat. Berdasarkan komitmen awal yang telah disepakati bersama pada Protokol Kyoto dalam mengatasi perubahan iklim yaitu mengurangi emisi gas rumah kaca, di mana dalam hal ini CO<sub>2</sub> memberikan kontribusi sebanyak 73% dalam pemanasan global.

Emisi CO<sub>2</sub> dari pembakaran fosil diidentifikasi memberikan kontribusi dalam meningkatkan kadar CO<sub>2</sub> di atmosfer yang mengakibatkan perubahan iklim. Emisi CO<sub>2</sub> meningkat secara dramatis dalam 50 tahun terakhir. Indonesia memberikan kontribusi emisi CO<sub>2</sub> tertinggi di Asia Tenggara. Pada Tahun 2009 emisi yang dihasilkan sebanyak 413 juta ton, meningkat 2.4% dibandingkan dengan tahun sebelumnya. Diperkirakan akan menjadi 700 juta ton pada tahun 2012. [1 – 2]

Tantangan dunia saat ini adalah menemukan solusi yang efektif untuk mengurangi pelepasan CO<sub>2</sub> ke atmosfer. Pengurangan emisi CO<sub>2</sub> secara signifikan dapat dicapai dengan mengurangi intensitas energi dengan mengurangi intensitas karbon atau dengan menangkap dan penyimpanan CO<sub>2</sub> (*capture and storage* CO<sub>2</sub>). Metode pemanfaatan penyerapan CO<sub>2</sub> memainkan peran penting untuk mengurangi kadar emisi di udara. Salah satu metodenya penyerapan CO<sub>2</sub> dilakukan secara geosfer yaitu dengan intervensi manusia (*anthropogenic*) melalui *oil reservoir* pada *enhanced oil recovery* (EOR), *coalbeds*, *depleted oil* dan *reservoir gas*, dan *deep aquifers*. Metode penyerapan CO<sub>2</sub> melalui *coalbed* ini menarik perhatian karena mempertimbangkan faktor lingkungan dan media

penyerapannya, dalam hal ini *coalbeds* memiliki kapasitas menyimpan emisi CO<sub>2</sub> sampai dengan 100 (seratus) tahun. [3]

Disisi lain, pengembangan sumber energi alternatif baru yang marak belakangan ini khususnya di Indonesia adalah *unconventional gas* salah satunya *coalbed methane* (CBM), yaitu gas metana (CH<sub>4</sub>) yang terperangkap dalam lapisan batubara sampai dengan 90%. Cadangan CBM Indonesia saat ini 453,3 TCF (*Trillion Cubic Feet*) tersebar dalam 11 *basin* atau cekungan dan menempati urutan ke 6 di dunia. Ke 11 *basin* tersebut tersebar di Sumatera Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF) dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) untuk kategori *high prospective*. Tarakan Utara (17,5 TCF), Berau (8,4 TCF), Ombilin (0,5 TCF), Pasir/Asam-Asam (3,0 TCF) dan Jatibarang (0,8) memiliki kategori *medium*. Sedangkan Sulawesi (2,0 TCF) dan Bengkulu (3,6 TCF) berkategori *low prospective*.

Pengalokasian CBM untuk memenuhi kebutuhan listrik domestik pada tahun 2011, CNG untuk transportasi dan industri, dan LNG berbahan baku CBM yang diharapkan akan terwujud sebelum tahun 2014. [4] Saat ini terdapat tujuh Blok CBM yang sudah mulai berproduksi, antara lain Barito, Banjar I, Pulang Pisau, Sangatta I, Tanjung Enim dan Sanga-sanga serta Sekayu. Gas yang diproduksi diperkirakan mencapai 9,25 MMSCFD dan akan digunakan untuk pembangkit listrik mini dengan total kapasitas sebesar 23,01 MW.

Berbagai studi yang dilakukan Wong, S, W.D Gunter dan Reeves S.R tentang teknologi CO<sub>2</sub> *sequestration – enhanced coalbed methane* (CO<sub>2</sub> – ECBM) dalam cekungan batubara ini menguntungkan karena dapat menghasilkan *net profit* yang menjanjikan. CO<sub>2</sub> *sequestration* pada *coalbed* tidak hanya berguna untuk mengurangi emisi CO<sub>2</sub> tetapi juga memberikan keuntungan besar dalam meningkatkan produktivitas CH<sub>4</sub> di dalam *coalbed*, yang dapat membawa dampak positif pada mencari alternatif sumber energi baru. [2] Jika diestimasi 150 Gt CO<sub>2</sub> terinjeksi maka biaya injeksi antara 100 – 120 USD/ton. Kemajuan teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM dapat mengurangi biaya operasional, memperbaiki harga gas alam, dan meningkatkan nilai ekonomi *sequestration* lapisan batubara.[3]

Berdasarkan studi yang dilakukan *Advance Research Institute*, Teknologi CO<sub>2</sub> *sequestration* pada *coalbed* dapat menyimpan CO<sub>2</sub> sebanyak 8,8 Gt dan

dapat memproduksi CH<sub>4</sub> sebanyak 55 TCF. Akan tetapi belum ada penelitian mengenai kapasitas adsorpsi CO<sub>2</sub> pada *coalbed* di Indonesia. Untuk itu perlu dioptimalkan aplikasi teknologi CO<sub>2</sub> *sequestration* – ECBM di Indonesia [2]

Untuk mewujudkan produksi CBM yang optimal dan ramah lingkungan dengan meningkatkan produksi CH<sub>4</sub> dari *coalbed* serta meningkatkan ketertarikan investor dengan meminimalkan risiko investasi berlebih terhadap CBM, diperlukan adanya kajian yang membahas tentang potensi teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM di Indonesia. Tesis ini akan mengkaji potensi keakuratan teknologi CO<sub>2</sub>-ECBM yaitu proses *sequestration* CO<sub>2</sub> ke dalam lapisan batubara *unmineable* dengan mempertimbangkan faktor investasi dari sisi CO<sub>2</sub> *sources*, biaya kompresi, transportasi, sumur injeksi CO<sub>2</sub> ke dalam *wellbore* batubara sampai dengan CH<sub>4</sub> terproduksi.

Penelitian ini menganalisis kelayakan biaya produksi CBM dengan teknologi *sequestration* CO<sub>2</sub> fokus pada kategori CBM *high prospective* dengan melihat biaya operasional mulai dari pengambilan gas CO<sub>2</sub> sampai produksi CBM yang terangkat ditinjau dari aspek keekonomian. Data diambil dari parameter yang berpotensi mempengaruhi perhitungan keekonomian yaitu berupa harga investasi, biaya modal, biaya operasi serta profit hasil penjualan CBM ini akan digunakan sebagai inputan data perkiraan dan diuji sensitifitasnya. Setiap parameter yang berpengaruh diuji sehingga diperoleh faktor yang paling sensitif untuk dilakukan perbandingan skala uji. Pada studi-studi yang dilakukan sebelumnya menunjukkan bahwa konsep ini diakui efektif di sisi aspek ekonomi dan merupakan teknologi yang ramah lingkungan dalam meningkatkan pemanfaatan cadangan batubara.[5]

## 1.2 PERUMUSAN MASALAH

CBM terdiri dari hampir 90% CH<sub>4</sub> yang terperangkap dalam batu bara. Indonesia memiliki cadangan yang cukup banyak khususnya tersebar di Sumatra dan Kalimantan dengan kategori *high prospective* tersebar dalam cekungan Sumatra Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF), dan Sumatera Tengah (52,5 TCF). Dengan demikian tujuan pemerintah untuk memanfaatkan CBM sebagai sumber energi dapat direalisasikan, yaitu digunakan untuk

memenuhi keperluan listrik domestik, transportasi dan industri dengan CNG berbahan baku CBM dan LNG berbahan baku CBM.

Pada penelitian ini akan difokuskan pada perhitungan kelayakan teknologi *sequestering* CO<sub>2</sub> dalam meningkatkan produksi CBM yang dimulai dari proses *capture* dan *storage* CO<sub>2</sub>, kompresi dan transportasi CO<sub>2</sub> pada *reservoir storage*, nilai keekonomian produksi dan sampai CBM dapat dikomersilkan sehingga diharapkan metode ini dapat menghasilkan produksi CBM yang optimal dan efisien.

### 1.3 TUJUAN PENULISAN

Tujuan dari penulisan ini adalah untuk mengetahui hasil kajian potensi kelayakan ekonomi dari aplikasi teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM pada kategori *high prospective* yang tersebar dalam cekungan Sumatra Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF), dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) serta mengetahui hasil analisis sensitifitas dari setiap parameter yang berpengaruh.

### 1.4 BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang spesifik dan terarah, maka diberikan beberapa batasan-batasan masalah sebagai berikut :

1. Sumber utama CBM difokuskan pada kategori *high prospective* yang tersebar dalam cekungan Sumatra Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF), dan Sumatera Tengah (52,5 TCF).
2. Analisis secara terperinci terhadap aspek keteknikan tidak dilakukan secara mendetail, hanya difokuskan pada perhitungan teknik penangkapan CO<sub>2</sub>, transportasi, *pumping* untuk kompresi ke lapangan CBM (*CBM field booster compression*), biaya *well* dan proses produksi CH<sub>4</sub>.
3. Diasumsikan injeksi CO<sub>2</sub> tidak mempengaruhi kualitas produksi CH<sub>4</sub>.
4. Parameter yang dilihat dalam aspek keekonomian pada penulisan ini adalah *Net present value* (NPV), *natural gas price* (\$/Mcf), biaya total injeksi CO<sub>2</sub>, operasi penyerapan volume CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan dalam batubara (\$/ton), dan biaya *net sequestration* (\$/ton CO<sub>2</sub>). Perhitungan

tersebut dirancang ke dalam perhitungan CAPEX dan OPEX dengan mendesain 1 *module* untuk mendukung penerapan teknologi CO<sub>2</sub> *sequestration* – ECBM.

5. Produksi CH<sub>4</sub> yang dihasilkan dari penerapan teknologi CO<sub>2</sub> *sequestration* – ECBM dimanfaatkan untuk *sales gas*.
6. Apabila tidak terdapat data primer maka semua biaya dihitung berdasarkan *rule of thumb*.

## 1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

Untuk memudahkan pembahasan, maka penelitian ini dibagi menjadi 5 bab yang saling terkait satu dengan yang lainnya. Sistematika penulisan ini terdiri atas lima bab dengan perincian sebagai berikut :

### BAB I PENDAHULUAN

Pada bab Pendahuluan memberikan penjelasan mengenai latar belakang permasalahan, perumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah serta sistematika penulisan.

### BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab Tinjauan Pustaka menjelaskan mengenai teori yang berkaitan dengan data CBM di Indonesia, metode CO<sub>2</sub> *sequestration*, tinjauan nilai keekonomiannya.

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

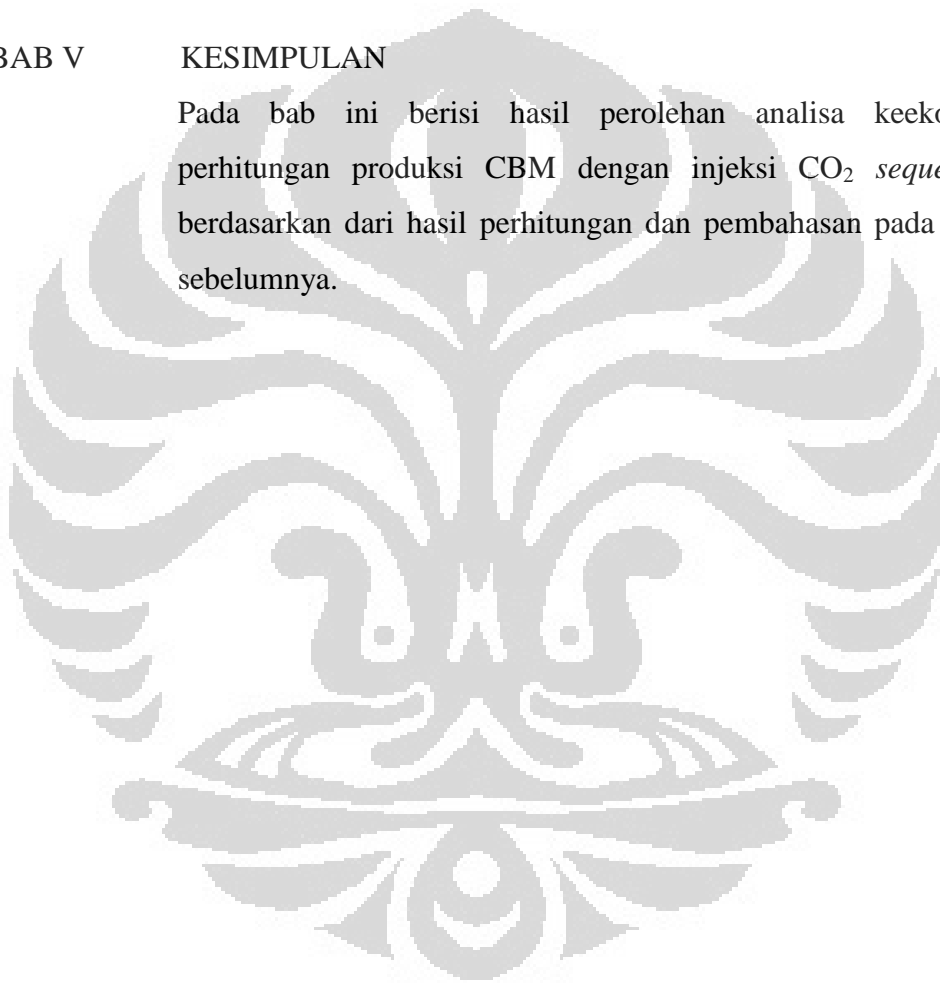
Pada bab Metodologi Penelitian membahas mengenai rancangan penelitian, estimasi model skenario, skenario desain optimum dalam 1 *module*, parameter yang terlibat dalam perhitungan CAPEX dan OPEX, analisis keekonomian IRR, NPV, PB, dan Analisis sensitivitas berdasarkan keilmuan ekonomi teknik dengan *spider chart* dan *tornado chart*.

#### BAB IV PEMBAHASAN

Pada bab Pembahasan ini akan membahas analisis potensial teknologi *CO<sub>2</sub> Sequestration* pada kategori *High Prospective Basins* di Indonesia berdasarkan indikator yang paling berpengaruh dan membahas hasil perhitungan dan keekonomian untuk komponen biaya CAPEX, OPEX, analisis keekonomian dan analisis yang terkait.

#### BAB V KESIMPULAN

Pada bab ini berisi hasil perolehan analisa keekonomian perhitungan produksi CBM dengan injeksi *CO<sub>2</sub> sequestration* berdasarkan dari hasil perhitungan dan pembahasan pada tahapan sebelumnya.



## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

Pada bab ini akan diuraikan mengenai beberapa teori yang berkaitan dengan data ketahanan energi di Indonesia, CBM serta tinjauannya di Indonesia, metode CO<sub>2</sub> *sequestration* dan teori pendekatan perhitungan keekonomian.

#### **2.1 KETAHANAN ENERGI DI INDONESIA**

Krisis ekonomi global pada tahun 2008-2009 telah menunjukkan besarnya pengaruh harga minyak bumi pada perekonomian global. Harga minyak bumi yang fluktuatif dan saat ini mendekati US\$ 100 per barel [6] memicu krisis ekonomi global akibat tingginya inflasi akibat kenaikan biaya produksi dan harga bahan pokok. Pasca krisis ekonomi global, konsep ketahanan energi (*energy security*) menjadi semakin relevan. Ketidacukupan pasokan serta stabilitas harga energi menjadi prioritas utama dalam menentukan kebijakan pembangunan di banyak negara.

Pertambahan penduduk dan gencarnya industrialisasi dunia ditengah keterbatasan sumber daya energi khususnya energi fosil, menyebabkan ketidakseimbangan permintaan dan penawaran, sehingga diperkirakan hingga tahun 2030 konsumsi energi dunia masih tergantung kepada energi minyak bumi yang tidak terbarukan. Dalam konteks kawasan Asia Pasifik dengan pertumbuhan ekonominya yang dinamis hanya memiliki cadangan minyak yang sedikit dan menyebabkan kebutuhan minyak kawasan banyak tergantung pada kawasan lain. Keadaan ini menyebabkan negara-negara termasuk Indonesia rentan terhadap risiko terjadinya krisis energi dunia.

Cadangan minyak bumi terbukti saat ini di Indonesia diperkirakan 9 milyar barel, dengan tingkat produksi rata-rata 0,5 milyar barel per tahun, sehingga diperkirakan cadangan minyak akan habis dalam waktu 18 tahun. Cadangan gas diperkirakan 170 TSCF (*trillion standart cubic feet*) sedangkan kapasitas produksi



mencapai 8,35 BSCF (*billion standart cubic feet*). Cadangan batubara diperkirakan 57 miliar ton dengan kapasitas produksi 131,72 juta ton per tahun.

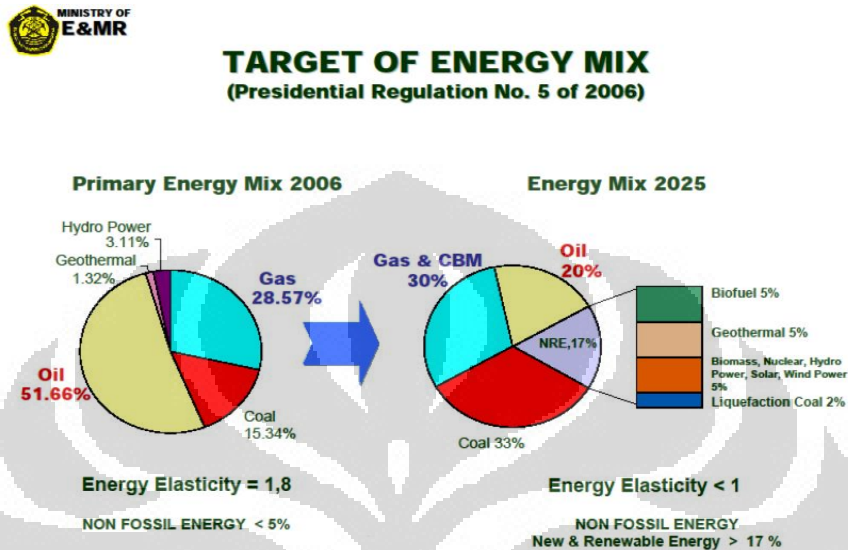
Dalam batas tertentu pada keadaan krisis energi ini juga dialami Indonesia, di mana kondisi energi Indonesia saat ini masih mengandalkan sektor migas. Cadangan minyak bumi dalam kondisi menurun, walaupun eksploitasi cadangan gas bumi cenderung meningkat. Untuk energi baru dan terbarukan, meskipun Indonesia memiliki potensi beragam, namun pengelolaan dan penggunaannya belum optimal.

Tantangan Pemerintah ke depan adalah memperkuat ketahanan energi nasional melalui berbagai perangkat kebijakan yang ditujukan untuk mendorong pengembangan energi baru dan terbarukan guna mencapai energi bauran, meningkatkan efisiensi dan konservasi energi serta memperkuat peran Pemerintah sebagai regulator kebijakan energi.

Untuk menyikapi ketergantungan minyak terhadap negara lain dan mengoptimalkan potensi sumber energi nasional, konsep ketahanan energi menjadi sangat penting bagi Indonesia. Untuk itu, Pemerintah Indonesia telah menempuh sejumlah kebijakan untuk memperkuat ketahanan energi nasional antara lain melalui: pengembangan kebijakan energi yang bertumpu pada kebutuhan (*demand side management*), menekan subsidi minyak bumi seminimal mungkin, pembaharuan kebijakan energi guna memperkuat *good-governance* di sektor energi nasional dan memperkuat kerangka legislasi dan kebijakan diversifikasi energi melalui pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) dan energi alternatif.

Sejalan dengan Perpres No 5 tahun 2006 mengenai Kebijakan Energi Nasional (2006-2025) yang menggariskan target pencapaian bauran energi (*energy mix*) yang lebih besar pada tahun 2025, Indonesia mendorong peningkatan kerjasama internasional di sektor energi terbarukan (antara lain: CBM, *hydro power*, *wind power*, *geothermal* dan energi nuklir) dalam rangka memperkuat ketahanan energi termasuk mengurangi ketergantungan terhadap minyak bumi. Menurut Tabel 1. Di bawah ini, porsi minyak bumi ditargetkan maksimal 20% (saat ini 52%); gas bumi dan CBM meningkat menjadi 30%; batubara meningkat menjadi 33%; panas bumi

(*geo-thermal*) dan *biofuels* meningkat menjadi 5%; energi baru dan terbarukan meningkat menjadi 5%.[7]



EBT merupakan pilihan efektif dalam jangka panjang untuk mengatasi ancaman krisis energi. Meskipun demikian, disadari bahwa pemanfaatan EBT di Indonesia masih belum optimal. Potensi EBT di Indonesia sendiri sangat tinggi, diantaranya terdapat potensi energi panas bumi yang mencakup 40% dari cadangan dunia (27 GW) tetapi baru dimanfaatkan sebesar 800 MW. Selain itu terdapat potensi energi terbarukan lainnya yang seperti energi surya, energi hidro dan CBM yaitu gas  $CH_4$  yang terperangkap dalam *cleat* batubara.

Minyak bumi, gas dan batubara masih akan terus mendominasi pemenuhan kebutuhan energi nasional. Kedepannya ketergantungan terhadap energi fosil harus diminimalisir, melalui optimalisasi pemanfaatan EBT secara bertahap. *Mixing energy* antara energi fosil dan EBT dapat dilakukan dengan didukung Infrastruktur energi yang memadai, mengingat ketidaksesuaian antara persebaran sumber energi dan konsumen di Indonesia. Untuk merealisasikannya dibutuhkan dari regulasi yang mendukung, riset dan teknologi, investasi, maupun perubahan pola konsumsi

masyarakat yang lebih hemat dan bijak untuk mengantisipasi kemungkinan terjadinya krisis energi dimasa mendatang. [7]

## 2.2 COALBED METHANE (CBM)

CBM adalah gas  $\text{CH}_4$  yang terperangkap dalam batubara merupakan sumber gas yang *unconventional*, reservoir *coalbed* mengandung  $\text{CH}_4$  sebesar 90-95%. Laju produktivitas CBM dipengaruhi oleh beberapa variasi faktor mulai dari perkembangan rekahan permeabilitas pada *basin*, migrasi gas, *coal maturation*, *coal distribution*, struktur geologi, *CBM completion*, dan *water management* yang diproduksi. [8] Di Indonesia cadangan CBM saat ini 453,3 TCF (*Trillion Cubic Feet*) yang tersebar dalam 11 cekungan dan menempati urutan ke 6 di dunia. Reservoir dalam *coalbed* berbeda dengan reservoir gas konvensional karena sistem dual porositas, metode produksinya yang tergantung dari gejala tekanan permeabilitas.

Disamping itu, besarnya luas permukaan batubara dapat menyerap gas  $\text{CH}_4$  hingga 5 x (lima kali) volume gas yang terkandung dalam reservoir gas konvensional. Jika CBM dikemas dan dikelola dengan baik, maka akan bermanfaat dan dapat diandalkan sebagai alternative pengganti BBM. CBM mulai dilirik dan diproduksi secara komersial untuk kepentingan sumber energi sekitar 15 hingga 20 tahun lalu, terutama di negara-negara Amerika, Canada, China dan Australia. [9]

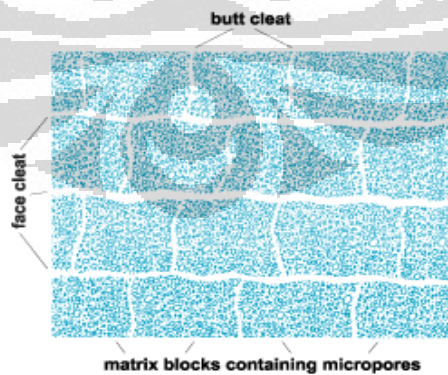
### 2.2.1 DUAL POROSITAS

*Coalbed* dikarakteristikan oleh dua sistem porositas berbeda, yaitu jaringan yang terdefinisi dengan baik dan jaringan yang terdistribusi dengan merata dari natural *cleat* yang membentuk blok matriks berstruktur dengan pori yang sangat heterogen. Sistem rekahan batubara memiliki permeabilitas sekunder untuk migrasi air, gas alam, dan cairan lainnya menuju sumur produksi. Rekahan disebut sebagai *cleat*, di mana terbentuk akibat dehidrasi batubara, tekanan lokal dan regional, lapisan tanah. Fungsi *cleat* mengontrol arah permeabilitas batubara untuk eksploitasi CBM. *Cleat* terbagi ke dalam *face-cleat* dan *butt-cleat* dengan

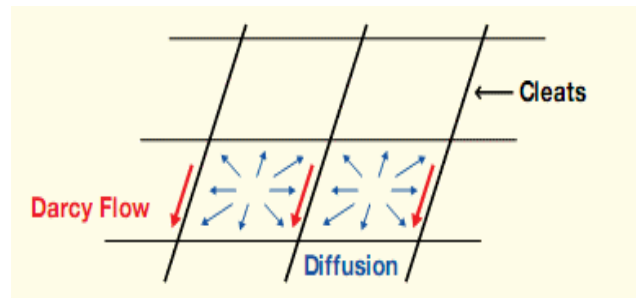
ukuran jarak yang seragam dari mm sampai cm. Jarak antar *cleat* berhubungan dengan peringkat batubara, ketebalan *coalbed*, komponen material yang terkandung, dan *ash content*. Semakin matang peringkat batubara maka jarak *cleat* akan lebih dekat (subbituminus (2 sampai 15 cm), bituminus *volatile* tinggi (0,3 sampai 2 cm), dan bituminus *volatile* menengah sampai rendah (<1 cm). [8]

Batubara memiliki struktur porositas yang sangat heterogen, dengan ukuran *pores* bervariasi dari Angstrom sampai ke frekuensi lebih dari 1 mikrometer. Menurut IUPAC 1994, pori-pori terbagi kedalam *macro pores* (> 50 nm), *meso pores* (2 – 50 nm) dan *micro pores* (<2 nm). Penentuan volume *pores* dan pendistribusian pada batubara sangat penting dalam memahami bagaimana CH<sub>4</sub> dan CO<sub>2</sub> tersimpan dalam *coalbed*. Gas dan liquid yang teradsorpsi biasanya digunakan untuk mempelajari struktur *pores* batubara.

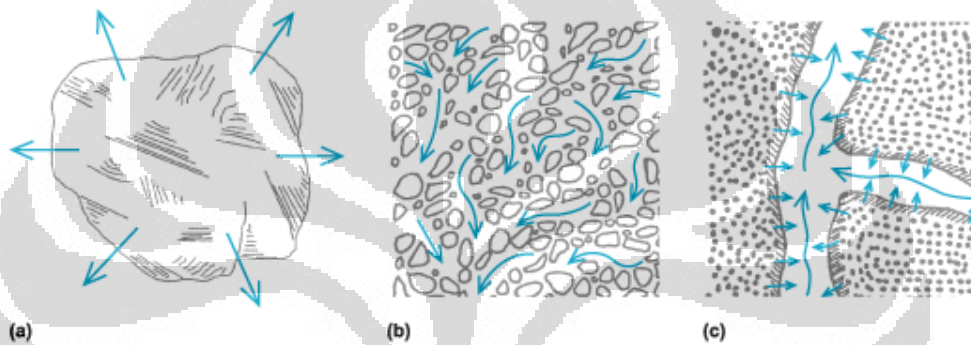
*Regime flow* mengalir melalui sistem *cleat* dikenal dengan *Darcy flow*. Mulanya, *cleat* diasumsikan 100% air jenuh dengan tidak terdapat gas bebas maupun CH<sub>4</sub> teradsorpsi ke permukaan batubara. *Micro pores* merupakan sistem matriks, di mana terdapatnya unsur gas seperti CH<sub>4</sub> dan CO<sub>2</sub> menetap pada permukaan batubara dan mengalami proses adsorpsi dan desorpsi dengan cara difusi (penyebaran). Gas yang teradsorpsi dan desorpsi dari permukaan batubara terutama CH<sub>4</sub> dikontrol melalui peningkatan dan penurunan tekanan reservoir.



Gambar 2.2. Dual Porosity [10]



Gambar 2.3 Darcy Flow [11]



Gambar 2.4 Transportasi Gas Melalui Batubara [10]

- (a) Desorpsi gas dari *coal grains* dalam matriks batubara
- (b) Langkah 1 : difusi gas melalui sistem porositas primer ke sistem *cleat*
- (c) Langkah 2 : Aliran *Poiseuille* melalui sistem *cleat* ke produksi sumur

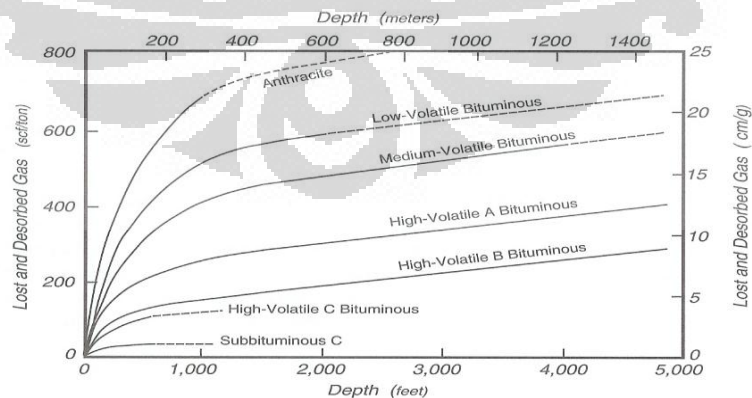
### 2.2.2 PROSES PEMBENTUKAN CBM

Sebelum CBM dihasilkan, terdapat suatu proses yang mendahuluinya, disebut *coalification* (pembentukan batubara). *Coalification* dimulai dengan pemendaman materi organik yang berasal dari tumbuh-tumbuhan selama ratusan juta tahun. Dengan dipengaruhi oleh suhu dan tekanan, dan menyebabkan perubahan fisik dan kimiawi pada materi organik. Terdapat tingkatan-tingkatan dalam batubara yang terbentuk, dengan lignit merupakan batubara paling muda dan antrasit batubara yang paling tua. Tingkatan-tingkatan tersebut adalah sebagai berikut :

**Tabel 2.1** Klasifikasi Batubara Menurut *American Society for Testing and Material* (ASTM)

Kategori	Sub Kategori	Singkatan
Antrasit	Meta Antrasit	Ma
	Antrasit	An
	Semi Antrasit	Sa
Bituminus	<i>Low Volatile</i>	Lvb
	<i>Medium Volatile</i>	Mvb
	<i>High Volatile A</i>	hvAb
	<i>High Volatile B</i>	hvBb
	<i>High Volatile C</i>	hvCb
Sub Bituminus	Sub Bituminus A	subA
	Sub Bituminus B	Sub
	Sub Bituminus C	subC
Lignit	Lignit A	ligA
	Lignit B	ligB

Secara umum makin tinggi tingkatan batubaranya, semakin banyak gas CH<sub>4</sub> yang terproduksi. Sebagai contoh pada lapisan antrasit, dapat memproduksi 7.000 – 30.000 scf/ton gas CH<sub>4</sub>, namun pada tingkat batubara ini, pori-pori batubara sudah tidak maksimal karena rusak akibat tekanan dan temperatur sehingga kebanyakan dari gas yang terproduksi akan hilang ke permukaan ataupun bermigrasi ke tempat lain. Sedangkan pada saat batubara pada tingkatan hvAb hingga lvb, pori-porinya masih optimal untuk menampung CH<sub>4</sub> yang terproduksi yang secara rata-rata berada pada kisaran 100 – 600 scf/ton. Berikut grafik yang dapat membantu mendeskripsikan hal tersebut :

**Gambar 2.5** Grafik Jumlah CH<sub>4</sub> Terakumulasi untuk Peringkat Batubara vs Kedalaman [12]

Semakin besar tekanannya, semakin banyak  $\text{CH}_4$  yang dapat tersimpan, namun dapat juga berakibat pada semakin sulitnya  $\text{CH}_4$  keluar dari lapisan batubara, karena pori-pori batubara sendiri menyempit akibat tekanan tersebut. Dengan demikian, diperlukan teknik tersendiri untuk mengambil CBM dari batubara sebelum dapat digunakan.[12]

### 2.2.3 MENGGANGKAT CBM KE PERMUKAAN

Setelah diputuskan tempat yang potensial untuk dilakukan pemboran CBM berdasarkan pertimbangan ahli geologi dan geofisika, maka pemboran sumur CBM dilakukan. Inti dari pemboran sendiri adalah membuat sambungan berdasarkan perbedaan tekanan antara lapisan batubara yang mengandung CBM dengan permukaan, sehingga gas dapat mengalir. Pemboran sumur CBM harus mempertimbangkan kekuatan batubara yang cukup lemah dibandingkan batuan lain. Sebelum produksi CBM dapat dilakukan, proses *dewatering* pada sistem *cleat* harus dilakukan terlebih dahulu. *Dewatering* merupakan proses mengurangi ketinggian air dalam lapisan batubara, hingga ketinggian air ini tidak lebih tinggi dari lapisan batubara terbawah yang ingin diproduksi (dimungkinkan lebih dari satu lapisan batubara yang ingin diproduksi). Dengan mengurangi tekanan reservoir, tekanan parsial dari gas pada matriks batubara akan berkurang sehingga reservoir berada pada tekanan kritis. Saat inilah terjadinya desorpsi gas  $\text{CH}_4$  dari permukaan batubara dan mengalir melalui fraktur atau patahan menuju *well bore*. Proses *dewatering* terjadi 5 – 7 tahun. Fungsi utama dari *dewatering* adalah menginisiasi terjadinya desorpsi dari *micropores* yang ada, yang terjadi apabila tekanan akibat ketinggian air berkurang.

Selain proses *dewatering*, terdapat juga proses yang dinamakan kompleks, yaitu untuk melengkapi sumur dengan peralatan yang dibutuhkan untuk melakukan produksi. Masalah utama dalam kompleks CBM adalah permeabilitas (ukuran kemudahan untuk mengalir) batubara yang sangat kecil, (0,1 – 1 md). Selain itu, seringkali terakumulasi kepingan-kepingan kecil batubara (*coal fines*) yang dapat menghambat produksi CBM. Untuk mengatasi hambatan tersebut, secara umum

dilakukan dua jenis kompleksi dalam produksi CBM. Jenis pertama adalah *open hole completions* dan jenis kedua adalah *cased hole completions*.

Kompleksi *open hole* memiliki artian kompleksi dilakukan tanpa adanya *casing* (pipa selubung) di sekitar lapisan batubara yang ingin diproduksi, sehingga gas CBM langsung masuk ke dalam lubang bor. Dengan tiga keunggulan pada kompleksi jenis ini, yaitu :

1. Tidak ada *casing* yang ditinggalkan yang dapat menghalangi penambangan batubara apabila dilakukan setelahnya.
2. Penyemenan *casing*, tidak merusak permukaan lapisan batubara.
3. CBM dapat masuk tanpa halangan apapun.

Dalam kompleksi *open hole* juga sering dilakukan *cavity completion*, yaitu proses meruntuhkan sebagian lapisan batubara sehingga tercipta gerowong yang memperlancar produksi CBM. Peruntuhan yang dimaksud adalah peledakan terkontrol, yang dilakukan dengan proses penurunan tekanan secara tiba-tiba selama jangka waktu tertentu.

Jenis *cased hole completions* yaitu seluruh lapisan termasuk lapisan batubara dilapisi dengan *casing*. *Casing* merupakan pipa pelindung yang direkatkan pada batuan dengan menggunakan semen. Kompleksi ini sering dilakukan pada sumur yang memiliki beberapa lapisan batubara yang ingin diproduksi batubaranya sehingga CBM dari lapisan-lapisan yang berbeda dapat diproduksi baik bergantian maupun bersamaan sesuai keinginan. Setelah *casing* dilakukan kemudian dilakukan penyemenan dan dilakukan perforasi untuk membuka jalur masuk CBM ke lubang sumur. Perforasi merupakan proses menembak *casing* hingga berlubang.

Pada kompleksi *cased hole* sering juga dilakukan *hydraulic fracturing*, yaitu merekahkan lapisan batuan batubara, dengan tujuan mempermudah CBM untuk mengalir. Prosesnya adalah dengan penyuntikan fluida perekah dengan tekanan tinggi sehingga batuan rekah, dan selanjutnya diganjal dengan suatu bahan tertentu (*proppant*) sehingga rekahan tidak tertutup kembali. Secara umum, *cased hole* tidak perlu dilakukan *fracturing*, hanya perforasi saja, apabila CBM cukup mudah untuk



mengalir. Namun demikian, baik perforasi maupun *fracturing* dapat menimbulkan kerusakan bagi lapisan batubara. [13]

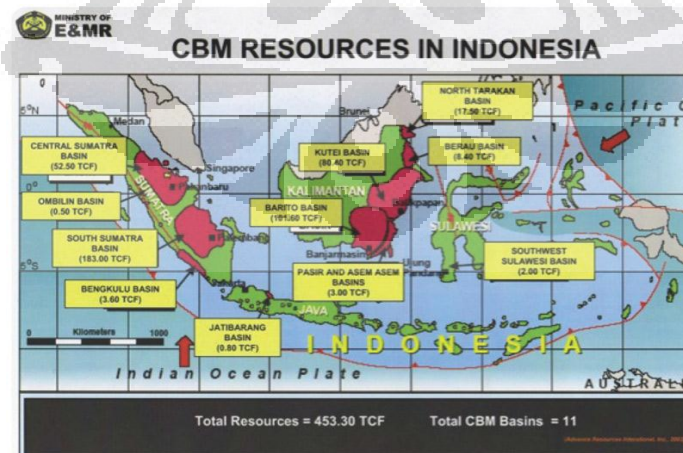
### 2.3 POTENSI CBM DI INDONESIA

Ada beberapa hal yang mendukung pengembangan CBM di Indonesia, diantaranya adalah kekayaan sumber daya batubara yang berlimpah, krisis energi yang diakibatkan menurunnya pasokan bahan bakar minyak (BBM) sementara kebutuhan energi terus meningkat, serta kesadaran global penggunaan sumber energi yang lebih ramah lingkungan. Kekayaan sumberdaya batubara di Indonesia memungkinkan kehadiran sumberdaya CBM yang potensial. Data terbaru mencatat jumlah sumber daya batubara Indonesia sebesar total 90.451,87 juta ton, yang sebagian besar berupa batubara peringkat rendah dan menengah (bituminus, bituminus dan lignit). Dengan kandungan batubara sebesar itu, diyakini bahwa Indonesia juga memiliki kandungan CBM yang besar. Survei batubara Indonesia yang dilakukan oleh *Advances Resources International* (ARI) pada tahun 2002 yang dilakukan atas permintaan Dirjen Migas atas biaya Asian Development Bank (ADB), menunjukkan potensi CBM Indonesia sebesar 453 Triliun *Cubic Feet* (Tcf), di mana potensial *gas in place* terdapat pada lapisan batubara pada kedalaman 500 – 4500 m.[7,9,12]

Lemigas bekerjasama dengan CSIRO Australia telah mulai membuat *pilot project* sumur CBM di cekungan Sumatera Selatan. Hasil yang didapat secara umum potensi CBM Indonesia terdapat dua endapan batubara yang berprospek mengandung CBM. Endapan batubara berumur Miosen dianggap sebagai endapan yang paling prospektif. Walaupun memiliki kualitas yang rendah, tetapi endapannya sangat tebal berada pada kedalaman target CBM serta memiliki kandungan abu yang sangat rendah. Kekurangannya, karena batubara Miosen masih muda, maka memiliki kandungan moisture yang tinggi, sehingga kemungkinan membutuhkan penanganan khusus dalam proses *dewatering* ketika eksploitasi CBM. Sedangkan batubara yang berumur Eosen yang memiliki kualitas yang lebih tinggi dianggap kurang prospektif

untuk pengembangan CBM karena ketebalan endapannya tipis dan terdapat pada kedalaman yang sangat dalam. Namun pada beberapa area, batubara jenis ini kemungkinan juga cukup prospektif mengandung CBM. Secara umum, terdapat anggapan bahwa batubara Indonesia terlalu rendah dan terlalu dangkal untuk bisa mengandung prospektif CBM. Tetapi, dengan keberhasilan eksploitasi CBM batubara peringkat rendah di *Powder River Basin*, Amerika Serikat, maka anggapan ini berhasil dipatahkan. Fakta bahwa batubara pada kedalaman dangkal yang ditambang secara *open pit* di Indonesia memiliki arah jurus yang searah dengan kedalaman cekungan sehingga menjadi *gas charged* pada kedalaman target CBM pada areal yang luas. Selain itu, juga adanya *gases kick* pada beberapa sumur minyak yang menembus lapisan batubara, membuat para ahli geologi optimis bahwa CBM yang potensial juga mungkin terdapat pada batubara peringkat rendah yang dimiliki Indonesia.[12]

Cadangan CBM Indonesia saat ini 453,3 TCF (*Trillion Cubic Feet*) tersebar dalam 11 cekungan dan menempati urutan ke 6 di dunia. Ke 11 cekungan tersebut tersebar di cekungan Sumatera Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF) dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) untuk kategori *high prospective*. Cekungan Tarakan Utara (17,5 TCF), Berau (8,4 TCF), Ombilin (0,5 TCF), Pasir/Asam-Asam (3,0 TCF) dan Jatibarang (0,8 TCF) memiliki kategori *medium*. Sedangkan cekungan Sulawesi (2,0 TCF) dan Bengkulu (3,6 TCF) berkategori *low prospective*.



Source: Minister Energy & Mineral Resources

**Gambar 2.6** Cadangan Batubara di Indonesia [14]

**Tabel 2.2 High Prospective Basins di Indonesia [12]**

Rank (4 tertinggi)	Cekungan	Daerah Prospeksi (km <sup>2</sup> )	Sumber daya CBM (Tcf-Triliun Cubic feet)
3.7	Sumatra Selatan	7,350	183
3.1	Barito	6,330	102
3.1	Kutai	6,100	80
3.0	Sumatra Tengah	5,150	53
	Semua Cekungan	30,248	453

Sumber daya CBM di Indonesia berdasarkan hasil survey ARI, 2002, berurutan mulai dari cekungan dengan sumberdaya terbesar pertama hingga terbesar keempat.

**Tabel 2.3 Kualitas Batubara di Cekungan Indonesia [12]**

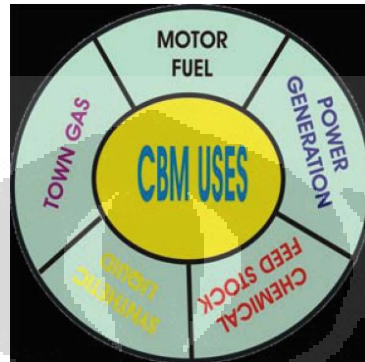
No.	PULAU	KUALITAS		SUMBER DAYA (Juta Ton)	CADANGAN (Juta Ton)
		KALORI	KRITERIA		
1.	JAWA	Rendah – sedang	< 5100 - 6100	11,24	0,00
		Tinggi – sangat tinggi	6100 - >7100	2,97	0,00
2.	SUMATERA	Rendah – sedang	< 5100 - 6100	51.092,29	11.296,52
		Tinggi – sangat tinggi	6100 - 7100	1.432,29	525,05
3.	KALIMANTAN	Rendah – sedang	< 5100 - 6100	28.530,11	5.285,91
		Tinggi – sangat tinggi	6100 - 7100	11.937,95	1877,07
4.	SULAWESI	Rendah – sedang	< 5100 - 6100	218,42	0,00
		Tinggi – sangat tinggi	6100 - 7100	14,68	0,00
5.	MALUKU	Rendah	< 5100	2,13	0,00
6.	PAPUA	Rendah – sedang	< 5100 - 6100	122,51	0,00
		Tinggi – sangat tinggi	6100 - 7100	30,91	18.711,55
TOTAL				93.402,51	18.711,55

Sumber daya Batubara Indonesia 2007 (Pusat Sumber Daya Geologi, 2007)

## 2.4 MANFAAT CBM

CBM dapat digunakan sebagai pengganti BBM dan dimanfaatkan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik, untuk keperluan rumah tangga, dan kebutuhan energi pada industri. Manfaat menggunakan CBM untuk sumber energi

listrik ini ramah lingkungan karena pembakaran CBM menghasilkan emisi CO<sub>2</sub> yang jauh lebih sedikit daripada pembakaran batubara dan mampu menghasilkan panas yang lebih tinggi dibanding dengan batubara.



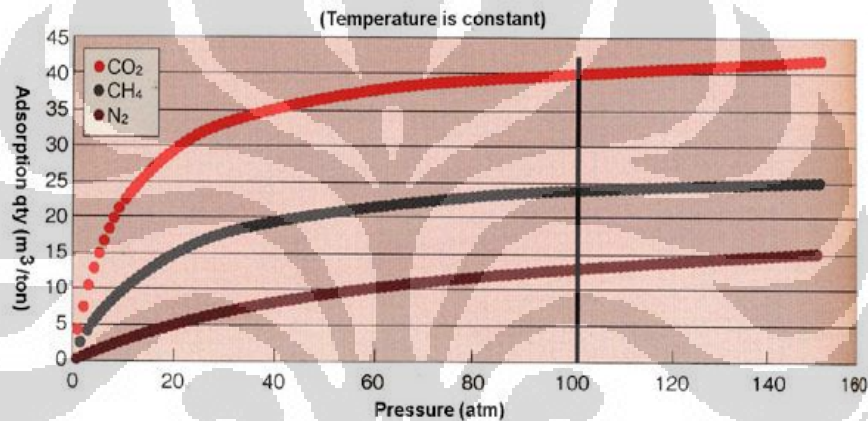
**Gambar 2.7** Diagram Pemanfaatan CBM [12]

Sebagai contoh, emisi CO<sub>2</sub> per unit listrik yang dihasilkan dari pembakaran batubara sub-bituminus adalah 1.180 ton per GWH (*Giga Watt Hour*), batubara bituminus menghasilkan 600 ton CO<sub>2</sub> per GWH, sedangkan hasil pembakaran CBM hanya menghasilkan 25 ton per GWH. Pembakaran CBM bebas sulfur sehingga tidak menghasilkan *Sulphur oxide* (SO<sub>x</sub>) yang dikenal bisa mengakibatkan polusi dan hujan asam. Sampai dengan saat ini emisi gas CO<sub>2</sub> dianggap sebagai pemicu terjadinya pemanasan global. Untuk mengurangi emisi gas dengan mengembangkan teknologi “CO<sub>2</sub> sequestration” atau penyimpanan CO<sub>2</sub> secara permanen dengan menginjeksikan gas tersebut ke dalam lapisan batuan jauh didalam bumi.

Batubara, dikenal sebagai salah satu batuan yang bisa digunakan untuk menyimpan CO<sub>2</sub>. Secara alamiah molekul CO<sub>2</sub> lebih mudah terserap oleh lapisan batubara daripada molekul CH<sub>4</sub>. Jika 1 molekul CO<sub>2</sub> mengisi komponen batubara akan ada 1 molekul CH<sub>4</sub> yang dibebaskan dalam rangka menjaga kestabilan kimiawinya. Sehingga penyimpanan CO<sub>2</sub> pada lapisan batubara sekaligus meningkatkan produksi CBM dikenal sebagai “CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM”.

## 2.5 CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION – ECBM

Berdasarkan isoterm Langmuir, CO<sub>2</sub> memiliki afinitas yang lebih tinggi pada matriks batubara dibandingkan CH<sub>4</sub>. Batubara dapat menyerap volume CO<sub>2</sub> 2 – 3 (dua sampai tiga) kali lebih besar dari CH<sub>4</sub>. Dengan demikian injeksi CO<sub>2</sub> akan mempertahankan tekanan reservoir dan menggantikan CH<sub>4</sub> pada sistem *cleat*, meningkatkan proses utama. Produksi CBM pada dasarnya dapat ditingkatkan dengan injeksi N<sub>2</sub> dan CO<sub>2</sub>. Namun perilaku ke dua gas tersebut sangat berbeda dalam CBM.



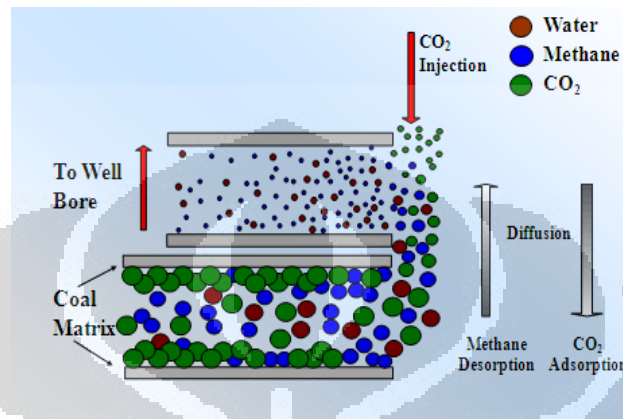
Gambar 2.8 Langmuir Isotherm

Melalui injeksi N<sub>2</sub> pada *coalbed* dapat meningkatkan produksi CBM, akan tetapi afinitas N<sub>2</sub> secara signifikan lebih rendah dibandingkan dengan CH<sub>4</sub> dan CO<sub>2</sub> pada batubara. Secara fisik, N<sub>2</sub> dapat mengurangi tekanan parsial CH<sub>4</sub> dan memungkinkan mempermudah CH<sub>4</sub> berdifusi dari matriks batubara, sehingga dapat meningkatkan produksi CBM lebih cepat.

Sedangkan melalui injeksi CO<sub>2</sub> pada *Coalbed* didapat beberapa keuntungan, diantaranya :

- 1) CO<sub>2</sub> menggantikan posisi CH<sub>4</sub> pada *cleat* setelah injeksi sehingga dapat mempercepat waktu produksi CBM
- 2) Meningkatkan cadangan dengan meningkatkan produksi CBM, dan

- 3) Tingginya absorpsi volume CO<sub>2</sub> ke dalam *cleat* batubara mempercepat aliran desorpsi CH<sub>4</sub>. [13, 15]



**Gambar 2.9** Deskripsi Absorpsi CO<sub>2</sub> Menggantikan CH<sub>4</sub> Setelah Injeksi [15]

Keunikan karakteristik CO<sub>2</sub> juga sangat berpotensi untuk mengembangkan teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM. CO<sub>2</sub> bersifat lebih adsorptif pada batubara dari CH<sub>4</sub>, yaitu 2 – 3 kali lebih besar pada tekanan yang sama.

Untuk desain dasar, diasumsikan 2 *standard cubic meters* (scm) CO<sub>2</sub> diinjeksikan untuk menghasilkan 1 scm dari produksi CBM. Berdasarkan rasio efektivitas CO<sub>2</sub> hasil pengukuran penyerapan isotherm dilakukan pada batubara bituminus dan diindikasikan menyerap CO<sub>2</sub> sekitar dua kali lebih banyak dari volume CH<sub>4</sub>. Variasi hasilnya, proses fisik aktif dalam reservoir batubara mencatat bahwa injeksi volume CO<sub>2</sub> ke produksi CBM antara 1.5 sampai 3. Rasio ini tergantung pada kematangan termal batubara dan diasumsikan lebih pada batubara subbituminus 10 : 1. Berdasarkan asumsi nilai ini, rentang volume sensitivitas 1,5 - 10 CO<sub>2</sub>/scm untuk memproduksi CBM. [13 – 16, 17]

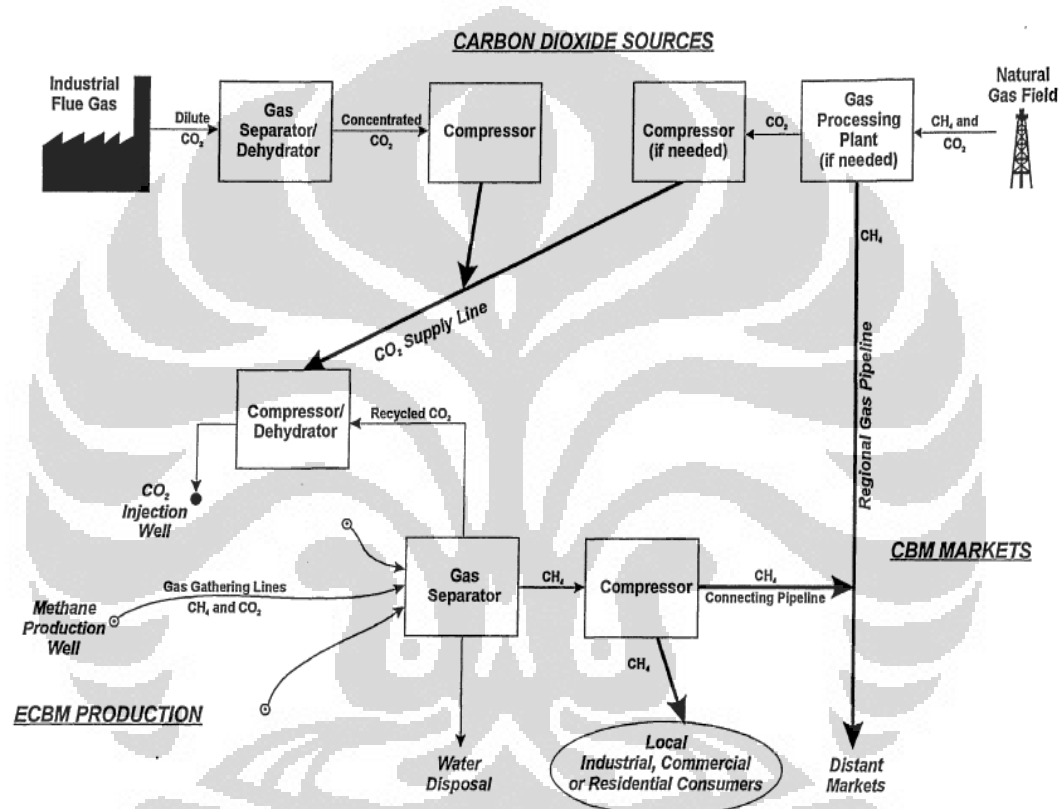
Konsep proses CO<sub>2</sub>-ECBM yaitu dengan menginjeksikan CO<sub>2</sub> ke dalam reservoir batubara, karena CO<sub>2</sub> mempunyai sifat yang lebih cenderung teradsorpsi pada matriks batubara dan menggantikan posisi CH<sub>4</sub> yang ada pada sistem *cleat* pada batubara sehingga CH<sub>4</sub> dapat terdorong ke sumur produksi. Proses aliran ini dikenal

dengan aturan *Darcy flow*. Secara teori proses ini relatif efisien, secara isotermik diperlukan penginjeksian volume CO<sub>2</sub> 2 sampai 3 kali lebih banyak untuk memproduksi CH<sub>4</sub> secara bertahap.[16] Saat tekanan reservoir berkurang, tingkat desorpsi CH<sub>4</sub> meningkat dan merupakan waktu yang ideal untuk menginjeksi CO<sub>2</sub> pada tekanan rendah, karena pada saat tekanan reservoir menurun, matriks cenderung menyusut (*shrinkage*) sehingga permeabilitas pada lapisan batubara meningkat. Maka dengan teknologi injeksi CO<sub>2</sub>, matriks batubara mulai membesar dan menghambat jalur aliran sehingga mengurangi permeabilitas.

Asumsi posibilitas desain sistem CO<sub>2</sub>-ECBM adalah untuk memproduksi volume CH<sub>4</sub> lebih banyak dari lapisan batubara melalui teknologi *sequestering* CO<sub>2</sub>. *Key point* dalam sistem ini adalah :

- Sumber injektan CO<sub>2</sub> dari sumber dari industrial atau sumber reservoir alami.
- *Flue gas* dari industrial diproses untuk menghilangkan air dan kontaminan lainnya, dan kemudian dikompresi untuk ditransportasikan ke dalam pipa khusus supply CO<sub>2</sub>.
- Sebagian besar reservoir CO<sub>2</sub> di alam bisa memasok injektan secara minimal jika terdapat proses dan kompresi, akan tetapi memerlukan pipa supply CO<sub>2</sub>.
- Pipa supply CO<sub>2</sub> membawa injectant CO<sub>2</sub> bertekanan pada sumur injeksi, di mana tekanan dan suhu disesuaikan dengan kebutuhan *down hole*.
- Injeksi CO<sub>2</sub> berlangsung pada tekanan dan interval *completion* optimal dalam reservoir pada proses ECBM.
- CH<sub>4</sub> di produksi pada sumur terdekat yang mengalir ke dalam sistem pengumpulan gas, sementara produksi air dialirkan terpisah melalui sistem pengumpulan pada *treatment* dan *disposal*.
- Unit gas *processing* akan memisahkan CO<sub>2</sub> dari CH<sub>4</sub> dalam potensi *recycling* dan *reinjection*, sementara CH<sub>4</sub> dikompresi dan dimasukkan ke dalam jaringan pipa gas regional terdekat.[18 - 19]

Biaya reservoir CO<sub>2</sub> injektan - jika lokasi dekat dengan lapangan CBM konsentrasi cukup murni dan tekanan alamiah yang tinggi - biasanya jauh lebih kecil daripada biaya memasok CO<sub>2</sub> dari industrial. Inilah sebabnya mengapa kasus *pilot project* di Burlington memilih menggunakan CO<sub>2</sub> reservoir meskipun tekanan rendah antropogenik CO<sub>2</sub> bebas dan cukup dekatnya.[18]



Gambar 2.10 Komponen sistem *recovery* CO<sub>2</sub> [18]

### 2.5.1 CARBON CAPTURE

Signifikansi emisi karbon, yaitu menangkap atau mengambil karbon pada skala utilitas pembangkit listrik merupakan fokus dari model yang akan dibahas. Sumber CO<sub>2</sub> dapat diambil dari Pembangkit listrik, Pabrik amonia, Pabrik LNG, dan sumber alam lainnya dievaluasi untuk menjadi tujuan *project* CO<sub>2</sub> – ECBM. Berfokus pada pembangkit listrik, mengambil CO<sub>2</sub> dari beberapa varietas yang



berbeda, seperti dari *Pulverized Coal (PC)*, *Natural Gas Combined Cycle (NGCC)*, dan *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)*, di mana memiliki karakteristik kinerja keekonomian yang berbeda seperti:

- *Gross* emisi CO<sub>2</sub> dalam kg / MW-jam, dan konsentrasi CO<sub>2</sub> ( % ).
- Biaya untuk mempersiapkan *flue gas* dalam menangkap karbon (misalnya, belerang, oksigen, SO<sub>x</sub> dan removal NO<sub>x</sub>, dll), dalam (\$ / ton).
- Modal dan biaya operasi untuk *capture equipment* (\$ / ton)
- Efisiensi *capture*.
- Peningkatan emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan dari penangkapan karbon (%). [20]

### 2.5.2 MEKANISME CO<sub>2</sub> MENGGANTIKAN CH<sub>4</sub> PADA COALBED

Adsorpsi merupakan mekanisme penyimpanan utama pada lapisan batubara. Selain air dan CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> merupakan salah satu produk yang dihasilkan dari proses *coalification* pada lapisan batubara yang tersimpan sebagai *sorbate* dalam internal permukaan pori-pori batubara. Injeksi CO<sub>2</sub> pada *coalbed* dimulai proses perpindahan desorpsi dimana CH<sub>4</sub> yang teradsorpsi digantikan oleh CO<sub>2</sub> yang terinjeksi. Konsep dasar CO<sub>2</sub> – ECBM pada reservoir *coalbed* mirip dengan CO<sub>2</sub> – *Enhanced Oil Recovery*. Akan tetapi, *coalbeds* mempunyai karakteristik yang berbeda yaitu berperan sebagai reservoir hidrokarbon *unconventional* dan sebagai mekanisme *source rock* untuk penyimpanan gas.

Batubara mempunyai karakteristik *bidisperse* karena ukuran struktur *pores* yang beragam. Gas yang tersimpan dalam batubara terbagi dalam tiga mekanisme:

- Secara fisik senyawa teradsorpsi pada permukaan internal batubara;
- Teradsorpsi dalam struktur molekul;
- Terdapat dalam *pores* dan *cleat*.

Adsorpsi isoterm memberikan informasi tentang proses adsorpsi, porositas, dan luas permukaan adsorben. Adsorpsi CH<sub>4</sub> dan CO<sub>2</sub> pada batubara telah dijelaskan pada Langmuir-isoterm sebelumnya, dimana diindikasikan adsorpsi didominasi oleh proses penyimpanan pada *micropores*. Adsorpsi gas terutama berlangsung pada

*micropores* matriks batubara karena *micropores* merupakan bagian penting dari volume *pores* terbuka dan sangat berpotensi dalam proses adsorpsi. Luas permukaan batubara dapat mengabsorpsi  $\text{CH}_4$  20 – 200  $\text{m}^2/\text{g}$ , dan jika saat jenuh (*saturated*), reservoir CBM dapat mengandung lima kali volume gas bila dibandingkan dengan ukuran reservoir gas konvensional. Sementara  $\text{CO}_2$  memiliki afinitas lebih besar terhadap batubara dibandingkan  $\text{CH}_4$  karena sifat isotermnya. Kapasitas serapan  $\text{CO}_2$  membuktikan bahwa volume  $\text{CO}_2$  berpotensi besar dan dapat tersimpan di dalam lapisan batubara *unmineable* seluruh dunia, sebagai contoh kapasitas penyimpanan pada *coalbed* di USA dapat diperkirakan sekitar 90 Gt. Injeksi  $\text{CO}_2$  dalam lapisan batubara akan terperangkap dengan kombinasi penyerapan pada permukaan batubara melalui perangkat fisik pada *cleat* yang akan tersimpan secara permanen dengan retensi waktu  $10^5$ - $10^6$  tahun [18]

Pada umumnya *coalseams* dipenuhi air selama proses *recovery* dengan mengalami penurunan tekanan, target produksi  $\text{CH}_4$  yang didapatkan melalui proses *dewatering* ini dihasilkan oleh desorpsi  $\text{CH}_4$  yang teradsorpsi, kemudian  $\text{CH}_4$  bermigrasi melalui matriks batubara pada *cleat*. Tahap awal *dewatering*, air akan diproduksi. Saat gas semakin banyak terdesorpsi maka gas terproduksi, saat *regime* fase dua aliran berkembang. Akhirnya produksi air akan keluar dan *coalbeds* berperan sebagai reservoir *dry gas*. Secara umum diasumsikan bahwa aliran gas dan air melalui *cleat* adalah *laminar* (berlapis) dan mematuhi hukum *Darcy Flow*. Di sisi lain, transportasi gas melalui matriks batubara berpori dikendalikan oleh difusi.

Tiga mekanisme yang diidentifikasi untuk penyerapan difusi gas terjadi pada *macro pores*. Difusinya terbagi ke dalam difusi molekuler (dominasi benturan antar molekul), difusi Knudsen (dominasi benturan dinding molekul) dan difusi permukaan (melalui lapisan fisik yang teradsorpsi). Kuantitas dari efektifitas difusi *macropores* berkontribusi lebih dari satu mekanisme. Praktisnya, difusi molekuler terjadi ketika diameter pori lebih besar dari sepuluh kali dari *free path*; difusi Knudsen diasumsikan rata-rata *free path* lebih besar dari sepuluh kali diameter pori [16, 21]

Pada peralihan rezim kedua dinding molekul berbenturan dan berkontribusi antarmolekul membentuk resistensi diffusional dan difusivitas yang efektif dari difusi Knudsen dan difusi molekul. Karena ketergantungan pada tekanan rata-rata *free path*, setiap adsorben dan adsorbat yang diberikan, terdapat transisi dari aliran Knudsen pada tekanan rendah dan untuk difusi molekul pada tekanan tinggi dimana diperkirakan rata-rata *free path* molekul CH<sub>4</sub> pada suhu kamar dan tekanan atmosfer (0,1 MPa) sekitar 50 nm. [21]

Pada lapisan batubara, tekanan reservoir akan jauh lebih tinggi (> 5 MPa) dan rata-rata *free path* lebih rendah dari 50 nm. Hal ini menunjukkan bahwa difusi molekuler dan difusi transisi tersebar merata dalam *macro pores* dari lapisan batubara yang dalam. Karena ukuran *pores* yang mikro, difusi gas di *micropores* (<2 nm) dikontrol oleh mekanisme yang berbeda. Dalam *micropores* halus (<1 nm), difusi molekul tidak pernah lepas dari potensial *fields* pada permukaan penyerapan, dan jalurnya terjadi dari proses aktif melibatkan lompatan antara adsorpsi "*sites*".

Selama penyimpanan CO<sub>2</sub> dalam operasi ECBM, aliran gas CO<sub>2</sub> di *cleat* berdifusi kontra dengan CH<sub>4</sub> dalam matriks batubara, dimana molekul CH<sub>4</sub> yang teradsorpsi digantikan oleh molekul CO<sub>2</sub> yang telah diinjeksi ke dalam, karena memiliki kapasitas adsorpsi yang lebih tinggi dalam batubara. CO<sub>2</sub> memiliki kapasitas adsorpsi yang lebih besar, mulai dari 2 sampai 10 kali tergantung pada peringkat batubara, dibandingkan tekanan normal CH<sub>4</sub> dalam reservoir. Dapat disimpulkan bahwa komponen CO<sub>2</sub> dalam mixture biner CO<sub>2</sub> – CH<sub>4</sub> akan terabsorpsi dalam batubara secara khusus, sedangkan komponen CH<sub>4</sub> akan terdesorpsi.

Difusivitas *micropores* terlihat nyata pada tiga gas yang diuji dan berkorelasi kuat dengan diameter kinetik gasnya. CO<sub>2</sub> memiliki difusivitas *micropores* terbesar di antara tiga gas tersebut, berbeda dengan teori difusivitas dari tiga gas pada ruang terbuka, karena diameter kinetik relatif kecil (kinetik diameter CO<sub>2</sub> = 0,33 nm, kinetik diameter CH<sub>4</sub> = 0,38 nm, kinetik diameter N<sub>2</sub> = 0,364 nm). Batubara memiliki jaringan yang saling berhubungan dengan *micropores* ultra (< 0,6 nm) di mana diamati bahwa CO<sub>2</sub> cenderung desorpsi lebih cepat pada partikel batubara yang

dihancurkan daripada  $\text{CH}_4$  dalam kondisi uji yang sama.[17, 22 – 26] Dengan ditransportasikan secara selektif dalam matriks batubara di bawah tekanan kritis sub- $\text{CO}_2$ . Tingkat selektivitas penyimpanan  $\text{CO}_2$  dan recovery CBM pada batubara memerhatikan :

- **Efek panas dari injeksi  $\text{CO}_2$ :** Temperatur  $\text{CO}_2$  yang disuntikkan berbeda dengan suhu reservoir, sehingga efek non-isotermal dari aliran gas dapat mempengaruhi injektivitas dalam reservoir. Pengembangan lebih lanjut dari simulator memperhitungkan efek ini diperlukan.
- **Efek Wellbore:** Pengeboran, produksi dan atau injeksi cairan mempengaruhi rezim tekanan di sekitar wellbore, selain terpengaruh efek tekanan *pores*, rezim permeabilitas sekitar mekanisme *wellbore* berubah karena pengaruh injektivitas.
- **Pembentukan Endapan:** Reaksi potensial geokimia antara injeksi  $\text{CO}_2$  dengan batuan reservoir, dan air yang terdapat dalam batubara dibutuhkan melalui pemantauan laboratorium dan penelitian teoritis untuk mengevaluasi potensi untuk pembentukan endapan.

Jika reaksi tersebut terjadi, terdapat implikasi penting pada permeabilitas *coalbed*, sehingga injektivitas dan penyimpanan  $\text{CO}_2$  mempengaruhi ECBM secara ekonomis.

Dalam rangka mengurangi dampak pembengkakan matriks pada sumur akibat injektivitas oleh  $\text{CO}_2$ , teknik-teknik dasar harus diidentifikasi dengan menginjeksi *flue gas* bukan didapat dari  $\text{CO}_2$  murni; menggunakan multilateral *holebore* horisontal untuk meningkatkan konektivitas ke reservoir. *Holebore* horisontal memiliki potensi yang lebih besar untuk masuk permeabilitas anisotropik batubara dengan memotong *cleat* wajah. Meskipun *cleat* hidrolik juga dapat meningkatkan sumur injektivitas dengan baik, akan tetapi tidak dianjurkan untuk sumur injeksi  $\text{CO}_2$  untuk menghindari kebocoran  $\text{CO}_2$  ke strata *cleat* sekitarnya.

Model Permeabilitas yang dikembangkan oleh Shi dan Durucan untuk memperhitungkan efek matriks pembengkakan / penyusutan serta tekanan *pores* permeabilitas yang digunakan pada *pilot project*  $\text{CO}_2$  ECBM di Allison, yaitu dengan

melihat permeabilitas *absolute* pada variasi *coalbed* secara eksponensial dalam perubahan tekanan horisontal yang efektif:

$$k = k_0 e^{-3c_f(\sigma - \sigma_0)} \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

Di mana :  $c_f$  = volume kompresibilitas pada *cleat* yang berubah efektif pada tekanan normal horisontal

$k_0$  = permeabilitas *coalbed* awal.

Volume kompresibilitas *cleat* sejalan dengan kompresibilitas volume pores pada batuan sedimen konvensional yang berpori. Volume kompresibilitas *cleat* (terhadap tekanan hidrostatik yang setara) untuk enam sampel batubara pada cekungan San Juan berkisar 0,06206-0,5133 MPa<sup>-1</sup>. [24] Perubahan tekanan efektif diberikan oleh:

$$\sigma - \sigma_0 = -\frac{\nu}{1-\nu}(p - p_0) + \frac{E}{3(1-\nu)} \sum_{j=1}^n \alpha_{Sj}(V_j - V_{j0}) \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Dimana :  $S_j$  = koefisien *shrinkage* (penyusutan),

$V_j$  dan  $V_{j0}$  = volume gas spesifik yang teradsorpsi; komponen  $j$  merupakan kondisi awal reservoir (gas komposisi pada tekanan sumur).

Pengukuran oleh periset Levine dan Chui mengindikasikan pembengkakan matriks dikarenakan adsorbat tertentu. Secara khusus, afinitas gas yang lebih tinggi pada batubara mengakibatkan pembengkakan kuat, karena berpengaruh langsung terhadap pemahaman dan efek pemodelan adsorpsi CO<sub>2</sub> pada permeabilitas batubara.[18 – 22] Dengan asumsi kesetimbangan penyerapan isoterm Langmuir secara langsung, volume gas yang terserap untuk  $j$  komponen diberikan oleh:

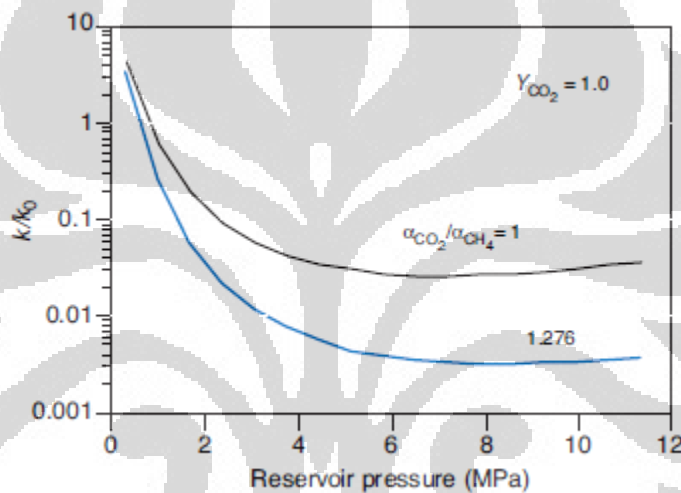
$$V_j \approx V_{Ej} = \frac{V_{Lj} p_j b_j}{1 + \sum_{j=1}^n b_j p_j} \frac{V_{Lj} p_j Y_j b_j}{1 + p \sum_{j=1}^n b_j Y_j} \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

Dimana :  $V_{Lj}$  dan  $b_j$  = Parameter Langmuir untuk komponen gas

$V_j$  dan  $p_j$  = tekanan parsial gas bebas,

$\sum p_j = p$  dan  $Y_j = p_j / p$

Persamaan (1), (2) dan (3) digunakan untuk mengestimasi dampak injeksi CO<sub>2</sub> pada permeabilitas *coalbed*. Seperti ditunjukkan dalam gambar di bawah ini, besarnya reduksi permeabilitas disebabkan pembengkakan matriks oleh CO<sub>2</sub> yang dipengaruhi oleh rasio koefisien pembengkakan  $\alpha_{CO_2} / \alpha_{CH_4}$ . Tekanan dasar sumur injeksi lapangan dapat dicapai dengan  $\alpha_{CO_2} / \alpha_{CH_4} = 1,276$ , dengan reduksi lebih dari dua lipat dalam permeabilitas pada sekitar sumur injeksi ( $Y_{CO_2} = 1$ ). [24, 26]



Gambar 2.11 Model Prediksi Injeksi CO<sub>2</sub> pada Permeabilitas *Coalbed*

### 2.5.3 INJEKSI DAN STORAGE CO<sub>2</sub> PADA COALBED

Komersialisasi produksi CBM didapat melalui tekanan deplesi pada reservoir sehingga menyebabkan desorpsi tambahan CH<sub>4</sub> melalui penyerapan isoterm. Teknik sederhana ini diakui lebih efisien, mengingat bahwa penyerapan isoterm tidak linier dan miring pada tekanan rendah, sehingga CH<sub>4</sub> berpotensi dapat diproduksi pada tekanan reservoir rendah.

Penyempurnaan produksi CBM dapat melibatkan injeksi N<sub>2</sub> atau CO<sub>2</sub>, merupakan sarana yang efisien tanpa menurunkan tekanan reservoir berlebihan. Varian utama ECBM yaitu dengan injeksi N<sub>2</sub> dan CO<sub>2</sub>. Melalui dua mekanisme yang

berbeda untuk meningkatkan desorpsi  $\text{CH}_4$  dan memproduksi  $\text{CH}_4$ . Mekanisme yang digunakan dalam injeksi  $\text{N}_2$  seperti peyempitan gas inert  $\text{N}_2$  karena kurang menyerap  $\text{CH}_4$ . Injeksi  $\text{N}_2$  akan mengurangi tekanan parsial  $\text{CH}_4$  dalam reservoir, sehingga desorpsi  $\text{CH}_4$  tidak menurunkan tekanan reservoir total. Di sisi lain, injeksi  $\text{CO}_2$  bekerja pada mekanisme yang berbeda, yaitu dapat menyerap secara kompetitif, karena memiliki kapasitas adsorpsi yang lebih besar, hingga sepuluh kali tergantung pada peringkat batubara, dibandingkan dengan tekanan  $\text{CH}_4$  pada reservoir yang sama.

$\text{CO}_2$  – ECBM memiliki keuntungan tambahan dimana potensi besar volume gas rumah kaca dapat disimpan dalam lapisan batubara yang paling dalam. Faktor geologi memainkan peran kunci pada kapasitas reservoir CBM untuk penyimpanan  $\text{CO}_2$  dan produksi  $\text{CH}_4$  berpotensi sebagai ECBM, dilihat dari parameter:

- **Tekanan, suhu, kadar air dan peringkat batubara:** Secara umum, kandungan gas dapat dilihat pada peringkat batubara, kedalaman  $\text{CH}_4$  dan tekanan reservoir. Kadar air mempengaruhi signifikan kapasitas adsorpsi, densitas tahap adsorpsi, dan adsorpsi mixture. Kondisi suhu dan tekanan berpengaruh kuat pada penyimpanan  $\text{CO}_2$  di reservoir CBM, seperti  $\text{CO}_2$  akan menjadi superkritis di atas suhu  $31.1^\circ\text{C}$  dan tekanan 7,4 MPa. Dalam kondisi superkritis, batubara dapat menahan gas lebih dari yang diperkirakan berdasarkan teori Langmuir isotherm, namun mobilitas dan reaktivitas dari cairan superkritis dalam tingkat lapisan batubara yang kurang dipahami. [26 – 29]
- **Hidrologi :** Gas jenuh dibawah reservoir CBM memerlukan proses *dewatering* yang signifikan sebelum diproduksi. Kendala hidrologi ini dianggap sebagai salah satu faktor utama untuk penyimpanan  $\text{CO}_2$  secara efektif.
- **Permeabilitas :** Permeabilitas batubara dianggap sebagai faktor utama yang mengontrol produksi CBM selama produksi primer dan peningkatan produksi CBM melalui injeksi  $\text{CO}_2$ . Riset di AS menunjukkan bahwa permeabilitas

absolut  $10^{-15} \text{ m}^2$  (1 mD) umumnya diperlukan untuk mencapai tingkat produksi secara komersial. Studi teoritis dan eksperimental menyelidiki efek tekanan pada permeabilitas batubara telah dilaporkan dalam literatur dan menunjukkan bahwa permeabilitas batubara menurun secara eksponensial pada kedalamannya. Reservoir dangkal cenderung bertekanan rendah pada reservoirnya dan memiliki gas content yang rendah, sedangkan reservoir yang dalam permeabilitasnya berkurang. Lapisan yang lebih dalam dari 1500 m umumnya dianggap tidak cocok untuk ekstraksi CBM karena kelebihan berat pada lapisan penutup.

- **Struktur Batubara:** Daerah yang menguntungkan untuk mengaplikasikan  $\text{CO}_2$  – ECBM memiliki lapisan batubara yang terus menerus secara lateral dan secara vertikal terisolasi dari tingkatannya karena secara efisiensi dapat menahan *injectant* dalam reservoir. Selain itu, reservoir mempunyai *cleat* yang minimal dan laminar untuk menghindari penyaluran  $\text{CO}_2$  secara bebas. [26, 28 – 29]
- **Analogi:** Secara analogi penyimpanan  $\text{CO}_2$  secara aspek geologi terintegritas dari aspek *safety*, lokasi penyangkapan yang terseleksi, *safety* operasional dan efisiensi. Dengan demikian, penyimpanan  $\text{CO}_2$  berpotensi besar untuk dipahami dan dipublikasi dengan fungsi untuk membangun kepercayaan publik dalam teknik manajemen  $\text{CO}_2$ . [28 – 29]

#### 2.5.4 TRANSPORTASI

Elemen biaya utama yang harus dipertimbangkan terkait dengan transportasi gas *injectant* dari lokasi penangkapan ke situs injeksi adalah kompresi atau pompa, dan pipa itu sendiri. Model ini mempertimbangkan :

- Mengangkut  $\text{CO}_2$  sebagai cairan akan jauh lebih murah, oleh karena itu akan diasumsikan *pumping* untuk  $\text{CO}_2$  murni. Modal dan biaya operasi harus diperkirakan berdasarkan asumsi volume yang akan ditranspotasikan,  $\text{CO}_2$  yang dihasilkan oleh proses (pada *net sequestration*).



- Efisiensi kompresi juga dipertimbangkan. Modal dan biaya operasi harus diperkirakan berdasarkan asumsi volume yang akan dimasukkan, yaitu dengan memperkirakan nilai-nilai input (\$ / BHP) *brake horsepower*, yang dihitung berdasarkan volume yang akan dikompresi / dipompa dan meningkatkan tekanan yang dibutuhkan. Emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan dari operasi ini juga dihitung, jumlah CO<sub>2</sub> yang dikeluarkan menjadi inputan juga, dalam hal Mcfd / BHP.
- Ukuran pipa inlet diasumsikan bertekanan 2.000 psi pada *Capture Plant* CO<sub>2</sub> (atau sumber lain), dan 1.500 psi untuk tekanan cairan pada lapangan *sequestration*, dan 500 psi untuk *pressure drop*, serta diasumsikan juga panjang pipa. Rentang tekanan dibuat untuk prosedur iteratif dari ukuran pipa supaya lebih mudah dicapai – variasi tekanan pipa dalam operasi membutuhkan model pipa komprehensif, dengan variable fluida sebagai fungsi dari tekanan, berada di luar ruang lingkup analisis ini. *Actual Pressure* diasumsikan berdasarkan CO<sub>2</sub> yang dimaintain dalam keadaan cair pada seluruh panjang pipa. Modal dan biaya operasi pipa diperkirakan berdasarkan nilai unit (\$ / inci-mile) pada modal dan (\$ / Mcf) pada transportasi (operasi). [20]

### 2.5.5 **BOOSTER COMPRESSION/PUMPING pada LAPANGAN CSBM**

Dalam beberapa kasus injeksi gas akan memerlukan *booster compression* (untuk memompa CO<sub>2</sub> murni) pada lapangan CBM dibutuhkan tekanan 1.500 psi untuk tekanan injeksi pada *wellhead*. Injeksi tekanan yang dibutuhkan diperkirakan berdasarkan nilai tekanan reservoir (dalam psi/ depth; net dari *hydrostatic head* dan tekanan friksi pada *wellhead*). Untuk reservoir batubara yang dangkal, tekanan tidak diperlukan. Akan tetapi untuk batubara lebih dalam mungkin memerlukan *booster compression/pumping*.

### 2.5.6 BIAYA SUMUR

Beberapa skenario yang dievaluasi dengan model Batubara CO<sub>2</sub> *sequestration* :

- *Incremental* atau bertahap, dimana lapangan CBM diasumsikan ada, dan keekonomian yang dihitung bertahap atas dasar produksi primer, seperti pada kasus awal di *brownfield*, parameter yang diperlukan:
  - Biaya *workover* untuk meng-*upgrade* sumur produksi ke CO<sub>2</sub> *service*. Jika *field* digunakan untuk tujuan penyerapan, biaya dapat ditingkatkan karena teknologi ECBM memperhitungkan operasional dalam memastikan kebocoran tidak terjadi pada *wellbores* tua.
  - Modal dan biaya operasi untuk sumur injeksi CO<sub>2</sub> baru diasumsikan dengan rasio model injektor: produser 1:1 (yaitu, konfigurasi 5-spot). Ini adalah asumsi dalam simulasi reservoir yang sudah berjalan sebelumnya.
  - Sistem retikulasi injeksi gas diinstal. Modal dari sistem tersebut diperkirakan pada basis per-sumur termasuk biaya modal untuk sumur injeksi.

Keekonomian dapat dihitung berdasarkan :

- Pada waktu dimulai, manfaat bertahap ECBM dihitung pada saat pengeboran CBM awal.
- Ke depannya, manfaat bertahap ECBM dihitung setelah tahun produksi CBM primer.
- *Full Project*, tidak ada sumur yang diasumsikan, keekonomi seluruh proyek harus dihitung, disebut sebagai kasus *greenfield*. Perbedaan dengan kasus bertahap biaya *workover* untuk sumur produksi diganti dengan biaya modal dari sumur produksi. Biaya ini akan termasuk biaya roads, lokasi, pengeboran, *completion*, stimulasi, peralatan produksi, *flowline* (aliran). Semua nilai lainnya sama (biaya pengolahan gas (\$/Mcf). Perlu dicatat bukan

produksi CH<sub>4</sub> bertahap, tetapi produksi gas total yang digunakan sebagai dasar perhitungan ekonomi. [18, 30]

### 2.5.7 GAS PROCESSING YANG DIPRODUKSI

Proses gas CH<sub>4</sub> yang dihasilkan terdiri dari dua komponen:

- Separasi, terdiri dari memisahkan CH<sub>4</sub> dari CO<sub>2</sub>, diperkirakan(\$/ Mcf) dari *incremental* atau bertahap (*brownfield*) atau total (*greenfield*) gas yang diproduksi.
- Kompresi / *Dehydration*, diasumsikan 200 psi tekanan aliran CH<sub>4</sub> murni dari *separation outlet pressure* pada 1.000 psi tekanan pipa yang diasumsikan.[20]

### 2.5.8 SAFETY, MONITORING dan VERIFIKASI

Beberapa perhitungan untuk biaya *safety*, *monitoring* dan verifikasi disertakan. Pada biaya *benchmark* yang dihitung dalam \$ M / injektor sumur / tahun.

### 2.5.9 PERHITUNGAN KEEKONOMIAN YANG DIPERHITUNGAN

Parameter yang diperhitungkan dalam model ini :

- *Net revenue interest* (%)
- Pajak Produksi (%)
- Harga *wellhead* natural gas (\$/Mcf)
- Eskalasi harga gas (% / year)
- *Natural gas heating value* (MMBTU/scf)
- *Carbon sequestration credit* (\$/ton) (jika ada)
- *Discount rate* (%)

### 2.5.10 ANALISIS KEEKONOMIAN

Dalam penelitian ini akan memperhatikan perhitungan :

- *Net present value* (NPV), dalam \$
- *Breakeven natural gas price*, dalam \$/Mcf

- *Breakeven injection gas price* pada lokasi *capture plant* (termasuk *compression*), dalam \$/Mcf dan \$/ton
- Methane yang diproduksi, dalam Bcf
- Total CO<sub>2</sub> yang disuntik atau diserap, total yang di produksi, *net-remaining* batubara, CO<sub>2</sub> yang dihasilkan dari operasi *sequestration* dan volume net CO<sub>2</sub> *sequestration*, dalam ton.
- Biaya *net sequestration* CO<sub>2</sub> dalam \$/ton. [20]

## 2.6 BIAAYA DAN KEEKONOMIAN CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION

Harga sumur CBM dan biaya *sequestration* CO<sub>2</sub> tergantung pada infrastruktur pipa, *supply* lokal dan permintaan pasar yang dinamis. Masing-masing faktor harus dinilai untuk mengevaluasi ekonomi ECBM.

Ekonomian proses CO<sub>2</sub> – ECBM sangat spesifik, tergantung pada relasi kualitas reservoir dan biaya pada setiap proyek. Dengan ditetapkan beberapa perkiraan biaya dan *benefit* dari aplikasi CO<sub>2</sub> – ECBM dengan *benchmark* teoritis San Juan Basin dan penyesuaian secara khusus pada *development basin* pada negara lainnya. Dasar analisis keekonomian dari aplikasi CO<sub>2</sub>-ECBM di daerah San Juan menguntungkan, akan tetapi pelaksanaannya pada daerah lain tergantung dari produktivitas dan kondisi permintaan pasar, yaitu dengan menggabungkan *benefit* pada sumur-sumur CBM yang berpotensi pada skala besar lebih menguntungkan daripada biaya program explorasi yang sangat tinggi (jika hanya mengembangkan sumur produksi kurang dari 100 sumur).[18]

Berikut beberapa parameter biaya yang diestimasi untuk proyek CBM dan ECBM pada San Juan Basin yang akan digunakan sebagai asumsi dasar pada *High Prospective Basins* yaitu pada Sumatera Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF), dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) di Indonesia.

**Tabel 2.4** Estimasi CAPEX & OPEX

<b>CAPITAL COSTS</b>	<b>CONVENTIONAL CBM COST (\$ /well)</b>	<b>INCREMENTAL ECBM COST (\$ /well)</b>
Geological, Geophysical and Lease Acquisition Cost	25.000	20.000
Production Well Drilling, Completion, Simulation Cost	300.000	---
Injection Well Drilling & Completion Cost	---	300.000
Production Equipment Cost	200.000	50.000
Engineering Overhead (10%)	50.000	40.000
<b>TOTAL CAPITAL COST</b>	<b>575.000</b>	<b>410.000</b>
<b>OPERATING COSTS</b>		
Operational & Maintenance (\$ 1000/ well in a year)	10.000	1.000
Water Disposal (\$/m <sup>3</sup> )	0,0018	0,0018
Gas Gathering, Treating, Compression Cost (\$/m <sup>3</sup> )	0,0088	0,0088
CO <sub>2</sub> Costs (\$/m <sup>3</sup> )	---	0.0177 – 0.0706

## 2.7 ASSESSMENT PENERAPAN TEKNOLOGI CO<sub>2</sub> – ECBM DAN POTENSI CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION DI INDONESIA

### 2.7.1 ANALISIS CADANGAN

Menurut *report* yang dipublikasi oleh R&D Program IEA *Green House Gas* Agustus 1999, 20 batubara dari 15 negara dievaluasi dan berpotensi mendukung teknologi CO<sub>2</sub>-ECBM yang signifikan, salah satunya kandungan batubara Indonesia. Data di bawah ini menyajikan potensial teknologi *sequestration* CO<sub>2</sub> pada *seam* batubara berikut *basins*. [18]

**Tabel 2.5** Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* Pada Endapan Batubara yang Berprospektif

COAL BASINS/ REGION	NEGARA	BASIN QUALITY RANKING	CO <sub>2</sub> SEQUESTRATION POTENTIAL (Mt)	CO <sub>2</sub> SEQUESTRATION RANKING
San Juan	USA	1	1.400	1
Uinta	USA	2	230	9
Bowen	Australia	3	870	3
Raton	USA	4	85	13
Cambay	India	5	74	14
Sydney	Australia	6	150	11
Kuznetsk	Russia	7	1.000	2
Sumatera	Indonesia	8	250	8
<b>SUB TOTAL</b>			<b>4,059</b>	
Western Canada	Canada	9	170	10
Damodar	India	10	8	19
Donetsk	Ukraine/Russia	11	26	15
NE China	China	12	21	16
Ordos	China	13	660	5
Clarence-Moreton	Australia	14	260	7
Kalimantan	Indonesia	15	850	4
Upper Silesian	Poland/ Czech	16	7	20
Saar	Germany/France	17	9	18
Waterberg	SA/ Botswana	18	93	12
Zambezi	Zimbabwe/Bots	19	400	6
Main Karoo	South Africa	20	10	17
<b>TOTAL</b>			<b>6.480</b>	

Cekungan batubara yang paling prospektif di Indonesia untuk mengembangkan produksi CO<sub>2</sub> – ECBM terletak di bagian timur Kalimantan dan Sumatera Selatan. Tabel di bawah menjelaskan tentang potensial CO<sub>2</sub> – ECBM di Indonesia., di mana Indonesia (Sumatera) memiliki peringkat teratas untuk teknologi pengembangan produksi CO<sub>2</sub> – ECBM dan teknologi *sequestration* CO<sub>2</sub>. sumber CBM, sumber CO<sub>2</sub> dan kondisi pasar yang sangat mendukung. Total potensi *sequestration* CO<sub>2</sub> diperkirakan 1.100 Mt (850 Mt untuk Kalimantan, 250 Mt untuk Sumatera).

**Tabel 2.6** Potensial Cadangan dan Komersial ECBM di *High Prospective Basins* Indonesia

		KALIMANTAN	SUMATERA
<b>RESOURCE POTENTIAL</b>	Recoverable ECBM (Gm <sup>3</sup> )	230	68
	CO <sub>2</sub> Sequestration Potential (Mt)	850	250
<b>COMMERCIAL POTENTIAL</b>	Gas Market	Poor	Good
	Ketersediaan CO <sub>2</sub> (Mm <sup>3</sup> /day)	Poor	Good
<b>CBM ACTIVITY</b>	Leasing dan Testing	In Progress	In Progress
	Commercial Production (Mm <sup>3</sup> /day)	None	None
<b>Overall Ranking (1 – 20)</b>		<b>15</b>	<b>8</b>

Menempatkan CBM di posisi utama dapat memenuhi kekurangan *demand* di Indonesia, tercatat bahwa potensial kandungan CO<sub>2</sub> 30% dapat menghasilkan sekitar 3,6 Mm<sup>3</sup>/day yang dapat digunakan untuk operasional CO<sub>2</sub>-ECBM. Potensial lainnya Natuna yang berjarak 850 Km dari Sumatera merupakan salah satu sumber CO<sub>2</sub> terbesar, di mana tingkat produksinya dapat mencapai 30 Mm<sup>3</sup>/day.

Di Kalimantan, potensial pasar untuk CBM sangat terbatas untuk pembangkit listrik atau dikonsumsi industri, emisi sumber CO<sub>2</sub> pada industri dan pabrik LNG pun sangat kecil, serta infrastruktur pipa kurang mendukung dan berlimpahnya produksi gas alam konvensional cenderung menghambat pengembangan CBM di Kalimantan.

Daerah Kalimantan Timur, di bagian Indonesia dari pulau Kalimantan, mengandung sumber batubara yang sangat besar ketebalannya, batubara peringkat rendahnya adalah sub-bituminus. Cekungan pada daerah Kalimantan antara lain : cekungan Kutei (100.000 km<sup>2</sup>) pada Kalimantan Timur, Cekungan Barito (60.000 km<sup>2</sup>) dalam Kalimantan Selatan Cekungan Tarakan (26.000 km<sup>2</sup>) di Bagian Timur Laut Kalimantan.



**Gambar 2.12** Teknologi CO<sub>2</sub>-ECBM Pada *High Prospective Basins* di Sumatera dan Kalimantan

Pertumbuhan pesat di sektor pertambangan batubara pada daerah Kalimantan Timur di mulai sejak 1980-an dan menjadikan Indonesia sebagai produsen dan eksportir batubara terbesar. Produksi batubara terbesar dan berprospektif untuk teknologi CBM berasal dari cekungan Kutei, dan cekungan Barito. Lapisan batubara pada Kalimantan menempati posisi ranking 3 di dunia, berdasarkan perkembangan terbaik formasi tersier yang terkait. Beberapa lapisan batubara yang tersebar mengandung ketebalan (*thickness*) 3 – 7 m pada umumnya meskipun ada beberapa report yang mempunyai ketebalan sampai 50 m. Ketebalan batubara *gross* biasanya pada *range* 40-70 m, rata-rata 20 m *completable*, kedalaman rata-rata prospektif batubara 700-800 m, kandungan *ash* cukup rendah sekitar 10%, dan kadar air cukup tinggi 15% mencerminkan peringkat batubara cukup rendah.

Prospektif *Gas-In-Place* di Kalimantan menempati Ranking 4, Sumber prospektif gas di Kalimantan diperkirakan 2.830 Gm<sup>3</sup> (100 Tcf), dengan konsentrasi rata-rata 95 Mm<sup>3</sup>/km<sup>2</sup> (8,7 BCF / mi<sup>2</sup>), merupakan sumber yang melimpah yang berstandar internasional CBM. Luas permukaan area CBM diperkirakan 30.000 km<sup>2</sup>, batubara ditambang dengan *open pit*, *reserve* yang dangkal diharapkan bahwa



sumber CBM di seluruh area prospektif dan efektif *non-minable* selama beberapa dekade. Sumber batubara yang terkandung - jumlah batubara yang akan dikontrak selama produksi CBM dan juga terdapat potensial *sequestration* CO<sub>2</sub> sebesar 590 Gt. Peringkat Batubara di Kalimantan sub-bituminus ke bituminus volatile tinggi. Pada lapisan batubara tersebut tercatat dalam log mud-gas dari sumur minyak, menunjukkan bahwa batubara cukup matang untuk memproduksi gas, dengan diperkirakan 5 m<sup>3</sup>/t. Analisis menunjukkan bahwa gas yang dihasilkan diasumsikan 95% CH<sub>4</sub>. Sedangkan produktivitas Batubara di Kalimantan menempati Ranking 4, diperkirakan secara teknis gas konservatif cadangan potensial (menggunakan teknik tekanan deplesi konvensional) di Kalimantan 570 Gm<sup>3</sup>(20 Tcf). Pemulihan gas CO<sub>2</sub> ditingkatkan dapat ditingkatkan sampai dengan 230 Gm<sup>3</sup> (8Tcf) dan sekitar 850 Mt CO<sub>2</sub> yang diserap permanen.

Selain Kalimantan, cadangan batubara terbesar terletak di daerah Sumatera. Terletak di bagian cekungan Sumatera selatan (100,000 Km<sup>2</sup>) dan cekungan Sumatera Tengah (80,000 Km<sup>2</sup>). Beberapa sumur minyak dan Pusat Industri berkembang pesat di Palembang, Jambi, Padang, Pekanbaru, namun infrasturkturnya belum begitu berkembang. Batubara di cekungan Sumatera Selatan sampai dengan 50 km, rata-rata lapisan ketebalannya 3 – 8 m dan maks 35 m; di cekungan Sumatera Tengah ketebalannya kurang dari 4 m tebal. *Gross* ketebalan batubara antara 30 – 65 m, dengan rata-rata batubara *completable* diperkirakan 23 m (30 m di Sumatera Selatan dan 16 m di Sumatera Tengah). Kedalaman rata-rata prospektif batubara 600 – 700 m dan ketebalan batuan bawah diasumsikan maksimum 1.500 m untuk pengembangan CBM. Konten *Ash* cukup rendah (10%) tetapi kadar air cukup tinggi (20%) karena peringkat batubaranya rendah sedangkan untuk konten vitrinit bisa relatif tinggi (70%). Prospektif *Gas-In- Place*(Ranking: 5). Prospektif sumber di Sumatera dihitung sebesar 3.499 Gm<sup>3</sup> (120 Tcf), dengan konsentrasi sumber rata-rata 106 Mm<sup>3</sup>/Km<sup>2</sup> (9,8 Bcf/mi<sup>2</sup>). Ini merupakan sumber yang sangat besar dengan standar dunia. Luas permukaan diperkirakan 32.000 km<sup>2</sup>. Sama seperti di Kalimantan batubara ditambang sepenuhnya dengan *open pit*, penambangan yang besar, dengan

reserve yang dangkal. Oleh karena itu diharapkan prospektif wilayah CBM efektif selama beberapa dekade di mana sumber batubara yang terkandung sekitar 680 Gt. Peringkat Batubara umumnya lignit ke sub-bituminus. Peringkat dapat diperbaiki secara lokal untuk mengandung bituminus atau lebih tinggi dengan intrusi batuan beku. Peringkat Batubara pada kedalaman 300 – 1.500 m dan diharapkan terdapat jenis sub-bituminus dan bituminus. Gas konten terukur dalam batubara Sumatera. Namun, frekuensi catatan mud log memperkirakan peringkat dan target kedalaman gas konten rata-rata 5 m<sup>3</sup>/t. Kemungkinan aktivitas batuan beku telah mengandung CO<sub>2</sub> dengan total lapisannya diperkirakan terdapat 70% CH<sub>4</sub>. Removal dan re-injeksi CO<sub>2</sub> dapat menyediakan sumber yang layak untuk operasi ECBM.

Tingkat produktivitas di Sumatera berada pada Peringkat: 3. Perkiraan konservatif untuk teknis *recoverable* CBM, cadangan potensial di Sumatera sebesar 340 Gm<sup>3</sup> (12 Tcf) dengan menggunakan teknik tekanan deplesi konvensional. Meningkatkan produksi gas dengan CO<sub>2</sub> dapat ditingkatkan sampai dengan 68 Gm<sup>3</sup> (2,4 Tcf). Dalam proses ini, sekitar 250 Mt CO<sub>2</sub> dapat terserap dalam *reservoir* batubara. Konten vitrinit batubara cukup tinggi (rata-rata 73% di cekungan Sumatera Selatan), dapat mendukung pengembangan peningkatan *cleat* dan permeabilitas. (Di sisi lain, peringkat rendah *lignites* yang terdapat di kedalaman dangkal di dua cekungan diharapkan dapat menunjukkan perkembangannya), diperkirakan bahwa lapisan permeabilitas batubara tingkat rendah sampai permeabilitas 1 – 5 md dapat dikembangkan lagi ke dalam dinilai yang lebih tinggi. [18]

**Tabel 2.7** Teknik Potensial Teknologi ECBM

	KALIMANTAN	SUMATERA
<b>Area Prospective Basins (Km<sup>3</sup>)</b>	30.000	32.000
<b>Cadangan Batubara (Gt)</b>	590	680
<b>Gas-in-Place (Gm<sup>3</sup>)</b>	2.830	3.400
<b>GIP Concentration (Mm<sup>3</sup>/ Km<sup>2</sup>)</b>	95	106
<b>Technically Recoverable CBM (Gm<sup>3</sup>)</b>	570	340
<b>Technically Recoverable CO<sub>2</sub> – ECBM (Gm<sup>3</sup>)</b>	230	68
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration Potential (Mt)</b>	850	250

## 2.7.2 ANALISIS KEEKONOMIAN

### 2.7.2.1 KALIMANTAN

*Development Cost* (Ranking 1). CBM sedang dikembangkan di daerah Kalimantan ini, walaupun terdapat operasional minyak dan konvensional gas saat ini, terutama pada cekungan Kutei. Banyak daerah prospektif CBM terletak di rawa dan atau daerah belum berkembang dengan infrastruktur yang minim, sehingga antisipasinya *development cost* CBM di Kalimantan Timur akan cukup tinggi, sekitar 2 sampai 3 kali dari *San Juan Basin*.

Pasar CBM (Ranking: 2). Sebagian besar gas alam konvensional diproduksi di Kalimantan timur dan diekspor dalam bentuk *liquified gas* alam (LNG). Di daerah Kutei "*short connector*" (<50 km) dapat memproduksi CBM ke dalam pipa yang terhubung di sepanjang pantai dari Balikpapan sekitar 200 km dari utara ke LNG Bontang. Namun, CBM akan mengalami kesulitan bersaing dengan biaya gas konvensional lebih rendah. Komersialisasi CBM mungkin lebih layak jika ditargetkan pada konsumsi lokal. Potensi pasar yang terbatas ini sebaiknya untuk mendukung pusat-pusat industri Banjarmasin, Balikpapan dan Samarinda, atau untuk pembangkit listrik di tambang batubara atau operasi lainnya di daerah terpencil. Naman Pemerintah Indonesia telah mengajukan ide untuk mengkoneksikan pipeline Jawa dengan gas field Kutei di mana dapat disalurkan melalui cekungan Barito dan membuka prospektif new market jangka panjang untuk CBM di Kalimantan Timur.

Potensi CO<sub>2</sub> di Kalimantan (Ranking: 1), emisi dari batubara / minyak untuk pembangkit listrik atau industri lain dapat diakses (< 50 km) dari sumber mixed-phase gas yang mengandung CO<sub>2</sub>. Reservoir gas konvensional di daerah ini kandungan CO<sub>2</sub> rendah. [18]

### 2.7.2.2 SUMATERA

*Development Cost* (Ranking: 3). Tidak seperti Kalimantan infrastruktur di Sumatera cukup berpotensi mendukung operasi CBM. Sumur yang dangkal dibor dengan biaya yang murah pada steamflood Duri di Sumatera Tengah. Rig dan

peralatan stimulasi hidrolik terkait bisa diadaptasi untuk operasi CBM. Secara keseluruhan, *development cost* untuk Sumatera diantisipasi sekitar 50% lebih tinggi daripada di San Juan Basin.

CBM Market (Ranking: 4), Potensi pasar untuk CBM di Sumatera jauh lebih menguntungkan daripada yang timur Kalimantan. Secara keseluruhan, pasar potensial dinilai relatif baik untuk negara berkembang, dan memadai untuk mendukung program ECBM-CO<sub>2</sub> yang cukup besar.

Pasar CBM jangka pendek dihasilkan di daerah Cekungan Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah oleh Chevron Indonesia (dahulu Caltex Pacific Indonesia) di daerah Duri - operasi *steamflood* untuk *heavy oil*- Duri memproduksi 67.000 barel minyak per hari (20% dari produksi) sebagai bahan bakar untuk menghasilkan uap kemudian menginjeksi untuk meningkatkan produksi minyak (EOR : Enhanced Oil Recovery). Natural gas di Duri, diperkirakan 12,7 Mm<sup>3</sup>/day (450 MMcf / hari). Pengembangan koridor lapangan gas konvensional (140-250 Gm<sup>3</sup>, atau 5-10 Tcf *reserved*) di cekungan Sumatera Selatan di daerah Duri diperkirakan hanya memenuhi sekitar dua pertiga dari kebutuhan energi. CBM bisa berada dalam posisi yang kuat untuk memanfaatkan permintaan kekurangan tersebut.

CBM yang dikembangkan dalam dua cekungan bisa memberikan asupan energi sedangkan sumber CO<sub>2</sub> terdekat bias diambil di Pulau Natuna. Ketersediaan CO<sub>2</sub> pada Sumatera berada pada Ranking: 4. Gas alam dari lapangan Koridor rata-rata mengandung 30% CO<sub>2</sub> dapat mendukung operasi produksi ECBM. Pembangunan gas processing dengan skala produksi penuh dapat mencapai 8,5 Mm<sup>3</sup>/day (300 MMcf / hari). Berdasarkan tingkat produksi, 3,6 Mm<sup>3</sup>/day (7,2 Mm<sup>3</sup>/day pada tahun 2001) dan limbah CO<sub>2</sub> yang dibuang ke atmosfer dan dapat menjadi sumber potensi CO<sub>2</sub>. Natuna memiliki cadangan gas besar (6290 Gm<sup>3</sup>, 222 Tcf) dan memproduksi kandungan CO<sub>2</sub> 72%, Proyek Keekonomian dapat diwujudkan jika biaya *gas processing* dikurangi melalui penjualan CO<sub>2</sub> untuk operasi produksi ECBM pemulihan di Sumatera. Namun tingginya emisi CO<sub>2</sub> pada lapangan natural gas di Sumatera, pada pembangkit listrik dan industri yang ada di

pusat-pusat Palembang, serta emisi dari Pembangkit listrik berbahan bakar batubara / minyak atau industri lokal lainnya dapat cukup mendukung produksi sumber CO<sub>2</sub>. [18]

**Tabel 2.8** Potensial Komersial Produksi ECBM di Indonesia

	KALIMANTAN	SUMATERA
<b>Gas Market</b>	LNG <i>plant</i> , pembangkit listrik yang terbatas dan kebutuhan industry	<i>Heavy-oil steamflood</i> bagian utara sampai tengah Sumatera
<b>Ketersediaan CO<sub>2</sub></b>	Natural gas lokal atau emisi dari industri yang terbatas	<i>Corridor gas field</i> (3.6 Mm <sup>3</sup> /day) pada selatan sampai tengah pulau Sumatera, pulau Natuna untuk <i>field</i> jangka panjang.

## 2.8 TEORI EKONOMI

Teori keekonomian digunakan dalam tesis ini agar dapat mengevaluasi infrastruktur bangunan dengan pendekatan dari sisi profitabilitas karena menyangkut keuntungan yang langsung dapat diterima secara finansial berdasarkan acuan kepada buku karangan Paul E. Degarmo [30]. Terdapat 4 aspek yang dapat digunakan pendekatan keekonomian yaitu NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*), PBP (*Pay Back Periode*) dan Analisis Sensitivitas.

### 2.8.1 NPV (*Net Present Value*)

NPV berdasarkan pada konsep keekivalenan nilai dari seluruh arus kas relatif terhadap beberapa dasar atau titik awal dalam waktu yang disebut sebagai sekarang. Artinya, seluruh arus kas masuk dan arus kas keluar diperhitungkan terhadap titik waktu sekarang pada suatu tingkat bunga yang umumnya MARR. Bentuk persamaan NPV :

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (2.4)$$

Dengan demikian dapat di jabarkan sebagai berikut :

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

Di mana :  $X_t$  = cash flow tahun ke t

$i$  = suku bunga (*discount rate*)

Makin tinggi tingkat suku bunga dan semakin jauh suatu arus kas terjadi, maka akan semakin rendah NPV-nya. Sepanjang NPV (yaitu kas masuk ekuivalen sekarang dikurangi pengeluaran kas sekarang) lebih besar dari atau sama dengan nol, proyek secara ekonomis dapat diterima; sebaliknya tidak diterima.

### 2.8.2 IRR (*Internal Rate of Return*)

IRR adalah metode tingkat pengembalian (*rate of return*) yang paling luas digunakan untuk menjalankan analisis ekonomi teknik. Metode ini memberikan solusi untuk tingkat bunga yang menunjukkan persamaan dari nilai ekuivalen dari arus kas masuk (penerimaan dan penghematan) pada nilai ekuivalen arus kas keluar (pembayaran, termasuk biaya investasi) Dengan menggunakan rumus NPV, IRR adalah  $i\%$  di mana pada nilai ini

$$\sum_{k=0}^N R_k (P|F, i\%, k) = \sum_{k=0}^N E_k (P|F, i\%, k) \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

Di mana :  $R_k$  = penghasilan atau penghematan netto untuk tahun ke-k.

$E_k$  = pengeluaran netto termasuk tiap biaya investasi untuk tahun ke-k

$N$  = umur proyek

Setelah  $i$  dihitung, nilai ini dibandingkan dengan MARR untuk memeriksa apakah alternatif dapat diterima. Jika  $I \geq MARR$ , alternatif diterima, sebaliknya tidak. Sedangkan MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*) adalah bunga bank atau suku pengembalian modal. MARR untuk proyek konstruksi diperkirakan sebesar 10%.

### 2.8.3 PBP (*Pay Back Period*)

Periode pengembalian atau *pay back period* dari suatu proyek didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar jumlah penerima sama dengan jumlah

investasi/biaya. PBP menunjukkan berapa lama modal investasi dapat kembali. Sehingga PBP dapat dijabarkan sebagai persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^{PBP} X_t = 0 \dots \dots \dots (2.7)$$

Proyek memiliki harga PBP yang makin kecil berarti menaikkan IRR sehingga makin baik suatu proyek dilaksanakan.

#### 2.8.4 ANALISIS SENSITIVITAS

Analisis sensitivitas merupakan analisis yang berkaitan dengan perubahan diskrit parameter untuk melihat berapa besar perubahan dapat ditolerir sebelum solusi optimum mulai kehilangan optimalitasnya. Jika suatu perubahan kecil dalam parameter menyebabkan perubahan drastis dalam solusi, dikatakan bahwa solusi sangat sensitive terhadap nilai parameter tersebut. Sebaliknya, jika perubahan parameter tidak mempunyai pengaruh besar terhadap solusi dikatakan solusi relative insensitive terhadap nilai parameter itu.

Dalam membicarakan analisis sensitivitas, perubahan-perubahan parameter dikelompokkan menjadi:

1. Perubahan koefisien fungsi tujuan
2. Perubahan konstan sisi kanan
3. Perubahan batasan atau kendala
4. Penambahan variable baru
5. Penambahan batasan atau kendala baru.

Sedangkan tujuan dari analisis sensitivitas:

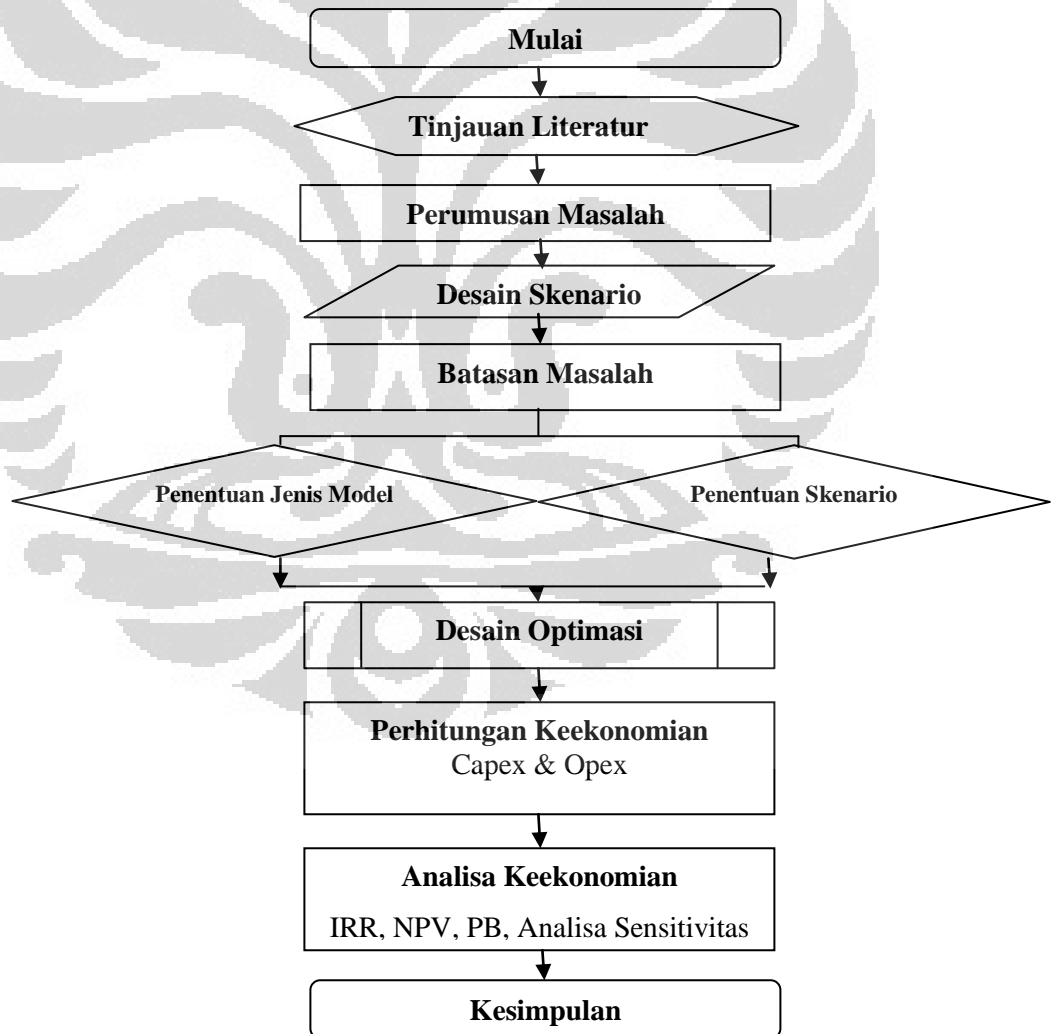
1. Memperbaiki cara pelaksanaan proyek/bisnis yang sedang dilaksanakan
2. Memperbaiki design proyek/bisnis sehingga dapat meningkatkan NPV
3. Mengurangi resiko kerugian dengan menunjukkan beberapa tindakan pencegahan yang harus diambil.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini akan membahas rancangan penelitian dimulai dari menentukan model skenario dilihat dari beberapa potensi indikator yang mempengaruhi dan menentukan parameter yang terlibat dalam perhitungan CAPEX dan OPEX sehingga dapat di analisis secara keekonomiannya.

### 3.1 RANCANGAN PENELITIAN

Metodologi penelitian ini digambarkan dengan tata alir di bawah ini :



Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Dari diagram alir di atas dapat diketahui secara garis besar metodologi yang digunakan dalam penelitian :

1. Tinjauan literatur dan pengumpulan data dengan dibatasi oleh perumusan dan batasan masalah.
2. Mendesain skenario untuk menentukan jenis model dan skenario yang dipilih.
3. Mendesain optimasi yang dipilih dari jenis model dan skenario yang telah ditentukan.
4. Memperhitungkan Capex dan Opex dari desain optimasi.
5. Menganalisa keekonomian dengan perhitungan IRR, NPV dan *Payback Period*, dan sensitivitas analisis di mana parameter-parameter ini dapat mengukur kelayakan suatu *project* dan lamanya pengembalian modal usaha, sedangkan untuk mengetahui parameter yang terpenting dalam kelayakan *project* menggunakan sensitivitas dengan *metode spider chart* dan *tornado chart* , sehingga dari analisa ini dapat dirumuskan perumusan harga CBM yang bersumber dari batubara.
6. Kesimpulan dan saran.

### 3.2 WAKTU PENELITIAN

Proses penelitian ini dilaksanakan dan diharapkan dalam waktu tidak lebih dari 6 bulan, dimulai dari pengumpulan data, di mana data sekunder diperoleh dari berbagai laporan yang telah dipublikasi oleh IEA, ARI, IEEJ dan serta jurnal-jurnal ilmiah dari SPE, Wong G, Gunter D, dan Reeves S.R. Data tersebut adalah :

1. Data potensial sumber dan komersial teknologi ECBM di Kalimantan dan Sumatera.
2. Karakteristik Coalbed yang berpotensi mendukung teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM.
3. *Rule of thumbs* parameter yang diperhitungkan ke dalam asumsi biaya.
4. *Rule of thumbs* parameter- parameter Capex dan Opex yang diperhitungkan.
5. Parameter yang diperhitungkan ke dalam kriteria *Ranking* untuk mendukung teknologi ECBM.

### 3.3 JENIS PENELITIAN

Jenis penelitian ini adalah *feasibility study* tentang potensi CBM pada daerah *high prospective basins* (Sumatra Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF), dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) ) dilihat dari sisi potensial market, potensial produksi, CBM *resources/ CO<sub>2</sub> storage potential*, Potensial *supply CO<sub>2</sub>* dan Biaya Infrastruktur *Site (Financing-ability)*. [31] Dengan mengoptimisasi desain skenario, optimasi dan evaluasi perhitungan keekonomian diperhatikan, dan dengan mempertimbangkan berbagai parameter yaitu sumur baru yang diproduksi, sumur baru yang diinjeksi, *workovers, pipeline, compression, pumping, gas processing CO<sub>2</sub>, safety, monitoring* dan verifikasi ke dalam Capex dan Opex serta memasukan unsur keekonomian untuk mengukur kelayakan *project* tersebut.

Desain skenario optimum yang sudah ditentukan, kemudian akan dilihat perhitungan keekonomiannya dengan perhitungan *Net Present Value (NPV)*, *breakeven natural gas price (\$/Mcf)*, *breakeven* harga injeksi gas CO<sub>2</sub> pada lokasi pengambilan (\$/Mcf), harga volume CO<sub>2</sub> yang diambil dari *source CO<sub>2</sub>*, biaya total injeksi CO<sub>2</sub>, *net remaining* dalam batubara, operasi penyerapan volume CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan dalam batubara (\$/ton), biaya *net sequestration* (\$/ton CO<sub>2</sub>) dan harga produksi metana (Bcf). Keluaran hasil perhitungan tersebut kemudian diolah ke dalam suatu model statistik dengan menggunakan analisa sensitivitas.

### 3.4 MODEL SKENARIO

Model skenario yang disusun untuk potensi CBM daerah *high prospective basins* (Sumatra Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF), dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) ), beberapa indikatornya dapat dilihat dari tabel dibawah ini :

**Tabel 3.1** Sistem Pembobotan Potensi Teknologi CO<sub>2</sub>-ECBM

<b>I. Potensial Market</b>					
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1
1. Jarak sumur ke konsumen (residensial, Industri, Komesial, Transportasi)	0 – 100 Km	100 – 500 Km	500 – 1000 Km	1000– 2000 Km	> 2000 Km
2. <i>Gas demand</i>					
3. Environmental pollution (untuk menangkap CO <sub>2</sub> )	Excellent Excellent	High High	Moderate Moderate	Fair Fair	Poor Poor
4. Wellhead gas price (\$/Mscf)	> \$ 5	\$ 4 – 5	\$ 3 – 4	\$ 2 – 3	\$ 1 – 2

<b>II. Potensial Produksi</b>					
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1
1. Jenis Batubara	Medium bituminus	High Volatile bituminus	Sub-bituminus A	Sub-bituminus B	< Sub-bituminus C
2. Permeabilitas ( <i>Milli Darcies</i> )	> 20 mD	20 – 15 mD	15 – 10 mD	10 – 5 mD	1 – 5 mD
3. Cadangan Batubara ( <i>Giga ton</i> )	> 1000 Gt	700 – 1000 Gt	500 – 700 Gt	300 – 500 Gt	< 300 Gt
4. Cadangan CBM ( <i>Trillion Cubic Feet</i> )	> 120 TCF	90 – 120 TCF	60 – 90 TCF	30 – 60 TCF	< 30 TCF
5. <i>Coal seam thickness</i>	> 20 m	15 – 20 m	10 – 15 m	5 – 10 m	< 5 m
6. <i>Water properties</i>	< 5 %	5 – 10 %	10 – 15 %	15 – 20 %	> 20 %
7. Luas Cekungan (Km <sup>2</sup> )	> 80.000	60.000- 80.000	40.000 – 60.000	20.000 – 40.000	< 20.000
<b>III. ECBM Resources/ CO<sub>2</sub> Storage Potential</b>					
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1
1. <i>Site Gas Potential</i> (Bcf/sq. mile)	> 20	15 – 20	10 – 15	5 – 10	< 5
2. <i>Prospective Gas in Place</i> (Gm <sup>3</sup> )	> 3000	2000 – 3000	1000 – 2000	200 – 1,000	< 200
3. CO <sub>2</sub> storage potential Geologi ( <i>faulting, folding</i> )	> 1000 Mt Simple	800 – 1000 Mt Moderate	500 – 800 Mt Complex	200 - 500 Mt	< 100

<b>IV. Potensial Supply CO<sub>2</sub></b>					
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1
1. Jarak dari sumber CO <sub>2</sub> ke site	< 800 Km	800– 1000 Km	1000– 1200 Km	1200 – 1400 Km	> 1400 Km
2. Kualitas CO <sub>2</sub> (IGCC, NGCC, PC)	IGCC	NGCC	PC		
3. Kuantitas <i>supply</i> CO <sub>2</sub> yang untuk project	Pure gas	Flue Gas			
4. Kandungan CO <sub>2</sub> yang di- <i>supply</i> (t/d)	> 4000	3000 – 4000	2000 - 3000	1000 – 2000	< 1000
5. <i>Avability</i> Kandungan CO <sub>2</sub> disekitar	Excellent (>50%)	Good (40–50%)	Moderate (30– 40%)	Fair (20 - 30 %)	Poor < 20%
<b>V. Biaya Infrastruktur Site (<i>Financeability</i>)</b>					
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1
1. Regulasi pemerintah	Excellent (Strongly support)	Good (Good Support)	Moderate	Fair (Fairly Support)	Poor (Poorly Support)
2. <i>Development cost</i> atau Tingkat biaya yang direferensikan seperti San Juan Basin <i>pilot-project</i> (Menangkap CO <sub>2</sub> , biaya kedalaman pengeboran, dan strukturisasi biaya umum lainnya).	Equivalent with SJB	SJB + 50 %	SJB + 100 %	SJB + 200%	SJB+ 300%

### 3.5 MODEL EKONOMI

Dalam rangka menentukan skenario optimalisasi desain, perhitungan di fokuskan dengan mendesain skenario per *module*, kemudian memperhitungkan *net present value*. Model *feasibility* keekonomian difokuskan kepada perhitungan teknologi CO<sub>2</sub> *sequestration* dan proyek ECBM. Beberapa rincian yang dibahas adalah asumsi keuangan, Capital Expenditure (CAPEX) dan Operational Expenditure (OPEX).

#### 3.5.1. ASUMSI KEUANGAN

Beberapa asumsi keuangan yang dipertimbangkan sebelum mengembangkan model ekonomi dalam *project* ini. Model keekonomian yang akan dikembangkan yaitu mengikuti aturan yang sesuai dengan Skema *Product Sharing Contract* (PSC) dan regulasi pengembangan CBM yang berlaku di Indonesia sesuai dengan UU No.21 Tahun 2001 dan Peraturan Menteri ESDM No. 36 Tahun 2008. Skema PSC dijelaskan dalam bagan pada Lampiran 6.

Untuk Kasus Model ini harga gas *wellhead* sesuai dengan harga yang berlaku pada saat ini yaitu ditetapkan \$2,57/ MMBtu dan diasumsikan akan mengalami eskalasi 2,5% per tahun.

#### 3.5.2. CAPEX DAN OPEX

CAPEX pada proyek ini adalah pengeboran dan *completion* untuk sumur injektor dan pembangunan/konstruksi pipa ke lapangan. OPEX dalam *sequestration* CO<sub>2</sub> paling banyak diteliti melibatkan biaya tinggi penangkapan CO<sub>2</sub>, biaya transportasi, membuat beberapa sumur, dan diasumsikan *project* memancarkan sekitar 10 MMcf CO<sub>2</sub> per hari, maka CO<sub>2</sub> tersedia untuk injeksi. Oleh karena itu diharapkan, biaya menangkap CO<sub>2</sub> tidak relevan untuk dianalisis keekonomiannya dan daerah yang diteliti relatif dekat *plant site* di mana biaya transportasi dapat ditekan secara minimal.

OPEX yang terlibat hanya biaya pengolahan gas total \$ 0,3/MCF gas, dan biaya operasional injektor \$ 1000/month, dan biaya kompresor \$ 0,3/MCF untuk

menginjeksi CO<sub>2</sub>. Untuk biaya Capex dan Opex secara terperinci dapat dijabarkan parameter yang ditetapkan berdasarkan referensi dari teknikal *report* yang pernah dilakukan di San Juan Basin. [20, 32]

**Tabel 3.2** Biaya Capex & Opex

	<b>CAPEX</b>	<b>OPEX</b>
Biaya Produksi Sumur Baru	\$ 100/ft	\$ 1.000/mo
Biaya Injeksi Sumur	\$ 100/ft	\$ 1.000/mo
<i>Workevers</i>	\$ 20/ft	----
<i>Pipeline</i>	\$ 20.000/ in mile	\$ 0,01/Mcf
<i>Compression</i>	\$ 1500/BHP	\$ 0,30/Mcf
<i>Pumping</i>	\$ 200/BHP	\$ 2/Ton
<i>Gas Processing – CO<sub>2</sub></i>	----	\$ 0,50/Mcf
<i>Safety, Monitoring &amp; verification</i>	----	\$ 10.000/injector/tahun

**Tabel 3.3** Sumber Capture CO<sub>2</sub>

<i>Plant Type</i>	<i>CO<sub>2</sub> Emission</i>	<i>CO<sub>2</sub> Content</i>	<i>Capture Efficiency</i>	<i>Increase in CO<sub>2</sub> Emission with Capture</i>	<i>CO<sub>2</sub> Price (\$/ton)</i>
<b>PC</b>	850 kg/mw-hr	14%	90%	33,4%	\$ 29,94
<b>NGCC</b>	370 kg/mw-hr	4%	90%	6,8%	\$ 23,59
<b>IGCC</b>	670 kg/mw-hr	9%	90%	5,5%	\$ 19,96

**Tabel 3.4** Parameter Finansial

<i>Cost Recovery</i>	90 %
<i>PSC Government (FTP (First Trance Petroleum))</i>	10 %
<i>Government Entitlement</i>	19,65 %
<i>Contractor Entitlement</i>	80,35 %
<i>Interest</i>	12,50 %
<i>Domestic Market Obligation</i>	25 %
<i>Gas price</i>	\$ 2,57/MMBTU
<i>Annual Gas Price Escalation</i>	2,5 %
<i>Gas Heating Value</i>	1.050 MMBTU/Scf
<i>CO<sub>2</sub> Credit</i>	\$ 0 /ton
<i>Company Income Tax</i>	44 %

## **BAB IV**

### **PERHITUNGAN DAN PEMBAHASAN**

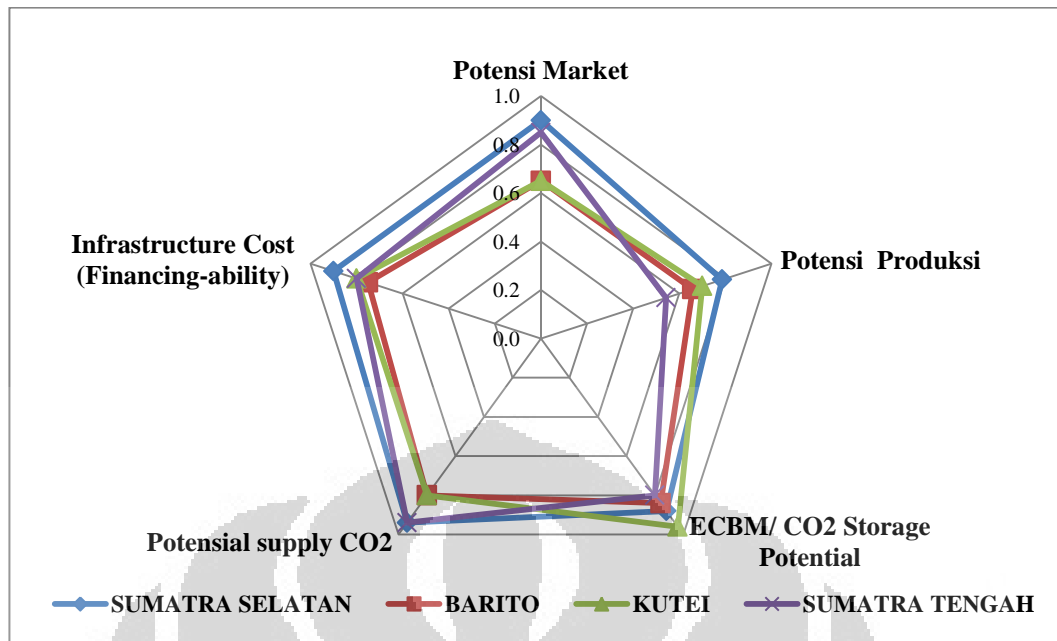
Berdasarkan pembahasan Bab II dan Bab III sebelumnya telah dijelaskan dan dipaparkan *assessment* penerapan teknologi CO<sub>2</sub>-ECBM dan potensi CO<sub>2</sub> *sequestration* di Indonesia khususnya pada *high prospective basins* di daerah Sumatra dan Kalimantan (Sumatra Selatan *Basin*, Barito *Basin*, Kutei *Basin*, dan Sumatra Tengah *Basin*), untuk mendapatkan skenario desain yang optimum indikator-indikator yang mempengaruhi perkembangan teknologi CO<sub>2</sub>-ECBM ini mengacu pada indikator-indikator penelitian yang pernah dilakukan IEA pada laporan Green House Gas R&D Program, EPRI dan didukung oleh jurnal Wong. S, W.D. Gunter dan Reeves [3, 18, 20, 29, 31 – 33]

Dalam bab ini akan membahas hasil desain yang optimum dari penentuan model skenario yaitu penentuan pembobotan potensi teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM pada *high prospective basins*, perhitungan keekonomian yang melibatkan perhitungan CAPEX dan OPEX, analisis keekonomian, dan analisis sensitivitas.

#### **4.1. ANALISIS POTENSIAL TEKNOLOGI CO<sub>2</sub> – ECBM**

Pada sub-bab ini analisis potensial teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM dianalisis berdasarkan indikator yang berpengaruh. Hasil perhitungan pembobotan berdasarkan *probability scoring* dapat dilihat dalam *pentagon chart* pada Gambar 4.1 sedangkan perhitungan pembobotan indikator tersebut dilampirkan pada Lampiran 1.





**Gambar 4.1** Potensial CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Pada *High Prospective Basins* di Indonesia

Dari Gambar 4.1 terlihat bahwa probabilitas masing-masing indikator yang mempengaruhi perkembangan potensi CO<sub>2</sub> – ECBM terlihat signifikan dan *reliable*. Probabilitas untuk indikator Potensi Market pada Sumatera Selatan 0,9 atau 90%, pada Barito dan Kutei 65% sedangkan pada Sumatera Tengah 85%. Probabilitas untuk indikator Potensi Produksi CBM pada Sumatera Selatan 79%, pada Barito 66%, pada Kutei 70% dan pada Sumatera Tengah 54%. Probabilitas untuk indikator Potensi ECBM *Resources* pada Sumatera Selatan 88%, pada Barito 84%, pada Kutei 96% dan pada Sumatera Tengah 80%. Probabilitas untuk indikator Potensi *Supply* CO<sub>2</sub> pada Sumatera Selatan 94%, pada Barito dan Kutei 80% sedangkan pada Sumatera Tengah 94%. Probabilitas untuk indikator Biaya Infrastruktur pada Sumatera Selatan 90%, pada Barito 75%, pada Kutei 80% dan Sumatera Tengah 80%. Jika dilihat secara *overall* maka probabilitas pada Sumatera Selatan 88,11%, Sumatera Tengah 78,66%, Kutei 78,2% dan Barito 73,94%.

#### 4.2 DESKRIPSI *PROPERTIES* BATUBARA SEBAGAI RESERVOIR CBM PADA *HIGH PROSPECTIVE BASINS* DI INDONESIA

Meskipun berdasarkan analisis dalam *pentagon chart* pada subbab sebelumnya dilihat pada daerah *high prospective basins* dapat mendukung potensi

pengembangan teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM, namun untuk aplikasinya perlu dilakukan analisis deskriptif tambahan terhadap *properties* batubara pada masing-masing area yang dapat dilihat pada Tabel 4.1 di bawah ini :

**Tabel 4.1** Perbandingan Produksi CBM pada *High Prospective Basins*

<b>BASIN</b>	<b>Sumatera Selatan</b>	<b>Sumatera Tengah</b>	<b>Barito</b>	<b>Kutei</b>
<b>Lokasi</b>	Sumatera	Sumatera	Kalimantan	Kalimantan
<b>Prospective Area (Km<sup>2</sup>)</b>	18.800	13.350	16.000	15.600
<b>Coal thickness (Ft)</b>	120	50	90	70
<b>Ash Content (%)</b>	10	10	10	10
<b>Moisture Content (%)</b>	7.5	10	10	10
<b>Coal Density (tons/acre - ft)</b>	1.800	2.765,34	2.397,99	1.924,89
<b>CO<sub>2</sub> Content (%)</b>	3	2	2	2
<b>CH<sub>4</sub> Content (scf/ton)</b>	223	145	150	195
<b>Potensi CBM Reserve (Tcf)</b>	183	52,5	101,6	80,4
<b>Depth (m)</b>	600	762	914.4	914.4
<b>Permeability (mD)</b>	10 – 15	10 -15	5 - 10	5 -10
<b>Coal Category</b>	Sub-bituminus	Sub-bituminus	Sub-bituminus	Bituminus
<b>Ro %</b>	0.5	0.4	0.5	0.5
<b>Carbon Capture</b>	IGCC	IGCC	IGCC	IGCC
<b>CO<sub>2</sub> Effectiveness (scm)</b>	10	10	10	2
<b>CBM Production/well (scm/day/well)</b>	3000	3000	3000	14000
<b>Pipeline Distance</b>	100	100	100	100
<b>New CO<sub>2</sub></b>	30000	30000	30000	28000

#### **4.3 SKENARIO DESAIN MODEL PENERAPAN CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION ECBM**

Dalam menentukan kelayakan keekonomian pada perkembangan teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM *sequestration* pada CBM, skema skenario desain terlebih dahulu ditentukan berdasarkan deskriptif *properties* produksi CH<sub>4</sub> yang dihasilkan pada ke empat *basins* kategori *high prospective* di Indonesia. Untuk menentukan

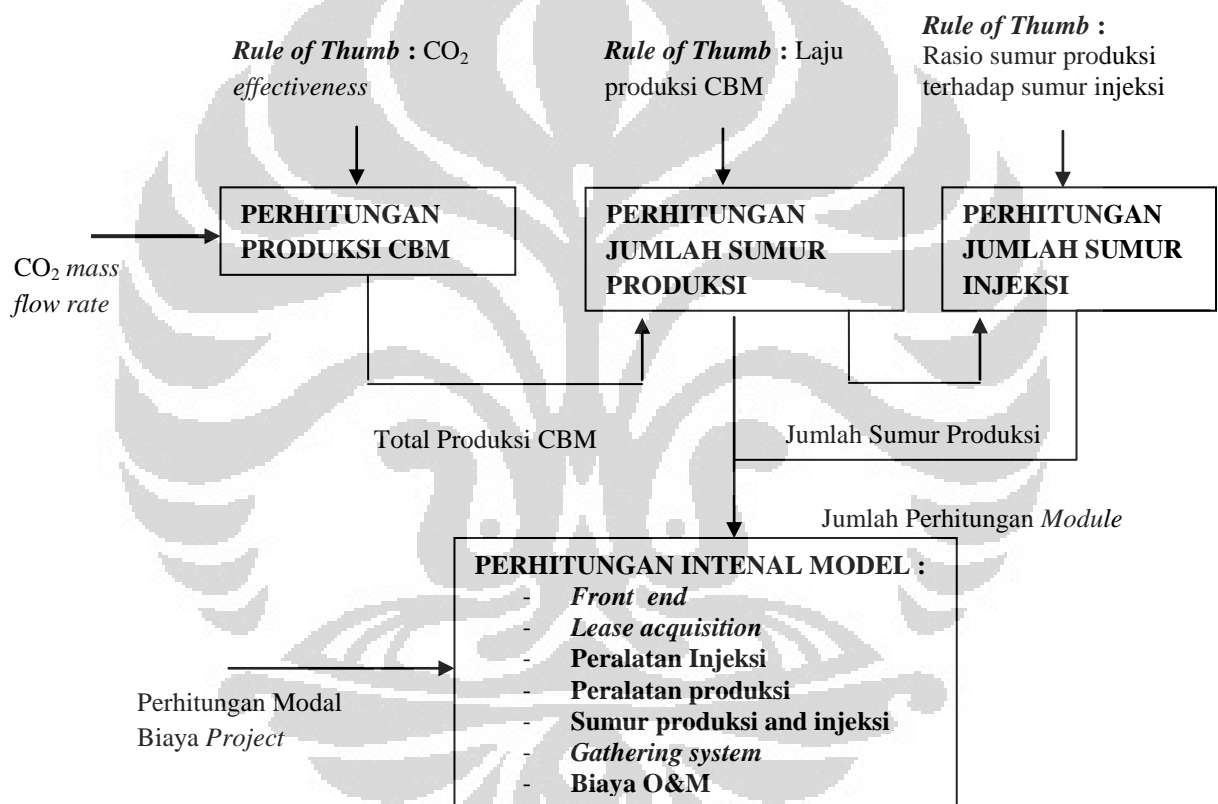
optimalisasi, diperlukan beberapa asumsi dalam menentukan biaya proyek CO<sub>2</sub> – ECBM dalam desain sebagai berikut :

- Pertama, jumlah total CBM diproduksi per hari ditentukan dari CO<sub>2</sub> *flow rate* dengan menentukan faktor efektivitas 2 scm (70,63 scf) CO<sub>2</sub> terhadap 1 scm (35,315 scf) CH<sub>4</sub> untuk kategori batubara bituminus dan 10 scm (353,15 scf) CO<sub>2</sub> terhadap 1 scm CH<sub>4</sub> untuk kategori batubara sub-bituminus.
- Kedua, jumlah produksi CH<sub>4</sub> per sumur ditentukan dengan membagi jumlah total produksi CH<sub>4</sub> per hari dengan asumsi 14.000 scm CH<sub>4</sub> untuk batubara bituminus dan 3.000 scm CH<sub>4</sub> untuk batubara sub-bituminus per hari.
- Ketiga, rasio sumur injeksi terhadap sumur produksi adalah 1 : 1 digunakan untuk menentukan perhitungan jumlah sumur injeksi dari jumlah sumur produksi.
- Keempat, diasumsikan tidak ada *recycling* CO<sub>2</sub>.
- Terakhir, perhitungan biaya pengeboran dan peralatan produksi yang diperlukan serta sumur injeksi ditentukan dengan mendesain *Leasing* atau *module* ECBM. Satu *Module* ECBM terdiri dari 10 sumur injeksi CO<sub>2</sub> dan 10 sumur produksi dengan fasilitas *dewatering* digunakan untuk skenario desain dasar.

Sebelum memperhitungkan *lease position*, asumsi *geology expenditures*, *geophysical expenditures* dan *engineering expenditure* untuk mendukung *project feasibility study* ini harus sudah dilakukan. *General expenditure* juga dibutuhkan untuk mendapatkan sewa dan izin yang terkait. Biaya awal sampai akhir sangat bervariasi berkisar antara \$ 20.000 sampai \$ 30.000 per sumur sampai pada *project* tersebut terkomersialisasi. Untuk studi ini, diasumsikan biaya \$ 25.000 per sumur. Semua data biaya bidang lainnya, kecuali untuk biaya pengeboran sumur, berdasarkan data yang terdapat dalam laporan IEA ‘*Costs and Indices for Domestic Oil and Gas Field Equipment and Production Operations*’ [32 – 33]. Untuk mempermudah perhitungan konsep skenario desain biaya model CO<sub>2</sub> –

ECBM secara deskriptif dapat dijelaskan pada Gambar 4.2 pada halaman selanjutnya.

Satu *module* ECBM terdiri dari 10 sumur injeksi CO<sub>2</sub> yang dibor hingga kedalaman minimal rata-rata 610 m dilengkapi dengan baterai peralatan, meliputi *pipeline* distribusi, *header*, layanan listrik dan *monitoring*, dan 10 sumur produksi yang dibor dengan kedalaman yang sama juga dilengkapi dengan *beam balanced/sucker rod dewatering*. Biaya pengeboran sumur dihitung berdasarkan data yang terdapat dalam Laporan ‘*Joint Association Survey (JAS) on Drilling Costs*’ [32 – 33]



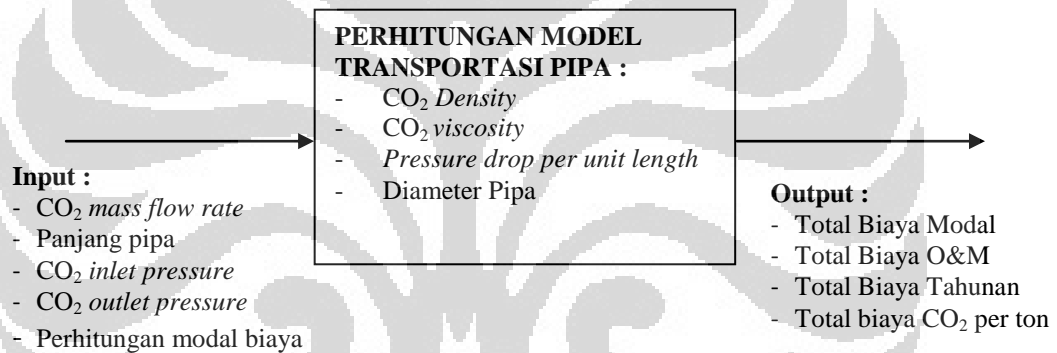
**Gambar 4.2** Diagram Deskriptif Biaya Model CO<sub>2</sub>-ECBM

Perhitungan skenario desain pada 1 *module* ini dilampirkan pada Lampiran 2 dan dijelaskan lebih rinci pada subbab 4.3.2. Analisis operasional produksi CO<sub>2</sub> ECBM pertama di dunia didemonstrasikan di San Juan *Basin* secara proses teknis dan perhitungan keekonomian. Dua komponen terpenting dalam *module* ECBM ini adalah sumur injeksi dan produksi sumur sebagai komponen *storage* dan peralatan operasi produksi. Sedangkan untuk model transportasi *pipeline*

digunakan standard ukuran pipa dan biaya termasuk konseptual desain dasar sehingga biaya modal, biaya O & M dan analisis ekonomi dapat diperhitungkan ke dalam analisis sensitivitas.

#### 4.3.1 TRANSPORTASI PIPELINE CO<sub>2</sub>

Konsep skenario desain transportasi CO<sub>2</sub> dipilih melalui *pipeline* dari pembangkit listrik IGCC sebagai *base case injection site* untuk *geologi storage* karena pada pembahasan bab sebelumnya *recovery* CO<sub>2</sub> dari IGCC paling ekonomis dengan *capture efficiency* 90% dan konsentrasi CO<sub>2</sub> *content* pada *syngas* bertekanan parsial tinggi, sehingga memungkinkan untuk penggunaan proses *recovery* konvensional.



**Gambar 4.3** Diagram Deskriptif Model Biaya Dalam Transportasi Pipa

Pada Gambar 4.3 dijelaskan secara deskriptif model biaya *pipeline* sebagai desain transportasi CO<sub>2</sub>. Desain Tekanan pipa inlet CO<sub>2</sub> ditetapkan 152 bar dan tekanan pipa outlet CO<sub>2</sub> 103 bar, setara dengan tekanan kompresor yang mensuplai CO<sub>2</sub> dari pembangkit IGCC. Berdasarkan rekomendasi perhitungan penurunan tekanan maksimum per satuan panjang dilihat sebagai perbedaan antara tekanan *inlet* dan *outlet* pipa dibagi panjang pipa, kemudian diameter pipa dihitung menggunakan persamaan *pressure drop* dan *head loss* karena friksi yang terjadi dalam pipa, dengan asumsi *turbulen flow*. Pipa dirancang untuk menangani 3,76 juta scm (7.389 ton) CO<sub>2</sub> per hari. Overland jarak *pipeline* ke *injection site* berjarak 100 sampai dengan 300 km. Tabel 4.2 menggambarkan penjelasan tentang desain dasar *pipeline*. Metode ini digunakan untuk menghitung

biaya transportasi pipa CO<sub>2</sub> diantaranya mengkalkulasi diameter pipa, modal dan biaya O&M serta total biaya CO<sub>2</sub>/ton yang ditentukan.

**Tabel 4.2** Desain Dasar *Pipeline* untuk Transportasi CO<sub>2</sub>

Parameter	Unit	Pipeline Base Case	Pipeline Sensitivity Case
Panjang Pipa	KM	100	300
Tekanan Inlet CO <sub>2</sub>	MPa	15,2	15,2
Tekanan Outlet CO <sub>2</sub>	MPa	10,3	10,3
<i>Pressure Drop per Unit Length</i>	Pa/m	49	16
Diameter Pipa	Inches	11,2	13,8
Nominal Ukuran Pipa	Inches	12	16

Data biaya lahan konstruksi untuk aliran pipa gas digunakan untuk mengestimasi biaya konstruksi untuk pipa CO<sub>2</sub>. Perkiraan biaya sudah ditentukan berdasarkan data *the United States' Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* dan dalam laporan pada *the Oil and Gas Journal*. Dengan perhitungan analisis regresi yang dilakukan terhadap data ini menghasilkan biaya pembangunan pipa \$ 20.989/km (\$ 33,853/mile) dan biaya O&M diperkirakan \$ 3.100/km (\$ 5.000/mile), termasuk total *annual cost* CO<sub>2</sub>/ton sudah ditentukan dan diperhitungkan ke dalam biaya O&M dengan eskalsi rate 15% tahun. Untuk *case* ini perhitungan parameternya dapat dilihat pada table 4.3 .

**Tabel 4.3** Capex dan Opex *Pipeline* Untuk Transportasi CO<sub>2</sub>

Parameter	Unit	Transportasi Pipa Base Case	Transportasi Pipa Sensitivity Case
Diameter Pipa	Inches	11,2	13,8
CAPEX	\$	23.500.000	87.100.000
OPEX	\$	310.000	930.000

#### 4.3.2 DESKRIPSI PROSES *MODULE* CO<sub>2</sub> – ECBM

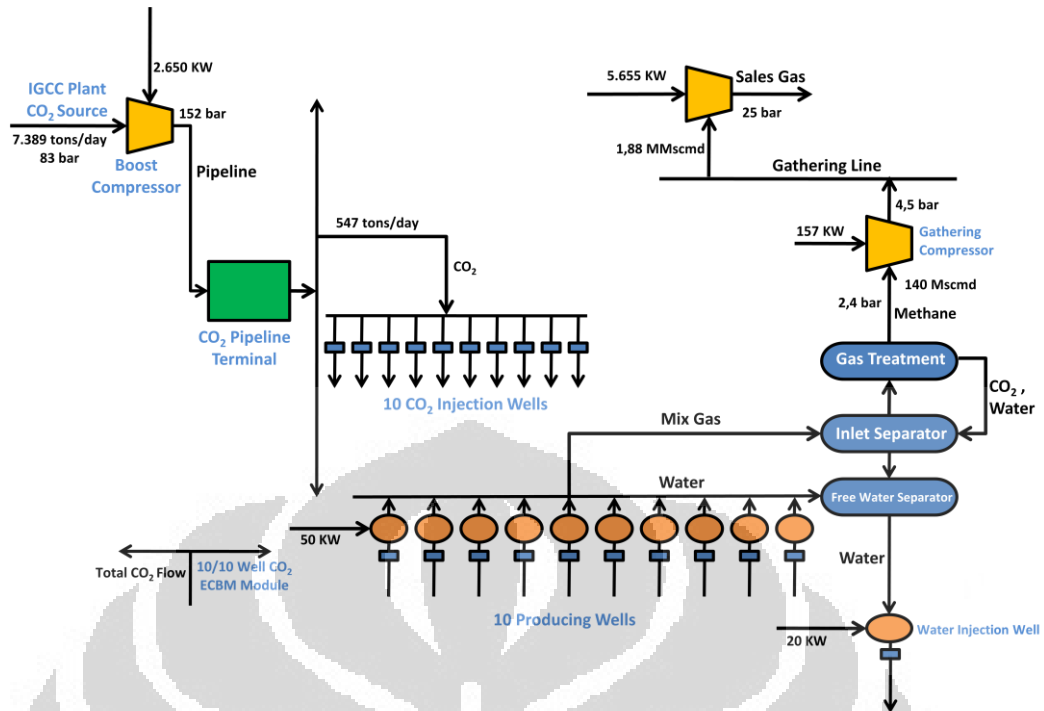
Dalam subbab 4.3 sekilas dideskripsikan tentang 1 *Module* CO<sub>2</sub> – ECBM yang bertujuan untuk mempermudah perhitungan biaya keseluruhan. Pada Gambar 4.4 menjelaskan tentang diagram alir pada 1 *module* CO<sub>2</sub> – ECBM yang

menunjukkan aliran keseluruhan mulai dari distribusi CO<sub>2</sub> yang diperoleh dari pembangkit listrik IGCC sampai dengan produksi CBM yang dihasilkan pada lapangan ECBM dalam *project* ini.

Tahap pertama, CO<sub>2</sub> meninggalkan instalasi pembangkit listrik dan kemudian ditransportasikan ke tahap *additional* kompresi untuk ditransportasikan kembali sampai ke pipa inlet pada sumur injeksi CO<sub>2</sub>. Kedua, transportasi pipa CO<sub>2</sub> diasumsikan berjarak 100 km sampai dengan 300 km pada lapangan ECBM, di mana CO<sub>2</sub> akan diinjeksikan ke dalam sumur CO<sub>2</sub> pada ECBM. Ketiga, produksi ECBM dalam tahap *dewatering* dan *dry-gas* dari sumur ECBM akan dikompresi pada kompresor *gathering line*. Pada tahap akhir, gas CBM yang diperoleh dari *gathering line* ini kemudian dikompresi lebih lanjut oleh kompresor *sales gas* sehingga produksi gas CBM siap dikomersilkan. Sumur vertikal sederhana dengan kedalaman total mulai dari 300 sampai 1.200 m ini didesain umum untuk sumur jenis produksi. Sumur ini akan menghasilkan gas pada tekanan sangat rendah, antara 2 sampai 3 bar. Karena sumur dioperasikan pada tekanan rendah (dengan asumsi 1,7 bar), maka diperlukan adanya kompresi dengan tekanan 4,5 bar untuk meningkatkan tekanan pada *wellhead* dalam proses mengumpulkan gas. Gas yang dikumpulkan ini kemudian lebih lanjut dikompresi menjadi 25,1 bar untuk ditransportasikan kembali *pipeline* terdekat.

Tahapan proses *module* CO<sub>2</sub> – ECBM sampai dengan terproduksinya CBM terdiri dari:

- Kegiatan perolehan *lease*
- Pengeboran (*drilling*) dan perlengkapan produksi pada sumur injeksi
- Instalasi perlengkapan injeksi bertekanan tinggi dan perpipaan terkait
- Instalasi perlengkapan produksi ECBM dan fasilitasnya termasuk *inlet separator* dan *gas treatment*.
- Instalasi produk kompresor gas



Gambar 4.4 Diagram Alir 1 Module CO<sub>2</sub> – ECBM

Dengan asumsi bahwa lapangan ECBM didisain belum pernah memproduksi CBM sebelumnya, sehingga pada lapangan ECBM diperlukan distribusi baru dan injeksi sistem untuk memproduksi ECBM dengan tujuan:

- Untuk tahap awal *project*, CO<sub>2</sub> diambil dari *flue gas*
- Menerima CO<sub>2</sub> dari terminal pipa dan mendistribusikannya kembali ke sumur injeksi CO<sub>2</sub> – ECBM.
- Injeksi CO<sub>2</sub> tidak mempengaruhi produksi CH<sub>4</sub> pada sumur produksi. [32 – 33]
- Diperolehnya CH<sub>4</sub> pada *gas gathering* dari sumur produksi ECBM, setelah itu didistribusikan kembali ke separator central gas / cair dan kemudian didistribusikan ke gas *treatment* guna memperoleh CH<sub>4</sub> murni untuk menyikapi CO<sub>2</sub> supaya tidak naik dan bercampur pada *gathering compressor*. [32 – 33]
- Proses *dewatering* dari sumur produksi ECBM dan akan didistribusikan ke saluran utama pembuangan air pada sumur dan diasumsikan belum ada peraturan pemerintah untuk *disposal water*.



- Kompresi separator gas sampai dengan 4,5 bar dan untuk didistribusikan ke *gathering line* utama
- Desain kompresi *gathering* gas bertekanan sampai dengan 25,1 bar untuk siap dikomersialisaikan melalui pipa terdekat.

Reservoir CBM pada umumnya bertekanan rendah, dengan memiliki kandungan air pada reservoirnya. Dalam kondisi saturasi air yang tinggi, volume air dan tekanan hidrostatik harus dikurangi dengan pengangkatan buatan (*artificial lift*) untuk memulai proses desorpsi gas kemudian dapat dialirkan melalui *wellbore*. Proses *dewatering* menghasilkan sejumlah besar air garam yang harus dibuang dengan penanganan yang aman. Dalam *project* ini, diasumsikan adanya sumur pembuangan dan rentang *project* produktif mulai dari 20 sampai 30 tahun dalam lapangan CBM. *Life Project* diasumsikan sama dengan *life project* pembangkit listrik 20 tahun dengan desain konstruksi yang dianggap sama pada pembangkit listrik, yaitu 4 tahun.

Biaya proses CO<sub>2</sub> – ECBM dikalkulasikan mulai dari biaya pengeboran dan perlengkapan sumur produksi dan sumur injeksi. Total CAPEX terdiri dari awal sampai akhir, akuisisi *lease*, peralatan injeksi dan produksi, sumur pengeboran dan biaya sistem *gathering*. Sesuai dengan konsistensi skenario desain, perincian desain dasar pada lapangan ECBM dapat dijelaskan pada tabel 4.4

**Tabel 4.4** Skenario Desain Model CO<sub>2</sub> - ECBM

PARAMETER	UNITS	ECBM BITUMINUS CASE	ECBM SUB-BITUMINUS CASE
CO <sub>2</sub> Effectiveness	scm/scm enhanced CBM	2	10
CBM Production per well	scm enhanced CBM/day /well	14.000	3.000
Depth	M	610	1.200
Pipeline Distance	Km	100	300
Total CBM Production	Million scm enhanced CBM/day	1,88	0,38
Number of 10/10 well (Modules*)		135	126
Number of CO <sub>2</sub> wells*		135	126
CO <sub>2</sub> Injected*		28.000	30.000

Masing-masing lapangan ECBM membutuhkan kompresor *gathering line* yang menghubungkan proses *dewatering* dengan CH<sub>4</sub> dari 10 sumur produksi ke

pipa penghubung, CH<sub>4</sub> dari sumur dialirkan ke pipa umum pada 1,7 bar dan dikompresi menjadi 4,5 bar. Tabel 4.5 menunjukkan perhitungan desain dasar *gathering compressor per module* berdasarkan maksimum *flow rate* CH<sub>4</sub> yang diproduksi beserta persyaratan yang dibutuhkan [32 - 33]. Berdasarkan acuan dari Tabel 4.5, maka perhitungan desain dasar *gathering compressor* pada masing-masing *basin* dapat dihitung dengan melihat maksimum CH<sub>4</sub> yang diproduksi. Biaya *gathering compressor* pada masing-masing *basin* dapat dilihat pada Tabel 4.6.

**Tabel 4.5** Desain Dasar *Gathering Compressor* CO<sub>2</sub> – ECBM Per Module

PARAMETER	UNIT	Nilai
<i>Maximum Methane Rate</i>	<i>thousand scm/day</i>	14
<i>Suction Pressure</i>	Bar	2,4
	Psia	24,7
<i>Discharge Pressure</i>	Bar	4,5
	Psia	64,7
<i>Compressor Displacement</i>	Cmm	41
<i>Compressor Ratio</i>		1.875
<i>Compressor Configuration</i>		<i>Motor Driven Reciprocating</i>
<i>Maximum Horsepower</i>		210
<i>Maximum Connected Power</i>	kW	157
<i>Compressor Cost</i>	\$	105.000

**Tabel 4.6** Desain Dasar *Gathering Compressor* CO<sub>2</sub> – ECBM Masing-Masing *Basin* Per Module

PARAMETER	UNIT	Nilai
<i>Maximum Methane Rate Sumatera Selatan</i>	<i>thousand scm/day</i>	18,05
<i>Compressor Cost Sumatera Selatan</i>	\$	129.304,6
<i>Maximum Methane Rate Sumatera Tengah</i>	<i>thousand scm/day</i>	13,31
<i>Compressor Cost Sumatera Tengah</i>	\$	100.710
<i>Maximum Methane Rate Barito</i>	<i>thousand scm/day</i>	15,04
<i>Compressor Cost Barito</i>	\$	111.324,5
<i>Maximum Methane Rate Sumatera Selatan</i>	<i>thousand scm/day</i>	38,4
<i>Compressor Cost Sumatera Selatan</i>	\$	240.365,3

Sedangkan untuk *sales gas compressor* dijelaskan pada Tabel 4.7. Berdasarkan acuan dari Tabel 4.7 maka perhitungan untuk *sales gas compressor* dengan asumsi sumur produksi CH<sub>4</sub> sebanyak 1008 sumur pada

masing-masing *basin* dalam *project* ini dapat dihitung dan dijelaskan pada Tabel 4.8.

**Tabel 4.7** Desain Dasar untuk *Sales Gas Compressor CO<sub>2</sub> – ECBM Per Module*

PARAMETER	UNIT	Nilai
<i>Maximum Methane Rate</i>	<i>million scm/day</i>	1,88
<i>Suction Pressure</i>	Bar	4,5
	Psia	64,7
<i>Discharge Pressure</i>	Bar	25,1
	Psia	364,7
<i>Compressor Displacement</i>	Cmm	291
<i>Compressor Ratio</i>		5.637
<i>Compressor Configuration</i>		<i>Motor Driven Reciprocating</i>
<i>Maximum Horsepower</i>		7.580
Maximum Connected Power	kW	5.655
Compressor Cost	\$	3.970.000

**Tabel 4.8** Desain Dasar *Sales Gas Compressor CO<sub>2</sub> – ECBM* pada Masing-Masing *Basin*

PARAMETER	UNIT	Nilai
<i>Maximum Methane Rate Sumatera Selatan</i>	<i>million scm/day</i>	18,19
<i>Compressor Cost Sumatera Selatan</i>	\$	36.504.123,87
<i>Maximum Methane Rate Sumatera Tengah</i>	<i>million scm/day</i>	13,41
<i>Compressor Cost Sumatera Tengah</i>	\$	28.431.550,28
<i>Maximum Methane Rate Barito</i>	<i>million scm/day</i>	15,16
<i>Compressor Cost Barito</i>	\$	31.428.142,19
<i>Maximum Methane Rate Sumatera Selatan</i>	<i>million scm/day</i>	38,75
<i>Compressor Cost Sumatera Selatan</i>	\$	67.857.808,32

Kedua kompresor (*gathering compressor* dan *sales gas compressor*) diperlukan untuk mendistribusikan gas yang diperoleh dari semua sistem *module* pada jalur *sales gas* melalui *pipeline* terdekat. Gas harus dikompresi menjadi 25,1 bar untuk transfer ke pipa. Untuk perlengkapan peralatan *lease* atau *module* yang dibutuhkan pada *project CO<sub>2</sub> – ECBM* dijelaskan pada tabel 4.9.

**Tabel 4.9** Desain Dasar untuk Perlengkapan 1 *Module Project CO<sub>2</sub> – ECBM* [32]

<b>Equipment Description</b>	<b>Specification</b>	<b>Quantity</b>
<i>Tubing</i>	<i>2.375 inch, Grade J-55</i>	<i>20.000 feet</i>
<i>Sucker Rod</i>	<i>API Class K</i>	<i>20.000 feet</i>
<i>Pump Rod</i>	<i>API Type RWBC</i>	10
<i>Pumping Unit</i>	<i>API Size M160D 173-74, 20hp</i>	10
<i>Flowline</i>	<i>4 inch, schedule 40 Steel</i>	<i>16.000 feet</i>
<i>Manifold</i>	<i>10 valves, 2 inch 3-way</i>	1
<i>Production Separator</i>	<i>vertical, 30 inch x 10 feet, 5 million scf/day gas</i>	1
<i>Storage tank</i>	<i>50.000 gallon</i>	2
<i>Water Disposal Pump</i>	<i>Quintuplex, 1.000 psi, 20 hp</i>	1
<i>Water Disposal Line</i>	<i>3 inch, Schedule 40 Steel</i>	<i>2.000 feet</i>
<i>Gas Meter</i>	<i>million scf/day</i>	1

#### **4.4 DESAIN MODEL PENERAPAN CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION ECBM PADA HIGH PROSPECTIVE BASINS**

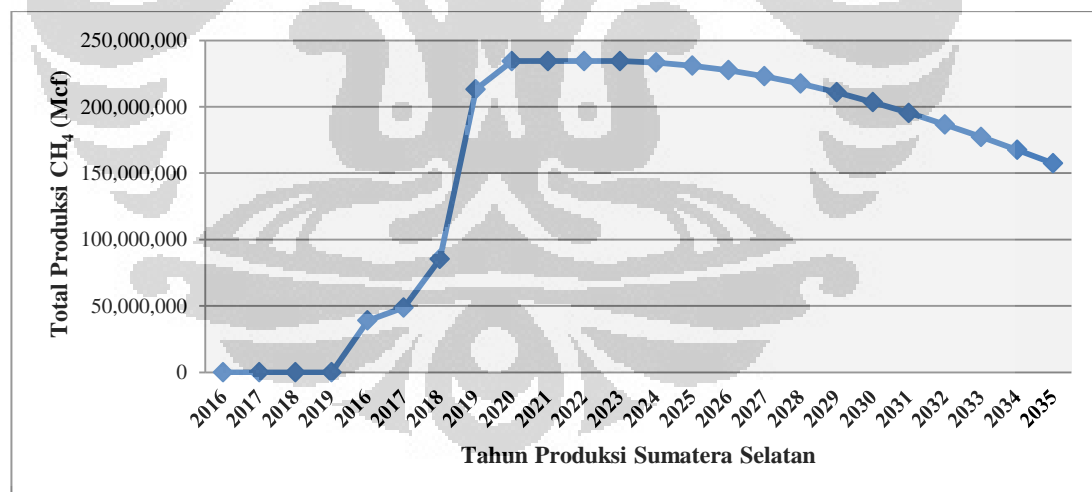
Ada empat desain case yang disusun berdasarkan properties *basin* yang dapat mendukung teknologi CO<sub>2</sub> *Sequestration* – ECBM.

##### **4.4.1 CASE SUMATERA SELATAN BASIN**

**Tabel 4.10** Potensi CO<sub>2</sub>-ECBM Pada Daerah Prospektif Sumatera Selatan *Basin*

<b>PROPERTIES BATUBARA DAERAH SUMATERA SELATAN BASIN</b>	
<i>Prospective Area</i>	18.800 Km <sup>2</sup> (4.7 Mmacre)
<i>Coal thickness</i>	36.576 m (120 ft)
<i>Ash Content</i>	10 %
<i>Moisture Content</i>	7,50%
<i>Coal Density</i>	1.800 tons/acre-ft
<i>CO<sub>2</sub> Content</i>	3 %
<i>CH<sub>4</sub> Content</i>	6.30 m <sup>3</sup> /ton (223 scf/ton)
<i>Potential of CBM reserve</i>	183 Tcf
<i>Depth</i>	600 – 850 m (1968 – 2789) ft
<i>Permeability</i>	10 - 15 mD
<i>Coal Category</i>	<i>Lignite – Subbituminus</i>

Untuk menjaga dan mempertahankan tekanan reservoir yang memadai, skenario ini dirancang dengan menginjeksi CO<sub>2</sub> secara kontinu selama umur *project* yakni 20 tahun dengan pembangunan *project* selama 4 tahun. Dengan *basis adjustment* pada *project* ini yaitu *intial* produksi CH<sub>4</sub> 3000 scm per hari pada tahap *dewatering* dan akan meningkat secara signifikan selama 4 tahun produksi, dan kemudian produksinya stabil dalam tahap *stable* dan akan menurun sebesar 0,5% pada tahap *decline* dengan *average* produksi 14.448,62 scm per sumur per hari. Hal ini ditinjau dari persamaan karakteristik parameter reservoir *coalbed* di Sumatera Selatan dengan San Juan Basin berdasarkan parameter reservoirnya yaitu *ranking* batubara dalam hal ini banyak mengandung batubara subbituminus, lapisan permeabilitas, *gas saturation*, ketebalan, dan jarak sumur terhadap produsen CO<sub>2</sub>. Dengan asumsi eskalasi gas price per tahun 2.5% pada Lampiran 3 dan *development drilling wells* sebanyak 1008 sumur maka hasil produksi sumur dan *total revenue* untuk project CO<sub>2</sub> ECBM di Sumatera Selatan basin dilampirkan dalam Lampiran 4, sedangkan ringkasan hasilnya dapat digambarkan pada Gambar 4.5 di bawah ini.



**Gambar 4.5** Potensi Total produksi CH<sub>4</sub> pada Sumatera Selatan Basin

*Power Plant* yang ada di pulau sumatera rata-rata berkapasitas 60 MW, khusus di daerah sumatera selatan ditahun 2012 ini akan ditambah *steam power plant* dengan kapasitas 200 MW sebanyak 5 unit. Jika hanya terdapat 1 *power plant* berkapasitas 100 MW pada daerah Sumatra Selatan, maka terdapat 3.769,4

$\text{m}^3/\text{s}$   $\text{CO}_2$  yang terbuang atau 325.676.160  $\text{m}^3/\text{hari}$ . Untuk 1 *power plant* berkapasitas 200 MW,  $\text{CO}_2$  yang terbuang sebanyak 651.352.320  $\text{m}^3/\text{hari}$ . Produksi maksimum  $\text{CH}_4$  untuk *case* pada daerah ini 18.046,88 scm/hari dan hanya membutuhkan 180.468,75 scm/hari  $\text{CO}_2$  yang diinjeksi ke dalam 1 sumur. Untuk Skenario Model pada *Case* Sumatera Selatan,  $\text{CO}_2$  yang dibutuhkan untuk produksi maksimum  $\text{CH}_4$  adalah 181.912.500  $\text{m}^3/\text{hari}$  (180.468,75 scm  $\times$  1008 sumur). Sebagai kesimpulan, produksi  $\text{CO}_2$  yang dihasilkan pada *power plant* daerah ini sangat *capable* untuk memenuhi  $\text{CO}_2$  yang diperlukan dalam *project* ini, disamping terdapat banyak jenis dan jumlah *power plant* yang beroperasi di pulau Sumatera.

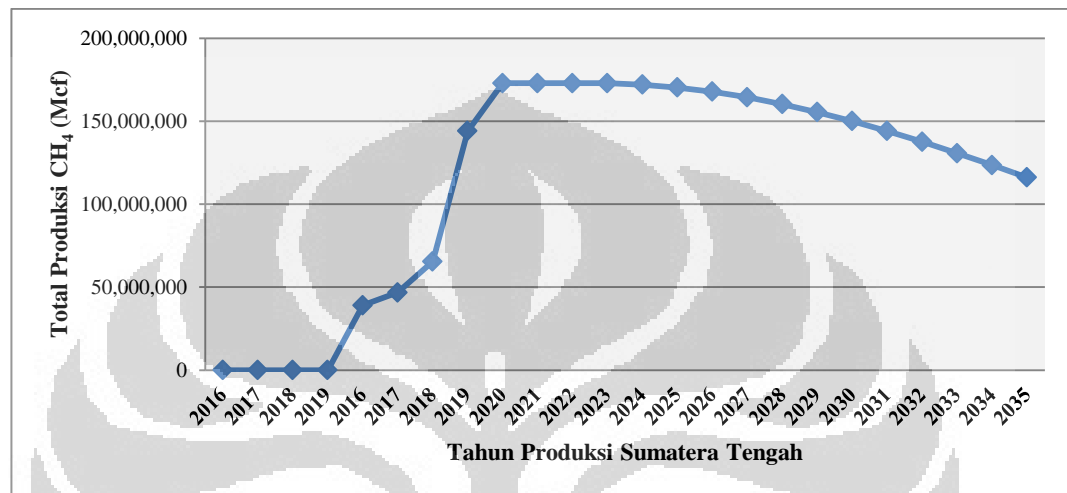
#### 4.4.2 CASE SUMATRA TENGAH BASIN

**Tabel 4.11** Potensi  $\text{CO}_2$ -ECBM Pada Daerah Prospektif Sumatera Tengah *Basin*

<b>PROPERTIES BATUBARA DAERAH SUMATERA TENGAH BASIN</b>	
<i>Prospective Area</i>	13.350 $\text{Km}^2$ (3.30 Mmacre)
<i>Coal thickness</i>	15,24 m (50 ft)
<i>Ash Content</i>	10 %
<i>Moisture Content</i>	10 %
<i>Coal Density</i>	2765,34 tons/acre-ft
<i>CO<sub>2</sub> Content</i>	2 %
<i>CH<sub>4</sub> Content</i>	4,11 $\text{m}^3/\text{ton}$ (145 scf/ton)
<i>Potential of CBM reserve</i>	52,50 Tcf
<i>Depth</i>	2.500 ft
<i>Permeability</i>	10 – 15 mD
<i>Coal Category</i>	Lignite – Subbituminus

Skenario ini juga dikarakteristikkan dengan injeksi  $\text{CO}_2$  tingkat tinggi secara kontinu. Tekanan injeksi tetap konstan sepanjang reservoir pada 1.500 psia selama umur *project* yakni 20 tahun dengan pembangunan *project* selama 4 tahun. *Basis adjustment* pada *project* ini yaitu *intial* produksi  $\text{CH}_4$  3.000 scm per hari pada tahap *dewatering* dan akan meningkat secara signifikan selama 3 tahun produksi, dan kemudian produksinya stabil dalam tahap *stable* selama 4 tahun dan akan menurun sebesar 0,5% pada tahap *decline* dengan *average* produksi  $\text{CH}_4$

10.693,53 scm per sumur per hari. Dengan eskalasi *gas price* per tahun 2,5% yang terlampir pada Lampiran 3 dan *development drilling wells* sebanyak 1.008 sumur maka hasil produksi sumur dan *total revenue* untuk project CO<sub>2</sub> ECBM di Sumatera Tengah *basin* dapat dijelaskan dalam Lampiran 4, sedangkan ringkasan hasilnya dapat digambarkan pada Gambar 4.6 di bawah ini.



Gambar 4.6 Potensi Total Produksi CH<sub>4</sub> pada Sumatera Tengah Basin

Adanya *steam power plant* di daerah teluk sirih dengan kapasitas 100 MW dan beberapa *steam power plant* dengan kapasitas lebih besar dari 100 MW memungkinkan supply CO<sub>2</sub> untuk *case* di Sumatera Tengah. Produksi maksimum CH<sub>4</sub> 13.305,60 scm/hari yang diproduksi pada tahap *stable stage* hanya membutuhkan 133.056 scm/hari CO<sub>2</sub> yang diinjeksi untuk 1 sumur. CO<sub>2</sub> yang dibutuhkan untuk produksi maksimum CH<sub>4</sub> pada *basin* 134.120.448 m<sup>3</sup>/hari (133.056 scm × 1008 sumur). Sama halnya dengan Sumatera Selatan bahwa produksi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan pada *power plant* juga sangat *capable* untuk memenuhi kebutuhan CO<sub>2</sub> yang diperlukan pada *project* ini dan didukung juga oleh banyaknya jumlah *power plant* yang beroperasi di pulau Sumatera.

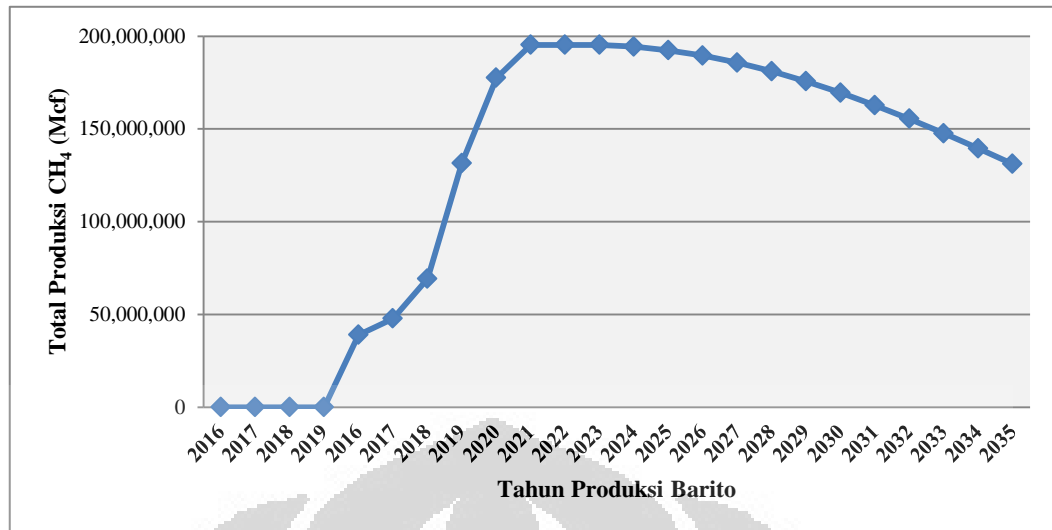
#### 4.4.3 CASE BARITO BASIN

**Tabel 4.12** Potensi CO<sub>2</sub>-ECBM Pada Daerah Prospektif Barito Basin

<b>PROPERTIES BATUBARA DAERAH BARITO BASIN</b>	
<i>Prospective Area</i>	16000 Km <sup>2</sup> (3.95 Mmacre)
<i>Coal thickness</i>	30 m (90 ft)
<i>Ash Content</i>	10 %
<i>Moisture Content</i>	10 %
<i>Coal Density</i>	2.398 tons/acre-ft
<i>CO<sub>2</sub> Content</i>	2 %
<i>CH<sub>4</sub> Content</i>	5,52 m <sup>3</sup> /ton (150 scf/ton)
<i>Potential of CBM reserve</i>	101,60 Tcf
<i>Depth</i>	2.500 ft
<i>Permeability</i>	5 - 10 mD
<i>Coal Category</i>	Subbituminus

Dalam skenario injeksi CO<sub>2</sub> juga disitribusikan secara kontinuitas, dengan tekanan injeksi yang sama dan tetap konstan sepanjang reservoir pada 1.500 psia. *Basis adjustment* pada *project* ini yaitu *intial* produksi CH<sub>4</sub> 3.000 scm per hari pada tahap *dewatering* dan akan meningkat secara signifikan selama 4 tahun produksi, dan kemudian produksinya stabil dalam tahap *stable* selama 4 tahun dan akan menurun sebesar 0,5% pada tahap *decline* selama 12 tahun. Dengan *average* produksi CH<sub>4</sub> 11.837,45 scm per sumur produksi per hari. Dengan asumsi umur *project* selama 20 tahun, pembangunan *construction project* selama 4 tahun dan dengan eskalasi *gas price* per tahun 2,5% yang terlampir pada Lampiran 3 dimana *development drilling wells* sebanyak 1.008 sumur maka hasil produksi sumur dan *total revenue* untuk project CO<sub>2</sub> ECBM di Barito basin dapat dijelaskan dalam Lampiran 4, sedangkan ringkasan hasilnya dapat digambarkan pada Gambar 4.7.





**Gambar 4.7** Potensi Total Produksi CH<sub>4</sub> pada Barito Basin

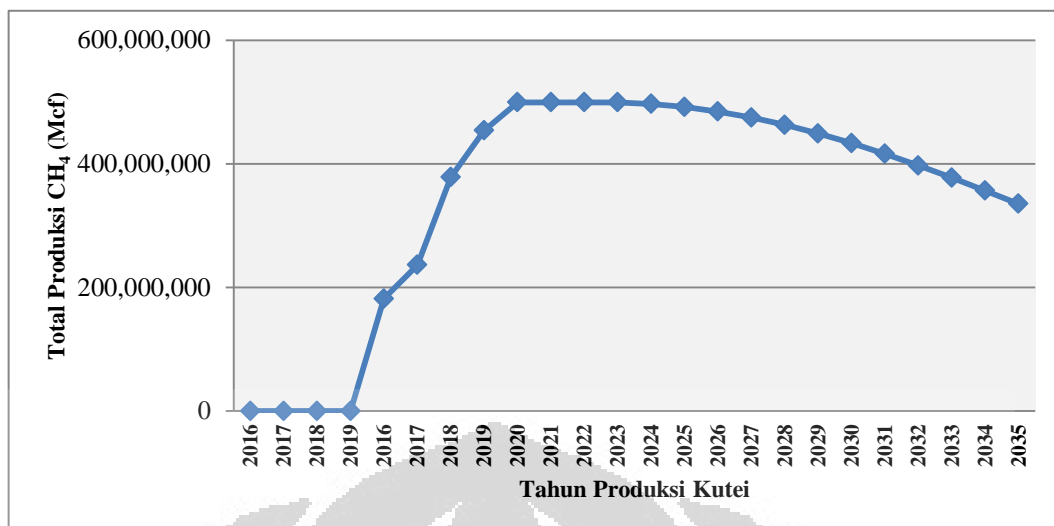
Kapasitas *Power Plant* yang beroperasi pada daerah Kalimantan tengah dan Kalimantan Selatan pada daerah barito sebesar 65 MW. memenuhi kebutuhan CO<sub>2</sub> untuk *project* ini. Untuk 65 MW *power plant* mampu menghasilkan gas buang 2.450,11 m<sup>3</sup>/s CO<sub>2</sub> atau 211.689.504 m<sup>3</sup>/hari. Produksi maksimum CH<sub>4</sub> untuk *case* pada daerah ini 15.035,07 scm/hari dan membutuhkan hanya 150.350,68 scm/hari CO<sub>2</sub> yang diinjeksi untuk 1 sumur. CO<sub>2</sub> yang dibutuhkan untuk produksi maksimum CH<sub>4</sub> dalam *case* ini 151.553.485,44 m<sup>3</sup>/hari (150.350,68 scm × 1008 sumur). Sebagai kesimpulan, produksi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan pada *power plant* daerah ini cukup *capable* untuk memenuhi CO<sub>2</sub> yang diperlukan dalam *project* ini.

#### 4.4.4 CASE KUTEI BASIN

**Tabel 4.13** Potensi CO<sub>2</sub>-ECBM Pada Daerah Prospektif Kutei Basin

<b>PROPERTIES BATUBARA DAERAH KUTEI BASIN</b>	
<i>Prospective Area</i>	15.600 Km <sup>2</sup> (3.86 Mmacre)
<i>Coal thickness</i>	21,34 m (70 ft)
<i>Ash Content</i>	10 %
<i>Moisture Content</i>	10 %
<i>Coal Density</i>	1924,9 tons/acre-ft
<i>CO<sub>2</sub> Content</i>	2 %
<i>CH<sub>4</sub> Content</i>	5,52 m <sup>3</sup> /ton (195 scf/ton)
<i>Potential of CBM reserve</i>	80,40 Tcf
<i>Depth</i>	3.000 ft
<i>Permeability</i>	5 – 10 mD
<i>Coal Category</i>	Bituminus

Dengan memiliki karakteristik batubara yang cukup baik diantara *high prospective basins* lainnya, CH<sub>4</sub> content yang sangat memadai dan kategori batubara bituminus, maka skenario desain dipilih dengan menginjeksi CO<sub>2</sub> secara kontinu selama umur project sebanyak 28.000 scm per hari per sumur produksi. *Basis adjustment* pada project ini yaitu *intial* produksi CH<sub>4</sub> 14.000 scm per hari pada tahap *dewatering* dan akan meningkat secara signifikan selama 4 tahun produksi, dan kemudian produksinya stabil dalam tahap *stable* selama 4 tahun dan akan menurun sebesar 0,5% pada tahap *decline* selama 12 tahun. Dengan *average* produksi CH<sub>4</sub> 32.422,68 scm per sumur produksi per hari. Dengan asumsi umur *project* selama 20 tahun dan pembangunan *construction project* selama 4 tahun dengan eskalasi *gas price* per tahun 2,5% (keterangan dilampirkan pada Lampiran 3) dengan *development drilling wells* sebanyak 1.008 sumur maka hasil produksi sumur dan *total revenue* untuk project CO<sub>2</sub> – ECBM di Kutei basin dapat dijelaskan dalam Lampiran 4, sedangkan ringkasan hasilnya dapat digambarkan pada Gambar 4.8 di bawah ini.



**Gambar 4.8** Potensi Total Produksi CH<sub>4</sub> pada Kutei *Basin*

Berdasarkan data yang diperoleh dari Pemerintah Provinsi Kalimantan Timur (<http://kaltimprov.go.id>), Kalimantan Timur memperoleh jatah pembangunan power plant ditahun 2012 dengan kapasitas keseluruhan 342 MW. Dengan kapasitas 342 MW *power plant* mampu menghasilkan gas buang 12.891,35 m<sup>3</sup>/s CO<sub>2</sub> atau 1.113.812.467 m<sup>3</sup>/hari. Produksi maksimum CH<sub>4</sub> untuk *case* pada daerah ini 38.438,4 scm/hari dan membutuhkan 76.876,8 scm/hari CO<sub>2</sub> yang diinjeksi untuk 1 sumur atau membutuhkan 77.491.814,4 m<sup>3</sup>/hari (76.876,8 scm × 1008 sumur) CO<sub>2</sub> untuk menghasilkan produksi maksimum CH<sub>4</sub>. Sebagai kesimpulan, *supply* produksi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan pada *power plant* daerah ini sangat berlimpah dalam memenuhi CO<sub>2</sub> yang diperlukan pada *project* ini.

## 4.5 MODEL KEEKONOMIAN

### 4.5.1 KOMPONEN BIAYA CAPEX dan OPEX

#### 4.5.1.1 BIAYA CAPEX

Pada komponen biaya CAPEX berdasarkan data yang terdapat dalam perhitungan standarisasi *research* laporan IEA, dan *module* ECBM yang dijelaskan sebelumnya, dalam *project* komponen yang akan diperhitungkan terdiri dari beberapa bagian yaitu :

1. *Exploration Cost* (Biaya *Front End* Eksplorasi)
  - *Geology Expenditure*

- *Geophysical Expenditure*
- *Engineering Feasibility Expenditure*
- 2. *Lease Acquisition Cost*
  - Biaya sewa
  - Biaya izin terkait
  - Biaya lainnya
- 3. *Biaya Injection Equipment ( Peralatan Injeksi awal)*
  - *Plant*
  - *Distribution Lines*
  - *Header*
  - *Electrical Service*
- 4. *Producing Equipment*
  - *Tubing*
  - *Rods & Pumps*
  - *Pumping Equipment*
- 5. *Gathering System*
  - *Flow lines*
  - *Manifold*
  - *Gathering Compressor*
  - *Sales Gas Compressor*
- 6. *Lease Equipment*
  - *Producing Separator*
  - *Storage Tanks*
  - *Accessory Equipment*
  - *Disposal System*
- 7. *Production dan Injection Well Equipment*

#### **4.5.1.2 BIAAYA OPEX**

Sedangkan untuk komponen biaya OPEX yang akan diperhitungkan dalam *project* ini terdiri dari beberapa bagian yaitu :

1. *Daily Expenses* :
  - Supervisi dan *Overhead*

- *Labor* (buruh tenaga kerja)
  - *Consumables*
  - *Operative Supplies*
  - *Auto Usage*
  - *Pumping & Field Power*
  - *Gathering Compressor Power*
  - *Sales Gas Compressor Power*
2. *Surface Maintenance (Repair & Services)*
- *Labor* (buruh tenaga kerja)
  - *Supplies & Services*
  - *Equipment usage*
  - Biaya Lain-lain
3. *Subsurface Maintenance (Repair & Services)*
- *Workover Rig Services*
  - *Remedial Services*
  - *Equipment Repair*
  - Biaya Lain-lain

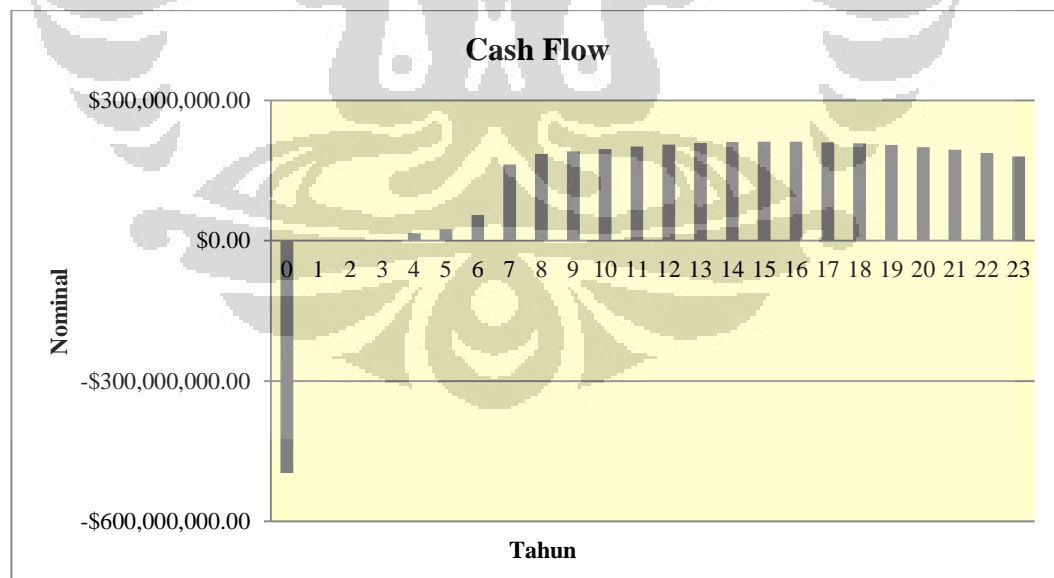
Semua perincian *capital expenditure* (CAPEX) dan *O & M expenditure* (OPEX) dikalkulasi dengan mengalikan biaya per *module*. Dengan asumsi sumur produksi 1008 sumur CH<sub>4</sub> dan sumur injeksi CO<sub>2</sub> sebanyak 1008 sumur, maka perhitungan perincian CAPEX dan OPEX pada masing-masing *basin* dijelaskan pada Lampiran 6. Dalam hal biaya perhitungan *electricity* kompresor dan *sales gas* kompresor, biaya per kilowatt-jam dikalikan dengan 8.760 (365 hari kerja dan 24 jam kerja per hari dengan asumsi tidak ada *project shutdown*) yaitu jumlah jam operasi per tahun dan daya pada masing-masing peralatan yang dibutuhkan.

## 4.5.2 ANALISIS KELAYAKAN KEEKONOMIAN

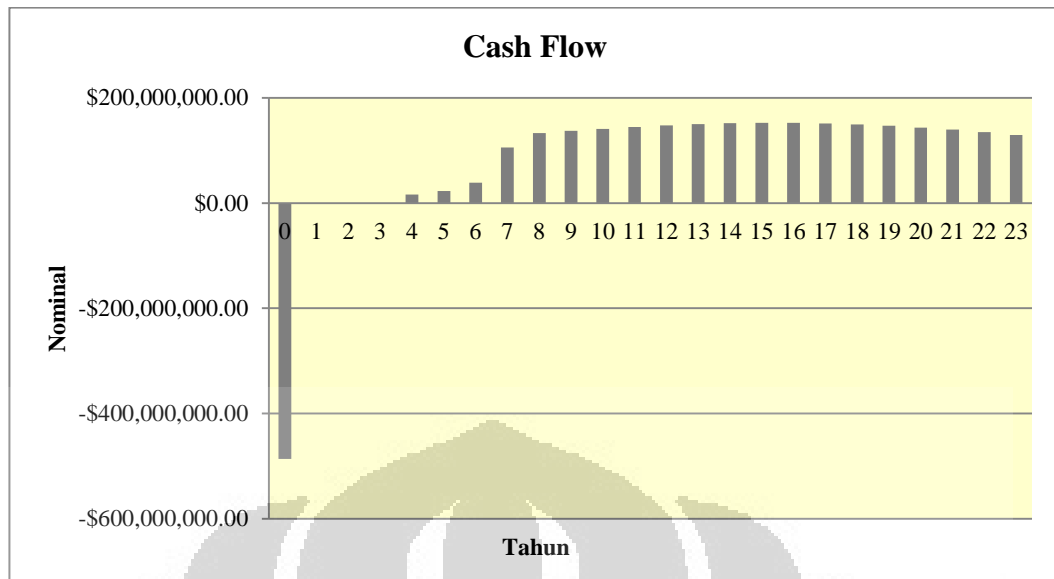
### 4.5.2.1 CASH FLOW

Berdasarkan pada perhitungan rincian CAPEX dan OPEX yang telah dikalkulasikan sebelumnya, maka dapat dibuat aliran kas masuk dan keluar selama *project* ini berlangsung. Dalam perhitungan keekonomian ini diasumsikan eskalasi harga *gas price* 2,5% per tahun berdasarkan harga *gas price* per Mcf saat

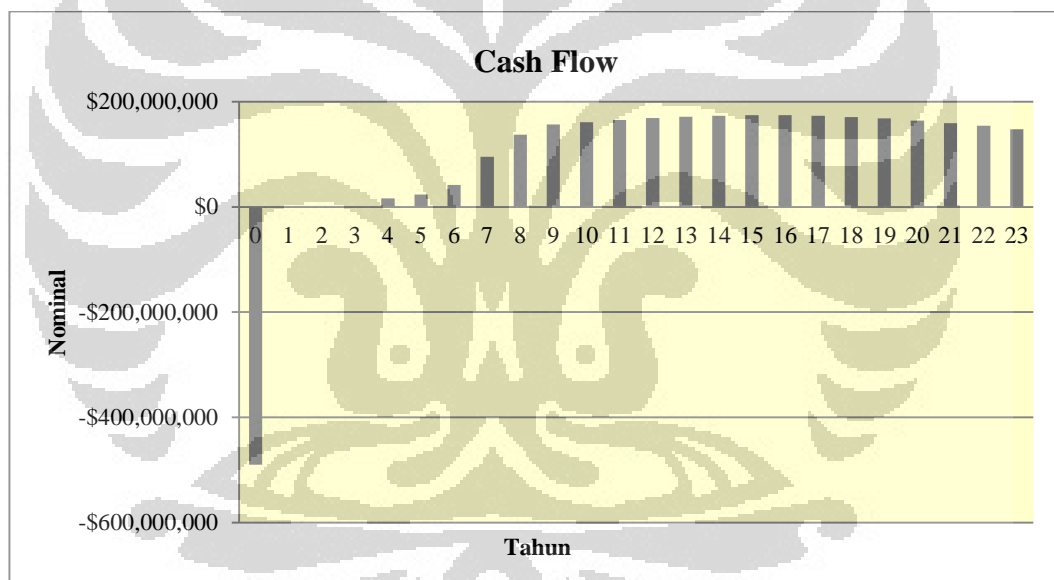
ini. Dengan *cost recovery* 90% sesuai dengan Peraturan Pemerintah UU No.22 tahun 2001 dalam Skema *Product Sharing Contract* (PSC) yang berlaku sebagai dasar Kontrak Pengembangan CBM yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No.33 tahun 2006 yang direvisi ke dalam Peraturan Menteri ESDM No.36 tahun 2008 terdapat *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 10% dan terdapat *entitlement* pemerintah (GOI) sebesar 19,64% sehingga *entitlement* perusahaan atau investor sebesar 80,36% ditambah dengan adanya peraturan mekanisme pengurangan sebesar 25% untuk *Domestic Market Obligation* (DMO) dalam lapangan gas dari hasil produksi bagian perusahaan atau investor sebelum pajak yang diatur melalui PP 35 /2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, yaitu pada Pasal 48, Pasal 50 dan Peraturan Menteri (Permen) ESDM No.3 tahun 2010 tentang Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri. Dengan pengurangan pajak sebesar 44% untuk usaha migas dari peraturan PSC (terlampir dalam Lampiran 6) dan jika diberlakukan *interest rate* sebesar 12.5% maka aliran kas pada masing-masing *basin* tersebut dapat ditunjukkan pada Gambar 4.9 sampai dengan Gambar 4.12, sedangkan Hasil Perhitungan *Cash Flow* yang lengkap dilampirkan File Perhitungan.xls .



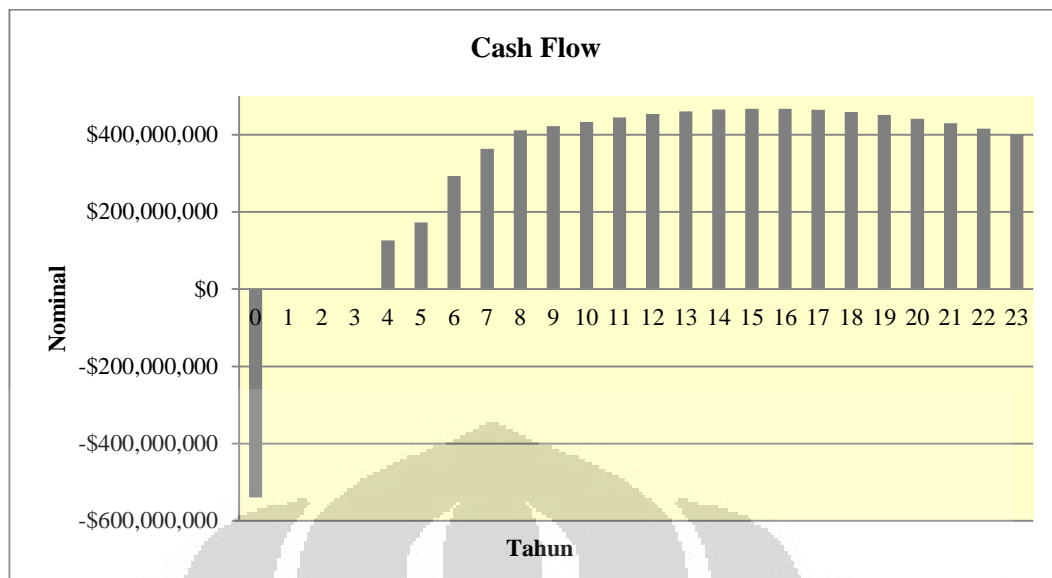
**Gambar 4.9** Cash Flow Keekonomian CO<sub>2</sub>– ECBM Sumatera Selatan *Basin*



**Gambar 4.10** *Cash Flow* Keekonomian CO<sub>2</sub> – ECBM Sumatera Tengah Basin



**Gambar 4.11** *Cash Flow* Keekonomian CO<sub>2</sub> – ECBM Barito Basin



**Gambar 4.12** Cash Flow Keekonomian CO<sub>2</sub> – ECBM Kutei Basin

#### 4.5.2.2 NPV, IRR DAN PAYBACK PERIOD

Dalam skenario desain potensial *project CO<sub>2</sub> Sequestration* – ECBM ini akan diperhitungkan nilai NPV, IRR, dan *Payback Period* dari perhitungan CAPEX dan OPEX sebelumnya untuk melihat kelayakan keekonomian *project* yang optimal pada masing-masing *high prospective basin*.

Dari hasil model keekonomian menunjukkan bahwa *project CO<sub>2</sub> – ECBM* di Sumatera Selatan *Basin* menghasilkan nilai NPV sebesar \$ 523.171.161,39 dalam masa *project* selama 24 tahun dengan nilai IRR 22,86% dengan *average* keuntungan selama 20 tahun produksi sebesar \$ 173.224.170,85 maka didapat *Payback period* 4,38 atau 4 tahun 4 bulan 17 hari setelah masa konstruksi 4 tahun.

Sedangkan untuk skenario desain *project CO<sub>2</sub> – ECBM* di daerah Sumatera Tengah *Basin* menghasilkan nilai NPV sebesar \$ 247.532.035,75 dengan masa *project* yang sama diperoleh nilai IRR 18,08% dengan *average* keuntungan selama 20 tahun produksi sebesar \$ 124.355.806,02 maka didapat *Payback period* 6,77 atau 6 tahun 9 bulan 8 hari setelah masa konstruksi 4 tahun.

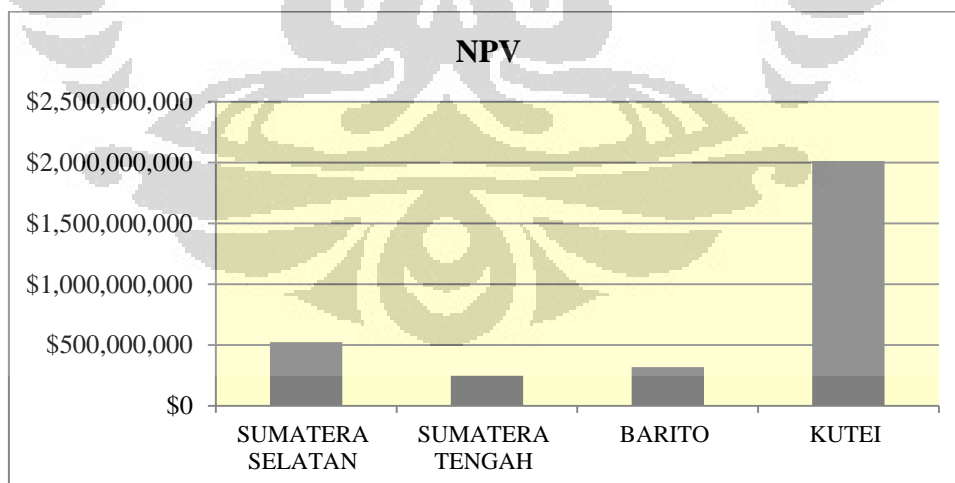
Untuk skenario desain *project CO<sub>2</sub> – ECBM* di daerah Barito *Basin*, menghasilkan nilai NPV sebesar \$ 318.192.161,69 dengan nilai IRR 19,24% dan *average* keuntungan selama 20 tahun produksi sebesar \$ 139.724.298,86 maka



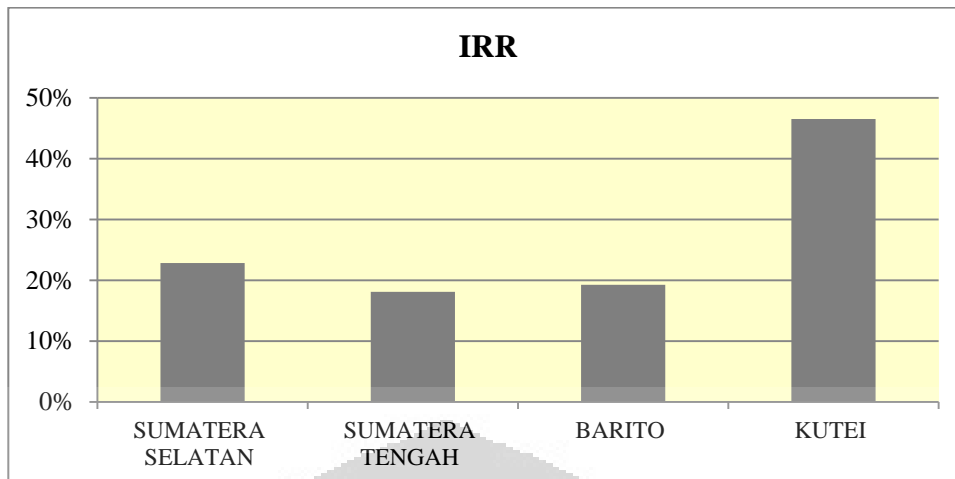
diperoleh nilai *Payback period* 5,77 atau 5 tahun 9 bulan 8 hari setelah masa konstruksi 4 tahun.

Pada skenario desain *project* CO<sub>2</sub> – ECBM di daerah Kutei *Basin* nilai NPV *project* bernilai \$ 2.012.990.614,96 , dengan nilai IRR 46,51% di mana *average* keuntungan selama 20 tahun produksi sebesar \$ 402.125.631,78 maka diperoleh nilai *payback period* 1,77 atau 1 tahun 9 bulan 8 hari setelah masa konstruksi 4 tahun atau 6 tahun dari masa *project*. Perhitungan perincian NPV, IRR, *average* keuntungan selama 20 tahun produksi, dan *payback period* dari masing-masing *basin* dijelaskan pada File Perhitungan.xls .

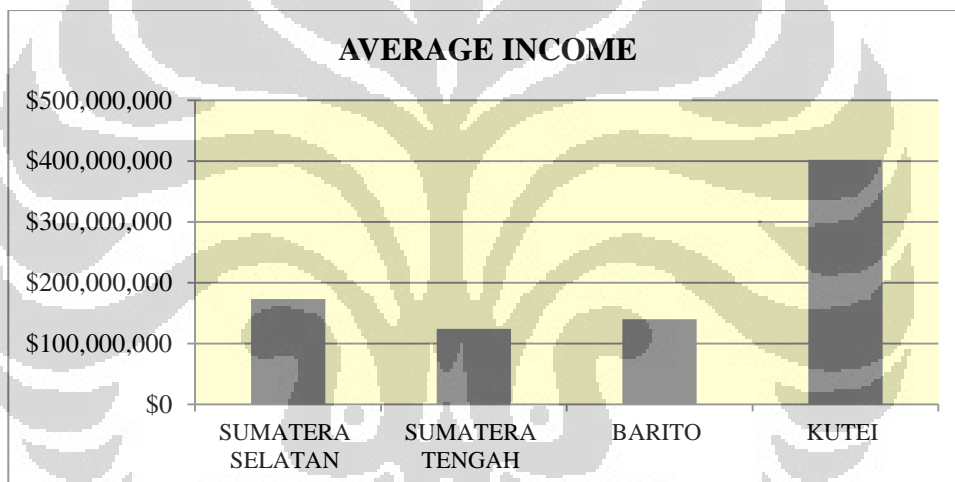
Dapat disimpulkan dari analisis keekonomian yang dilakukan terhadap skenario desain pada keempat *basin* ini, Kutei *Basin* memperoleh nilai *feasibility* keekonomian yang sangat signifikan dalam potensi pengembangan teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM dengan estimasi produksi yang paling produktif, hal ini dilihat dan diperhitungkan dari karakteristik batubara dan reservoirnya. Akan tetapi jika dilihat dari keseluruhan aspek keekonomian teknologi CO<sub>2</sub> – ECBM layak dikembangkan pada keempat daerah tersebut. Perbandingan nilai NPV, IRR, Average Income dan *Payback period* pada masing-masing *basin* dapat diilustrasikan pada Gambar 4.13 sampai dengan Gambar 4.16.



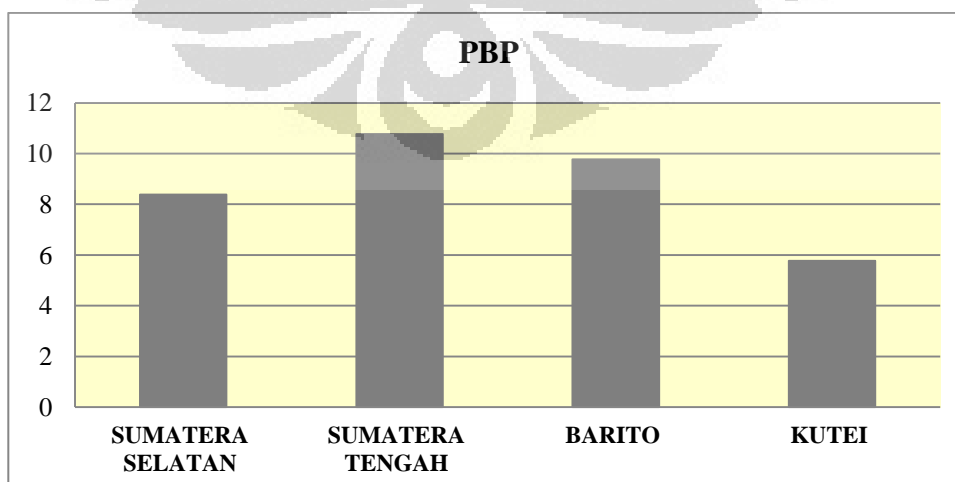
**Gambar 4.13** Perbandingan NPV pada Masing-Masing *Basin*



**Gambar 4.14** Perbandingan IRR pada Masing-Masing *Basin*



**Gambar 4.15** Perbandingan Average Income pada Masing-Masing *Basin*

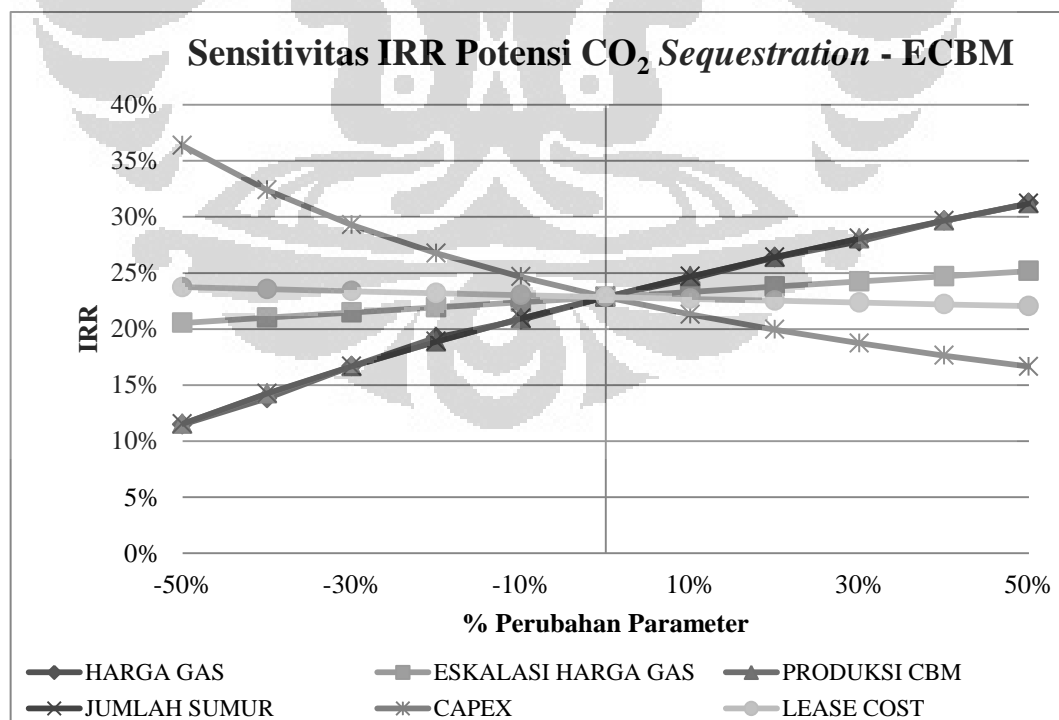


**Gambar 4.16** Perbandingan PBP pada Masing-Masing *Basin*

Dari perbandingan grafik di atas skenario desain pada daerah Kutei *basin* merupakan skenario desain yang optimal. Untuk menentukan parameter yang paling mempengaruhi perkembangan potensi teknologi CO<sub>2</sub> *Sequestration* ECBM ini, akan dilakukan analisis sensitivitas terhadap beberapa parameter yang signifikan.

#### 4.5.3 ANALISIS SENSITIVITAS

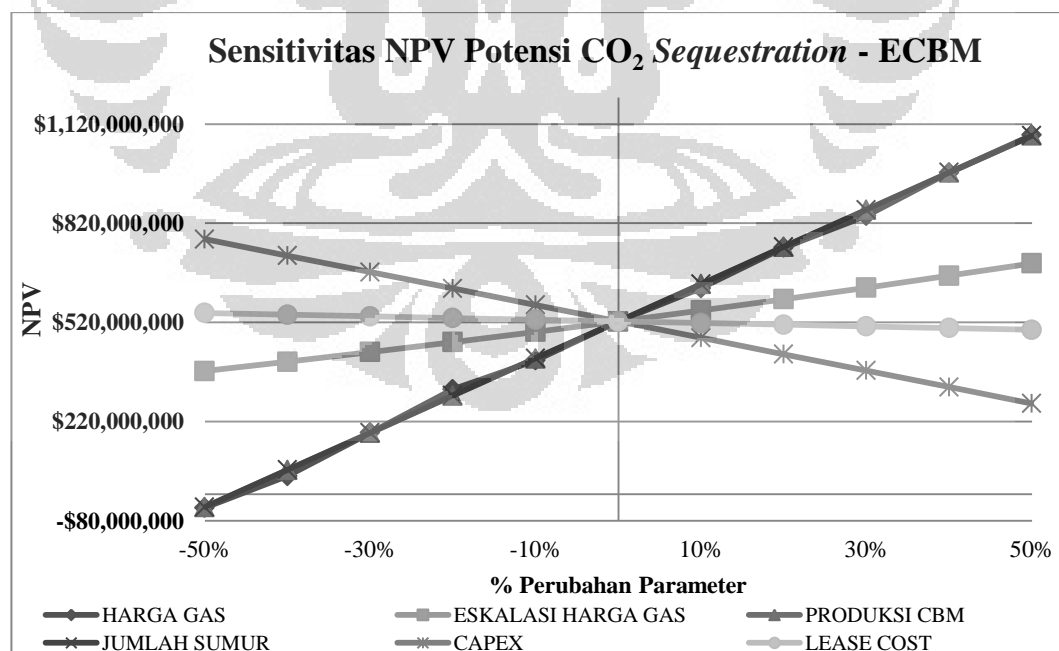
Tujuan dari analisis sensitivitas ini adalah untuk menentukan parameter yang signifikan yang dapat mempengaruhi pengembangan proyek ini menjadi tidak ekonomis berdasarkan risiko keekonomian. Untuk menentukan analisis keekonomian maka dilakukan rentang perubahan nilai -50%, -40%, -30%, -20%, -10%, 0 %, 10%, 20%, 30%, 40%, dan 50% terhadap parameter Harga Gas, Eskalasi Harga Gas, Jumlah Produksi CBM, Jumlah Sumur Produksi CBM, *Lease Cost*, dan CAPEX dari simulasi *cash flow* masing-masing *basin* sehingga didapat sensitivitas analisis untuk perubahan nilai IRR dan NPV sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.17 sampai dengan Gambar 4.24.



**Gambar 4.17** Sensitivitas Spider Chart IRR Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Sumatera Selatan Basin

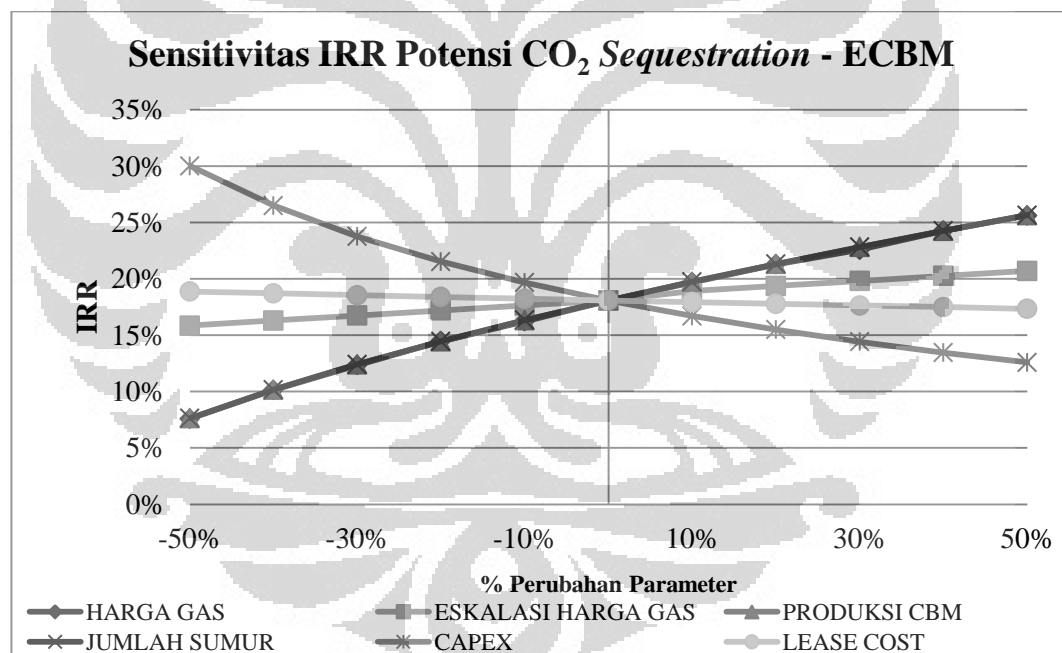
Dari Gambar 4.17 diatas dapat dijelaskan bahwa parameter  $\text{CO}_2$  *Sequestration* – ECBM Sumatera Selatan *Basin* yang paling berpengaruh terhadap tingkat perubahan IRR karena memiliki tingkat kemiringan yang paling signifikan terhadap kenaikan persentase IRR adalah nilai Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM. Sedangkan parameter yang paling berpengaruh terhadap penurunan persentase nilai IRR adalah Nilai CAPEX dalam hal ini jika ditelaah lebih lanjut banyaknya parameter dalam nilai CAPEX yang dapat mempengaruhi besaran nilai CAPEX seperti kedalaman sumur, kurangnya efektivitas  $\text{CO}_2$  yang terserap ke dalam lapisan *coalbed*, dan jarak pipa produsen  $\text{CO}_2$  terhadap sumur produksi dan sumur injeksi menyebabkan peningkatan biaya CAPEX.

Sama halnya dengan parameter yang mempengaruhi sensitivitas nilai NPV yang dideskripsikan pada Gambar 4.18, bahwa parameter harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM yang paling berpengaruh terhadap kenaikan nilai NPV sedangkan parameter nilai CAPEX berbanding terbalik terhadap parameter tersebut dan berpengaruh terhadap penurunan nilai NPV yaitu bahwa semakin besar nilai CAPEX maka nilai NPV berkurang.

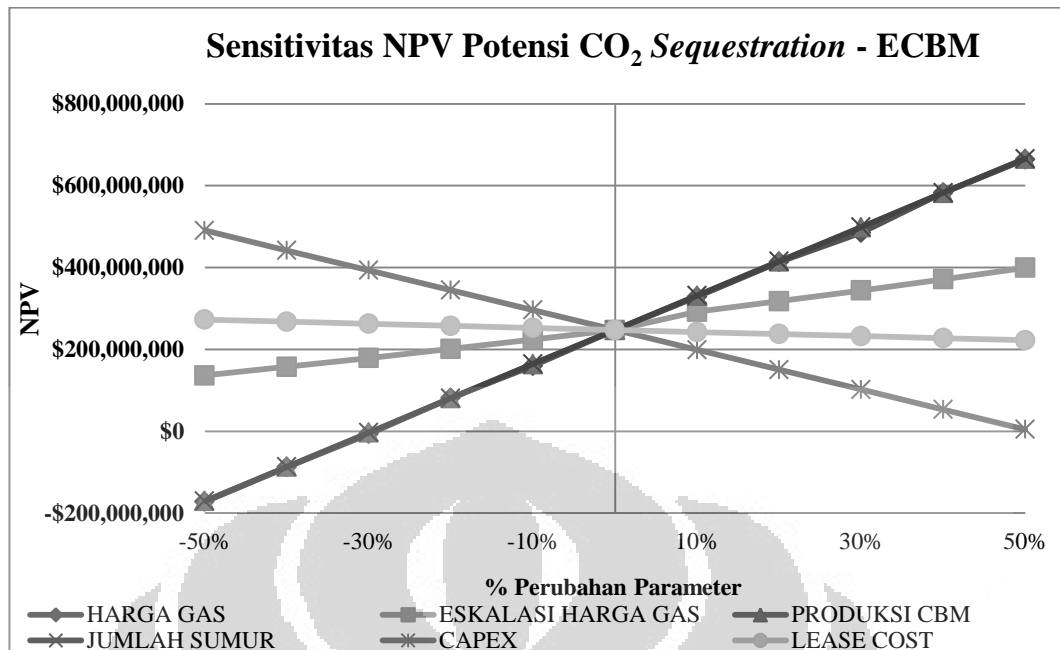


**Gambar 4.18** Sensitivitas *Spider Chart* NPV Potensi  $\text{CO}_2$  *Sequestration* – ECBM Sumatera Selatan *Basin*

Pada Gambar 4.19 dapat dijelaskan bahwa parameter  $CO_2$  Sequestration – ECBM Sumatera Tengah *Basin* yang paling berpengaruh terhadap tingkat perubahan IRR karena memiliki tingkat kemiringan yang paling signifikan terhadap kenaikan persentase IRR adalah nilai Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM. Sedangkan parameter yang paling berpengaruh terhadap penurunan persentase nilai IRR adalah Nilai CAPEX. Sedangkan parameter yang mempengaruhi sensitivitas nilai NPV yang dideskripsikan pada Gambar 4.20 menggambarkan bahwa parameter harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM yang paling berpengaruh terhadap kenaikan nilai NPV project  $CO_2$  Sequestration – ECBM di Sumatera Tengah *Basin* dan parameter nilai CAPEX berbanding terbalik di mana akan berpengaruh terhadap penurunan nilai NPV yaitu bahwa semakin besar nilai CAPEX maka nilai NPV berkurang.

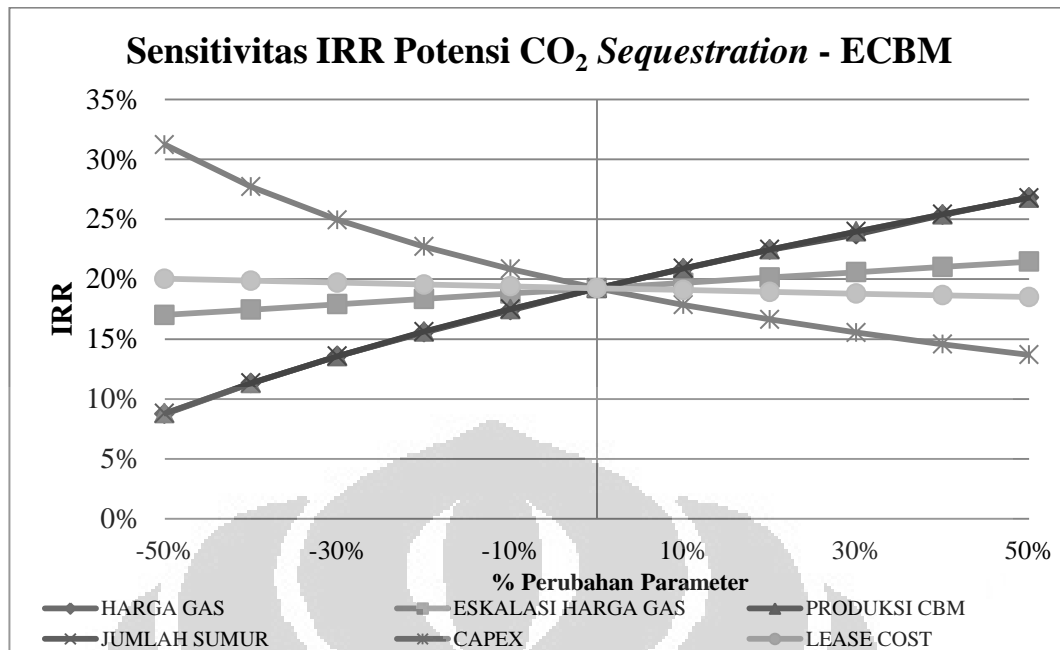


**Gambar 4.19** Sensitivitas *Spider Chart* IRR Potensi  $CO_2$  Sequestration – ECBM Sumatera Tengah *Basin*

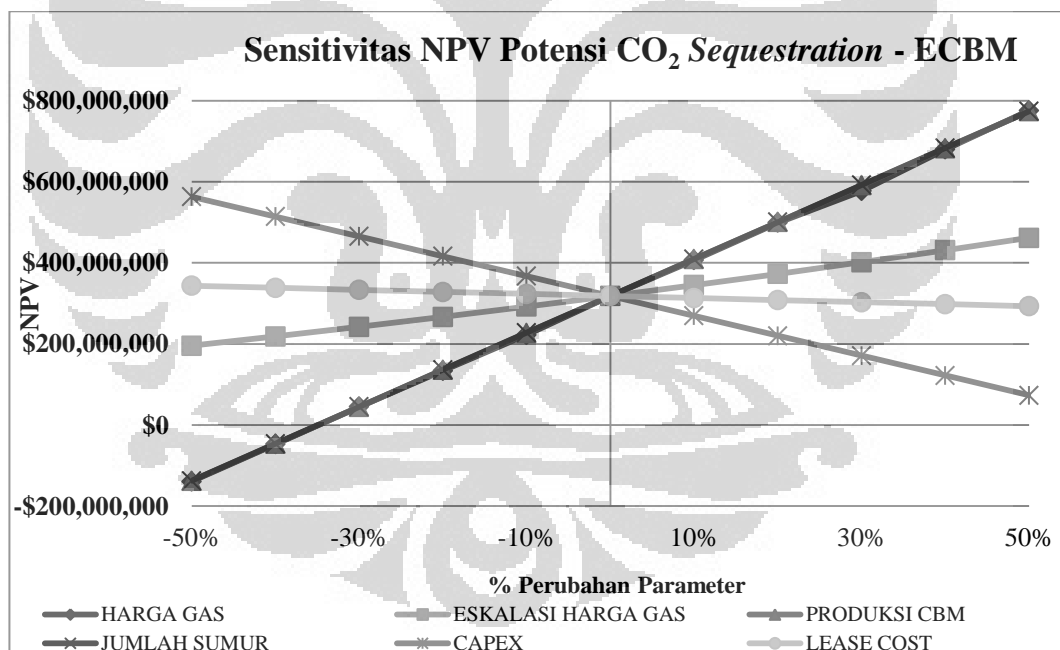


**Gambar 4.20** Sensitivitas *Spider Chart* NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Sumatera Tengah Basin

Pada Gambar 4.21 dapat dijelaskan bahwa parameter CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Barito Basin yang paling berpengaruh terhadap tingkat perubahan positif IRR karena memiliki tingkat kemiringan yang paling signifikan terhadap kenaikan persentase IRR adalah nilai Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM. Sedangkan parameter yang paling berpengaruh terhadap penurunan persentase nilai IRR adalah Nilai CAPEX. Pada Gambar 4.22 dideskripsikan parameter yang mempengaruhi kenaikan nilai NPV adalah Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM terhadap project CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM di Barito Basin dan parameter nilai CAPEX mempengaruhi penurunan nilai NPV sehingga semakin besar nilai CAPEX maka nilai NPV berkurang.



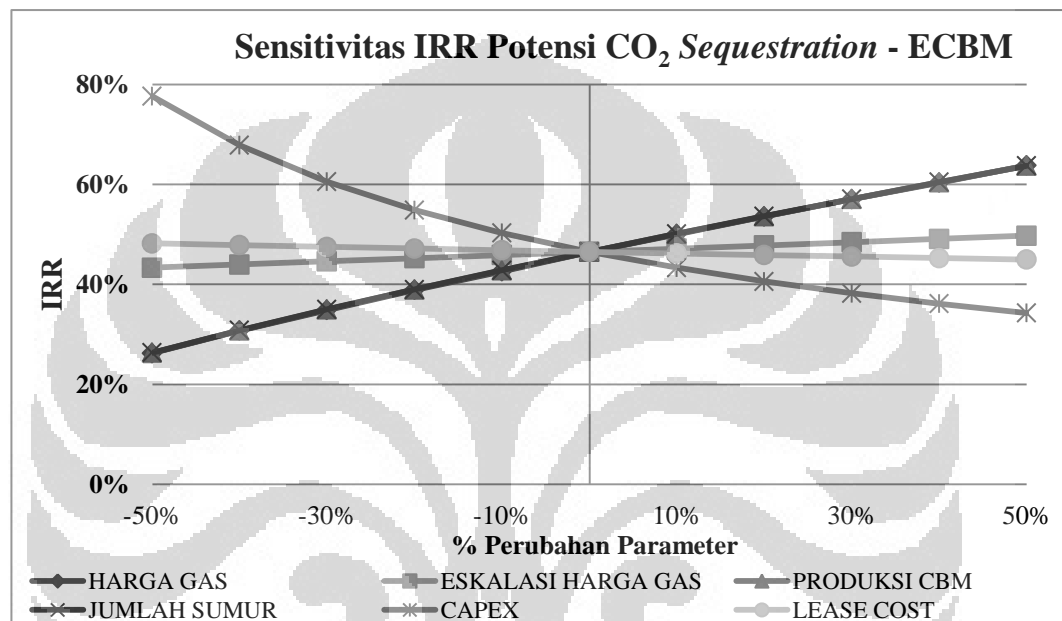
**Gambar 4.21** Sensitivitas Spider Chart IRR Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Barito Basin



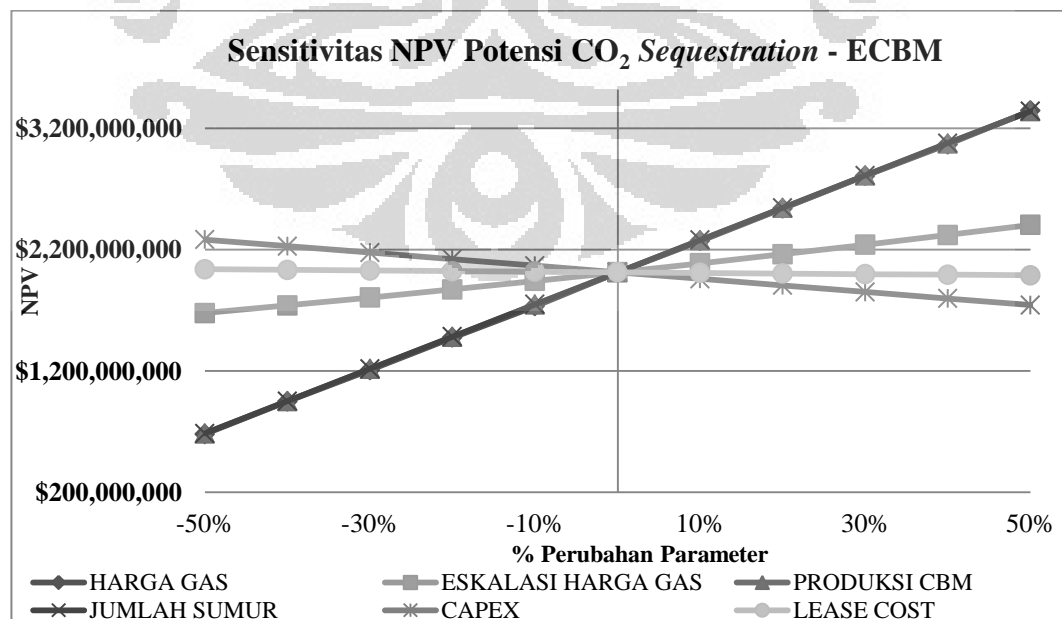
**Gambar 4.22** Sensitivitas Spider Chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Barito Basin

Pada Gambar 4.23 dijelaskan bahwa parameter dalam CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Kutei Basin yang paling berpengaruh terhadap tingkat perubahan positif IRR di mana akan mempengaruhi kenaikan persentase IRR adalah nilai Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM. Sedangkan parameter yang paling

berpengaruh terhadap penurunan persentase nilai IRR adalah Nilai CAPEX. Pada Gambar 4.24 dideskripsikan parameter yang mempengaruhi kenaikan nilai NPV adalah Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM terhadap project CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM di Kutei Basin dan parameter nilai CAPEX mempengaruhi penurunan nilai NPV sehingga semakin besar nilai CAPEX maka nilai NPV berkurang.



Gambar 4.23 Sensitivitas Spider Chart IRR Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Kutei Basin

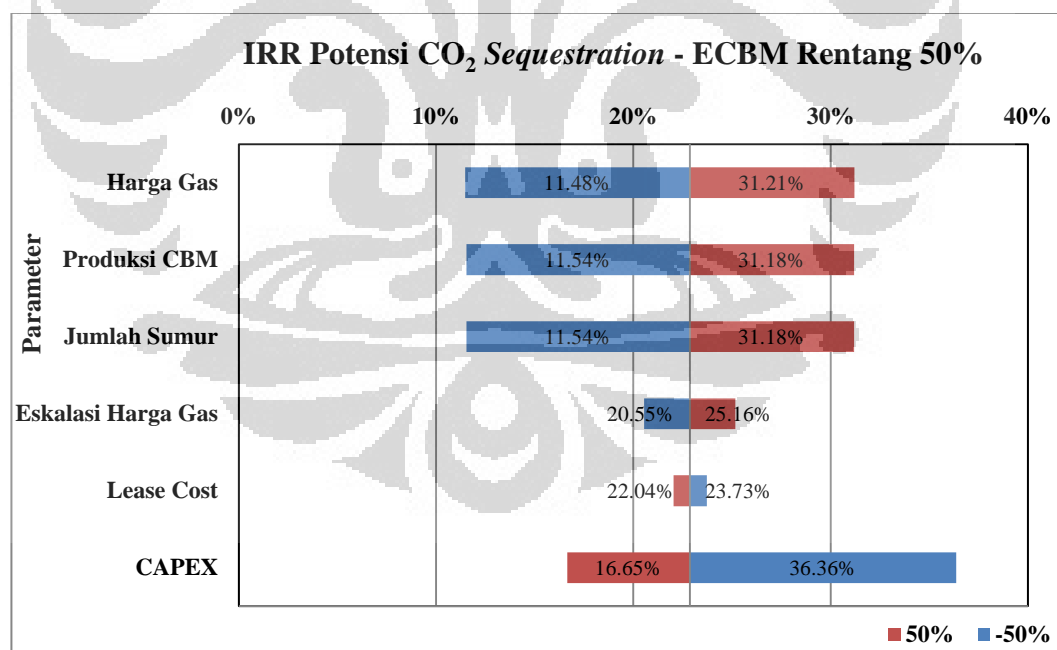


Gambar 4.24 Sensitivitas Spider Chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration – ECBM Kutei Basin



Jika perbandingan parameter terhadap sensitivitas diuji lebih lanjut dengan menggunakan grafik tornado seperti terlihat pada Gambar 4.25 sampai dengan Gambar 4.32 pada halaman berikutnya, maka terlihat bahwa panjang rentang nilai pada grafik dalam gambar tersebut menunjukkan tingginya tingkat kesensitivitasan dari parameter yang diuji.

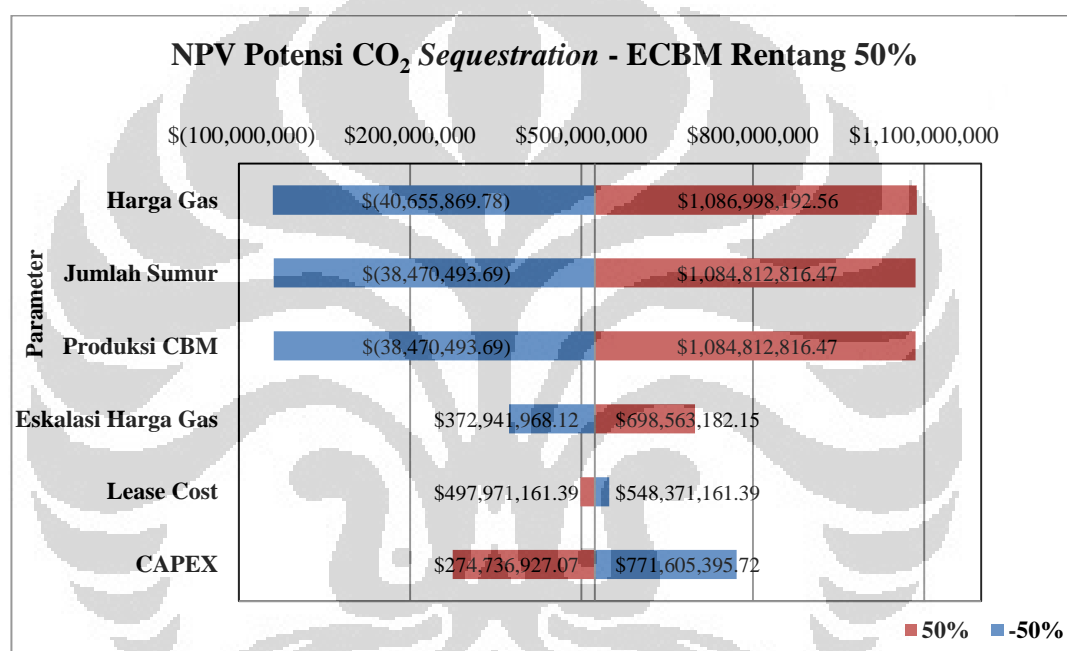
Untuk Gambar 4.25 menjelaskan tentang *Tornado chart* terhadap IRR dari Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* - ECBM pada Sumatera Selatan *Basin* dengan rentang perubahan 50% terhadap parameter CAPEX, *Lease Cost*, Harga gas, Eskalasi Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM. Terlihat grafik pada Gambar 4.25 menunjukkan rentang nilai positif terpanjang sebesar 19,73% pada parameter Harga Gas dan rentang nilai negatif terpanjang sebesar -19,71% pada parameter CAPEX dari keseluruhan parameter yang diuji. Sebagai kesimpulan Harga Gas merupakan parameter yang mempengaruhi nilai positif IRR apabila terjadi kenaikan persentase sedangkan parameter CAPEX mempengaruhi IRR bernilai negatif apabila mengalami kenaikan perubahan persentase.



**Gambar 4.25** *Tornado chart* IRR Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* - ECBM Sumatera Selatan *Basin* Dengan Rentang Perubahan 50%

Sedangkan grafik pada Gambar 4.26 menjelaskan tentang *Tornado chart* terhadap nilai NPV dari Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* - ECBM pada Sumatera

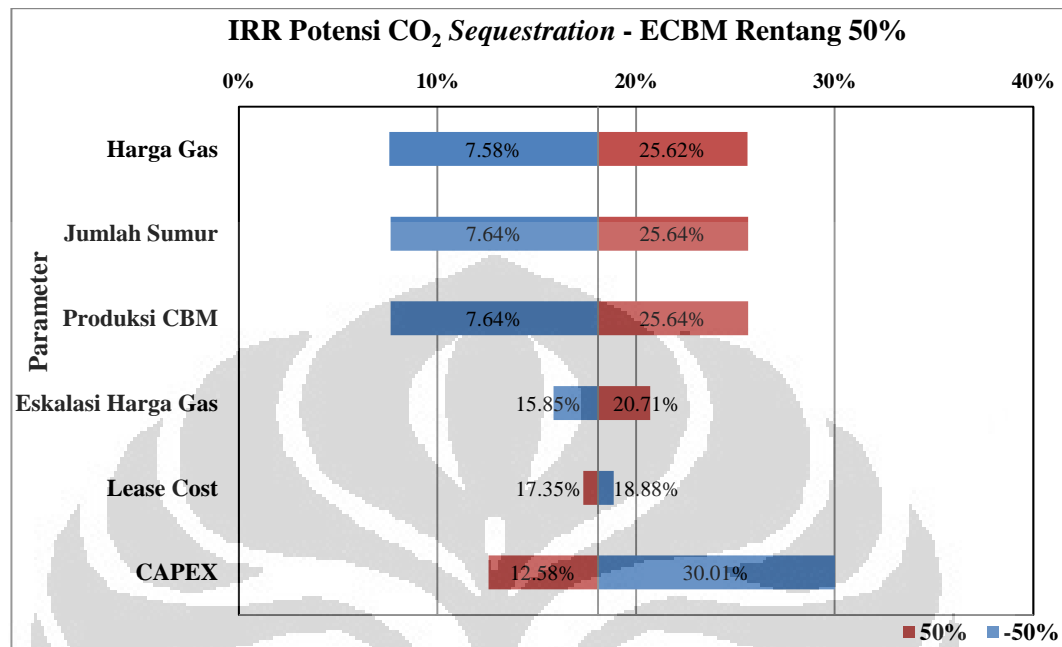
Selatan *Basin* dengan rentang perubahan 50% terhadap keenam parameter yang sama. Deskripsi grafik tersebut menjelaskan rentang perubahan NPV dengan harga positif terbesar pada Harga Gas sebesar \$ 1.127.654.062,34 sedangkan parameter dengan rentang perubahan NPV dengan harga negatif terbesar pada CAPEX dengan rentang sebesar \$ - 496.868.468,65. Dengan demikian dari grafik tersebut dapat disimpulkan pengaruh terbesar kesuksesan *project* ini jika dilihat dari perubahan nilai NPV tergantung pada kenaikan harga gas dan nilai CAPEX yang rendah.



**Gambar 4.26** Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Sumatera Selatan *Basin* Dengan Rentang Perubahan 50%

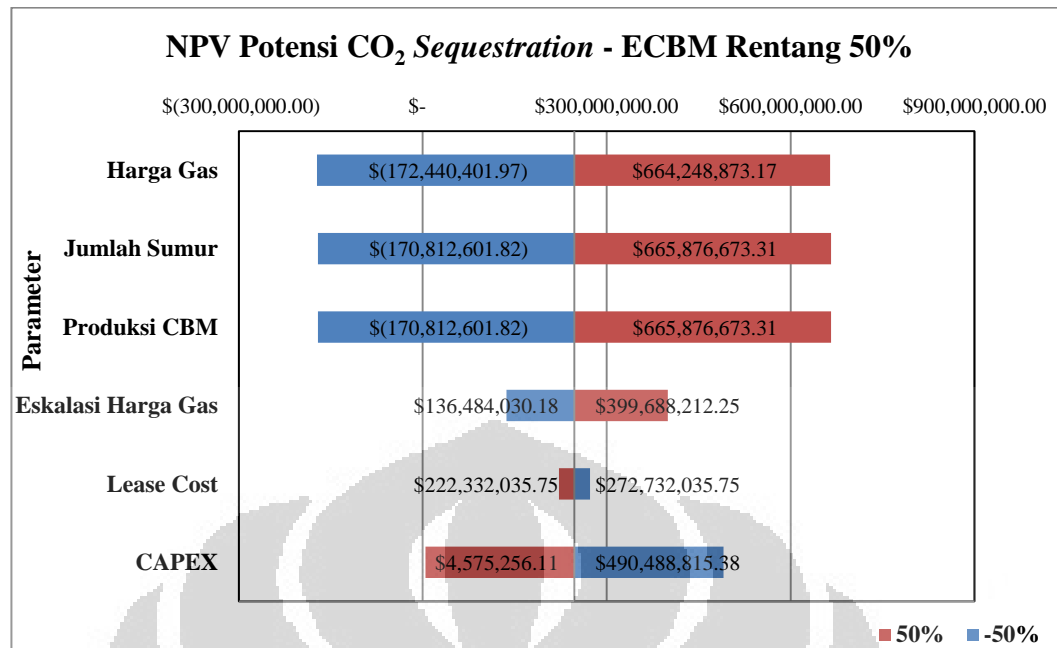
Grafik pada Gambar 4.27 menjelaskan *Tornado chart* terhadap IRR dari Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM pada Sumatera Tengah *Basin* dengan rentang perubahan 50% terhadap parameter CAPEX, *Lease Cost*, Harga gas, Eskalasi Harga Gas, Jumlah Sumur dan Produksi CBM. Grafik pada Gambar 4.27 menunjukkan rentang nilai positif terpanjang sebesar 18,03% pada parameter Harga Gas dan rentang nilai negatif terpanjang sebesar -17,43% pada parameter CAPEX dari keseluruhan parameter yang diuji. Dapat disimpulkan bahwa Harga Gas merupakan parameter yang mempengaruhi nilai positif IRR apabila terjadi

kenaikan persentase sedangkan parameter CAPEX mempengaruhi IRR bernilai negatif apabila mengalami perubahan kenaikan persentase.



**Gambar 4.27** Tornado chart IRR Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Sumatera Tengah Basin Dengan Rentang Perubahan 50%

Gambar 4.28 menjelaskan tentang Tornado chart terhadap nilai NPV dari Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM pada Sumatera Tengah Basin dengan rentang perubahan 50%. Dapat dideskripsikan dalam grafik tersebut rentang perubahan harga NPV pada CAPEX sebesar \$ - 485.913.559,27 , rentang harga NPV pada Lease Cost sebesar \$ - 50.400.000,00 , rentang harga NPV pada Eskalasi Harga Gas \$ 263.204.182,07 , rentang harga NPV pada Produksi CBM \$ \$ 836.689.275,14, pada Jumlah Sumur sebesar \$ 836.689.275,14 dan pada Harga Gas sebesar \$836.689.275,14. Rentang perubahan NPV dengan harga positif terbesar yaitu pada Harga Gas dan parameter dengan rentang perubahan NPV dengan harga negatif terbesar pada CAPEX. Sebagai kesimpulan yang didapat bahwa pengaruh terbesar kesuksesan *project* di Sumatera Tengah ini jika dilihat dari perubahan nilai NPV tergantung pada perubahan kenaikan nilai harga gas dan atau nilai CAPEX yang rendah.

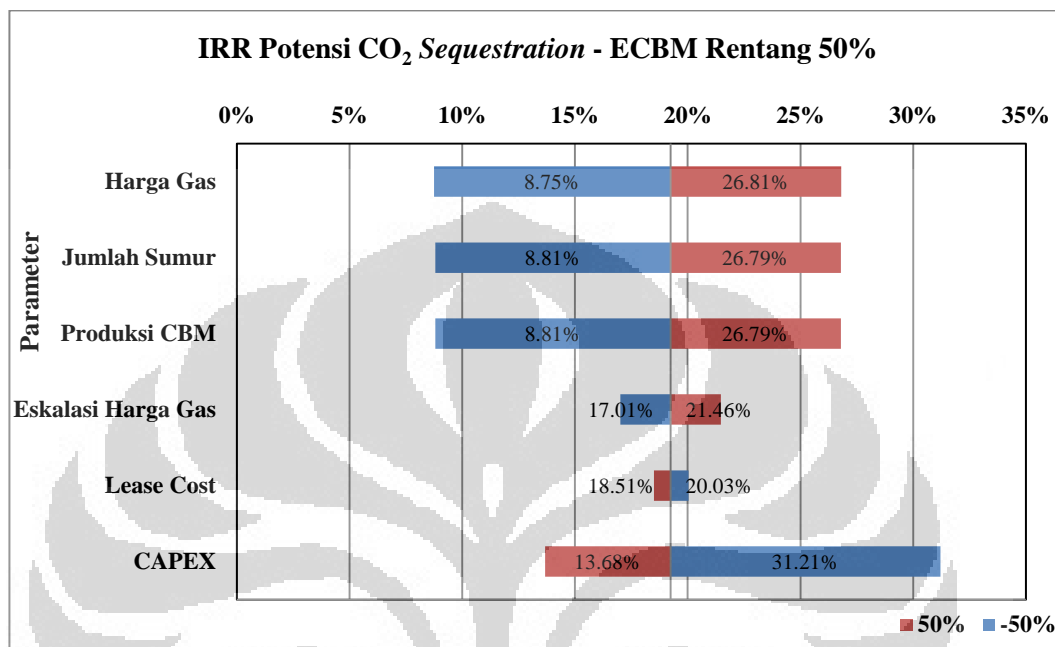


**Gambar 4.28** Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Sumatera Tengah Basin Dengan Rentang Perubahan 50%

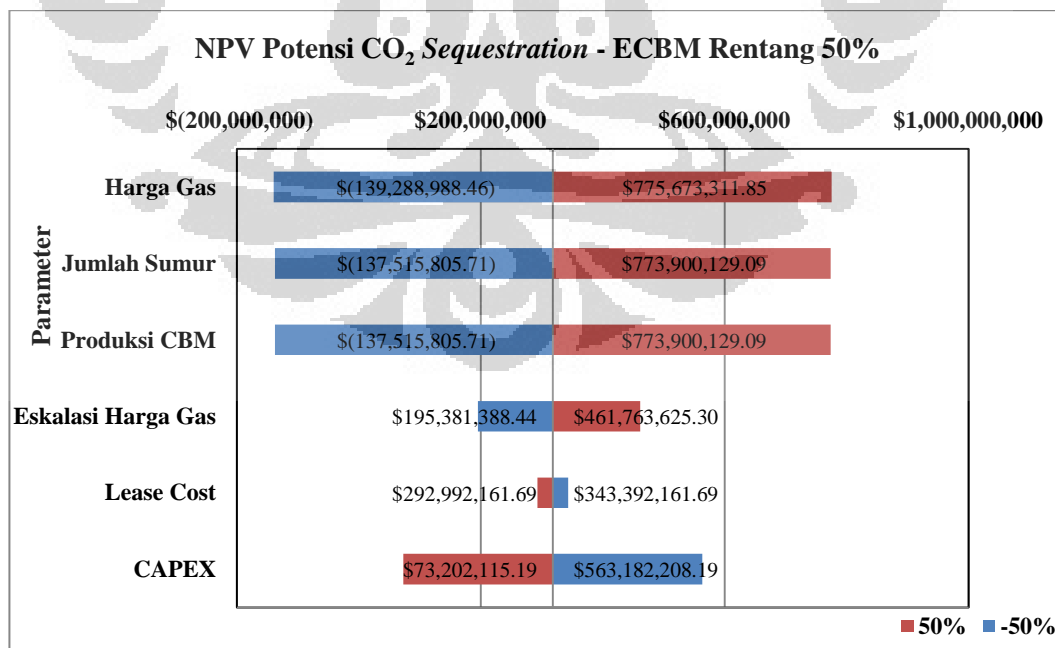
Grafik pada Gambar 4.29 menjelaskan *Tornado chart* terhadap IRR dari Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM pada Barito Basin dengan rentang perubahan 50%. Dalam grafik menunjukkan rentang nilai positif terpanjang sebesar 18,06% pada parameter Harga Gas dan rentang nilai negatif terpanjang sebesar -17,53% pada parameter CAPEX dari keseluruhan parameter yang diuji. Dapat disimpulkan bahwa Harga Gas merupakan parameter yang mempengaruhi nilai positif IRR apabila terjadi kenaikan persentase sedangkan parameter CAPEX mempengaruhi IRR bernilai negatif apabila mengalami perubahan kenaikan persentase.

Grafik dari gambar 4.30 menjelaskan tentang *Tornado chart* terhadap nilai NPV dari Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM pada Barito Basin dengan rentang perubahan 50%. Dapat dideskripsikan dalam grafik tersebut masing-masing rentang perubahan harga NPV pada CAPEX sebesar \$ - 489.980.093,00, rentang harga NPV pada Lease Cost sebesar \$ - 50.400.000,00, rentang harga NPV pada Eskalasi Harga Gas \$ 266.382.236,86, rentang harga NPV pada Produksi CBM \$ 911.415.934,81, pada Jumlah Sumur sebesar \$ 911.415.934,81 dan pada Harga Gas sebesar \$ 914.962.300,31. Rentang perubahan harga NPV dengan nilai positif terbesar yaitu pada Harga Gas dan parameter dengan rentang perubahan NPV

dengan nilai negatif terbesar pada CAPEX. Kesimpulan yang didapat bahwa pengaruh terbesar kesuksesan *project* di Barito ini jika dilihat dari perubahan nilai NPV tergantung pada perubahan kenaikan nilai harga gas dan atau nilai CAPEX yang rendah.

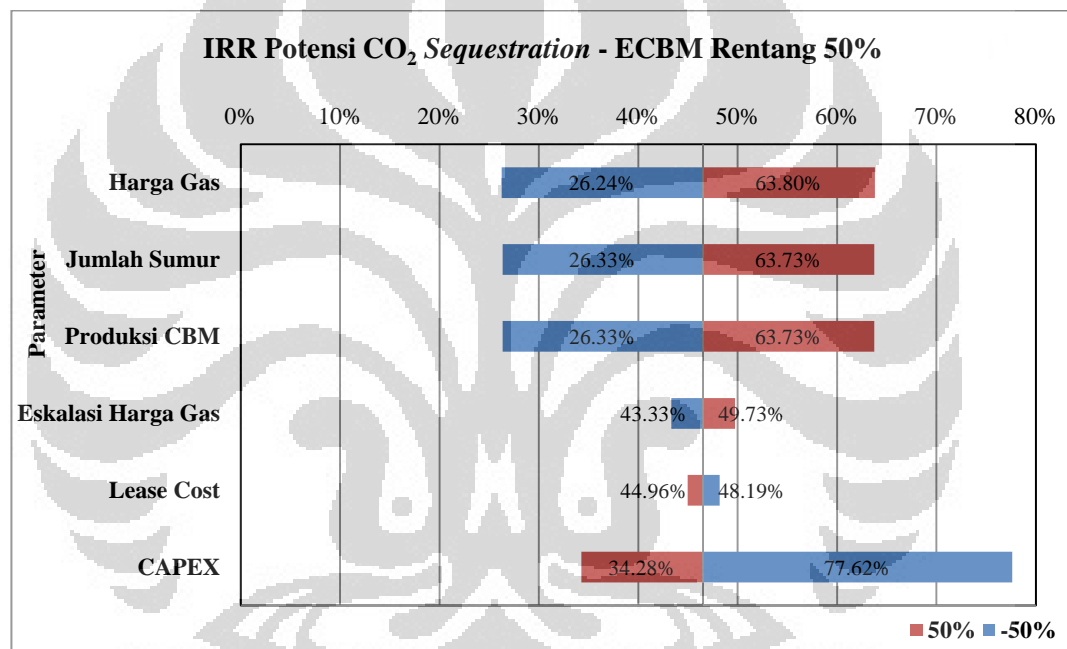


**Gambar 4.29** Tornado chart IRR Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Barito Basin Dengan Rentang Perubahan 50%



**Gambar 4.30** Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Barito Basin Dengan Rentang Perubahan 50%

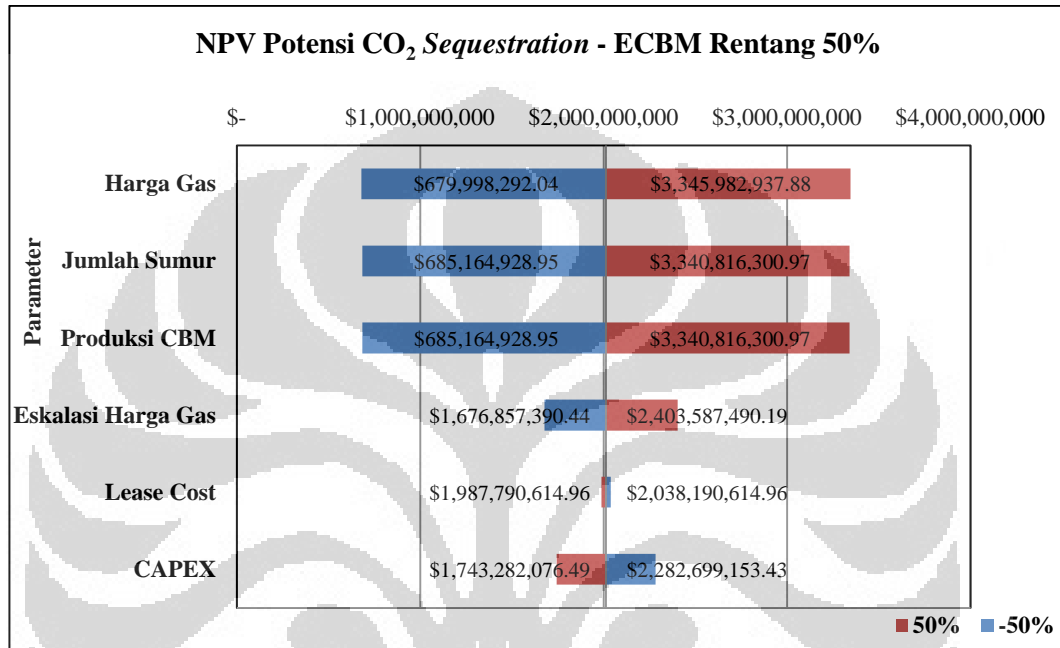
Grafik pada Gambar 4.31 menjelaskan *Tornado chart* terhadap IRR dari Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* - ECBM pada Kutei Basin dengan rentang perubahan 50%. Dalam grafik menunjukkan rentang nilai positif terpanjang sebesar 37,55% pada parameter Harga Gas dan rentang nilai negatif terpanjang sebesar - 43,34% pada parameter CAPEX dari keseluruhan parameter yang diuji. Dapat disimpulkan bahwa Harga Gas merupakan parameter yang mempengaruhi nilai positif IRR apabila terjadi kenaikan persentase sedangkan parameter CAPEX mempengaruhi IRR bernilai negatif apabila mengalami perubahan kenaikan persentase.



Gambar 4.31 *Tornado chart* NPV Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* - ECBM Kutei Basin Dengan Rentang Perubahan 50%

Grafik pada Gambar 4.32 menjelaskan tentang *Tornado chart* terhadap nilai NPV dari Potensi CO<sub>2</sub> *Sequestration* - ECBM pada Kutei Basin dengan rentang perubahan 50%. Dapat dideskripsikan dalam grafik tersebut masing-masing rentang perubahan harga NPV pada CAPEX sebesar \$ - 539.417.076,95, rentang harga NPV pada *Lease Cost* sebesar \$ - 50.400.000,00 , rentang harga NPV pada Eskalasi Harga Gas \$ 726.730.099,75 , rentang harga NPV pada Produksi CBM \$ 2.655.651.372,02, pada Jumlah Sumur sebesar \$ 2.655.651.372,02 dan pada Harga Gas sebesar \$ 2.665.984.645,85. Rentang

perubahan harga NPV dengan nilai positif terbesar yaitu pada parameter Harga Gas dan parameter dengan rentang perubahan NPV dengan nilai negatif terbesar pada CAPEX. Kesimpulan yang didapat bahwa pengaruh terbesar kesuksesan *project* di Kutei ini jika dilihat dari perubahan nilai NPV tergantung pada perubahan kenaikan nilai harga gas dan atau nilai CAPEX yang rendah.



Gambar 4.32 Tornado chart NPV Potensi CO<sub>2</sub> Sequestration - ECBM Kutei Basin Dengan Rentang Perubahan 50%

## BAB V

### KESIMPULAN

#### 5.1. KESIMPULAN

1. Secara *overall* nilai probabilitas yang diperoleh jika dilihat dari indikator yang mempengaruhi perkembangan potensi CO<sub>2</sub> – ECBM pada Sumatera Selatan 88,11%, Sumatera Tengah 78,66%, Kutei 78,2% dan Barito 73,94%.
2. Dari perhitungan analisis keekonomian *project* CO<sub>2</sub> – ECBM yang dilakukan dengan mempertimbangkan harga gas saat ini senilai \$ 2,57/MMBtu dan juga mengikuti aturan *Product Sharing Contract* (PSC) perkembangan CBM yang berlaku di Indonesia, maka Kutei *basin* merupakan daerah yang paling berprospektif di antara daerah *high prospective basins* lainnya. Dari perhitungan analisis didapat nilai NPV sebesar \$ 2.012.990.614,96 dengan nilai IRR 46,51 % dan *payback period* 5,77 atau sekitar 5 tahun 9 bulan 8 hari.
3. Dalam perhitungan analisis sensitivitas yang dilakukan, parameter yang mempengaruhi tingkat perubahan kenaikan persentase NPV dan IRR adalah nilai Harga Gas, Jumlah Sumur Produksi/Produksi CBM, sedangkan parameter yang berpengaruh terhadap penurunan persentase nilai NPV dan IRR adalah kenaikan nilai CAPEX. Nilai CAPEX sangat dipengaruhi oleh tingginya rasio dari volume CO<sub>2</sub> yang dibutuhkan untuk mendesorpsi unit volume CH<sub>4</sub> (minimal dibutuhkan 2 scm untuk kategori batubara bituminus).



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] EIA, “An atlas of pollution: the world in carbon dioxide emissions”, 2009.
- [2] Sudibandriyo. M, “CO<sub>2</sub> sequestration on Indonesia Coalbed”, The 1<sup>st</sup> International Seminar on Fundamental & Application of Chemical Engineering, Surabaya, November 3 – 4, 2010.
- [3] Wong. S, W.D. Gunter, “Economics of CO<sub>2</sub> sequestration in Coalbed Methane Reservoirs”, 2000.
- [4] ESDM, “LNG Dari CBM Diharapkan Dapat Terwujud Sebelum 2014”  
Diakses 14 November 2011 dari <http://www.esdm.go.id/berita/umum/37-umum/3478-lng-dari-cbm-diharapkan-dapat-terwujud-sebelum-2014>
- [5] Charles, W. B, Hugh. D. G. “Carbon dioxide sequestration Potential in coalbed deposits”, 2006.
- [6] Bloomberg Energy, “Energy and Oil Price : Natural Gas, Electricity and Oil Price”,  
Diakses pada 22 November 2011 dari <http://www.bloomberg.com/energy/>
- [7] KEMENLU RI, “Ketahanan Energi di Indonesia”, Diakses 14 November 2011 dari <http://www.kemlu.go.id/Pages/IIssueDisplay.aspx?IDP=27&l=id>
- [8] ALL.LLC – Consulting Technology Integrators for Government and Industry, “Handbook on CoalBed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives”, Tulsa – Oklahoma, July 2003.
- [9] S.S. Rita Susilawati, “Gas Methane dalam Batubara”, Geologi Populer 2008.
- [10] <http://accessscience.com/content/Coalbed%20methane/757500>
- [11] Fluid Movement in Coal Seams, Diakses pada 22 November 2011 dari <http://www.sigra.com.au/en/services/coal-seam-reservoircharacterisation/fluid-movement/fluid-movement-in-coal-seams?pop=1&tmpl=component&print=1>

- [12] Safrian Adam Farizi, "Coal Bed Methane: Dari Dalam Bumi Membawa Solusi Sebuah Tinjauan Singkat Dari Segi Teknis dan Keekonomian" Teknik Perminyakan ITB.
- [13] Gorucu, F.B., Jikich, S.A., Bomhal, G.S., Sams, W.N., Ertekin, T. M., and Smith, D.H. "Matrix Shrinkage and Swelling Effects on Economics of Enhanced Coalbed Methane Production and CO<sub>2</sub> Sequestration in Coal," paper SPE 97963 presented at the 2005 SPE Eastern Regional meeting, Morgantown, WV, 14-16 September, 2005.
- [14] Tim Kajian Batubara Nasional, *Kelompok Kajian Kebijakan Mineral dan Batubara*, Pusat Litbang Teknologi Mineral dan Batubara 2006.
- [15] Fitzgerald, J. E., Pan, Z., Sudibandryio, M., Robinson, R. L. Jr., Gasem, K. A. M., "Modeling the Adsorption of CO<sub>2</sub>, Methane and Nitrogen in Coalbeds", Oklahoma State University, 2003.
- [16] Gunter, W.D., Wong, S., Cheel, D.B., Sjostrom, G. "Large carbon dioxide sinks: their role in the mitigation of greenhouse gases from an international", National (Canada) and Provincial (Alberta) perspective, *Appl. Energy* 61, 209-227, 1998.
- [17] Kroose, B.M., van Bergen, Gensterblum Y., Siemons, N., Pagnier, H.J.M. and David, P., "High-Pressure Methane and Carbon Dioxide Adsorption on Dry and Moisture-Equilibrated Pennsylvanian Coals", *International Journal of Coal Geology*, p. 51, 69-92, 2002.
- [18] IEA Green House Gas R&D Programme. "Enhanced Coalbed Methane Recovery with CO<sub>2</sub> Sequestration", Report Number PH3/3, August 1999.
- [19] Curt M. White, Duane H. Smith, Kenneth L. Jones, Angela L. Goodman, Sinisha A. Jikich, Robert B. LaCount, Stephen B. DuBose, Ekrem Ozdemir, Badie I. Morsi, and Karl T. Schroeder, "Sequestration of Carbon Dioxide in Coal with Enhanced Coalbed Methane Recovery A Review", National Energy Technology Laboratory, West Virginia 26505, 2010.

- [20] Scott R. Reeves, Darrell W. Davis and Anne Y. Oudinot, "Technical and Economic Sensitivity Study of ECBM Recovery and Carbon Sequestration in Coal", April 2004, 2004.
- [21] Yang R.T., "Gas Separation by Adsorption Processes", (Chapter 4), London: Imperial College Press, 1997.
- [22] Cui, X., Bustin, R.M. and Dipple, G., "Selective Transport of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub> in Coals: insights from Modeling of Experimental Gas Adsorption Data, Fuel", p. 83, 293-303, 2003.
- [23] Busch, A., Gensterblum Y., and Krooss B.M., "High Pressure Thermodynamic and Kinetic Gas Sorption Experiments with Single- and Mixed Gases on Coal", The RECOPOL Project, presented at the *2nd International Workshop on Research Relevant to CO<sub>2</sub> Sequestration in coal Seam*, Tokyo, 25 October, p. 39-55. 2003.
- [24] Shi, J.Q. and Durucan, S., "A Numerical Simulation Study of the Allison Unit CO<sub>2</sub>-ECBM Pilot: the Impact of Matrix Shrinkage and Swelling on ECBM Production and CO<sub>2</sub> Injectivity", In E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Eds.), *Proceedings of 7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations*, IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK, 2004.
- [25] Cui, X., "Sequestration by sorption on organic matter", Presented at the third International Forum on Geologic Sequestration of CO<sub>2</sub> in Deep, Unmineable Coal seams (Coal-SeqIII) Baltimore MD, March 25-26. 2004. Diakses dari [http://www.coal-seq.com/Forum\\_III.htm](http://www.coal-seq.com/Forum_III.htm)
- [26] Shi, J.Q. and Durucan, S. "CO<sub>2</sub> Storage in Deep Unmineable Coal Seams", *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 60 (2005), No. 3, pp. 547-558, Institut français du pétrole. 2005.
- [27] Levine, J.R., R. Gayer and I. Harris, "Model Study of the Influence of Matrix Shrinkage on Absolute Permeability Coal Bed Reservoirs, Coalbed Methane and Coal Geology", *Geological Society Special Publication*, p. 109, 197. 1996.

- [28] Pashin, J.C. and McIntyre, M.R., “Temperature – in coalbed methane reservoirs of the Black Warrior basin: implications for carbon sequestration and enhanced coalbed methane recovery”, *International Journal of Coal Geology*, p. 54:167-183, 2003.
- [29] Stevens, S.H., Spector, D., and Riemer, P. “Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO<sub>2</sub> Injection: Worldwide Resource and CO<sub>2</sub> Sequestration Potential”, *SPE 48881*, presented at the *1998 SPE International Conference and Exhibition in China* held in Beijing, China, 2-6 November. 1998.
- [30] Paul E. Degarmo, Sullivan W.G., Bontadelli, J.A., Wicks, E.M., “Engineering Economy” 11Ed, PT. Prenhallindo Jakarta Indonesia, 1997.
- [31] S. Wong, W.D. Gunter and John Gale, (2008), “*Site Ranking for CO<sub>2</sub>-Enhanced Coalbed Methane Demonstration Pilots*”, Alberta Research Council, Edmonton, Canada, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Stoke Orchard, Cheltenham, Gloucestershire, GL524RZ, UK. 2008.
- [32] Heddle. G, Herzog. H, Klett. M, “The Economics of CO<sub>2</sub> Storage”, Laboratory for Energy and The Environment, MIT LFEE, August 2003, 2003.
- [33] Rudhy. R, Goldberg. P, “Economic Evaluation of CO<sub>2</sub> Storage and Sink Enhancement Options”, EPRI, Interim Report, Palo Alto, Cosponsor TVA Reservation Road Muscle Shoals, AL 35661 and U.S. DOE, Washington DC, December 2002.
- [34] Agrawal Angeni, “The Economic Feasibility of ECBM recovery using CO<sub>2</sub> Sequestration Using CO<sub>2</sub> in the San Juan Basin”, Texas A&M University. 2007.



## LAMPIRAN 1

### PEMBOBOTAN INDIKATOR

#### 1.1. PEMBOBOTAN SUMATRA SELATAN BASIN

<b>I. Potensial Market</b>						<b>SUMATRA SELATAN</b>
<b>Bobot</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>SCORE</b>
1. Jarak sumur kekonsumen ( <i>residential</i> , Industri, Komesial, Transportasi)	0 - 100 Km	100 - 500 Km	500 - 1000 Km	1000 - 2000 Km	> 2000 Km	5
2. <i>Gas demand</i>	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	5
3. <i>Wellhead gas price</i> (untuk menangkap CO <sub>2</sub> )	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	4
4. <i>Wellhead gas price</i> (\$/Mscf)	> \$ 5	\$ 4 – 5	\$ 3 – 4	\$ 2 – 3	\$ 1 – 2	4
<b>II. Potensial Produksi</b>						
<b>Bobot</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>SCORE</b>
1. Jenis Batubara	Medium bituminus	<i>High Volatile bituminous</i>	Sub-bituminus A	Sub-bituminus B	< Sub-bituminus C	3.5
2. Permeabilitas ( <i>Milli Darcies</i> )	> 20 mD	20 – 15 Md	15 – 10 mD	10 – 5 mD	1 – 5 mD	3
3. Cadangan Batubara( <i>Giga ton</i> )	> 1000 Gt	700 – 1000 Gt	500 – 700 Gt	300 – 500 Gt	< 300 Gt	3
4. Cadangan CBM ( <i>Trillion Cubic Feet</i> )	> 120 TCF	90 – 120 TCF	60 – 90 TCF	30 – 60 TCF	< 30 TCF	5
5. <i>Coalseam thickness</i>	> 20 m	15 – 20 m	10 – 15 m	5 – 10 m	< 5 m	5
6. <i>Water properties</i>	< 5 %	5 – 10 %	10 – 15 %	15 – 20 %	> 20 %	4
7. LuasCekungan (Km <sup>2</sup> )	> 80.000	60.000 – 80.000	40.000 – 60.000	20.000 – 40.000	< 20.000	4

(Sambungan Tabel Sebelumnya ...)

<b>III. ECBM Resources/ CO<sub>2</sub> Storage Potential</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. <i>Site Gas Potential</i> (Bcf/sq. mile)	> 10	8 – 10	6 – 8	4 – 6	< 4	5
2. <i>Prospective Gas in Place</i> (Gm <sup>3</sup> )	> 3000	2000 – 3000	1000 – 2000	200 – 1,000	< 200	5
3. <i>CO<sub>2</sub> storage potential</i>	> 800 Mt	800 – 500 Mt	500 – 200 Mt	100 - 200 Mt	< 100	4
4. <i>Ratio of CO<sub>2</sub> sorbed/ CH<sub>4</sub> released</i>	2	10				4
5. <i>Geologi (faulting, folding)</i>	<i>Simple</i>	<i>Moderate</i>	<i>Complex</i>			4
<b>IV. Potensial Supply CO<sub>2</sub></b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jarak dari Sumber CO <sub>2</sub> ke <i>site</i>	< 800 Km	800 - 1000 Km	1000 - 1200 Km	1200 - 1400 Km	> 1400 Km	5
2. Kualitas CO <sub>2</sub> (IGCC, NGCC, PC)	IGCC	NGCC	PC			5
3. Kuantitas <i>supply</i> CO <sub>2</sub> yang untuk <i>project</i>	<i>Pure gas</i>	<i>Flue Gas</i>				4,5
4. Kandungan CO <sub>2</sub> yang di- <i>supply</i> (t/d)	> 4000	3000 – 4000	2000 - 3000	1000 – 2000	< 1000	5
5. <i>Avability</i> Kandungan CO <sub>2</sub> disekitar	<i>Excellent</i> (> 50%)	<i>Good</i> (40 - 50%)	<i>Moderate</i> (30–40 %)	<i>Fair</i> (20 - 30 %)	<i>Poor</i> < 20%	4
<b>V. Biaya Infrastruktur Site (Financing - ability)</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Regulasi pemerintah	<i>Excellent</i> <i>Strongly support</i>	<i>Good</i> <i>Good support</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i> <i>Fairly Support</i>	<i>Poor</i> <i>Poorly Support</i>	5
2. <i>Development cost</i> atau Tingkat biaya yang direferensikan seperti <i>San Juan Basin pilot-project</i> (Menangkap CO <sub>2</sub> , biaya kedalaman pengeboran, dan strukturisasi biaya umum lainnya).	<i>Equivalent with SJB</i>	SJB + 50 %	SJB + 100 %	SJB + 200%	SJB+ 300%	4

## 1.2. PEMBOBOTAN BARITO BASIN

<b>I. Potensial Market</b>						<b>BARITO</b>
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jarak sumur kekonsumen ( <i>residential</i> , Industri, Komesial, Transportasi)	0 - 100 Km	100 - 500 Km	500 - 1000 Km	1000 - 2000 Km	> 2000 Km	4
2. <i>Gas demand</i>	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	3
3. <i>Wellhead gas price</i> (untuk menangkap CO <sub>2</sub> )	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	2
4. <i>Wellhead gas price</i> (\$/Mscf)	> \$ 5	\$ 4 – 5	\$ 3 – 4	\$ 2 – 3	\$ 1 – 2	4
<b>II. Potensial Produksi</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jenis Batubara	Medium bituminus	<i>High Volatile</i> bituminus	Sub-bituminus A	Sub-bituminus B	< Sub-bituminus C	3
2. Permeabilitas ( <i>Milli Darcies</i> )	> 20 mD	20 – 15 mD	15 – 10 mD	10 – 5 mD	1 – 5 mD	2
3. Cadangan Batubara ( <i>Giga ton</i> )	> 1000 Gt	700 – 1000 Gt	500 – 700 Gt	300 – 500 Gt	< 300 Gt	3
4. Cadangan CBM ( <i>Trillion Cubic Feet</i> )	> 120 TCF	90 – 120 TCF	60 – 90 TCF	30 – 60 TCF	< 30 TCF	4
5. <i>Coalseam thickness</i>	> 20 m	15 – 20 m	10 – 15 m	5 – 10 m	< 5 m	4
6. <i>Water properties</i>	< 5 %	5 – 10 %	10 – 15 %	15 – 20 %	> 20 %	3
7. Luas Cekungan (Km <sup>2</sup> )	> 80,000	60,000 - 80,000	40,000 - 60,000	20,000 - 40,000	< 20,000	4
<b>III. ECBM Resources/ CO<sub>2</sub> Storage Potential</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. <i>Site Gas Potential</i> (Bcf/sq. mile)	> 10	8 – 10	6 – 8	4 – 6	< 4	4
2. <i>Prospective Gas in Place</i> (Gm <sup>3</sup> )	> 3000	2000 – 3000	1000 – 2000	200 – 1,000	< 200	4
3. <i>CO<sub>2</sub> storage potential</i>	> 800 Mt	800 – 500 Mt	500 – 200 Mt	100 - 200 Mt	< 100	5
4. <i>Ratio of CO<sub>2</sub> sorbed/ CH<sub>4</sub> released</i>	2	10				4
5. Geologi ( <i>faulting, folding</i> )	<i>Simple</i>	<i>Moderate</i>	<i>Complex</i>			4



(Sambungan Tabel Sebelumnya ...)

<b>IV. Potensial Supply CO<sub>2</sub></b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jarak dari sumber CO <sub>2</sub> kesite	< 800 Km	800 - 1000 Km	1000 - 1200 Km	1200 - 1400 Km	> 1400 Km	4
2. Kualitas CO <sub>2</sub> (IGCC, NGCC, PC)	IGCC	NGCC	PC			4,5
3. Kuantitas supply CO <sub>2</sub> yang untuk project	<i>Pure gas</i>	<i>Flue Gas</i>				4,5
4. Kandungan CO <sub>2</sub> yang di-supply (t/d)	> 4000	3000 – 4000	2000 - 3000	1000 – 2000	< 1000	4
5. Avability Kandungan CO <sub>2</sub> disekitar	<i>Excellent</i> (> 50%)	<i>Good</i> (40 - 50%)	<i>Moderate</i> (30-40 %)	<i>Fair</i> (20 - 30 %)	<i>Poor</i> < 20%	3
<b>V. Biaya Infrastruktur Site (Financing ability)</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Regulasi pemerintah	<i>Excellent</i> ( <i>Strongly support</i> )	<i>Good</i> ( <i>Good Support</i> )	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i> ( <i>Fairly Support</i> )	<i>Poor</i> ( <i>Poorly Support</i> )	4
2. <i>Development cost</i> atau Tingkat biaya yang direferensikan seperti San Juan Basin pilot-project (Menangkap CO <sub>2</sub> , biaya kedalaman pengeboran, dan strukturisasi biaya umum lainnya).	<i>Equivalent with</i> SJB	SJB + 50 %	SJB + 100 %	SJB + 200%	SJB+ 300%	3,5

### 1.3. PEMBOBOTAN KUTEI BASIN

<b>I. Potensial Market</b>						<b>KUTEI</b>
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jarak sumur kekonsumen ( <i>residential</i> , Industri, Komesial, Transportasi)	0 - 100 Km	100 - 500 Km	500 - 1000 Km	1000 - 2000 Km	> 2000 Km	4
2. <i>Gas demand</i>	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	3
3. <i>Wellhead gas price</i> (untuk menangkap CO <sub>2</sub> )	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	2
4. <i>Wellhead gas price</i> (\$/Mscf)	> \$ 5	\$ 4 – 5	\$ 3 – 4	\$ 2 – 3	\$ 1 – 2	4
<b>II. PotensialProduksi</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jenis Batubara	Medium bituminus	<i>High Volatile</i> bituminus	Sub-bituminus A	Sub-bituminus B	< Sub-bituminus C	4,5
2. Permeabilitas ( <i>Milli Darcies</i> )	> 20 mD	20 – 15 mD	15 – 10 mD	10 – 5 mD	1 – 5 mD	3
3. Cadangan Batubara ( <i>Giga ton</i> )	> 1000 Gt	700 – 1000 Gt	500 – 700 Gt	300 – 500 Gt	< 300 Gt	3
4. Cadangan CBM ( <i>Trillion Cubic Feet</i> )	> 120 TCF	90 – 120 TCF	60 – 90 TCF	30 – 60 TCF	< 30 TCF	3
5. <i>Coalseam thickness</i>	> 20 m	15 – 20 m	10 – 15 m	5 – 10 m	< 5 m	3
6. <i>Water properties</i>	< 5 %	5 – 10 %	10 – 15 %	15 – 20 %	> 20 %	4
7. Luas Cekungan (Km <sup>2</sup> )	> 80,000	60,000 - 80,000	40,000 - 60,000	20,000 - 40,000	< 20,000	4
<b>III. ECBM Resources/ CO<sub>2</sub>Storage Potential</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. <i>Site Gas Potential</i> (Bcf/sq. mile)	> 10	8 – 10	6 – 8	4 – 6	< 4	4
2. <i>Prospective Gas in Place</i> (Gm <sup>3</sup> )	> 3000	2000 – 3000	1000 – 2000	200 – 1,000	< 200	5
3. <i>CO<sub>2</sub> storage potential</i>	> 800 Mt	800 – 500 Mt	500 – 200 Mt	100 - 200 Mt	< 100	5
4. <i>Ratio of CO<sub>2</sub> sorbed/ CH<sub>4</sub> released</i>	2	10				5
5. <i>Geologi (faulting, folding)</i>	<i>Simple</i>	<i>Moderate</i>	<i>Complex</i>			5

(Sambungan Tabel Sebelumnya ...)

<b>IV. Potensial Supply CO<sub>2</sub></b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jarak dari sumber CO <sub>2</sub> kesite	< 800 Km	800 - 1000 Km	1000 - 1200 Km	1200 - 1400 Km	> 1400 Km	4
2. Kualitas CO <sub>2</sub> (IGCC, NGCC, PC)	IGCC	NGCC	PC			4,5
3. Kuantitas supply CO <sub>2</sub> yang untuk project	Pure gas	Flue Gas				4,5
4. Kandungan CO <sub>2</sub> yang di-supply (t/d)	> 4000	3000 – 4000	2000 - 3000	1000 – 2000	< 1000	4
5. Availability kandungan CO <sub>2</sub> disekitar	Excellent (> 50%)	Good (40 - 50%)	Moderate (30-40 %)	Fair (20 - 30 %)	Poor < 20%	3
<b>V. Biaya Infrastruktur Site (Financing ability)</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Regulasi pemerintah	Excellent (Strongly support)	Good (Good Support)	Moderate	Fair (Fairly Support)	Poor (Poorly Support)	4
2. Development cost atau Tingkat biaya yang direferensikan seperti San Juan Basin pilot-project (Menangkap CO <sub>2</sub> , biaya kedalaman pengeboran, dan strukturisasi biaya umum lainnya).	Equivalent with SJB	SJB + 50 %	SJB + 100 %	SJB + 200%	SJB+ 300%	4

#### 1.4. PEMBOBOTAN SUMATRA TENGAH BASIN

I. Potensial Market						SUMATRA TENGAH
Bobot	5	4	3	2	1	SCORE
1. Jarak sumur kekonsumen ( <i>residential</i> , Industri, Komesial, Transportasi)	0 - 100 Km	100 - 500 Km	500 - 1000 Km	1000 - 2000 Km	> 2000 Km	5
2. <i>Gas demand</i>	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	4
3. <i>Wellhead gas price</i> (untuk menangkap CO <sub>2</sub> )	<i>Excellent</i>	<i>High</i>	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>	4
4. <i>Wellhead gas price</i> (\$/Mscf)	> \$ 5	\$ 4 – 5	\$ 3 – 4	\$ 2 – 3	\$ 1 – 2	4
II. Potensial Produksi						
Bobot	5	4	3	2	1	SCORE
1. Jenis Batubara	Medium bituminus	<i>High Volatile</i> bituminus	Sub-bituminus A	Sub-bituminus B	< Sub-bituminus C	3
2. Permeabilitas ( <i>Milli Darcies</i> )	> 20 mD	20 – 15 mD	15 – 10 mD	10 – 5 mD	1 – 5 mD	3
3. Cadangan Batubara ( <i>Giga ton</i> )	> 1000 Gt	700 – 1000 Gt	500 – 700 Gt	300 – 500 Gt	< 300 Gt	3
4. Cadangan CBM ( <i>Trillion Cubic Feet</i> )	> 120 TCF	90 – 120 TCF	60 – 90 TCF	30 – 60 TCF	< 30 TCF	2
5. <i>Coalseam thickness</i>	> 20 m	15 – 20 m	10 – 15 m	5 – 10 m	< 5 m	2
6. <i>Water properties</i>	< 5 %	5 – 10 %	10 – 15 %	15 – 20 %	> 20 %	3
7. Luas Cekungan (Km <sup>2</sup> )	> 80,000	60,000 - 80,000	40,000 - 60,000	20,000 - 40,000	< 20,000	3
III. ECBM Resources/ CO <sub>2</sub> Storage Potential						
Bobot	5	4	3	2	1	SCORE
1. <i>SiteGas Potential</i> (Bcf/sq. mile)	> 10	8 – 10	6 – 8	4 – 6	< 4	5
2. <i>Prospective Gas in Place</i> (Gm <sup>3</sup> )	> 3000	2000 – 3000	1000 – 2000	200 – 1,000	< 200	4
3. CO <sub>2</sub> storage potential	> 800 Mt	800 – 500 Mt	500 – 200 Mt	100 - 200 Mt	< 100	3
4. <i>Ratio of CO2 sorbed/ CH4 released</i>	2	10				4
5. Geologi ( <i>faulting, folding</i> )	<i>Simple</i>	<i>Moderate</i>	<i>Complex</i>			4

(Sambungan Tabel Sebelumnya ...)

<b>IV. Potensial Supply CO<sub>2</sub></b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Jarak dari sumber CO <sub>2</sub> ke <i>site</i>	< 800 Km	800 - 1000 Km	1000 - 1200 Km	1200 - 1400 Km	> 1400 Km	5
2. Kualitas CO <sub>2</sub> (IGCC, NGCC, PC)	IGCC	NGCC	PC			5
3. Kuantitas <i>supply</i> CO <sub>2</sub> yang untuk <i>project</i>	<i>Pure gas</i>	<i>Flue Gas</i>				4,5
4. Kandungan CO <sub>2</sub> yang di- <i>supply</i> (t/d)	> 4000	3000 – 4000	2000 - 3000	1000 – 2000	< 1000	5
5. <i>Avability</i> kandungan CO <sub>2</sub> disekitar	<i>Excellent</i> (> 50%)	<i>Good</i> (40 - 50%)	<i>Moderate</i> (30–40 %)	<i>Fair</i> (20 - 30 %)	<i>Poor</i> < 20%	4
<b>V. Biaya Infrastruktur Site (Financing ability)</b>						
<b>Bobot</b>	5	4	3	2	1	<b>SCORE</b>
1. Regulasi pemerintah	<i>Excellent</i> ( <i>Strongly support</i> )	<i>Good</i> ( <i>Good Support</i> )	<i>Moderate</i>	<i>Fair</i> ( <i>Fairly Support</i> )	<i>Poor</i> ( <i>Poorly Support</i> )	4
2. <i>Development cost</i> atau Tingkat biaya yang direferensikan seperti San Juan <i>Basin pilot-project</i> (Menangkap CO <sub>2</sub> , biaya kedalaman pengeboran, dan strukturisasi biaya umum lainnya).	<i>Equivalent with</i> SJB	SJB + 50 %	SJB + 100 %	SJB + 200%	SJB+ 300%	4

## 2. PROBABILITY SCORING

<i>Basin</i>	SUMATRA SELATAN	BARITO	KUTEI	SUMATRA TENGAH
<b>NO</b>	<b>Potensi Market</b>			
1	5	4	4	5
2	5	3	3	4
3	4	2	2	4
4	4	4	4	4
<i>Sum</i>	18	13	13	17
<i>Probability scoring</i>	<b>0,9</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,85</b>
	<b>Potensi Produksi</b>			
1	3,5	3	4,5	3
2	3	2	3	3
3	3	3	3	3
4	5	4	3	2
5	5	4	3	2
6	4	3	4	3
7	4	4	4	3
<i>Sum</i>	27,5	23	24,5	19
<i>Probability scoring</i>	<b>0,79</b>	<b>0,66</b>	<b>0,7</b>	<b>0,54</b>
	<b>ECBM Resources/ CO<sub>2</sub> Storage Potential</b>			
1	5	4	4	5
2	5	4	5	4
3	4	5	5	3
4	4	4	5	4
5	4	4	5	4
<i>Sum</i>	22	21	24	20
<i>Probability scoring</i>	<b>0,88</b>	<b>0,84</b>	<b>0,96</b>	<b>0,8</b>

(Sambungan Tabel Sebelumnya ...)

	<b>Potensial Supply CO<sub>2</sub></b>			
<b>1</b>	5	4	4	5
<b>2</b>	5	4,5	4,5	5
<b>3</b>	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>4</b>	5	4	4	5
<b>5</b>	4	3	3	4
<i>Sum</i>	23,5	20	20	23,5
<i>Probability scoring</i>	<b>0,94</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,94</b>
	<b>Biaya Infrastruktur Site (Financing ability)</b>			
<b>1</b>	5	4	4	4
<b>2</b>	4	3,5	4	4
<i>Sum</i>	9	7,5	8	8
<i>Probability scoring</i>	<b>0,9</b>	<b>0,75</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>

### 3. PROBABILITY SCORING HIGH PROSPECTIVE BASIN

<b>Indikator</b>	<i>Basin</i>				
		<b>SUMATERA SELATAN</b>	<b>BARITO</b>	<b>KUTEI</b>	<b>SUMATERA TENGAH</b>
1. Potensi Market		0,90	0,65	0,65	0,85
2. Potensi Produksi		0,79	0,66	0,70	0,54
3. ECBM/ CO <sub>2</sub> Storage Potential		0,88	0,84	0,96	0,80
4. Potensial supply CO <sub>2</sub>		0,94	0,80	0,80	0,94
5. Infrastructure Cost (Financing ability)		0,90	0,75	0,80	0,80
<b>Overall probability</b>		<b>0,8811</b>	<b>0,7394</b>	<b>0,7820</b>	<b>0,7866</b>

## LAMPIRAN 2

- Perhitungan1 ModuleCO<sub>2</sub> – ECBM

PARAMETER	UNIT	VALUE
<b>CAPITAL COST</b>		
<b>INJECTION EQUIPMENT :</b>		
Plant	\$/module	104.455
Distribution Lines	\$/module	70.182
Header	\$/module	55.545
Electrical Service	\$/module	87.818
<b>PRODUCTION EQUIPMENT :</b>		
Tubing	\$/module	40.800
Rods & Pumps	\$/module	39.200
Pumping Equipment	\$/module	340.000
<b>Gathering System:</b>		
Flowlines	\$/module	42.500
Manifold	\$/module	42.600
Gathering Compressor	\$/module	105.000
Sales Gas Compressor	\$/module	3.970.000
<b>Lease Equipment:</b>		
Producing Separator	\$/module	12.400
Storage Tanks	\$/module	76.600
Accessory Equipment	\$/module	35.800
Disposal System	\$/module	96.700
<b>Production &amp; Injection Wells</b>	\$/module	1.446.601
<b>O&amp;M COSTS</b>		
<b>Normal Daily Expenses:</b>		
Supervision & Overhead	\$/module	50.245
Labor	\$/module	39.936
Consumables	\$/module	7.664
Operative Supplies	\$/module	4.518
Auto Usage	\$/module	7.900
Pumping & Field Power	\$/kW-hr	0,044
Gathering Compressor	\$/kW-hr	0,044
Sales Gas Compressor	\$/kW-hr	0,044
<b>Surface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>		
Labor (roustabout)	\$/module	18.282
Supplies & Services	\$/module	27.182
Equipment Usage	\$/module	7.064
Other	\$/module	2.782
<b>Subsurface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>		
Workover Rig Services	\$/module	30.518
Remedial Services	\$/module	8.145
Equipment Repair	\$/module	7.400
Other	\$/module	6.764



### LAMPIRAN 3

- **Estimasi Harga Gas Dengan Eskalasi 2,5% per tahun**

(<http://www.wtrg.com/daily/gasprice.html>)

<b>YEAR</b>	<b>GAS PRICE (per mmbtu)</b>	<b>GAS PRICE (per mcf) *)</b>
2012	\$2,57	\$2,63
2013	\$2,63	\$2,70
2014	\$2,70	\$2,77
2015	\$2,77	\$2,84
2016	\$2,84	\$2,91
2017	\$2,91	\$2,98
2018	\$2,98	\$3,05
2019	\$3,05	\$3,13
2020	\$3,13	\$3,21
2021	\$3,21	\$3,29
2022	\$3,29	\$3,37
2023	\$3,37	\$3,46
2024	\$3,46	\$3,54
2025	\$3,54	\$3,63
2026	\$3,63	\$3,72
2027	\$3,72	\$3,82
2028	\$3,82	\$3,91
2029	\$3,91	\$4,01
2030	\$4,01	\$4,11
2031	\$4,11	\$4,21
2032	\$4,21	\$4,32
2033	\$4,32	\$4,42
2034	\$4,42	\$4,54
2035	\$4,54	\$4,65

\*) Harga gas \$/ MMBtu dikalikan dengan 1,025 = Harga gas \$/Mcf

## LAMPIRAN 4

- **Potensi Produksi Masing-Masing *Basin***

1. **Potensi Produksi pada Sumatera Selatan *Basin***

Tahun	Injeksi CO <sub>2</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Produksi CH <sub>4</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Total Produksi CH <sub>4</sub> Per Tahun (Mcf)	Total Revenue (\$) Per Tahun
2016	<i>Build Plant Construction</i>			
2017				
2018				
2019				
2016	30.000	3.000,00	38.978.920,16	113.339.750,92
2017	37.500	3.750,00	48.723.650,20	145.216.555,87
2018	65.625	6.562,50	85.266.387,85	260.482.197,09
2019	164.062,5	16.406,25	213.165.969,62	667.485.630,04
2020	180.468,75	18.046,88	234.482.566,58	752.590.047,87
2021	180.468,75	18.046,88	234.482.566,58	771.404.799,07
2022	180.468,75	18.046,88	234.482.566,58	790.689.919,05
2023	180.468,75	18.046,88	234.482.566,58	810.457.167,02
2024	179.566,41	17.956,64	233.310.153,75	826.565.003,22
2025	177.770,74	17.777,07	230.977.052,21	838.756.837,02
2026	175.104,18	17.510,42	227.512.396,43	846.829.871,57
2027	171.602,1	17.160,21	222.962.148,50	850.640.605,99
2028	167.312,04	16.731,20	217.388.094,79	850.108.955,62
2029	162.292,68	16.229,27	210.866.451,94	845.220.829,12
2030	156.612,44	15.661,24	203.486.126,13	836.029.052,60
2031	150.347,94	15.034,79	195.346.681,08	822.652.587,76
2032	143.582,28	14.358,23	186.556.080,43	805.274.051,85
2033	136.403,17	13.640,32	177.228.276,41	784.135.607,98
2034	128.901	12.890,10	167.480.721,21	759.533.353,28
2035	121.166,94	12.116,69	157.431.877,94	731.810.385,89

\*) 1 Scm = 0.0353 Mscf

*Drilling Well Development* = 1008 Sumur Produksi

1 Tahun = 365 Hari

## 2. Potensi Produksi pada Sumatera Tengah Basin

Tahun	Injeksi CO <sub>2</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Produksi CH <sub>4</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Total Produksi CH <sub>4</sub> Per Tahun (Mcf)	Total Revenue (\$) Per Tahun
2016	<i>Build Plant Construction</i>			
2017				
2018				
2019				
2016	30.000	3.000,00	38.978.920,16	113.339.750,92
2017	36.000	3.600,00	46.774.704,19	139.407.893,63
2018	50.400	5.040,00	65.484.585,87	200.050.327,37
2019	110.880	11.088,00	144.066.088,91	451.113.488,21
2020	133.056	13.305,60	172.879.306,69	554.869.590,50
2021	133.056	13.305,60	172.879.306,69	568.741.330,26
2022	133.056	13.305,60	172.879.306,69	582.959.863,52
2023	133.056	13.305,60	172.879.306,69	597.533.860,10
2024	132.390,72	13.239,07	172.014.910,16	609.409.845,57
2025	131.066,81	13.106,68	170.294.761,06	618.398.640,79
2026	129.100,81	12.910,08	167.740.339,64	624.350.727,71
2027	126.518,79	12.651,88	164.385.532,85	627.160.305,99
2028	123.355,82	12.335,58	160.275.894,53	626.768.330,80
2029	119.655,15	11.965,51	155.467.617,69	623.164.412,89
2030	115.467,22	11.546,72	150.026.251,07	616.387.499,90
2031	110.848,53	11.084,85	144.025.201,03	606.525.299,91
2032	105.860,35	10.586,03	137.544.066,98	593.712.452,94
2033	100.567,33	10.056,73	130.666.863,63	578.127.501,05
2034	95.036,13	9.503,61	123.480.186,13	559.988.750,71
2035	89.333,96	8.933,40	116.071.374,96	539.549.161,31

\*) 1 Scm = 0.0353 Mscf

*Drilling Well Development* = 1008 Sumur Produksi

1 Tahun = 365 Hari

### 3. Potensi Produksi pada Barito Basin

Tahun	Injeksi CO <sub>2</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Produksi CH <sub>4</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Total Produksi CH <sub>4</sub> Per Tahun (Mcf)	Total Revenue (\$) Per Tahun
2016	<i>Build Plant Construction</i>			
2017				
2018				
2019				
2016	30.000	3.000,00	38.978.920,16	113.339.750,92
2017	36.750	3.675,00	47.749.177,20	142.312.224,75
2018	53.287,5	5.328,75	69.236.306,93	211.511.544,04
2019	101.246,25	10.124,63	131.548.983,17	411.918.732,01
2020	136.682,44	13.668,24	177.591.127,28	569.992.545,42
2021	150.350,68	15.035,07	195.350.240,01	642.666.594,96
2022	150.350,68	15.035,07	195.350.240,01	658.733.259,84
2023	150.350,68	15.035,07	195.350.240,01	675.201.591,33
2024	149.598,93	14.959,89	194.373.488,81	688.621.222,96
2025	148.102,94	14.810,29	192.429.753,92	698.778.386,00
2026	145.881,39	14.588,14	189.543.307,61	705.504.127,96
2027	142.963,77	14.296,38	185.752.441,46	708.678.896,54
2028	139.389,67	13.938,97	181.108.630,43	708.235.972,23
2029	135.207,98	13.520,80	175.675.371,51	704.163.615,39
2030	130.475,70	13.047,57	169.526.733,51	696.505.836,07
2031	125.256,67	12.525,67	162.745.664,17	685.361.742,70
2032	119.620,12	11.962,01	155.422.109,28	670.883.475,88
2033	113.639,12	11.363,91	147.651.003,82	653.272.784,64
2034	107.388,97	10.738,90	139.530.198,61	632.776.351,02
2035	100.945,63	10.094,56	131.158.386,69	609.680.014,21

\*) 1 Scm = 0.0353 Mscf

*Drilling Well Development* = 1008 Sumur Produksi

1 Tahun = 365 Hari

#### 4. Potensi Produksi pada Kutei Basin

Tahun	Injeksi CO <sub>2</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Produksi CH <sub>4</sub> Per Sumur Per Hari (Scm)	Total Produksi CH <sub>4</sub> Per Tahun (Mcf)	Total Revenue (\$) Per Tahun
2016	<i>Build Plant Construction</i>			
2017				
2018				
2019				
2016	28.000	14.000,00	181.901.627,41	528.918.837,64
2017	36.400	18.200,00	236.472.115,63	704.784.351,15
2018	58.240	29.120,00	378.355.385,01	1.155.846.335,89
2019	69.888	34.944,00	454.026.462,01	1.421.690.993,14
2020	76.876,8	38.438,40	499.429.108,22	1.602.956.594,77
2021	76.876,8	38.438,40	499.429.108,22	1.643.030.509,64
2022	76.876,8	38.438,40	499.429.108,22	1.684.106.272,38
2023	76.876,8	38.438,40	499.429.108,22	1.726.208.929,19
2024	76.492,42	38.246,21	496.931.962,67	1.760.517.331,65
2025	75.727,49	37.863,75	491.962.643,05	1.786.484.962,30
2026	74.591,58	37.295,79	484.583.203,40	1.803.679.880,06
2027	73.099,75	36.549,87	474.891.539,33	1.811.796.439,52
2028	71.272,25	35.636,13	463.019.250,85	1.810.664.066,74
2029	69.134,09	34.567,04	449.128.673,33	1.800.252.748,36
2030	66.714,39	33.357,20	433.409.169,76	1.780.674.999,72
2031	64.045,82	32.022,91	416.072.802,97	1.752.184.199,73
2032	61.163,76	30.581,88	397.349.526,83	1.715.169.308,51
2033	58.105,57	29.052,78	377.482.050,49	1.670.146.114,16
2034	54.909,76	27.454,88	356.720.537,72	1.617.745.279,83
2035	51.615,18	25.807,59	335.317.305,45	1.558.697.577,11

\*) 1 Scm = 0.0353 Mscf

*Drilling Well Development* = 1008 Sumur Produksi

1 Tahun = 365 Hari

## LAMPIRAN 5

- Perhitungan CAPEX dan OPEX

## 1. SUMATERA SELATAN BASIN

<b>CAPEX – ECBM 1008 Sumur Produksi</b>	
<i>Parameter</i>	<i>Input</i>
<b><i>CAPITAL COSTS</i></b>	
<i>Front End &amp; Lease Acquisition Costs</i>	\$ 50.400.000,00
<b><i>Injection Equipment:</i></b>	
<i>Plant</i>	\$ 10.529.064,00
<i>Distribution Lines</i>	\$ 7.074.345,60
<i>Header</i>	\$ 5.598.936,00
<i>Electrical Service</i>	\$ 8.852.054,40
<b><i>Producing Equipment:</i></b>	
<i>Tubing</i>	\$ 4.112.640,00
<i>Rods &amp; Pumps</i>	\$ 3.951.360,00
<i>Pumping Equipment</i>	\$ 34.272.000,00
<b><i>Gathering System:</i></b>	
<i>Flowlines</i>	\$ 4.284.000,00
<i>Manifold</i>	\$ 4.294.080,00
<i>Gathering Compressor</i>	\$ 13.033.903,17
<i>Sales Gas Compressor</i>	\$ 36.504.123,87
<b><i>Lease Equipment:</i></b>	
<i>Producing Separator</i>	\$ 1.249.920,00
<i>Storage Tanks</i>	\$ 7.721.280,00
<i>Accessory Equipment</i>	\$ 3.608.640,00
<i>Disposal System</i>	\$ 9.747.360,00
<b><i>Production &amp; Injection Wells</i></b>	\$ 291.634.761,60
<b><i>Subtotal</i></b>	\$ <b>496.868.468,65</b>

( Sambungan Tabel Sebelumnya ...)

<b>O&amp;M COSTS</b>	
<b><i>Normal Daily Expenses:</i></b>	
<i>Supervision &amp; Overhead</i>	\$ 5.064.696,00
<i>Labor</i>	\$ 4.025.548,80
<i>Consumables</i>	\$ 772.531,20
<i>Operative Supplies</i>	\$ 455.414,40
<i>Auto Usage</i>	\$ 796.320,00
<i>Pumping &amp; Field Power (1,485 kW)</i>	\$ 4.579.027,20
<i>Gathering Compressor (2,120 kW)</i>	\$ 6.537.062,40
<i>Sales Gas Compressor Power (6,654 kW)</i>	\$ 20.517.742,08
<b><i>Surface Maintenance (Repair &amp; Services):</i></b>	
<i>Labor (roustabout)</i>	\$ 1.842.825,60
<i>Supplies &amp; Services</i>	\$ 2.739.945,60
<i>Equipment Usage</i>	\$ 712.051,20
<i>Other</i>	\$ 280.425,60
<b><i>Subsurface Maintenance (Repair &amp; Services):</i></b>	
<i>Workover Rig Services</i>	\$ 3.076.214,40
<i>Remedial Services</i>	\$ 821.016,00
<i>Equipment Repair</i>	\$ 745.920,00
<i>Other</i>	\$ 681.811,20
<b><i>Subtotal</i></b>	<b>\$ 53.648.551,68</b>

## 2. SUMATERA TENGAH BASIN

<b>CAPEX &amp; OPEX – ECBM 1008 Sumur Produksi</b>	
<i>Parameter</i>	<i>Input</i>
<b><i>CAPITAL COSTS</i></b>	
<i>Front End &amp; Lease Acquisition Costs</i>	\$ 50.400.000,00
<b><i>Injection Equipment:</i></b>	
<i>Plant</i>	\$ 10.529.064,00
<i>Distribution Lines</i>	\$ 7.074.345,60
<i>Header</i>	\$ 5.598.936,00
<i>Electrical Service</i>	\$ 8.852.054,40
<b><i>Producing Equipment:</i></b>	
<i>Tubing</i>	\$ 4.112.640,00
<i>Rods &amp; Pumps</i>	\$ 3.951.360,00
<i>Pumping Equipment</i>	\$ 34.272.000,00
<b><i>Gathering System:</i></b>	
<i>Flowlines</i>	\$ 4.284.000,00
<i>Manifold</i>	\$ 4.294.080,00
<i>Gathering Compressor</i>	\$ 10.151.567,39
<i>Sales Gas Compressor</i>	\$ 28.431.550,28
<b><i>Lease Equipment:</i></b>	
<i>Producing Separator</i>	\$ 1.249.920,00
<i>Storage Tanks</i>	\$ 7.721.280,00
<i>Accessory Equipment</i>	\$ 3.608.640,00
<i>Disposal System</i>	\$ 9.747.360,00
<b><i>Production &amp; Injection Wells</i></b>	\$ 291.634.761,60
<b><i>Subtotal</i></b>	<b>\$ 485.913.559,27</b>



<b>O&amp;M COSTS (Lanjutan Tabel ...)</b>	
<b>Normal Daily Expenses:</b>	
<i>Supervision &amp; Overhead</i>	\$ 5.064.696,00
<i>Labor</i>	\$ 4.025.548,80
<i>Consumables</i>	\$ 772.531,20
<i>Operative Supplies</i>	\$ 455.414,40
<i>Auto Usage</i>	\$ 796.320,00
<i>Pumping &amp; Field Power (1,485 kW)</i>	\$ 4.579.027,20
<i>Gathering Compressor (2,120 kW)</i>	\$ 6.537.062,40
<i>Sales Gas Compressor Power (6,654 kW)</i>	\$ 20.517.742,08
<b>Surface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>	
<i>Labor (roustabout)</i>	\$ 1.842.825,60
<i>Supplies &amp; Services</i>	\$ 2.739.945,60
<i>Equipment Usage</i>	\$ 712.051,20
<i>Other</i>	\$ 280.425,60
<b>Subsurface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>	
<i>Workover Rig Services</i>	\$ 3.076.214,40
<i>Remedial Services</i>	\$ 821.016,00
<i>Equipment Repair</i>	\$ 745.920,00
<i>Other</i>	\$ 681.811,20
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 53.648.551,68</b>

### 3. BARITO BASIN

<b>CAPEX &amp; OPEX – ECBM 1008 Sumur Produksi</b>	
<i>Parameter</i>	<i>Input</i>
<b>CAPITAL COSTS</b>	
<i>Front End &amp; Lease Acquisition Costs</i>	\$ 50.400.000,00
<b>Injection Equipment:</b>	
<i>Plant</i>	\$ 10.529.064,00
<i>Distribution Lines</i>	\$ 7.074.345,60
<i>Header</i>	\$ 5.598.936,00
<i>Electrical Service</i>	\$ 8.852.054,40
<b>Producing Equipment:</b>	
<i>Tubing</i>	\$ 4.112.640,00
<i>Rods &amp; Pumps</i>	\$ 3.951.360,00
<i>Pumping Equipment</i>	\$ 34.272.000,00
<b>Gathering System:</b>	
<i>Flowlines</i>	\$ 4.284.000,00
<i>Manifold</i>	\$ 4.294.080,00
<i>Gathering Compressor</i>	\$ 11.221.509,21
<i>Sales Gas Compressor</i>	\$ 31.428.142,19
<b>Lease Equipment:</b>	
<i>Producing Separator</i>	\$ 1.249.920,00
<i>Storage Tanks</i>	\$ 7.721.280,00
<i>Accessory Equipment</i>	\$ 3.608.640,00
<i>Disposal System</i>	\$ 9.747.360,00
<b>Production &amp; Injection Wells</b>	\$ 291.634.761,60
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 489.980.093,00</b>

<b>O&amp;M COSTS (Lanjutan Tabel ...)</b>	
<b>Normal Daily Expenses:</b>	
<i>Supervision &amp; Overhead</i>	\$ 5.064.696,00
<i>Labor</i>	\$ 4.025.548,80
<i>Consumables</i>	\$ 772.531,20
<i>Operative Supplies</i>	\$ 455.414,40
<i>Auto Usage</i>	\$ 796.320,00
<i>Pumping &amp; Field Power (1,485 kW)</i>	\$ 4.579.027,20
<i>Gathering Compressor (2,120 kW)</i>	\$ 6.537.062,40
<i>Sales Gas Compressor Power (6,654 kW)</i>	\$ 20.517.742,08
<b>Surface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>	
<i>Labor (roustabout)</i>	\$ 1.842.825,60
<i>Supplies &amp; Services</i>	\$ 2.739.945,60
<i>Equipment Usage</i>	\$ 712.051,20
<i>Other</i>	\$ 280.425,60
<b>Subsurface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>	
<i>Workover Rig Services</i>	\$ 3.076.214,40
<i>Remedial Services</i>	\$ 821.016,00
<i>Equipment Repair</i>	\$ 745.920,00
<i>Other</i>	\$ 681.811,20
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 53.648.551,68</b>

#### 4. KUTEI BASIN

<b>CAPEX &amp; OPEX – ECBM 1008 Sumur Produksi</b>	
<i>Parameter</i>	<i>Input</i>
<b><i>CAPITAL COSTS</i></b>	
<i>Front End &amp; Lease Acquisition Costs</i>	\$ 50.400.000,00
<b><i>Injection Equipment:</i></b>	
<i>Plant</i>	\$ 10.529.064,00
<i>Distribution Lines</i>	\$ 7.074.345,60
<i>Header</i>	\$ 5.598.936,00
<i>Electrical Service</i>	\$ 8.852.054,40
<b><i>Producing Equipment:</i></b>	
<i>Tubing</i>	\$ 4.112.640,00
<i>Rods &amp; Pumps</i>	\$ 3.951.360,00
<i>Pumping Equipment</i>	\$ 34.272.000,00
<b><i>Gathering System:</i></b>	
<i>Flowlines</i>	\$ 4.284.000,00
<i>Manifold</i>	\$ 4.294.080,00
<i>Gathering Compressor</i>	\$ 24.228.827,03
<i>Sales Gas Compressor</i>	\$ 67.857.808,32
<b><i>Lease Equipment:</i></b>	
<i>Producing Separator</i>	\$ 1.249.920,00
<i>Storage Tanks</i>	\$ 7.721.280,00
<i>Accessory Equipment</i>	\$ 3.608.640,00
<i>Disposal System</i>	\$ 9.747.360,00
<b><i>Production &amp; Injection Wells</i></b>	\$ 291.634.761,60
<b><i>Subtotal</i></b>	<b>\$ 539.417.076,95</b>

<b>O&amp;M COSTS (Lanjutan Tabel ...)</b>	
<b>Normal Daily Expenses:</b>	
<i>Supervision &amp; Overhead</i>	\$ 5.064.696,00
<i>Labor</i>	\$ 4.025.548,80
<i>Consumables</i>	\$ 772.531,20
<i>Operative Supplies</i>	\$ 455.414,40
<i>Auto Usage</i>	\$ 796.320,00
<i>Pumping &amp; Field Power (1,485 kW)</i>	\$ 4.579.027,20
<i>Gathering Compressor (2,120 kW)</i>	\$ 6.537.062,40
<i>Sales Gas Compressor Power (6,654 kW)</i>	\$ 20.517.742,08
<b>Surface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>	
<i>Labor (roustabout)</i>	\$ 1.842.825,60
<i>Supplies &amp; Services</i>	\$ 2.739.945,60
<i>Equipment Usage</i>	\$ 712.051,20
<i>Other</i>	\$ 280.425,60
<b>Subsurface Maintenance (Repair &amp; Services):</b>	
<i>Workover Rig Services</i>	\$ 3.076.214,40
<i>Remedial Services</i>	\$ 821.016,00
<i>Equipment Repair</i>	\$ 745.920,00
<i>Other</i>	\$ 681.811,20
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 53.648.551,68</b>

LAMPIRAN 6

SKEMA *PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC)* BERDASARKAN UU NO.21 TAHUN 2001 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI DAN PERATURAN MENTERI ESDM NO.36 TAHUN 2008 TENTANG REGULASI PENGEMBANGAN CBM DI INDONESIA

