

BAB IV

KAJIAN KEEKONOMIAN GAS METANA-B

Sebelum dilakukan perhitungan keekonomian dari perusahaan Gas Metana-B sesuai dengan prosedur penelitian yang telah diuraikan pada Bab III, kita harus melakukan suatu perencanaan untuk mengembangkan lapangan Gas Metana-B baik tahapan proses maupun tata waktunya. Pada pembahasan bab ini dimulai dari rencana pengembangan lapangan Gas Metana-B, sedangkan perhitungan keekonomian perusahaan Gas Metana-B didasarkan pada bentuk kontrak yang telah dipilih yaitu *PSC Modified* (Kontrak Bagi Hasil Yang Dimodifikasi) yang telah mencakup aspek :

- a. Hukum, artinya sesuai dengan peraturan perundangan
- b. Ekonomi, artinya memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi Negara, *pay out time* lebih lama daripada gas konvensional, investasi awal lebih besar daripada gas konvensional. Keekonomian proyek juga harus dapat menarik bagi calon investor
- c. Teknik, artinya resiko rendah, produksi awal rendah, membutuhkan *dewatering*, dan memerlukan jumlah banyak sumur.

4.1. RENCANA PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS METANA-B

Pengembangan lapangan direncanakan berdasarkan parameter-parameter biaya yang diperkirakan sebelumnya dan dievaluasi kembali pada proyek skala pilot (percobaan). Dengan mempertimbangkan karakteristik reservoir batubara dan aspek-aspek umum pada gas konvensional (dengan menganggap hal yang sama pada operasi Gas Metana-B), selanjutnya anggapan pola pengembangan (pilot, produksi dan lain-lain) berikut diaplikasikan dalam penentuan parameter-parameter biaya pengembangannya. Parameter-parameter tersebut digunakan sebagai masukan dalam perhitungan keekonomian dengan model kontrak *PSC Konvensional Modified*.

4.1.1. Pengembangan Lapangan

Pada perencanaan nanti diperkirakan 367 sumur akan dibor dalam dua tahap pengembangan dimana perinciannya akan diuraikan pada sub bab 4.2.

Pada tahap Pertama, sekitar 210 sumur akan dibor. Sumur-sumur pilot akan digunakan pula sebagai bagian pola pengembangan. Skala pilot untuk pemboran horizontal dan penyelesaian sumur akan dilakukan. Target utama pada tahap pengembangan adalah untuk mencapai produksi gas yang optimum.

Pada tahap Kedua pengembangan meliputi perluasan daerah pengembangan dengan membor sumur pengembangan tambahan. Tujuan utama dari tahap ini adalah untuk mempertahankan tingkat produksi selama waktu kontrak. Jumlah sumur total yang dibor adalah 10 sampai 24 sumur per tahun. Pemboran horizontal dan teknik penyelesaian sumur khusus mungkin diaplikasikan untuk mendukung produksi gas dan operasi penjualan.

Penilaian keekonomian pengembangan Gas Metana-B pada dasarnya memiliki metode yang sama dengan penilaian keekonomian gas konvensional, walaupun data-data sebagai *input variables* tentunya sangat berbeda. Pada penulisan ini, sesuai dengan judul tulisan ini, yaitu menyangkut masalah keekonomian, maka titik tolak penelitian dimulai langsung kepada data-data perkiraan produksi gas tahunan dan kumulatif gas serta data produksi air.

4.1.2. Fasilitas Produksi

Untuk mendukung operasi lapangan yang efisien, perencanaan fasilitas produksi sedikit berbeda dengan sumur konvensional sebagai berikut :

– *Fasilitas Sumur*

Sistem produksi sumur terdiri dari pompa tipe *PCP screw* yang digerakan oleh motor listrik yang dipasang di permukaan untuk memproduksi air dari tubing dan gas dari annulus. Jenis pompa dipilih dengan alasan : (a) selang kapasitas yang besar, (b) jenis *intermittent*, (c) tahan terhadap gas konsentrasi tinggi dan serpihan batubara dan (d) lebih murah dibandingkan lainnya.

– *Jaringan Pipa*

Fasilitas kompresor gas dibutuhkan dekat lubang sumur dan diletakan pada stasiun pengumpul. Supaya praktis, sistem kompresi berkapasitas 2-3 MMSCFD dengan masukan 10 sampai 20 psig dan keluaran 150 psig akan dipasang guna

menjamin produksi gas dari 10 sampai 20 sumur ke stasiun pusat dan penjualan gas. Dalam jaringan kerja produksi, sumur dihubungkan untuk mendapat gas untuk mendukung bahan bakar dan mengirim air dan gas ke stasiun pemroses gas. Jaringan kerja pipa dibangun untuk mengakomodasikan proses tersebut. Untuk jaringan pipa gas dan air bertekanan rendah, pipa *polyethylene* (PE) akan digunakan supaya biaya investasi dan operasinya lebih murah dibandingkan pipa konvensional.

– *Rencana Masa Datang*

Kompresor utama untuk penjualan gas akan dipasang dekat lapangan migas. Lokasi yang dipilih untuk tujuan praktis adalah di dekat sistem pipa gas yang ada. Beberapa kluster dengan kapasitas pemroses gas sekitar 5 sampai 10 MMSCFD akan dipasang dalam daerah proyek. Setiap kluster direncanakan untuk mengakomodasikan 20 sumur.

4.2. DATA-DATA MASUKAN YANG DIPERLUKAN

Data-data yang akan dimasukkan terdiri dari data-data investasi yang berbeda untuk wilayah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, kecuali data-data produksi gas tahunan, produksi air tahunan dan jumlah sumur yang dibor serta jumlah fasilitas produksi yang diperlukan dianggap sama.

Sebagai kasus dasar (*Base Case*) untuk ke 2 (dua) wilayah berbeda. Untuk wilayah Sumatera Selatan dapat menggunakan asumsi yang akan diuraikan berikut sebagai kasus dasar I (*Base Case I*) dan dapat menggunakan kasus dasar II (*Base Case II*) yang berbeda hanya *Cost Recovery Ceiling*, *Split* dan *FTP*, sedangkan untuk wilayah Kalimantan Timur hanya menggunakan *Base Case II*.

4.2.1. Ketentuan dan Syarat untuk Wilayah Sumatera Selatan (*Base Case I*)

Berdasarkan ketentuan dan syarat ini, maka parameter dan anggapan berikut ini dipertimbangkan untuk melakukan analisis ekonomi, yaitu :

a. *FTP* = 5 % (dibagi untuk pemerintah dan kontraktor)

b. *Cost Recovery Ceiling* = 100 % untuk tahun 1 s/d 5

90% untuk tahun 6 s/d akhir kontrak

- c. *Split* = 55 : 45 (setelah pajak)
- d. *Tax* = 44 %
- e. Jumlah produksi gas dan air seperti Tabel 4.1. dan Tabel 4.2. berlaku untuk kedua wilayah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur (anggap sama)
- f. Harga gas di kepala sumur untuk domestik di Sumatera Selatan saat ini sebesar US\$ 4,30/MMBTU

Faktor-faktor lain yang berpengaruh terhadap indikator keekonomian akan dilakukan analisis sensitivitas.

4.2.2. Ketentuan dan Syarat untuk Wilayah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur (*Base Case II*)

Berdasarkan ketentuan dan syarat ini, maka parameter dan anggapan berikut ini dipertimbangkan untuk melakukan analisis ekonomi, yaitu :

- a. *FTP* = 10 % (hanya untuk pemerintah/tidak dibagi)
- b. *Cost Recovery Ceiling* = 90 % untuk tahun 1 s/d akhir kontrak, atau 80% untuk tahun 1 s/d akhir kontrak
- c. *Split* = 55 : 45 dan 60 : 40 (setelah pajak)
- d. *Tax* = 44 %
- e. Jumlah produksi gas dan air seperti Tabel 4.1. dan Tabel 4.2. berlaku untuk kedua wilayah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur (anggap sama)
- f. Harga gas di kepala sumur untuk domestik di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur saat ini sebesar US\$ 4,50/MMBTU atau US\$ 5,00/MMBTU

Faktor-faktor lain yang berpengaruh terhadap indikator keekonomian akan dilakukan analisis sensitivitas.

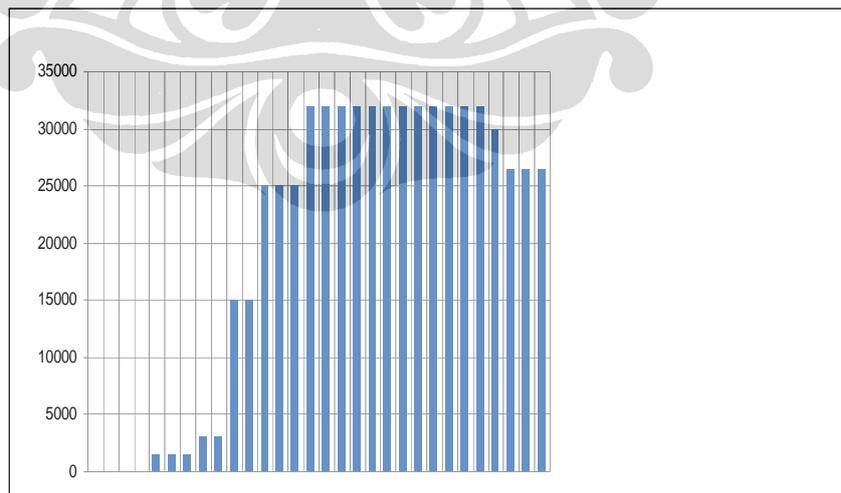
4.2.3. Perkiraan Produksi

Peramalan produksi gas tahunan dan produksi air tahunan diperkirakan berdasarkan kajian simulasi reservoir dan diperlihatkan pada Tabel 4.1 dan Tabel 4.2 dan dapat digambarkan sebagaimana pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2.

Tabel 4.1. Perkiraan produksi gas tahunan (MMSCFY)

TAHUN	VOLUME GAS	TAHUN	VOLUME GAS
2008		2023	32000
2009		2024	32000
2010		2025	32000
2011		2026	32000
2012	1500	2027	32000
2013	1500	2028	32000
2014	1500	2029	32000
2015	3000	2030	32000
2016	3000	2031	32000
2017	15000	2032	32000
2018	15000	2033	32000
2019	25000	2034	30000
2020	25000	2035	26500
2021	25000	2036	26500
2022	32000	2037	26500

Gas mulai diproduksi pada tahun 2012, kemudian meningkat dan produksi flat sampai tahun 2033, kemudian menurun. Profil perkiraan produksi dapat dilihat pada grafik gambar berikut :

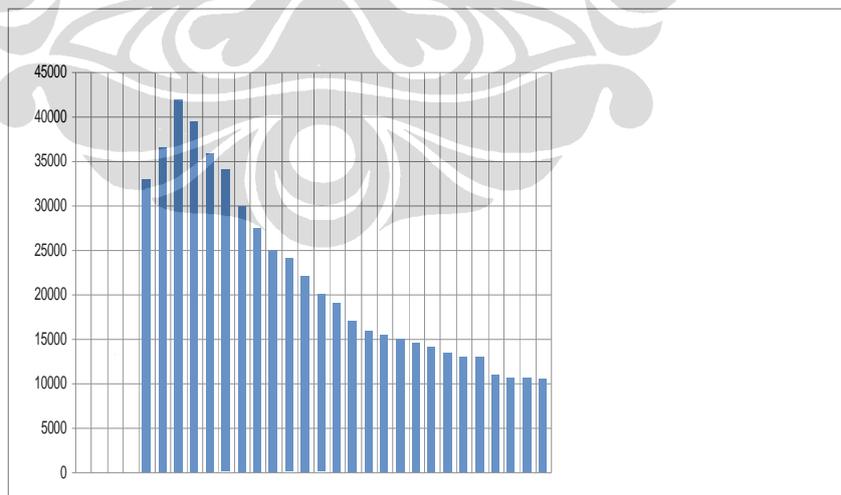


Gambar 4.1. Grafik perkiraan produksi gas tahunan (MMSCFY)

Tabel 4.2. Perkiraan produksi air tahunan (Ribu Barel)

TAHUN	PRODUKSI AIR	TAHUN	PRODUKSI AIR
2008		2023	20000
2009		2024	19000
2010		2025	17000
2011		2026	16000
2012	33000	2027	15500
2013	36500	2028	15000
2014	42000	2029	14500
2015	39500	2030	14000
2016	36000	2031	13500
2017	34000	2032	13000
2018	30000	2033	13000
2019	27500	2034	11000
2020	25000	2035	10700
2021	24000	2036	10600
2022	22000	2037	10500

Seiring dengan mulai berproduksinya air hasil *dewatering*, maka gas mulai berproduksi meskipun kecil. Kebalikan dari produksi gas, air yang diproduksi awalnya cukup besar dan kemudian menurun secara bertahap.



Gambar 4.2. Grafik perkiraan produksi air tahunan (Ribu Barel)

4.2.4. Biaya Investasi dan Operasional Proyek

Pada prakteknya, biaya operasional produksi Gas Metana-B pada tahap awal ternyata sedikit lebih besar dibandingkan dengan biaya produksi gas alam. Hal ini terjadi karena proses produksi Gas Metana-B harus melewati *dewatering stage* yang lebih lama, sementara tahapan *dewatering* dalam proses produksi gas alam lebih cepat. Sampai saat ini, biaya puncak produksi Gas Metana-B diperkirakan memakan waktu 5-7 tahun, sedangkan untuk gas alam hanya membutuhkan waktu 1 tahun. Setelah melewati tahap awal tersebut, biaya produksi Gas Metana-B diperkirakan lebih murah US \$ 0,03/MCF dibanding biaya produksi gas alam.

Biaya eksplorasi satu sumur Gas Metana-B diperkirakan US\$ 400.000 [12] lebih rendah dari minyak atau gas yang rata-rata US\$ 1 juta hingga US\$ 2 juta. Sementara itu, biaya kompresi dan bahan bakar pembangkit diperkirakan mencapai sekitar 7-13 % dari total volume produksi kotor, dengan "rincian hilang" yaitu 5% untuk pembangkit dan 2-8 % karena adanya kompresi/pemanfaatan gas, sehingga total volume Gas Metana-B yang dapat dijual hanya sekitar 87-93 %. Sedangkan biaya transportasi dan distribusi merupakan fungsi dari volume penyaluran atau harga gas dan jarak, sehingga biaya yang harus ditanggung oleh konsumen akhir (*end user*) adalah penjumlahan dan harga gas di "kepala sumur" ditambah dengan biaya transportasi dan biaya distribusi (tergantung dari jenis pasar dan volume penyaluran/harga gas). Dalam menentukan model keekonomian Gas Metana-B, harus selalu mengkaitkannya dengan harga Gas Metana-B di "kepala sumur", royalty, pajak produksi dan faktor lain yang berdampak pada biaya pengelolaan Gas Metana-B. Pemakaian Discounted Cash Flow (Internal Rate of Return dan Net Present Value) sebuah investasi dalam sebuah model standar industri, serta analisa sensitivitas terhadap berbagai discount rate dan harga gas, dapat digunakan sebagai panduan (*guidance*) bagi para investor dalam menanamkan modalnya.

Investasi proyek mulai tahun ke-1 sampai dengan tahun ke-23 terdiri dari biaya pemboran dan fasilitas terkait, pipa pengumpul, kompresor tekanan rendah, peralatan produksi dan sistem kompresi penjualan gas seperti diuraikan pada tabel berikut :

Tabel 4.3. Biaya Investasi dan Operasional Proyek

No.	Tahun	Jumlah sumur dibor	Uraian Kegiatan
	<i>Tahap Pilot</i>		
1.	2008	4	3 core hole & 1 exploration well
2.	2009	1	Facilities for Pilot Project
3.	2010		Dewatering, prod. testing, gas market study, POD
	<i>Tahap Development</i>		
4.	2011	4	
5.	2012	37	
6.	2013	36	P/L, compressor, separator
7.	2014	36	P/L, gathering plant, compressor, separator
8.	2015	36	P/L, gathering plant, compressor, separator
9.	2016	36	P/L, gathering plant, compressor
10.	2017	24	P/L, gathering plant, compressor
11.	2018	18	Gathering plant
12.	2019	18	Gathering plant
13.	2020	18	Gathering plant
14.	2021	12	
15.	2022	12	
16.	2023	12	
17.	2024	10	
18.	2025	10	
19.	2026	10	
20.	2027	10	
21.	2028	10	
22.	2029	8	
23.	2030	8	
24.	2031		
25.	2032		
26.	2033		
27.	2034		
28.	2035		
29.	2036		
30.	2037		

Sistem akuntansi PSC digunakan untuk menentukan biaya proyek *tangible* dan *intangible*. Jadwal depresiasi untuk biaya *tangible* dan biaya kapital mengikuti kontrak PSC. Parameter-parameter biaya ditentukan berdasarkan asumsi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur (pada asumsi berikut nilai pertama untuk Sumatera Selatan dan nilai kedua untuk Kalimantan Timur).

Asumsi parameter-parameter biaya tersebut adalah sebagai berikut :

a. *Sumur dan perlengkapannya*

- Analisis core dan *coring* adalah US\$ 125.000 dan US\$ 130.000 per sumur
- Biaya sumur dan perlengkapannya diperkirakan sebesar US\$ 425.000 dan US\$ 490.000 per sumur terdiri dari komponen-komponen berikut :
 - o Biaya jalan akses dan lokasi per sumur rata-rata US\$ 50.000 dan US\$ 60.000
 - o *Flow line* adalah US\$ 25.000 dan US\$ 30.000
 - o Biaya pemboran, penyelesaian sumur dan perekahan adalah US\$ 250.000 dan US\$ 275.000 per sumur
 - o Biaya pompa *PCP* dan instalasinya adalah US\$ 100.000 dan US\$ 125.000 per sumur.

b. *Pipelines* dan peralatan produksi (termasuk penanganan air)

- Pengumpulan gas bertekanan rendah dan kompresor untuk setiap stasiun yang terdiri dari sistem modul @ 5-10 MMSCFD sebesar US\$ 1.200.000 dan US\$ 1.400.000
- Biaya pemisahan gas-air untuk mengolah sampai 100 MMSCFD penjualan gas adalah US\$ 15.000.000 dan US\$ 16.000.000

c. *Pipelines* dan Kompresor untuk penjualan gas

Biaya investasi untuk pipeline dan kompresor kepada konsumen utama dan potensi pasar lain dibawah ini hanya merupakan data saja (tidak masuk dalam perhitungan), hal ini dikarenakan harga gas diperhitungkan di kepala sumur (*welhead price*). Flow diagram mulai dari sumur sampai di kepala sumur tercantum pada Lampiran 4 halaman 146.

- Kompresi gas untuk penjualan gas dengan kapasitas rencana sebesar 100 MMSCFD membutuhkan investasi US\$ 45 juta dan US\$ 50 juta

- Investasi total untuk pipa penjualan gas adalah US\$ 12 juta dan US\$ 17 juta terdiri dari komponen-komponen berikut :
 - o Di Sumatera Selatan, untuk keperluan gas di dalam negeri dibutuhkan pipa sepanjang 25 km dengan diameter 24 inchi untuk mengalirkan gas ke pipa sebesar 60 sampai 80 MMSCFD ke pipa PGN dan PLN membutuhkan US\$ 9 juta. Sedangkan di Kalimantan Timur, saat ini hanya membutuhkan pipa sepanjang 3 km untuk dihubungkan ke pipa dari Muara Badak ke Bontang, namun untuk jangka panjang akan dihubungkan dengan rencana pembangunan pipa dari Kaltim ke Jawa dengan asumsi panjang pipa sepanjang 100 km dengan diameter 24 inchi untuk mengalirkan gas ke pipa sebesar 70 sampai 90 MMSCFD ke konsumen membutuhkan US\$ 12 juta.
 - o Pipa untuk pasar-pasar lain di Sumatera Selatan (5-6 lokasi @ 5 MMSCFD) sekitar area proyek membutuhkan US\$ 3 juta, sedangkan di Kalimantan Timur pipa untuk pasar-pasar lain (2-3 lokasi @ 5-10 MMSCFD) sekitar area yang lebih jauh membutuhkan US\$ 5 juta.

Karena pada umumnya gas pada Gas Metana-B sudah mengandung gas metan yang cukup tinggi (>90%) dengan impurities N₂ dan CO₂ (tanpa H₂S), maka dalam hal ini investasi tidak memasukkan fasilitas gas treating.

Biaya operasi terdiri dari pemeliharaan sumur yang ada, biaya produksi, unit pemrosesan penanganan air dan kompresi/transportasi gas. Komponen biaya operasi tersebut adalah sebagai berikut :

- Pemeliharaan sumur/biaya produksi. Biaya pemeliharaan sumur rata-rata adalah US\$ 25.000 dan US\$ 30.000 per sumur per tahun.
- Biaya penanganan air. Secara alamiah, Gas Metana-B akan memproduksi air dengan jumlah yang sangat banyak. Untuk memproduksi air keluar dari batubara dapat mengambil waktu berbulan-bulan atau bahkan tahunan. Biaya penanganan untuk pengurusan air adalah US\$ 0,30 dan US\$ 0,35 per barel.
- Biaya lainnya adalah untuk restorasi sebesar US\$ 15.000 dan US\$ 16.000 per sumur per tahun

4.3. PERHITUNGAN KEEKONOMIAN KONTRAK GAS METANA-B

Perhitungan keekonomian pengembangan Gas Metana-B dilakukan dengan skenario produksi dan biaya sebagaimana dijelaskan pada Sub Bab 4.1. Keekonomian dengan model kontrak ini akan menjelaskan apakah pengusahaan Gas Metana-B di Indonesia masih layak berdasarkan pertimbangan keekonomian. Analisis keekonomian dilakukan dengan menggunakan model kontrak yang telah ditetapkan oleh Pemerintah yaitu Model Kontrak *PSC Modified*.

Evaluasi keekonomian ini bertujuan untuk mengetahui kelayakan dari pengembangan Gas Metana-B sesuai dengan Kontrak *PSC Modified*.

Beberapa indikator keekonomian yang digunakan untuk mengevaluasi keekonomian pengembangan Gas Metana-B adalah :

1. *Rate of Return (ROR)*
2. *Pay Out Time (POT)*
3. *Profit to Investment Ratio (PIR)*
4. *Net Present Value (NPV)*

4.3.1. Hasil Perhitungan Keekonomian Kasus Dasar I (*Base Case I*)

Hasil perhitungan keekonomian dengan parameter dan anggapan diatas dapat dirangkum pada Tabel 4.4. dan Tabel 4.5.

Tabel 4.4. Indikator keekonomian Gas Metana-B di wilayah Sumatera Selatan

Indikator Keekonomian	Gas	Satuan
Expenditure	745,13	MM US\$
NPV @ 10% p.a	44,00	MM US\$
% Gross of Revenue	30,00	%
Internal Rate of Return (IRR)	12,90	%
Profit to Investment Ratio (PIR)	2,82	Fraksi
Pay Out Time (POT)	15,40	Year
Contractor Take, % of Profit	41,87	%
GOI Take, % of Profit	58,13	%
NPV @ 10% p.a	160,00	MM US\$
% Gross of Revenue	41,59	%

Tabel 4.5. Distribusi Pendapatan

Distribusi Revenue	Kontraktor	Indonesia	Satuan
Gross Revenue : 2618,70			MM US\$
Net Cash Flow	784,48	1089,09	MM US\$
Cost Recovery	632,95	0	MM US\$
Total FTP Share	105,22	25,72	MM US\$

Rincian hasil perhitungan keekonomian ditunjukkan pada Lampiran 1.1 Halaman 71-72, sedangkan untuk skenario split yang lain ditampilkan pada Lampiran 1.2. – 1.5. (Halaman 73-78).

Dari tabel diatas terlihat, bahwa berdasarkan *base case* I ini kontraktor belum memperoleh IRR yang wajar untuk proyek Gas Metana-B yaitu sebesar 12,9%, kecuali untuk gas konvensional.

4.3.2. Hasil Perhitungan Keekonomian Kasus Dasar II (Base Case II)

1. Wilayah Sumatera Selatan

Hasil perhitungan keekonomian dengan parameter dan anggapan diatas (*Cost Recovery Ceiling* 90%, Split 55:45 dan Harga Gas US\$ 4,50/MMBTU) dapat dirangkum pada Tabel 4.6.dan Tabel 4.7.

Tabel 4.6. Indikator keekonomian Gas Metana-B

Indikator Keekonomian	Gas	Satuan
Expenditure	745,13	MM US\$
NPV @ 10% p.a	29,00	MM US\$
% Gross of Revenue	25,9	%
Internal Rate of Return (IRR)	12,00	%
Profit to Investment Ratio (PIR)	2,54	Fraksi
Pay Out Time (POT)	15,00	Year
Contractor Take, % of Profit	35,52	%
GOI Take, % of Profit	64,48	%
NPV @ 10% p.a	194,00	MM US\$
% Gross of Revenue	46,95	%

Tabel 4.7. Distribusi Pendapatan

Distribusi Revenue	Kontraktor	Indonesia	Satuan
Gross Revenue : 2740,50			MM US\$
Net Cash Flow	708,73	1286,64	MM US\$
Cost Recovery	625,38	0	MM US\$
Total FTP Share	0	274,05	MM US\$

Rincian hasil perhitungan keekonomian ditunjukkan pada Lampiran 1.5. Halaman 79-80, sedangkan untuk skenario split yang lain ditampilkan pada Lampiran 1.6.–1.8. (Halaman 81-86). Sedangkan perhitungan dengan *base case* II untuk parameter dan split yang lain dapat dilihat pada Lampiran 1.13.–1.24. (Halaman 95-118). Dari tabel diatas terlihat, bahwa berdasarkan *base case* II ini kontraktor belum memperoleh IRR yang wajar untuk proyek Gas Metana-B yaitu sebesar 12,0% (lebih rendah dari *base case* I) kecuali untuk gas konvensional. Apabila harga gas diambil yang US\$ 5.00/MMBTU, IRR yang diperoleh sebesar 13,4%.

2. Wilayah Kalimantan Timur

Hasil perhitungan keekonomian dengan parameter dan anggapan diatas (*Cost Recovery Ceiling* 90%, Split 55:45 dan Harga Gas US\$ 4,50/MMBTU) dapat dirangkum pada Tabel 4.8.dan Tabel 4.9.

Tabel 4.8. Indikator keekonomian Gas Metana-B

Indikator Keekonomian	Gas	Satuan
Expenditure	851,25	MM US\$
NPV @ 10% p.a	9,00	MM US\$
% Gross of Revenue	23,7	%
Internal Rate of Return (IRR)	10,6	%
Profit to Investment Ratio (PIR)	2,10	Fraksi
Pay Out Time (POT)	17,2	Year
Contractor Take, % of Profit	34,38	%
GOI Take, % of Profit	65,62	%
NPV @ 10% p.a	185,00	MM US\$
% Gross of Revenue	45,23	%

Tabel 4.9. Distribusi Pendapatan

Distribusi Revenue	Kontraktor	Indonesia	Satuan
Gross Revenue : 2740,5			MM US\$
Net Cash Flow	649,61	1239,65	MM US\$
Cost Recovery	710,82	0	MM US\$
Total FTP Share	0	274,05	MM US\$

Rincian hasil perhitungan keekonomian ditunjukkan pada Lampiran 1.9. Halaman 87-88, sedangkan untuk skenario split yang lain ditampilkan pada Lampiran 1.10.-1.12. (Halaman 89-94). Sedangkan perhitungan dengan *base case* II untuk parameter dan split yang lain dapat dilihat pada Lampiran 1.25.-1.36. (Halaman 119-142).

Dari tabel diatas terlihat, bahwa berdasarkan *base case* II ini kontraktor belum memperoleh IRR yang wajar untuk proyek Gas Metana-B yaitu sebesar 10,6% (lebih rendah dari *base case* I) kecuali untuk gas konvensional. Apabila harga gas diambil yang US\$ 5,00/MMBTU, IRR yang diperoleh sebesar 12,0%.

4.3.3. Hasil Analisa Sensitivitas

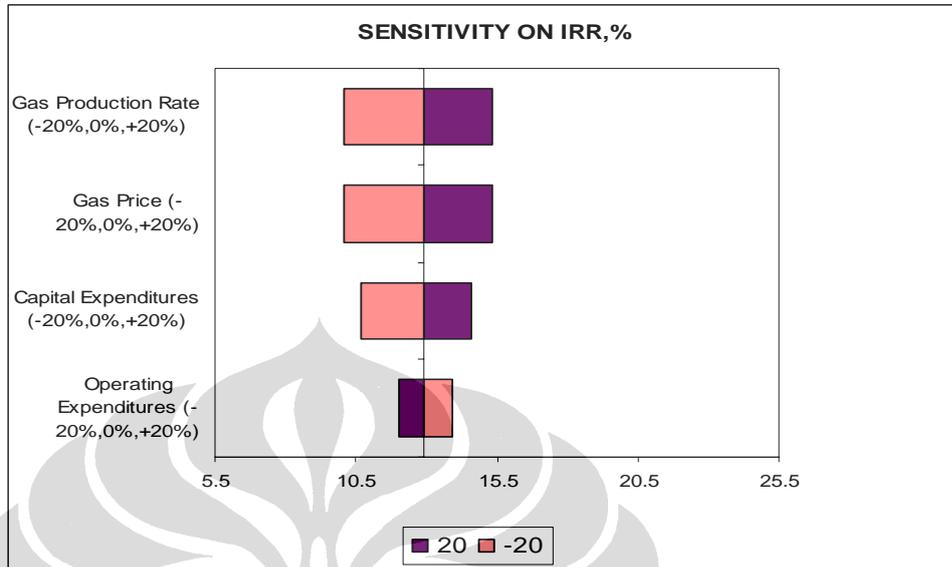
Tujuan analisis sensitivitas adalah untuk melihat bagaimana pengaruh masing-masing parameter keekonomian terhadap beberapa indikator keekonomian.

a. Hasil Analisa Sensitivitas Kasus Dasar I (Base Case I)

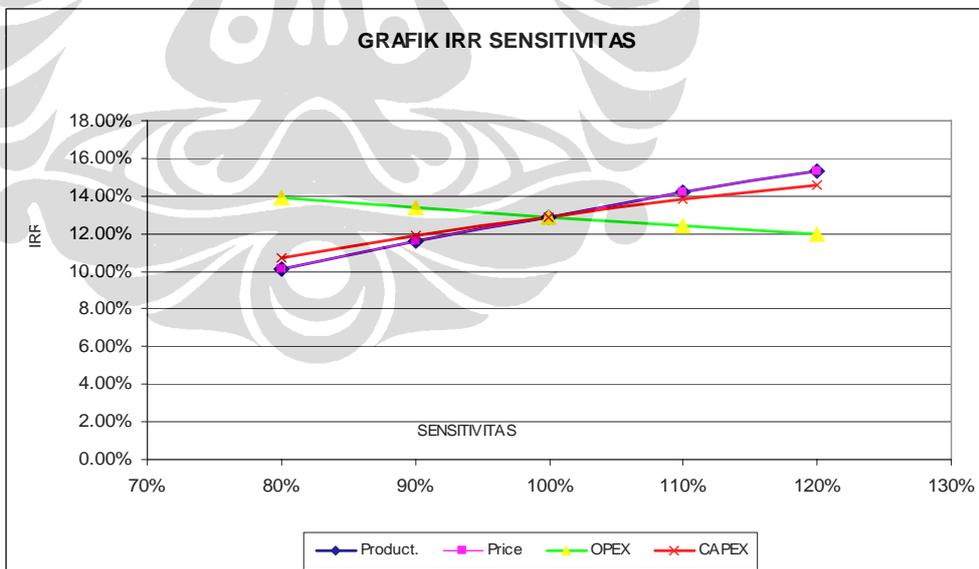
1. Hasil Analisa Sensitivitas dari Sisi Investor

- Sensitivitas terhadap parameter ekonomi

Hasil analisa tersebut disajikan pada Gambar 4.3. sampai dengan Gambar 4.4. berikut :

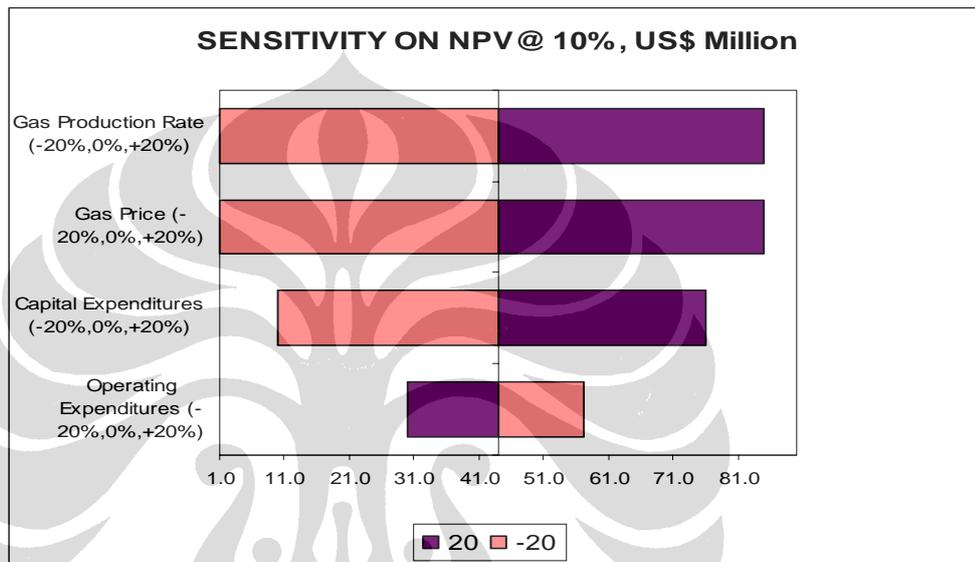


Gambar 4.3. *IRR* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

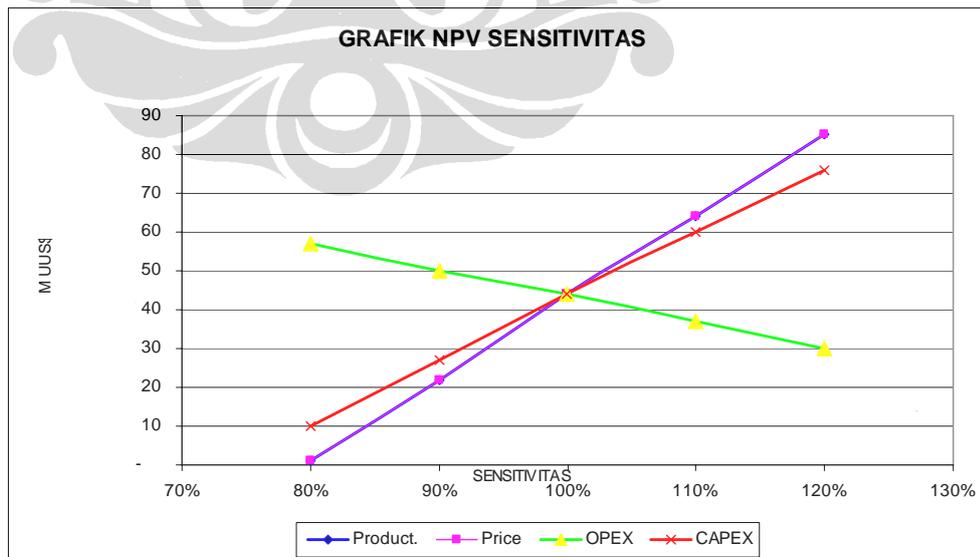


Gambar 4.4. *IRR* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.3. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap IRR, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya kapital agak sensitif dan biaya operasi kurang sensitif terhadap perubahan IRR. Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.4. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, IRR mengalami kenaikan dari 12,9% menjadi 15,3%.



Gambar 4.5. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi



Gambar 4.6. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.5. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap NPV, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya kapital agak sensitif dan biaya operasi kurang sensitif terhadap perubahan NPV. Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.6. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, NPV untuk kontraktor mengalami kenaikan dari US\$ 44 juta menjadi US\$ 85 juta.

- Sensitivitas terhadap parameter kebijakan

Hasil analisa tersebut disajikan pada Tabel 4.10 sampai dengan Tabel 4.12. berikut :

Tabel 4.10. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai split

SPLIT PEMERINTAH : KONTRAKTOR	IRR	KETERANGAN
0 : 100	19.6	
10 : 90	18.7	
20 : 80	17.6	
30 : 70	16.5	
40 : 60	15.2	
50 : 50	13.8	
55 : 45	12.9	BASE CASE
60 : 40	12	
70 : 30	9.9	

Tabel 4.11. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai Cost Rec.Ceiling (CRC)

COST RECOVERY CEILING (%)	IRR	KETERANGAN
100% (1-5); 90% (6-AKHIR KONTRAK)	12.9	BASE CASE
100% (1 - AKHIR KONTRAK)	14	
110% (1 - AKHIR KONTRAK)	15.9	
120% (1 - AKHIR KONTRAK)	19.3	

Tabel 4.12. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai FTP

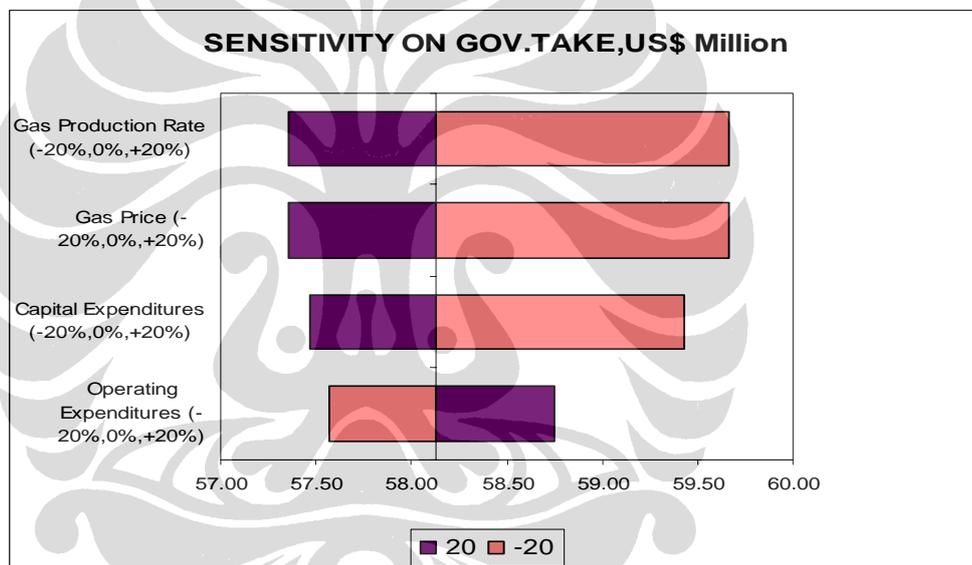
F T P (%)	IRR	KETERANGAN
5 (SHAREABLE)	12.9	BASE CASE
10 (SHAREABLE)	13	
15 (SHAREABLE)	13	
20 (SHAREABLE)	13	
5 (NON SHAREABLE)	12.2	
10 (NON SHAREABLE)		

Dilihat dari sisi investor dan berdasarkan parameter kebijakan diatas, kenaikan Split sangat sensitif terhadap perubahan IRR. Bila investor menginginkan IRR sekitar 20%, maka Split Pemerintah : Kontraktor sama dengan 10 : 90 (tidak mungkin); atau Cost Recovery Ceilingnya dinaikkan menjadi 120% (juga tidak mungkin), sedangkan perubahan FTP tidak berpengaruh secara signifikan terhadap kenaikan IRR.

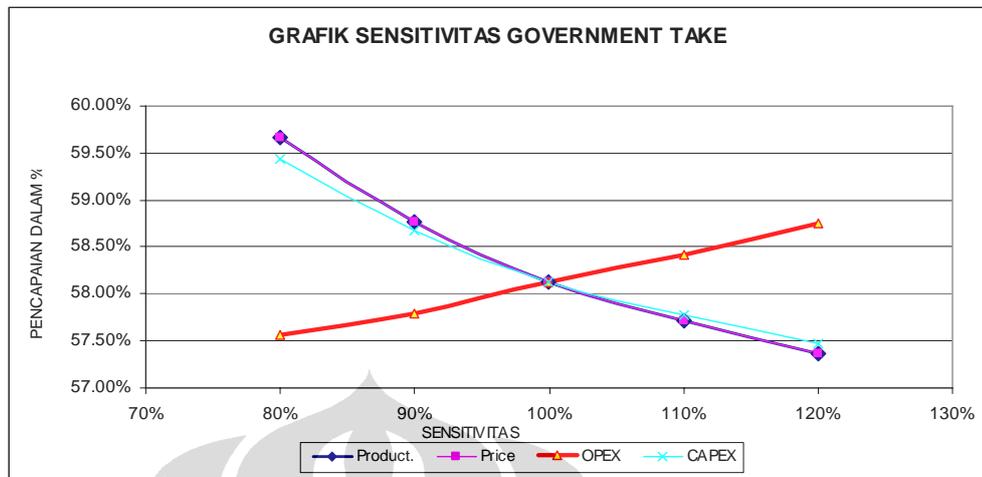
2. Hasil Analisa Sensitivitas dari Sisi Pemerintah

- Sensitivitas terhadap parameter ekonomi

Hasil analisa tersebut disajikan pada Gambar 4.7. sampai dengan Gambar 4.8. berikut :



Gambar 4.7. *Government Take* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi



Gambar 4.6. *Government Take* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.5. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap *Government Take*, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya kapital agak sensitif dan biaya operasi kurang sensitif terhadap perubahan *Government Take*. Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.6. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, *Government Take* mengalami penurunan dari 58,13% menjadi 57,36%, sedangkan sebaliknya dengan penurunan produksi dan harga gas, *Government Take* mengalami kenaikan menjadi 59,66%.

- Sensitivitas terhadap parameter kebijakan

Hasil analisa tersebut disajikan pada Tabel 4.13 sampai dengan Tabel 4.15. berikut :

Tabel 4.13 Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai split

SPLIT PEMERINTAH : KONTRAKTOR	GOV. TAKE (%)	KETERANGAN
0 : 100	0	
10 : 90	10.27	
20 : 80	20.91	
30 : 70	31.54	
40 : 60	42.18	
50 : 50	52.81	
55 : 45	58.13	BASE CASE
60 : 40	63.45	
70 : 30	74.08	

Tabel 4.14. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Cost Recovery Ceiling

COST RECOVERY CEILING (%)	GOV. TAKE %)	KETERANGAN
100% (1-5); 90% (6-AKHIR KONTRAK)	58.13	BASE CASE
100% (1 - AKHIR KONTRAK)	54.73	
110% (1 - AKHIR KONTRAK)	47.64	
120% (1 - AKHIR KONTRAK)	1.3	

Tabel 4.15. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai FTP

F T P (%)	GOV. TAKE %)	KETERANGAN
5 (SHAREABLE)	58.13	BASE CASE
10 (SHAREABLE)	58.02	
15 (SHAREABLE)	57.90	
20 (SHAREABLE)	57.79	
5 (NON SHAREABLE)	61.44	
10 (NON SHAREABLE)		

Dilihat dari Sisi Pemerintah dan berdasarkan parameter kebijakan, kenaikan Split sangat sensitif terhadap perubahan Gov. Take, sedangkan perubahan CRC juga sangat sensitif, sedangkan kenaikan FTP (shareable) tidak berpengaruh secara signifikan dengan perubahan Gov. Take, kecuali bila FTP (non shareable).

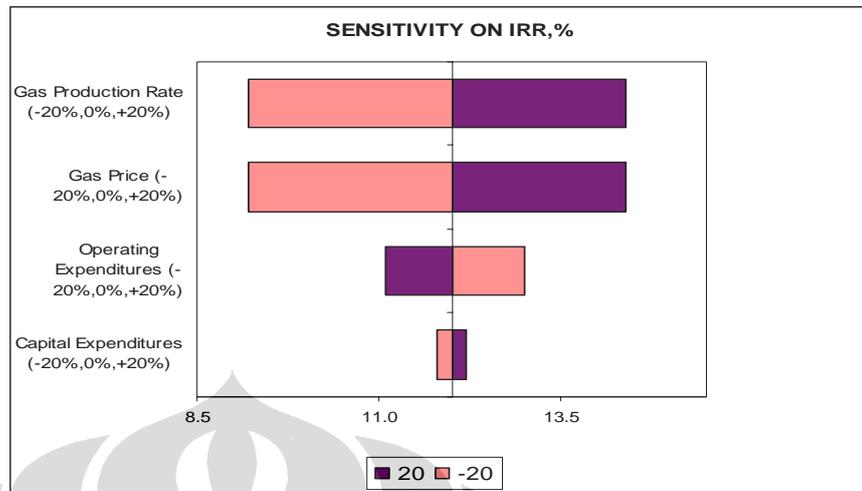
b. Hasil Analisa Sensitivitas Kasus Dasar II (Base Case II)

I. Wilayah Sumatera Selatan

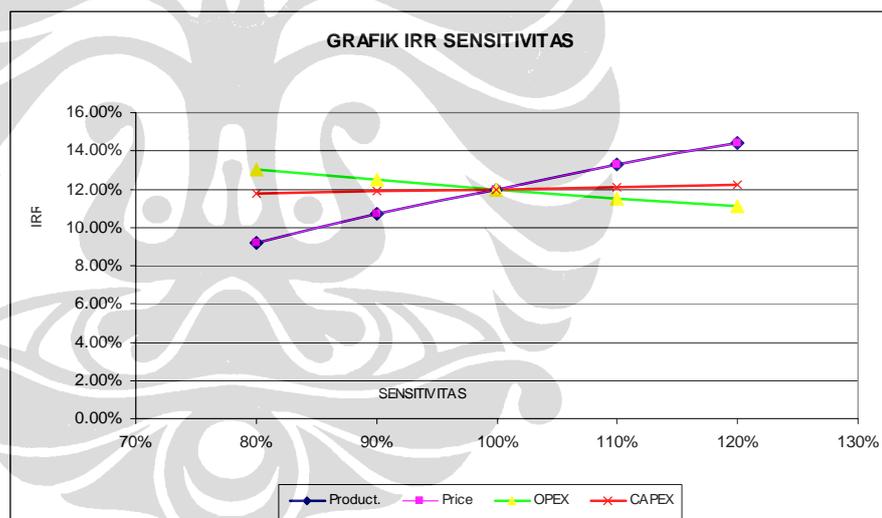
1. Hasil Analisa Sensitivitas dari Sisi Investor

- Sensitivitas terhadap parameter ekonomi

Hasil analisis tersebut disajikan pada Gambar 4.9. sampai dengan Gambar 4.12. berikut :

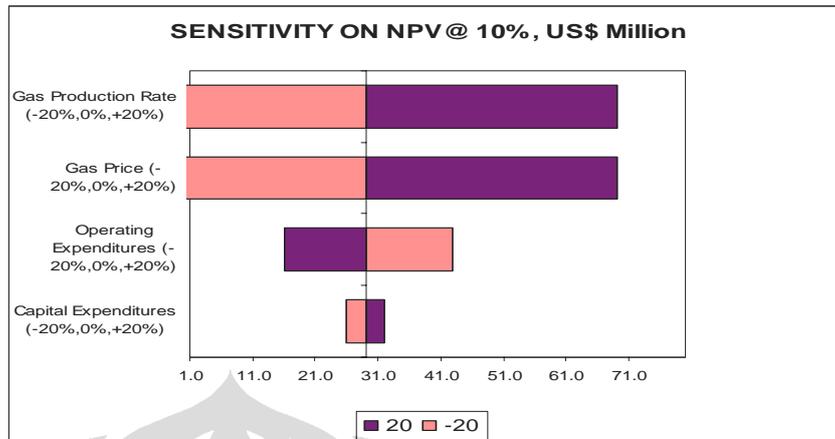


Gambar 4.9. *IRR* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

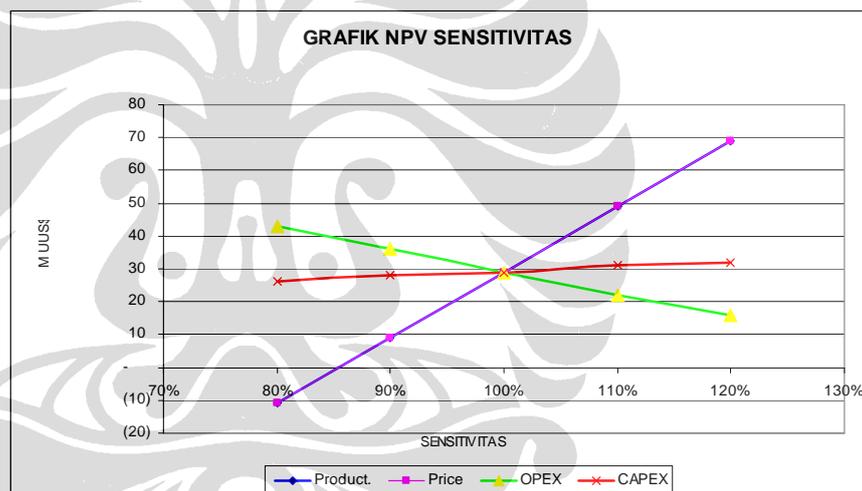


Gambar 4.10. *IRR* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.9. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap *IRR*, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya operasi agak sensitif dan biaya kapital kurang sensitif terhadap perubahan *IRR* (kebalikan dari base case I wilayah Sumatera Selatan). Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.10. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, *IRR* mengalami kenaikan dari 12,0% menjadi 14,4%.



Gambar 4.11. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi



Gambar 4.12. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.11. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap NPV, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya operasi agak sensitif dan biaya kapital kurang sensitif terhadap perubahan NPV (kebalikan base case I wilayah Sumatera Selatan). Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.12. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, NPV untuk kontraktor mengalami kenaikan dari US\$ 29 juta menjadi US\$ 65 juta.

- Sensitivitas terhadap parameter kebijakan

Hasil analisis tersebut disajikan pada Tabel 4.16. sampai dengan Tabel 4.18. berikut :

Tabel 4.16. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai split

SPLIT PEMERINTAH : KONTRAKTOR	IRR	KETERANGAN
0 : 100	18.5	
10 : 90	17.6	
20 : 80	16.6	
30 : 70	15.5	
40 : 60	14.2	
50 : 50	12.8	
55 : 45	12.0	BASE CASE
60 : 40	11.2	
70 : 30	9.1	

Tabel 4.17. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai Cost Recovery Ceiling

COST RECOVERY CEILING (%)	IRR	KETERANGAN
90% (1 - AKHIR KONTRAK)	12.0	BASE CASE
100% (1 - AKHIR KONTRAK)	13.2	
110% (1 - AKHIR KONTRAK)	15.1	
120% (1 - AKHIR KONTRAK)	18.5	

Tabel 4.18. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai FTP

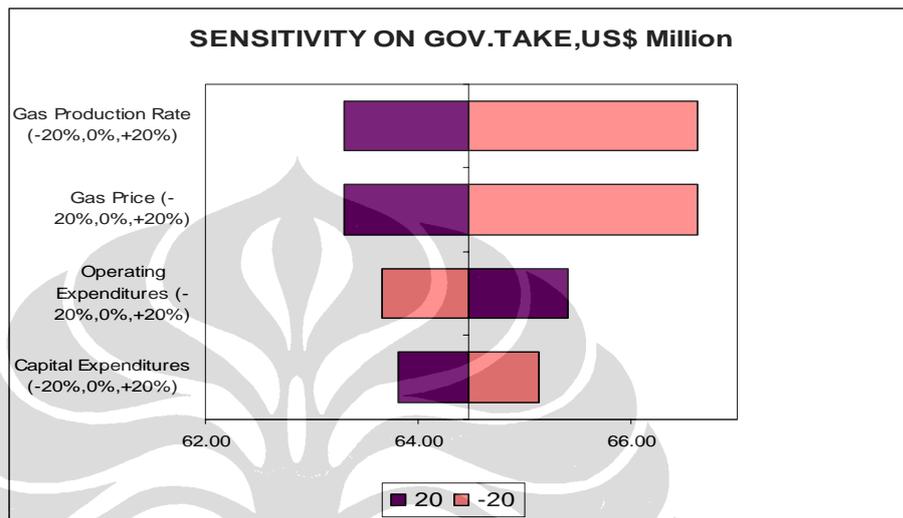
F T P (%)	IRR	KETERANGAN
5 (SHAREABLE)	13.4	
10 (SHAREABLE)	13.5	
15 (SHAREABLE)	13.5	
20 (SHAREABLE)	13.6	
5 (NON SHAREABLE)	12.7	
10 (NON SHAREABLE)	12.0	BASE CASE

Dilihat dari sisi investor dan berdasarkan parameter kebijakan diatas, kenaikan Split sangat sensitif terhadap perubahan IRR. Bila investor menginginkan IRR sekitar 20%, maka dalam hal ini Pemerintah tidak mendapatkan apa-apa dari split (tidak mungkin); atau Cost Recovery Ceilingnya dinaikkan menjadi 125% (tidak mungkin), sedangkan perubahan FTP tidak berpengaruh secara signifikan terhadap kenaikan IRR.

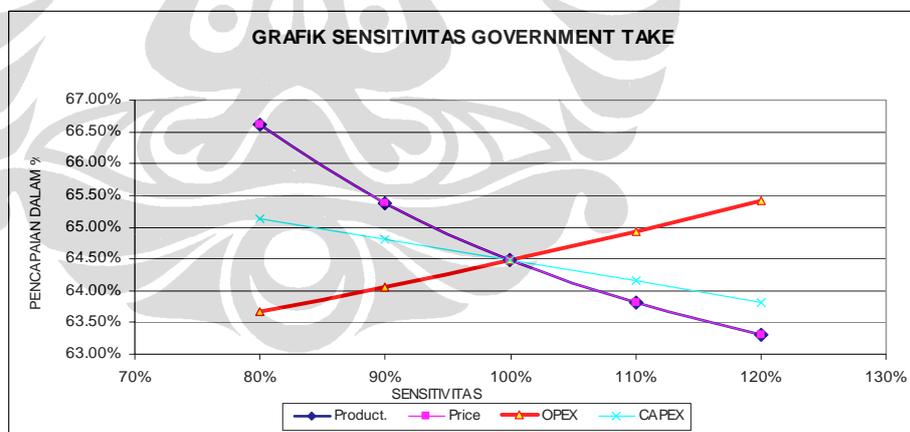
2. Hasil Analisa Sensitivitas dari Sisi Pemerintah

- Sensitivitas terhadap parameter ekonomi

Hasil analisis tersebut disajikan pada Gambar 4.13. sampai dengan Gambar 4.14. berikut :



Gambar 4.13. *Government Take* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi



Gambar 4.14. *Government Take* sebagai fungsi perubahan produksi gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.13. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap *Government Take*, baik

dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya operasi agak sensitif dan biaya kapital kurang sensitif terhadap perubahan Government Take (kebalikan base case I wilayah Sumatera Selatan). Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.14. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, Government Take mengalami penurunan dari 64,48% menjadi 63,31%, sedangkan sebaliknya dengan penurunan produksi dan harga gas, Government Take mengalami kenaikan menjadi 66,63%.

- Sensitivitas terhadap parameter kebijakan

Hasil analisis tersebut disajikan pada Tabel 4.19 sampai dengan Tabel 4.21. berikut :

Tabel 4.19 Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai split

SPLIT PEMERINTAH : KONTRAKTOR	GOV. TAKE (%)	KETERANGAN
0 : 100	13.73	
10 : 90	22.96	
20 : 80	32.19	
30 : 70	41.41	
40 : 60	50.64	
50 : 50	59.87	
55 : 45	64.48	BASE CASE
60 : 40	69.09	
70 : 30	78.32	

Tabel 4.20. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Cost Recovery Ceiling

COST RECOVERY CEILING (%)	GOV. TAKE (%)	KETERANGAN
90% (1 - AKHIR KONTRAK)	64.48	BASE CASE
100% (1 - AKHIR KONTRAK)	61.18	
110% (1 - AKHIR KONTRAK)	54.67	
120% (1 - AKHIR KONTRAK)	13.73	

Tabel 4.21. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai FTP

F T P (%)	GOV. TAKE (%)	KETERANGAN
5 (SHAREABLE)	58.15	
10 (SHAREABLE)	57.98	
15 (SHAREABLE)	57.87	
20 (SHAREABLE)	57.76	
5 (NON SHAREABLE)	61.35	
10 (NON SHAREABLE)	64.48	BASE CASE

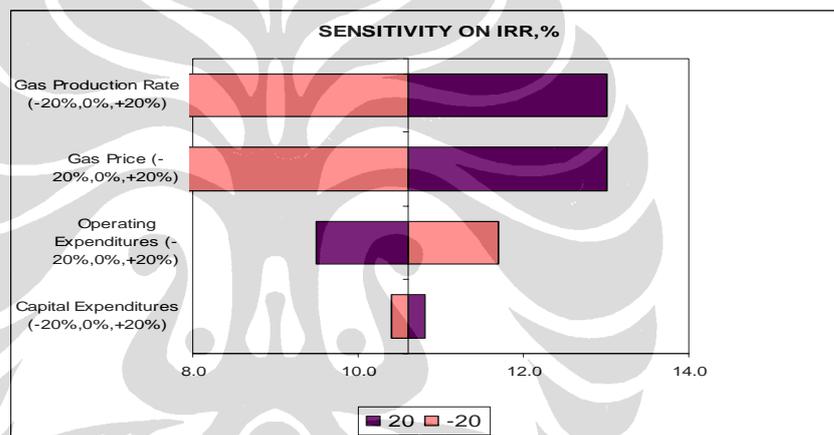
Dilihat dari Sisi Pemerintah dan berdasarkan parameter kebijakan, kenaikan Split sangat sensitif terhadap perubahan Gov. Take, sedangkan perubahan CRC juga sangat sensitif, sedangkan kenaikan FTP (shareable) tidak berpengaruh secara signifikan dengan perubahan Gov. Take, kecuali bila FTP (non shareable).

II. Wilayah Kalimantan Timur

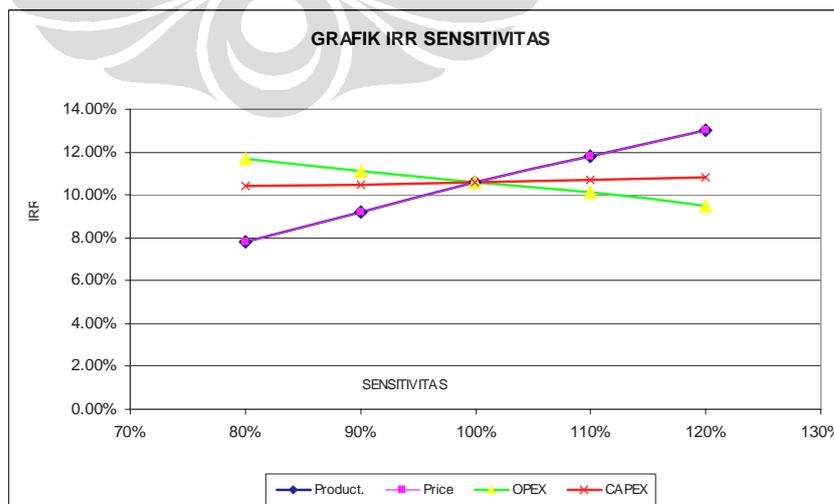
1. Hasil Analisa Sensitivitas dari Sisi Investor

- Sensitivitas terhadap parameter ekonomi

Hasil analisis tersebut disajikan pada Gambar 4.15. sampai dengan Gambar 4.20. berikut :

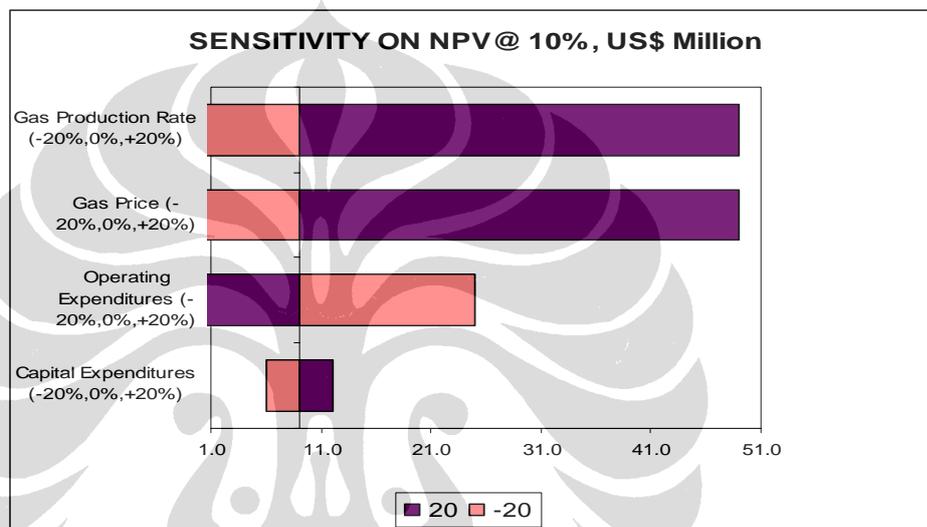


Gambar 4.15. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

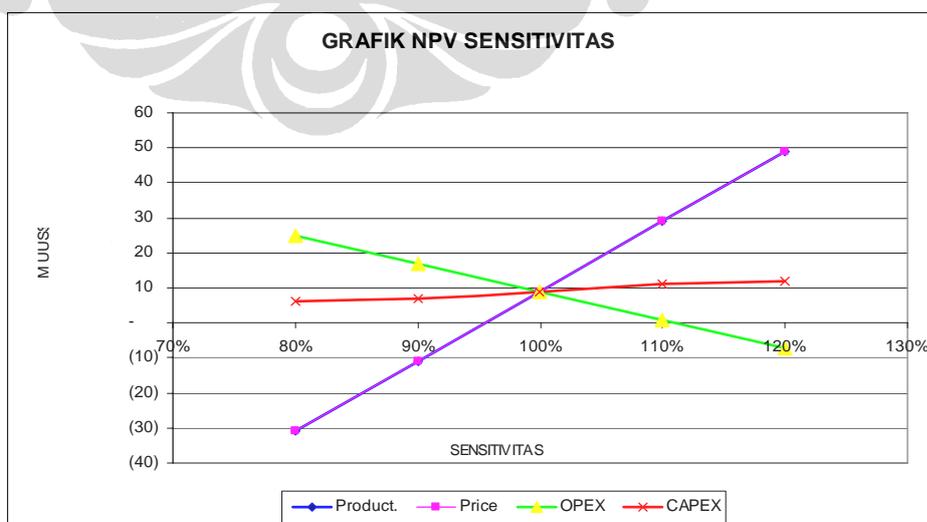


Gambar 4.16. IRR sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.15. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap IRR, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya operasi agak sensitif dan biaya kapital kurang sensitif terhadap perubahan IRR (kebalikan dari base case I wilayah Sumatera Selatan). Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.16. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, IRR mengalami kenaikan dari 10,6% menjadi 13,0%.



Gambar 4.17. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi



Gambar 4.18. NPV sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.17. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap NPV, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya operasi agak sensitif dan biaya kapital kurang sensitif terhadap perubahan NPV (kebalikan base case I wilayah Sumatera Selatan). Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.18. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, NPV untuk kontraktor mengalami kenaikan dari US\$ 9 juta menjadi US\$ 49 juta.

- Sensitivitas terhadap parameter kebijakan

Hasil analisis tersebut disajikan pada Tabel 4.22. sampai dengan Tabel 4.24. berikut :

Tabel 4.22. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai Split

SPLIT PEMERINTAH : KONTRAKTOR	IRR	KETERANGAN
0 : 100		
10 : 90		
20 : 80		
30 : 70		
40 : 60		
50 : 50	11.4	
55 : 45	10.6	BASE CASE
60 : 40	9.8	
70 : 30	7.8	

Tabel 4.23. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai Cost Recovery Ceiling

COST RECOVERY CEILING (%)	IRR	KETERANGAN
90% (1 - AKHIR KONTRAK)	10.6	BASE CASE
100% (1 - AKHIR KONTRAK)	11.8	
120% (1 - AKHIR KONTRAK)	16.8	
130% (1 - AKHIR KONTRAK)		

Tabel 4.24. Perubahan IRR (%) terhadap berbagai FTP

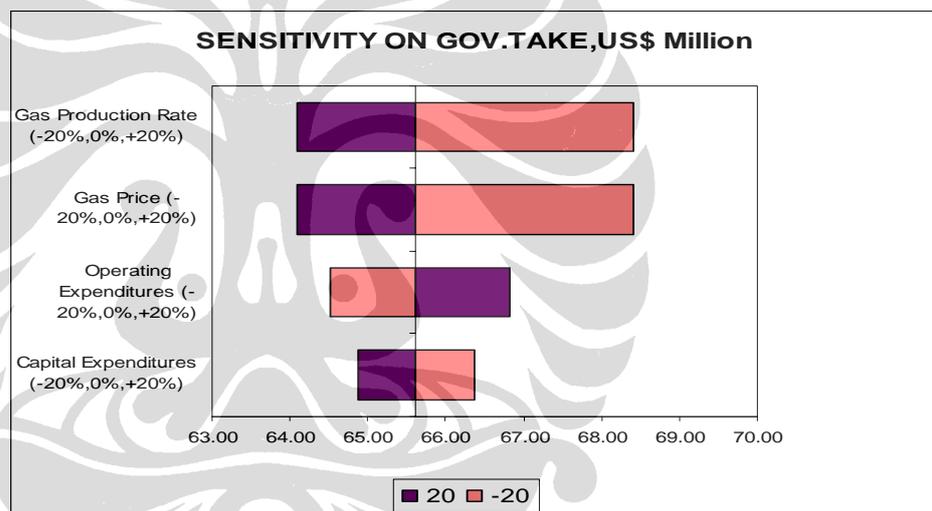
F T P (%)	IRR	KETERANGAN
5 (SHAREABLE)	12.0	
10 (SHAREABLE)	12.1	
15 (SHAREABLE)	12.1	
20 (SHAREABLE)	12.0	
5 (NON SHAREABLE)	11.2	
10 (NON SHAREABLE)	10.6	BASE CASE

Dilihat dari sisi investor dan berdasarkan parameter kebijakan diatas, kenaikan Split sangat sensitif terhadap perubahan IRR. Bila investor menginginkan IRR sekitar 20%, maka dalam hal ini Pemerintah tidak mendapatkan apa-apa dari split (tidak mungkin); atau Cost Recovery Ceilingnya dinaikkan menjadi 130% lebih (tidak mungkin), sedangkan perubahan FTP tidak berpengaruh secara signifikan terhadap kenaikan IRR.

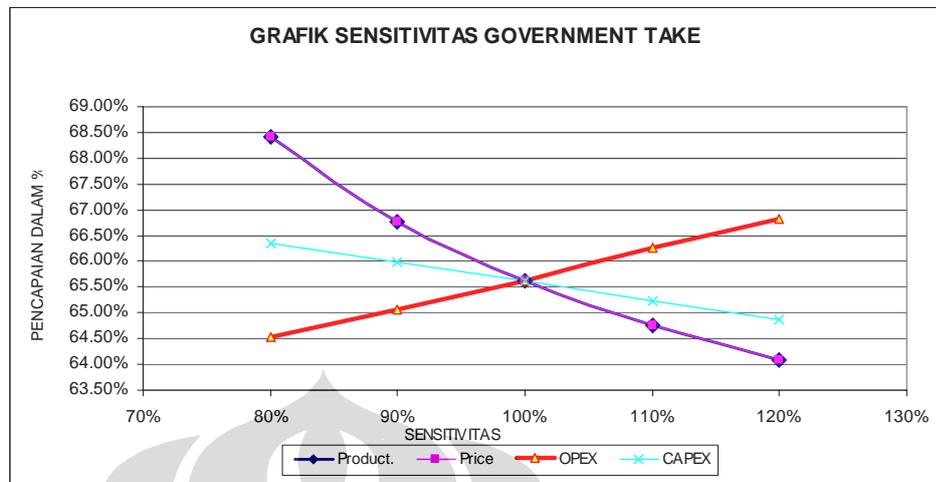
2. Hasil Analisa Sensitivitas dari Sisi Pemerintah

- Sensitivitas terhadap parameter ekonomi

Hasil analisis tersebut disajikan pada Gambar 4.19. sampai dengan Gambar 4.20. berikut :



Gambar 4.19. *Government Take* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi



Gambar 4.20. *Government Take* sebagai fungsi perubahan produksi gas, harga gas, biaya kapital dan biaya operasi

Pada Gambar 4.19. menunjukkan bahwa perubahan produksi gas atau harga gas memberikan perubahan yang sangat sensitif terhadap *Government Take*, baik dengan penambahan maupun pengurangan kedua parameter tersebut. Biaya operasi agak sensitif dan biaya kapital kurang sensitif terhadap perubahan *Government Take* (kebalikan base case I wilayah Sumatera Selatan). Hal ini juga tergambar pada Gambar 4.20. dimana dengan kenaikan produksi gas atau harga gas, *Government Take* mengalami penurunan dari 65,62% menjadi 64,09%, sedangkan sebaliknya dengan penurunan produksi dan harga gas, *Government Take* mengalami kenaikan menjadi 68,40%.

- Sensitivitas terhadap parameter kebijakan

Hasil analisis tersebut disajikan pada Tabel 4.25. sampai dengan Tabel 4.27. berikut :

Tabel 4.25. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Split

SPLIT PEMERINTAH : KONTRAKTOR	GOV. TAKE (%)	KETERANGAN
0 : 100		
10 : 90		
20 : 80		
30 : 70		
40 : 60		
50 : 50	60.97	
55 : 45	65.62	BASE CASE
60 : 40	70.26	
70 : 30	79.55	

Tabel 4.26. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai Cost Recovery Ceiling

COST RECOVERY CEILING (%)	GOV. TAKE %)	KETERANGAN
90% (1 - AKHIR KONTRAK)	65.62	BASE CASE
100% (1 - AKHIR KONTRAK)	61.53	
120% (1 - AKHIR KONTRAK)	14.51	
130% (1 - AKHIR KONTRAK)		

Tabel 4.27. Perubahan Gov. Take (%) terhadap berbagai FTP

F T P (%)	GOV. TAKE %)	KETERANGAN
5 (SHAREABLE)	60.29	
10 (SHAREABLE)	60.12	
15 (SHAREABLE)	60.01	
20 (SHAREABLE)	59.90	
5 (NON SHAREABLE)	62.49	
10 (NON SHAREABLE)	65.62	BASE CASE

Dilihat dari Sisi Pemerintah dan berdasarkan parameter kebijakan, kenaikan Split sangat sensitif terhadap perubahan Gov. Take, perubahan CRC juga sangat sensitif, sedangkan kenaikan FTP (shareable) tidak berpengaruh secara signifikan dengan perubahan Gov. Take, kecuali bila FTP (non shareable).