

**ANALISA KEEKONOMIAN PADA SKENARIO PENAMBAHAN SUMUR
INFILL LAPANGAN GAS “NTN” DENGAN SKEMA PSC *COST*
*RECOVERY***

SKRIPSI



Disusun Oleh :

NADIA INTAN M

113180004/TM

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2022

**ANALISA KEEKONOMIAN PADA SKENARIO PENAMBAHAN SUMUR
INFILL LAPANGAN GAS “NTN” DENGAN SKEMA PSC COST
RECOVERY**

SKRIPSI

Diajukan guna memenuhi syarat penulisan Skripsi
untuk meraih gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional
“Veteran” Yogyakarta

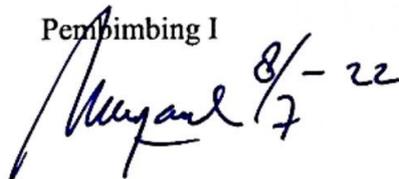
Oleh :

**NADIA INTAN M
113180004/TM**

*Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan,
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta,*

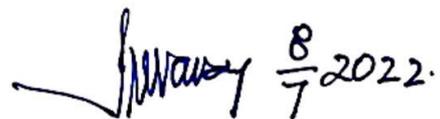
Oleh Dosen Pembimbing:

Pembimbing I



**HARIYADI, S.T., M.T.
NIP.19721102 202121 1007**

Pembimbing II



**IR. SUWARDI, M.T.
NIP. 19610311 199203 1001**

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya yang bertandatangan dibawah ini menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi Skripsi ini yang berjudul **“ANALISA KEEKONOMIAN PADA SKENARIO PENAMBAHAN SUMUR *INFILL* LAPANGAN GAS “NTN” DENGAN SKEMA PSC *COST RECOVERY*”** adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa skripsi saya ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab Dosen Pembimbing saya. Oleh karena itu saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Demikian pernyataan ini saya buat. Terima kasih.

Yang menyatakan

Nadia Intan M
NIM: 113180004

No Telepon/HP : 087839416556
Alamat email : nadiaintan48@gmail.com
Nama/Alamat Orang Tua : Mochamad Isbandi / Jalan Kaliurang KM
9,8 Sinduharjo, Ngaglik, Sleman, Yogyakarta

HALAMAN PERSEMBAHAN

Skripsi ini saya persembahkan kepada kedua orangtua saya tercinta, terimakasih atas segala doa dan dukungannya selama ini, terimakasih juga saya sampaikan kepada saudara dan saudari saya, dan semua keluarga yang telah mendukung dan mendo'akan sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini.

Kepada Bapak Hariyadi dan Bapak Suwardi yang selalu membimbing saya dan juga kepada Mas Dimas yang selalu mengarahkan saya selama dalam penyusunan skripsi ini

Untuk sehabat dan teman-teman saya “POSEIDON18” yang telah banyak berkontribusi dalam penyusunan skripsi ini.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat dan berkat-Nya, Penulis dapat menyelesaikan Skripsi di Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta, dengan judul Skripsi **"ANALISA KEEKONOMIAN PADA SKENARIO PENAMBAHAN SUMUR *INFILL* LAPANGAN GAS "NTN" DENGAN SKEMA *PSC COST RECOVERY*".**

Perkenankan Penulis untuk memberikan rasa hormat dan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. Mohhamad Irhas Effendi, M.S selaku Rektor UPN "Veteran" Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT. selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN "Veteran" Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, ST.,MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta.
4. Hariyadi, ST.,MT. selaku Koordinator S1 Program Studi Teknik Perminyakan, sekaligus Dosen Pembimbing I.
5. M.TH.Kristiati EA.,ST.,MT. selaku Sekertaris Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta.
6. IR. Suwardi, M.T., selaku Dosen Pembimbing II.
7. Semua pihak yang telah membantu.

Penulis menyadari bahwa penulisan laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu penulis sangat mengharapkan saran dan kritik yang membangun. Akhir kata penulis mengharapkan agar laporan ini sangat berguna baik bagi pribadi maupun bagi pembaca sekalian.

Yogyakarta, 29 Juni 2022

Penulis


Nadia Intan M
NIM. 113180004

RINGKASAN

Lapangan “NTN” adalah lapangan gas yang terletak di lepas pantai yang berada di area Kakap PSC *Block-Laut Natuna* di Provinsi Kepulauan Riau. Lapangan ini akan dilakukan pengembangan lapangan dengan waktu proyek 20 tahun untuk meningkatkan produktivitas gas dan memperoleh keuntungan dengan menggunakan skema PSC *Cost Recovery*. Keekonomian pada suatu lapangan yang diperhitungkan secara tepat, diharapkan akan menghasilkan keuntungan yang sesuai baik untuk pemerintah maupun KKKS. Selain itu, dengan dilakukannya analisa keekonomian dapat membantu menentukan skenario terbaik yang layak untuk dikembangkan dalam suatu lapangan sehingga meminimalisir kerugian dimasa yang akan datang.

Analisa keekonomian yang dilakukan mulai dari perhitungan *cash flow*, indikator keekonomian, dan analisa sensitivitas terhadap perubahan parameter seperti *oil production, gas production, gas price, oil price, operating cost, dan investment*. Terdapat beberapa asumsi yang digunakan dalam pengembangan yaitu *gas price, oil price, tax*, metode depresiasi, *tangible cost, intangible cost, escalation rate dan discount rate*. Untuk perhitungan ASR akan dimasukkan kedalam perhitungan *investment* untuk mengetahui berapa harga *tangible* dan *intangible cost*-nya. Harga dari *gas price* sebesar 9 USD/MSCF, *oil price* sebesar 60 USD/BBL, *tax* sebesar 44%, metode depresiasi yang digunakan yaitu metode *straight line* yang dilakukan selama 5 tahun, dengan *tangible cost* total untuk semua skenario yang digunakan sebesar 88,11 MMUSD, *intangible cost* total untuk semua skenario yang digunakan sebesar 204,598 MMUSD, OPEX *split for gas* sebesar 50%, OPEX *split for oil* sebesar 50%, *escalation rate* sebesar 2% dan *discount rate* sebesar 10%. Harga dari *contractor share oil before tax* yaitu sebesar 26,8%; *contractor share gas before tax* sebesar 62,5%; *government share oil before tax* 73,2%; *government share gas before tax* sebesar 37,5%.

Pada lapangan ini terdapat 3 skenario yang dianalisa yaitu Skenario 1 (*basecase*), Skenario 2 (*basecase+1 sumur infill subsea*), dan skenario 3 yaitu *basecase* dengan penambahan 6 sumur infill (1 *subsea* dan 5 *directional*). Ketiga skenario tersebut akan saling dibandingkan untuk menentukan skenario mana yang paling ekonomis. Berdasarkan analisa perhitungan *cash flow*, dan indikator keekonomia dapat diketahui bahwa skenario 3 merupakan skenario terbaik baik dalam sudut pandang pemerintah maupun kontraktor dengan % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 67,66%, dan 8,48%. Harga indikator keekonomian skenario 3 juga lebih besar jika dibandingkan dengan skenario lainnya yaitu dengan NPV sebesar 246,69 MMUSD; ROR sebesar 27,3%; PIR sebesar 5,844; DPIR sebesar 1,364; dan POT sebesar 6,69 *year*. Setelah itu analisa sensitivitas dilakukan dengan parameter yang digunakan dalam sensitivitas ini meliputi *gas production, oil production, oil price, gas price, OPEX, dan investment*. Dari analisa parameter tersebut yang mengalami kenaikan maupun penurunan sebesar 20%, skenario 3 tetap memiliki keuntungan dengan parameter yang tidak jauh berbeda dengan 100% *cash flow* yaitu *gas production* dan *gas price*.

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR	v
RINGKASAN	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xii
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Maksud dan Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Metodologi	2
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN.....	6
2.1. Letak Geografis Lapangan “NTN”	6
2.2. Kondisi Geologi Regional Lapangan “NTN”	7
2.2.1. Kerangka Tektonik Regional	7
2.2.2. <i>Petroleum System</i> Regional	11
2.2.3. Stratigrafi Regional	13
2.3. Sejarah Lapangan	15
BAB III. DASAR TEORI	17
3.1. Kontrak Migas di Indonesia	17
3.2. <i>PSC (Production Sharing Contract)</i>	18
3.2.1. <i>PSC Cost Recovery</i>	19
3.2.1.1. <i>Cash Flow</i>	20
3.2.1.2. <i>Split</i>	22
3.2.1.3. <i>Cost Recovery</i>	23
3.2.1.4. Struktur Biaya <i>Cost Recovery</i>	23

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.2.1.5. Depresiasi	23
3.2.1.6. DMO (<i>Domestic Market Obligation</i>)	25
3.3. Indikator Keekonomian	25
3.3.1. NPV (<i>Net Present Value</i>)	26
3.3.2. IRR (<i>Internal Rate of Return</i>)	26
3.3.3. PIR (<i>Profit to Investment Ratio</i>)	27
3.3.4. DPIR (<i>Discounted Profit to Investment Ratio</i>)	27
3.3.5. POT (<i>Pay Out Time</i>)	29
3.3.6. MARR (<i>Minimum Acceptable Rate of Return</i>)	29
3.4. <i>Sensitivity Analysis</i>	30
3.5. <i>PSC Cost Recovery</i> Pada Penambahan Sumur Infill.....	30
BAB IV. ANALISA KEEKONOMIAN LAPANGAN “NTN”	32
4.1. Analisa Keekonomian Skema <i>PSC Cost Recovery</i> Pada Skenario 1	33
4.1.1. Asumsi yang Digunakan	34
4.1.2. Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 1	35
4.1.3. Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 1	36
4.2. Analisa Keekonomian Skema <i>PSC Cost Recovery</i> Pada Skenario 2.....	38
4.2.1. Asumsi yang Digunakan	40
4.2.2. Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 2.....	41
4.2.3. Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 2	52
4.3. Analisa Keekonomian Skema <i>PSC Cost Recovery</i> Pada Skenario 3	55
4.3.1. Asumsi yang Digunakan	57
4.3.2. Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 3.....	58
4.3.3. Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 3	60
4.3.4. Analisa Sensitivitas Pada Skenario 3	63
BAB V. PEMBAHASAN	69
BAB VI. KESIMPULAN	76
DAFTAR PUSTAKA	77
LAMPIRAN.....	79

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1. <i>Flowchart</i> Metodologi	3
2.1. Peta Lokasi Kakap PSC Blok	6
2.2. Peta Lokasi Lapangan “NTN”	7
2.3. Cekungan Natuna Barat dan Cekungan Natuna Timur	8
2.4. Fisiografi Cekungan Natuna Barat	9
2.5. Perkembangan Struktur Cekungan Natuna Barat	10
2.6. Perkembangan <i>Structural Inversion</i> dari Sunda <i>Fold</i> di Area Studi.....	13
2.7. <i>Petroleum System</i> Cekungan Natuna Barat.....	14
2.8. Stratigrafi Regional Cekungan Natuna Barat.....	15
3.1. Skema PSC <i>Cost Recovery</i> dan <i>gross split</i>	19
4.1. Diagram NPV <i>Cost Recovery</i> Skenario 1	36
4.2. Perbandingan Gas <i>Production Profile</i> Skenario 1 dan Skenario 2	39
4.3. Perbandingan <i>Oil Production Profile</i> Skenario 1 dan Skenario 2	40
4.4. Diagram NPV <i>Cost Recovery</i> Skenario 2	51
4.5. Rumus Interpolasi POT	53
4.6. Grafik POT Skenario 2.....	54
4.7. Perbandingan Gas <i>Production Profile</i> Skenario 1,2, dan 3	56
4.8. Perbandingan <i>Oil Production Profile</i> Skenario 1,2, dan 3.....	57
4.9. Diagram NPV <i>Cost Recovery</i> Skenario 3	59
4.10. Grafik POT Skenario 3.....	62
4.11. <i>Spider</i> Diagram Sensitivitas <i>Company NPV</i> Skenario 3	64
4.12. <i>Spider</i> Diagram Sensitivitas ROR Skenario 3	65
4.13. <i>Spider</i> Diagram Sensitivitas PIR Skenario 3	65
4.14. <i>Spider</i> Diagram Sensitivitas DPIR Skenario 3.....	66

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
III-1. Perbandingan Skema PSC <i>Cost Recovery</i> dan <i>Gross Split</i>	19
III-1. Perbandingan Skema PSC <i>Cost Recovery</i> dan <i>Gross Split</i> (LANJUTAN)	20
IV-1. Skenario Pada Lapangan “NTN”	32
IV-2. Perbandingan <i>Cost Sumuran</i> Lapangan “NTN”	33
IV-3. Perbandingan Skenario Lapangan “NTN”	33
IV-4. <i>Production Profile</i> Skenario 1 Lapangan “NTN”	34
IV-5. <i>Production Profile</i> Skenario 2 Lapangan “NTN”	38
IV-5. <i>Production Profile</i> Skenario 2 Lapangan “NTN” (LANJUTAN).....	39
IV-6. Indikator Keekonomian Skenario 2 Lapangan “NTN”	54
IV-7. <i>Production Profile</i> Skenario 3 Lapangan “NTN”	55
IV-7. <i>Production Profile</i> Skenario 3 Lapangan “NTN” (LANJUTAN).....	56
IV-8. Indikator Keekonomian Skenario 3 Lapangan “NTN”	62
IV-9. Hasil Sensitivitas Pada Skenario 3 Lapangan “NTN”	63
IV-10. Ringkasan Keekonomian Pada Lapangan “NTN”	67
IV-11. Validasi Ringkasan Keekonomian Skenario 2	68
IV-12 Validasi Ringkasan Keekonomian Skenario 3	68

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
A. Perhitungan <i>Net Cash Flow</i> Skenario 1 (<i>Basecase</i>).....	79
B. Perhitungan <i>Net Cash Flow</i> Skenario 2 (<i>Basecase</i> + 1 Sumur Infill).....	84
C. Perhitungan <i>Net Cash Flow</i> Skenario 3 (<i>Basecase</i> + 6 Sumur Infill).....	92
D. Perhitungan Analisa Sensitivitas 80% & 120% Skenario 3 (<i>Basecase</i> + 6 Sumur Infill)	100

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sebagian besar lapangan migas yang di Indonesia merupakan *mature field* atau biasa disebut dengan lapangan tua. Pada lapangan tersebut sudah lama dilakukan produksi untuk mengangkat fluida reservoir ke atas permukaan, sehingga produksi minyak ataupun gas tidak terlalu besar. Oleh sebab itu, pengembangan lapangan di industri migas perlu dilakukan untuk meningkatkan produktivitas baik minyak atau gas di suatu lapangan.

Lapangan “NTN” yang berada di Laut Natuna merupakan lapangan yang terdapat produksi gas, *oil*, dan *water*, namun produksi gas lah yang menjadi produksi utama dari lapangan “NTN”. Adapun komersialisasi lapangan berasal dari gas dan *oil*, yang mana produksi *oil* pada lapangan ini masih dapat dikomersialisasikan. Gas yang diproduksi tidak dapat disimpan pada *storage tank*, sehingga ketika gas ini diproduksi maka akan langsung dijual ke konsumen. Konsumen terdekat dari Laut Natuna yaitu Negara *Singapore*, yang pendistribusian gas-nya melalui pipa gas didasar laut. Dengan demikian berapapun gas yang terproduksi pada Lapangan “NTN” akan langsung dijual, sehingga produksi gas pada lapangan ini bukanlah *plateau*. *Plateau time* adalah kondisi di mana laju produksi tetap sesuai dengan laju produksi yang direncanakan sebelumnya. Lapangan ini akan dilakukan pengembangan lapangan dengan waktu proyek 20 tahun untuk meningkatkan produktivitas gas dan agar memperoleh keuntungan dari pengembangan lapangan tersebut maka perlu dilakukannya analisa keekonomian. Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2020, bentuk-bentuk kerjasama yang berlaku di wilayah kerja akan semakin fleksibel. Oleh karena itu, dalam bentuk kontrak bagi hasil antara KKKS dengan pemerintah dapat menggunakan *cost recovery* atau *gross split*. Analisa keekonomian yang digunakan pada Lapangan Gas “NTN” menggunakan skema *Production Sharing Contract*

(PSC) *Cost Recovery*. Keekonomian pada suatu lapangan yang diperhitungkan secara tepat, diharapkan akan menghasilkan keuntungan yang sesuai baik untuk pemerintah maupun KKKS. Selain itu, dengan dilakukannya analisa keekonomian dapat membantu menentukan skenario terbaik yang layak untuk dikembangkan dalam suatu lapangan sehingga meminimalisir kerugian dimasa yang akan datang. Terdapat 3 skenario yang akan dilakukan analisa keekonomian pada Lapangan Gas “NTN” yaitu, skenario 1 (*basecase*), skenario 2 (*basecase* + 1 sumur infill), dan skenario 3 (*basecase* + 6 sumur infill).

Berdasarkan uraian diatas, dalam pengerjaan tugas akhir ini, penulis akan melakukan analisa terhadap keekonomian dengan skema PSC *Cost Recovery* pada skenario penambahan sumur *infill* berjumlah 6 serta menentukan skenario pengembangan yang layak dan menguntungkan untuk dikembangkan di Lapangan Gas “NTN”.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang dikaji dalam penelitian ini, yaitu:

1. Berapakah nilai dari indikator keekonomian untuk skenario tersebut dalam lapangan “NTN”?
2. Apakah dari analisa tersebut dapat menunjukkan hasil yang baik dan layak untuk dilakukan pengembangan suatu lapangan?

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud penelitian ini adalah untuk menganalisa prospek keekonomian pengembangan lapangan “NTN” pada skenario penambahan sumur *infill*.

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk mengetahui kelayakan pengembangan lapangan “NTN” untuk skenario penambahan sumur *infill* dengan skema PSC *Cost Recovery*.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah yang dikaji dalam penelitian ini yaitu:

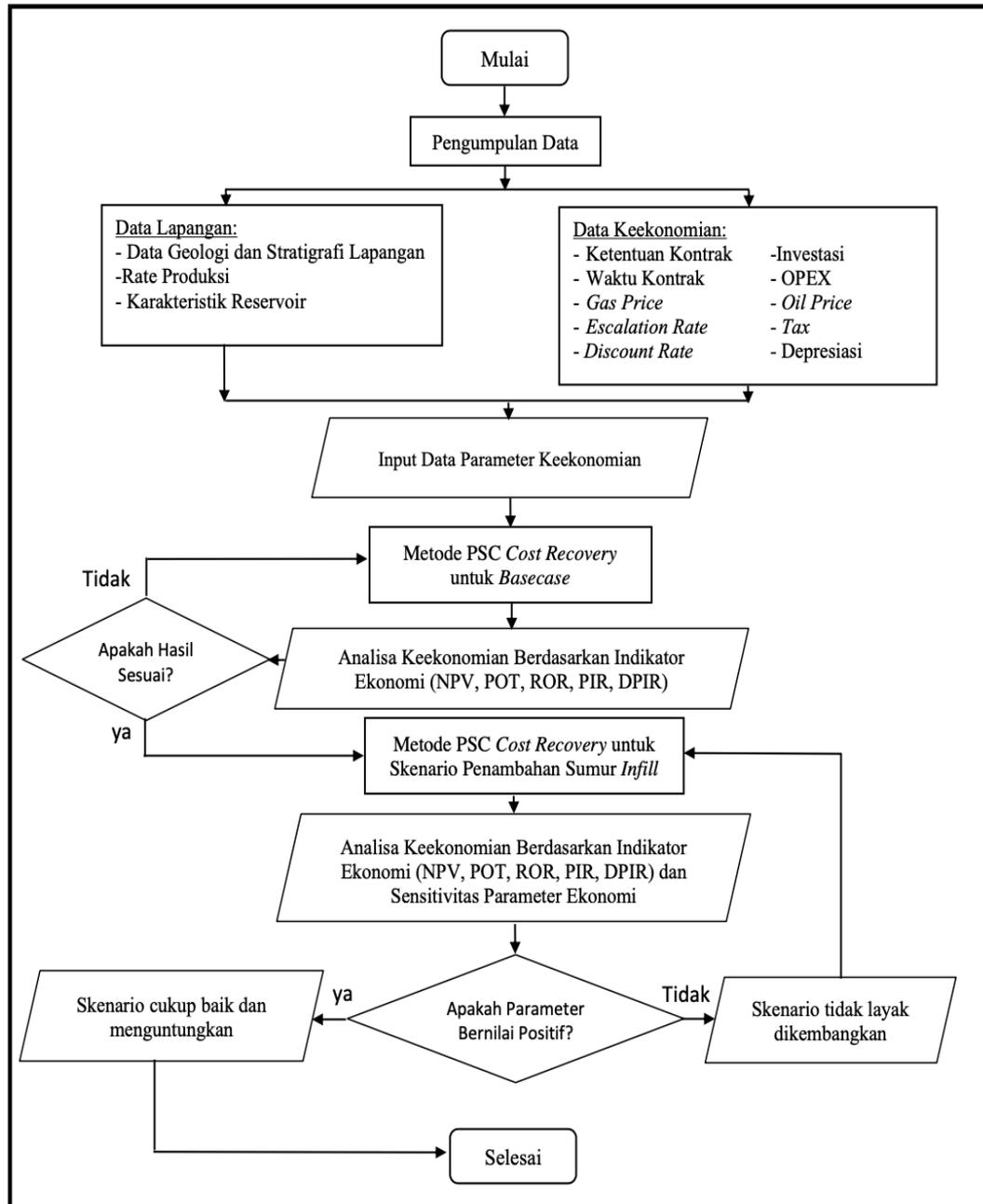
1. Penulisan penelitian hanya akan berfokus terhadap analisa prospek keekonomian pada pengembangan lapangan “NTN” pada skenario penambahan sumur *infill*.
2. Skema PSC yang digunakan dalam penelitian ini hanya menggunakan skema PSC *Cost Recovery*.
3. Lapangan “NTN” yang dilakukan perhitungan bukan merupakan lapangan utama.
4. Analisa indikator keekonomian yang dilakukan hanya untuk 3 skenario yaitu: basecase (sebagai pembanding skenario selanjutnya) dan skenario lainnya yaitu penambahan sumur *infill* dalam lapangan “NTN”.
5. Produksi gas lapangan “NTN” bukanlah *plateau*, hal ini dikarenakan berapapun produksi yang dilakukan akan langsung didistribusi melalui pipa ke konsumen.

1.5. Metodologi

Metodologi dalam penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi literatur.
2. Pengumpulan data.
Data tersebut antara lain skenario produksi, *rate* produksi per tahun, *capital expenditure*, *gas price*, data lapangan seperti sistem dan waktu kontrak.
3. Pengolahan data
Pengolahan data pertama kali yang dilakukan dengan memasukkan data besarnya *rate* produksi sesuai dengan ketentuan kontrak PSC *cost recovery*. Selanjutnya dapat dilakukan perhitungan untuk mendapatkan hasil dari indikator keekonomian yang akan sensitivitas menggunakan *spider* diagram terhadap parameter keekonomian seperti *gas price*, *opex*, investasi, dan produksi gas.
4. Analisa data
Analisa data ini untuk mengetahui kelayakan pengembangan lapangan “NTN” dengan menggunakan PSC *cost recovery*.

Pada **Gambar 1.1** merupakan *flowchart* yang akan digunakan untuk penelitian ini.



Gambar 1.1.
Flowchart Penelitian

1.6. Sistematika Penulisan

Skripsi yang berjudul “**ANALISA KEEKONOMIAN PADA SKENARIO PENAMBAHAN SUMUR *INFILL* LAPANGAN GAS “NTN” DENGAN SKEMA PSC *COST RECOVERY***” terdiri dari enam bab, yaitu :

Bab I Pendahuluan, merupakan bab yang membahas latar belakang, rumusan masalah, metodologi, maksud dan tujuan dari penulisan skripsi ini.

Bab II Tinjauan Umum Lapangan, merupakan bab yang membahas tinjauan umum pada Lapangan Gas “NTN”.

Bab III Dasar Teori, merupakan teori dasar yang dibutuhkan dalam menganalisa keekonomian pada Lapangan Gas “NTN”.

Bab IV Analisa Keekonomian Lapangan Gas “NTN”, merupakan bab yang berisikan contoh perhitungan dan analisa keekonomian yang dilakukan pada Lapangan Gas “NTN”.

Bab V Pembahasan, merupakan bab yang berisikan pembahasan dari hasil perhitungan dan analisa keekonomian yang didapatkan pada Lapangan Gas “NTN”.

Bab VI Kesimpulan, merupakan bab yang berisikan kesimpulan dari hasil penulisan skripsi pada Lapangan Gas “NTN”.

Daftar Pustaka, rujukan terhadap hasil penelitian lainnya yang menjadi dasar dalam penulisan skripsi ini.

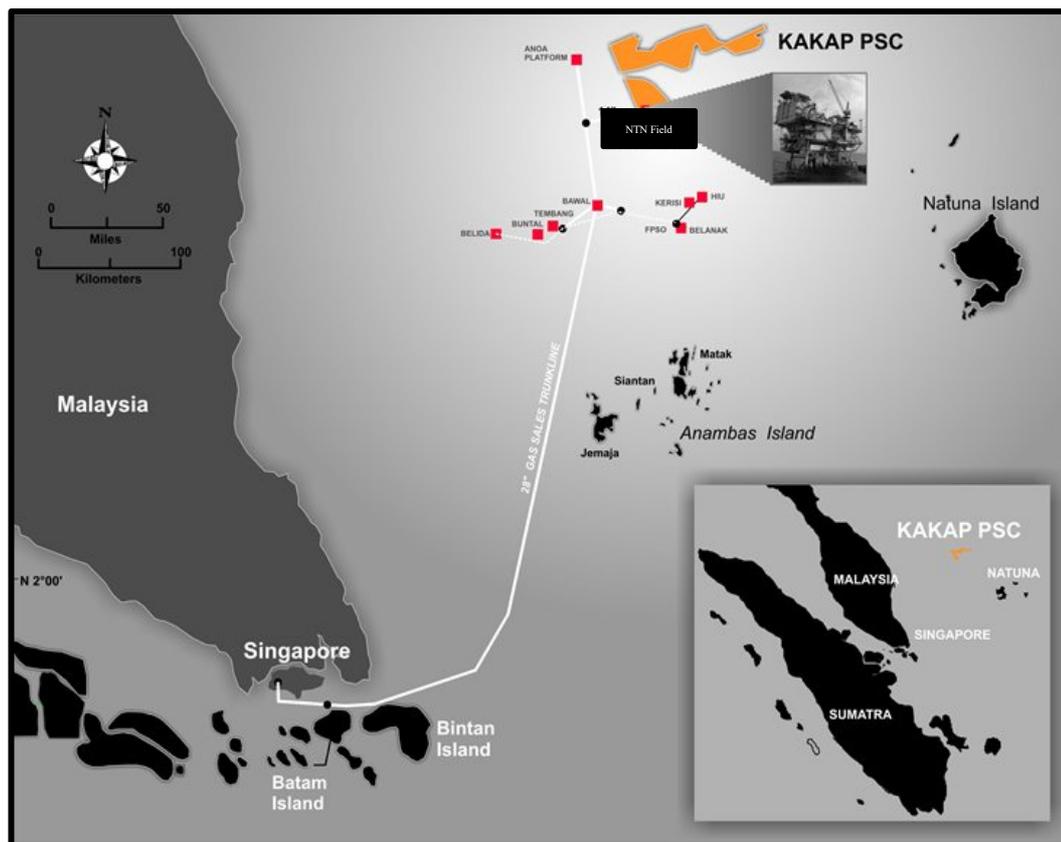
Lampiran, merupakan bab yang berisikan bukti dari perhitungan dari analisa keekonomian yang dilakukan selama penulisan skripsi.

BAB II

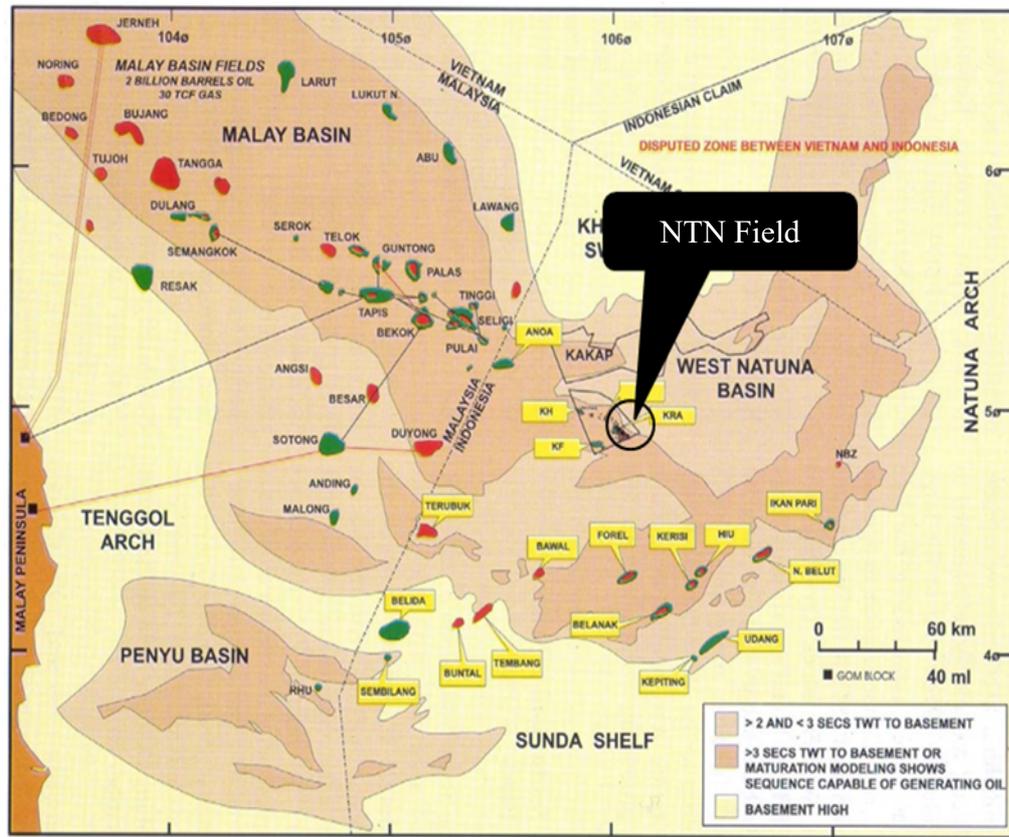
TINJAUAN UMUM LAPANGAN

2.1 Letak Geografis Lapangan “NTN”

Lapangan gas “NTN” adalah lapangan lepas pantai yang terletak di area Kakap PSC Block-Laut Natuna di Provinsi Kepulauan Riau yang berjarak kurang lebih sejauh 486 km dari Timur Laut Singapura, dimana lokasi dari Kakap PSC Blok dapat dilihat pada **Gambar 2.1**. Lapangan “NTN” ini merupakan bagian dari Cekungan Natuna Barat yang memiliki pola struktur yang sangat kompleks dengan lokasi area yang terlihat pada **Gambar 2.2**.



Gambar 2.1.
Peta Lokasi Kakap PSC Blok
(Laboratorium Plan of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2022)



Gambar 2.2.
Peta Lokasi Lapangan “NTN”
(Laboratorium Plan of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2022)

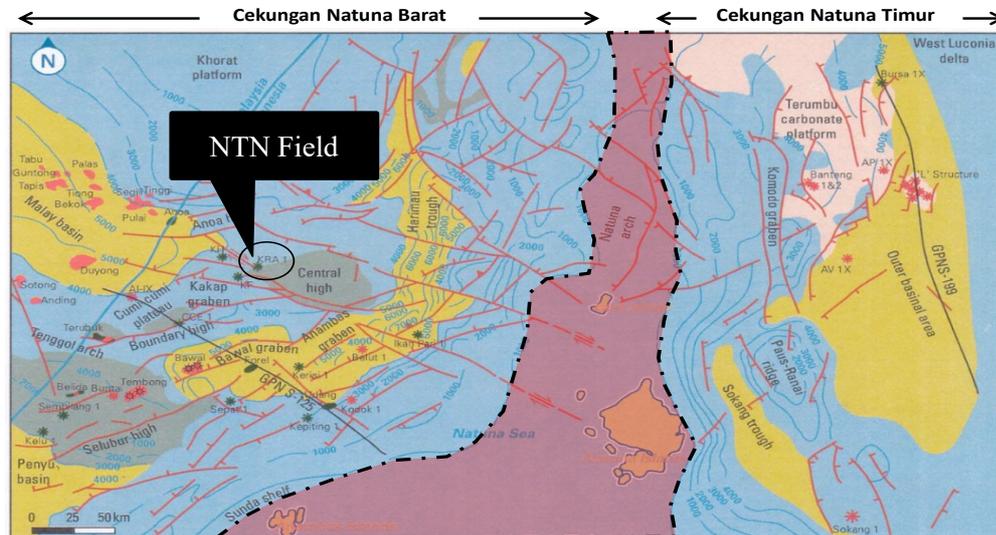
2.2 Kondisi Geologi Regional Lapangan “NTN”

Lapangan “NTN” adalah lapangan yang terletak di Cekungan Natuna Barat, yang mana cekungan ini terletak di Indonesia bagian utara dan secara geologis termasuk kedalam wilayah *Sundaland*, dimana Laut Natuna Timur termasuk dalam tepian bagian *North-west* Laut Cina Selatan (LCS).

2.2.1 Kerangka Tektonik Regional

Cekungan Natuna dapat dibedakan menjadi dua cekungan yaitu area barat dan timur. Cekungan ini dapat dibedakan dikarenakan kedua area tersebut dipisahkan oleh *Natuna Arch* (sistem punggung Natuna). *Natuna Arch* ini

membentang dari Utara ke Selatan, sehingga untuk gambaran dari *Natuna Arch* dapat dilihat pada **Gambar 2.3**.



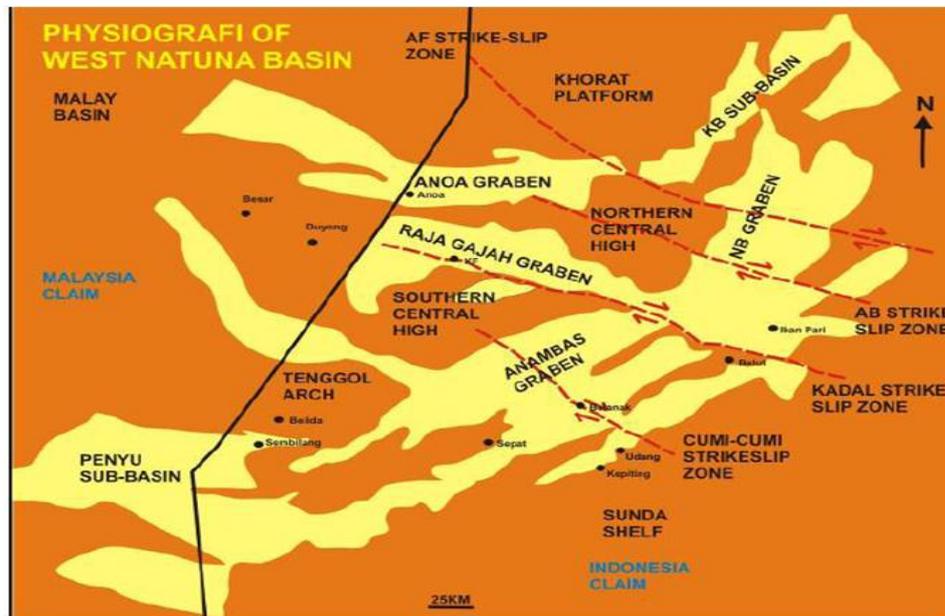
Gambar 2.3.

Cekungan Natuna Barat dan Cekungan Natuna Timur
(after Fainstein and Meyer, 1998 and Phillips et al, 1997)

Bagian Barat dari Cekungan Natuna Timur dibatasi oleh Busur Natuna, bagian Timur oleh Cekungan Sarawak, bagian Selatan oleh Paparan Sunda, dan bagian Utara oleh Cekungan Vietnam. Pada cekungan ini terbagi menjadi dua Sub cekungan yaitu Sub Cekungan Sokan dan Sub Cekungan Natuna bagian *North-east*. Perubahan pada saat zaman Kapur akhir – Eosen Awal (*White and Wings, 1978*) yang mengarahkan pada kesimpulan bahwa Cekungan Natuna Timur merupakan bagian dari *fore arc basin* besar yang memanjang melalui perairan Natuna hingga Sarawak. Berbeda dengan Cekungan Natuna Barat, yang mana Cekungan Natuna Timur memiliki struktur SWNE yang didominasi oleh lapisan sesar ekstensional yang mirip dengan Cekungan Natuna Barat, namun tidak terdapat regim kompresi pada Cekungan Natuna Timur. Berdasarkan White dan Wings (1978), kecenderungan struktur mengikuti urutan *basement* yang dibentuk oleh pergerakan ke arah Timur dari zona subduksi.

Cekungan Natuna Barat terletak kurang lebih di antara Semenanjung Malay dan Kalimantan, yang terbentuk di Cekungan *Rift continental* di Dataran Tinggi

Sunda (*Sunda Platform*). Pada **Gambar 2.4** dapat dilihat bahwa bagian Selatan dari Cekungan Natuna Barat dibatasi oleh Pulau Anambas, bagian Timur oleh *Natuna Arch*, dan bagian Utara oleh *Khorat Swell*.



Gambar 2.4.
Fisiografi Cekungan Natuna Barat
(Hakim, dkk., 2008)

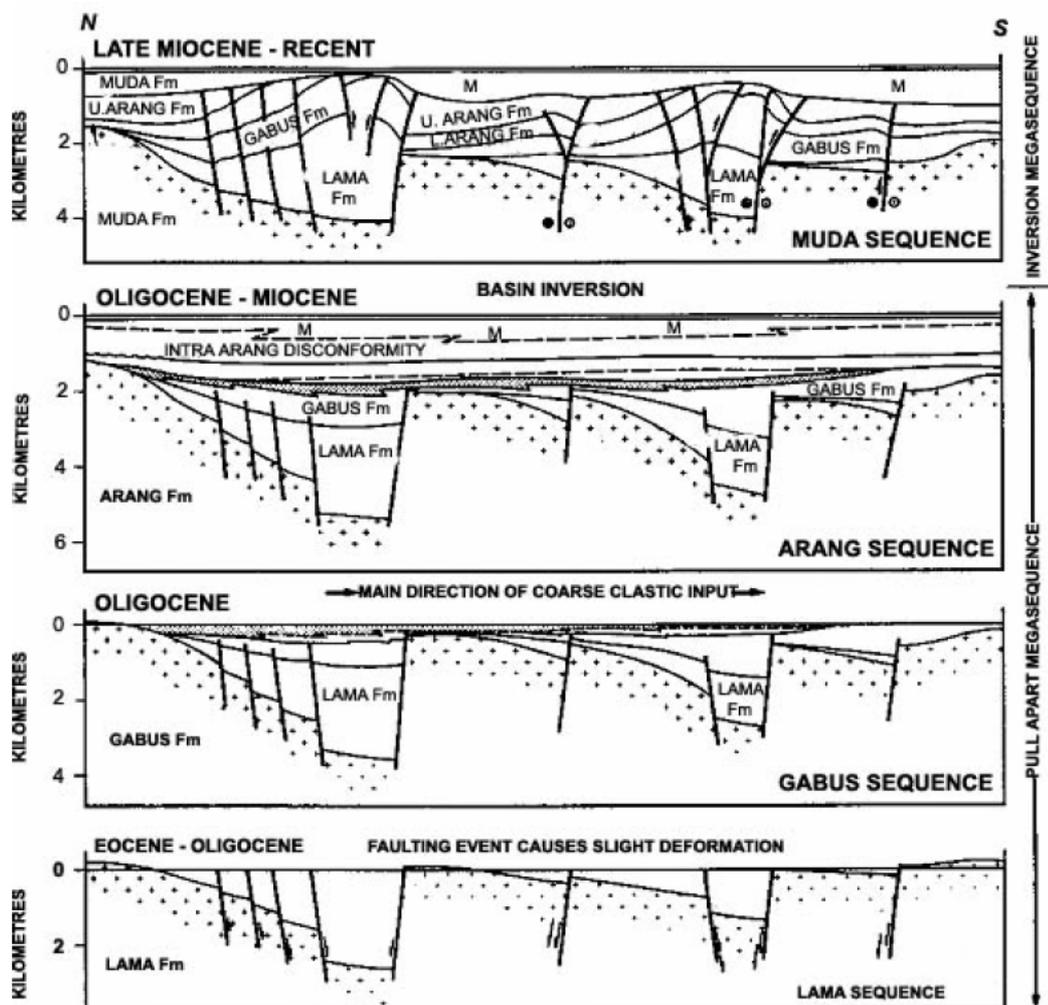
Tujuan struktur dominan Cekungan Natuna Barat adalah SW-NE dan NW-SE, sedangkan struktur dominan dari NW-SE merupakan sesar mendatar. Terdapat antiklin di bagian atas dari cekungan ini, terutama pada lapisan setengah *graben*. Kemunculan dari elemen struktur ini dicirikan oleh dua fase struktur yang berbeda. Fasa ekstensi terjadi saat periode Eosen Akhir-Oligosen dan kemudian berlanjut pada periode kompresional sehingga menghasilkan struktur inversi.

Perkembangan struktur tektonik dari Cekungan Natuna Barat terjadi pada periode Tersier dan berlanjut hingga saat ini. Cekungan Natuna Barat menunjukkan tanda dari aktivitas tektonik yang berkelanjutan dari awal dan setelahnya. Proses dari perkembangan ini dimulai saat adanya *rifting* yang kemudian diikuti oleh inversi tektonik. Perubahan gaya yang terjadi (ekstensional menjadi kompresional) terjadi dalam waktu yang relatif singkat akibat dari penataan ulang lempeng secara

keseluruhan. Pada akhir dari proses perkembangan ini, Cekungan Natuna Barat menghasilkan banyak struktur antiklin yang mengandung hidrokarbon.

Berdasarkan kategori dari Roberts (1988), bahwa Cekungan Natuna Barat dikategorikan sebagai *wrench related basin* yang terbentuk di sepanjang zona utama dari pergerakan sesar bertransformasi terus menerus dari Utara Burma hingga pertemuan Sesar *Red River* dan Palung di Utara Kalimantan (Sarawak).

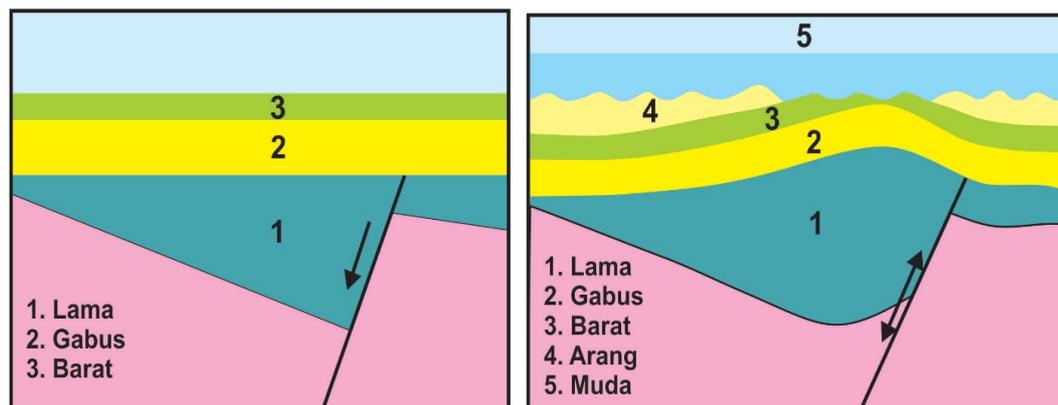
Geometri dari cekungan dibentuk oleh *pull apart basin* akibat ekstrusi tektonik. **Gambar 2.5** menunjukkan evolusi geometri dan struktur tipe *pull apart basin* yang berada di Cekungan Natuna Barat.



Gambar 2.5.
Perkembangan Struktur Cekungan Natuna Barat
(Roberts, 1988)

Lipatan Sunda merupakan fitur structural Sumatra Tengah dan tempat-tempat lain di Paparan Sunda, termasuk dengan area lapangan “NTN”. Eubang dan Makki (1981) mendefinisikan nilai-nilai lipatan Sunda *Fold* sebagai akibat dari *inverted fold* yang terbentuk dari ekspansi *basin* (*wrench deformation*) karena adanya penurunan pada sesar. Lipatan Sunda cenderung dibatasi oleh *fault* (sesar). Sifat-sifat struktur ini adalah sebagai berikut :

- Ketebalan sedimen meningkat dengan proses structural yang ada.
- Lipatan Amplitudo cenderung menurun sesuai dengan kedalaman dan akan menjadi sinklin di tingkat *basement*.
- *Throw* sesar umumnya berbeda tergantung pada kedalamannya. Bagian atas merupakan pergeseran yang berlawanan (sesar naik) dan *throw* normal terdapat pada bagian bawah (sesar normal).



Gambar 2.6.

Perkembangan *Structural Inversion* dari Sunda *Fold* di Area Studi
(Roberts, 1988)

2.2.2 *Petroleum System Regional*

Hidrokarbon yang ditemukan pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Lama, Gabus, Udang, *Upper Arang* dan *Lower Arang*. Dengan sumber organik merupakan batubara yang berada di Formasi *Lower Arang* dan Gabus, serta shale lakustrin yang berada di Formasi Lama, Gabus, Barat, , *Upper Arang* dan *Lower Arang*. *Seal Rock* merupakan batu lempung yang banyak di temukan pada Formasi Lama, Gabus, Barat, *Upper Arang* dan *Lower Arang*.

1. *Source Rock*

Analisis pirolisis menunjukkan bahwa hidrokarbon berjarak 100 ft dari Formasi Barat. Dalam analisis tersebut turut menyatakan bahwa terdapat beberapa formasi yang memiliki potensial sebagai *source rock*, formasi tersebut yaitu Formasi Benua, Lama, Keras, dan Barat. Minyak bumi terbentuk dari kerogen tipe I yang berasal dari Formasi Lama dan Formasi Keras. Titik akumulasi adalah 270°F pada kedalaman 9000 ft. *Source rock* pada *Lower Gabus* memiliki TOC rendah sampai sedang dan terdapat pada *mud stone*, batubara, dan *carboneceus sandstone* (Redjoso, Tutuka Riadji.2013).

2. *Reservoir dan Seal*

Reservoir pada Formasi Benua/Lama memiliki nilai porositas pada kisaran 7% dengan nilai permeabilitas antara 0,1-2,3 mD. Formasi *Lower Gabus* memiliki nilai porositas antara 16-23%. Pada Formasi Arang dan Barat mengandung *shale* maka mereka efektif sebagai batuan *seal/cap rock*. Dorongan kuat pada tahap inversi mengubah formasi ini menjadi formasi *Fault Seal* (Redjoso, Tutuka Riadji.2013).

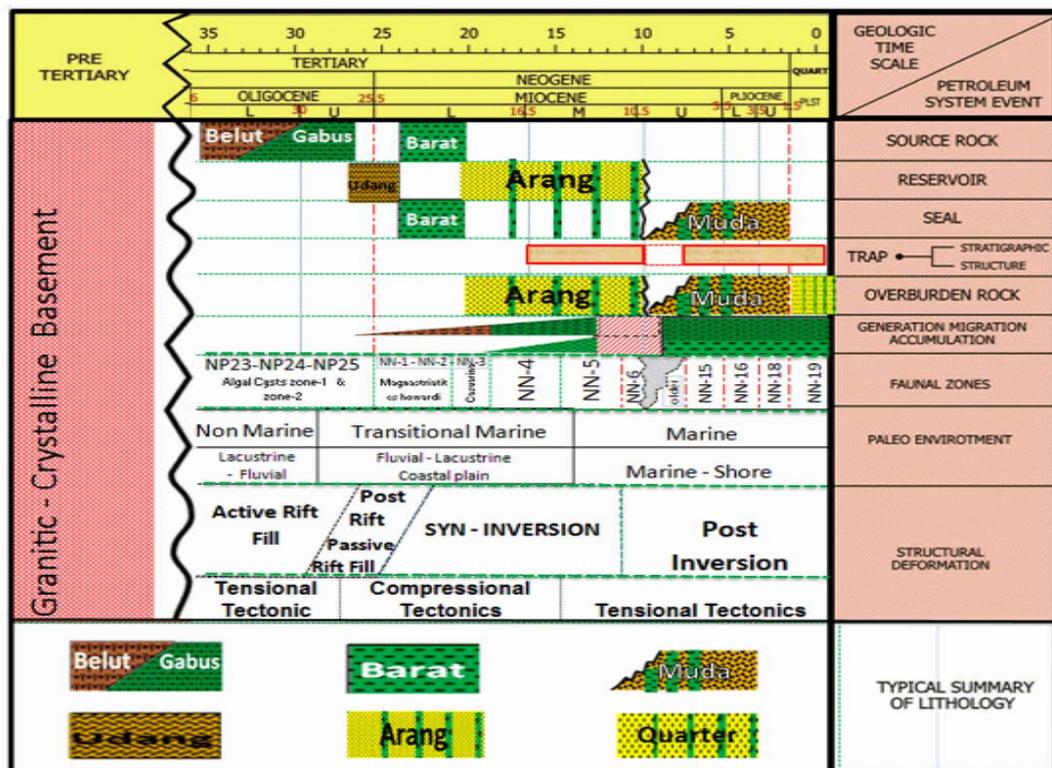
3. *Trap dan Migrasi*

Depocenter di Cekungan Natuna Barat merupakan lipatan tipe Sunda, *trap* yang paling umum yaitu antiklin. Lapisan batu pasir dari sedimen *syn-rift* juga dapat berupa perangkat stratigrafi maupun kombinasi dari keduanya. Waktu Migrasi hidrokarbon bertepatan dengan waktu inversi awal, Oligosen. Arah dari migrasi dapat dibagi menjadi dua kemungkinan, yang mana salah satunya adalah migrasi *dip/lateral* (dari *source rock* ke *reservoir rock*), sedangkan yang lainnya yaitu migrasi *vertical* (dari *source rock* ke *reservoir* melalui jalur patahan yang berbentuk vertikal) (Redjoso, Tutuka Riadji.2013).

4. *Akumulasi Hidrokarbon*

Cekungan Natuna Barat terdiri dari tiga tipe akumulasi. *Normal Play fault N-S series* berkembang di sepanjang Formasi Kakapu di Utara dan Selatan. Beberapa hidrokarbon terperangkap di *pay zone* independen yang terpisah. Perangkat (*trap*) tergantung pada jenis patahan dengan *top seal* diberikan oleh *regional shale unit* dan shale intra formasi. Prospek potensi unit penyimpanan sangat rendah, namun

cadangan komersial bisa mencapai 2 MMBBLS. Pada saat ini akumulasi tersebut cukup *mature*. Kumpulan dari *syn-rift* telah diidentifikasi di *Midwest* Formasi Kakapu Selatan. Hidrokarbon ditemukan pada lapisan batu pasir *fluvio-deltaic* dari Formasi Upper Lama. Akumulasi dari Sunda *Fold* ditemukan di Formasi *North* Kakapu. Inversi struktur kawasan ini menyebabkan *uplift* dan erosi pada *sealing regional* (Redjoso, Tutuka Riadji, 2013).



Gambar 2.7.
Petroleum System Cekungan Natuna Barat
(Otis dan Schneiderman, 1997)

2.2.3 Stratigrafi Regional

Kerangka stratigrafi pada Cekungan Natuna Barat dan Timur pertama kali di kompilasi berdasarkan lithostratigrafi oleh Pupilli (1973). Beberapa *company* yang bekerja diberbagai blok yang terletak di Cekungan Natuna Barat telah melakukan pengembangan berbagai stratigrafi dengan nomenklatur yang berbeda.

Pada urutan yang mendasari di Cekungan Natuna Barat yaitu *cretaceous basement*, yang mana *cretaceous basement* terdiri atas *amphibolites*. Berdasarkan

studi terdahulu yang lebih rinci mengenai *basement* terdiri dari jenis intrusif asam batuan seperti kuarsa-diorit, granit dan *phylite*, *klorit-schist*, *gneiss* dan *amphibolite*.

Pembentukan Formasi Cekungan Natuna Barat berdasarkan pada pertemuan batuan intrusi diabase yang dijumpai pada sedimen basaltik memanjang dari EW sampai NW-SW mengisi kompleks *half graben* dari periode Eosen akhir hingga Oligosen Awal. Pada periode ini digambarkan sebagai *megasequence synrift* pada proses tektonik aktif selama pengendapan berbagai unit sedimen. Cekungan ini terisi oleh endapan lakustrin hingga *fluvio-deltaic* dan sedimen aluvial (Formasi Lama dan Formasi Benua).

Pada Formasi Gabus Bawah, serpih keras diendapkan pada lingkungan lakustrin saat periode Mid Oligosen hingga Oligosen Akhir. Serpih keras ini kemudian secara bertahap digantikan dengan *interbedded* batupasir dan serpih dari Formasi Gabus Atas. Batupasir dari Formasi Gabus Atas memiliki ukuran butirnya halus sampai sangat halus yang sama dengan Gabus Bawah. Formasi ini diendapkan dalam *braid-delta* dan lingkungan dataran lakustrin pada Oligosen Akhir-Miosen Awal.

Perubahan arah tekanan regional (Miosen awal-Miosen tengah) ditandai dengan *syn-rift megasequence*. Perubahan tekanan ini menghasilkan kompresi dan transpresi pada cekungan. Tjia dan Liew (1996) mengatakan bahwa perubahan tekanan ini disebabkan oleh terhentinya proses *spreading* Cekungan Laut China Selatan (LCS), yang memungkinkan terjadinya pergerakan lempeng Pasifik yang saling mendekat satu sama lain (konvergen) ke Barat pada Miosen Tengah dan pergerakan lempeng Indian-Australia dari Selatan pada Miosen Akhir.

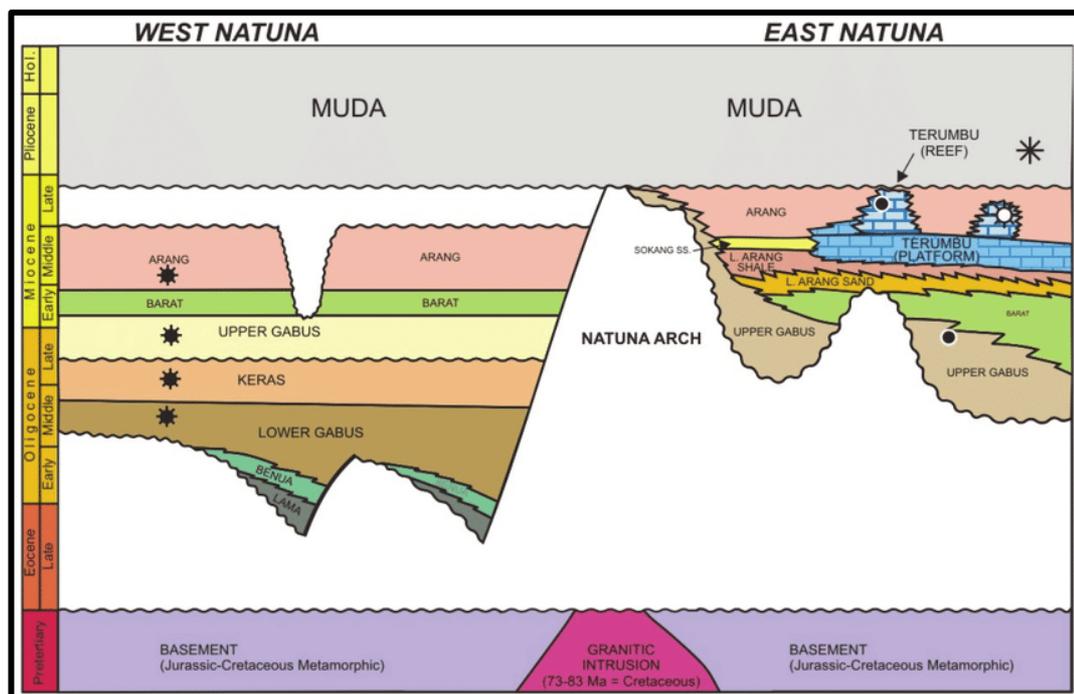
Beberapa siklus transgresi-regresi menentukan proses pengendapan yang terjadi selama periode ini. Bagian dari siklus ini diproduksi di lingkungan pengendapan yang berubah dari lakustrin (Barat) ke *marginal marine* (pasir) dan *coastal plain* (Arang) yang didominasi rawa-rawa.

Setelah serpih Barat diendapkan, Formasi Arang akan terendapkan selaras di atasnya. Bukti *Palynological* menunjukkan umur Miosen awal sampai pertengahan Miosen. Seluruh Formasi Arang diendapkan di lingkungan laut dangkal dengan

fluktuasi sampai dominasi batubara hingga rawa dataran pantai yang berkaitan dengan *basin* inversi dan perubahan permukaan laut relatif.

Proses ini berlanjut hingga Miosen akhir, ketika dasar ketidakselarasan Formasi Muda terbentuk. *Post* inversi pada Formasi Muda ditandai dengan dominasi shale pada *Shallow Marine* hingga *Paralic Sequences*.

Formasi Muda diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Arang dalam lingkungan laut dangkal. Ketidakselarasan Base Muda ini diakui secara luas di Cekungan Natuna Barat. Formasi ini terdiri dari *mudstone*, shale dan batu pasir. Formasi ini terbentuk dari Miosen Akhir sampai sekarang. **Gambar 2.8** menunjukkan stratigrafi regional pada Cekungan Natuna.



Gambar 2.8.
Stratigrafi Regional Cekungan Natuna
(Darman, 2017)

2.3 Sejarah Lapangan

Secara umum Lapangan NTN terbagi menjadi dua blok yang dipisahkan oleh sesar utama berarah relatif Barat-Timur yaitu Blok Main sebelah Utara seluas 8,692.34 acre dan Blok South sebelah Selatan dengan seluas 5,083.36 acre. Blok

pertama yang ditemukan adalah Blok Main dengan sumur yang dibor pertama sumur NTN-1X dan dilanjutkan dengan sumur NTN-3X. Blok South adalah penamaan blok baru setelah dilakukan pemboran sumur NTN-2X yang terletak \pm 4 km sebelah Selatan dari sumur NTN-1X.

Sejarah dari ditemukannya Lapangan NTN hingga saat ini, telah beberapa kali berganti operator. Operator pertama adalah *Marathon Petroleum* Indonesia, operator ini yang telah menemukan Lapangan NTN, diikuti oleh *Clyde Petroleum Ltd.* dan kemudian oleh *Gulf Resources (Kakap) Ltd.*

Produksi Lapangan NTN dimulai pada Juli 1995 dan sampai sekarang (2017) masih berproduksi, dengan melakukan pemboran 15 sumur pengembangan yang dibor dan dikembangkan. Total sumur yang ada di Lapangan NTN yaitu 18 sumur, dengan rincian 15 sumur berada pada Blok Main dan 3 sumur berada pada Blok South. Pada saat ini (*per 31 Desember 2017*) jumlah sumur yang masih aktif berproduksi berjumlah 10 sumur, 2 sumur berada pada Blok South dan 8 sumur pada Blok Main. Kumulatif produksi gas di Lapangan NTN sampai 31 Desember 2017 sebesar 210.57 BSCF dan kumulatif produksi minyak sebesar 22.65 MMBBL, kumulatif produksi gas dan minyak tersebut berasal dari Formasi Lama.

BAB III

DASAR TEORI

Perolehan pendapatan dari sektor migas merupakan salah satu sumber yang sangat penting bagi negara, dan karena sektor migas memiliki karakteristik yang berbeda dengan sektor industri lainnya sehingga diperlukannya perhitungan ekonomi untuk menentukan kelayakan suatu lapangan untuk dapat dikembangkan dan memperoleh keuntungan. Pada perhitungan keekonomian eksplorasi dan produksi migas khususnya untuk gas bumi bergantung pada beberapa faktor yaitu produksi gas yang dihasilkan, biaya yang dikeluarkan atau belum dikeluarkan, harga gas per unit volume, dan sistem perhitungan keekonomian yang digunakan.

Pada tata kelola semua bisnis yang berhubungan antara kerjasama pemerintah dengan pihak swasta (KPS) khususnya di industri migas, terdapat beberapa pedoman yang diberikan oleh pemerintah sebagai dasar kerja untuk memastikan bahwa semua kerjasama antar pihak didasarkan pada prinsip-prinsip kesejahteraan bersama.

3.1 Kontrak Migas di Indonesia

Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi (hulu) migas di Indonesia dirancang oleh pemerintah melalui perjanjian kerjasama antara pemerintah dan kontraktor. Pada dasarnya kontrak migas di seluruh dunia terdiri dari konsesi dan PSC (*Production Sharing Contracts*). Dalam suatu konsesi atau kontrak karya, pemerintah menjamin hak eksplorasi, pengembangan dan produksi eksklusif kontraktor atas penemuan komersial. PSC atau kontrak bagi hasil terutama membagi atau membagi produksi antara kontraktor sebagai penyedia layanan dan pemerintah sebagai pemilik aset.

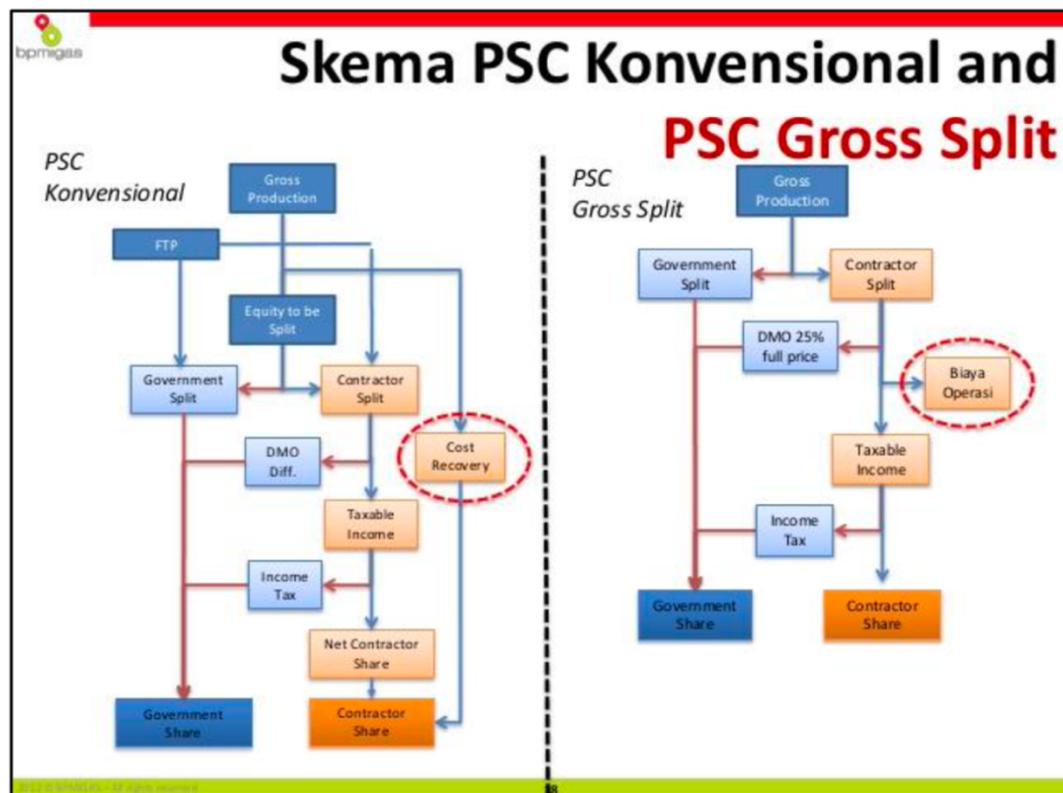
Regulasi kegiatan pertambangan Indonesia lahir pada tahun 1899 pada masa penjajahan Belanda, yaitu *Indian Mijn Wet* (IMW). Pada regulasi tersebut Pemerintah Hindia Belanda telah menyatakan kontrol atas mineral dan logam

Indonesia, kemudian melalui UU 44 Tahun 1960 regulasi tersebut diubah oleh Bung Karno menjadi sistem konsensi. Konsesi memiliki makna sebagai diizinkan atau dilepaskan, dengan tujuan mengakhiri perselisihan ataupun sebagai tindakan perizinan pada suatu hal. Disamping itu, terdapat perubahan regulasi melalui UU 14 Tahun 1963 untuk mengganti sistem konsesi dengan kontrak karya, namun regulasi tersebut tidak menarik bagi kontraktor, karena dianggap tidak saling menguntungkan mengingat keinginan pemerintah untuk menasionalisasi perusahaan migas saat itu. Pada tahun 1966 Ibnu Sutowo memperkenalkan konsep *Production Sharing Contract* (PSC) atau bisa disebut dengan konsep bagi hasil ke dalam perjanjian kerjasama antara kontraktor migas dan pemerintah dalam eksplorasi dan pengembangan migas di Indonesia.

3.2 PSC (*Production Sharing Contract*)

Perjanjian bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC) masih digunakan dan telah mengalami tiga kali perubahan sejak pertama kali diterapkan. Sistem bagi hasil antara Pemerintah dengan KKKS terjadi setelah sebelumnya dikurangi dengan *cost recovery* berdasarkan PP Nomor 79 tahun 2010. *Cost Recovery* merupakan pengembalian biaya dari pemerintah ke kontraktor (KKKS), dimana biaya tersebut meliputi biaya produksi, investasi selama eksplorasi, eksploitasi, dan pengembangan lapangan.

Pada tanggal 16 Januari 2017, Pemerintah Indonesia mengubah perjanjian kerjasama PSC untuk mengadopsi sistem pemulihan biaya yang sebelumnya diterapkan pada lapangan minyak dan gas bumi melalui Keputusan No. 8 Tahun 2017. Pada Agustus 2020, Kementerian ESDM mengeluarkan peraturan menteri yang mengatur mengenai kontrak bagi hasil migas yang ada di Indonesia. Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2020, bentuk-bentuk kerjasama yang berlaku di wilayah kerja akan semakin fleksibel. Oleh karena itu, dalam bentuk kontrak bagi antara KKKS dengan pemerintah dapat menggunakan *cost recovery* atau *gross split*. Berikut merupakan skema *cost recovery* konvensional dan *gross split* yang ditunjukkan pada **Gambar 3.1**, dan perbandingannya pada **Tabel III-1**.



Gambar 3.1.

Perbandingan Skema PSC *Cost Recovery* Konvensional dan *Gross Split* (Seminar Nasional ALFED, SKK MIGAS, Politeknik Negeri Banjarmasin, Pasar Modal)

Tabel III-1

Perbandingan Skema PSC *Cost Recovery* Konvensional dan *Gross Split* (SKK Migas, 2019)

No	PSC <i>Cost Recovery</i>	PSC <i>Gross Split</i>
1.	Bagi hasil terhadap profit margin	Bagi hasil terhadap <i>gross revenue</i>
2.	Persentase bagi hasil dalam 1 WK relatif sama dan berubah antara lain apabila berasal dari lapisan (<i>reservoir</i>) yang lebih tua dari EOR	Persentase dinamis dalam 1 WK, utamanya didasarkan oleh <i>base split</i> , <i>variable split</i> , dan <i>progressive split</i>
3.	Kepemilikan hidrokarbon oleh negara	Kepemilikan hidrokarbon oleh negara
	Manajemen operasi oleh SKK Migas	Manajemen operasi oleh SKK Migas

Tabel III-1
Perbandingan Skema PSC *Cost Recovery* Konvensional dan *Gross Split*
(LANJUTAN)
(SKK Migas, 2019)

4.	Persetujuan diberikan untuk rencana kerja dan biaya (WP&B), POD, dan AFE.	Persetujuan diberikan untuk rencana kerja dan biaya (WP&B), POD, dan biaya sebagai data dukung
5.	Biaya operasi dapat dikembalikan dengan persetujuan SKK Migas	Biaya operasi telah masuk dalam besaran bagi hasil kontraktor dan sebagai unsur pengurang pajak penghasilan kontraktor
6.	Persetujuan POD I oleh Menteri ESDM Persetujuan POD II oleh Kepala SKK Migas	Persetujuan POD I oleh Menteri ESDM Persetujuan POD II dst oleh Kepala SKK Migas namun jika terjadi perbedaan persentase bagi hasil terhadap POD I wajib meminta persetujuan Menteri ESDM

3.2.1 PSC *Cost Recovery*

Cost Recovery merupakan merupakan pengembalian biaya dari pemerintah ke kontraktor (KKKS), dimana biaya tersebut meliputi biaya produksi, investasi selama eksplorasi, eksploitasi, dan pengembangan lapangan. *Cost recovery* tersebut dibayarkan dalam bentuk produksi migas, yang dinilai dengan *Weighted Average Price* (WAP), yaitu harga rata-rata tertimbang yang dihitung berdasarkan nilai *lifting* selama satu tahun dibagi jumlah unit *lifting* selama periode yang sama. Oleh karena itu, begitu produksi dimulai, sebagian pendapatan akan dialokasikan kepada kontraktor sebagai kompensasi atas biaya yang dikeluarkan selama proses eksplorasi.

Terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam skema PSC *Cost Recovery*, yaitu : *cash flow*, *split*, *cost recovery* (pemulihan biaya), struktur biaya *cost recovery*, depresiasi, DMO.

3.2.1.1 Cash Flow

Cash Flow adalah aliran dana yang dapat diterima oleh kontraktor atau pemerintah kapan saja selama umur proyek. Jumlah *cash flow* kontraktor adalah total bagian kontraktor setelah dikurangi total biaya (*expenditure*). Dalam hal ini, *cash flow* digunakan sebagai acuan untuk menentukan keputusan ekonomi yang dibuat. Berikut merupakan komponen yang mempengaruhi *cash flow* yaitu :

1. *Gross Revenue*

Gross Revenue atau pendapatan kotor adalah hasil dari mengalikan tingkat produksi gas dengan harga gas dan tidak ada pengurangan biaya. Laju produksi gas ditentukan berdasarkan prakiraan profil produksi yang dihitung terlebih dahulu dengan menggunakan metode prakiraan produksi, dan wilayah kerja diharapkan memiliki laju produksi gas yang konstan selama masa kontrak.

2. FTP

FTP (*First Tranche Petroleum*) yaitu dalam skema *PSC Cost Recovery* dikenal sebutan FTP yang menjamin pemerintah untuk tetap mendapatkan hasil produksi dari berapapun *Cost Recovery* yang dikeluarkan. Pemerintah menerapkan FTP hal ini dikarenakan agar bersiap sedia apabila jumlah *cost recovery* sama dengan biaya *gross revenue*. Oleh sebab itu, pemerintah membuat skema *PSC Cost Recovery* dengan menambahkan FTP sebesar 20% diawal sebelum dilakukannya pembagian bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor.

3. *Escalation Rate*

Pada saat menghitung *net cash flow*, pertimbangkanlah kemungkinan adanya inflasi di masa depan. Inflasi akan berdampak pada peningkatan investasi dari segi *capital cost* dan biaya operasional. Contoh dari inflasi yaitu apabila biaya konstruksi platform di masa depan akan dipengaruhi oleh kenaikan harga besi dan biaya jasa dalam membangun konstruksi platform. Tingkat inflasi ditunjukkan dengan tingkat eskalasi (*escalation rate*).

Rumus *escalation factor* yang digunakan untuk menghitung *net cash flow* adalah:

$$\text{Escalation Factor} = (1 + \text{Escalation Rate})^{(n+1)} \dots\dots\dots (3-1)$$

Keterangan :

n = tahun ke-n

4. Investasi

Investasi adalah jumlah biaya atau modal yang diinvestasikan dalam suatu proyek. Suatu investasi atau penanaman modal dilakukan karena akan menguntungkan secara ekonomis dalam jangka waktu tertentu di masa yang akan datang. Investasi yang dikeluarkan untuk setiap proyek migas jumlah investasi untuk tujuan eksplorasi dan tingkat investasi untuk pengembangan lapangan. Investasi dapat dibagi menjadi dua bagian: *capital (tangible) cost* dan biaya *non capital (intangible) cost*.

Capital cost (tangible) yaitu pengeluaran yang berkaitan adalah biaya yang terkait dengan barang fisik seperti mesin, peralatan pengeboran, peralatan konstruksi, peralatan penyimpanan gas (tangki), peralatan konstruksi dan transportasi, dan nilainya dikurangi dengan waktu pakainya. Contoh *capital cost* termasuk *wellhead*, tabung, *packer*, *flowline*, *manifold*, *header*, tangki penyimpanan dan pompa, dsb.

Non capital cost (intangible) yaitu biaya yang terkait dengan pengadaan atau penggunaan aset yang tidak dapat disusutkan seperti lumpur dalam operasi pemboran. PSC memungkinkan semua biaya non-modal yang diperlukan untuk pengeboran dan pengembangan sumur gas dibebankan langsung ke pengembalian biaya, laba atas investasi kontraktor. Contoh *non capital cost* yang termasuk dalam eksplorasi dan pengembangan yaitu untuk *geologi and geophisic (G&G) work* terdapat *workovers*, *plug-backs*, *deepening*, *intangible drilling eksploration and development cost*, dsb.

5. OPEX

Operating expenditure (OPEX) adalah biaya yang dikeluarkan sehubungan dengan operasi produksi (*variable cost*) dan biaya yang secara andal ditanggung perusahaan dalam bentuk manajemen umum dan tidak mempengaruhi skala produksi (*fixed cost*). Contoh biaya operasional yang termasuk dalam biaya variabel antara lain *lifting cost*, *safety & environmet*, *production tools & equipment maintenance*, dsb. Sedangkan contoh OPEX yang termasuk *fixed cost* adalah *general administration*.

6. *Tax*

Pajak merupakan salah satu asal penghasilan bagi pemerintah. Pemerintah mengambil bagian dari produksi minyak dan gas, dalam hal ini gas alam, melalui pajak yang dikenakan atas semua penghasilan dari bisnis kontraktor. Sistem perpajakan yang dibuat oleh pemerintah dirancang untuk memaksimalkan penghasilan yang diterima oleh pemerintah. Tarif pajak saat ini yang berlaku adalah 44%. Dalam pajak ini, terdapat parameter yang disebut penghasilan kena pajak (*taxable income*) saat menghitung *cash flow* kontraktor. *Taxable income* adalah seluruh pendapatan kontraktor yang dapat dikenakan pajak. Besarnya nilai dari *taxable income* yaitu jumlah *contractor share* yang di tambahkan dengan FTP.

7. *Share* atau Pembagian Pendapatan

Sebagai aturan umum, berdasarkan perjanjian bagi hasil, gas bumi yang dibagi merupakan hasil dari produksi wilayah kerja pada jangka waktu tertentu. Dasar perhitungan dari *share* adalah kuantitas, bukan nilai. Berdasarkan *PSC cost recovery*, rasio dari pembagian pendapatan gas antara kontraktor dan pemerintah umumnya 70% untuk kontraktor dan 30% untuk pemerintah.

8. *Net Government Take* dan *Net Contractor Take*

Net contractor take adalah jumlah pendapatan bersih kontraktor, atau bisa diketahui sebagai pendapatan kontraktor yang telah dikurangi oleh pajak (*taxable income* dikurangi *tax*). *Indonesia take* atau *Government take*, adalah jumlah dari pendapatan bersih yang diterima oleh pemerintah. Pendapatan ini berasal dari penjumlahan *government take* dengan pajak dan juga FTP.

3.2.1.2 *Spit*

Pembagian *split* yang terdapat di *PSC cost recovery* antara pemerintah dan kontraktor sebesar 85% dan 15% untuk minyak bumi lalu untuk gas bumi sebesar 70% dan 30%.

3.2.1.3 *Cost Recovery*

Konsep skema *PSC Cost Recovery*, terdapat pengembalian biaya yang dilakukan oleh pemerintah terhadap biaya operasional yang telah dikeluarkan oleh kontraktor.

3.2.1.4 Struktur Biaya *Cost Recovery*

Terdapat beberapa biaya yang terkait dengan pengembalian biaya dalam operasi oleh pemerintah, yang dapat dibagi menjadi dua bagian yaitu CAPEX (*Capital Expenditures*) dan OPEX (*Operating Expenditures*).

3.2.1.5 Depresiasi

Depresiasi merupakan penurunan nilai fisik dan penggunaan suatu barang dari waktu ke waktu. Dengan kata lain sebagai konsep akuntansi yang menetapkan pengurangan tahunan dari laba sebelum pajak. Hal ini memungkinkan dampak penggunaan waktu dan aset tercermin dalam laporan keuangan perusahaan. Kontrak Bagi Hasil (PSC) memerlukan nilai dari penyusutan (depresiasi) untuk menghitung *cost recovery*, pajak, *net contractor share*, dan pendapatan pemerintah setiap tahun dan untuk menghitung lembar *net cash flow*. Depresiasi mulai dihitung dari tahun saat asset tersebut sepenuhnya digunakan dan berguna tergantung pada fungsinya. Berikut merupakan metode penentuan depresiasi, yaitu:

1. SL (*Straight Line Method*)

Metode ini adalah metode depresiasi sederhana yang mengasumsikan bahwa nilai penyusutan adalah tetap setiap tahun selama periode penyusutan aset (yang sah). Dengan metode ini, biaya penyusutan tahunan adalah tetap dan nilai aset (*salvage value*) pada akhir proyek adalah nol. Metode ini diformulasikan sebagai berikut:

$$D_i = \frac{K}{N} = K \cdot R \dots\dots\dots (3-2)$$

Keterangan :

D_i = Depresiasi tahun ke- i

K = *Capital cost*

N = Waktu depresiasi

$$R = 1/N = \text{Depresiasi rate}$$

2. DB (*Declining Balance Method*)

Metode ini menghitung nilai suatu barang dan mengharapkannya menurun tajam dari waktu ke waktu (*accelerated depreition method*). Dengan metode ini, jumlah penyusutan berkurang setiap tahun.

Nilai dari aset pada akhir proyek mungkin tidak nol, tetapi masih memiliki nilai sisa, yang dapat menyebabkan pembengkakan biaya atau pembengkakan pada tahun berikutnya yang disebut balon. Rumus untuk menghitung jumlah penyusutan untuk tahun ke-n adalah sebagai berikut.

$$D_i = K \cdot R \cdot (1-R)^{i-1} \dots\dots\dots (3-3)$$

Keterangan :

D_i = Depresiasi pada tahun ke-i

K = *Capital cost*

R = *Depreciation rate*

3. DDB (*Double Declining Balance Method*)

Untuk metode ini hampir sama dengan metode sebelumnya yaitu *declining balance* (DB). Namun perbedaan metode sebelumnya dengan metode ini yaitu besarnya *depreciation rate* dikalikan dengan 2 (*double*). Rumus untuk menghitung menggunakan metode ini yaitu:

$$D_i = K \cdot 2R \cdot (1-2R)^{i-1} \dots\dots\dots (3-4)$$

Keterangan :

D_i = Depresiasi pada tahun ke-i

K = *Capital cost*

$2R$ = *Double Depreciation rate*

4. SYD (*Sum of Year Digit Method*)

Pada metode ini angka-angka yang berkaitan dengan angka untuk setiap umur tahun yang diijinkan berada pada urutan pertama dengan urutan yang terbalik, kemudian jumlah angka-angka ini ditentukan. Faktor depresiasi untuk setiap tahun adalah angka dalam daftar terbalik untuk tahun itu dibagi dengan jumlah angka-angkanya. Bentuk umum persamaan dengan cara ini adalah:

$$D_i = \frac{K \cdot 2(N - (I - 1))}{N(N + 1)} \dots\dots\dots (3-5)$$

Keterangan :

D_i = Depresiasi pada tahun ke- i

K = *Capital cost*

N = Umur Proyek

I = Tahun ke- i

5. *Unit of Production*

Semua metode depresiasi yang dijelaskan di sini berbasis waktu. Teori tersebut menyatakan bahwa penurunan nilai suatu barang terutama merupakan fungsi waktu di masa lalu (tahun).

Jika penurunan nilai terutama merupakan fitur penggunaan, metode ini mungkin tidak mencerminkan depresiasi tahunan. Dalam kasus seperti itu, *unit of production* biasanya digunakan. *Depreciation rate* (R) sama dengan produksi pada tahun ke- i dibagi dengan cadangan mineral. Secara umum, bentuk persamaannya adalah:

$$D_i = K \cdot \frac{(\text{Production})}{\text{Reserve}} \dots\dots\dots (3-6)$$

Keterangan :

$$\frac{(\text{Production})}{\text{Reserve}} = R = \text{Depreciation Rate}$$

3.2.1.6 DMO (*Domestic Market Obligation*)

DMO merupakan peraturan mengenai kewajiban dari kontraktor untuk menyerahkan dari hasil produksi migas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Kewajiban penyerahan dilaksanakan setelah dimulainya produksi komersial. Untuk gas bumi, diberlakukan harga sesuai dengan kontrak penjualan gas bumi pada wilayah kerja tersebut.

3.3 Indikator Keekonomian

Untuk mengetahui apakah suatu lapangan layak untuk dikembangkan, maka perlu dilakukannya analisa ekonomi terlebih dahulu. Adanya analisa ekonomi dapat diketahui dan menghitung keuntungan dari pengembangan lapangan tersebut

dengan data yang produksi lapangan, investasi, dsb. Berikut merupakan indikator ekonomi yang perlu diperhatikan yaitu NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*), PIR (*Profit to Investment Ratio*), DPIR (*Discounted Profit to Investment Ratio*), MARR (*Minimum Acceptable Rate of Return*) dan POT (*Pay out Time*).

3.3.1 NPV (*Net Present Value*)

NPV adalah nilai keuntungan bersih dari suatu proyek yang diukur pada masa kini (waktu). Suatu proyek dikatakan layak jika NPV positif atau melebihi target NPV minimum yang dapat dicapai perusahaan. Jika nilai NPV proyek negatif, maka proyek tersebut mengalami kerugian. Karena NPV proyek adalah nol, biaya untuk menyelesaikan proyek sama dengan pendapatan. Persamaan NPV adalah sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n CF_0 + \frac{CF_n}{(1+r)^2} \dots\dots\dots (3-7)$$

Keterangan :

CF_0 = *cash flow* pada awal investasi (*cash in flow*)

CF_n = *cash flow* pada tahun ke-n (*cash out flow*)

r = *discount rate*

n = tahun ke-n

3.3.2 IRR (*Internal Rate of Return*)

IRR yang juga dikenal sebagai ROR (*rate of return*) adalah nilai relatif dari profitabilitas modal yang diinvestasikan dalam proyek, yaitu dengan *discount rate* yang membuat nilai NPV sama dengan 0. Persamaan berikut merupakan persamaan untuk menentukan harga IRR, yaitu :

$$0 = \sum_{t=1}^n CF_0 + \frac{CF_n}{(1+ROR)^n} \dots\dots\dots (3-8)$$

Pada umumnya, setiap perusahaan memiliki batas minimum ROR (*Rate of Return*), yang dinyatakan dalam MARR (*Minimum Acceptable Rate of Return*). Jika nilai IRR lebih besar atau lebih besar dari suku bunga bank, maka proyek tersebut dianggap layak.

ROR memiliki ciri yaitu membutuhkan solusi *trial and error*, mengubah nilai waktu dan uang menjadi profitabilitas dan memberikan indikator keuntungan yang tidak tergantung pada ukuran mutlak *cash flow*. ROR juga sangat sensitive terhadap kesalahan dalam memperkirakan ukuran investasi, kemudian ROR berisi anggaran implisit yang menunjukkan bahwa semua *cash flow* yang diterima akan diinvestasikan kembali dalam ROR yang dihitung.

ROR tidak dapat dihitung dalam kondisi *cash flow negative* (adanya *dry hole* di suatu proyek), semua *cash flow positive*, total pendapatan kurang dari investasi awal (misalnya sumur produksi mengering sebelum pengembalian investasi berhasil).

3.3.3 PIR (*Profit to Investment Ratio*)

PIR juga dikenal sebagai ROI (*Rate of Investment*), adalah rasio arus kas bersih sebelum diskon dengan jumlah yang diinvestasikan. PIR adalah angka tak berdimensi yang terkait dengan jumlah uang yang dihasilkan dari proyek investasi per dolar yang diinvestasikan. Rumus untuk menentukan nilai PIR dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{PIR} = \frac{\text{Total Undiscounted Net Cash Flow}}{\text{Investasi}} \dots\dots\dots(3-9)$$

3.3.4 DPIR (*Discounted Profit to Investment Ratio*)

DPIR merupakan ukuran kemampuan untuk menghasilkan keuntungan secara keseluruhan. DPIR juga didefinisikan sebagai rasio NPV terhadap investasi. Berikut merupakan rumus dari DPIR, yaitu:

$$\text{DPIR} = \frac{\text{Total discounted Net Cash Flow}}{\text{Investasi}} \dots\dots\dots(3-10)$$

Dari rumus di atas, dapat menginterpretasikan jumlah *discounted cash flow* per dolar yang diinvestasikan. Sebuah proyek dianggap layak jika DPIR positif atau melebihi dari target DPIR *minimum* yang bisa dicapai oleh perusahaan.

3.3.5 POT (*Pay Out Time*)

POT atau PBP (*Pay Back Period*) merupakan periode yang dibutuhkan untuk dapat menutup kembali pengeluaran investasi dengan “*proceeds*” atau *netto cash flows*. Hal ini dapat digambarkan sebagai lamanya waktu yang diperlukan agar dana yang diinvestasikan dalam investasi dapat dilunasi dan kembali sepenuhnya.

Kekurangan dari POT adalah mengabaikan nilai waktu dari uang (*time value of money*) dan tidak dapat menampilkan jumlah keuntungan. Dengan kata lain, POT bukanlah pengukur "profitabilitas", tetapi "kecepatan" atau pengukur kecepatan dari kembalinya dana. Suatu proyek dapat dianggap layak jika memiliki nilai POT yang kecil dibandingkan dengan durasi proyek atau lebih pendek dari target waktu minimum perusahaan untuk mengembalikan modal atau investasinya.

3.3.6 MARR (*Minimum Acceptable Rate of Return*)

MARR (*Minimum Acceptable Rate of Return*) merupakan tingkat pengembalian yang wajar yang ditetapkan untuk evaluasi dan pemilihan alternatif. MARR juga disebut sebagai tingkat rintangan, tingkat *cutoff*, suku bunga acuan, dan tingkat pengembalian minimum yang dapat diterima. MARR digunakan sebagai kriteria terhadap IRR yang diukur. Meskipun MARR digunakan sebagai kriteria untuk memutuskan berinvestasi disebuah proyek, ukuran MARR terhubung secara fundamental dengan seberapa banyak dana modal yang dibutuhkan (Blank & Tarquin, 2012). Dengan demikian, suatu rencana investasi dikatakan layak atau menguntungkan apabila $IRR > MARR$.

Berdasarkan beberapa aturan yang diterbitkan oleh BP Migas yang sampai sekarang masih berlaku terkait dengan aturan investasi pada tahun 2010 dengan SKK Migas (BPMigas pada waktu itu) mengeluarkan pedoman untuk mengajukan POD dengan peraturan No. KEP-0072/BP00000/2010/SO. Pedoman ini utamanya mengatur tentang Indikator Keekonomian Pemerintah dan Kontraktor yang digunakan. Disebutkan bahwa untuk menghitung NPV Kontraktor disarankan menggunakan MARR sebesar 10% (Liana, 2014). Namun menurut (Pujawan, 2012) nilai MARR akan berbeda untuk setiap proyek investasi dan bidang usaha. Nilai MARR dapat disesuaikan dari kebijakan yang digunakan pada setiap perusahaan,

sehingga nilai MARR pada masing-masing perusahaan akan berbeda. Oleh karena itu, dalam penelitian ini menggunakan MARR yang sama dengan yang digunakan pada penelitian EOR pada literatur berikut (Birgisson, 2011) yaitu MARR sebesar 15%.

3.4 Sensitivity Analysis

Analisis sensitivitas merupakan langkah dari mitigasi resiko untuk menentukan dampak dari berubahnya besaran yang akan berdampak pada keuntungan. Besaran disini yang umum digunakan untuk analisa kesensitivitasan yaitu total produksi, investasi, harga gas, dan biaya operasi.

Terdapat beberapa keuntungan dan kelemahan dengan melakukan analisis sensitivitas pada suatu proyek. Untuk keuntungan dengan dilakukannya analisa sensitivitas yaitu mudah dioperasikan dengan computer, dan sangat membantu dalam mengidentifikasi besaran apa yang sangat berpengaruh terhadap perubahan keuntungan. Sedangkan untuk kelemahannya adalah tidak menunjukkan tanda kemungkinan sesuatu yang diinginkan akan terjadi (contohnya berapa probabilitas bahwa harga akan turun sebesar 20%), dan tidak menunjukkan ketergantungan antar besaran yang mempengaruhi keuntungan.

Suatu lapangan masih layak atau masih dianggap prospek untuk dikembangkan jika nilai POT relatif kecil, NPV positif, harga IRR dan DPIR yang relatif tinggi, dan ROR yang lebih tinggi dari suku bunga bank (MARR).

3.5 PSC Cost Recovery Pada Penambahan Sumur Infill

Pada skema *cost recovery* dengan penambahan sumur infill, bagi hasil relatif sama dan dilakukan terhadap suatu keuntungan margin sebagai persentase bagi hasil di wilayah proyek yang sama, dan akan berubah asalkan dari lapisan reservoir yang lebih tua. Perizinan diberikan untuk perencanaan pekerjaan dan biaya (WP&B), perencanaan pengembangan (POD), dan AFE telah disetujui.

Rencana Kerja dan Anggaran atau sering juga disebut *Work Program and Budget* (WP&B) merupakan rencana kerja dan anggaran yang diajukan oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) kepada Satuan Kerja Khusus Pelaksana

Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas). *Authorization for Expenditure* (AFE) adalah otorisasi pembiayaan rencana kerja dan anggaran atas kegiatan yang berbasis Proyek yang diberikan oleh SKK Migas kepada KKKS berdasarkan hasil evaluasi teknis dan biaya.

Dalam skema ini, pemerintah akan mengganti semua biaya yang dikeluarkan selama operasi. Biaya tersebut dihitung dari awal eksplorasi hingga mulai produksi. Aset yang dikeluarkan perusahaan sebagai investasi kemudian menjadi milik negara sepenuhnya.

BAB IV

ANALISA KEEKONOMIAN LAPANGAN “NTN”

Pada analisis keekonomian dalam rencana pengembangan lapangan memerlukan data lapangan dan karakteristik reservoir, skenario produksi lapangan, durasi proyek, perkiraan *tangible (capital) cost*, *intangible (non-capital) cost*, perkiraan OPEX (*operational cost*), dan kebijakan pemerintah. Pada lapangan “NTN” ini akan dilakukan analisa keekonomian dengan menggunakan 3 skenario yaitu PSC *Cost Recovery*. Ketiga skenario yang akan dilakukan analisa keekonomian sebagai berikut:

Tabel IV-1

Skenario Pada Lapangan “NTN”

No	Skenario	Keterangan
1	Skenario 1	Basecase
2	Skenario 2	Basecase + <i>Upgrade Surface Facilities Platform</i> + 1 Sumur Infill subsea
3	Skenario 3	Basecase + <i>Upgrade Surface Facilities Platform</i> + 6 Sumur Infill (1 subsea + 5 Directional)

Skenario pada lapangan ini dipilih berdasarkan rencana kerja dari perusahaan yang sudah dilakukan analisa dari segi teknis dan juga keekonomisan. Berdasarkan segi keteknisan sumur infill ini dicari berdasarkan zona yang masih tinggi nilai HCPV-nya, sehingga dapat diketahui lokasi mana yang akan dipasang sumur infill. Berdasarkan segi keekonomisan yang terdapat pada setiap skenario yaitu, pada skenario 2 terdapat penambahan 1 sumur infill dikarenakan di *platform* (yang terdapat *existing wells*) masih tersisa 1 *slot* untuk tempat sumur produksi. Oleh karena itu, pada skenario 2 dipilihlah 1 sumur *infill* yang disesuaikan dengan kondisi *existing wells* yang didesain dengan *subsea*. Pada skenario 3 terjadi penambahan 5 sumur *directional* karena memiliki harga yang lebih murah dan

dapat ditempatkan di *platform* yang sudah dilakukannya *upgrade surface facilities* pada tahun 2020.

Pada perhitungan keekonomian suatu lapangan dibutuhkan data *tangible cost* dan *intangible cost* tiap sumuran, yang kemudian akan digunakan untuk menghitung *cashflow* setiap skenario. Berikut merupakan tabel *tangible cost* dan *intangible cost* (*drilling* dan ASR) pada tiap sumuran, yaitu:

Tabel IV-2

Perbandingan Cost Sumuran Lapangan “NTN”

No	Tahun	Keterangan	<i>Tangible Cost</i> (MMUSD)	<i>Intangible Cost</i> (MMUSD)
1	2020	ASR + <i>Upgrade Surface Facilities Platform</i>	16,26	37,95
2	2021	ASR + Drilling 1 Subsea	14,694	34,286
3	2021	ASR + Drilling 2	4,503	10,467
4	2021	ASR + Drilling 3	4,503	10,467
5	2021	ASR + Drilling 4	4,503	10,467
6	2022	ASR + Drilling 5	4,503	10,467
7	2022	ASR + Drilling 6	4,503	10,467

Berdasarkan **Tabel IV-1** dan **Tabel IV-2** dapat diketahui bahwa setiap skenario memiliki perbedaan dalam kegiatan *investment* yang dilakukan, sehingga hal tersebut akan mempengaruhi pemilihan untuk menentukan skenario mana yang paling ekonomis dan layak untuk dikembangkan. Berikut merupakan tabel *tangible cost* dan *intangible cost* (*drilling* dan ASR) pada ketiga skenario, yaitu:

Tabel IV-3

Perbandingan Skenario Lapangan “NTN”

No	Skenario	<i>Tangible Cost</i> (MMUSD)	<i>Intangible Cost</i> (MMUSD)
1	Skenario 1	0	0
2	Skenario 2	30,96	72,23
3	Skenario 3	53,47	124,568

4.1. Analisis Keekonomian Skema PSC *Cost Recovery* Pada Skenario 1

Lapangan “NTN” merupakan lapangan yang terdapat produksi gas, *oil*, dan *water*, namun produksi gas lah yang menjadi produksi utama dari lapangan “NTN”.

Pada analisa keekonomian dengan menggunakan sistem bagi hasil (PSC) *cost recovery*, terdapat perhitungan yang dilakukan untuk skenario 1 yaitu *cash flow*, dan indikator keekonomian. Analisa keekonomian ini dilaksanakan sesuai dengan skenario 1 (*basecase*), dengan data profil produksi Lapangan “NTN” yang terdapat pada Tabel IV-4.

Tabel IV-4

Production Profile Skenario 1 Lapangan “NTN”

No.	Year	Gross Gas Production	Cummulative Gas Production	Gross Oil Production	Cummulative Oil Production
		MMSCF	MMSCF	MMBBL	MMBBL
0	2018	4345,626	4345,626	0,133	0,133
1	2019	3975,160	8320,786	0,129	0,262
2	2020	4538,235	12859,021	0,144	0,406
3	2021	5132,925	17991,946	0,140	0,546
4	2022	4881,765	22873,711	0,134	0,680
5	2023	4682,830	27556,542	0,130	0,809
6	2024	4508,407	32064,949	0,126	0,935
7	2025	4346,718	36411,667	0,123	1,058
8	2026	4204,782	40616,449	0,119	1,177
9	2027	4071,375	44687,824	0,116	1,293
10	2028	3949,453	48637,277	0,113	1,407
11	2029	3835,598	52472,875	0,111	1,517
12	2030	3730,704	56203,579	0,108	1,625
13	2031	3633,978	59837,557	0,105	1,731
14	2032	3292,390	63129,947	0,101	1,832
15	2033	3042,245	66172,193	0,097	1,929
16	2034	2967,241	69139,434	0,095	2,025
17	2035	2617,765	71757,199	0,085	2,110
18	2036	1689,377	73446,576	0,064	2,174
19	2037	1596,013	75042,589	0,062	2,236
20	2038	1592,887	76635,476	0,061	2,297
TOTAL		76635,476	960203,223	2,297	28,182

4.1.1 Asumsi yang Digunakan

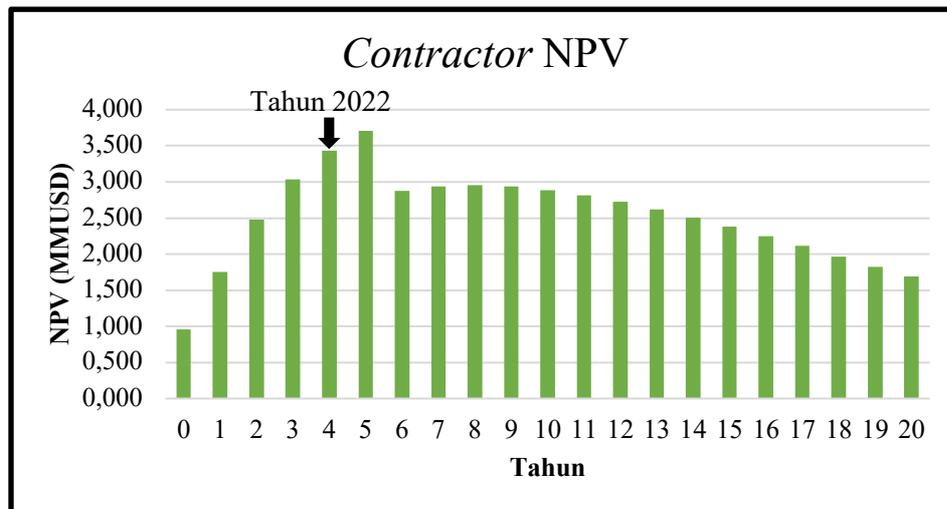
Pada pengembangan lapangan gas “NTN” dengan menggunakan model kontrak PSC *cost recovery* terdapat asumsi-asumsi yang digunakan, berikut

merupakan asumsi yang digunakan untuk perhitungan keekonomian pengembangan lapangan gas “NTN” yaitu:

1. Durasi Proyek = 20 Tahun
2. *Gas price* = 9 USD/MSCF
3. *Oil price* = 60 USD/BBL
4. Jumlah *existing wells* = 11 sumur
5. *Contractor share gas* = 62,5 % (*before tax*)
6. *Government share gas* = 37,5 % (*before tax*)
7. *Contractor share oil* = 26,8 % (*before tax*)
8. *Government share oil* = 73,2 % (*before tax*)
9. *Tax* = 44 %
10. *Max cost recovery* = 100 %
11. Metode depresiasi = *Straight line* selama 5 tahun
12. *OPEX split gas* = 50 %
13. *OPEX split oil* = 50 %
14. FTP = 20 %
15. *Discount rate* = 10 % /tahun
16. *Escalation rate* = 2 %
17. DMO = 25 %
18. DMO *FEE* = 15 %
19. MARR = 15 %

4.1.2 Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 1

Perhitungan ini dilakukan sebagai bagian dalam pengembangan suatu lapangan yang didasarkan oleh model kontrak PSC *cost recovery*, dan skema dari langka kerja ditunjukkan pada **Gambar 3.1** yang terdapat didalam Bab 3 yang merupakan bab yang berisikan dasar teori. Hasil perhitungan *net cash flow* pada skema PSC *cost recovery* untuk skenario 1 (*basecase*) secara lengkap dapat dilihat pada **Lampiran A; Tabel A-1**.



Gambar 4.1
Diagram NPV *Cost Recover* Skenario 1

Gambar 4.1 adalah diagram perhitungan NPV dari rentang tahun proyek ke-0 sampai dengan tahun proyek ke-20. Pada diagram tersebut, dapat dilihat bahwa pada tahun 2018 (tahun ke-0) menunjukkan diagram yang positif dikarenakan sudah dilakukannya produksi dan menghasilkan pendapatan. Namun seiring dengan produksi yang dilakukan, nilai dari NPV akan menurun. Hal ini dikarenakan seiring dengan berjalannya waktu, maka ada pengeluaran yang terus dilakukan untuk biaya operasional dan sebagainya. Pada dasarnya, dari pengeluaran tersebut juga akan dikenakan *tax* dan *discount rate*. Oleh sebab itu, grafik akan menurun seiring dengan berjalannya waktu.

4.1.3 Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 1

Indikator keekonomian yang digunakan dalam proyek pembangan lapangan “NTN” pada skenario *basecase* hanyalah NPV (*net present value*) dan ROR (*rate of return*). Hal ini dikarenakan pada *basecase* masih belum adanya investasi yang dilakukan, sehingga untuk mencari indikator ekonomi lainnya seperti POT (*pay out time*), PIR (*profit to investment ratio*), dan DPIR (*discounted profit to investment ratio*) belum bisa dilakukan pada skenario *basecase*.

Berikut merupakan contoh dari perhitungan untuk indikator keekonomian pada *basecase* yaitu :

1. Menaksir NPV (*Net Present Value*)

Rumus yang digunakan merupakan rumus dari perkalian antara NCF dengan *discount rate* setiap tahunnya, kemudian ketika dijumlahkan akan mendapatkan nilai NPV. Berikut merupakan perhitungan dari NPV *basecase* yang dikenakan *discount rate* sebesar 10% yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{NPV @ } I = 10\% &= \sum_{n=0}^{10} \text{NCF (DF)} \\
 &= \sum_{n=0}^{10} \text{NPV}_{\text{tiap tahunnya}} \\
 &= \text{NPV}_{\text{tahun ke-0}} + \text{NPV}_{\text{tahun ke-1}} + \dots + \text{NPV}_{\text{tahun ke-20}} \\
 &= 0,96 \text{ MMUSD} + 1,753 \text{ MMUSD} + \dots + 1,689 \text{ MMUSD} \\
 &= 51,88 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

2. Menaksir ROR (*Rate of Return*)

Untuk mencari harga dari ROR diperlukannya *trial and error* pada berbagai harga *discount rate* sehingga menyebabkan harga dari NPV = 0. Berikut merupakan rumus excel yang digunakan untuk mendapatkan nilai dari ROR, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{ROR} &= \text{IRR} (\text{Contractor NCF}_{\text{tahun ke-0}} : \text{Contractor NCF}_{\text{tahun ke-20}}) \\
 &= \text{IRR} (0,960:11,364) \\
 &= 469,2\%
 \end{aligned}$$

Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan excel dengan rumus IRR dari *Contractor NCF* dan diperoleh harga ROR yang sangat besar yaitu 469,2%. Nilai ROR yang besar ini diakibatkan karena pada skenario *basecase* tidak terdapat investasi yang dilakukan, sehingga harga dari ROR akan besar karena tidak dipengaruhi oleh adanya *investment*.

Dari hasil perhitungan indikator keekonomian diatas, maka didapatkan nilai NPV sebesar 51,88 MMUSD, dan ROR sebesar 469,2%. Untuk perhitungan indikator keekonomian lainnya seperti POT, PIR, dan DPIR belum dapat dihitung dikarenakan tidak adanya kegiatan investasi yang dilakukan pada skenario *basecase* sehingga nilai dari POT, PIR, dan DPIR tidak dapat diketahui. Dengan hasil

tersebut dapat dikatakan bahwa skenario *basecase* ini tidak mengalami kerugian. Untuk perhitungan lebih lengkap dapat dilihat pada **Lampiran A; Tabel A-1**.

4.2 Analisis Keekonomian Skema PSC *Cost Recovery* Pada Skenario 2

Lapangan “NTN” merupakan lapangan yang terdapat produksi gas, *oil*, dan *water*, namun produksi gas lah yang menjadi produksi utama dari lapangan “NTN”. Pada analisa keekonomian dengan menggunakan sistem bagi hasil (PSC) *cost recovery*, terdapat perhitungan yang digunakan untuk skenario 2 yaitu *cash flow*, dan indikator keekonomian. Analisa keekonomian ini dilaksanakan sesuai dengan skenario 2 yaitu skenario *basecase* ditambah dengan adanya penambahan 1 (satu) sumur infill *subsea*.

Pada skenario ini juga diberikan data bahwa pada tahun 2020 dilakukannya *upgrade surface facilities platform*, kemudian penambahan sumur infill sebanyak 1 buah dilakukan pada tahun 2021. Berikut merupakan data profil produksi skenario 2 lapangan “NTN” pada **Tabel IV-5**.

Tabel IV-5

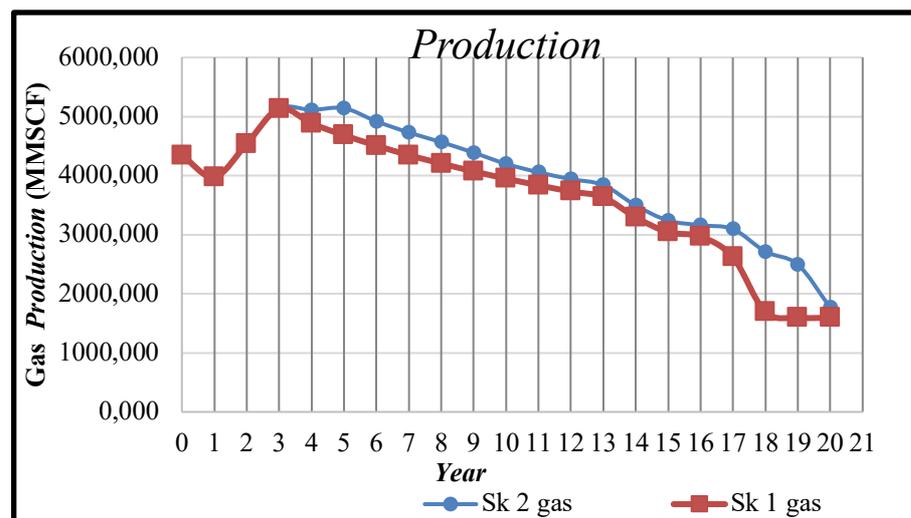
Production Profile Skenario 2 Lapangan “NTN”

No.	Year	<i>Incremental Gas Production</i>	<i>Incremental Oil Production</i>
		MMSCF	MMBBL
0	2018	0	0
1	2019	0	0
2	2020	0	0
3	2021	0	0
4	2022	230,38	0,22
5	2023	688,41	0,64
6	2024	1098,46	0,99
7	2025	1481,43	1,30
8	2026	1843,84	1,59
9	2027	2160,67	1,83
10	2028	2410,39	2,03
11	2029	2631,45	2,20
12	2030	2841,19	2,36
13	2031	3046,71	2,51

Tabel IV-5

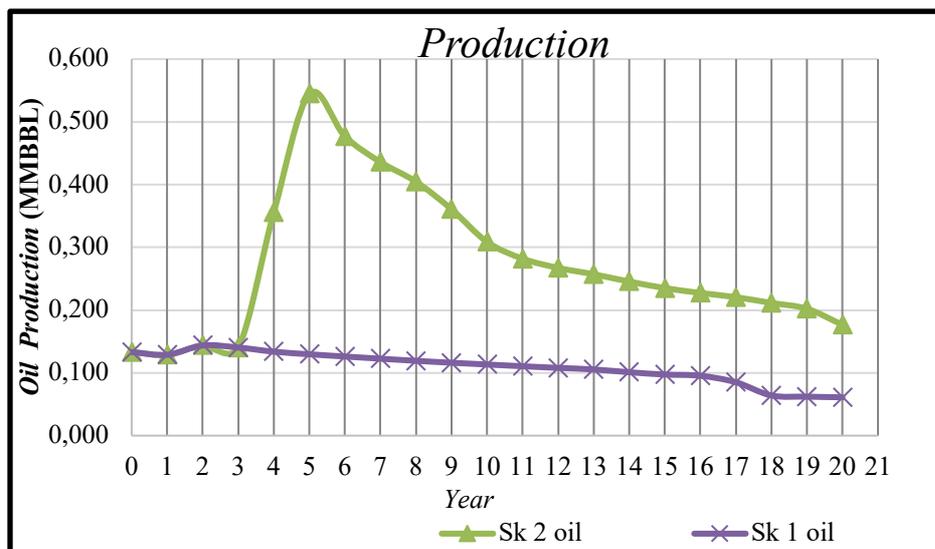
Production Profile Skenario 2 Lapangan “NTN” (LANJUTAN)

No.	Year	<i>Incremental Gas Production</i>	<i>Incremental Oil Production</i>
		MMSCF	MMBBL
14	2032	3247,81	2,65
15	2033	3445,08	2,79
16	2034	3638,31	2,92
17	2035	4114,16	3,06
18	2036	5138,27	3,21
19	2037	6036,72	3,35
20	2038	6209,80	3,46
TOTAL		50263,073	37,099



Gambar 4.2.

Perbandingan Gas *Production Profile* Skenario 1 dan Skenario 2



Gambar 4.3.

Perbandingan *Oil Production Profile* Skenario 1 dan Skenario 2

4.2.1 Asumsi Yang Digunakan

Pada pengembangan lapangan gas “NTN” dengan menggunakan model kontrak PSC *cost recovery* terdapat asumsi-asumsi yang digunakan, berikut merupakan asumsi yang digunakan untuk perhitungan keekonomian pengembangan lapangan gas “NTN” yaitu:

1. Durasi Proyek = 20 Tahun
2. *Gas price* = 9 USD/MSCF
3. *Oil price* = 60 USD/BBL
4. Jumlah *existing wells* = 11 sumur
5. *Contractor share gas* = 62,5 % (*before tax*)
6. *Government share gas* = 37,5 % (*before tax*)
7. *Contractor share oil* = 26,8 % (*before tax*)
8. *Government share oil* = 73,2 % (*before tax*)
9. *Tax* = 44 %
10. *Max cost recovery* = 100 %
11. Metode depresiasi = *Straight line* selama 5 tahun
12. *Tangible cost (drilling + ASR)* = 30,96 MMUSD
13. *Intangible cost (drilling + ASR)* = 72,23 MMUSD

14. OPEX <i>split gas</i>	= 50 %
15. OPEX <i>split oil</i>	= 50 %
16. FTP	= 20 %
17. <i>Discount rate</i>	= 10 % /tahun
18. <i>Escalation rate</i>	= 2 %
19. DMO	= 25 %
20. DMO <i>FEE</i>	= 15 %
21. MARR	= 15 %

4.2.2 Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 2

Perhitungan ini dilakukan sebagai bagian dalam pengembangan suatu lapangan yang didasarkan oleh model kontrak PSC *cost recovery*. Skenario ke-2 ini merupakan skenario pengembangan untuk lapangan gas “NTN” yang terdiri dari *basecase* yang ditambah dengan adanya penambahan 1 (satu) sumur infill *subsea*.

Pada skenario ini juga diberikan data bahwa pada tahun 2020 dilakukannya *upgrade surface facilities platform* dengan biaya *tangible* sebesar 15 MMUSD, dan biaya *intangible* sebesar 35 MMUSD. Setelah itu, pada tahun 2021 mulai dilakukannya penambahan sumur infill sebanyak 1 buah. Perhitungan ASR akan dimasukkan kedalam perhitungan *investment* untuk mengetahui berapa harga *tangible* dan *intangible cost*-nya. Berikut merupakan contoh dari perhitungan pada skenario 2 (*basecase* + 1 sumur *infill*) untuk menghitung keekonomian lapangan gas “NTN”, yaitu:

1. Menaksir produksi tahunan

Pada lapangan “NTN” terdapat produksi gas dan *oil*. Oleh karena itu, selain produksi gas yang dihitung maka produksi *oil* juga harus dihitung.

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

a. Produksi gas

Produksi gas *basecase* (2020) = 12859,021 MMSCF

Produksi gas skenario 2 (2020) = 12859,021 MMSCF

Annual production gas (2020) = Produksi gas *basecase* + Produksi gas skenario 2

$$= 12859,021 \text{ MMSCF} - 12859,021 \text{ MMSCF}$$

$$= 0 \text{ MMSCF}$$

b. Produksi *oil*

$$\text{Produksi } oil \text{ basecase (2020)} = 0,406 \text{ MMBBL}$$

$$\text{Produksi } oil \text{ skenario 2 (2020)} = 0,406 \text{ MMBBL}$$

$$\begin{aligned} \text{Annual production oil (2020)} &= \text{Produksi gas basecase} + \text{Produksi gas} \\ &\quad \text{skenario 2} \\ &= 0,406 \text{ MMBBL} - 0,406 \text{ MMBBL} \\ &= 0 \text{ MMBBL} \end{aligned}$$

2. Menaksir biaya *investment*

Seperti yang sudah diketahui bahwa pada *investment cost* terdapat 2 jenis yaitu *capital (tangible) cost* dan *non-capital (intangible) cost*. Saat menghitung biaya tiap jenis investasi dilaksanakan melalui penjumlahan dengan biaya pengembangan sesuai dengan kategorinya, apakah biaya tersebut termasuk kedalam *capital (tangible) cost* atau *non-capital (intangible) cost*. Pada tahun 2020 mulai terdapat *investment*, hal ini dikarenakan pada tahun tersebut dilakukannya *upgrade surface facilities platform*. Sesudah itu, juga terdapat penambahan *investment* pada tahun 2021 dikarenakan adanya penambahan 1 sumur infill *subsea*, dan terdapat angsuran biaya ASR tiap tahunnya yang termasuk kedalam perhitungan ini karena untuk mengetahui berapa harga *tangible* dan *intangible cost*-nya.

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{Total investment (2020)} &= \text{tangible} + \text{intangible} \\ &= 15,153 \text{ MMUSD} + 36,786 \text{ MMUSD} \\ &= 51,93 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

3. Menaksir biaya depresiasi (Di)

Pada metode ini, depresiasi yang digunakan yaitu *straight line (SL)* yang dilakukan selama 5 tahun. Rumus perhitungan yang digunakan dapat dilihat di perhitungan 3-2 yang terdapat pada bab 3.

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$Di = \frac{K}{N} = K \cdot R$$

$$\begin{aligned}
 Di_2 &= 15,15 \text{ MMUSD} \times 0,2 \\
 &= 3,03 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

4. Menaksir *escalation factor*

$$\text{Escalation factor} = (1 + \text{escalation rate})^{(\text{tahun ke-n})}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{Escalation factor}_2 &= (1 + 2\%)^{(2)} \\
 &= 1,04
 \end{aligned}$$

5. Menaksir OPEX (*Operating Cost*)

Untuk biaya operasional dibagi menjadi dua yaitu untuk *production operation* dan *general & administration*. Pada biaya untuk *production operation* yang diberikan terdapat dua *variable cost* yaitu untuk gas sebesar 2 USD/MMSCF dan *Oil* sebesar 10 USD/BBL. Sedangkan untuk perhitungan pada *general & administration* tiap tahun nilainya sama yaitu 0,3320 MMUSD. Sesudah itu, total dari OPEX akan dikali dengan *escalation factor* yang tiap tahunnya.

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

a. *Production Operation* (2020)

$$\begin{aligned}
 \text{Variable cost gas} &= (2 \text{ USD/MMSCF} \times \text{production profile gas} \\
 &\quad \text{tahun 2020}) / 10^6 \\
 &= (2 \text{ USD/MMSCF} \times 0 \text{ MMSCF}) / 10^6 \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Variable cost oil} &= (10 \text{ USD/BBL} \times \text{production profile oil tahun} \\
 &\quad \text{2020}) \\
 &= (10 \text{ USD/BBL} \times 0 \text{ MMBBL}) \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Total tahun 2020} &= \text{variable cost gas} + \text{oil} \\
 &= 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

b. *General & Administration* setiap tahun

$$\begin{aligned}
 \text{General \& Administration} &= \text{transportation cost} + \text{salary \& personel} \\
 &\quad \text{expenditure} + \text{community development} \\
 &= (0,08 + 0,25 + 0,002) \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

$$= 0,332 \text{ MMUSD}$$

c. Total Operating Cost (2020)

$$\begin{aligned} \text{Total Operating Cost} &= (\text{Production operation} + \text{general} \\ &\quad \text{administration}) \times \text{escalation factor} \\ &= (0 \text{ MMUSD} + 0,332 \text{ MMUSD}) \times 1,04 \\ &= (0,332 \text{ MMUSD}) \times 1,04 \\ &= 0,345 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

6. Menaksir GR (*Gross Revenue*)

Pada lapangan “NTN” terdapat dua hasil produksi yaitu gas dan *oil*, sehingga perhitungan untuk GR dibagi menjadi dua yaitu GR gas dan GR *oil*.

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{a. Gross Gas Revenue} &= \text{gas price after escalation} \times \text{annual} \\ &\quad \text{production gas}_{2020} \\ &= (9,36 \times 0) / 10^6 \\ \text{Rg}_{2020} &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b. Gross Oil Revenue (2020)} &= \text{oil price after escalation} \times \text{annual} \\ &\quad \text{production oil}_{2020} \\ &= (60 \times 0) / 10^6 \\ \text{Ro}_{2020} &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{c. Gross Revenue Total (2020)} &= \text{GR gas} + \text{GR oil} \\ &= 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{d. Ro/GR Ratio (2020)} &= \text{Ro}_{2020} / \text{GR total}_{2020} \\ &= 0 \text{ MMUSD} / 0 \text{ MMUSD} \\ &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{e. Rg/GR Ratio (2020)} &= \text{Rg}_{2020} / \text{GR total}_{2020} \\ &= 0 \text{ MMUSD} / 0 \text{ MMUSD} \\ &= 0 \end{aligned}$$

7. Menaksir FTP (*First Tranche Petroleum*)

Pada lapangan “NTN” terdapat dua hasil produksi yaitu gas dan *oil*, sehingga perhitungan untuk FTP dibagi menjadi dua yaitu FTP gas dan FTP *oil*.

Berikut merupakan rumus dari FTP, yaitu:

$$\text{FTP} = 20\% \times \text{GR}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

- a. FTP Gas (2020) = 20% x GR gas 2020
= 20% x 0 MMUSD
= 0 MMUSD
- b. FTP Oil (2020) = 20% x GR *oil* 2020
= 20% x 0 MMUSD
= 0 MMUSD
- c. FTP Total (2020) = FTP gas 2020 + FTP *oil* 2020
= 0 MMUSD + 0 MMUSD
= 0 MMUSD
- d. FTP Oil Contractor (2020) = FTP Oil 2020 x *contractor share before tax for oil*
= 0 MMUSD x 26,8%
= 0 MMUSD
- e. FTP Oil Government (2020) = FTP Oil 2020 x *government share before tax for oil*
= 0 MMUSD x 73,2%
= 0 MMUSD
- f. FTP Gas Contractor (2020) = FTP gas 2020 x *contractor share before tax for gas*
= 0 MMUSD x 62,5%
= 0 MMUSD
- g. FTP Gas Government (2020) = FTP gas 2020 x *government share before tax for gas*
= 0 MMUSD x 37,5%
= 0 MMUSD

8. Menaksir *Remaining Gross Revenue*

$$\begin{aligned}
 \text{Remaining Gross Revenue (2020)} &= \text{GR total}_{2020} - \text{FTP total}_{2020} \\
 &= 0 \text{ MMUSD} - 0 \text{ MMUSD} \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

9. Menaksir CR (*cost recovery*)

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{CR} &= \text{intangible} + \text{operating cost} + \text{depreciation} + \text{UR} \\
 \text{CR (2020)} &= 0 \text{ MMUSD} + 0,345 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} + \\
 &\quad 1,423 \text{ MMUSD} \\
 &= 38,615 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

10. Menaksir ETS (*Equity to be Split*)

Pada lapangan “NTN” terdapat dua hasil produksi yaitu gas dan *oil*, sehingga perhitungan untuk ETS dibagi menjadi dua yaitu ETS gas dan FTP *oil*. Pada dasarnya karena ada *share before tax* untuk *oil* dan gas, maka *oil* dan gas akan tetap dihitung baik untuk *contractor* ataupun *government*. Berikut merupakan rumus ETS, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{ETS} &= (\text{GR-FTP}) - \text{Recovery} \\
 &= \text{Remaining GR} - \text{Recovery}
 \end{aligned}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

- a. $\text{ETS oil \& gas (2020)} = \text{Remaining GR}_{2020} - \text{Recovery}_{2020}$
 $= 0 \text{ MMUSD} - 0 \text{ MMUSD}$
 $= 0 \text{ MMUSD}$
- b. $\text{ETS oil (2020)} = (\text{Ro/Gr ratio}) \times \text{ETS (oil \& gas)}_{2020}$
 $= 0 \times 0 \text{ MMUSD}$
 $= 0 \text{ MMUSD}$
- c. $\text{ETS gas (2020)} = (\text{Rg/Gr ratio}) \times \text{ETS (oil \& gas)}_{2020}$
 $= 0 \times 0 \text{ MMUSD}$
 $= 0 \text{ MMUSD}$
- d. $\text{ETS oil contractor (2020)} = \text{ETS oil}_{2020} \times \text{contractor share before tax}$
for oil
 $= 0 \text{ MMUSD} \times 26,8\%$
 $= 0 \text{ MMUSD}$

- e. $ETS\ oil\ government\ (2020) = ETS\ oil_{2020} \times government\ share\ before\ tax\ for\ oil$
 $= 0\ MMUSD \times 73,2\%$
 $= 0\ MMUSD$
- f. $ETS\ gas\ contractor\ (2020) = ETS\ gas_{2020} \times contractor\ share\ before\ tax\ for\ gas$
 $= 0\ MMUSD \times 62,5\%$
 $= 0\ MMUSD$
- g. $ETS\ gas\ government\ (2020) = ETS\ gas_{2020} \times government\ share\ before\ tax\ for\ gas$
 $= 0\ MMUSD \times 37,5\%$
 $= 0\ MMUSD$

11. Menaksir Net DMO

Perhitungan DMO dimulai pada tahun ke-6 setelah produksi sehingga pada skenario 2 ini dimulai pada tahun 2027.

$Net\ DMO = Gross\ DMO - DMO\ fee$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

a. *Gross DMO (2027)*

Pada perhitungan *gross DMO* menggunakan rumus excel, yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 Gross\ DMO\ (2027) &= IF(DMO \times contractor\ share\ before\ tax\ for\ oil \times Ro_{2027} > ETS\ oil\ contractor_{2024}; ETS\ oil\ contractor_{2027}; DMO \times contractor\ share\ before\ tax\ for\ oil \times Ro_{2027}) \\
 &= IF(25\% \times 26,8\% \times 109,877\ MMUSD > 17,43\ MMUSD ; 17,43\ MMUSD ; 25\% \times 26,8\% \times 109,877\ MMUSD) \\
 &= 7,362\ MMUSD
 \end{aligned}$$

- b. *Fee DMO (2027)* = $Gross\ DMO_{2027} \times DMO\ fee$
 $= 7,362\ MMUSD \times 15\%$
 $= 1,104\ MMUSD$

$$\begin{aligned}
 \text{c. Net DMO (2027)} &= \text{Gross DMO}_{2027} - \text{Fee DMO}_{2027} \\
 &= 7,362 \text{ MMUSD} - 1,104 \text{ MMUSD} \\
 &= 6,257 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

12. Menaksir TI (*Taxable Income*)

$$\text{TI} = \text{ETS oil contractor} + \text{ETS gas contractor} + \text{FTP gas contractor} + \text{FTP oil contractor} - \text{Net DMO}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{TI (2020)} &= \text{ETS oil contractor}_{2020} + \text{ETS gas contractor}_{2020} + \\
 &\quad \text{FTP gas contractor}_{2020} + \text{FTP oil contractor}_{2020} - \\
 &\quad \text{Net DMO}_{2020} \\
 &= 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} - \\
 &\quad 0 \text{ MMUSD} \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

13. Menaksir pajak (*tax*)

$$\text{Tax} = \text{TI} \times \text{tax}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{Tax (2020)} &= \text{TI}_{2020} \times \text{tax} \\
 &= 0 \text{ MMUSD} \times 44\% \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

14. Menaksir NCS (*Net Contractor Share*)

$$\text{NCS} = \text{TI} - \text{tax}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{NCS (2020)} &= \text{TI}_{2020} - \text{tax} \\
 &= 1,320 \text{ MMUSD} - 0,581 \text{ MMUSD} \\
 &= 0,739 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

15. Menaksir TCS (*Total Contractor Share*)

$$\text{TCS} = \text{NCS} + \text{Recovery}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{TCS (2020)} &= \text{NCS}_{2020} + \text{Recovery}_{2020} \\
 &= 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} \\
 &= 0 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

16. Menaksir *Expenditure*

$$\text{Expenditure} = \text{Capital cost} + \text{Non capital Cost} + \text{operating cost}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{Expenditure (2020)} &= \text{Capital cost}_{2020} + \text{non capital cost}_{2020} + \\ &\quad \text{operating cost}_{2020} \\ &= 15,153 \text{ MMUSD} + 36,786 \text{ MMUSD} + 0,345 \text{ MMUSD} \\ &= 52,284 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

17. Menaksir *Contractor NCF*

$$\text{Contractor NCF} = \text{TCS} - \text{Expenditure}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{Contractor NCF (2020)} &= \text{TCS}_{2020} - \text{Expenditure}_{2020} \\ &= 0 \text{ MMUSD} - 52,284 \text{ MMUSD} \\ &= - 52,284 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

18. Menaksir *Cumulative Contractor NCF*

$$\text{Cum. Contractor NCF} = (\text{Contractor NCF tahun } n) + (\text{Cumulative Contractor NCF tahun } (n-1))$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{Cum. Contractor NCF (2020)} &= (\text{Contractor NCF}_{2020}) + (\text{Cumulative Contractor NCF}_{2019}) \\ &= (- 52,284 \text{ MMUSD}) + (-1,698 \text{ MMUSD}) \\ &= - 53,982 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

19. Menaksir *GOI Take*

$$\text{GOI Take} = \text{ETS Oil gov.} + \text{ETS gas gov.} + \text{FTP Oil gov.} + \text{FTP gas gov.} + \text{Net DMO} + \text{Tax}$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{GOI Take (2020)} &= 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} + 3,563 \text{ MMUSD} + \\ &\quad 0,009 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} + 0,581 \text{ MMUSD} \\ &= 4,153 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

20. Menaksir *Cumulative GOI Take*

$$\text{Cum. GOI Take} = (\text{GOI Take tahun } n) - (\text{Cum. GOI Take tahun } (n-1))$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{Cum. GOI Take (2020)} &= (\text{GOI Take}_{2020}) - (\text{Cum. GOI Take}_{2019}) \\ &= 0 \text{ MMUSD} + 0 \text{ MMUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

21. Menaksir D 10% (*Discount Factor*)

$$DF_n = 1 / (1+i)^n$$

Contoh perhitungan yaitu:

$$\begin{aligned} DF_2 &= 1 / (1+i)^2 \\ &= 1 / (1+10\%)^2 \\ &= 0,826 \end{aligned}$$

22. Menaksir NPV *Contractor*

$$NPV \text{ Contractor} = \text{Contractor NCF} \times DF_n$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} NPV \text{ Contractor (2020)} &= \text{Contractor NCF}_{2020} \times DF_2 \\ &= (-52,284 \text{ MMUSD}) \times (0,826 \text{ MMUSD}) \\ &= - 43,210 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

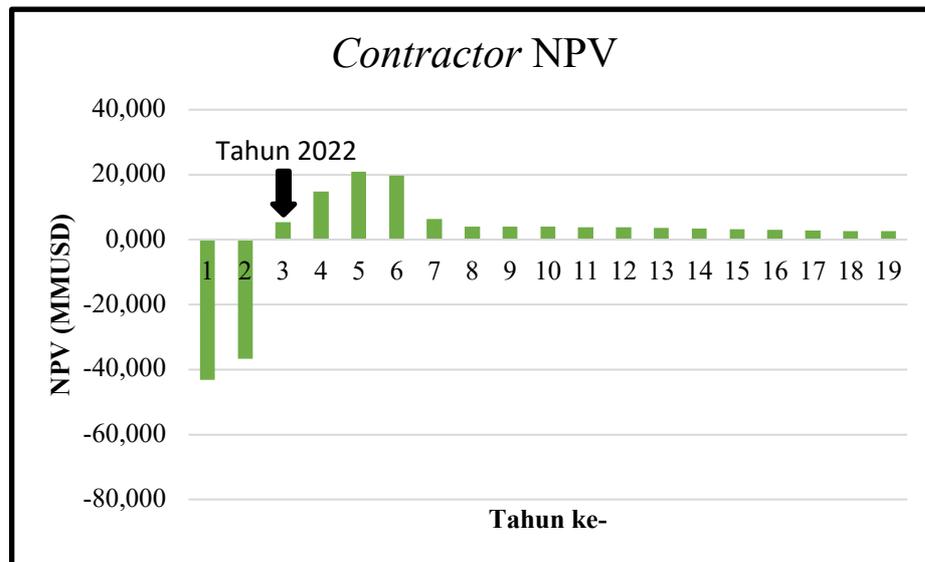
23. Menaksir NPV *Government*

$$NPV \text{ Government} = \text{GOI Take} \times DF_n$$

Contoh perhitungan pada Skenario 2, yaitu:

$$\begin{aligned} NPV \text{ Government (2020)} &= \text{GOI take}_{2020} \times DF_2 \\ &= (0 \text{ MMUSD}) \times (0,826 \text{ MMUSD}) \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan NCF pada sistem kontrak bagi hasil *cost recovery* dapat dilihat pada **Lampiran B; Tabel B-1**.



Gambar 4.4.

Diagram *Contractor NPV* Skenario 2

Gambar 4.4 adalah diagram perhitungan NPV skenario 2 dengan kontrak selama 20 tahun yang dimulai diproduksi dari tahun 2018. Diagram tersebut dimulai pada tahun 2020 (tahun ke-1) karena kegiatan investasi yang dilakukan dimulai pada tahun 2020, sehingga gambaran grafik NPV dimulai dari awal terjadinya *investment* bukan dari awal produksi.

Pada tahun 2020 menunjukkan diagram yang bernilai *negative*. Nilai tersebut didapatkan karena pada tahun 2020 dilakukan kegiatan *upgrade surface facilities platform*, kemudian pada tahun 2021 diagram tersebut juga bernilai *negative* karena adanya kegiatan penambahan sumur infill *subsea* sebanyak 1 buah. Selanjutnya pada tahun 2022 hingga akhir periode mulai bernilai positif, dikarenakan tidak terdapatnya kegiatan *investment* yang dilakukan pada tahun tersebut. Selain itu, pada tahun 2022 sudah dilakukannya produksi dan menghasilkan pendapatan, sehingga pada grafik akan mulai bernilai *positive*. Namun seiring dengan produksi yang dilakukan, nilai dari NPV akan menurun. Hal ini dikarenakan seiring dengan berjalannya waktu, maka ada pengeluaran yang terus dilakukan untuk biaya operasional dan sebagainya. Pada dasarnya, dari pengeluaran tersebut juga akan dikenakan *tax* dan *discount rate*. Oleh sebab itu, grafik akan menurun seiring dengan berjalannya waktu.

4.2.3 Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 2

Indikator keekonomian yang digunakan dalam proyek pembangunan lapangan “NTN” pada skenario *basecase* yaitu NPV (*net present value*), ROR (*rate of return*), POT (*pay out time*), PIR (*profit to investment ratio*), dan DPIR (*discounted profit to investment ratio*).

Berikut merupakan contoh dari perhitungan untuk indikator keekonomian pada Skenario 2, yaitu :

1. Menaksir NPV (*Net Present Value*)

Rumus yang digunakan merupakan rumus dari perkalian antara NCF dengan *discount rate* setiap tahunnya, kemudian ketika dijumlahkan akan mendapatkan nilai NPV. Berikut merupakan perhitungan dari NPV skenario 2 yang dikenakan *discount rate* sebesar 10% yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{NPV @ } I = 10\% &= \sum_{n=0}^{10} \text{NCF (DF)} \\
 &= \sum_{n=0}^{10} \text{NPV}_{\text{tiap tahunnya}} \\
 &= \text{NPV}_{\text{tahun ke-0}} + \text{NPV}_{\text{tahun ke-1}} + \dots + \text{NPV}_{\text{tahun ke-20}} \\
 &= (-0,842 \text{ MMUSD}) + (-0,778 \text{ MMUSD}) + \dots + \\
 &\quad (2,53 \text{ MMUSD}) \\
 &= 26,32 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

2. Menaksir ROR (*Rate of Return*)

Untuk mencari harga dari ROR diperlukannya *trial and error* pada berbagai harga *discount rate* sehingga menyebabkan harga dari NPV = 0. Berikut merupakan rumus excel yang digunakan untuk mendapatkan nilai dari ROR, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{ROR} &= \text{IRR} (\text{Contractor NCF}_{\text{tahun ke-0}} : \text{Contractor NCF}_{\text{tahun ke-20}}) \\
 &= \text{IRR} ((-0,842):17,065) \\
 &= 15\%
 \end{aligned}$$

Skenario ini tetap layak untuk dikembangkan meskipun %ROR yang dihasilkan sama dengan %MARR yang sebesar 15%.

3. Menaksir PIR (*Profit to Investment Ratio*)

$$\text{PIR} = \frac{\text{Net Cash Flow}}{\text{Investment}}$$

$$= \frac{180,41 \text{ MMUSD}}{(32,014+79,792) \text{ MMUSD}}$$

$$= 1,614$$

4. Menaksir DPIR (*Discounted Profit to Investment Ratio*)

$$\text{DPIR} = \frac{\text{NPV @ I = 10\%}}{\text{Investment}}$$

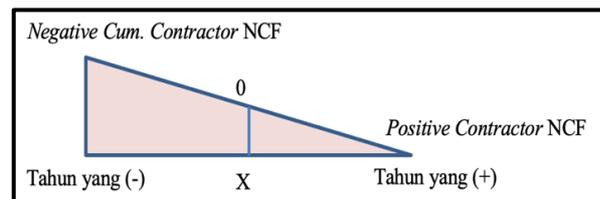
$$= \frac{26,32 \text{ MMUSD}}{(32,014+79,792) \text{ MMUSD}}$$

$$= 0,235$$

5. Menaksir POT (*Pay Out Time*)

Untuk mengetahui berapa harga dari POT, bisa digunakan rumus interpolasi.

Gambar 4.4 berikut merupakan rumus interpolasi yang digunakan untuk skenario 2, yaitu:



Gambar 4.5.

Rumus Interpolasi untuk mencari POT

Perhitungan untuk mencari POT pada Skenario 2, yaitu:

$$\text{POT} : \frac{x - \text{Tahun yang } (-)}{\text{Tahun yang } (+) - \text{Tahun yang } (-)} = \frac{0 - \text{Negative Cum. Contractor NCF}}{\text{Positive Contractor NCF} - \text{Negative Cum. Contractor NCF}}$$

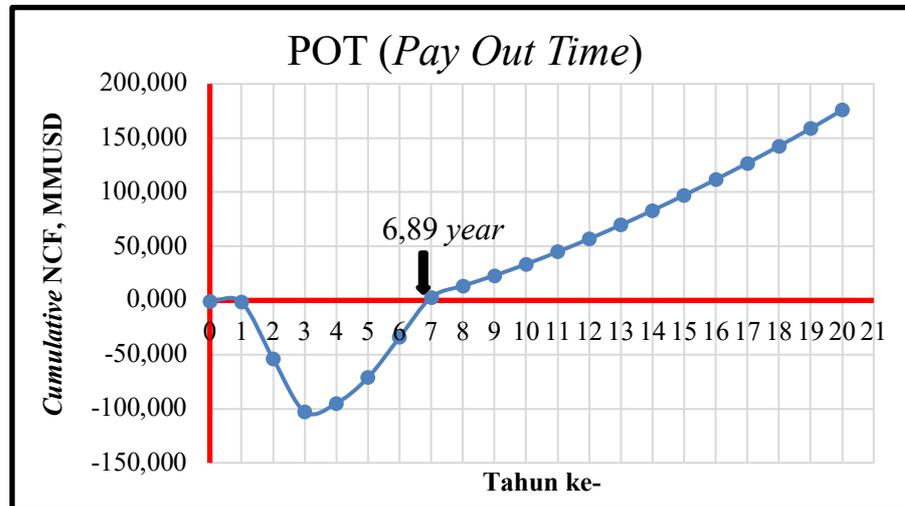
$$\frac{x-6}{7-6} = \frac{0 - (-34,148)}{38,450 - (-34,148)}$$

$$X = 6 + 0,89$$

$$X = 6,89 \text{ year}$$

POT juga dapat dicari dengan menggunakan grafik *Cummulative NCF Vs Year*, dari grafik tersebut akan dicari ditahun keberapa nilai dari *cumulative NCF* sebesar 0 MMUSD. Ketika *cumulative NCF* bernilai 0 MMUSD, maka dapat diketahui bahwa di titik itulah sebagai lamanya waktu yang diperlukan agar dana yang diinvestasikan dalam investasi dapat dilunasi dan kembali

sepenuhnya. Berikut merupakan grafik POT (*Pay Out Time*) untuk skenario 2, yaitu:



Gambar 4.6.
Grafik POT Skenario 2

Dari grafik tersebut dapat diketahui bahwa nilai POT sesuai dengan hasil perhitungan yang didapatkan yaitu sebesar 6,89 tahun. Berikut merupakan tabel indikator keekonomian untuk skenario 2, yaitu:

Tabel IV-6

Indikator Keekonomian Skenario 2 Lapangan “NTN”

No	Indikator Keekonomian	Skenario 2
1	NPV @10%	26,32 MMUSD
2	IRR	15%
3	POT	6,89 year
4	PIR	1,614
5	DPIR	0,235

Dari hasil perhitungan indikator keekonomian diatas, maka didapatkan nilai NPV sebesar 26,32 MMUSD; ROR sebesar 15%; PIR sebesar 1,614; DPIR sebesar 0,235; dan POT sebesar 6,89 year. Selain itu, skenario ini tetap layak untuk dikembangkan karena karena nilai %ROR yang dihasilkan sama dengan %MARR yang sebesar 15%. Untuk perhitungan lebih lengkap dapat dilihat pada **Lampiran B; Tabel B-1.**

4.3 Analisis Keekonomian Skema PSC Cost Recovery Pada Skenario 3

Lapangan “NTN” merupakan lapangan yang terdapat produksi gas, *oil*, dan *water*, namun produksi gas lah yang menjadi produksi utama dari lapangan “NTN”. Pada analisa keekonomian dengan menggunakan sistem bagi hasil (PSC) *cost recovery* terdapat perhitungan yang dilakukan pada skenario 3 yaitu *cash flow*, indikator keekonomian, kemudian dilanjutkan dengan menganalisa sensitivitas pada *gas production*, *oil production*, *oil price*, *gas price*, OPEX, dan *investment*. Analisa keekonomian ini dilaksanakan sesuai dengan skenario 3 yaitu skenario *basecase* dengan penambahan 6 sumur infill (1 *subsea* dan 5 *directional*).

Pada skenario ini juga diberikan data bahwa pada tahun 2020 dilakukannya *upgrade surface facilities platform*, kemudian penambahan sumur infill sebanyak 6 buah dilakukan pada tahun 2021 dan 2022. Berikut merupakan data profil produksi skenario 3 lapangan “NTN” pada Tabel IV-7.

Tabel IV-7

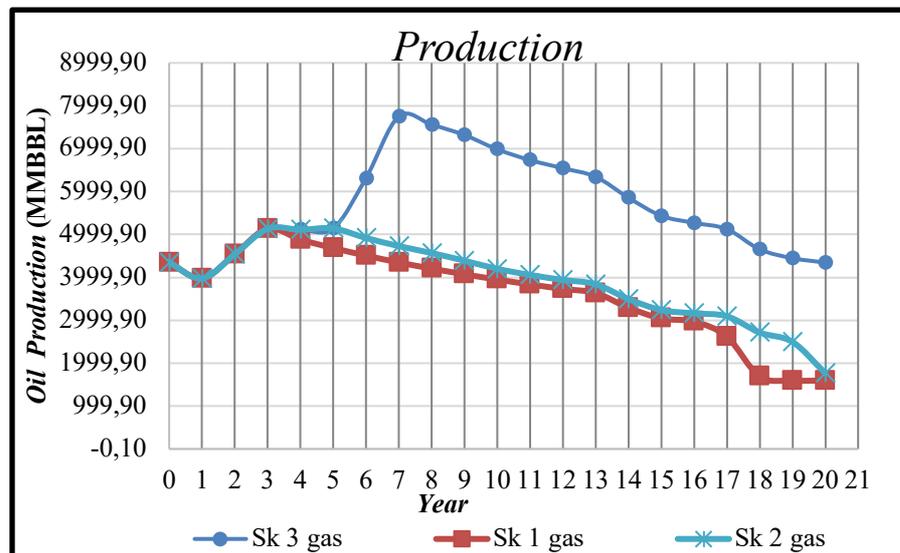
Production Profile Skenario 3 Lapangan “NTN”

No.	Year	<i>Incremental Gas Production</i>	<i>Incremental Oil Production</i>
		MMSCF	MMBBL
0	2018	0	0
1	2019	0	0
2	2020	0	0
3	2021	0	0
4	2022	230,38	0,22
5	2023	688,41	0,64
6	2024	2495,36	2,23
7	2025	5901,16	4,94
8	2026	9256,16	7,33
9	2027	12502,49	9,40
10	2028	15538,33	11,11
11	2029	18436,28	12,59
12	2030	21249,59	13,93
13	2031	23960,31	15,13
14	2032	26525,02	16,19
15	2033	28917,17	17,07
16	2034	31220,65	17,88

Tabel IV-7

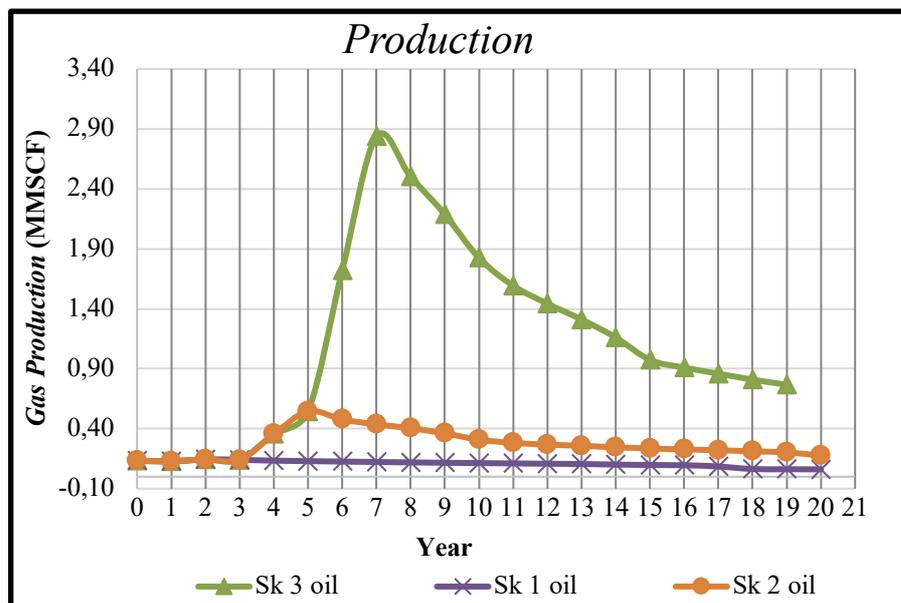
Production Profile Skenario 3 Lapangan “NTN” (LANJUTAN)

No.	Year	<i>Incremental Gas Production</i>	<i>Incremental Oil Production</i>
		MMSCF	MMBBL
17	2035	33727,05	18,66
18	2036	36690,50	19,40
19	2037	39542,06	20,11
20	2038	42293,48	20,78
TOTAL		349174,4118	207,61



Gambar 4.7.

Perbandingan Gas *Production Profile* Skenario 1,2, dan 3



Gambar 4.8.

Perbandingan *Oil Production Profile* Skenario 1,2, dan 3

4.3.1 Asumsi Yang Digunakan

Pada pengembangan lapangan gas “NTN” dengan menggunakan model kontrak *PSC cost recovery* terdapat asumsi-asumsi yang digunakan, berikut merupakan asumsi yang digunakan untuk perhitungan keekonomian pengembangan lapangan gas “NTN” yaitu:

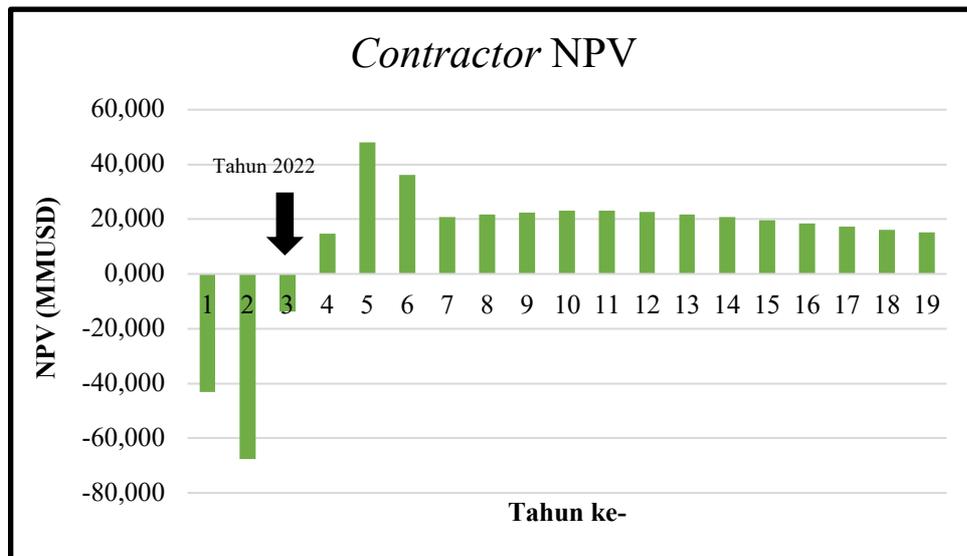
1. Durasi Proyek = 20 Tahun
2. *Gas price* = 9 USD/MSCF
3. *Oil (oil) price* = 60 USD/BBL
4. Jumlah *existing wells* = 11 sumur
5. *Contractor share gas* = 62,5 % (*before tax*)
6. *Government share gas* = 37,5 % (*before tax*)
7. *Contractor share Oil* = 26,8 % (*before tax*)
8. *Government share Oil* = 73,2 % (*before tax*)
9. *Tax* = 44 %
10. *Max cost recovery* = 100 %
11. Metode depresiasi = *Straight line* selama 5 tahun
12. *Tangible cost (drilling + ASR)* = 53,47 MMUSD

13. *Intangible cost (drilling + ASR)* = 124,568 MMUSD
14. *OPEX split gas* = 50 %
15. *OPEX split oil* = 50 %
16. *FTP* = 20 %
17. *Discount rate* = 10 % /tahun
18. *Escalation rate* = 2 %
19. *DMO* = 25 %
20. *DMO FEE* = 15 %
21. *MARR* = 15 %

4.3.2 Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 3

Perhitungan ini dilakukan sebagai bagian dalam pengembangan suatu lapangan yang didasarkan oleh model kontrak PSC *cost recovery*. Skenario ke-3 ini merupakan skenario pengembangan untuk lapangan “NTN” yang terdiri dari *basecase* dengan penambahan 6 sumur infill (1 *subsea* dan 5 *directional*).

Pada skenario ini juga diberikan data bahwa pada tahun 2020 dilakukannya *upgrade surface facilities platform* dengan biaya *tangible* sebesar 15 MMUSD, dan biaya *intangible* sebesar 35 MMUSD. Selain itu, pada tahun 2021 hingga 2022 mulai dilakukannya penambahan sumur infill sebanyak 6 buah. Perhitungan ASR akan dimasukkan kedalam perhitungan *investment* untuk mengetahui berapa harga *tangible* dan *intangible* cost-nya. Hasil perhitungan *net cash flow* pada skema PSC *cost recovery* untuk skenario 3 (*basecase* + 6 sumur infill) secara lengkap dapat dilihat pada **Lampiran C; Tabel C-1**.



Gambar 4.9.

Diagram *Contractor NPV* Skenario 3

Gambar 4.9 adalah diagram perhitungan NPV skenario 3 dengan kontrak selama 20 tahun yang dimulai diproduksi dari tahun 2018. Diagram tersebut dimulai pada tahun 2020 (tahun ke-1) karena kegiatan investasi yang dilakukan dimulai pada tahun 2020, sehingga gambaran grafik NPV dimulai dari awal terjadinya *investment* bukan dari awal produksi.

Pada tahun 2020 menunjukkan diagram yang bernilai *negative*. Nilai tersebut didapatkan karena pada tahun 2020 dilakukan kegiatan *upgrade surface facilities platform*, kemudian pada tahun 2021 dan 2022 diagram tersebut juga bernilai *negative* karena adanya kegiatan penambahan sumur infill sebanyak 6 buah. Selanjutnya pada tahun 2023 hingga akhir periode mulai bernilai positif, dikarenakan tidak terdapatnya kegiatan *investment* yang dilakukan pada tahun tersebut. Selain itu, pada tahun 2023 sudah dilakukannya produksi dan menghasilkan pendapatan, sehingga pada grafik akan mulai bernilai *positive*. Namun seiring dengan produksi yang dilakukan, nilai dari NPV akan menurun. Hal ini dikarenakan seiring dengan berjalannya waktu, maka ada pengeluaran yang terus dilakukan untuk biaya operasional dan sebagainya. Pada dasarnya, dari

pengeluaran tersebut juga akan dikenakan *tax* dan *discount rate*. Oleh sebab itu, grafik akan menurun seiring dengan berjalannya waktu.

4.3.3 Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 3

Indikator keekonomian yang digunakan dalam proyek pembangan lapangan “NTN” pada skenario *basecase* yaitu NPV (*net present value*), ROR (*rate of return*), POT (*pay out time*), PIR (*profit to investment ratio*), dan DPIR (*discounted profit to investment ratio*).

Berikut merupakan contoh dari perhitungan untuk indikator keekonomian pada Skenario 3, yaitu :

1. Menaksir NPV (*Net Present Value*)

Rumus yang digunakan merupakan rumus dari perkalian antara NCF dengan *discount rate* setiap tahunnya, kemudian ketika dijumlahkan akan mendapatkan nilai NPV. Berikut merupakan perhitungan dari NPV skenario 3 yang dikenakan *discount rate* sebesar 10% yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{NPV @ } I = 10\% &= \sum_{n=0}^{10} \text{NCF (DF)} \\
 &= \sum_{n=0}^{10} \text{NPV}_{\text{tiap tahunnya}} \\
 &= \text{NPV}_{\text{tahun ke-0}} + \text{NPV}_{\text{tahun ke-1}} + \dots + \text{NPV}_{\text{tahun ke-20}} \\
 &= (-0,842 \text{ MMUSD}) + (-0,778 \text{ MMUSD}) + \dots + \\
 &\quad (15,066 \text{ MMUSD}) \\
 &= 246,69 \text{ MMUSD}
 \end{aligned}$$

2. Menaksir ROR (*Rate of Return*)

Untuk mencari harga dari ROR diperlukannya *trial and error* pada berbagai harga *discount rate* sehingga menyebabkan harga dari NPV = 0. Berikut merupakan rumus excel yang digunakan untuk mendapatkan nilai dari ROR, yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{ROR} &= \text{IRR} (\text{Contractor NCF}_{\text{tahun ke-0}} : \text{Contractor NCF}_{\text{tahun ke-20}}) \\
 &= \text{IRR} ((-0,842):101,359) \\
 &= 27,3\%
 \end{aligned}$$

Skenario ini layak untuk dikembangkan karena nilai %ROR yang dihasilkan lebih besar dari MARR yang sebesar 15%.

3. Menaksir PIR (*Profit to Investment Ratio*)

$$\begin{aligned} \text{PIR} &= \frac{\text{Net Cash Flow}}{\text{Investment}} \\ &= \frac{1056,69 \text{ MMUSD}}{(51,814+128,998) \text{ MMUSD}} \\ &= 5,844 \end{aligned}$$

4. Menaksir DPIR (*Discounted Profit to Investment Ratio*)

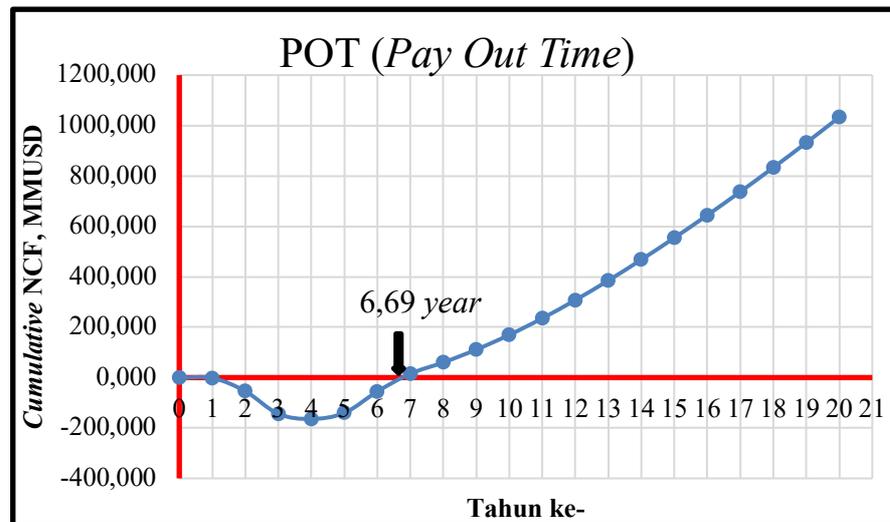
$$\begin{aligned} \text{DPIR} &= \frac{\text{NPV @DF = 10\%}}{\text{Investment}} \\ &= \frac{246,69 \text{ MMUSD}}{(51,814+128,998) \text{ MMUSD}} \\ &= 1,364 \end{aligned}$$

5. Menaksir POT (*Pay Out Time*)

Untuk mengetahui berapa harga dari POT, bisa digunakan rumus interpolasi, seperti yang sudah dibahas pada **Gambar 4.5**. Berikut merupakan perhitungan untuk mencari POT pada Skenario 3, yaitu:

$$\begin{aligned} \text{POT} &: \frac{x - \text{Tahun yang } (-)}{\text{Tahun yang } (+) - \text{Tahun yang } (-)} = \\ &\frac{0 - \text{Negative Cum. Contractor NCF}}{\text{Positive Contractor NCF} - \text{Negative Cum. Contractor NCF}} \\ \frac{x-6}{7-6} &= \frac{0 - (-55,302)}{80,150 - (-55,302)} \\ X &= 6 + 0,69 \\ X &= 6,69 \text{ year} \end{aligned}$$

POT juga dapat dicari dengan menggunakan grafik *Cummulative NCF Vs Year*, dari grafik tersebut akan dicari ditahun keberapa nilai dari *cumulative NCF* sebesar 0 MMUSD. Ketika *cumulative NCF* bernilai 0 MMUSD, maka dapat diketahui bahwa di titik itulah sebagai lamanya waktu yang diperlukan agar dana yang diinvestasikan dalam investasi dapat dilunasi dan kembali sepenuhnya. Berikut merupakan grafik POT (*Pay Out Time*) untuk skenario 3, yaitu:



Gambar 4.10.
Grafik POT Skenario 3

Dari grafik tersebut dapat diketahui bahwa nilai POT sesuai dengan hasil perhitungan yang didapatkan yaitu sebesar 6,78 tahun. Berikut merupakan tabel indikator keekonomian untuk skenario 3, yaitu:

Tabel IV-8

Indikator Keekonomian Skenario 3 Lapangan “NTN”

No	Indikator Keekonomian	Skenario 3
1	NPV @10%	246,69 MMUSD
2	IRR	27,3%
3	POT	6,69 year
4	PIR	5,844
5	DPIR	1,364

Dari hasil perhitungan indikator keekonomian diatas, maka didapatkan nilai NPV sebesar 246,69 MMUSD; ROR sebesar 27,3%; PIR sebesar 5,844; DPIR sebesar 1,364; dan POT sebesar 6,69 year. Selain itu, skenario ini layak dikembangkan karena karena nilai %ROR yang dihasilkan lebih besar dari MARR yang sebesar 15%. Untuk perhitungan lebih lengkap dapat dilihat pada **Lampiran C; Tabel C-1**.

4.3.4 Analisa Sensitivitas Pada Skenario 3

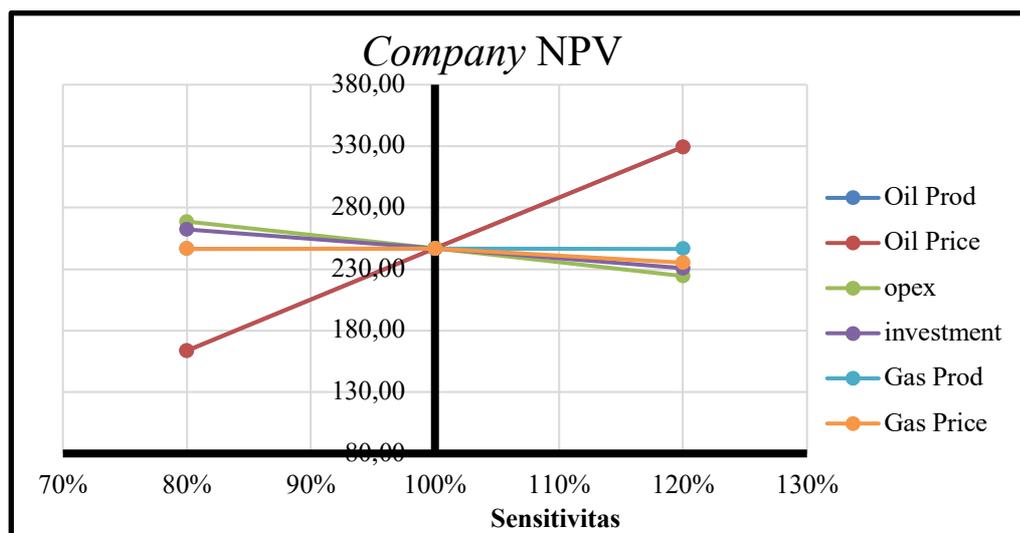
Analisa ini dilakukan untuk mengetahui dampak dari perubahan indikator ekonomi ketika besaran parameter ekonomi lainnya berubah. Besaran ekonomi yang digunakan dalam analisis sensitivitas ini meliputi *gas production*, *oil production*, *oil price*, *gas price*, OPEX, dan *investment*. Dalam analisa ini perhitungan didasarkan pada asumsi bahwa parameter ekonomi terjadi penurunan dan peningkatan sebanyak 20%, sehingga parameter yang dilakukan analisis menjadi 80%, 100%, dan 120%. Ringkasan hasil perhitungan sensitivitas ditunjukkan pada **Tabel IV-9**. Untuk hasil dari perhitungan dapat dilihat pada **Lampiran D**.

Tabel IV-9

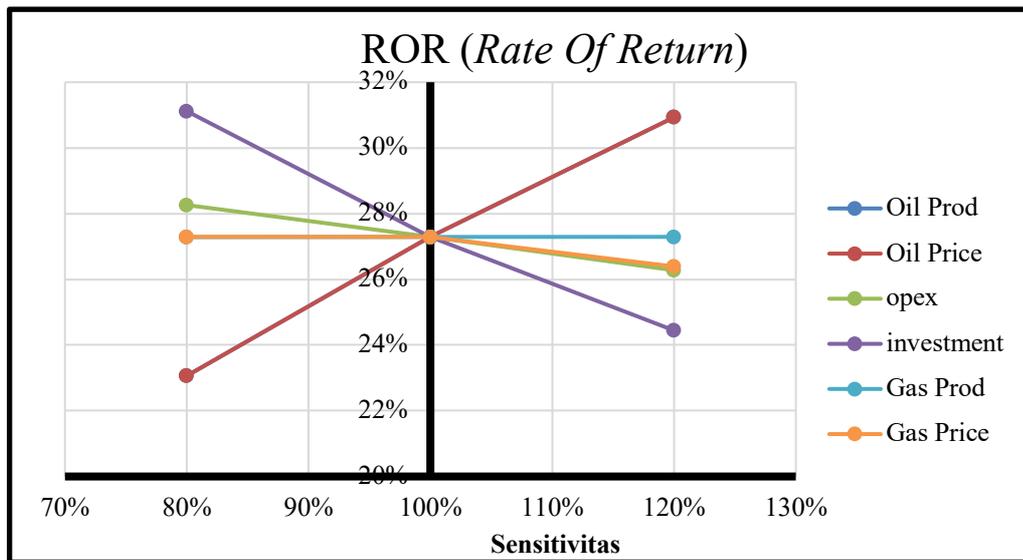
Hasil Sensitivitas Pada Skenario 3 Lapangan “NTN”

<i>Company NPV</i>						
<i>Sensitivity</i>	<i>Oil Production</i>	<i>Gas Production</i>	<i>Oil Price</i>	<i>Gas Price</i>	<i>Opex</i>	<i>Investment</i>
80%	163,64	246,45	163,64	246,450	268,683	262,279
100%	246,689	246,689	246,689	246,689	246,689	246,689
120%	329,39	246,58	329,39	235,181	224,343	230,747
<i>ROR</i>						
<i>Sensitivity</i>	<i>Oil Production</i>	<i>Gas Production</i>	<i>Oil Price</i>	<i>Gas Price</i>	<i>Opex</i>	<i>Investment</i>
80%	23%	27,3%	23%	27%	28%	31%
100%	27%	27,3%	27%	27%	27%	27%
120%	31%	27,3%	31%	26%	26%	24%
<i>PIR</i>						
<i>Sensitivity</i>	<i>Oil Production</i>	<i>Gas Production</i>	<i>Oil Price</i>	<i>Gas Price</i>	<i>Opex</i>	<i>Investment</i>
80%	4,177	5,837	4,177	5,837	6,302	7,396
100%	5,844	5,844	5,844	5,844	5,844	5,844
120%	7,499	5,840	7,499	5,710	5,375	4,800
<i>DPIR</i>						
<i>Sensitivity</i>	<i>Oil Production</i>	<i>Gas Production</i>	<i>Oil Price</i>	<i>Gas Price</i>	<i>Opex</i>	<i>Investment</i>
80%	0,905	1,363	0,905	1,363	1,486	1,813
100%	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
120%	1,822	1,364	1,822	1,301	1,241	1,063

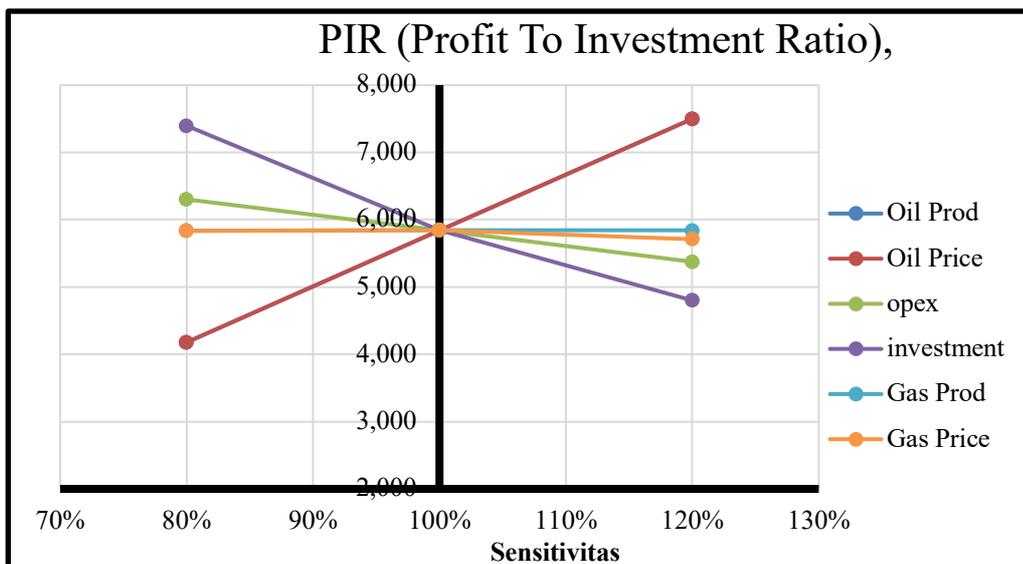
Berdasarkan ringkasan tabel diatas, dapat dilihat bahwa meskipun parameter-parameter seperti *gas production*, *oil production*, *gas price*, *oil price*, *investment*, dan OPEX mengalami kenaikan maupun penurunan, proyek tersebut tetap mempunyai keuntungan. Disamping itu, dapat diketahui bahwa terdapat beberapa parameter memiliki nilai yang baik meskipun dilakukannya sensitivitas 80% maupun 120%. Parameter tersebut yaitu *gas production* dan *gas price*, sehingga harga dari indikator keekonomian yang dilakukan sensitivitas tidak jauh berbeda dengan yang 100%. Harga yang tidak jauh berbeda ini dikarenakan *revenue* yang dihasilkan adalah hasil dari harga gas yang dikalikan dengan jumlah gas yang diproduksi, sementara pengeluaran yang memiliki *value* yang sama. Oleh karena itu, harga indikator ekonomi yang dihasilkan akan memiliki harga yang sama.



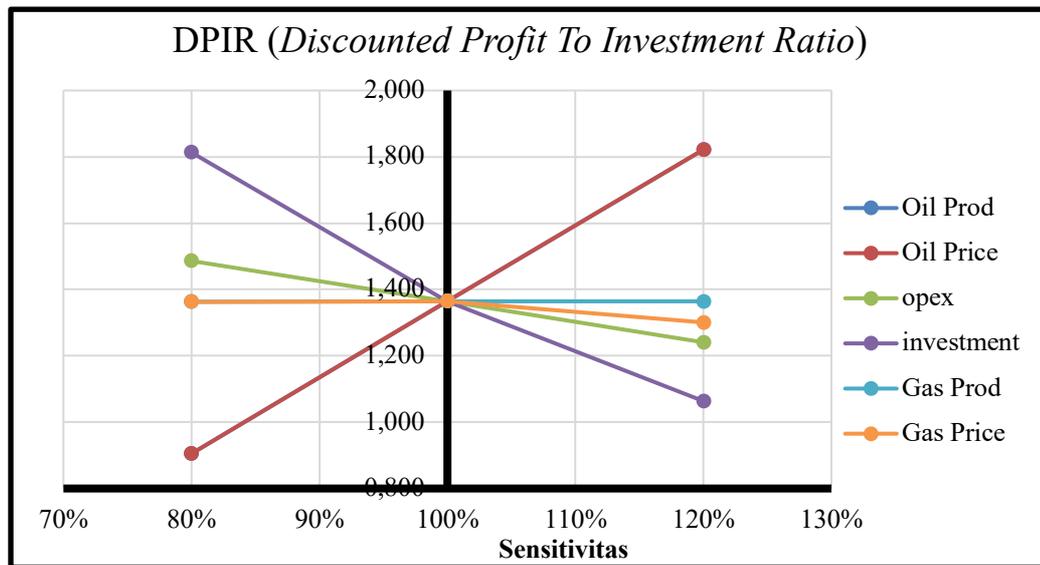
Gambar 4.11.
Spider Diagram Sensitivitas *Company NPV* Skenario 3



Gambar 4.12.
Spider Diagram Sensitivitas ROR Skenario 3



Gambar 4.13.
Spider Diagram Sensitivitas PIR Skenario 3



Gambar 4.14.
Spider Diagram Sensitivitas DPIR Skenario 3

Tabel ringkasan hasil sensitivitas yang telah dibuat diubah menjadi *spider* diagram. Berdasarkan keempat diagram tersebut yang mengalami perubahan terbesar terdapat pada *oil price*, *oil production* dan *investment*. Perubahan tersebut dapat diketahui dari penyimpangan yang besar jika dibandingkan dengan *cash flow* 100%. *Investment*, *oil production* dan *oil price* mengalami perubahan dikarenakan apabila parameter dilakukannya sensitivitas dengan cara penurunan maupun penambahan sebanyak 20% maka harga indikator keekonomian akan berubah.

Untuk *investment* apabila dilakukannya sensitivitas 80%, maka nilai dari semua *company* NPV akan bertambah karena pengeluaran yang dilakukan semakin sedikit begitu juga sebaliknya apabila dilakukannya sensitivitas sebesar 120%. Hal ini juga berlaku terhadap indikator keekonomian lainnya seperti ROR, RIR, dan DPIR. Ketika *investment* diturunkan menjadi 80%, maka nilai indikator keekonomian seperti ROR, PIR dan DPIR akan naik. Dengan kata lain, ketika biaya yang dikeluarkan sedikit maka biaya yang akan kembali setelah dilakukannya produksi akan semakin membesar. Demikian sebaliknya apabila *investment* dilakukan sensitivitas sebesar 120% maka parameter tersebut akan menurun.

Untuk *oil price* dan *oil production* apabila dilakukannya sensitivitas sebesar 80% maka nilai dari indikator keekonomian akan menurun, begitu juga sebaliknya apabila dilakukannya sensitivitas sebesar 120%. Meskipun produksi minyak bukanlah produksi utama dalam lapangan “NTN”, namun parameter seperti *oil production* dan *oil price* tetaplah mempengaruhi indikator keekonomian pada skenario ini.

Tabel IV-10
Ringkasan Keekonomian Pada Lapangan “NTN”

No.	Parameter Keekonomian	Unit	Skenario 2 <i>Basecase + 1 Sumur Infill subsea</i>	Skenario 3 <i>Basecase + 6 Sumur Infill (1 subsea + 5 Directional)</i>
1	Oil Production	MMBBL	37	208
2	Oil Price	USD/BBL	60	60
3	Gas Production	MMSCF	50.263	349.174
4	Gas Price	USD/MSCF	9	9
5	Condensate Production	MMBBL		
6	Condensate Price	USD/BBL		
7	Production Period	Years	20	20
8	Gross Revenue (100%)	MMUSD	2227	12461
	FTP			
9	<i>Contractor</i>	MMUSD	119,39	668,201
	<i>Government</i>	MMUSD	325,92	1823,952
	Investment	MMUSD	111,81	180,81
10	<i>Sunk Cost</i>	MMUSD		
	<i>Tangible Cost</i>	MMUSD	32	52
	<i>Intangible Cost</i>	MMUSD	79,792	128,998
11	Total Operational Cost	MMUSD	500,60	2792,295
	<i>Operating Cost</i>	MMUSD	500,60	2792,29
	Incentive (if any)			
12	<i>Investment Credit</i>			
	<i>Interest Cost Recovery</i>			
13	Cost Recoverable	MMUSD	612,40	2973,11
	<i>(% of Gross Revenue)</i>	%	27,50	23,86
	<i>Unrecovered Cost</i>	MMUSD		
	<i>(% of Gross Revenue)</i>	%		
	Equity to be Split			
14	<i>Contractor</i>	MMUSD	313,362	1875,653
	<i>Government</i>	MMUSD	855,465	5119,854
	Contractor			
15	<i>Net Cash Flow</i>	MMUSD	180,41	1056,69
	<i>(% of Gross Revenue)</i>	%	8,10	8,48
	IRR	%	15,0%	27,3%
	NPV@10%	MMUSD	26,32	246,69
	POT	Years	6,89	6,69
	Government			
16	FTP	MMUSD	325,92	1823,95
	Equity	MMUSD	855,47	5119,85
	Tax	MMUSD	141,75	830,25
	Net DMO	MMUSD	110,59	656,92
	<i>Net Cash Flow</i>	MMUSD	1433,72	8430,98
	<i>% of gross Revenue</i>	%	64,39	67,66
	<i>NPV Government</i>	MMUSD	385,01	2203,38

Tabel IV-11

Validasi Ringkasan Keekonomian Skenario 2

VALIDASI KEEKONOMIAN SKENARIO 2		
Parameter	MMUSD	%
<i>Gross Revenue</i>	2226,5	100
<i>Cost Recovery</i>	612,40	
<i>Government Take</i>	1433,72	
<i>Contractor Take</i>	180,41	
<i>Investment</i>	111,81	

Tabel IV-12

Validasi Ringkasan Keekonomian Skenario 3

VALIDASI KEEKONOMIAN SKENARIO 3		
Parameter	MMUSD	%
<i>Gross Revenue</i>	12461	100
<i>Cost Recovery</i>	2973,11	
<i>Government Take</i>	8430,98	
<i>Contractor Take</i>	1056,69	
<i>Investment</i>	180,81	

Untuk memastikan bahwa perhitungan yang dikerjakan sudah sesuai dan juga benar, maka dibuatlah tabel untuk memvalidasi keekonomian di akhir proses perhitungan. Yang mana untuk mendapatkan harga dari *gross revenue* merupakan hasil dari penjumlahan antara *cost recoverable*, *net contractor take*, dan *net government take*. Selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel IV-11** dan **Tabel IV-12**.

BAB V

PEMBAHASAN

Lapangan “NTN” adalah lapangan gas yang terletak di lepas pantai yang berada di area Kakap PSC *Block*-Laut Natuna di Provinsi Kepulauan Riau. Lapangan ini merupakan lapangan yang terletak di Cekungan Natuna Barat, yang mana cekungan ini terletak pada bagian utara Indonesia dan secara geologis termasuk dalam wilayah *Sundaland*. Batasan Masalah dalam penulisan tugas akhir ini yaitu penulisan penelitian hanya akan berfokus terhadap analisa prospek keekonomian, skema PSC yang digunakan dalam penelitian ini hanya menggunakan skema PSC *Cost Recovery*, lapangan “NTN” yang dilakukan perhitungan bukan merupakan lapangan utama, dan analisa indikator keekonomian yang dilakukan hanya untuk 3 skenario yaitu: basecase (sebagai pembanding skenario selanjutnya) dan skenario lainnya yaitu penambahan sumur *infill* dalam lapangan “NTN”.

Produksi Lapangan “NTN” dimulai pada Juli 1995 dan sampai sekarang (2017) masih memproduksi. Pada saat ini (*per 31 Desember 2017*) jumlah sumur yang masih aktif memproduksi berjumlah 10 sumur, 2 sumur berada pada Blok South dan 8 sumur pada Blok *Main*. Lapangan “NTN” yang berada di Laut Natuna merupakan lapangan yang terdapat produksi gas, *oil*, dan *water*, namun produksi gas lah yang menjadi produksi utama dari lapangan “NTN”. Gas yang diproduksi tidak dapat disimpan pada *storage tank*, sehingga ketika gas ini diproduksi maka akan langsung dijual ke konsumen. Konsumen terdekat dari Laut Natuna yaitu Negara *Singapore*, yang pendistribusian gas-nya melalui pipa gas didasar laut. Dengan demikian berapapun gas yang terproduksi pada Lapangan “NTN” akan langsung dijual, sehingga produksi gas pada lapangan ini bukanlah *plateau*. *Plateau time* adalah kondisi di mana laju produksi tetap sesuai dengan laju produksi yang direncanakan sebelumnya.

Perjanjian bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC) merupakan sistem bagi hasil antara pemerintah dan KKKS, yang mana PSC ini masih digunakan dan telah mengalami tiga kali perubahan sejak pertama kali diterapkan. Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2020, bentuk-bentuk kerjasama yang berlaku di wilayah kerja akan semakin fleksibel. Oleh karena itu, dalam bentuk kontrak bagi antara KKKS dengan pemerintah dapat menggunakan *cost recovery* atau *gross split*. Perbedaan antara PSC *cost recovery* dan *gross split* dapat dilihat pada **Tabel III-1**. Pada analisa keekonomian ini akan dilakukan perbandingan untuk keekonomian menggunakan PSC *cost recovery* dan melakukan perhitungan terhadap 3 skenario pengembangan yang ada. Berdasarkan perbandingan keekonomian dari ketiga skenario maka dapat ditentukan skenario mana yang akan cocok diterapkan pada lapangan ini.

Analisis keekonomian memerlukan beberapa data yang dibutuhkan, yaitu data lapangan, karakteristik reservoir, skenario produksi lapangan, durasi proyek, perkiraan *tangible (capital) cost*, *intangible (non-capital) cost*, biaya ASR, perkiraan OPEX (*operational cost*), dan kebijakan pemerintah. Pada lapangan “NTN” ini akan dilakukan analisa keekonomian dengan menggunakan PSC *Cost Recovery* pada ketiga skenario. Skenario pertama yaitu *basecase*, skenario kedua yaitu *basecase* dengan penambahan 1 sumur infill *subsea*, dan untuk skenario terakhir yaitu *basecase* dengan penambahan 6 sumur infill (1 *subsea* dan 5 *directional*). Skenario pada lapangan ini dipilih berdasarkan rencana kerja dari perusahaan yang sudah dilakukan analisa dari segi teknis dan juga keekonomisan. Berdasarkan segi keteknisan sumur infill ini dicari berdasarkan zona yang masih tinggi nilai HCPV-nya, sehingga dapat diketahui lokasi mana yang akan dipasang sumur infill. Berdasarkan segi keekonomisan yang terdapat pada setiap skenario yaitu, pada skenario 2 terdapat penambahan 1 sumur infill dikarenakan di *platform* (yang terdapat *existing wells*) masih tersisa 1 *slot* untuk tempat sumur produksi. Oleh karena itu, pada skenario 2 dipilihlah 1 sumur *infill* yang disesuaikan dengan kondisi *existing wells* yang didesain dengan *subsea*. Pada skenario 3 terjadi penambahan 5 sumur *directional* karena memiliki harga yang lebih murah dan

dapat ditempatkan di *platform* yang sudah dilakukannya *upgrade surface facilities* pada tahun 2020.

Terdapat beberapa asumsi yang digunakan dalam pengembangan yaitu *gas price*, *oil price*, *tax*, metode depresiasi, *tangible cost*, *intangible cost*, *escalation rate* dan *discount rate*. Nilai dari *gas price* sebesar 9 USD/MSCF, *oil price* sebesar 60 USD/BBL, *tax* sebesar 44%, metode depresiasi yang digunakan yaitu metode *straight line* yang dilakukan selama 5 tahun, *OPEX split for gas* sebesar 50%, *OPEX split for oil* sebesar 50%, *escalation rate* sebesar 2%, *discount rate* sebesar 10%, dan MARR sebesar 15%. *Tangible cost* total dengan untuk semua skenario yang digunakan sebesar 84,429 MMUSD, *intangible cost* total untuk semua skenario yang digunakan sebesar 196,801 MMUSD, Perhitungan ASR akan dimasukkan kedalam perhitungan *investment* agar mengetahui berapa harga *tangible* dan *intangible*-nya. Perhitungan ASR ini dilakukan dengan cara biaya ASR yang dikali dengan biaya eskalasi pada tahun tersebut, kemudian biaya ASR setiap tahunnya ditotal dan dibagi dengan lama waktu proyek dilaksanakan. Pembayaran ASR akan dilakukan secara berangsur-angsur setiap tahunnya, hal ini disebabkan apabila proyek dihentikan ditengah-tengah proyek, maka biaya ASR ini sudah terangsor selama beberapa tahun. Selain itu, biaya *investment* yang terdapat pada setiap skenario akan sama karena sudah dikali dengan eskalasi juga. Oleh sebab itu, biaya ASR + *drilling* pada setiap skenario akan sama.

Abandonment and Site Restoration (ASR) adalah kegiatan untuk menghentikan pengoperasian fasilitas produksi dan sarana penunjang lainnya secara permanen dan menghilangkan kemampuannya untuk dapat dioperasikan kembali, serta melakukan pemulihan lingkungan di wilayah kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Kegiatan ASR yang terdapat pada setiap skenario disesuaikan dengan *investment* yang dilakukan pada skenario tersebut. ASR yang dihitung dalam perhitungan skenario ini hanya terdapat pada skenario 2 dan 3, sedangkan pada skenario 1 yang merupakan *basecase* tidak dihitung. Alasan ASR skenario 1 tidak dapat dihitung yaitu, perhitungan ASR pada *basecase* sudah dihitung dalam keekonomian POD sebelumnya yaitu POD I, selain itu tidak terdapat data *cost* untuk ASR karena tidak ada kegiatan *investment* yang dilakukan

pada skenario ini. Kegiatan ASR skenario 2 yaitu ASR untuk *upgrade surface facilities* dan ASR 1 sumur *infill subsea*. *tangible cost* total untuk skenario 2 yang terdiri dari harga sumuran dan juga ASR yaitu sebesar 30,96 MMUSD, dan untuk *intangible cost* total 72,23 MMUSD. Kegiatan ASR skenario 2 yaitu ASR untuk *upgrade surface facilities* dan ASR 6 sumur *infill (subsea dan directional)*. *tangible cost* total untuk skenario 3 yang terdiri dari harga sumuran dan juga ASR yaitu sebesar 53,47 MMUSD, dan untuk *intangible cost* total 124,568 MMUSD.

Jenis kontrak bagi hasil yang digunakan dalam penelitian ini adalah *cost recovery*, dikarenakan harga dari *First Tranche Petroleum (FTP)* yang digunakan sebesar 20% untuk pemerintah dan kontraktor yang dihitung dari produksi sebelum dikurangi dengan biaya pengembalian *cost recovery*. Pemerintah menerapkan FTP hal ini dikarenakan agar bersiap sedia apabila jumlah *cost recovery* sama dengan biaya *gross revenue*. Skema yang digunakan dalam perhitungan keekonomian *cost recovery* dapat dilihat pada **Gambar 3.1**. Untuk pembagian *share* antara pemerintah dan kontrak, dan dikarenakan lapangan gas “NTN” ini juga ikut memproduksi minyak maka perhitungan *share* akan dibagi lagi untuk gas maupun minyak. Harga dari *contractor share oil before tax* yaitu sebesar 26,8%; *contractor share gas before tax* sebesar 62,5%; *government share oil before tax* 73,2%; *government share gas before tax* sebesar 37,5%. Selain itu, terdapat DMO (*Domestic Market Obligation*) dengan harga sebesar 25%, dan DMO Fee dengan harga sebesar 15%. DMO merupakan peraturan mengenai kewajiban dari kontraktor untuk menyerahkan dari hasil produksi migas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. DMO yang dijual ke pemerintah akan dijual dengan harga yang berada di bawah pasar, sehingga akan membantu target pemerintah memenuhi kebutuhan dalam negeri dengan waktu selama 5 tahun. Kewajiban penyerahan dilaksanakan setelah dimulainya produksi komersial. Untuk gas bumi, diberlakukan harga sesuai dengan kontrak penjualan gas bumi pada wilayah kerja tersebut.

Langkah awal dalam pengerjaan perhitungan keekonomian yaitu dengan menghitung produksi tahunan dari lapangan baik untuk gas maupun minyak, dan langkah selanjutnya menghitung *cashflow*. Terdapat 3 perhitungan *cashflow* yang telah dibuat yaitu untuk skenario 1 (*basecase*), skenario 2 (*basecase + 1 sumur infill*

subsea, dan skenario 3 (*basecase* + 6 sumur infill). Untuk contoh perhitungan skenario 1 dapat dilihat pada sub-bab **4.1.2 Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 1**, skenario 2 dapat dilihat pada sub-bab **4.2.2 Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 2**, dan skenario 3 dapat dilihat pada sub-bab **4.3.2 Perhitungan dan Analisa Ekonomi Pada Skenario 3**. Untuk hasil perhitungan NCF (*Net Cash Flow*) skenario 1 dapat dilihat pada **Lampiran A; Tabel A-1**, skenario 2 dapat dilihat pada **Lampiran B; Tabel B-1**, dan skenario 3 dapat dilihat pada **Lampiran C; Tabel C-1**. Disamping itu, dengan mempertimbangkan inflasi yang akan terjadi di masa depan maka untuk *operating cost* dan *gas price* akan dikenakan eskalasi.

Pada hasil perhitungan *cash flow* ketiga skenario dapat diketahui bahwa skenario 1 memiliki % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 68,887% dan 8,84%. Skenario 2 memiliki % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 64,39% dan 8,10%. Skenario 3 memiliki % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 67,66%, dan 8,48%. Dalam hal ini, skenario 1 merupakan skenario *basecase* yang tidak terdapat kegiatan *investment*, sehingga skenario 1 tidak dapat dilakukan perbandingan dengan skenario lainnya. Berdasarkan *perspektif* kontraktor dan pemerintah, skenario 3 merupakan skenario yang jauh lebih menarik jika dibandingkan dengan skenario lainnya berdasarkan bagian yang didapat.

Perbedaan dari ketiga skenario ini juga dapat dilihat dari hasil perhitungan pada indikator keekonomian, sehingga dapat diketahui skenario mana yang terbaik untuk digunakan. Pada skenario 1 dapat diketahui bahwa belum terdapatnya kegiatan investasi yang dilakukan selama skenario berlangsung, sehingga untuk indikator keekonomian pada skenario 1 perhitungan PIR, DPIR, dan POT tidak dapat dihitung. Perhitungan pada skenario 1 yaitu *basecase* dapat diketahui dari harga NPV sebesar 51,88 MMUSD, dan ROR (*Rate of Return*) sebesar 469,2%. Nilai ROR yang besar ini diakibatkan karena pada skenario *basecase* tidak terdapat investasi yang dilakukan, sehingga harga dari ROR akan besar karena tidak dipengaruhi oleh adanya *investment*. Untuk langkah perhitungan yang lebih lengkap pada skenario 1 dapat dilihat pada sub-bab **4.1.3 Perhitungan dan Analisa**

Indikator Keekonomian Pada Skenario Skenario 1 dan Lampiran A; Tabel A-1. Pada skenario ke-2 mulai dapat dihitung untuk indikator keekonomian lainnya hal ini dikarenakan mulai terdapatnya kegiatan investasi yang dilakukan. Indikator keekonomian yang terdapat pada skenario 2 memiliki harga NPV sebesar 26,32 MMUSD; ROR sebesar 15%; PIR sebesar 1,614; DPIR sebesar 0,235, dan POT sebesar 6,89 *year*. Untuk langkah perhitungan yang lebih lengkap pada skenario 2 dapat dilihat pada sub-bab **4.2.3 Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 2 dan Lampiran B; Tabel B-1.** Indikator keekonomian yang terdapat di skenario ke-3 yaitu harga NPV sebesar 246,69 MMUSD; ROR sebesar 27,3%; PIR sebesar 5,844; DPIR sebesar 1,364; dan POT sebesar 6,69 *year*. Untuk langkah perhitungan yang lebih lengkap pada skenario 3 dapat dilihat pada sub-bab **4.3.3 Perhitungan dan Analisa Indikator Keekonomian Pada Skenario 3 dan Lampiran C; Tabel C-1.**

Hasil perhitungan keekonomian akan diringkas menjadi satu dalam **Tabel IV-10**. Dengan menggunakan skema *PSC cost recovery* dalam setiap perhitungan keekonomian yang ada, kemudian akan didapatkan hasil indikator keekonomian yang dapat dijadikan perbandingan antar skenario. Berdasarkan hasil perhitungan *cash flow* dan indikator keekonomian dari setiap skenario, dapat diketahui bahwa skenario 3 merupakan skenario terbaik baik dalam sudut pandang pemerintah maupun kontraktor dengan % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 67,66%, dan 8,48%. Skenario 3 merupakan skenario dengan skema *PSC Cost Recovery* yang memiliki harga indikator keekonomian yang lebih besar jika dibandingkan dengan skenario lainnya yaitu dengan harga NPV sebesar 246,69 MMUSD; ROR sebesar 27,3%; PIR sebesar 5,844; DPIR sebesar 1,364; dan POT sebesar 6,69 *year*. Selain itu, skenario 3 layak dikembangkan karena karena nilai %ROR yang dihasilkan lebih besar dari MARR yang sebesar 15%.

Setelah diketahui bahwa skenario 3 merupakan skenario terbaik, kemudian dilakukannya analisa sensitivitas. Analisa ini dilakukan untuk mengetahui parameter-parameter apa sajakah yang dapat mempengaruhi perubahan pada indikator keekonomian, sehingga dari analisa tersebut dapat dilakukannya pencegahan dan dapat mengurangi resiko. Parameter yang digunakan dalam

sensitivitas ini meliputi *gas production*, *oil production*, *oil price*, *gas price*, OPEX, dan *investment*. Dalam analisa ini perhitungan didasarkan pada asumsi bahwa parameter ekonomi terjadi penurunan dan peningkatan sebanyak 20%, sehingga parameter yang dilakukan analisis menjadi 80%, 100%, dan 120%. Langkah sensitivitas ini sama dengan langkah untuk menghitung *cash flow*, namun parameter yang ingin dianalisa akan diubah sesuai dengan sensitivitas yang dilakukan yaitu 80%, maupun 120%. Hasil sensitivitas yang dilakukan untuk skenario 3 dapat dilihat pada sub-bab **4.3.4 Analisa Sensitivitas Pada Skenario 3 dan Lampiran D**. Pada setiap skenario yang ada dapat dilihat bahwa meskipun parameter-parameter seperti *gas production*, *oil production*, *gas price*, *oil price*, *investment*, dan OPEX mengalami kenaikan maupun penurunan, skenario 3 tetap mempunyai keuntungan. Disamping itu, dapat diketahui juga bahwa terdapat beberapa parameter yang memiliki nilai baik meskipun dilakukannya sensitivitas 80% maupun 120% yaitu *gas production* dan *gas price*. Harga dari indikator keekonomian yang dihasilkan memiliki harga yang tidak jauh berbeda dengan yang 100%. Ini karena *revenue* yang dihasilkan adalah hasil dari harga gas yang dikalikan dengan jumlah gas yang diproduksi, sementara pengeluaran yang memiliki *value* yang sama. Oleh karena itu, harga indikator ekonomi yang dihasilkan akan memiliki harga yang sama.

BAB VI

KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian dan penulisan skripsi mengenai analisa keekonomian pada Lapangan Gas “NTN”, dapat disimpulkan hasil sebagai berikut:

1. Lapangan Gas “NTN” akan dikembangkan menjadi 3 skenario yaitu, skenario 1 merupakan *basecase*, skenario 2 (*basecase + upgrade surface facilities + 1 sumur infill subsea*), dan skenario 3 (*basecase + upgrade surface facilities + 6 sumur infill (1 subsea + 5 directional)*).
2. Melalui hasil dari perhitungan yang dilakukan antar skenario, skenario 2 memperoleh harga indikator keekonomian NPV, ROR, PIR, DPIR, dan POT secara berurutan sebesar 26,32 MMUSD; 15%; 1,614; 0,235 dan 6,89 tahun. Untuk skenario 3 memperoleh harga indikator keekonomian NPV, ROR, PIR, DPIR, dan POT secara berurutan sebesar 246,69 MMUSD; 27,3%; 5,844; 1,364; dan 6,69 tahun.
3. Skenario 2 memiliki % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 64,4% dan 8,10%. Skenario 3 memiliki % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 67,66%, dan 8,48%. Berdasarkan % *share* dan indikator keekonomian setiap skenario dapat diketahui bahwa skenario terbaik yaitu skenario 3. Selain itu, skenario ini layak dikembangkan karena karena nilai %ROR yang dihasilkan lebih besar dari MARR yang sebesar 15%.
4. Analisa sensitivitas yang dilakukan pada skenario 3 dengan parameter yang digunakan dalam sensitivitas ini meliputi *gas production*, *oil production*, *oil price*, *gas price*, OPEX, dan *investment*. Dari analisa parameter tersebut, meskipun mengalami kenaikan dan penurunan sebesar 20% skenario 3 tetap memiliki keuntungan sehingga layak untuk dikembangkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Alfed. 2018. Pengenalan Industri Hulu Minyak dan Gas Bumi. *Seminar Nasional SKK MIGAS, Politeknik Negeri Banjarmasin*. Banjarmasin: SKK Migas.
- Hakim, M. R., Naiola, M. Y., Simangunsong, Y. R., Laya, K.R., & Muda, T.W. 2008. Hydrocarbon Play of West Natuna Basin and Challenge for New Exploration Related to Structural Setting and Stratigraphic Succession. *In Proceedings 32nd Annual Convention & Exhibition of Indonesian Petroleum Association*. Jakarta.
- Lubiantara, B. 2012. *Ekonomi migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Jakarta: Gramedia Widiasarana Indonesia.
- Menko Perekonomian. 2010. *Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS)*. Jakarta: Kementrian Koordinator Bidang Perekonomian.
- Otis, R., Schneiderman, N. 1997. A Process for Evaluating Exploration Process. *AAPG Bulletin*, 81(7), 1087-1109.
- Phillips, S., Little, L., Michael, E., & Odell, V. 1997. Sequence Stratigraphy of Tertiary Petroleum Systems in the West Natuna Basin, Indonesia. In: Howes, J.V.C., Noble, R.A. (Eds.), *Proceedings of the Petroleum Systems of SE Asia and Australasia Conference*. Indonesian Petroleum Association, pp. 381±389.
- Redjoso, M. T., & Tutuka R. 2013. *Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi* (Vol.4). Jakarta: IATMI
- Tjia, H. D., & Liew, K. K. 1996. Changes in tectonic stress field in northern Sunda Shelf basins. *Geological Society, London, Special Publications*, 106(1), 291-306.
- SKK Migas. 2017. *Cost Recovery dan Gross Split Forum Energezing Indonesia*. Jakarta: SKK Migas.
- SKK Migas. 2018. *Pedoman Tata Kerja tentang Plan of Development Revisi-02*. Jakarta: SKK Migas.

White Jr, J. M., & Wing, R. S. 1978. Structural development of the South China Sea with particular reference to Indonesia. *Proceedings of the 7th Annual Convention of the Indonesian Petroleum Association*, 159-178.

LAMPIRAN A

**PERHITUNGAN *NET CASH FLOW*
SKENARIO 1 (*BASECASE*)**

Tabel A-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	4345,626	0,133	0,039111	7,987	8,026	0,9951273	0,004873	1,597	0,008	1,605	6,421	0,000	0,000
1	2019	8320,786	0,262	0,076385	15,716	15,793	0,9951633	0,004837	3,143	0,015	3,159	12,634	0,000	0,000
2	2020	12859,021	0,406	0,120407	24,340	24,461	0,9950775	0,004922	4,868	0,024	4,892	19,568	0,000	0,000
3	2021	17991,946	0,546	0,171839	32,763	32,935	0,9947825	0,005218	6,553	0,034	6,587	26,348	0,000	0,000
4	2022	22873,711	0,680	0,222833	40,789	41,012	0,9945667	0,005433	8,158	0,045	8,202	32,810	0,000	0,000
5	2023	27556,542	0,809	0,273822	48,567	48,841	0,9943936	0,005606	9,713	0,055	9,768	39,073	0,000	0,000
6	2024	32064,949	0,935	0,324993	56,130	56,455	0,9942433	0,005757	11,226	0,065	11,291	45,164	0,000	0,000
7	2025	36411,667	1,058	0,376430	63,486	63,863	0,9941056	0,005894	12,697	0,075	12,773	51,090	0,000	0,000
8	2026	40616,449	1,177	0,428298	70,639	71,067	0,9939733	0,006027	14,128	0,086	14,213	56,854	0,000	0,000
9	2027	44687,824	1,293	0,480655	77,608	78,089	0,9938448	0,006155	15,522	0,096	15,618	62,471	0,000	0,000
10	2028	48637,277	1,407	0,533597	84,409	84,942	0,9937181	0,006282	16,882	0,107	16,988	67,954	0,000	0,000
11	2029	52472,875	1,517	0,587191	91,043	91,630	0,9935917	0,006408	18,209	0,117	18,326	73,304	0,000	0,000
12	2030	56203,579	1,625	0,641518	97,520	98,161	0,9934646	0,006535	19,504	0,128	19,632	78,529	0,000	0,000
13	2031	59837,557	1,731	0,696656	103,849	104,546	0,9933363	0,006664	20,770	0,139	20,909	83,637	0,000	0,000
14	2032	63129,947	1,832	0,749688	109,909	110,659	0,9932252	0,006775	21,982	0,150	22,132	88,527	0,000	0,000
15	2033	66172,193	1,929	0,801532	115,751	116,552	0,9931230	0,006877	23,150	0,160	23,310	93,242	0,000	0,000
16	2034	69139,434	2,025	0,854223	121,474	122,328	0,9930169	0,006983	24,295	0,171	24,466	97,862	0,000	0,000
17	2035	71757,199	2,110	0,904297	126,580	127,484	0,9929066	0,007093	25,316	0,181	25,497	101,987	0,000	0,000
18	2036	73446,576	2,174	0,944098	130,418	131,363	0,9928130	0,007187	26,084	0,189	26,273	105,090	0,000	0,000
19	2037	75042,589	2,236	0,983906	134,145	135,129	0,9927188	0,007281	26,829	0,197	27,026	108,103	0,000	0,000
20	2038	76635,476	2,297	1,024887	137,809	138,834	0,9926179	0,007382	27,562	0,205	27,767	111,067	0,000	0,000
TOTAL		960203,223	28,182	11,236	1690,932	1702,168			338,186	2,247	340,434	1361,735	0,000	0,000

Tabel A-1
Hasil Perhitungan Net Cash Flow Skenario 1 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	1,672	0	1,672	1,672	4,749	4,726	1,267	3,459	0,023	0,014	0,009	0,428	1,169	0,005
0,000	3,027	0	3,027	3,027	9,607	9,560	2,562	6,998	0,046	0,029	0,017	0,842	2,301	0,010
0,000	4,593	0	4,593	4,593	14,976	14,902	3,994	10,908	0,074	0,046	0,028	1,305	3,563	0,015
0,000	6,185	0	6,185	6,185	20,163	20,058	5,375	14,682	0,105	0,066	0,039	1,756	4,797	0,021
0,000	7,768	0	7,768	7,768	25,042	24,906	6,675	18,231	0,136	0,085	0,051	2,186	5,972	0,028
0,000	9,364	0	9,364	9,364	29,708	29,542	7,917	21,625	0,167	0,104	0,062	2,603	7,110	0,034
0,000	10,981	0	10,981	10,981	34,183	33,986	9,108	24,878	0,197	0,123	0,074	3,009	8,217	0,041
0,000	12,619	0	12,619	12,619	38,471	38,244	10,249	27,995	0,227	0,142	0,085	3,403	9,294	0,047
0,000	14,278	0	14,278	14,278	42,575	42,319	11,341	30,977	0,257	0,160	0,096	3,786	10,342	0,054
0,000	15,962	0	15,962	15,962	46,509	46,223	12,388	33,835	0,286	0,179	0,107	4,160	11,362	0,060
0,000	17,672	0	17,672	17,672	50,282	49,966	13,391	36,575	0,316	0,197	0,118	4,524	12,357	0,067
0,000	19,410	0	19,410	19,410	53,894	53,549	14,351	39,198	0,345	0,216	0,130	4,880	13,329	0,073
0,000	21,177	0	21,177	21,177	57,352	56,977	15,270	41,707	0,375	0,234	0,141	5,227	14,277	0,080
0,000	22,974	0	22,974	22,974	60,662	60,258	16,149	44,109	0,404	0,253	0,152	5,566	15,203	0,087
0,000	24,775	0	24,775	24,775	63,752	63,320	16,970	46,350	0,432	0,270	0,162	5,891	16,091	0,094
0,000	26,589	0	26,589	26,589	66,653	66,194	17,740	48,454	0,458	0,286	0,172	6,204	16,946	0,100
0,000	28,439	0	28,439	28,439	69,424	68,939	18,476	50,463	0,485	0,303	0,182	6,511	17,784	0,107
0,000	30,206	0	30,206	30,206	71,781	71,272	19,101	52,171	0,509	0,318	0,191	6,785	18,531	0,113
0,000	31,729	0	31,729	31,729	73,361	72,834	19,519	53,314	0,527	0,330	0,198	6,990	19,093	0,118
0,000	33,273	0	33,273	33,273	74,830	74,285	19,908	54,377	0,545	0,341	0,204	7,190	19,639	0,123
0,000	34,851	0	34,851	34,851	76,216	75,654	20,275	55,379	0,563	0,352	0,211	7,387	20,175	0,128
0,000	377,544	0,000	377,544	377,544	984,190	977,714	262,027	715,686	6,477	4,048	2,429	90,634	247,552	1,405

Tabel A-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 1 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
	Government	Gross DMO	Fee DMO			DDMO	(NCS)						TCS	Rate	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,003	0,000	0,000	0,000	1,714	0,754	0,960	2,632	1,672	0,960	0,960	5,395	5,395	1,000	0,960	5,395
0,006	0,000	0,000	0,000	3,443	1,515	1,928	4,956	3,027	1,928	2,888	10,837	16,232	0,909	1,753	9,852
0,009	0,000	0,000	0,000	5,359	2,358	3,001	7,594	4,593	3,001	5,889	16,867	33,098	0,826	2,480	13,939
0,013	0,000	0,000	0,000	7,219	3,176	4,043	10,228	6,185	4,043	9,932	22,707	55,806	0,751	3,037	17,060
0,017	0,000	0,000	0,000	8,974	3,949	5,025	12,793	7,768	5,025	14,957	28,219	84,025	0,683	3,432	19,274
0,021	0,000	0,000	0,000	10,659	4,690	5,969	15,333	9,364	5,969	20,926	33,508	117,532	0,621	3,706	20,806
0,024	3,761	0,564	3,197	9,084	3,997	5,087	16,068	10,981	5,087	26,013	40,387	157,919	0,564	2,871	22,797
0,028	4,254	0,638	3,616	10,226	4,499	5,726	18,346	12,619	5,726	31,739	45,517	203,436	0,513	2,938	23,358
0,032	4,733	0,710	4,023	11,319	4,980	6,338	20,617	14,278	6,338	38,078	50,450	253,887	0,467	2,957	23,535
0,036	5,200	0,780	4,420	12,367	5,441	6,925	22,887	15,962	6,925	45,003	55,202	309,088	0,424	2,937	23,411
0,040	5,655	0,848	4,807	13,372	5,884	7,488	25,161	17,672	7,488	52,492	59,782	368,870	0,386	2,887	23,048
0,044	6,100	0,915	5,185	14,335	6,308	8,028	27,438	19,410	8,028	60,519	64,192	433,062	0,350	2,814	22,499
0,048	6,534	0,980	5,554	15,258	6,713	8,544	29,721	21,177	8,544	69,064	68,440	501,502	0,319	2,722	21,807
0,052	6,958	1,044	5,914	16,141	7,102	9,039	32,013	22,974	9,039	78,103	72,532	574,034	0,290	2,618	21,010
0,056	7,364	1,105	6,259	16,965	7,465	9,501	34,276	24,775	9,501	87,603	76,383	650,418	0,263	2,502	20,114
0,060	7,755	1,163	6,592	17,739	7,805	9,934	36,523	26,589	9,934	97,537	80,029	730,447	0,239	2,378	19,158
0,064	8,139	1,221	6,918	18,479	8,131	10,348	38,786	28,439	10,348	107,885	83,542	813,988	0,218	2,252	18,181
0,068	8,481	1,272	7,209	19,108	8,408	10,701	40,907	30,206	10,701	118,586	86,577	900,566	0,198	2,117	17,129
0,071	8,738	1,311	7,427	19,530	8,593	10,937	42,666	31,729	10,937	129,522	88,697	989,263	0,180	1,967	15,953
0,074	8,988	1,348	7,640	19,923	8,766	11,157	44,430	33,273	11,157	140,679	90,699	1079,962	0,164	1,824	14,830
0,077	9,233	1,385	7,848	20,293	8,929	11,364	46,215	34,851	11,364	152,043	92,619	1172,581	0,149	1,689	13,767
0,843	101,891	15,284	86,608	271,506	119,463	152,043	529,588	377,544	152,043		1172,581			52,844	386,924

Tabel A-2

Ringkasan Parameter Ekonomi Skenario 1

Discount Factor	10%		
Gas Price	9	USD/MSCF	
Gas Price Escalation	2%		
Oil Price	60	USD/BBL	
oil Price Escalation	0%		
Gas Operational Opex	2	USD/MSCF	
Opex OIL	10	USD/BBL	
FTP (Shared)	20%		
Split Before Tax	category	Oil	Gas
	Government	73,2%	37,5%
	Contractor	26,8%	62,5%
DMO Holiday	60 months (5 years)		
DMO	25%		
DMO FEE	15%		
Tax Rate	44%		
Depreciation	SL, 5 years		

Parameter Ekonomi		
Total NCF	150,49	MMUSD
NPV @DF=10%	51,88	MMUSD
ROR	469,2%	
PIR	-	
DPIR	-	
POT		Year

LAMPIRAN B

PERHITUNGAN *NET CASH FLOW*

SKENARIO 2 (*BASECASE* + 1 SUMUR INFILL)

Tabel B-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15													
															Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Ro)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
																			Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
Year to	Year	(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)			(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)													
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357													
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364													
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786													
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,953	34,550													
4	2022	230,378	0,222	0,002244	13,321	13,324	0,9998316	0,000168	2,664	0,000	2,665	10,659	0,153	0,387													
5	2023	688,412	0,637	0,006841	38,220	38,226	0,9998211	0,000179	7,644	0,001	7,645	30,581	0,153	0,394													
6	2024	1098,464	0,988	0,011133	59,277	59,288	0,9998122	0,000188	11,855	0,002	11,858	47,430	0,153	0,402													
7	2025	1481,429	1,301	0,015315	78,074	78,089	0,9998039	0,000196	15,615	0,003	15,618	62,471	0,153	0,410													
8	2026	1843,843	1,587	0,019443	95,201	95,220	0,9997958	0,000204	19,040	0,004	19,044	76,176	0,153	0,418													
9	2027	2160,671	1,831	0,023240	109,877	109,900	0,9997885	0,000211	21,975	0,005	21,980	87,920	0,153	0,427													
10	2028	2410,392	2,027	0,026444	121,596	121,623	0,9997826	0,000217	24,319	0,005	24,325	97,298	0,153	0,435													
11	2029	2631,446	2,198	0,029447	131,881	131,910	0,9997768	0,000223	26,376	0,006	26,382	105,528	0,153	0,444													
12	2030	2841,192	2,357	0,032430	141,444	141,476	0,9997708	0,000229	28,289	0,006	28,295	113,181	0,153	0,453													
13	2031	3046,707	2,509	0,035471	150,541	150,577	0,9997644	0,000236	30,108	0,007	30,115	120,461	0,153	0,462													
14	2032	3247,806	2,654	0,038569	159,214	159,252	0,9997578	0,000242	31,843	0,008	31,850	127,402	0,153	0,471													
15	2033	3445,076	2,791	0,041730	167,481	167,523	0,9997509	0,000249	33,496	0,008	33,505	134,018	0,153	0,481													
16	2034	3638,306	2,923	0,044952	175,400	175,445	0,9997438	0,000256	35,080	0,009	35,089	140,356	0,153	0,490													
17	2035	4114,163	3,059	0,051847	183,531	183,583	0,9997176	0,000282	36,706	0,010	36,717	146,866	0,153	0,500													
18	2036	5138,266	3,206	0,066048	192,376	192,443	0,9996568	0,000343	38,475	0,013	38,489	153,954	0,153	0,510													
19	2037	6036,722	3,346	0,079149	200,782	200,862	0,9996060	0,000394	40,156	0,016	40,172	160,689	0,153	0,520													
20	2038	6209,802	3,462	0,083047	207,715	207,798	0,9996003	0,000400	41,543	0,017	41,560	166,238	0,153	0,531													
TOTAL		50263,073	37,099	0,607	2225,931	2226,538			445,186	0,121	445,308	1781,231	32,014	79,792													

Tabel B-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 2 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	76,609	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5,882	2,763	76,60876455	85,641	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
5,913	7,401	74,98203043	88,690	30,581	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
5,913	11,502	58,10923182	75,927	47,430	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,177	8,678	0,001
5,913	15,332	28,49636382	50,151	50,151	12,320	12,318	3,301	9,016	0,002	0,002	0,001	4,185	11,430	0,002
2,913	18,984	0	22,315	22,315	53,861	53,850	14,432	39,418	0,011	0,007	0,004	5,103	13,937	0,002
0	22,287	0	22,867	22,867	65,053	65,039	17,430	47,609	0,014	0,009	0,005	5,889	16,086	0,003
0	25,115	0	25,703	25,703	71,595	71,580	19,183	52,396	0,016	0,010	0,006	6,518	17,802	0,003
0	27,749	0	28,346	28,346	77,182	77,165	20,680	56,485	0,017	0,011	0,006	7,069	19,307	0,004
0	30,326	0	30,932	30,932	82,249	82,230	22,038	60,193	0,019	0,012	0,007	7,581	20,707	0,004
0	32,894	0	33,509	33,509	86,952	86,932	23,298	63,634	0,020	0,013	0,008	8,069	22,039	0,004
0	35,460	0	36,084	36,084	91,318	91,296	24,467	66,828	0,022	0,014	0,008	8,534	23,309	0,005
0	38,024	0	38,658	38,658	95,361	95,337	25,550	69,787	0,024	0,015	0,009	8,977	24,519	0,005
0	40,597	0	41,240	41,240	99,116	99,090	26,556	72,534	0,025	0,016	0,010	9,401	25,679	0,006
0	43,308	0	43,961	43,961	102,906	102,877	27,571	75,306	0,029	0,018	0,011	9,837	26,869	0,006
0	46,282	0	46,945	46,945	107,009	106,972	28,668	78,303	0,037	0,023	0,014	10,311	28,164	0,008
0	49,252	0	49,925	49,925	110,764	110,721	29,673	81,048	0,044	0,027	0,016	10,762	29,395	0,010
1	51,954	0	53,097	53,097	113,141	113,096	30,310	82,786	0,045	0,028	0,017	11,134	30,409	0,010
32,014	500,598	278,923	891,327	612,404	1168,827	1168,502	313,158	855,343	0,325	0,203	0,122	119,310	325,876	0,076

Tabel B-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 2 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	48,855	-48,855	-102,837	0,000	0,000	0,751	-36,706	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	3,303	7,756	-95,081	2,265	2,265	0,683	5,298	1,547
0,001	0,900	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,729	7,948	23,780	-71,301	6,498	8,762	0,621	14,766	4,034
0,001	0,000	0,000	0,000	3,179	1,399	1,780	49,210	12,057	37,153	-34,148	10,078	18,840	0,564	20,972	5,689
0,001	0,000	0,000	0,000	7,489	3,295	4,194	54,345	15,895	38,450	4,303	23,744	42,584	0,513	19,731	12,184
0,001	0,000	0,000	0,000	19,544	8,599	10,945	33,260	19,555	13,705	18,007	61,961	104,544	0,467	6,393	28,905
0,002	7,362	1,104	6,257	17,074	7,512	9,561	32,429	22,867	9,561	27,569	77,471	182,016	0,424	4,055	32,855
0,002	8,147	1,222	6,925	18,789	8,267	10,522	36,225	25,703	10,522	38,090	85,398	267,413	0,386	4,057	32,925
0,002	8,836	1,325	7,511	20,253	8,911	11,342	39,688	28,346	11,342	49,432	92,223	359,636	0,350	3,975	32,324
0,002	9,477	1,422	8,055	21,580	9,495	12,085	43,016	30,932	12,085	61,517	98,460	458,096	0,319	3,851	31,372
0,003	10,086	1,513	8,573	22,811	10,037	12,774	46,283	33,509	12,774	74,291	104,294	562,390	0,290	3,700	30,210
0,003	10,667	1,600	9,067	23,952	10,539	13,413	49,497	36,084	13,413	87,704	109,755	672,144	0,263	3,532	28,902
0,003	11,221	1,683	9,538	25,009	11,004	14,005	52,663	38,658	14,005	101,709	114,860	787,004	0,239	3,353	27,497
0,003	11,752	1,763	9,989	25,990	11,436	14,554	55,795	41,240	14,554	116,264	119,650	906,655	0,218	3,167	26,039
0,004	12,297	1,844	10,452	26,981	11,872	15,109	59,070	43,961	15,109	131,373	124,513	1031,168	0,198	2,989	24,634
0,005	12,889	1,933	10,956	28,055	12,344	15,711	62,656	46,945	15,711	147,084	129,786	1160,954	0,180	2,826	23,343
0,006	13,452	2,018	11,435	29,038	12,777	16,261	66,186	49,925	16,261	163,345	134,676	1295,630	0,164	2,659	22,021
0,006	13,917	2,088	11,829	29,653	13,047	16,605	69,702	52,638	17,065	180,409	138,095	1433,725	0,149	2,537	20,527
0,046	130,103	19,515	110,588	322,160	141,750	180,409	792,813	612,404	180,409		1433,725			26,324	385,008

Tabel B-2
Tangible & Intangible Cost Skenario 2

Drilling (well)					1					
Periode Work Item	2018 (MMUSD)	2019 (MMUSD)	2020 (MMUSD)	2021 (MMUSD)	2022 (MMUSD)	2023 (MMUSD)	2024 (MMUSD)	2025 (MMUSD)	2026 (MMUSD)	
CAPITAL COST										
DRILLING										
ASR	0,15	0,15	15	25,68	7,92	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Sub Total	0,15	0,15	15	25,83	8,07	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
TOTAL CAPITAL	0,15	0,15	15,15	25,83	8,07	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
NON CAPITAL										
DRILLING										
ASR	0,36	0,36	35	59,8	18,40	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Sub Total	0,36	0,36	35,36	60,16	18,76	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
TOTAL NON CAPITAL	0,36	0,36	35,36	60,16	18,76	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
TOTAL NON CAPITAL (ESC)	0,36	0,36	36,79	63,84	20,30	0,39	0,40	0,41	0,42	0,42
OPERATIONAL COST										
PRODUCTION OPERATION Unit Cost										
Variable Cost Gas (USD/MMSCF)	2,0	-	-	-	-	0,0005	0,0014	0,0050	0,0118	0,0185
Variable Cost OIL (USD/BBL)	10,0	-	-	-	-	2,220	6,370	22,293	49,435	73,272
Sub Total	-	-	-	-	-	2,221	6,371	22,298	49,447	73,290
GENERAL & ADMINISTRATION										
Transportation Cost	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800
Salary & Personel Expenditure	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500
Community Development	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
Sub Total	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
TOTAL OPERATING COST	12,332	0,332	0,332	0,332	0,332	2,553	6,703	22,630	49,779	73,622
TOTAL OPERATING COST (ESC)	0,332	0,339	0,345	0,352	2,763	7,401	25,485	57,180	86,260	86,260

Tabel B-2
Tangible & Intangible Cost Skenario 2 (LANJUTAN)

2027 (MMUSD)	2028 (MMUSD)	2029 (MMUSD)	2030 (MMUSD)	2031 (MMUSD)	2032 (MMUSD)	2033 (MMUSD)	2034 (MMUSD)	2035 (MMUSD)	2036 (MMUSD)	2037 (MMUSD)	2038 (MMUSD)
0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53
0,0250	0,0311	0,0369	0,0425	0,0479	0,0531	0,0578	0,0624	0,0675	0,0734	0,0791	0,0846
93,987	111,099	125,922	139,273	151,324	161,927	170,689	178,834	186,576	194,031	201,075	207,758
94,012	111,130	125,959	139,316	151,372	161,980	170,747	178,896	186,643	194,104	201,154	207,843
0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800
0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500
0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
94,344	111,462	126,291	139,648	151,704	162,312	171,079	179,228	186,975	194,436	201,486	208,175
112,750	135,871	157,027	177,107	196,245	214,167	230,250	246,042	261,811	277,703	293,527	309,337

Tabel B-3

Hasil Perhitungan Depresiasi *Straight Line* Selama 5 Tahun Skenario 2

Tahun Ke-	Tahun	Investasi Capital (MMUSD)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	DEPRETIATION
			(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0		0	0	0	0	0																
1	2019	0		0	0	0	0	0																
2	2020	15,15			3,03	3,03	3,03	3,03	3,03															
3	2021	13,95				2,79	2,79	2,79	2,79	2,79														
4	2022	0					0	0	0	0	0													
5	2023	0						0,03	0	0	0	0												
6	2024	0							0	0	0	0	0											
7	2025	0								0	0	0	0	0										
8	2026	0									0	0	0	0	0									
9	2027	0										0	0	0	0	0								
10	2028	0											0	0	0	0	0							
11	2029	0												0	0	0	0	0						
12	2030	0													0	0	0	0	0					
13	2031	0														0	0	0	0	0				
14	2032	0															0	0	0	0	0			
15	2033	0																0	0	0	0	0		
16	2034	0																	0	0	0	0	0	
17	2035	0																		0	0	0	0	
18	2036	0																			0	0	0	
19	2037	0																				0	0	
20	2038	0																					0	0
TOTAL		32,01	-	0,03	0,06	3,091826571	5,882435429	5,913044286	5,913044286	5,913044286	2,913044286	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,61	32,01

Depresiasi	5 Tahun
R	0,20

Tabel B-4

Ringkasan Parameter Ekonomi Skenario 2

Discount Factor	10%		
Gas Price	9	USD/MSCF	
Gas Price Escalation	2%		
Oil Price	60	USD/BBL	
oil Price Escalation	0%		
Gas Operational Opex	2	USD/MSCF	
Opex OIL	10	USD/BBL	
FTP (Shared)	20%		
Split Before Tax	category	Oil	Gas
	Government	73,2%	37,5%
	Contractor	26,8%	62,5%
DMO Holiday	60 months (5 years)		
DMO	25%		
DMO FEE	15%		
Tax Rate	44%		
Depreciation	SL, 5 years		

Parameter Ekonomi		
Total NCF	180,41	MMUSD
NPV @DF=10%	26,32	MMUSD
ROR	15,0%	
PIR	1,614	
DPIR	0,235	
POT	6,89	Year

LAMPIRAN C

PERHITUNGAN *NET CASH FLOW*

SKENARIO 3 (*BASECASE* + 6 SUMUR INFILL)

Tabel C-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7		8		9		10	11	12		13		14		15
						GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP			Remaining	Investment					
															Total	Ratio	Ratio	Total	Gross Revenue	
Year to	Year	Gas Production (MMSCF)	Oil Production (MMBBL)	Gross Revenue Gas (Rg) (MMUSD)	Gross Revenue oil (Ro) (MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357			
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364				
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786				
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839				
4	2022	230,378	0,222	0,002244	13,321	13,324	0,9998316	0,000168	2,664	0,000	2,665	10,659	8,073	20,303						
5	2023	688,412	0,637	0,006841	38,220	38,226	0,9998211	0,000179	7,644	0,001	7,645	30,581	0,153	0,394						
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	133,760	133,785	0,9998110	0,000189	26,752	0,005	26,757	107,028	0,153	0,402						
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	296,609	296,670	0,9997944	0,000206	59,322	0,012	59,334	237,336	0,153	0,410						
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	439,630	439,728	0,9997780	0,000222	87,926	0,020	87,946	351,782	0,153	0,418						
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	563,922	564,057	0,9997616	0,000238	112,784	0,027	112,811	451,245	0,153	0,427						
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	666,592	666,763	0,9997443	0,000256	133,318	0,034	133,353	533,410	0,153	0,435						
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	755,534	755,740	0,9997270	0,000273	151,107	0,041	151,148	604,592	0,153	0,444						
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	835,640	835,882	0,9997098	0,000290	167,128	0,049	167,176	668,706	0,153	0,453						
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	907,941	908,220	0,9996929	0,000307	181,588	0,056	181,644	726,576	0,153	0,462						
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	971,561	971,876	0,9996759	0,000324	194,312	0,063	194,375	777,501	0,153	0,471						
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	1024,136	1024,486	0,9996581	0,000342	204,827	0,070	204,897	819,589	0,153	0,481						
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	1073,003	1073,389	0,9996406	0,000359	214,601	0,077	214,678	858,711	0,153	0,490						
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	1119,455	1119,880	0,9996205	0,000380	223,891	0,085	223,976	895,904	0,153	0,500						
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	1164,186	1164,658	0,9995951	0,000405	232,837	0,094	232,932	931,726	0,153	0,510						
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	1206,450	1206,969	0,9995705	0,000430	241,290	0,104	241,394	965,575	0,153	0,520						
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	1246,549	1247,115	0,9995465	0,000454	249,310	0,113	249,423	997,692	0,153	0,531						
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	12456,510	12460,767			2491,302	0,851	2492,153	9968,614	51,814	128,998						

Tabel C-1

Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	7,401	126,564123	144,232	30,581	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	25,485	113,6513244	149,412	107,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003
9,873	57,180	42,38371484	109,847	109,847	127,489	127,463	34,160	93,303	0,026	0,016	0,010	15,898	43,424	0,008
6,873	86,260	0	93,552	93,552	258,231	258,173	69,190	188,983	0,057	0,036	0,021	23,564	64,362	0,012
2	112,750	0	114,914	114,914	336,332	336,251	90,115	246,136	0,080	0,050	0,030	30,226	82,558	0,017
0	135,871	0	136,460	136,460	396,951	396,849	106,356	290,494	0,101	0,063	0,038	35,729	97,589	0,021
0	157,027	0	157,624	157,624	446,968	446,846	119,755	327,091	0,122	0,076	0,046	40,497	110,610	0,026
0	177,107	0	177,713	177,713	490,993	490,850	131,548	359,302	0,142	0,089	0,053	44,790	122,338	0,030
0	196,245	0	196,860	196,860	529,717	529,554	141,920	387,634	0,163	0,102	0,061	48,666	132,923	0,035
0	214,167	0	214,791	214,791	562,710	562,527	150,757	411,770	0,182	0,114	0,068	52,076	142,237	0,039
0	230,250	0	230,884	230,884	588,705	588,504	157,719	430,785	0,201	0,126	0,075	54,894	149,933	0,044
0	246,042	0	246,685	246,685	612,026	611,806	163,964	447,842	0,220	0,137	0,082	57,513	157,088	0,048
0	261,811	0	262,464	262,464	633,441	633,200	169,698	463,503	0,240	0,150	0,090	60,003	163,888	0,053
0	277,703	0	278,366	278,366	653,360	653,096	175,030	478,066	0,265	0,165	0,099	62,400	170,437	0,059
0	293,527	0	294,200	294,200	671,374	671,086	179,851	491,235	0,288	0,180	0,108	64,666	176,624	0,065
1	309,337	0	310,480	310,480	687,212	686,900	184,089	502,811	0,312	0,195	0,117	66,815	182,495	0,071
51,814	2792,295	429,224	3402,331	2973,107	6995,507	6993,106	1874,152	5118,953	2,401	1,501	0,900	667,669	1823,633	0,532

Tabel C-1
Hasil Perhitungan *Net Cash Flow* Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	31,139	-20,081	-164,087	2,265	2,265	0,683	-13,715	1,547
0,001	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,729	7,948	23,780	-140,307	6,498	8,762	0,621	14,766	4,034
0,002	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,045	26,041	85,004	-55,302	22,740	31,503	0,564	47,983	12,836
0,005	0,000	0,000	0,000	50,082	22,036	28,046	137,893	57,743	80,150	24,847	158,777	190,280	0,513	41,130	81,478
0,007	0,000	0,000	0,000	92,803	40,833	51,970	145,521	86,832	58,690	83,537	294,207	484,486	0,467	27,379	137,250
0,010	37,783	5,667	32,115	88,293	38,849	49,444	164,358	113,330	51,028	134,565	399,699	884,185	0,424	21,641	169,511
0,013	44,662	6,699	37,962	104,207	45,851	58,356	194,816	136,460	58,356	192,921	471,947	1,356,132	0,386	22,499	181,956
0,015	50,621	7,593	43,028	117,326	51,623	65,702	223,327	157,624	65,702	258,623	532,413	1,888,546	0,350	23,028	186,608
0,018	55,988	8,398	47,590	128,868	56,702	72,166	249,879	177,713	72,166	330,789	586,003	2,474,549	0,319	22,994	186,719
0,021	60,832	9,125	51,707	139,015	61,167	77,849	274,708	196,860	77,849	408,638	633,512	3,108,061	0,290	22,550	183,506
0,024	65,095	9,764	55,330	147,656	64,969	82,687	297,479	214,791	82,687	491,325	674,397	3,782,458	0,263	21,774	177,590
0,026	68,617	10,293	58,325	154,458	67,961	86,496	317,380	230,884	86,496	577,822	707,106	4,489,564	0,239	20,707	169,276
0,029	71,891	10,784	61,108	160,555	70,644	89,911	336,596	246,685	89,911	667,733	736,793	5,226,357	0,218	19,567	160,348
0,032	75,004	11,251	63,753	166,151	73,106	93,044	355,508	262,464	93,044	760,777	764,372	5,990,729	0,198	18,408	151,227
0,035	78,000	11,700	66,300	171,254	75,396	95,958	374,324	278,366	95,958	856,735	790,333	6,781,063	0,180	17,259	142,148
0,039	80,832	12,125	68,707	176,054	77,464	98,591	392,791	294,200	98,591	955,326	814,178	7,595,240	0,164	16,120	133,125
0,042	83,519	12,528	70,991	180,179	79,279	100,900	411,380	310,020	101,359	1,056,685	835,735	8,430,975	0,149	15,066	124,227
0,319	772,843	115,926	656,917	1,886,938	830,253	1,056,685	4,029,792	2,973,107	1,056,685		8,430,975			246,689	2,203,384

Tabel C-2
Tangible & Intangible Cost Skenario 3

Drilling (well)					1					
Periode	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Work Item	(MMUSD)									
CAPITAL COST										
DRILLING										
ASR	0,15	0,15	15	25,68	7,92	0,15	0,15	0,15	0,15	
Sub Total	0,15	0,15	15	25,83	8,07	0,15	0,15	0,15	0,15	
TOTAL CAPITAL	0,15	0,15	15,15	25,83	8,07	0,15	0,15	0,15	0,15	
NON CAPITAL										
DRILLING										
ASR	0,36	0,36	35	59,8	18,40	0,36	0,36	0,36	0,36	
Sub Total	0,36	0,36	35,36	60,16	18,76	0,36	0,36	0,36	0,36	
TOTAL NON CAPITAL	0,36	0,36	35,36	60,16	18,76	0,36	0,36	0,36	0,36	
TOTAL NON CAPITAL (ESC)	0,36	0,36	36,79	63,84	20,30	0,39	0,40	0,41	0,42	
OPERATIONAL COST										
PRODUCTION OPERATION Unit Cost										
Variable Cost Gas (USD/MMSCF)	2,0	-	-	-	-	0,0005	0,0014	0,0050	0,0118	0,0185
Variable Cost OIL (USD/BBL)	10,0	-	-	-	-	2,220	6,370	22,293	49,435	73,272
Sub Total	-	-	-	-	-	2,221	6,371	22,298	49,447	73,290
GENERAL & ADMINISTRATION										
Transportation Cost	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800
Salary & Personal Expenditure	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500
Community Development	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
Sub Total	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
TOTAL OPERATING COST	12,332	0,332	0,332	0,332	0,332	2,553	6,703	22,630	49,779	73,622
TOTAL OPERATING COST (ESC)		0,332	0,339	0,345	0,352	2,763	7,401	25,485	57,180	86,260

Tabel C-2
Tangible & Intangible Cost Skenario 3 (LANJUTAN)

2027 (MMUSD)	2028 (MMUSD)	2029 (MMUSD)	2030 (MMUSD)	2031 (MMUSD)	2032 (MMUSD)	2033 (MMUSD)	2034 (MMUSD)	2035 (MMUSD)	2036 (MMUSD)	2037 (MMUSD)	2038 (MMUSD)
0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53
0,0250	0,0311	0,0369	0,0425	0,0479	0,0531	0,0578	0,0624	0,0675	0,0734	0,0791	0,0846
93,987	111,099	125,922	139,273	151,324	161,927	170,689	178,834	186,576	194,031	201,075	207,758
94,012	111,130	125,959	139,316	151,372	161,980	170,747	178,896	186,643	194,104	201,154	207,843
0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800	0,0800
0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500	0,2500
0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
94,344	111,462	126,291	139,648	151,704	162,312	171,079	179,228	186,975	194,436	201,486	208,175
112,750	135,871	157,027	177,107	196,245	214,167	230,250	246,042	261,811	277,703	293,527	309,337

Tabel C-3

Hasil Perhitungan Depresiasi *Straight Line* Selama 5 Tahun Skenario 3

Tahun Ke-	Tahun	Investasi Capital (MMUSD)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	DEPRETIATION
			(MMUSD)																					
0	2018	0,35		0	0	0	0	0																
1	2019	0,35		0																				
2	2020	15,35				3,069	3,069	3,069	3,069	3,069														
3	2021	26,03					5,21	5,21	5,21	5,21	5,21													
4	2022	8,27						1,65	1,65	1,65	1,65	1,65												
5	2023	0,35							0	0	0	0	0											
6	2024	0,35								0	0	0	0	0										
7	2025	0,35									0	0	0	0	0									
8	2026	0,35										0	0	0	0	0								
9	2027	0,35											0	0	0	0	0							
10	2028	0,35												0	0	0	0	0						
11	2029	0,35													0	0	0	0	0					
12	2030	0,35														0	0	0	0	0				
13	2031	0,35															0	0	0	0	0			
14	2032	0,35																0	0	0	0	0		
15	2033	0,35																	0	0	0	0	0	
16	2034	0,35																		0	0	0	0	0
17	2035	0,35																			0	0	0	0
18	2036	0,35																				0	0	0
19	2037	0,35																					0	0
20	2038	0,35																						0
TOTAL		56	0	0,069	0,138	3,207	8,413	10,066	10,066	10,066	7,066	1,93	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	1,38	56

Depresiasi	5 Tahun
R	0,20

Tabel C-3

Ringkasan Parameter Ekonomi Skenario 3

Discount Factor	10%		
Gas Price	9	USD/MSCF	
Gas Price Escalation	2%		
Oil Price	60	USD/BBL	
oil Price Escalation	0%		
Gas Operational Opex	2	USD/MSCF	
Opex OIL	10	USD/BBL	
FTP (Shared)	20%		
Split Before Tax	category	Oil	Gas
	Government	73,2%	37,5%
	Contractor	26,8%	62,5%
DMO Holiday	60 months (5 years)		
DMO	25%		
DMO FEE	15%		
Tax Rate	44%		
Depreciation	SL, 5 years		

Parameter Ekonomi		
Total NCF	1.056,69	MMUSD
NPV @DF=10%	246,69	MMUSD
ROR	27,3%	
PIR	5,844	
DPIR	1,364	
POT	6,69	Year

LAMPIRAN D

PERHITUNGAN ANALISA SENSITIVITAS 80% & 120%
SKENARIO 3 (*BASECASE* + 6 SUMUR INFILL)

Tabel D-1

Perhitungan Sensitivitas 80% Oil Production Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7		8		9	10	11	12	13		14		15	
						GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil					FTP Gas	FTP	Remaining	Investment		
																	Total		Ratio
Year to	Year	Gas Production (MMSCF)	Oil Production (MMBBL)	Gross Revenue Gas (Rg) (MMUSD)	Gross Revenue oil (Rc) (MMUSD)	GR (MMUSD)	Ro/GR Ratio	Rg/GR Ratio	FTP Oil (MMUSD)	FTP Gas (MMUSD)	FTP (MMUSD)	Remaining (MMUSD)	Capital (MMUSD)	Non-Capital (MMUSD)					
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,0000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357				
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,0000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364				
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,0000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786				
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,0000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839				
4	2022	230,378	0,178	0,002244	10,657	10,659	0,9997894	0,000211	2,131	0,000	2,132	8,527	8,073	20,303					
5	2023	688,412	0,510	0,006841	30,576	30,582	0,9997763	0,000224	6,115	0,001	6,116	24,466	0,153	0,394					
6	2024	2495,358	1,783	0,025292	107,008	107,033	0,9997637	0,000236	21,402	0,005	21,407	85,627	0,153	0,402					
7	2025	5901,160	3,955	0,061007	237,287	237,348	0,9997430	0,000257	47,457	0,012	47,470	189,879	0,153	0,410					
8	2026	9256,164	5,862	0,097606	351,704	351,802	0,9997226	0,000277	70,341	0,020	70,360	281,442	0,153	0,418					
9	2027	12502,495	7,519	0,134475	451,138	451,272	0,9997020	0,000298	90,228	0,027	90,254	361,018	0,153	0,427					
10	2028	15538,328	8,888	0,170470	533,274	533,444	0,9996804	0,000320	106,655	0,034	106,689	426,755	0,153	0,435					
11	2029	18436,284	10,074	0,206309	604,427	604,633	0,9996588	0,000341	120,885	0,041	120,927	483,707	0,153	0,444					
12	2030	21249,591	11,142	0,242547	668,512	668,754	0,9996373	0,000363	133,702	0,049	133,751	535,003	0,153	0,453					
13	2031	23960,312	12,106	0,278957	726,353	726,632	0,9996161	0,000384	145,271	0,056	145,326	581,306	0,153	0,462					
14	2032	26525,023	12,954	0,314993	777,249	777,564	0,9995949	0,000405	155,450	0,063	155,513	622,051	0,153	0,471					
15	2033	28917,172	13,655	0,350268	819,308	819,659	0,9995727	0,000427	163,862	0,070	163,932	655,727	0,153	0,481					
16	2034	31220,648	14,307	0,385733	858,402	858,788	0,9995508	0,000449	171,680	0,077	171,758	687,031	0,153	0,490					
17	2035	33727,047	14,926	0,425034	895,564	895,989	0,9995256	0,000474	179,113	0,085	179,198	716,791	0,153	0,500					
18	2036	36690,499	15,522	0,471628	931,349	931,821	0,9994939	0,000506	186,270	0,094	186,364	745,456	0,153	0,510					
19	2037	39542,063	16,086	0,518448	965,160	965,678	0,9994631	0,000537	193,032	0,104	193,136	772,543	0,153	0,520					
20	2038	42293,479	16,621	0,565613	997,239	997,805	0,9994331	0,000567	199,448	0,113	199,561	798,244	0,153	0,531					
TOTAL		349174,412	166,087	4,257	9965,208	9969,465			1993,042	0,851	1993,893	7975,572	51,814	128,998					

Tabel D-1

Perhitungan Sensitivitas 80% Oil Production Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil		ETS Gas	ETS Gas		FTP Oil		FTP Gas	
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor	Government
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	8,527	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,571	1,560	0,000	
9,873	7,401	128,6955244	146,364	24,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,639	4,476	0,001	
9,873	25,485	121,8978507	157,658	85,627	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,736	15,666	0,003	
9,873	57,180	72,03184048	139,495	139,495	50,383	50,371	13,499	36,871	0,013	0,008	0,005	12,719	34,739	0,008	
6,873	86,260	0	93,552	93,552	187,890	187,838	50,341	137,497	0,052	0,033	0,020	18,851	51,490	0,012	
1,737	112,750	0	114,914	114,914	246,104	246,031	65,936	180,095	0,073	0,046	0,028	24,181	66,047	0,017	
0,153	135,871	0	136,460	136,460	290,296	290,203	77,774	212,429	0,093	0,058	0,035	28,583	78,071	0,021	
0,153	157,027	0	157,624	157,624	326,082	325,971	87,360	238,611	0,111	0,070	0,042	32,397	88,488	0,026	
0,153	177,107	0	177,713	177,713	357,290	357,161	95,719	261,442	0,130	0,081	0,049	35,832	97,870	0,030	
0,153	196,245	0	196,860	196,860	384,446	384,298	102,992	281,306	0,148	0,092	0,055	38,933	106,338	0,035	
0,153	214,167	0	214,791	214,791	407,260	407,095	109,101	297,993	0,165	0,103	0,062	41,661	113,789	0,039	
0,153	230,250	0	230,884	230,884	424,843	424,662	113,809	310,852	0,182	0,113	0,068	43,915	119,947	0,044	
0,000	246,042	0	246,532	246,532	440,498	440,300	118,001	322,300	0,198	0,124	0,074	46,010	125,670	0,048	
0,000	261,811	0	262,311	262,311	454,481	454,265	121,743	332,522	0,216	0,135	0,081	48,002	131,111	0,053	
0,000	277,703	0	278,213	278,213	467,243	467,007	125,158	341,849	0,236	0,148	0,089	49,920	136,349	0,059	
0,000	293,527	0	294,047	294,047	478,495	478,238	128,168	350,071	0,257	0,161	0,096	51,733	141,299	0,065	
0,000	309,337	0	309,867	309,867	488,377	488,100	130,811	357,289	0,277	0,173	0,104	53,452	145,996	0,071	
50,590	2792,295	469,250	3441,133	2971,883	5003,689	5001,540	1340,413	3661,127	2,150	1,344	0,806	534,135	1458,906	0,532	

Tabel D-1

Perhitungan Sensitivitas 80% Oil Production Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share (NCS)	Total Contractor Share TCS	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount Rate	NPV Contractor	NPV Government
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO												
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,571	0,251	0,320	8,847	31,139	-22,292	-166,299	1,812	1,812	0,683	-15,226	1,237
0,001	0,000	0,000	0,000	1,640	0,721	0,918	25,384	7,948	17,436	-148,863	5,198	7,010	0,621	10,826	3,228
0,002	0,000	0,000	0,000	5,739	2,525	3,214	88,840	26,041	62,800	-86,063	18,193	25,203	0,564	35,449	10,269
0,005	0,000	0,000	0,000	26,234	11,543	14,691	154,186	57,743	96,443	10,380	83,162	108,365	0,513	49,490	42,675
0,007	0,000	0,000	0,000	69,237	30,464	38,773	132,324	86,832	45,493	55,872	219,478	327,843	0,467	21,223	102,388
0,010	30,226	4,534	25,692	64,488	28,375	36,113	151,027	113,330	37,697	93,569	300,246	628,089	0,424	15,987	127,333
0,013	35,729	5,359	30,370	76,067	33,470	42,598	179,057	136,460	42,598	136,167	354,387	982,476	0,386	16,423	136,632
0,015	40,497	6,074	34,422	85,431	37,590	47,841	205,465	157,624	47,841	184,008	399,168	1381,643	0,350	16,768	139,906
0,018	44,790	6,719	38,072	93,591	41,180	52,411	230,124	177,713	52,411	236,419	438,630	1820,274	0,319	16,700	139,761
0,021	48,666	7,300	41,366	100,686	44,302	56,384	253,244	196,860	56,384	292,803	473,388	2293,662	0,290	16,332	137,124
0,024	52,076	7,811	44,264	106,640	46,922	59,718	274,510	214,791	59,718	352,522	503,054	2796,716	0,263	15,726	132,470
0,026	54,894	8,234	46,660	111,222	48,938	62,284	293,168	230,884	62,284	414,806	526,491	3323,207	0,239	14,910	126,038
0,029	57,513	8,627	48,886	115,297	50,731	64,566	311,098	246,685	64,413	479,219	547,690	3870,897	0,218	14,018	119,193
0,032	60,003	9,000	51,002	118,931	52,330	66,601	328,912	262,464	66,448	545,667	567,077	4437,974	0,198	13,146	112,193
0,035	62,400	9,360	53,040	122,245	53,788	68,457	346,670	278,366	68,304	613,971	585,151	5023,125	0,180	12,285	105,244
0,039	64,666	9,700	54,966	125,160	55,070	70,090	364,137	294,200	69,937	683,908	601,541	5624,666	0,164	11,435	98,357
0,042	66,815	10,022	56,793	127,714	56,194	71,520	381,387	310,020	71,367	755,274	616,418	6241,084	0,149	10,608	91,627
0,319	618,274	92,741	525,533	1350,890	594,392	756,499	3728,381	2973,107	755,274		6241,084			163,635	1625,676

Tabel D-2
Perhitungan Sensitivitas 120% Oil Production Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15															
															Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
																					Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)				(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)														
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357															
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364															
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786															
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839															
4	2022	230,378	0,266	0,002244	15,986	15,988	0,9998596	0,000140	3,197	0,000	3,198	12,790	8,073	20,303															
5	2023	688,412	0,764	0,006841	45,863	45,870	0,9998509	0,000149	9,173	0,001	9,174	36,696	0,153	0,394															
6	2024	2495,358	2,675	0,025292	160,512	160,537	0,9998425	0,000158	32,102	0,005	32,107	128,430	0,153	0,402															
7	2025	5901,160	5,932	0,061007	355,931	355,992	0,9998286	0,000171	71,186	0,012	71,198	284,793	0,153	0,410															
8	2026	9256,164	8,793	0,097606	527,556	527,654	0,9998150	0,000185	105,511	0,020	105,531	422,123	0,153	0,418															
9	2027	12502,495	11,278	0,134475	676,707	676,841	0,9998013	0,000199	135,341	0,027	135,368	541,473	0,153	0,427															
10	2028	15538,328	13,332	0,170470	799,911	800,081	0,9997869	0,000213	159,982	0,034	160,016	640,065	0,153	0,435															
11	2029	18436,284	15,111	0,206309	906,640	906,847	0,9997725	0,000228	181,328	0,041	181,369	725,477	0,153	0,444															
12	2030	21249,591	16,713	0,242547	1002,768	1003,010	0,9997582	0,000242	200,554	0,049	200,602	802,408	0,153	0,453															
13	2031	23960,312	18,159	0,278957	1089,530	1089,809	0,9997440	0,000256	217,906	0,056	217,962	871,847	0,153	0,462															
14	2032	26525,023	19,431	0,314993	1165,873	1166,188	0,9997299	0,000270	233,175	0,063	233,238	932,951	0,153	0,471															
15	2033	28917,172	20,483	0,350268	1228,963	1229,313	0,9997151	0,000285	245,793	0,070	245,863	983,450	0,153	0,481															
16	2034	31220,648	21,460	0,385733	1287,604	1287,989	0,9997005	0,000299	257,521	0,077	257,598	1030,391	0,153	0,490															
17	2035	33727,047	22,389	0,425034	1343,346	1343,771	0,9996837	0,000316	268,669	0,085	268,754	1075,017	0,153	0,500															
18	2036	36690,499	23,284	0,471628	1397,023	1397,495	0,9996625	0,000337	279,405	0,094	279,499	1117,996	0,153	0,510															
19	2037	39542,063	24,129	0,518448	1447,740	1448,259	0,9996420	0,000358	289,548	0,104	289,652	1158,607	0,153	0,520															
20	2038	42293,479	24,931	0,565613	1495,859	1496,424	0,9996220	0,000378	299,172	0,113	299,285	1197,140	0,153	0,531															
TOTAL		349174,412	249,130	4,257	14947,812	14952,069			2989,562	0,851	2990,414	11961,655	51,814	128,998															

Tabel D-2

Perhitungan Sensitivitas 120% Oil Production Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
		(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)			(MMUSD)	(MMUSD)		(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	12,790	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,857	2,340	0,000
9,873	7,401	124,4327216	142,101	36,696	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,458	6,714	0,001
9,873	25,485	105,404798	141,165	128,430	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,603	23,499	0,003
9,873	57,180	12,73558921	80,199	80,199	204,595	204,560	54,822	149,738	0,035	0,022	0,013	19,078	52,108	0,008
6,873	86,260	0	93,552	93,552	328,572	328,511	88,041	240,470	0,061	0,038	0,023	28,277	77,234	0,012
1,737	112,750	0	114,914	114,914	426,559	426,474	114,295	312,179	0,085	0,053	0,032	36,271	99,070	0,017
0,153	135,871	0	136,460	136,460	503,605	503,498	134,937	368,561	0,107	0,067	0,040	42,875	117,107	0,021
0,153	157,027	0	157,624	157,624	567,853	567,724	152,150	415,574	0,129	0,081	0,048	48,596	132,732	0,026
0,153	177,107	0	177,713	177,713	624,695	624,544	167,378	457,166	0,151	0,094	0,057	53,748	146,805	0,030
0,153	196,245	0	196,860	196,860	674,987	674,815	180,850	493,964	0,173	0,108	0,065	58,399	159,507	0,035
0,153	214,167	0	214,791	214,791	718,159	717,965	192,415	525,551	0,194	0,121	0,073	62,491	170,684	0,039
0,153	230,250	0	230,884	230,884	752,567	752,352	201,630	550,722	0,214	0,134	0,080	65,872	179,920	0,044
0,000	246,042	0	246,532	246,532	783,859	783,624	210,011	573,613	0,235	0,147	0,088	69,016	188,505	0,048
0,000	261,811	0	262,311	262,311	812,706	812,449	217,736	594,713	0,257	0,161	0,096	72,003	196,666	0,053
0,000	277,703	0	278,213	278,213	839,783	839,500	224,986	614,514	0,283	0,177	0,106	74,880	204,524	0,059
0,000	293,527	0	294,047	294,047	864,559	864,250	231,619	632,631	0,309	0,193	0,116	77,599	211,949	0,065
0,000	309,337	0	309,867	309,867	887,272	886,937	237,699	649,238	0,335	0,210	0,126	80,178	218,994	0,071
50,590	2792,295	389,198	3361,080	2971,883	8989,773	8987,203	2408,570	6578,633	2,569	1,606	0,964	801,203	2188,360	0,532

Tabel D-2

Perhitungan Sensitivitas 120% *Oil Production* Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share (NCS)	Total Contractor Share TCS	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount Rate	NPV Contractor	NPV Government
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO												
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,857	0,377	0,480	13,270	31,139	-17,869	-161,876	2,718	2,718	0,683	-12,205	1,856
0,001	0,000	0,000	0,000	2,459	1,082	1,377	38,073	7,948	30,125	-131,751	7,797	10,515	0,621	18,705	4,841
0,002	0,000	0,000	0,000	8,607	3,787	4,820	133,250	26,041	107,209	-24,542	27,288	37,802	0,564	60,517	15,403
0,005	0,000	0,000	0,000	73,929	32,529	41,400	121,599	57,743	63,856	39,314	234,392	272,195	0,513	32,768	120,280
0,007	0,000	0,000	0,000	116,368	51,202	65,166	158,718	86,832	71,886	111,200	368,936	641,131	0,467	33,535	172,112
0,010	45,339	6,801	38,538	112,098	49,323	62,775	177,689	113,330	64,359	175,559	499,153	1140,284	0,424	27,294	211,689
0,013	53,594	8,039	45,555	132,346	58,232	74,114	210,573	136,460	74,114	249,673	589,508	1729,791	0,386	28,574	227,281
0,015	60,745	9,112	51,633	149,219	65,656	83,563	241,187	157,624	83,563	333,236	665,660	2395,451	0,350	29,288	233,310
0,018	67,185	10,078	57,108	164,143	72,223	91,920	269,633	177,713	91,920	425,156	733,377	3128,828	0,319	29,289	233,676
0,021	72,998	10,950	62,049	177,343	78,031	99,312	296,172	196,860	99,312	524,468	793,637	3922,465	0,290	28,767	229,888
0,024	78,114	11,717	66,396	188,670	83,015	105,655	320,446	214,791	105,655	630,123	845,742	4768,207	0,263	27,822	222,710
0,026	82,341	12,351	69,989	197,691	86,984	110,707	341,591	230,884	110,707	740,830	887,722	5655,929	0,239	26,502	212,514
0,029	86,269	12,940	73,329	205,893	90,593	115,300	361,832	246,685	115,147	855,977	926,157	6582,086	0,218	25,059	201,559
0,032	90,004	13,501	76,504	213,450	93,918	119,532	381,843	262,464	119,379	975,356	961,929	7544,015	0,198	23,618	190,312
0,035	93,601	14,040	79,560	220,542	97,038	123,503	401,717	278,366	123,350	1098,707	995,778	8539,793	0,180	22,186	179,100
0,039	96,999	14,550	82,449	227,027	99,892	127,135	421,183	294,200	126,982	1225,689	1027,076	9566,869	0,164	20,763	167,935
0,042	100,223	15,033	85,189	232,968	102,506	130,462	440,330	310,020	130,309	1355,998	1056,095	10622,964	0,149	19,370	156,982
0,319	927,412	139,112	788,300	2423,611	1066,389	1357,222	4329,105	2973,107	1355,998		10622,964			329,387	2781,449

Tabel D-3

Ringkasan Perbandingan Parameter Ekonomi 80% dan 120% *Oil Production* Skenario 3

Parameter Ekonomi Oil Production 80%		
Total NCF	755,27	MMUSD
NPV @DF=10%	163,64	MMUSD
ROR	0,23	
PIR	4,18	
DPIR	0,91	
POT	6,89	Year

Parameter Ekonomi Oil Production 120%		
Total NCF	1.356,00	MMUSD
NPV @DF=10%	329,39	MMUSD
ROR	0,31	
PIR	7,50	
DPIR	1,82	
POT	6,38	Year

Tabel D-4
Perhitungan Sensitivitas 80% Gas Production Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15															
															Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
																					Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
																					(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)			(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)																
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357															
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364															
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786															
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839															
4	2022	184,302	0,222	0,001795	13,321	13,323	0,9998652	0,000135	2,664	0,000	2,665	10,658	8,073	20,303															
5	2023	550,729	0,637	0,005472	38,220	38,225	0,9998568	0,000143	7,644	0,001	7,645	30,580	0,153	0,394															
6	2024	1996,286	2,229	0,020233	133,760	133,780	0,9998488	0,000151	26,752	0,004	26,756	107,024	0,153	0,402															
7	2025	4720,928	4,943	0,048806	296,609	296,658	0,9998355	0,000165	59,322	0,010	59,332	237,326	0,153	0,410															
8	2026	7404,931	7,327	0,078085	439,630	439,708	0,9998224	0,000178	87,926	0,016	87,942	351,767	0,153	0,418															
9	2027	10001,996	9,399	0,107580	563,922	564,030	0,9998093	0,000191	112,784	0,022	112,806	451,224	0,153	0,427															
10	2028	12430,662	11,110	0,136376	666,592	666,729	0,9997955	0,000205	133,318	0,027	133,346	533,383	0,153	0,435															
11	2029	14749,027	12,592	0,165047	755,534	755,699	0,9997816	0,000218	151,107	0,033	151,140	604,559	0,153	0,444															
12	2030	16999,673	13,927	0,194037	835,640	835,834	0,9997679	0,000232	167,128	0,039	167,167	668,667	0,153	0,453															
13	2031	19168,250	15,132	0,223166	907,941	908,165	0,9997543	0,000246	181,588	0,045	181,633	726,532	0,153	0,462															
14	2032	21220,018	16,193	0,251994	971,561	971,813	0,9997407	0,000259	194,312	0,050	194,363	777,451	0,153	0,471															
15	2033	23133,737	17,069	0,280215	1024,136	1024,416	0,9997265	0,000274	204,827	0,056	204,883	819,533	0,153	0,481															
16	2034	24976,518	17,883	0,308587	1073,003	1073,312	0,9997125	0,000288	214,601	0,062	214,662	858,649	0,153	0,490															
17	2035	26981,638	18,658	0,340027	1119,455	1119,795	0,9996963	0,000304	223,891	0,068	223,959	895,836	0,153	0,500															
18	2036	29352,399	19,403	0,377302	1164,186	1164,563	0,9996760	0,000324	232,837	0,075	232,913	931,651	0,153	0,510															
19	2037	31633,650	20,108	0,414758	1206,450	1206,865	0,9996563	0,000344	241,290	0,083	241,373	965,492	0,153	0,520															
20	2038	33834,783	20,776	0,452490	1246,549	1247,002	0,9996371	0,000363	249,310	0,090	249,400	997,601	0,153	0,531															
TOTAL		279339,529	207,608	3,406	12456,510	12459,916			2491,302	0,681	2491,983	9967,933	51,814	128,998															

Tabel D-4

Perhitungan Sensitivitas 80% Gas *Production* Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil		ETS Gas	ETS Gas		FTP Oil		FTP Gas	
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor	
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
8,258	2,763	105,8981054	137,223	10,658	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000	
9,873	7,401	126,5644821	144,233	30,580	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001	
9,873	25,485	113,6527779	149,413	107,024	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003	
9,873	57,180	42,38921508	109,852	109,852	127,474	127,453	34,157	93,295	0,021	0,013	0,008	15,898	43,424	0,006	
6,873	86,260	0	93,552	93,552	258,215	258,169	69,189	188,980	0,046	0,029	0,017	23,564	64,362	0,010	
1,737	112,750	0	114,914	114,914	336,310	336,246	90,114	246,132	0,064	0,040	0,024	30,226	82,558	0,013	
0,153	135,871	0	136,460	136,460	396,923	396,842	106,354	290,488	0,081	0,051	0,030	35,729	97,589	0,017	
0,153	157,027	0	157,624	157,624	446,935	446,837	119,752	327,085	0,098	0,061	0,037	40,497	110,610	0,021	
0,153	177,107	0	177,713	177,713	490,954	490,840	131,545	359,295	0,114	0,071	0,043	44,790	122,338	0,024	
0,153	196,245	0	196,860	196,860	529,672	529,542	141,917	387,625	0,130	0,081	0,049	48,666	132,923	0,028	
0,153	214,167	0	214,791	214,791	562,659	562,513	150,754	411,760	0,146	0,091	0,055	52,076	142,237	0,031	
0,153	230,250	0	230,884	230,884	588,649	588,488	157,715	430,773	0,161	0,101	0,060	54,894	149,933	0,035	
0,000	246,042	0	246,532	246,532	612,117	611,941	164,000	447,941	0,176	0,110	0,066	57,513	157,088	0,039	
0,000	261,811	0	262,311	262,311	633,526	633,333	169,733	463,600	0,192	0,120	0,072	60,003	163,888	0,043	
0,000	277,703	0	278,213	278,213	653,438	653,226	175,065	478,161	0,212	0,132	0,079	62,400	170,437	0,047	
0,000	293,527	0	294,047	294,047	671,444	671,214	179,885	491,328	0,231	0,144	0,087	64,666	176,624	0,052	
0,000	309,337	0	309,867	309,867	687,734	687,484	184,246	503,239	0,250	0,156	0,094	66,815	182,495	0,057	
50,590	2792,295	429,231	3401,114	2971,883	6996,050	6994,129	1874,426	5119,702	1,921	1,201	0,720	667,669	1823,633	0,426	

Tabel D-4
Perhitungan Sensitivitas 80% Gas Production Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV	
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government	
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,058	31,139	-20,081	-164,088	2,265	2,265	0,683	-13,716	1,547	
0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,728	7,948	23,779	-140,308	6,497	8,762	0,621	14,765	4,034	
0,002	0,000	0,000	0,000	7,172	3,156	4,016	111,041	26,041	85,000	-55,308	22,740	31,502	0,564	47,980	12,836	
0,004	0,000	0,000	0,000	50,075	22,033	28,042	137,894	57,743	80,151	24,843	158,763	190,265	0,513	41,130	81,471	
0,006	0,000	0,000	0,000	92,792	40,828	51,964	145,515	86,832	58,684	83,526	294,193	484,459	0,467	27,376	137,243	
0,008	37,783	5,667	32,115	88,278	38,842	49,436	164,350	113,330	51,020	134,546	399,680	884,139	0,424	21,637	169,503	
0,010	44,662	6,699	37,962	104,188	45,843	58,345	194,805	136,460	58,345	192,892	471,923	1356,062	0,386	22,495	181,947	
0,012	50,621	7,593	43,028	117,303	51,613	65,690	223,314	157,624	65,690	258,581	532,385	1888,447	0,350	23,024	186,598	
0,015	55,988	8,398	47,590	128,841	56,690	72,151	249,864	177,713	72,151	330,732	585,970	2474,417	0,319	22,990	186,708	
0,017	60,832	9,125	51,707	138,985	61,153	77,832	274,691	196,860	77,832	408,564	633,473	3107,890	0,290	22,545	183,495	
0,019	65,095	9,764	55,330	147,622	64,953	82,668	297,459	214,791	82,668	491,232	674,354	3782,244	0,263	21,769	177,578	
0,021	68,617	10,293	58,325	154,420	67,945	86,475	317,359	230,884	86,475	577,707	707,057	4489,301	0,239	20,701	169,264	
0,023	71,891	10,784	61,108	160,554	70,644	89,910	336,443	246,685	89,757	667,464	736,869	5226,170	0,218	19,534	160,364	
0,026	75,004	11,251	63,753	166,146	73,104	93,042	355,352	262,464	92,889	760,353	764,443	5990,613	0,198	18,378	151,241	
0,028	78,000	11,700	66,300	171,344	75,391	95,953	374,166	278,366	95,800	856,152	790,398	6781,011	0,180	17,230	142,160	
0,031	80,832	12,125	68,707	176,040	77,457	98,582	392,630	294,200	98,429	954,582	814,235	7595,246	0,164	16,094	133,134	
0,034	83,519	12,528	70,991	180,282	79,324	100,958	410,826	310,020	100,805	1055,387	836,176	8431,422	0,149	14,984	124,292	
0,255	772,843	115,926	656,917	1886,805	830,194	1056,611	4028,494	2973,107	1055,387		8431,422			246,450	2203,415	

Tabel D-5
Perhitungan Sensitivitas 120% Gas Production Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15															
															Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
																					Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
																					(MMUSD)					(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)			(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)															
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357															
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364															
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786															
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839															
4	2022	276,453	0,222	0,002693	13,321	13,324	0,9997979	0,000202	2,664	0,001	2,665	10,659	8,073	20,303															
5	2023	826,094	0,637	0,008209	38,220	38,228	0,9997853	0,000215	7,644	0,002	7,646	30,582	0,153	0,394															
6	2024	2994,430	2,229	0,030350	133,760	133,790	0,9997732	0,000227	26,752	0,006	26,758	107,032	0,153	0,402															
7	2025	7081,392	4,943	0,073209	296,609	296,682	0,9997532	0,000247	59,322	0,015	59,336	237,346	0,153	0,410															
8	2026	11107,397	7,327	0,117127	439,630	439,748	0,9997336	0,000266	87,926	0,023	87,950	351,798	0,153	0,418															
9	2027	15002,994	9,399	0,161370	563,922	564,084	0,9997139	0,000286	112,784	0,032	112,817	451,267	0,153	0,427															
10	2028	18645,993	11,110	0,204564	666,592	666,797	0,9996932	0,000307	133,318	0,041	133,359	533,437	0,153	0,435															
11	2029	22123,541	12,592	0,247571	755,534	755,781	0,9996724	0,000328	151,107	0,050	151,156	604,625	0,153	0,444															
12	2030	25499,510	13,927	0,291056	835,640	835,931	0,9996518	0,000348	167,128	0,058	167,186	668,745	0,153	0,453															
13	2031	28752,375	15,132	0,334748	907,941	908,276	0,9996314	0,000369	181,588	0,067	181,655	726,621	0,153	0,462															
14	2032	31830,027	16,193	0,377991	971,561	971,939	0,9996111	0,000389	194,312	0,076	194,388	777,551	0,153	0,471															
15	2033	34700,606	17,069	0,420322	1024,136	1024,556	0,9995898	0,000410	204,827	0,084	204,911	819,645	0,153	0,481															
16	2034	37464,777	17,883	0,462880	1073,003	1073,466	0,9995688	0,000431	214,601	0,093	214,693	858,773	0,153	0,490															
17	2035	40472,457	18,658	0,510041	1119,455	1119,965	0,9995446	0,000455	223,891	0,102	223,993	895,972	0,153	0,500															
18	2036	44028,599	19,403	0,565953	1164,186	1164,752	0,9995141	0,000486	232,837	0,113	232,950	931,802	0,153	0,510															
19	2037	47450,476	20,108	0,622137	1206,450	1207,072	0,9994846	0,000515	241,290	0,124	241,414	965,658	0,153	0,520															
20	2038	50752,175	20,776	0,678736	1246,549	1247,228	0,9994558	0,000544	249,310	0,136	249,446	997,782	0,153	0,531															
TOTAL		419009,294	207,608	5,109	12456,510	12461,619			2491,302	1,022	2492,324	9969,295	51,814	128,998															

Tabel D-5

Perhitungan Sensitivitas 120% Gas Production Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	7,401	126,5637639	144,232	30,582	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	25,485	113,6498708	149,410	107,032	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,004
9,873	57,180	42,37821461	109,841	109,841	127,504	127,473	34,163	93,310	0,031	0,020	0,012	15,898	43,424	0,009
6,873	86,260	0	93,552	93,552	258,246	258,178	69,192	188,986	0,069	0,043	0,026	23,564	64,362	0,015
1,737	112,750	0	114,914	114,914	336,353	336,257	90,117	246,140	0,096	0,060	0,036	30,226	82,558	0,020
0,153	135,871	0	136,460	136,460	396,978	396,856	106,357	290,499	0,122	0,076	0,046	35,729	97,589	0,026
0,153	157,027	0	157,624	157,624	447,001	446,854	119,757	327,097	0,146	0,092	0,055	40,497	110,610	0,031
0,153	177,107	0	177,713	177,713	491,031	490,860	131,551	359,310	0,171	0,107	0,064	44,790	122,338	0,036
0,153	196,245	0	196,860	196,860	529,761	529,566	141,924	387,642	0,195	0,122	0,073	48,666	132,923	0,042
0,153	214,167	0	214,791	214,791	562,760	562,541	150,761	411,780	0,219	0,137	0,082	52,076	142,237	0,047
0,153	230,250	0	230,884	230,884	588,761	588,520	157,723	430,796	0,242	0,151	0,091	54,894	149,933	0,053
0,000	246,042	0	246,532	246,532	612,240	611,976	164,010	447,967	0,264	0,165	0,099	57,513	157,088	0,058
0,000	261,811	0	262,311	262,311	633,662	633,373	169,744	463,629	0,289	0,180	0,108	60,003	163,888	0,064
0,000	277,703	0	278,213	278,213	653,589	653,271	175,077	478,194	0,318	0,198	0,119	62,400	170,437	0,071
0,000	293,527	0	294,047	294,047	671,610	671,264	179,899	491,365	0,346	0,216	0,130	64,666	176,624	0,078
0,000	309,337	0	309,867	309,867	687,915	687,540	184,261	503,280	0,374	0,234	0,140	66,815	182,495	0,085
50,590	2792,295	429,216	3401,099	2971,883	6997,412	6994,530	1874,534	5119,996	2,882	1,801	1,081	667,669	1823,633	0,639

Tabel D-5
Perhitungan Sensitivitas 120% Gas Production pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	31,139	-20,080	-164,087	2,265	2,265	0,683	-13,715	1,547
0,001	0,000	0,000	0,000	2,050	0,902	1,148	31,730	7,948	23,782	-140,305	6,498	8,763	0,621	14,767	4,035
0,002	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,049	26,041	85,009	-55,296	22,741	31,504	0,564	47,985	12,837
0,005	0,000	0,000	0,000	50,090	22,039	28,050	137,892	57,743	80,148	24,852	158,790	190,294	0,513	41,129	81,485
0,009	0,000	0,000	0,000	92,813	40,838	51,976	145,527	86,832	58,696	83,548	294,220	484,514	0,467	27,382	137,256
0,012	37,783	5,667	32,115	88,308	38,856	49,452	164,366	113,330	51,036	134,584	399,717	884,232	0,424	21,644	169,519
0,015	44,662	6,699	37,962	104,226	45,859	58,367	194,826	136,460	58,367	192,951	471,971	1356,202	0,386	22,503	181,965
0,019	50,621	7,593	43,028	117,348	51,633	65,715	223,339	157,624	65,715	258,666	532,442	1888,644	0,350	23,033	186,618
0,022	55,988	8,398	47,590	128,894	56,714	72,181	249,894	177,713	72,181	330,847	586,037	2474,681	0,319	22,999	186,729
0,025	60,832	9,125	51,707	139,046	61,180	77,866	274,725	196,860	77,866	408,712	633,551	3108,232	0,290	22,555	183,517
0,028	65,095	9,764	55,330	147,690	64,984	82,707	297,498	214,791	82,707	491,419	674,441	3782,673	0,263	21,779	177,601
0,032	68,617	10,293	58,325	154,496	67,978	86,518	317,401	230,884	86,518	577,937	707,155	4489,828	0,239	20,712	169,287
0,035	71,891	10,784	61,108	160,638	70,681	89,957	336,490	246,685	89,804	667,741	736,976	5226,804	0,218	19,544	160,388
0,038	75,004	11,251	63,753	166,238	73,145	93,093	355,404	262,464	92,940	760,681	764,561	5991,365	0,198	18,388	151,264
0,042	78,000	11,700	66,300	171,446	75,436	96,010	374,223	278,366	95,857	856,538	790,529	6781,895	0,180	17,241	142,184
0,047	80,832	12,125	68,707	176,151	77,507	98,645	392,692	294,200	98,492	955,029	814,380	7596,275	0,164	16,104	133,158
0,051	83,519	12,528	70,991	180,404	79,378	101,026	410,893	310,020	100,873	1055,902	836,334	8432,609	0,149	14,994	124,316
0,383	772,843	115,926	656,917	1887,726	830,600	1057,127	4029,010	2973,107	1055,902		8432,609			246,576	2203,705

Tabel D-6

Ringkasan Perbandingan Parameter Ekonomi 80% dan 120% Gas *Production* Skenario 3

Parameter Ekonomi Gas Production 80%		
Total NCF	1.055,39	MMUSD
NPV @DF=10%	246,45	MMUSD
ROR	0,27	
PIR	5,84	
DPIR	1,36	
POT	6,69	Year

Parameter Ekonomi Gas Production 120%		
Total NCF	1.055,90	MMUSD
NPV @DF=10%	246,58	MMUSD
ROR	0,27	
PIR	5,84	
DPIR	1,36	
POT	6,69	Year

Tabel D-7

Perhitungan Sensitivitas 80% Oil Price Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Year to	Year	Gas Production (MMSCF)	Oil Production (MMBBL)	Gross Revenue Gas (Rg) (MMUSD)	Gross Revenue oil (Rc) (MMUSD)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil (MMUSD)	FTP Gas (MMUSD)	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
						(MMUSD)					(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839
4	2022	230,378	0,222	0,002244	10,657	10,659	0,9997894	0,000211	2,131	0,000	2,132	8,527	8,073	20,303
5	2023	688,412	0,637	0,006841	30,576	30,582	0,9997763	0,000224	6,115	0,001	6,116	24,466	0,153	0,394
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	107,008	107,033	0,9997637	0,000236	21,402	0,005	21,407	85,627	0,153	0,402
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	237,287	237,348	0,9997430	0,000257	47,457	0,012	47,470	189,879	0,153	0,410
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	351,704	351,802	0,9997226	0,000277	70,341	0,020	70,360	281,442	0,153	0,418
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	451,138	451,272	0,9997020	0,000298	90,228	0,027	90,254	361,018	0,153	0,427
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	533,274	533,444	0,9996804	0,000320	106,655	0,034	106,689	426,755	0,153	0,435
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	604,427	604,633	0,9996588	0,000341	120,885	0,041	120,927	483,707	0,153	0,444
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	668,512	668,754	0,9996373	0,000363	133,702	0,049	133,751	535,003	0,153	0,453
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	726,353	726,632	0,9996161	0,000384	145,271	0,056	145,326	581,306	0,153	0,462
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	777,249	777,564	0,9995949	0,000405	155,450	0,063	155,513	622,051	0,153	0,471
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	819,308	819,659	0,9995727	0,000427	163,862	0,070	163,932	655,727	0,153	0,481
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	858,402	858,788	0,9995508	0,000449	171,680	0,077	171,758	687,031	0,153	0,490
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	895,564	895,989	0,9995256	0,000474	179,113	0,085	179,198	716,791	0,153	0,500
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	931,349	931,821	0,9994939	0,000506	186,270	0,094	186,364	745,456	0,153	0,510
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	965,160	965,678	0,9994631	0,000537	193,032	0,104	193,136	772,543	0,153	0,520
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	997,239	997,805	0,9994331	0,000567	199,448	0,113	199,561	798,244	0,153	0,531
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	9965,208	9969,465			1993,042	0,851	1993,893	7975,572	51,814	128,998

Tabel D-7

Perhitungan Sensitivitas 80% Oil Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas	
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor	
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	8,527	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,571	1,560	0,000
9,873	7,401	128,6955244	146,364	24,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,639	4,476	0,001
9,873	25,485	121,8978507	157,658	85,627	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,736	15,666	0,003
9,873	57,180	72,03184048	139,495	139,495	50,383	50,371	13,499	36,871	0,013	0,008	0,005	12,719	34,739	0,008	0,008
6,873	86,260	0	93,552	93,552	187,890	187,838	50,341	137,497	0,052	0,033	0,020	18,851	51,490	0,012	0,012
1,737	112,750	0	114,914	114,914	246,104	246,031	65,936	180,095	0,073	0,046	0,028	24,181	66,047	0,017	0,017
0,153	135,871	0	136,460	136,460	290,296	290,203	77,774	212,429	0,093	0,058	0,035	28,583	78,071	0,021	0,021
0,153	157,027	0	157,624	157,624	326,082	325,971	87,360	238,611	0,111	0,070	0,042	32,397	88,488	0,026	0,026
0,153	177,107	0	177,713	177,713	357,290	357,161	95,719	261,442	0,130	0,081	0,049	35,832	97,870	0,030	0,030
0,153	196,245	0	196,860	196,860	384,446	384,298	102,992	281,306	0,148	0,092	0,055	38,933	106,338	0,035	0,035
0,153	214,167	0	214,791	214,791	407,260	407,095	109,101	297,993	0,165	0,103	0,062	41,661	113,789	0,039	0,039
0,153	230,250	0	230,884	230,884	424,843	424,662	113,809	310,852	0,182	0,113	0,068	43,915	119,947	0,044	0,044
0,000	246,042	0	246,532	246,532	440,498	440,300	118,001	322,300	0,198	0,124	0,074	46,010	125,670	0,048	0,048
0,000	261,811	0	262,311	262,311	454,481	454,265	121,743	332,522	0,216	0,135	0,081	48,002	131,111	0,053	0,053
0,000	277,703	0	278,213	278,213	467,243	467,007	125,158	341,849	0,236	0,148	0,089	49,920	136,349	0,059	0,059
0,000	293,527	0	294,047	294,047	478,495	478,238	128,168	350,071	0,257	0,161	0,096	51,733	141,299	0,065	0,065
0,000	309,337	0	309,867	309,867	488,377	488,100	130,811	357,289	0,277	0,173	0,104	53,452	145,996	0,071	0,071
50,590	2792,295	469,250	3441,133	2971,883	5003,689	5001,540	1340,413	3661,127	2,150	1,344	0,806	534,135	1458,906	0,532	0,532

Tabel D-7

Perhitungan Sensitivitas 80% Oil Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discomt	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,571	0,251	0,320	8,847	31,139	-22,292	-166,299	1,812	1,812	0,683	-15,226	1,237
0,001	0,000	0,000	0,000	1,640	0,721	0,918	25,384	7,948	17,436	-148,863	5,198	7,010	0,621	10,826	3,228
0,002	0,000	0,000	0,000	5,739	2,525	3,214	88,840	26,041	62,800	-86,063	18,193	25,203	0,564	35,449	10,269
0,005	0,000	0,000	0,000	26,234	11,543	14,691	154,186	57,743	96,443	10,380	83,162	108,365	0,513	49,490	42,675
0,007	0,000	0,000	0,000	69,237	30,464	38,773	132,324	86,832	45,493	55,872	219,478	327,843	0,467	21,223	102,388
0,010	30,226	4,534	25,692	64,488	28,375	36,113	151,027	113,330	37,697	93,569	300,246	628,089	0,424	15,987	127,333
0,013	35,729	5,359	30,370	76,067	33,470	42,598	179,057	136,460	42,598	136,167	354,387	982,476	0,386	16,423	136,632
0,015	40,497	6,074	34,422	85,431	37,590	47,841	205,465	157,624	47,841	184,008	399,168	1381,643	0,350	16,768	139,906
0,018	44,790	6,719	38,072	93,591	41,180	52,411	230,124	177,713	52,411	236,419	438,630	1820,274	0,319	16,700	139,761
0,021	48,666	7,300	41,366	100,686	44,302	56,384	253,244	196,860	56,384	292,803	473,388	2293,662	0,290	16,332	137,124
0,024	52,076	7,811	44,264	106,640	46,922	59,718	274,510	214,791	59,718	352,522	503,054	2796,716	0,263	15,726	132,470
0,026	54,894	8,234	46,660	111,222	48,938	62,284	293,168	230,884	62,284	414,806	526,491	3323,207	0,239	14,910	126,038
0,029	57,513	8,627	48,886	115,297	50,731	64,566	311,098	246,685	64,413	479,219	547,690	3870,897	0,218	14,018	119,193
0,032	60,003	9,000	51,002	118,931	52,330	66,601	328,912	262,464	66,448	545,667	567,077	4437,974	0,198	13,146	112,193
0,035	62,400	9,360	53,040	122,245	53,788	68,457	346,670	278,366	68,304	613,971	585,151	5023,125	0,180	12,285	105,244
0,039	64,666	9,700	54,966	125,160	55,070	70,090	364,137	294,200	69,937	683,908	601,541	5624,666	0,164	11,435	98,357
0,042	66,815	10,022	56,793	127,714	56,194	71,520	381,387	310,020	71,367	755,274	616,418	6241,084	0,149	10,608	91,627
0,319	618,274	92,741	525,533	1350,890	594,392	756,499	3728,381	2973,107	755,274		6241,084			163,635	1625,676

Tabel D-8

Perhitungan Sensitivitas 120% Oil Price Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
						(MMUSD)				(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839
4	2022	230,378	0,222	0,002244	15,986	15,988	0,9998596	0,000140	3,197	0,000	3,198	12,790	8,073	20,303
5	2023	688,412	0,637	0,006841	45,863	45,870	0,9998509	0,000149	9,173	0,001	9,174	36,696	0,153	0,394
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	160,512	160,537	0,9998425	0,000158	32,102	0,005	32,107	128,430	0,153	0,402
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	355,931	355,992	0,9998286	0,000171	71,186	0,012	71,198	284,793	0,153	0,410
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	527,556	527,654	0,9998150	0,000185	105,511	0,020	105,531	422,123	0,153	0,418
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	676,707	676,841	0,9998013	0,000199	135,341	0,027	135,368	541,473	0,153	0,427
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	799,911	800,081	0,9997869	0,000213	159,982	0,034	160,016	640,065	0,153	0,435
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	906,640	906,847	0,9997725	0,000228	181,328	0,041	181,369	725,477	0,153	0,444
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	1002,768	1003,010	0,9997582	0,000242	200,554	0,049	200,602	802,408	0,153	0,453
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	1089,530	1089,809	0,9997440	0,000256	217,906	0,056	217,962	871,847	0,153	0,462
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	1165,873	1166,188	0,9997299	0,000270	233,175	0,063	233,238	932,951	0,153	0,471
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	1228,963	1229,313	0,9997151	0,000285	245,793	0,070	245,863	983,450	0,153	0,481
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	1287,604	1287,989	0,9997005	0,000299	257,521	0,077	257,598	1030,391	0,153	0,490
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	1343,346	1343,771	0,9996837	0,000316	268,669	0,085	268,754	1075,017	0,153	0,500
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	1397,023	1397,495	0,9996625	0,000337	279,405	0,094	279,499	1117,996	0,153	0,510
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	1447,740	1448,259	0,9996420	0,000358	289,548	0,104	289,652	1158,607	0,153	0,520
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	1495,859	1496,424	0,9996220	0,000378	299,172	0,113	299,285	1197,140	0,153	0,531
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	14947,812	14952,069			2989,562	0,851	2990,414	11961,655	51,814	128,998

Tabel D-8

Perhitungan Sensitivitas 120% Oil Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	12,790	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,857	2,340	0,000
9,873	7,401	124,4327216	142,101	36,696	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,458	6,714	0,001
9,873	25,485	105,404798	141,165	128,430	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,603	23,499	0,003
9,873	57,180	12,73558921	80,199	80,199	204,595	204,560	54,822	149,738	0,035	0,022	0,013	19,078	52,108	0,008
6,873	86,260	0	93,552	93,552	328,572	328,511	88,041	240,470	0,061	0,038	0,023	28,277	77,234	0,012
1,737	112,750	0	114,914	114,914	426,559	426,474	114,295	312,179	0,085	0,053	0,032	36,271	99,070	0,017
0,153	135,871	0	136,460	136,460	503,605	503,498	134,937	368,561	0,107	0,067	0,040	42,875	117,107	0,021
0,153	157,027	0	157,624	157,624	567,853	567,724	152,150	415,574	0,129	0,081	0,048	48,596	132,732	0,026
0,153	177,107	0	177,713	177,713	624,695	624,544	167,378	457,166	0,151	0,094	0,057	53,748	146,805	0,030
0,153	196,245	0	196,860	196,860	674,987	674,815	180,850	493,964	0,173	0,108	0,065	58,399	159,507	0,035
0,153	214,167	0	214,791	214,791	718,159	717,965	192,415	525,551	0,194	0,121	0,073	62,491	170,684	0,039
0,153	230,250	0	230,884	230,884	752,567	752,352	201,630	550,722	0,214	0,134	0,080	65,872	179,920	0,044
0,000	246,042	0	246,532	246,532	783,859	783,624	210,011	573,613	0,235	0,147	0,088	69,016	188,505	0,048
0,000	261,811	0	262,311	262,311	812,706	812,449	217,736	594,713	0,257	0,161	0,096	72,003	196,666	0,053
0,000	277,703	0	278,213	278,213	839,783	839,500	224,986	614,514	0,283	0,177	0,106	74,880	204,524	0,059
0,000	293,527	0	294,047	294,047	864,559	864,250	231,619	632,631	0,309	0,193	0,116	77,599	211,949	0,065
0,000	309,337	0	309,867	309,867	887,272	886,937	237,699	649,238	0,335	0,210	0,126	80,178	218,994	0,071
50,590	2792,295	389,198	3361,080	2971,883	8989,773	8987,203	2408,570	6578,633	2,569	1,606	0,964	801,203	2188,360	0,532

Tabel D-8

Perhitungan Sensitivitas 120% Oil Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,857	0,377	0,480	13,270	31,139	-17,869	-161,876	2,718	2,718	0,683	-12,205	1,856
0,001	0,000	0,000	0,000	2,459	1,082	1,377	38,073	7,948	30,125	-131,751	7,797	10,515	0,621	18,705	4,841
0,002	0,000	0,000	0,000	8,607	3,787	4,820	133,250	26,041	107,209	-24,542	27,288	37,802	0,564	60,517	15,403
0,005	0,000	0,000	0,000	73,929	32,529	41,400	121,599	57,743	63,856	39,314	234,392	272,195	0,513	32,768	120,280
0,007	0,000	0,000	0,000	116,368	51,202	65,166	158,718	86,832	71,886	111,200	368,936	641,131	0,467	33,535	172,112
0,010	45,339	6,801	38,538	112,098	49,323	62,775	177,689	113,330	64,359	175,559	499,153	1140,284	0,424	27,294	211,689
0,013	53,594	8,039	45,555	132,346	58,232	74,114	210,573	136,460	74,114	249,673	589,508	1729,791	0,386	28,574	227,281
0,015	60,745	9,112	51,633	149,219	65,656	83,563	241,187	157,624	83,563	333,236	665,660	2395,451	0,350	29,288	233,310
0,018	67,185	10,078	57,108	164,143	72,223	91,920	269,633	177,713	91,920	425,156	733,377	3128,828	0,319	29,289	233,676
0,021	72,998	10,950	62,049	177,343	78,031	99,312	296,172	196,860	99,312	524,468	793,637	3922,465	0,290	28,767	229,888
0,024	78,114	11,717	66,396	188,670	83,015	105,655	320,446	214,791	105,655	630,123	845,742	4768,207	0,263	27,822	222,710
0,026	82,341	12,351	69,989	197,691	86,984	110,707	341,591	230,884	110,707	740,830	887,722	5655,929	0,239	26,502	212,514
0,029	86,269	12,940	73,329	205,893	90,593	115,300	361,832	246,685	115,147	855,977	926,157	6582,086	0,218	25,059	201,559
0,032	90,004	13,501	76,504	213,450	93,918	119,532	381,843	262,464	119,379	975,356	961,929	7544,015	0,198	23,618	190,312
0,035	93,601	14,040	79,560	220,542	97,038	123,503	401,717	278,366	123,350	1098,707	995,778	8539,793	0,180	22,186	179,100
0,039	96,999	14,550	82,449	227,027	99,892	127,135	421,183	294,200	126,982	1225,689	1027,076	9566,869	0,164	20,763	167,935
0,042	100,223	15,033	85,189	232,968	102,506	130,462	440,330	310,020	130,309	1355,998	1056,095	10622,964	0,149	19,370	156,982
0,319	927,412	139,112	788,300	2423,611	1066,389	1357,222	4329,105	2973,107	1355,998		10622,964			329,387	2781,449

Tabel D-9

Ringkasan Perbandingan Parameter Ekonomi 80% dan 120% *Oil Price* Skenario 3

Parameter Ekonomi Oil Price 80%		
Total NCF	755,27	MMUSD
NPV @DF=10%	163,64	MMUSD
ROR	0,23	
PIR	4,18	
DPIR	0,91	
POT	6,89	Year

Parameter Ekonomi Oil Price 120%		
Total NCF	1.356,00	MMUSD
NPV @DF=10%	329,39	MMUSD
ROR	0,31	
PIR	7,50	
DPIR	1,82	
POT	6,38	Year

Tabel D-10

Perhitungan Sensitivitas 80% Gas Price Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
						GR	Ro/GR	Rg/GR			FTP	Remaining	Investment			
						Total	Ratio	Ratio			FTP Oil	FTP Gas	Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
						(MMUSD)					(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
Year to	Year	Gas Production (MMSCF)	Oil Production (MMBBL)	Gross Revenue Gas (Rg) (MMUSD)	Gross Revenue oil (Rc) (MMUSD)											
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357		
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364		
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786		
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839		
4	2022	230,378	0,222	0,001795	13,321	13,323	0,9998652	0,000135	2,664	0,000	2,665	10,658	8,073	20,303		
5	2023	688,412	0,637	0,005472	38,220	38,225	0,9998568	0,000143	7,644	0,001	7,645	30,580	0,153	0,394		
6	2024	2495,358	2,229	0,020233	133,760	133,780	0,9998488	0,000151	26,752	0,004	26,756	107,024	0,153	0,402		
7	2025	5901,160	4,943	0,048806	296,609	296,658	0,9998355	0,000165	59,322	0,010	59,332	237,326	0,153	0,410		
8	2026	9256,164	7,327	0,078085	439,630	439,708	0,9998224	0,000178	87,926	0,016	87,942	351,767	0,153	0,418		
9	2027	12502,495	9,399	0,107580	563,922	564,030	0,9998093	0,000191	112,784	0,022	112,806	451,224	0,153	0,427		
10	2028	15538,328	11,110	0,136376	666,592	666,729	0,9997955	0,000205	133,318	0,027	133,346	533,383	0,153	0,435		
11	2029	18436,284	12,592	0,165047	755,534	755,699	0,9997816	0,000218	151,107	0,033	151,140	604,559	0,153	0,444		
12	2030	21249,591	13,927	0,194037	835,640	835,834	0,9997679	0,000232	167,128	0,039	167,167	668,667	0,153	0,453		
13	2031	23960,312	15,132	0,223166	907,941	908,165	0,9997543	0,000246	181,588	0,045	181,633	726,532	0,153	0,462		
14	2032	26525,023	16,193	0,251994	971,561	971,813	0,9997407	0,000259	194,312	0,050	194,363	777,451	0,153	0,471		
15	2033	28917,172	17,069	0,280215	1024,136	1024,416	0,9997265	0,000274	204,827	0,056	204,883	819,533	0,153	0,481		
16	2034	31220,648	17,883	0,308587	1073,003	1073,312	0,9997125	0,000288	214,601	0,062	214,662	858,649	0,153	0,490		
17	2035	33727,047	18,658	0,340027	1119,455	1119,795	0,9996963	0,000304	223,891	0,068	223,959	895,836	0,153	0,500		
18	2036	36690,499	19,403	0,377302	1164,186	1164,563	0,9996760	0,000324	232,837	0,075	232,913	931,651	0,153	0,510		
19	2037	39542,063	20,108	0,414758	1206,450	1206,865	0,9996563	0,000344	241,290	0,083	241,373	965,492	0,153	0,520		
20	2038	42293,479	20,776	0,452490	1246,549	1247,002	0,9996371	0,000363	249,310	0,090	249,400	997,601	0,153	0,531		
TOTAL		349174,412	207,608	3,406	12456,510	12459,916			2491,302	0,681	2491,983	9967,933	51,814	128,998		

Tabel D-10

Perhitungan Sensitivitas 80% Gas Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	10,658	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	7,401	126,5644821	144,233	30,580	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	25,485	113,6527779	149,413	107,024	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003
9,873	57,180	42,38921508	109,852	109,852	127,474	127,453	34,157	93,295	0,021	0,013	0,008	15,898	43,424	0,006
6,873	86,260	0	93,552	93,552	258,215	258,169	69,189	188,980	0,046	0,029	0,017	23,564	64,362	0,010
1,737	112,750	0	114,914	114,914	336,310	336,246	90,114	246,132	0,064	0,040	0,024	30,226	82,558	0,013
0,153	135,871	0	136,460	136,460	396,923	396,842	106,354	290,488	0,081	0,051	0,030	35,729	97,589	0,017
0,153	157,027	0	157,624	157,624	446,935	446,837	119,752	327,085	0,098	0,061	0,037	40,497	110,610	0,021
0,153	177,107	0	177,713	177,713	490,954	490,840	131,545	359,295	0,114	0,071	0,043	44,790	122,338	0,024
0,153	196,245	0	196,860	196,860	529,672	529,542	141,917	387,625	0,130	0,081	0,049	48,666	132,923	0,028
0,153	214,167	0	214,791	214,791	562,659	562,513	150,754	411,760	0,146	0,091	0,055	52,076	142,237	0,031
0,153	230,250	0	230,884	230,884	588,649	588,488	157,715	430,773	0,161	0,101	0,060	54,894	149,933	0,035
0,000	246,042	0	246,532	246,532	612,117	611,941	164,000	447,941	0,176	0,110	0,066	57,513	157,088	0,039
0,000	261,811	0	262,311	262,311	633,526	633,333	169,733	463,600	0,192	0,120	0,072	60,003	163,888	0,043
0,000	277,703	0	278,213	278,213	653,438	653,226	175,065	478,161	0,212	0,132	0,079	62,400	170,437	0,047
0,000	293,527	0	294,047	294,047	671,444	671,214	179,885	491,328	0,231	0,144	0,087	64,666	176,624	0,052
0,000	309,337	0	309,867	309,867	687,734	687,484	184,246	503,239	0,250	0,156	0,094	66,815	182,495	0,057
50,590	2792,295	429,231	3401,114	2971,883	6996,050	6994,129	1874,426	5119,702	1,921	1,201	0,720	667,669	1823,633	0,426

Tabel D-10

Perhitungan Sensitivitas 80% Gas Price Pada NCF Skenario 1 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV	
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government	
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,058	31,139	-20,081	-164,088	2,265	2,265	0,683	-13,716	1,547	
0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,728	7,948	23,779	-140,308	6,497	8,762	0,621	14,765	4,034	
0,002	0,000	0,000	0,000	7,172	3,156	4,016	111,041	26,041	85,000	-55,308	22,740	31,502	0,564	47,980	12,836	
0,004	0,000	0,000	0,000	50,075	22,033	28,042	137,894	57,743	80,151	24,843	158,763	190,265	0,513	41,130	81,471	
0,006	0,000	0,000	0,000	92,792	40,828	51,964	145,515	86,832	58,684	83,526	294,193	484,459	0,467	27,376	137,243	
0,008	37,783	5,667	32,115	88,278	38,842	49,436	164,350	113,330	51,020	134,546	399,680	884,139	0,424	21,637	169,503	
0,010	44,662	6,699	37,962	104,188	45,843	58,345	194,805	136,460	58,345	192,892	471,923	1356,062	0,386	22,495	181,947	
0,012	50,621	7,593	43,028	117,303	51,613	65,690	223,314	157,624	65,690	258,581	532,385	1888,447	0,350	23,024	186,598	
0,015	55,988	8,398	47,590	128,841	56,690	72,151	249,864	177,713	72,151	330,732	585,970	2474,417	0,319	22,990	186,708	
0,017	60,832	9,125	51,707	138,985	61,153	77,832	274,691	196,860	77,832	408,564	633,473	3107,890	0,290	22,545	183,495	
0,019	65,095	9,764	55,330	147,622	64,953	82,668	297,459	214,791	82,668	491,232	674,354	3782,244	0,263	21,769	177,578	
0,021	68,617	10,293	58,325	154,420	67,945	86,475	317,359	230,884	86,475	577,707	707,057	4489,301	0,239	20,701	169,264	
0,023	71,891	10,784	61,108	160,554	70,644	89,910	336,443	246,685	89,757	667,464	736,869	5226,170	0,218	19,534	160,364	
0,026	75,004	11,251	63,753	166,146	73,104	93,042	355,352	262,464	92,889	760,353	764,443	5990,613	0,198	18,378	151,241	
0,028	78,000	11,700	66,300	171,344	75,391	95,953	374,166	278,366	95,800	856,152	790,398	6781,011	0,180	17,230	142,160	
0,031	80,832	12,125	68,707	176,040	77,457	98,582	392,630	294,200	98,429	954,582	814,235	7595,246	0,164	16,094	133,134	
0,034	83,519	12,528	70,991	180,282	79,324	100,958	410,826	310,020	100,805	1055,387	836,176	8431,422	0,149	14,984	124,292	
0,255	772,843	115,926	656,917	1886,805	830,194	1056,611	4028,494	2973,107	1055,387		8431,422			246,450	2203,415	

Tabel D-11

Perhitungan Sensitivitas 120% Gas Price Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15						
						GR	Ro/GR	Rg/GR							FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio											Gross Revenue	Capital
						(MMUSD)									(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)			(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)						
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357						
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364						
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786						
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839						
4	2022	230,378	0,222	0,002693	13,321	13,324	0,9997979	0,000202	2,664	0,001	2,665	10,659	8,073	20,303						
5	2023	688,412	0,637	0,008209	38,220	38,228	0,9997853	0,000215	7,644	0,002	7,646	30,582	0,153	0,394						
6	2024	2495,358	2,229	0,030350	133,760	133,790	0,9997732	0,000227	26,752	0,006	26,758	107,032	0,153	0,402						
7	2025	5901,160	4,943	0,073209	296,609	296,682	0,9997532	0,000247	59,322	0,015	59,336	237,346	0,153	0,410						
8	2026	9256,164	7,327	0,117127	439,630	439,748	0,9997336	0,000266	87,926	0,023	87,950	351,798	0,153	0,418						
9	2027	12502,495	9,399	0,161370	563,922	564,084	0,9997139	0,000286	112,784	0,032	112,817	451,267	0,153	0,427						
10	2028	15538,328	11,110	0,204564	666,592	666,797	0,9996932	0,000307	133,318	0,041	133,359	533,437	0,153	0,435						
11	2029	18436,284	12,592	0,247571	755,534	755,781	0,9996724	0,000328	151,107	0,050	151,156	604,625	0,153	0,444						
12	2030	21249,591	13,927	0,291056	835,640	835,931	0,9996518	0,000348	167,128	0,058	167,186	668,745	0,153	0,453						
13	2031	23960,312	15,132	0,334748	907,941	908,276	0,9996314	0,000369	181,588	0,067	181,655	726,621	0,153	0,462						
14	2032	26525,023	16,193	0,377991	971,561	971,939	0,9996111	0,000389	194,312	0,076	194,388	777,551	0,153	0,471						
15	2033	28917,172	17,069	0,420322	1024,136	1024,556	0,9995898	0,000410	204,827	0,084	204,911	819,645	0,153	0,481						
16	2034	31220,648	17,883	0,462880	1073,003	1073,466	0,9995688	0,000431	214,601	0,093	214,693	858,773	0,153	0,490						
17	2035	33727,047	18,658	0,510041	1119,455	1119,965	0,9995446	0,000455	223,891	0,102	223,993	895,972	0,153	0,500						
18	2036	36690,499	19,403	0,565953	1164,186	1164,752	0,9995141	0,000486	232,837	0,113	232,950	931,802	0,153	0,510						
19	2037	39542,063	20,108	0,622137	1206,450	1207,072	0,9994846	0,000515	241,290	0,124	241,414	965,658	0,153	0,520						
20	2038	42293,479	20,776	0,678736	1246,549	1247,228	0,9994558	0,000544	249,310	0,136	249,446	997,782	0,153	0,531						
TOTAL		349174,412	207,608	5,109	12456,510	12461,619			2491,302	1,022	2492,324	9969,295	51,814	128,998						

Tabel D-11

Perhitungan Sensitivitas 120% Gas Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,689	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,689103333	1,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,42259759	38,615	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	38,61475841	105,898	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	105,8981054	137,223	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	7,401	126,5637639	144,232	30,582	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	25,485	113,6498708	149,410	107,032	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,004
9,873	57,180	42,37821461	109,841	109,841	127,504	127,473	34,163	93,310	0,031	0,020	0,012	15,898	43,424	0,009
6,873	86,260	0	93,552	93,552	258,246	258,178	69,192	188,986	0,069	0,043	0,026	23,564	64,362	0,015
1,737	112,750	0	114,914	114,914	336,353	336,257	90,117	246,140	0,096	0,060	0,036	30,226	82,558	0,020
0,153	135,871	0	136,460	136,460	396,978	396,856	106,357	290,499	0,122	0,076	0,046	35,729	97,589	0,026
0,153	157,027	0	157,624	157,624	447,001	446,854	119,757	327,097	0,146	0,092	0,055	40,497	110,610	0,031
0,153	177,107	0	177,713	177,713	491,031	490,860	131,551	359,310	0,171	0,107	0,064	44,790	122,338	0,036
0,153	196,245	0	196,860	196,860	529,761	529,566	141,924	387,642	0,195	0,122	0,073	48,666	132,923	0,042
0,153	214,167	0	214,791	214,791	562,760	562,541	150,761	411,780	0,219	0,137	0,082	52,076	142,237	0,047
0,153	230,250	0	230,884	230,884	588,761	588,520	157,723	430,796	0,242	0,151	0,091	54,894	149,933	0,053
0,000	246,042	0	246,532	246,532	612,240	611,976	164,010	447,967	0,264	0,165	0,099	57,513	157,088	0,058
0,000	261,811	0	262,311	262,311	633,662	633,373	169,744	463,629	0,289	0,180	0,108	60,003	163,888	0,064
0,000	277,703	0	278,213	278,213	653,589	653,271	175,077	478,194	0,318	0,198	0,119	62,400	170,437	0,071
0,000	293,527	0	294,047	294,047	671,610	671,264	179,899	491,365	0,346	0,216	0,130	64,666	176,624	0,078
0,000	309,337	0	309,867	309,867	687,915	687,540	184,261	503,280	0,374	0,234	0,140	66,815	182,495	0,085
50,590	2792,295	429,216	3401,099	2971,883	6997,412	6994,530	1874,534	5119,996	2,882	1,801	1,081	667,669	1823,633	0,639

Tabel D-11

Perhitungan Sensitivitas 120% Gas Price Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,842	-0,842	-0,842	0,000	0,000	1,000	-0,842	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	-0,856	-1,698	0,000	0,000	0,909	-0,778	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,284	-52,284	-53,982	0,000	0,000	0,826	-43,210	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,025	-90,025	-144,007	0,000	0,000	0,751	-67,637	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	31,139	-20,080	-164,087	2,265	2,265	0,683	-13,715	1,547
0,000	0,000	0,000	0,000	2,050	0,902	1,148	31,730	7,948	23,782	-140,305	6,497	8,762	0,621	14,767	4,034
0,000	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,049	26,041	85,009	-55,296	22,739	31,500	0,564	47,985	12,835
0,000	19,873	2,981	16,892	33,198	14,607	18,591	128,432	57,743	70,689	15,393	168,244	199,745	0,513	36,275	86,336
0,000	29,455	4,418	25,037	67,776	29,822	37,955	131,506	86,832	44,675	60,067	308,232	507,977	0,467	20,841	143,793
0,012	37,783	5,667	32,115	88,308	38,856	49,452	164,366	113,330	51,036	111,104	399,717	907,695	0,424	21,644	169,519
0,015	44,662	6,699	37,962	104,226	45,859	58,367	194,826	136,460	58,367	169,470	471,971	1379,665	0,386	22,503	181,965
0,019	50,621	7,593	43,028	117,348	51,633	65,715	223,339	157,624	65,715	235,186	532,442	1912,107	0,350	23,033	186,618
0,022	55,988	8,398	47,590	128,894	56,714	72,181	249,894	177,713	72,181	307,366	586,037	2498,144	0,319	22,999	186,729
0,025	60,832	9,125	51,707	139,046	61,180	77,866	274,725	196,860	77,866	385,232	633,551	3131,695	0,290	22,555	183,517
0,028	65,095	9,764	55,330	147,690	64,984	82,707	297,498	214,791	82,707	467,939	674,441	3806,136	0,263	21,779	177,601
0,032	68,617	10,293	58,325	154,496	67,978	86,518	317,401	230,884	86,518	554,456	707,155	4513,290	0,239	20,712	169,287
0,035	71,891	10,784	61,108	160,638	70,681	89,957	336,490	246,685	89,804	644,261	736,976	5250,267	0,218	19,544	160,388
0,038	75,004	11,251	63,753	166,238	73,145	93,093	355,404	262,464	92,940	737,201	764,561	6014,828	0,198	18,388	151,264
0,042	78,000	11,700	66,300	171,446	75,436	96,010	374,223	278,366	95,857	833,058	790,529	6805,358	0,180	17,241	142,184
0,047	80,832	12,125	68,707	176,151	77,507	98,645	392,692	294,200	98,492	931,549	814,380	7619,738	0,164	16,104	133,158
0,051	83,519	12,528	70,991	180,404	79,378	101,026	410,893	310,020	100,873	1032,422	836,334	8456,072	0,149	14,994	124,316
0,366	822,171	123,326	698,845	1845,798	812,151	1033,647	4005,529	2973,107	1032,422		8456,072			235,181	2215,091

Tabel D-12

Ringkasan Perbandingan Parameter Ekonomi 80% dan 120% Gas Price Skenario 3

Parameter Ekonomi Gas Price 80%		
Total NCF	1.055,39	MMUSD
NPV @DF=10%	246,45	MMUSD
ROR	0,27	
PIR	5,84	
DPIR	1,36	
POT	6,69	Year

Parameter Ekonomi Gas Price 120%		
Total NCF	1.032,42	MMUSD
NPV @DF=10%	235,18	MMUSD
ROR	0,26	
PIR	5,71	
DPIR	1,30	
POT	6,78	Year

Tabel D-13

Perhitungan Sensitivitas 80% OPEX Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Re)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)				(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839
4	2022	230,378	0,222	0,002244	13,321	13,324	0,9998316	0,000168	2,664	0,000	2,665	10,659	8,073	20,303
5	2023	688,412	0,637	0,006841	38,220	38,226	0,9998211	0,000179	7,644	0,001	7,645	30,581	0,153	0,394
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	133,760	133,785	0,9998110	0,000189	26,752	0,005	26,757	107,028	0,153	0,402
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	296,609	296,670	0,9997944	0,000206	59,322	0,012	59,334	237,336	0,153	0,410
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	439,630	439,728	0,9997780	0,000222	87,926	0,020	87,946	351,782	0,153	0,418
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	563,922	564,057	0,9997616	0,000238	112,784	0,027	112,811	451,245	0,153	0,427
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	666,592	666,763	0,9997443	0,000256	133,318	0,034	133,353	533,410	0,153	0,435
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	755,534	755,740	0,9997270	0,000273	151,107	0,041	151,148	604,592	0,153	0,444
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	835,640	835,882	0,9997098	0,000290	167,128	0,049	167,176	668,706	0,153	0,453
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	907,941	908,220	0,9996929	0,000307	181,588	0,056	181,644	726,576	0,153	0,462
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	971,561	971,876	0,9996759	0,000324	194,312	0,063	194,375	777,501	0,153	0,471
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	1024,136	1024,486	0,9996581	0,000342	204,827	0,070	204,897	819,589	0,153	0,481
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	1073,003	1073,389	0,9996406	0,000359	214,601	0,077	214,678	858,711	0,153	0,490
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	1119,455	1119,880	0,9996205	0,000380	223,891	0,085	223,976	895,904	0,153	0,500
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	1164,186	1164,658	0,9995951	0,000405	232,837	0,094	232,932	931,726	0,153	0,510
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	1206,450	1206,969	0,9995705	0,000430	241,290	0,104	241,394	965,575	0,153	0,520
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	1246,549	1247,115	0,9995465	0,000454	249,310	0,113	249,423	997,692	0,153	0,531
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	12456,510	12460,767			2491,302	0,851	2492,153	9968,614	51,814	128,998

Tabel D-13

Perhitungan Sensitivitas 80% OPEX Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,266	0,000	0,623	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,271	0,622703333	1,288	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,276	1,28846959	38,412	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,282	38,41154785	105,624	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,210	105,6244306	136,397	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	5,921	125,7378297	141,926	30,581	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	20,388	111,3448344	142,008	107,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003
9,873	45,744	34,98014093	91,007	91,007	146,329	146,298	39,208	107,090	0,030	0,019	0,011	15,898	43,424	0,008
6,873	69,008	0	76,300	76,300	275,483	275,422	73,813	201,609	0,061	0,038	0,023	23,564	64,362	0,012
1,737	90,200	0	92,364	92,364	358,882	358,796	96,157	262,639	0,086	0,053	0,032	30,226	82,558	0,017
0,153	108,697	0	109,285	109,285	424,125	424,016	113,636	310,380	0,108	0,068	0,041	35,729	97,589	0,021
0,153	125,622	0	126,219	126,219	478,373	478,243	128,169	350,074	0,131	0,082	0,049	40,497	110,610	0,026
0,153	141,686	0	142,292	142,292	526,414	526,261	141,038	385,223	0,153	0,095	0,057	44,790	122,338	0,030
0,153	156,996	0	157,611	157,611	568,966	568,791	152,436	416,355	0,175	0,109	0,066	48,666	132,923	0,035
0,153	171,334	0	171,958	171,958	605,543	605,347	162,233	443,114	0,196	0,123	0,074	52,076	142,237	0,039
0,153	184,200	0	184,834	184,834	634,755	634,538	170,056	464,482	0,217	0,136	0,081	54,894	149,933	0,044
0,000	196,834	0	197,324	197,324	661,387	661,149	177,188	483,961	0,238	0,149	0,089	57,513	157,088	0,048
0,000	209,448	0	209,949	209,949	685,956	685,695	183,766	501,929	0,260	0,163	0,098	60,003	163,888	0,053
0,000	222,162	0	222,672	222,672	709,054	708,767	189,949	518,817	0,287	0,179	0,108	62,400	170,437	0,059
0,000	234,822	0	235,342	235,342	730,233	729,919	195,618	534,301	0,314	0,196	0,118	64,666	176,624	0,065
0,000	247,469	0	248,000	248,000	749,692	749,352	200,826	548,525	0,340	0,213	0,128	66,815	182,495	0,071
50,590	2233,836	418,010	2831,434	2413,424	7555,190	7552,595	2024,095	5528,499	2,595	1,622	0,973	667,669	1823,633	0,532

Tabel D-13
Perhitungan Sensitivitas 80% OPEX Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,776	-0,776	-0,776	0,000	0,000	1,000	-0,776	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,788	-0,788	-1,564	0,000	0,000	0,909	-0,717	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,215	-52,215	-53,779	0,000	0,000	0,826	-43,153	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	89,954	-89,954	-143,733	0,000	0,000	0,751	-67,584	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	30,587	-19,528	-163,261	2,265	2,265	0,683	-13,338	1,547
0,001	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,729	6,468	25,261	-138,000	6,498	8,762	0,621	15,685	4,034
0,002	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,045	20,944	90,101	-47,899	22,740	31,503	0,564	50,860	12,836
0,005	0,000	0,000	0,000	55,133	24,258	30,874	121,882	46,307	75,574	27,676	174,788	206,291	0,513	38,782	89,694
0,007	0,000	0,000	0,000	97,428	42,868	54,559	130,859	69,580	61,279	88,955	308,869	515,160	0,467	28,587	144,090
0,010	37,783	5,667	32,115	94,338	41,509	52,830	145,193	90,780	54,414	143,369	418,863	934,023	0,424	23,077	177,639
0,013	44,662	6,699	37,962	111,492	49,057	62,436	171,721	109,285	62,436	205,804	495,042	1429,065	0,386	24,072	190,860
0,015	50,621	7,593	43,028	125,745	55,328	70,417	196,636	126,219	70,417	276,222	559,104	1988,169	0,350	24,681	195,962
0,018	55,988	8,398	47,590	138,364	60,880	77,484	219,776	142,292	77,484	353,706	616,106	2604,275	0,319	24,689	196,310
0,021	60,832	9,125	51,707	149,538	65,797	83,742	241,352	157,611	83,742	437,447	666,868	3271,143	0,290	24,257	193,168
0,024	65,095	9,764	55,330	159,140	70,022	89,119	261,076	171,958	89,119	526,566	710,800	3981,943	0,263	23,468	187,176
0,026	68,617	10,293	58,325	166,805	73,394	93,411	278,244	184,834	93,411	619,977	746,242	4728,185	0,239	22,362	178,644
0,029	71,891	10,784	61,108	173,790	76,468	97,323	294,646	197,477	97,170	717,146	778,742	5506,927	0,218	21,147	169,477
0,032	75,004	11,251	63,753	180,232	79,302	100,930	310,878	210,102	100,777	817,923	809,002	6315,929	0,198	19,938	160,057
0,035	78,000	11,700	66,300	186,288	81,967	104,321	326,994	222,826	104,168	922,091	837,664	7153,593	0,180	18,736	150,661
0,039	80,832	12,125	68,707	191,838	84,409	107,429	342,771	235,495	107,276	1029,367	864,197	8017,790	0,164	17,540	141,303
0,042	83,519	12,528	70,991	196,934	86,651	110,283	358,283	248,153	110,130	1139,497	888,832	8906,622	0,149	16,370	132,119
0,319	772,843	115,926	656,917	2037,002	896,281	1140,721	3554,145	2414,648	1139,497		8906,622			268,683	2325,579

Tabel D-14

Perhitungan Sensitivitas 120% OPEX Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
Year to	Year	Gas Production (MMSCF)	Oil Production (MMBBL)	Gross Revenue Gas (Rg) (MMUSD)	Gross Revenue oil (Rc) (MMUSD)	(MMUSD)			(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,357
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,153	0,364
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,153	36,786
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	25,833	63,839
4	2022	230,378	0,222	0,002244	13,321	13,324	0,9998316	0,000168	2,664	0,000	2,665	10,659	8,073	20,303
5	2023	688,412	0,637	0,006841	38,220	38,226	0,9998211	0,000179	7,644	0,001	7,645	30,581	0,153	0,394
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	133,760	133,785	0,9998110	0,000189	26,752	0,005	26,757	107,028	0,153	0,402
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	296,609	296,670	0,9997944	0,000206	59,322	0,012	59,334	237,336	0,153	0,410
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	439,630	439,728	0,9997780	0,000222	87,926	0,020	87,946	351,782	0,153	0,418
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	563,922	564,057	0,9997616	0,000238	112,784	0,027	112,811	451,245	0,153	0,427
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	666,592	666,763	0,9997443	0,000256	133,318	0,034	133,353	533,410	0,153	0,435
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	755,534	755,740	0,9997270	0,000273	151,107	0,041	151,148	604,592	0,153	0,444
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	835,640	835,882	0,9997098	0,000290	167,128	0,049	167,176	668,706	0,153	0,453
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	907,941	908,220	0,9996929	0,000307	181,588	0,056	181,644	726,576	0,153	0,462
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	971,561	971,876	0,9996759	0,000324	194,312	0,063	194,375	777,501	0,153	0,471
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	1024,136	1024,486	0,9996581	0,000342	204,827	0,070	204,897	819,589	0,153	0,481
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	1073,003	1073,389	0,9996406	0,000359	214,601	0,077	214,678	858,711	0,153	0,490
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	1119,455	1119,880	0,9996205	0,000380	223,891	0,085	223,976	895,904	0,153	0,500
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	1164,186	1164,658	0,9995951	0,000405	232,837	0,094	232,932	931,726	0,153	0,510
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	1206,450	1206,969	0,9995705	0,000430	241,290	0,104	241,394	965,575	0,153	0,520
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	1246,549	1247,115	0,9995465	0,000454	249,310	0,113	249,423	997,692	0,153	0,531
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	12456,510	12460,767			2491,302	0,851	2492,153	9968,614	51,814	128,998

Tabel D-14

Perhitungan Sensitivitas 120% OPEX Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,398	0,000	0,756	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,406	0,755503333	1,557	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,414	1,55672559	38,818	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,423	38,81796897	106,172	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	3,316	106,1717801	138,049	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	8,881	127,3904163	146,539	30,581	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	30,583	115,9578143	156,816	107,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003
9,873	68,616	49,78728875	128,687	128,687	108,649	108,627	29,112	79,515	0,022	0,014	0,008	15,898	43,424	0,008
6,873	103,512	0	110,804	110,804	240,979	240,925	64,568	176,357	0,053	0,033	0,020	23,564	64,362	0,012
1,737	135,300	0	137,464	137,464	313,782	313,707	84,073	229,633	0,075	0,047	0,028	30,226	82,558	0,017
0,153	163,046	0	163,634	163,634	369,776	369,682	99,075	270,607	0,095	0,059	0,035	35,729	97,589	0,021
0,153	188,433	0	189,030	189,030	415,562	415,449	111,340	304,109	0,113	0,071	0,043	40,497	110,610	0,026
0,153	212,529	0	213,135	213,135	455,571	455,439	122,058	333,381	0,132	0,083	0,050	44,790	122,338	0,030
0,153	235,494	0	236,109	236,109	490,468	490,317	131,405	358,912	0,151	0,094	0,056	48,666	132,923	0,035
0,153	257,001	0	257,625	257,625	519,876	519,708	139,282	380,426	0,168	0,105	0,063	52,076	142,237	0,039
0,153	276,300	0	276,934	276,934	542,655	542,470	145,382	397,088	0,186	0,116	0,070	54,894	149,933	0,044
0,000	295,250	0	295,741	295,741	562,970	562,768	150,822	411,946	0,202	0,126	0,076	57,513	157,088	0,048
0,000	314,173	0	314,673	314,673	581,232	581,011	155,711	425,300	0,221	0,138	0,083	60,003	163,888	0,053
0,000	333,244	0	333,754	333,754	597,973	597,730	160,192	437,539	0,242	0,151	0,091	62,400	170,437	0,059
0,000	352,233	0	352,753	352,753	612,822	612,559	164,166	448,393	0,263	0,165	0,099	64,666	176,624	0,065
0,000	371,204	0	371,735	371,735	625,957	625,673	167,680	457,993	0,284	0,177	0,106	66,815	182,495	0,071
50,590	3350,754	440,437	3970,779	3530,342	6438,272	6436,064	1724,865	4711,199	2,208	1,380	0,828	667,669	1823,633	0,532

Tabel D-14
Perhitungan Sensitivitas 120% OPEX Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,909	-0,909	-0,909	0,000	0,000	1,000	-0,909	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,924	-0,924	-1,832	0,000	0,000	0,909	-0,840	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	52,353	-52,353	-54,185	0,000	0,000	0,826	-43,267	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	90,095	-90,095	-144,280	0,000	0,000	0,751	-67,690	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	31,692	-20,633	-164,914	2,265	2,265	0,683	-14,093	1,547
0,001	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,729	9,428	22,300	-142,613	6,498	8,762	0,621	13,847	4,034
0,002	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,045	31,138	79,907	-62,706	22,740	31,503	0,564	45,106	12,836
0,005	0,000	0,000	0,000	45,032	19,814	25,218	153,904	69,179	84,725	22,019	142,766	174,268	0,513	43,477	73,261
0,007	0,000	0,000	0,000	88,178	38,798	49,380	160,183	104,084	56,100	78,119	279,545	453,813	0,467	26,171	130,410
0,010	37,783	5,667	32,115	82,248	36,189	46,059	183,522	135,880	47,643	125,761	380,534	834,347	0,424	20,205	161,384
0,013	44,662	6,699	37,962	96,922	42,646	54,276	217,910	163,634	54,276	180,038	448,852	1283,200	0,386	20,926	173,052
0,015	50,621	7,593	43,028	108,906	47,919	60,987	250,017	189,030	60,987	241,025	505,723	1788,923	0,350	21,376	177,253
0,018	55,988	8,398	47,590	119,371	52,523	66,848	279,982	213,135	66,848	307,873	555,900	2344,822	0,319	21,300	177,127
0,021	60,832	9,125	51,707	128,492	56,537	71,956	308,064	236,109	71,956	379,829	600,156	2944,979	0,290	20,843	173,844
0,024	65,095	9,764	55,330	136,172	59,916	76,256	333,881	257,625	76,256	456,085	637,995	3582,974	0,263	20,081	168,004
0,026	68,617	10,293	58,325	142,111	62,529	79,582	356,516	276,934	79,582	535,667	667,970	4250,944	0,239	19,051	159,907
0,029	71,891	10,784	61,108	147,402	64,857	82,545	378,286	295,894	82,392	618,059	695,103	4946,047	0,218	17,931	151,275
0,032	75,004	11,251	63,753	152,152	66,947	85,205	399,878	314,826	85,052	703,111	720,003	5666,050	0,198	16,827	142,449
0,035	78,000	11,700	66,300	156,502	68,861	87,641	421,395	333,907	87,488	790,599	743,263	6409,313	0,180	15,736	133,682
0,039	80,832	12,125	68,707	160,353	70,556	89,798	442,551	352,906	89,645	880,244	764,418	7173,730	0,164	14,658	124,988
0,042	83,519	12,528	70,991	163,753	72,051	91,701	463,436	371,888	91,548	971,792	783,678	7957,409	0,149	13,608	116,489
0,319	772,843	115,926	656,917	1737,530	764,513	973,017	4503,358	3531,566	971,792		7957,409			224,343	2081,542

Tabel D-15

Ringkasan Perbandingan Parameter Ekonomi 80% dan 120% OPEX Skenario 3

Parameter Ekonomi OPEX 80%		
Total NCF	1.139,50	MMUSD
NPV @DF=10%	268,68	MMUSD
ROR	0,28	
PIR	6,30	
DPIR	1,49	
POT	6,63	Year

Parameter Ekonomi OPEX 120%		
Total NCF	971,79	MMUSD
NPV @DF=10%	224,34	MMUSD
ROR	0,26	
PIR	5,37	
DPIR	1,24	
POT	6,74	Year

Tabel D-16

Perhitungan Sensitivitas 80% *Investment* Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	12	29
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	21	51
4	2022	230,378	0,222	0,002244	13,321	13,324	0,9998316	0,000168	2,664	0,000	2,665	10,659	6	16
5	2023	688,412	0,637	0,006841	38,220	38,226	0,9998211	0,000179	7,644	0,001	7,645	30,581	0	0
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	133,760	133,785	0,9998110	0,000189	26,752	0,005	26,757	107,028	0	0
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	296,609	296,670	0,9997944	0,000206	59,322	0,012	59,334	237,336	0	0
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	439,630	439,728	0,9997780	0,000222	87,926	0,020	87,946	351,782	0	0
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	563,922	564,057	0,9997616	0,000238	112,784	0,027	112,811	451,245	0	0
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	666,592	666,763	0,9997443	0,000256	133,318	0,034	133,353	533,410	0	0
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	755,534	755,740	0,9997270	0,000273	151,107	0,041	151,148	604,592	0	0
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	835,640	835,882	0,9997098	0,000290	167,128	0,049	167,176	668,706	0	0
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	907,941	908,220	0,9996929	0,000307	181,588	0,056	181,644	726,576	0	0
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	971,561	971,876	0,9996759	0,000324	194,312	0,063	194,375	777,501	0	0
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	1024,136	1024,486	0,9996581	0,000342	204,827	0,070	204,897	819,589	0	0
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	1073,003	1073,389	0,9996406	0,000359	214,601	0,077	214,678	858,711	0	0
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	1119,455	1119,880	0,9996205	0,000380	223,891	0,085	223,976	895,904	0	0
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	1164,186	1164,658	0,9995951	0,000405	232,837	0,094	232,932	931,726	0	0
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	1206,450	1206,969	0,9995705	0,000430	241,290	0,104	241,394	965,575	0	0
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	1246,549	1247,115	0,9995465	0,000454	249,310	0,113	249,423	997,692	0	0
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	12456,510	12460,767			2491,302	0,851	2492,153	9968,614	41	103

Tabel D-16

Perhitungan Sensitivitas 80% *Investment* Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,618	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,617682667	1,278	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,278327844	31,113	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	31,1133826	85,629	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	85,62888968	112,893	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	7,401	102,2342489	119,824	30,581	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	25,485	89,24259613	124,923	107,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003
9,873	57,180	17,89455534	85,276	85,276	152,060	152,029	40,744	111,285	0,031	0,020	0,012	15,898	43,424	0,008
6,873	86,260	0	93,468	93,468	258,314	258,257	69,213	189,044	0,057	0,036	0,022	23,564	64,362	0,012
1,737	112,750	0	114,828	114,828	336,417	336,337	90,138	246,199	0,080	0,050	0,030	30,226	82,558	0,017
0,153	135,871	0	136,373	136,373	397,038	396,936	106,379	290,557	0,102	0,063	0,038	35,729	97,589	0,021
0,153	157,027	0	157,535	157,535	447,057	446,935	119,778	327,156	0,122	0,076	0,046	40,497	110,610	0,026
0,153	177,107	0	177,622	177,622	491,083	490,941	131,572	359,369	0,142	0,089	0,053	44,790	122,338	0,030
0,153	196,245	0	196,767	196,767	529,809	529,646	141,945	387,701	0,163	0,102	0,061	48,666	132,923	0,035
0,153	214,167	0	214,697	214,697	562,804	562,621	150,783	411,839	0,182	0,114	0,068	52,076	142,237	0,039
0,153	230,250	0	230,787	230,787	588,801	588,600	157,745	430,855	0,201	0,126	0,075	54,894	149,933	0,044
0,000	246,042	0	246,434	246,434	612,277	612,057	164,031	448,026	0,220	0,138	0,083	57,513	157,088	0,048
0,000	261,811	0	262,211	262,211	633,694	633,453	169,765	463,688	0,241	0,150	0,090	60,003	163,888	0,053
0,000	277,703	0	278,111	278,111	653,615	653,350	175,098	478,253	0,265	0,165	0,099	62,400	170,437	0,059
0,000	293,527	0	293,943	293,943	671,631	671,343	179,920	491,423	0,288	0,180	0,108	64,666	176,624	0,065
0,000	309,337	0	309,761	309,761	687,930	687,618	184,282	503,337	0,312	0,195	0,117	66,815	182,495	0,071
50,590	2792,295	328,010	3274,093	2946,083	7022,531	7020,124	1881,393	5138,730	2,407	1,504	0,903	667,669	1823,633	0,532

Tabel D-16
Perhitungan Sensitivitas 80% *Investment* Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,740	-0,740	-0,740	0,000	0,000	1,000	-0,740	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,752	-0,752	-1,493	0,000	0,000	0,909	-0,684	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	41,896	-41,896	-43,389	0,000	0,000	0,826	-34,625	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	72,090	-72,090	-115,479	0,000	0,000	0,751	-54,162	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	25,464	-14,405	-129,884	2,265	2,265	0,683	-9,839	1,547
0,001	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,729	7,839	23,890	-105,994	6,498	8,762	0,621	14,834	4,034
0,002	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,045	25,930	85,115	-20,879	22,740	31,503	0,564	48,045	12,836
0,005	0,000	0,000	0,000	56,669	24,934	31,735	117,010	57,631	59,380	38,501	179,659	211,162	0,513	30,471	92,194
0,007	0,000	0,000	0,000	92,825	40,843	51,982	145,450	86,717	58,733	97,234	294,278	505,440	0,467	27,399	137,283
0,010	37,783	5,667	32,115	88,316	38,859	49,457	164,285	113,214	51,072	148,305	399,771	905,211	0,424	21,659	169,542
0,013	44,662	6,699	37,962	104,231	45,861	58,369	194,742	136,342	58,400	206,705	472,021	1377,232	0,386	22,516	181,985
0,015	50,621	7,593	43,028	117,349	51,634	65,716	223,251	157,505	65,746	272,451	532,489	1909,721	0,350	23,044	186,634
0,018	55,988	8,398	47,590	128,892	56,713	72,180	249,802	177,592	72,210	344,661	586,080	2495,801	0,319	23,008	186,743
0,021	60,832	9,125	51,707	139,040	61,178	77,863	274,630	196,737	77,893	422,554	633,591	3129,392	0,290	22,563	183,529
0,024	65,095	9,764	55,330	147,681	64,980	82,701	297,399	214,667	82,732	505,287	674,478	3803,870	0,263	21,786	177,611
0,026	68,617	10,293	58,325	154,484	67,973	86,511	317,298	230,757	86,541	591,828	707,188	4511,057	0,239	20,717	169,295
0,029	71,891	10,784	61,108	160,622	70,674	89,949	336,383	246,557	89,826	681,654	737,006	5248,063	0,218	19,549	160,394
0,032	75,004	11,251	63,753	166,219	73,136	93,082	355,293	262,333	92,960	774,614	764,587	6012,650	0,198	18,392	151,270
0,035	78,000	11,700	66,300	171,422	75,426	95,996	374,108	278,234	95,874	870,488	790,550	6803,201	0,180	17,244	142,187
0,039	80,832	12,125	68,707	176,123	77,494	98,629	392,572	294,066	98,507	968,995	814,396	7617,597	0,164	16,107	133,160
0,042	83,519	12,528	70,991	180,372	79,363	101,008	410,769	309,884	100,886	1069,880	836,345	8453,942	0,149	14,996	124,317
0,319	772,843	115,926	656,917	1894,182	833,440	1060,742	4006,825	2936,945	1069,880		8453,942			262,279	2214,561

Tabel D-17

Perhitungan Sensitivitas 120% *Investment* Pada NCF Skenario 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Year to	Year	Gas Production	Oil Production	Gross Revenue Gas (Rg)	Gross Revenue oil (Rc)	GR	Ro/GR	Rg/GR	FTP Oil	FTP Gas	FTP	Remaining	Investment	
						Total	Ratio	Ratio			Total	Gross Revenue	Capital	Non-Capital
		(MMSCF)	(MMBBL)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)				(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0	2018	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0
1	2019	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0
2	2020	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	18	44
3	2021	0,000	0,000	0,000000	0,000	0,000	0,0000000	0,000000	0,000	0,000	0,000	0,000	31	77
4	2022	230,378	0,222	0,002244	13,321	13,324	0,9998316	0,000168	2,664	0,000	2,665	10,659	10	24
5	2023	688,412	0,637	0,006841	38,220	38,226	0,9998211	0,000179	7,644	0,001	7,645	30,581	0	0
6	2024	2495,358	2,229	0,025292	133,760	133,785	0,9998110	0,000189	26,752	0,005	26,757	107,028	0	0
7	2025	5901,160	4,943	0,061007	296,609	296,670	0,9997944	0,000206	59,322	0,012	59,334	237,336	0	0
8	2026	9256,164	7,327	0,097606	439,630	439,728	0,9997780	0,000222	87,926	0,020	87,946	351,782	0	1
9	2027	12502,495	9,399	0,134475	563,922	564,057	0,9997616	0,000238	112,784	0,027	112,811	451,245	0	1
10	2028	15538,328	11,110	0,170470	666,592	666,763	0,9997443	0,000256	133,318	0,034	133,353	533,410	0	1
11	2029	18436,284	12,592	0,206309	755,534	755,740	0,9997270	0,000273	151,107	0,041	151,148	604,592	0	1
12	2030	21249,591	13,927	0,242547	835,640	835,882	0,9997098	0,000290	167,128	0,049	167,176	668,706	0	1
13	2031	23960,312	15,132	0,278957	907,941	908,220	0,9996929	0,000307	181,588	0,056	181,644	726,576	0	1
14	2032	26525,023	16,193	0,314993	971,561	971,876	0,9996759	0,000324	194,312	0,063	194,375	777,501	0	1
15	2033	28917,172	17,069	0,350268	1024,136	1024,486	0,9996581	0,000342	204,827	0,070	204,897	819,589	0	1
16	2034	31220,648	17,883	0,385733	1073,003	1073,389	0,9996406	0,000359	214,601	0,077	214,678	858,711	0	1
17	2035	33727,047	18,658	0,425034	1119,455	1119,880	0,9996205	0,000380	223,891	0,085	223,976	895,904	0	1
18	2036	36690,499	19,403	0,471628	1164,186	1164,658	0,9995951	0,000405	232,837	0,094	232,932	931,726	0	1
19	2037	39542,063	20,108	0,518448	1206,450	1206,969	0,9995705	0,000430	241,290	0,104	241,394	965,575	0	1
20	2038	42293,479	20,776	0,565613	1246,549	1247,115	0,9995465	0,000454	249,310	0,113	249,423	997,692	0	1
TOTAL		349174,412	207,608	4,257	12456,510	12460,767			2491,302	0,851	2492,153	9968,614	62	155

Tabel D-17

Perhitungan Sensitivitas 120% Investment Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Total Depreciation	Opex	Recoverable Cost			ETS Oil & Gas	ETS Oil	ETS Oil	ETS Oil	ETS Gas	ETS Gas	ETS Gas	FTP Oil	FTP Oil	FTP Gas
		UR	CR	Recovery			Contractor	Government		Contractor	Government	Contractor	Government	Contractor
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,332	0,000	0,761	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,031	0,339	0,760524	1,567	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,061	0,345	1,566867337	46,116	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,092	0,352	46,11613422	126,167	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8,258	2,763	126,167321	161,553	10,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	1,950	0,000
9,873	7,401	150,893997	168,641	30,581	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,049	5,595	0,001
9,873	25,485	138,0600526	173,901	107,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,170	19,582	0,003
9,873	57,180	66,87287435	134,418	134,418	102,918	102,897	27,576	75,320	0,021	0,013	0,008	15,898	43,424	0,008
6,873	86,260	0	93,635	93,635	258,147	258,090	69,168	188,922	0,057	0,036	0,021	23,564	64,362	0,012
1,737	112,750	0	114,999	114,999	336,246	336,166	90,093	246,074	0,080	0,050	0,030	30,226	82,558	0,017
0,153	135,871	0	136,547	136,547	396,863	396,762	106,332	290,430	0,101	0,063	0,038	35,729	97,589	0,021
0,153	157,027	0	157,713	157,713	446,879	446,757	119,731	327,026	0,122	0,076	0,046	40,497	110,610	0,026
0,153	177,107	0	177,804	177,804	490,902	490,760	131,524	359,236	0,142	0,089	0,053	44,790	122,338	0,030
0,153	196,245	0	196,952	196,952	529,624	529,462	141,896	387,566	0,163	0,102	0,061	48,666	132,923	0,035
0,153	214,167	0	214,886	214,886	562,615	562,433	150,732	411,701	0,182	0,114	0,068	52,076	142,237	0,039
0,153	230,250	0	230,980	230,980	588,609	588,408	157,693	430,714	0,201	0,126	0,075	54,894	149,933	0,044
0,000	246,042	0	246,630	246,630	612,081	611,861	163,979	447,882	0,220	0,137	0,082	57,513	157,088	0,048
0,000	261,811	0	262,411	262,411	633,494	633,253	169,712	463,541	0,240	0,150	0,090	60,003	163,888	0,053
0,000	277,703	0	278,315	278,315	653,411	653,147	175,043	478,103	0,265	0,165	0,099	62,400	170,437	0,059
0,000	293,527	0	294,151	294,151	671,423	671,135	179,864	491,271	0,288	0,180	0,108	64,666	176,624	0,065
0,000	309,337	0	309,974	309,974	687,718	687,406	184,225	503,181	0,312	0,195	0,117	66,815	182,495	0,071
50,590	2792,295	530,438	3528,120	2997,682	6970,931	6968,535	1867,567	5100,968	2,396	1,498	0,899	667,669	1823,633	0,532

Tabel D-17

Perhitungan Sensitivitas 120% Investment Pada NCF Skenario 3 (LANJUTAN)

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
FTP Gas	DMO			Taxable Income	Tax	Net Contractor Share	Total Contractor Share	Expenditure	Contractor NCF	Cum. Contractor NCF	GOI Take	Cum. GOI Take	Discount	NPV	NPV
Government	Gross DMO	Fee DMO	DDMO			(NCS)	TCS						Rate	Contractor	Government
(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,944	-0,944	-0,944	0,000	0,000	1,000	-0,944	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,959	-0,959	-1,904	0,000	0,000	0,909	-0,872	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	62,672	-62,672	-64,575	0,000	0,000	0,826	-51,795	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	107,959	-107,959	-172,534	0,000	0,000	0,751	-81,111	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,314	0,400	11,059	36,815	-25,756	-198,290	2,265	2,265	0,683	-17,592	1,547
0,001	0,000	0,000	0,000	2,049	0,902	1,148	31,729	8,058	23,671	-174,619	6,498	8,762	0,621	14,698	4,034
0,002	0,000	0,000	0,000	7,173	3,156	4,017	111,045	26,152	84,893	-89,726	22,740	31,503	0,564	47,920	12,836
0,005	0,000	0,000	0,000	43,495	19,138	24,357	158,776	57,856	100,920	11,194	137,894	169,397	0,513	51,788	70,762
0,007	0,000	0,000	0,000	92,780	40,823	51,957	145,592	86,946	58,646	69,840	294,136	463,533	0,467	27,359	137,216
0,010	37,783	5,667	32,115	88,270	38,839	49,431	164,430	113,446	50,985	120,825	399,626	863,159	0,424	21,623	169,481
0,013	44,662	6,699	37,962	104,184	45,841	58,343	194,890	136,577	58,312	179,137	471,873	1,335,032	0,386	22,482	181,927
0,015	50,621	7,593	43,028	117,302	51,613	65,689	223,402	157,744	65,658	244,796	532,338	1,867,370	0,350	23,013	186,581
0,018	55,988	8,398	47,590	128,844	56,691	72,152	249,956	177,834	72,122	316,917	585,926	2,453,296	0,319	22,980	186,694
0,021	60,832	9,125	51,707	138,991	61,156	77,835	274,787	196,983	77,804	394,722	633,434	3,086,730	0,290	22,537	183,483
0,024	65,095	9,764	55,330	147,631	64,957	82,673	297,559	214,916	82,643	477,364	674,317	3,761,047	0,263	21,762	177,569
0,026	68,617	10,293	58,325	154,432	67,950	86,482	317,462	231,010	86,451	563,815	707,024	4,468,071	0,239	20,696	169,256
0,029	71,891	10,784	61,108	160,570	70,651	89,919	336,549	246,814	89,735	653,551	736,839	5,204,911	0,218	19,529	160,358
0,032	75,004	11,251	63,753	166,165	73,113	93,052	355,463	262,594	92,869	746,420	764,417	5,969,328	0,198	18,374	151,236
0,035	78,000	11,700	66,300	171,368	75,402	95,966	374,281	278,499	95,782	842,202	790,377	6,759,705	0,180	17,227	142,156
0,039	80,832	12,125	68,707	176,068	77,470	98,598	392,749	294,335	98,414	940,616	814,219	7,573,924	0,164	16,092	133,131
0,042	83,519	12,528	70,991	180,315	79,338	100,976	410,950	310,157	100,793	1,041,409	836,165	8,410,089	0,149	14,982	124,291
0,319	772,843	115,926	656,917	1,880,350	827,354	1,052,996	4,050,678	3,009,270	1,041,409		841,089			230,747	2,192,559

Tabel D-18

Ringkasan Perbandingan Parameter Ekonomi 80% dan 120% *Investment* Skenario 3

Parameter Ekonomi Investment 80%		
Total NCF	1.069,88	MMUSD
NPV @DF=10%	262,28	MMUSD
ROR	0,31	
PIR	7,40	
DPIR	1,81	
POT	6,35	Year

Parameter Ekonomi Investment 120%		
Total NCF	1.041,41	MMUSD
NPV @DF=10%	230,75	MMUSD
ROR	0,24	
PIR	4,80	
DPIR	1,06	
POT	6,89	Year