

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH .....</b>	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN.....</b>	<b>iv</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>v</b>
<b>RINGKASAN .....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xii</b>
<b>BAB I. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
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
<b>BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN.....</b>	<b>6</b>
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
<b>BAB III. DASAR TEORI .....</b>	<b>17</b>
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
<b>BAB IV. ANALISA KEEKONOMIAN LAPANGAN “NTN” .....</b>	<b>32</b>
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
<b>BAB V. PEMBAHASAN .....</b>	<b>69</b>
<b>BAB VI. KESIMPULAN .....</b>	<b>76</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>77</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>79</b>

## 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