

BAB 4

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

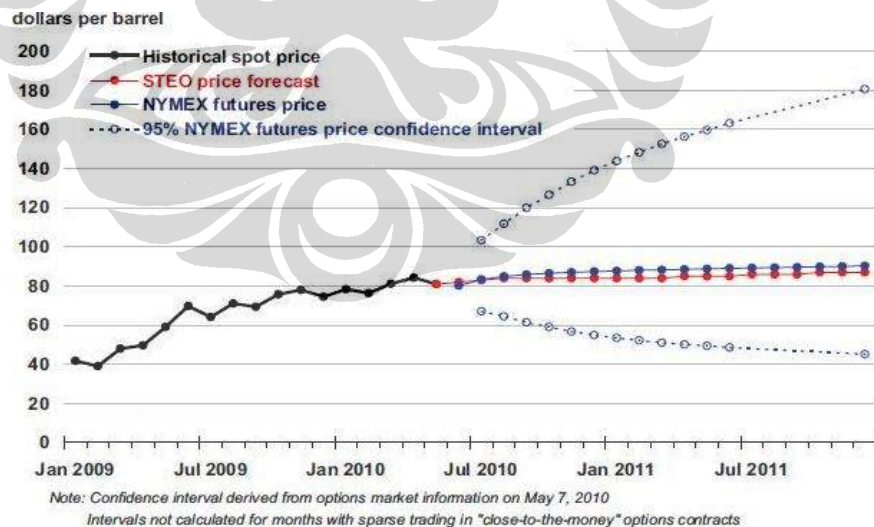
4.1. Asumsi *Deterministic Model* Lapangan Minyak Alpha

PT. X memperoleh hak dari pemerintah Libya untuk melakukan eksplorasi di Lapangan Minyak Alpha yaitu area yang terletak di cekungan Ghadames, sebelah barat laut Libya dan telah menandatangani Perjanjian Eksplorasi dan Produksi Bagi Hasil. Kontrak kerjasama selama 25 tahun untuk periode 2010 hingga 2035 dengan memegang Hak Partisipasi masing-masing 50%.

Melalui Departemen Geologi dan Geofisika (G&G) PT. X melakukan pengambilan data seismik 2D dan 3D untuk mendukung analisa *forecast* produksi minyak. Dari hasil studi G&G menunjukkan bahwa Lapangan Minyak Alpha menghasilkan minyak bumi saja, dan tidak menunjukkan adanya kandungan gas yang potensial untuk dikembangkan sehingga penulis hanya melakukan perhitungan untuk minyak bumi saja.

Pada tesis ini penulis menggunakan konsep perhitungan PSC karena dalam kontrak kerjasama telah diatur komponen-komponen bagi hasil produksi minyak antara kontraktor dan pemerintah. Perhitungan *cash flow* dilakukan dengan menggunakan metode *Dynamic* DCF dan RO dengan model yang sama dan selanjutnya dilakukan simulasi Monte Carlo. Besarnya tarif diskon DCF dengan memperhitungkan risiko pasar, risiko lapangan minyak, risiko lainnya terhadap operasional lapangan minyak dan berdasarkan perhitungan valuasi yang telah dilakukan sebelumnya di perusahaan maka digunakan tarif diskon 15%. Dalam metode RO, perhitungan NPV menggunakan *risk free discount rate*, dimana diproyeksikan PT. X sebesar 5% didasarkan pada *Treasury Bill rate* 30 tahun (Lampiran 1).

Diasumsikan bahwa satu-satunya sumber variabel yang menyebabkan ketidakpastian di masa depan pada Lapangan Minyak Alpha adalah harga minyak. Fleksibilitas manajemen belum diperhitungkan dalam perhitungan RO. Naik turunnya harga minyak di pasaran internasional merupakan suatu variabel yang cukup sulit untuk diramalkan secara statistik karena volatilitas harga lebih banyak dipengaruhi oleh faktor-faktor di luar *supply demand*, seperti faktor politik, teknologi dan spekulasi. Minyak produksi PT. X tergolong minyak yang berkualitas tinggi (*light crude*). Penentuan harga minyak lapangan PSC ini dengan menggunakan *West Texas Intermediate (WTI)* sesuai dengan sistem di pasar internasional. Asumsi volatilitas harga minyak didapatkan melalui perhitungan *Uncertain Price Models Monte Carlo Simulation* (Lampiran 2). Pada gambar 4.1. di bawah ini merupakan pergerakan harga minyak selama kurun waktu dua tahun, terlihat bahwa *range* harga berada di antara level USD40 hingga USD160 pada awal tahun 2010. Berdasarkan asumsi tersebut, pada saat *date of evaluation* PT. X menggunakan USD60 sebagai *current spot price* dan USD80 untuk *long-term equilibrium price* selama periode produksi 25 tahun.



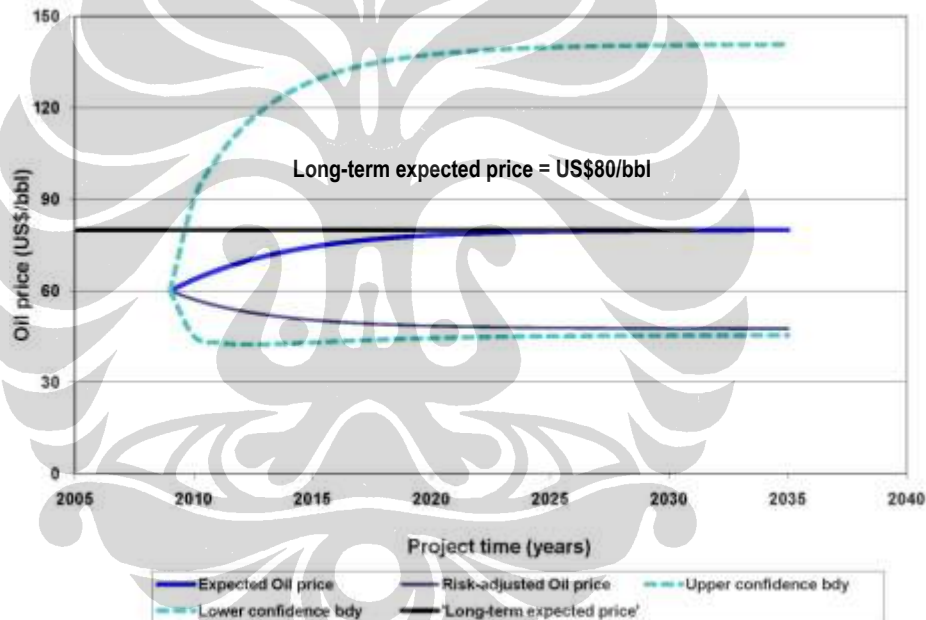
Gambar 4.1. Fluktuasi Harga Minyak WTI 2009 - 2011

Sumber: *Short Term Energy Outlook*, Juni 2010

4.2. Model Harga Minyak *Forward*

Data tersebut dimasukkan ke dalam model *lognormal single factor stochastic process*, sebagaimana dijelaskan pada bab sebelumnya. Data yang diinput adalah sebagai berikut: *Spot price* (S)= \$60/bbl, harga kesetimbangan jangka panjang (S^*) = \$80/bbl, *Growth* (α^*) = 0%, *Short term volatility* (σ_s) = 30%, *Reversion faktor* (γ) = 3 years, *Market price of risk* ($\text{Prisk}_{\text{Mkt}}$) = 0.50.

Dengan menggunakan data tersebut, dilakukan simulasi Monte Carlo dengan software *Crystal Ball* sebanyak 50.000 iterasi dengan hasil gambar di bawah ini:



Gambar 4.2. Simulasi Harga *Forward* Minyak

Sumber: Olahan Penulis

Berdasarkan hasil simulasi tersebut, garis terputus menggambarkan kondisi distribusi harga *forward* yang diharapkan pada tahun 2009 hingga 2035. Batas tingkat kepercayaan (*confidence boundary*) adalah 10% dan 90% setiap tahunnya

dimana batas atas berada pada level \$140/bbl dan batas bawah berada pada level \$40/bbl. Pola prediksi harga *forward* di atas berbentuk *contango* (harga ke depan lebih tinggi dibandingkan harga sekarang) yang menunjukkan adanya harga kesetimbangan yang disepakati oleh pelaku pasar dalam jangka panjang akibat adanya *supply* dan *demand* dan faktor lainnya. Model harga minyak *forward* tersebut diaplikasikan untuk menilai keekonomian lapangan minyak terhadap karakteristik ketidakpastian nilai arus kas yang dihasilkan oleh PT. X dan pemerintah.

4.3. Perhitungan Keekonomian Lapangan Minyak Alpha

Berikut ini adalah data teknis dan komersial dari Lapangan Minyak Alpha PSC yang merupakan komponen dalam menghitung nilai keekonomian proyek migas berdasarkan metode *Dynamic DCF* dan RO:

Tabel 4.1. Data Teknis dan Komersial Proyek

<i>Input Data</i>	<i>Unit</i>
1. Technical Data	
<i>Remaining Reserve Oil</i>	2,027 <i>million barrel</i>
<i>Recoverable Reserve</i>	2,027 <i>million barrel</i>
<i>Start Production</i>	2013 <i>year</i>
<i>Production Period</i>	25 <i>year</i>
<i>Unit Cost (\$/barrel)</i>	1.5 <i>\$/barrel</i>
2. Commercial Data	
<i>Contractor split share</i>	13.7%
<i>Government split share</i>	86.3%
<i>Total Cost Recovery</i>	85%
<i>Excess Profit</i>	15%
<i>Exploration Capex</i>	100%
<i>Development Capex</i>	50%
<i>Opex</i>	14%
<i>1 year</i>	365 <i>days</i>
<i>Date of evaluation</i>	2010 <i>year</i>

Sumber: Olahan Penulis

Dengan memasukkan data asumsi-asumsi di dalam model PSC pada Tabel 4.2. di bawah ini, maka akan dilakukan suatu simulasi model *cash flow* selama 25 tahun dari tahun 2010 hingga akhir tahun 2035.

Tabel 4.2. Variabel Kontrak Kerjasama

Prod. Allocation		13.7%	of total production	
Signature Bonus		0.25	mm\$	
Production Bonus		Capex & Opex		
Cum. Prod.	Prod. Bonus	Capex & Opex Incurred		
mm bo	mm\$	Expl. Capex	100%	
beginning	1.00	Dev. Capex	50%	
100	5.00	Opex	13.7%	
130	3.00			
160	3.00			
add 30	3.00			
Base Factor		"A" Factor		
Prod. Rate	Base Factor	Ratio	"A" Factor	
bopd				
1	1.00	1.5	0.85	
20,000	0.80	3.0	0.60	
30,000	0.50	4.0	0.40	
60,000	0.30	>4.0	0.20	
85,000	0.20			

Sumber: Olahan Penulis

Pada saat mulai produksi tahun 2013, harga minyak dihitung menggunakan harga *forward* sehingga terlindung dari fluktuasi harga minyak di pasaran. Dengan mengaplikasikannya pada model DCF dan RO didapatkan *net cash flow* berbeda yang diterima oleh PT. X dan pemerintah setiap akhir tahunnya. Sebagai contoh perhitungan (disederhanakan) untuk melihat dampak volatilitas harga minyak mempengaruhi *net cash flow* dapat dilihat pada Tabel 4.3 di bawah ini.

Tabel 4.3. Contoh Perhitungan *Net Cash Flow*

	DCF	RO
	2013	2013
Production		
Oil	150,000	150,000
Annual Production		
Oil	54.75	54.75
Price		
Oil	71.37	52.17
Gross Exploration Capex	0.00	0.00
Gross Development Capex	92.17	92.17
Gross Opex	138.88	138.88
Gross Revenue		
Oil	3,907.44	2,856.58
Second Party (SP) / PT. X		
Gross Revenue	3,907.44	2,856.58
SP Revenue 13.7%	535.32	391.35
NOC Revenue 86.3%	3,372.12	2,465.23
SP Capex & Opex		
Expl. Capex	0.00	0.00
Dev. Capex	46.09	46.09
Opex	19.03	19.03
Total Cost Recovery	216.75	216.75
SP Excess Profit	318.57	174.60
SP Share of Excess Profit	114.63	62.83
SP Net Entitlement	331.38	279.58
Training Fee	(0.12)	(0.12)
NCF PT. X	266.15	214.35
First Party / NOC		
NOC Revenue	3,372.12	2,465.23
NOC Share of Excess Profit	203.94	111.77
NOC After Reimbursement & Int. Payment to SP	3,576.06	2,577.00
Capex Opex be Funded by NOC Self :		
Expl. Capex	0.00	0.00
Dev. Capex	46.09	46.09
Opex	119.85	119.85
Total Funding by NOC Self	165.94	165.94
Unrecover	35.59	35.59
Recovery for Funding	201.52	201.52
Carry Forward	0.00	0.00
NCF NOC	3,374.53	2,375.48

Sumber: Olahan Penulis

Selanjutnya perhitungan NPV dapat dilihat hasilnya pada Lampiran 3 untuk model DCF dan Lampiran 4 untuk model RO. Beberapa komponen dapat digambarkan sebagai berikut:

Gross production merupakan jumlah cadangan minyak bumi yang dapat diambil dari reservoir Lapangan Minyak Alpha seluas 6.182 km² yang diperkirakan memiliki cadangan kontinjensi yang signifikan sebesar 2,027 juta barel. Produksi minyak mulai dihasilkan pada tahun 2013 sebanyak 150.000 barel per hari dan terus meningkat hingga puncaknya sebesar 566.372 barel per hari, dimana kemudian mengalami penurunan hingga titik terendah 42.163 barel di akhir masa kontrak tahun 2035 dikarenakan cadangan minyak yang semakin berkurang.

Biaya *Capital Expenditures (Capex)* terdiri dari *Exploration Capex* dan *Development Capex* merupakan biaya belanja modal yang terdiri dari biaya *Seismic & Survey, G&G Study* dan *drilling* baik pada tahap Eksplorasi maupun Eksploitasi serta biaya *test facilities* dan lainnya di Lapangan Minyak Alpha. Total *Capex* adalah sebesar USD476 juta.

Biaya *Operational Expenditures (Opex)* adalah pengeluaran yang berkaitan dengan kegiatan operasional harian perusahaan. *Opex* terbagi menjadi dua, yakni Biaya Produksi (*Production Expenses*) dan Biaya Administrasi dan Umum (*General Administration/G&A*). Biaya Produksi adalah pengeluaran yang terkait secara langsung dengan kegiatan mengangkat migas dari dalam perut bumi. Biaya produksi selalu terjadi di lapangan yaitu di wilayah sumur produksi, stasiun produksi, dan transportasi produksi. Adapun biaya G&A adalah biaya yang bersifat administratif dan umum yang mendukung kegiatan produksi meskipun tidak secara langsung. Total *Opex* adalah sebesar USD5.549 juta.

Dalam perhitungan *Cost Recovery*, dicari angka yang paling rendah antara *Contractor Revenue* dengan *Costs & Expense Recoverable*. Kelebihan *Cost Recovery* dapat terjadi apabila *Contractor Revenue* lebih besar daripada *Cost Recovery*. Total *Cost Recovery* sebesar USD1.056 juta.

Data di atas merupakan komponen yang tidak terkait dengan volatilitas harga sehingga nominalnya sama untuk digunakan pada model DCF dan RO. Di bawah ini merupakan komponen yang mengalami fluktuasi nilai karena terkait dengan harga minyak.

Gross revenue didapat dengan mengalikan *gross production* dengan harga minyak. Pada metode DCF pendapatan terbesar diperoleh pada tahun 2017 sebesar USD15.805 juta dengan *oil price* USD76.46 per barel dan terkecil pada tahun 2035 sebesar USD1.230 juta dengan *oil price* USD79.94 per barel. Sementara pada metode RO, pendapatan terbesar diperoleh pada tahun 2017 sebesar USD10.204 juta dengan *oil price* USD49.36 per barel dan terkecil pada tahun 2035 sebesar USD732 juta pada *oil price* USD47.62 per barel. Total *gross revenue* metode DCF sebesar USD156.806 juta dan metode RO USD99.206 juta.

Excess Profit merupakan hasil pengurangan dari *Revenue* terhadap *Total Cost Recovery* yang nilainya dibagi antara PT. X dan pemerintah berdasarkan formula "Base Factor" yang menghasilkan nilai rasio. Rasio ini kemudian dimasukkan ke dalam Tabel Faktor "A". Pada perhitungan *cash flow* berdasarkan pembagian proporsional dari *Total Excess Profit* dapat ditentukan bahwa dengan metode DCF sebesar USD12.534 juta dan metode RO sebesar USD20.426 juta.

Di bawah ini tahapan perhitungan keekonomian (disederhanakan) metode DCF dengan mengaplikasikan harga *WTI expected price*. Pada perhitungan metode RO diaplikasikan dengan model yang sama dengan menggunakan nilai harga minyak *Risk-adjusted WTI oil price* yang ditentukan pada perhitungan 4.5.1.

4.3.1. Perhitungan *Uncertain Price Model* Harga Minyak

Perhitungan harga minyak menggunakan model *Lognormal Single Factor Stochastic Process* (Lampiran 1).

Year (December 31st)		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Project time		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Discounting index		0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0
WTI price model														
WTI oil Constant forecast	US\$/b	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Static stochastic price model														
Long-term WTI median	US\$/b	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Associated price variance (%)		0.000	0.072	0.117	0.146	0.164	0.175	0.183	0.187	0.190	0.192	0.193	0.194	0.194
Price forecast or outcome														
WTI Expected price	US\$/b	60.000	63.669	66.740	69.282	71.369	73.070	74.448	75.561	76.456	77.174	77.749	78.208	78.574
Risk-adjusted WTI Oil Price	US\$/b	60.000	57.200	55.070	53.437	52.175	51.195	50.430	49.831	49.360	48.990	48.698	48.468	48.286

Year (December 31st)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Project time	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Discounting index	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0
WTI price model														
WTI oil Constant forecast	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Static stochastic price model														
Long-term WTI median	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Associated price variance (%)	0.194	0.194	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195	0.195
Price forecast or outcome														
WTI Expected price	78.866	79.099	79.284	79.431	79.548	79.641	79.715	79.774	79.820	79.857	79.887	79.910	79.929	79.943
Risk-adjusted WTI Oil Price	48.142	48.028	47.937	47.866	47.809	47.764	47.729	47.700	47.678	47.660	47.646	47.635	47.626	47.619

Sumber: Olahan Penulis

4.3.2. Perhitungan *Gross Revenue*

Perhitungan *gross revenue* dengan mengalikan produksi minyak setahun dengan harga minyak pada saat itu. Pada kenyataannya produksi minyak dan harga minyak sangat berfluktuasi.

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Total		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production													
Oil	bopd		0	0	0	150,000	294,106	418,140	509,896	566,372	539,981	464,766	400,027
Annual Production													
Oil	mm bbl	2,027.4	0.00	0.00	0.00	54.75	107.35	152.62	186.11	206.73	197.09	169.64	146.01
Price													
Oil	\$/bbl	60	63.67	66.74	69.28	71.37	73.07	74.45	75.56	76.46	77.17	77.75	78.21
Gross Exploration Capex	mm\$	116.1	2.54	70.26	43.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gross Development Capex	mm\$	360.1	0.00	0.00	71.17	92.17	57.75	41.00	41.00	29.00	0.00	0.00	0.00
Gross Opex	mm\$	5,549.8	0.00	0.00	0.00	138.88	290.39	405.57	491.30	546.83	522.75	454.11	395.04
Gross Revenue													
Oil	mm\$	156,806.1	0.00	0.00	0.00	3,907.44	7,843.93	11,362.38	14,062.86	15,805.48	15,210.50	13,189.29	11,419.16

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Production																
Oil	bopd	344,307	296,348	255,069	219,540	188,960	162,639	139,985	120,486	103,703	89,258	76,825	66,124	56,914	48,986	42,163
Annual Production																
Oil	mm bbl	125.67	108.17	93.10	80.13	68.97	59.36	51.09	43.98	37.85	32.58	28.04	24.14	20.77	17.88	15.39
Price																
Oil	\$/bbl	78.57	78.87	79.10	79.28	79.43	79.55	79.64	79.72	79.77	79.82	79.86	79.89	79.91	79.93	79.94
Gross Exploration Capex	mm\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gross Development Capex	mm\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.00
Gross Opex	mm\$	344.20	300.43	262.77	230.35	202.44	173.42	147.75	129.96	114.64	101.46	90.12	63.34	54.93	47.70	41.47
Gross Revenue																
Oil	mm\$	9,874.61	8,530.74	7,364.12	6,353.19	5,478.39	4,722.24	4,069.22	3,505.66	3,019.57	2,600.49	2,239.30	1,928.09	1,660.01	1,429.11	1,230.28

Sumber: Olahan Penulis

4.3.3. Perhitungan *Revenue* PT. X dan NOC

Dalam kontrak kerjasama telah diatur bahwa PT. X hanya mendapatkan 13.7% bagian dari *Revenue* setahun dan sisanya merupakan porsi pemerintah (NOC). Maka perhitungannya sbb:

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Total		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gross Revenue	156,806.1	0.00	0.00	0.00	3,907.44	7,843.93	11,362.38	14,062.86	15,805.48	15,210.50	13,189.29	11,419.16
SP Revenue 13.7%	21,482.4	0.00	0.00	0.00	535.32	1,074.62	1,556.65	1,926.61	2,165.35	2,083.84	1,806.93	1,564.43
NOC Revenue 86.3%	135,323.6	0.00	0.00	0.00	3,372.12	6,769.31	9,805.74	12,136.24	13,640.13	13,126.67	11,382.35	9,854.74

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gross Revenue	9,874.61	8,530.74	7,364.12	6,353.19	5,478.39	4,722.24	4,069.22	3,505.66	3,019.57	2,600.49	2,239.30	1,928.09	1,660.01	1,429.11	1,230.28
SP Revenue	1,352.82	1,168.71	1,008.88	870.39	750.54	646.95	557.48	480.28	413.68	356.27	306.78	264.15	227.42	195.79	168.55
NOC Revenue	8,521.79	7,362.03	6,355.24	5,482.80	4,727.85	4,075.29	3,511.74	3,025.38	2,605.89	2,244.22	1,932.51	1,663.94	1,432.59	1,233.33	1,061.73

Sumber: Olahan Penulis

4.3.4. Perhitungan *Total Cost* PT. X (*Second Party/SP*)

Total biaya didapat dengan menjumlahkan *exploration capex*, *development capex*, *opex* dalam setahun selama periode kontrak.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SP Capex & Opex												
Expl. Capex	116.1	2.54	70.26	43.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dev. Capex	180.1	0.00	0.00	35.59	46.09	28.88	20.50	20.50	14.50	0.00	0.00	0.00
Opex	760.3	0.00	0.00	0.00	19.03	39.78	55.56	67.31	74.92	71.62	62.21	54.12
Total Cost & Expense	1,056.4	2.54	70.26	78.84	65.11	68.66	76.06	87.81	89.42	71.62	62.21	54.12

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
SP Capex & Opex															
Expl. Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dev. Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.00
Opex	47.15	41.16	36.00	31.56	27.73	23.76	20.24	17.80	15.71	13.90	12.35	8.68	7.53	6.53	5.68
Total Cost & Expense	47.15	41.16	36.00	31.56	27.73	23.76	20.24	17.80	15.71	13.90	12.35	8.68	7.53	6.53	19.68

Sumber: Olahan Penulis

4.3.5. Perhitungan *Total Cost* NOC

Perhitungan *Total Cost* NOC dengan termin *Capex* 100% ditanggung PT. X dan *Development Capex* sebesar 50%.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capex Opex be Funded by NOC Self :												
Expl. Capex	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dev. Capex	180	0.00	0.00	35.59	46.09	28.88	20.50	20.50	14.50	0.00	0.00	0.00
Opex	4,790	0.00	0.00	0.00	119.85	250.60	350.01	423.99	471.91	451.13	391.90	340.92
Total Funding by NOC Self	4,970	0.00	0.00	35.59	165.94	279.48	370.51	444.49	486.41	451.13	391.90	340.92

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Capex Opex be Funded by NOC Self :															
Expl. Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dev. Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.00
Opex	297.04	259.27	226.77	198.79	174.71	149.66	127.51	112.15	98.94	87.56	77.77	54.66	47.41	41.16	35.79
Total Funding by NOC Self	297.04	259.27	226.77	198.79	174.71	149.66	127.51	112.15	98.94	87.56	77.77	54.66	47.41	41.16	49.79

Sumber: Olahan Penulis

4.3.6. Perhitungan Contractor Net Cash Flow

Kontraktor *Net Cash Flow* didapat dengan menjumlahkan semua pendapatan yang akan diterima dan pengeluaran yang ditanggung oleh kontraktor dalam periode satu tahun.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SP Net Entitlement	2,640.9	0.00	0.00	0.00	331.38	258.12	159.01	185.52	197.01	177.07	157.15	139.83
SP Expl. Capex	(116.1)	(2.54)	(70.26)	(43.25)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SP Dev. Capex	(180.1)	0.00	0.00	(35.59)	(46.09)	(28.88)	(20.50)	(20.50)	(14.50)	0.00	0.00	0.00
SP Opex	(760.3)	0.00	(0.00)	(0.00)	(19.03)	(39.78)	(55.56)	(67.31)	(74.92)	(71.62)	(62.21)	(54.12)
Signature Bonus	(0.3)	(0.25)										
Production Bonus	(9.0)	0.00	0.00	(1.00)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Training Fee	(0.5)	0.00	(0.12)	(0.12)	(0.12)	(0.12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NCF 100% WI	1,574.7	(2.79)	(70.38)	(79.96)	266.15	189.34	82.95	97.71	107.60	105.46	94.94	85.71
End Cash Balance		(2.79)	(73.17)	(153.13)	113.02	302.37	385.31	483.03	590.62	696.08	791.02	876.73
NCF 50% WI		(1.40)	(35.19)	(39.98)	133.07	94.67	41.47	48.86	53.80	52.73	47.47	42.85
End Cash Balance		(1.40)	(36.59)	(76.56)	56.51	151.18	192.66	241.51	295.31	348.04	395.51	438.36
NPV PT. X	\$193.62											
First Party / NOC												
NOC Revenue	135,324	0.00	0.00	0.00	3,372.12	6,769.31	9,805.74	12,136.24	13,640.13	13,126.67	11,382.35	9,854.74
NOC Share of Excess Profit	18,842	0.00	0.00	0.00	203.94	816.49	1,397.64	1,741.09	1,968.34	1,906.77	1,649.78	1,424.60
NOC Share of Production	154,165	0.00	0.00	0.00	3,576.06	7,585.81	11,203.37	13,877.33	15,608.47	15,033.43	13,032.13	11,279.34
Reimbursement to SP	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOC after Reimbursement to SP	154,165	0.00	0.00	0.00	3,576.06	7,585.81	11,203.37	13,877.33	15,608.47	15,033.43	13,032.13	11,279.34
NOC After Reimbursement & Int. Payment to SP	154,165	0.00	0.00	0.00	3,576.06	7,585.81	11,203.37	13,877.33	15,608.47	15,033.43	13,032.13	11,279.34
Recovery for Funding	4,970	0.00	0.00	0.00	201.52	279.48	370.51	444.49	486.41	451.13	391.90	340.92
Net NOC	149,196	0.00	0.00	0.00	3,374.53	7,306.33	10,832.87	13,432.85	15,122.06	14,582.30	12,640.23	10,938.42
NPV NOC	\$36,818											

4.3.6. Perhitungan Contractor Net Cash Flow (Lanjutan)

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
SP Net Entitlement	124.79	111.75	100.47	90.71	82.28	74.36	67.45	62.02	57.34	53.29	49.18	43.32	39.56	35.51	43.75
SP Expl. Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SP Dev. Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	(14.00)
SP Opex	(47.15)	(41.16)	(36.00)	(31.56)	(27.73)	(23.76)	(20.24)	(17.80)	(15.71)	(13.90)	(12.35)	(8.68)	(7.53)	(6.53)	(5.68)
Signature Bonus															
Production Bonus	0.00	0.00	0.00	0.00	(5.00)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	(3.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Training Fee	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NCF 100% WI	77.63	70.59	64.47	59.15	49.54	50.60	47.20	44.22	41.63	39.39	33.83	34.65	32.04	28.97	24.07
End Cash Balance	954.36	1,024.96	1,089.43	1,148.58	1,198.12	1,248.72	1,295.92	1,340.14	1,381.77	1,421.16	1,454.99	1,489.64	1,521.67	1,550.64	1,574.71
NCF 50% WI	38.82	35.30	32.24	29.58	24.77	25.30	23.60	22.11	20.82	19.70	16.91	17.32	16.02	14.49	12.03
End Cash Balance	477.18	512.48	544.71	574.29	599.06	624.36	647.96	670.07	690.89	710.58	727.50	744.82	760.84	775.32	787.36
First Party / NOC															
NOC Revenue	8,521.79	7,362.03	6,355.24	5,482.80	4,727.85	4,075.29	3,511.74	3,025.38	2,605.89	2,244.22	1,932.51	1,663.94	1,432.59	1,233.33	1,061.73
NOC Share of Excess Profit	1,228.03	1,056.96	908.42	779.68	668.26	572.59	490.04	418.26	356.34	302.97	257.61	220.83	187.86	160.28	124.80
NOC Share of Production	9,749.82	8,418.98	7,263.65	6,262.48	5,396.11	4,647.88	4,001.78	3,443.64	2,962.23	2,547.19	2,190.12	1,884.77	1,620.45	1,393.61	1,186.53
Reimbursement to SP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOC after Reimbursement to SP	9,749.82	8,418.98	7,263.65	6,262.48	5,396.11	4,647.88	4,001.78	3,443.64	2,962.23	2,547.19	2,190.12	1,884.77	1,620.45	1,393.61	1,186.53
NOC After Reimbursement & Int. Paym	9,749.82	8,418.98	7,263.65	6,262.48	5,396.11	4,647.88	4,001.78	3,443.64	2,962.23	2,547.19	2,190.12	1,884.77	1,620.45	1,393.61	1,186.53
Recovery for Funding	297.04	259.27	226.77	198.79	174.71	149.66	127.51	112.15	98.94	87.56	77.77	54.66	47.41	41.16	49.79
Net NOC	9,452.78	8,159.71	7,036.89	6,063.69	5,221.41	4,498.22	3,874.27	3,331.48	2,863.30	2,459.63	2,112.35	1,830.11	1,573.04	1,352.44	1,136.74

Sumber: Olahan Penulis

Bersama ini hasil perhitungan NPV Lapangan Minyak Alpha menggunakan Dynamic DCF dan RO (simulasi Monte Carlo).

Tabel 4.4. Tabel Keekonomian Proyek

Type of Risk discounting	DCF		RO	
	Static	Monte Carlo	Static	Monte Carlo
Expected stakeholder cash flow NPV (\$ million)				
Contractor	194	211	279	328
NOC	36,818	40,879	54,812	60,984

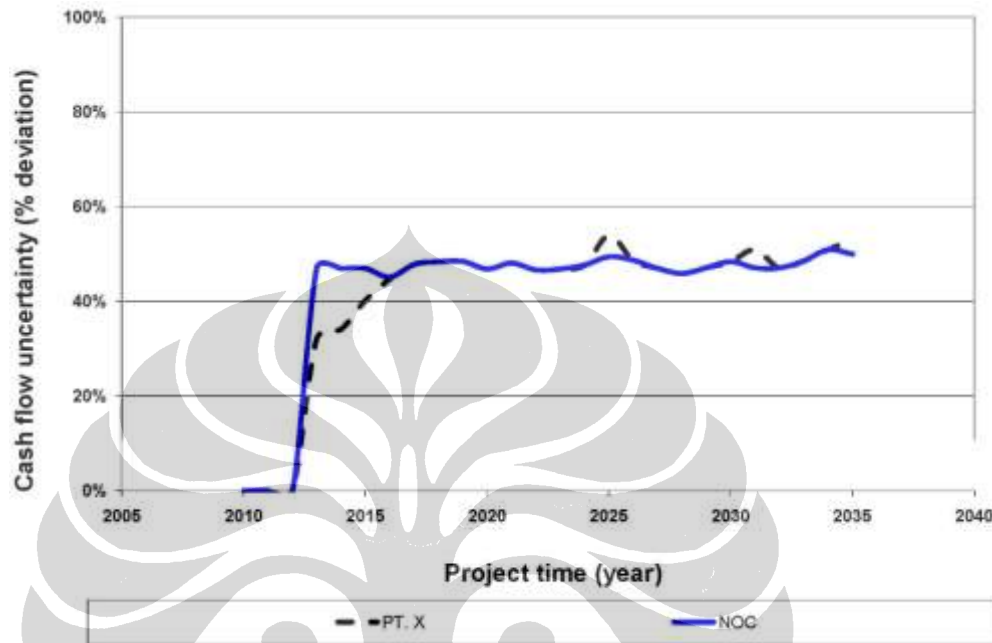
Sumber: Olahan Penulis

Sebagaimana terlihat pada Tabel 4.4. di atas, pendekatan DCF statis dengan faktor diskonto sebesar 15%, arus kas yang diterima PT. X mempunyai nilai NPV sebesar US\$194 juta dimana RO statis dengan faktor diskonto risiko sebesar 5%, NPV yang dihasilkan adalah sebesar USD279 juta. Perbedaan ini terjadi karena arus kas yang bersifat *non linearities*. Dalam metode DCF Monte Carlo, PT. X akan mendapatkan NPV sebesar US211 juta. Hasil yang lebih tinggi dari RO Monte Carlo yaitu sebesar USD328 juta yang merupakan nilai keekonomian yang paling baik untuk Lapangan Minyak Alpha yang digunakan oleh PT. X. Hal tersebut menunjukkan bahwa terdapat *upside* potensial pada Lapangan Minyak Alpha. Metode RO melihat risiko dari deviasi arus kas ke depan lebih rendah dibandingkan yang dilihat metode DCF. Perhitungan selengkapnya metode DCF dapat dilihat pada Lampiran 3, perhitungan Metode RO pada Lampiran 4 dan perhitungan *Oil PSC Project Monte Carlo Simulations* pada Lampiran 5.

4.4. Asumsi Probabilistic Model Lapangan Minyak Alpha

Melalui *Coefficient of Variation* (CoV) dapat dihitung tingkat ketidakpastian dari arus kas yang diterima. CoV adalah standar deviasi dari variabel yang memiliki ketidakpastian dibagi dengan nilai yang diharapkan sehingga akan didapatkan

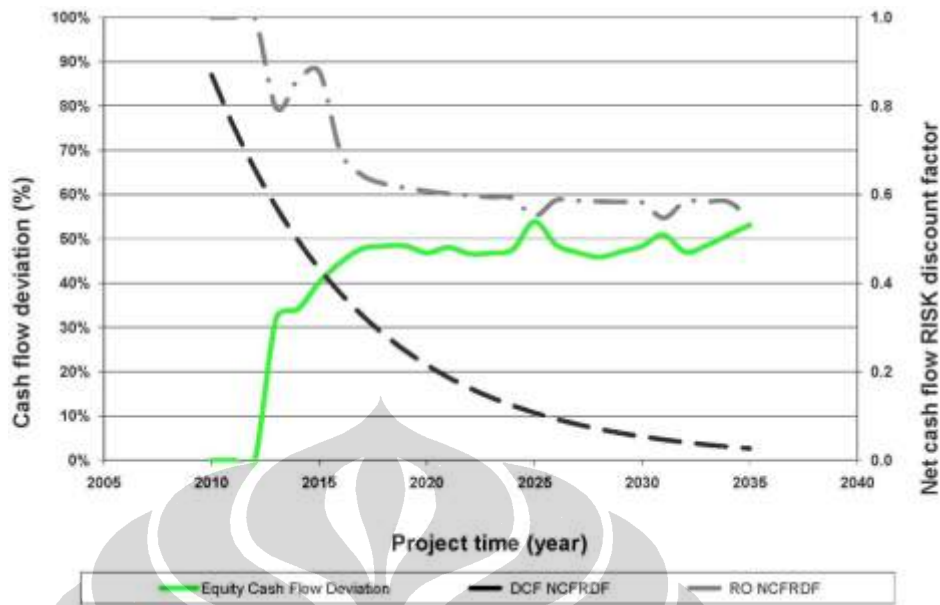
arus kas bersih setiap tahunnya. Semakin tinggi nilai CoV semakin tinggi tingkat ketidakpastiannya.



Gambar 4.3. Standar Deviasi Arus kas PT. X dan Pemerintah

Sumber: Olahan Penulis

Gambar 4.3. memperlihatkan nilai CoV dari arus kas selama proyek berlangsung. Tingginya nilai CoV di awal proyek disebabkan tingginya investasi yang harus dilakukan untuk pengeboran dan pembangunan fasilitas produksi. Namun pada tahun 2013, nilai CoV dari arus kas PT. X menurun dan bergerak stabil setelah tahun 2015. Pada tahun 2025 dan 2031, terjadi lonjakan CoV dari arus kas PT. X terhadap tingkat ketidakpastian arus kas yang diterima akibat adanya pembayaran production bonus kepada pemerintah sebesar USD5 juta dan USD3 juta. CoV dari pemerintah menunjukkan bahwa di awal produksi mengalami ketidakpastian yang tinggi dan tahun-tahun selanjutnya stabil karena Lapangan Minyak Alpha telah berproduksi normal pada 2014 dengan arus kas yang stabil.



Gambar 4.4. Standar Deviasi Arus Kas Metode DCF dan RO

Sumber: Olahan Penulis

Pada Gambar 4.4. di atas, dapat dibandingkan faktor risiko pada metode DCF dan RO yang diaplikasikan pada arus kas. Pada sumbu vertikal yang ada di sebelah kiri menunjukkan tingkat ketidakpastian dari arus kas tiap tahunnya dimana *Equity CF Deviation* diambil dari grafik sebelumnya. Pada sumbu vertikal kanan menunjukkan nilai *Net Cash Flow Free Risk Discounted Factor (NCFRDF)* untuk metode DCF dan RO. Pada metode DCF *cash flow uncertainty* mengalami *risk growing* yaitu semakin tingginya tingkat risiko yang dialami proyek ke depan dimana pada kenyataan hasil simulasi model tingkat *Equity CF Deviation* cenderung stabil setelah tahun 2015. Berlawanan dengan metode RO tingkat *cash flow uncertainty* stabil tidak tumbuh secara linear, melainkan tidak jauh berbeda dengan bentuk *Equity CF Deviation*.

Pada tahun 2011 ada suatu loncatan tingkat risiko dimana biaya investasi yang tinggi pada awal proyek. Nilai RO NCFRDF menunjukkan efektifitas risiko dari

arus kas yang menggambarkan adanya ketidakpastian arus kas. Sebagai contoh, pada tahun 2020 metode RO NCFRDF, nilai diskonto risiko turun menjadi \$0.40 per dollar. Hal ini berarti untuk setiap dollar arus kas yang terjadi pada tahun 2020 akan mempunyai nilai sebesar \$0.60 karena penyesuaian risiko. Berlawanan dengan DCF NCFRDF dimana penyesuaian risiko akan terus meningkat seiring dengan berjalannya waktu, sehingga tingkat ketidakpastian arus kas akan tumbuh seiring umur proyek.

Dengan demikian dari hasil analisis di atas terlihat secara teoritis, metode Real Options lebih tepat dalam menempatkan faktor diskonto untuk arus kas yang terjadi setiap tahunnya dibandingkan dengan metode DCF, sehingga metode RO lebih tepat untuk diaplikasikan pada industri perminyakan dengan tingkat ketidakpastian yang tinggi.

