

KAJIAN KEEKONOMIAN DALAM PENENTUAN ALOKASI INVESTASI PADA PENGEMBANGAN LAPANGAN-LAPANGAN MINYAK DI WILAYAH KERJA Z

Cahya Wahyu Dermawan

Pembimbing: *Ir. Sudono, M.T.*

Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung, Bekasi 17530

Email: cahyawahyu04@gmail.com

Abstrak

Studi ini mengevaluasi bagaimana memilih Lapangan- lapangan migas berdasarkan dengan , *Production Sharing Contract (PSC)* yang berlaku di Indonesia. Sejalan dengan keinginan pemerintah untuk terus mengupayakan meningkatkan penerimaan Negara dari sub sektor migas, maka salah satu langkah yang dilakukan untuk meningkatkan penerimaan Negara adalah menjaga kelangsungan produksi terutama dari kontrak-kontrak Wilayah Kerja Migas dan melakukan efisiensi pendistribusian modal investasi untuk setiap wilayah kerja yang akan dikerjakan.

Untuk dapat mengetahui evaluasi keekonomian pemilihan dan *fields development* minyak di Wilayah Kerja Z, maka dilakukan evaluasi dan kajian untuk mengambil kebijakan dan keputusan terhadap Lapangan- lapangan minyak yang ada di Wilayah Kerja Z ini.

Berdasarkan *economics study* dengan total investasi yang diberikan senilai 50 MM USD, disimpulkan bahwa lapangan yang dapat dikembangkan sebanyak tiga lapangan dari total lima lapangan di Wilayah Kerja Z dengan total investasi lapangan yang direkomendasikan yaitu Lapangan D (8.86 MM USD) , Lapangan C (17.91 MM USD) dan Lapangan B (18.6 MM USD)

Kata Kunci: *Economics Study, Production Sharing Contract, Fields Development*

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi di Indonesia merupakan komoditas penting bagi penerimaan Negara. Minyak dan gas masih memegang peran sebagai penyumbang kebutuhan energi nasional untuk beberapa dekade mendatang. Beberapa lapangan minyak yang sudah berproduksi dan berada dalam satu wilayah

kerja (WK) akan dikembangkan. Perusahaan akan memberikan anggaran untuk pengembangan lapangan-lapangan tersebut sebesar US\$MM 50 (Lima puluh juta Dollar Amerika Serikat) ^[17]. Pihak manajemen membutuhkan informasi untuk membuat keputusan terhadap lapangan-lapangan minyak

tersebut yakni, akan dikembangkan sendiri atau dikerjasamakan dengan pihak lain. Oleh karena itu diperlukan evaluasi keekonomian terhadap lapangan-lapangan minyak tersebut [11].

Dalam tugas akhir ini penyusun akan melakukan evaluasi beberapa lapangan minyak yang sudah berproduksi dan berada dalam suatu wilayah kerja yang sama. Kebutuhan mendesak yang dibutuhkan manajemen adalah melakukan evaluasi keekonomian dari lapangan-lapangan minyak yang ada.

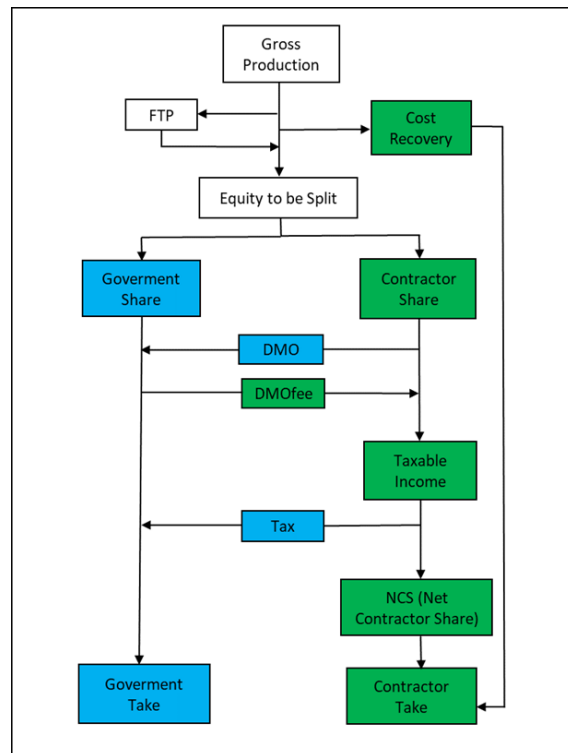
2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Evaluasi Keekonomian

Evaluasi keekonomian dalam pengembangan lapangan minyak adalah suatu penilaian secara kuantitatif untuk menentukan indikator keekonomian (IRR, NPV, POT, dll.) berdasarkan parameter-parameter keekonomian seperti produksi lapangan, investasi (baik capex dan opex), harga minyak, dan skema kontrak kerja sama lapangan minyak tersebut dengan pemerintah

2.2 *Production Sharing Contract* (Kontrak Bagi Hasil)

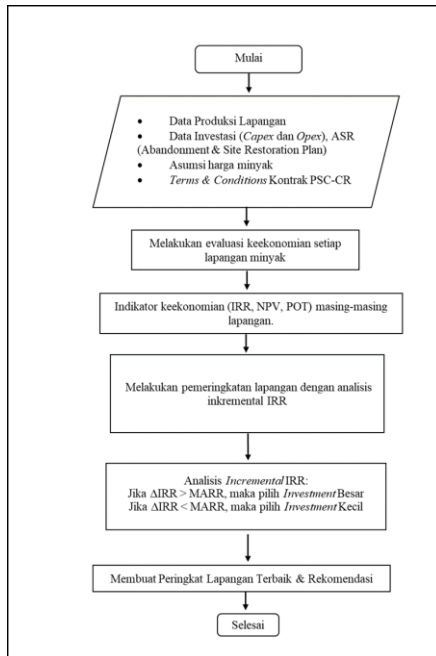
Production Sharing Contract (PSC) merupakan bentuk kerjasama antara kontraktor KKS dengan pemerintah dalam usaha pengembangan minyak dan gas bumi. Model Kontrak Kerja Sama lapangan-lapangan minyak di Wilayah Kerja Z adalah PSC Cost Recovery.



Gambar 1. Skema Pembagian Hasil *Production Sharing Contract* (Widjajono, 2006).

3. Metode Penelitian

3.1 Flowchart Penelitian



Gambar 1. Flowchart Penelitian

4. SKENARIO PENGEMBANGAN

Pada pengembangan Wilayah Kerja Z telah ditentukan skenario pengembangan untuk 5 lapangan dari Wilayah Kerja Z yang digunakan sebagai acuan analisis keekonomian. Penggunaan satu macam skenario ini bertujuan agar analisis terfokus pada perbandingan keekonomian dari semua lapangan. Pengembangan Wilayah Kerja Z dianalisis menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract - Cost Recovery* (PSC-CR). Perkiraan besarnya investasi pada Wilayah Kerja Z sebesar US\$ MM 50 (Lima puluh juta Dollar Amerika Serikat).

PSC Terms & Conditions :

Harga minyak dasar (base price) sebesar US\$ 60/barrel. Bagian Kontraktor adalah 40% (setelah pajak). Bagian Pemerintah adalah 60% (setelah pajak). Pajak Pemerintah ditentukan sebesar 40,5%. FTP = 5%, Cost recovery = 100%, DMO = 25%

4.1 Data Lapangan A

Economic Parameters & Assumptions: Biaya pemboran sumur pengembangan/sumur = 4.690.000 US\$. Biaya work over = 250.000 US\$/sumur. *Upgrade* fasilitas produksi = 1.298.745 US\$. Biaya operasi dianggap tetap sebesar US \$ 5,88/barrel. *Abandoned* per well = 188.383 US\$.

Tabel 1. Perkiraan Produksi

Laju alir Oil & Condensate, bbl			
Basecase	KUPL	KUPL + Infill	BC+KUPL+Infill
stb	stb	stb	stb
4,361	8,025	0	2,681
4,146	17,032	8,025	12,385
3,979	14,797	56,279	60,425
3,798	13,610	79,851	83,830
3,656	12,875	58,763	62,560
3,532	12,236	44,194	47,850
3,437	11,208	34,044	37,576
3,338	10,302	26,301	29,738
3,261	9,568	20,778	24,116
3,193	8,995	16,835	20,096
3,141	8,359	14,055	17,248
3,077	7,878	11,653	14,794
3,026	7,572	9,167	12,243
2,979	7,316	7,572	10,598
2,943	7,044	7,316	10,295
2,894	6,816	7,044	9,987
2,855	6,608	6,816	9,710
2,818	6,435	6,608	9,463
2,790	6,242	6,435	9,253
2,749	6,080	6,242	9,032
2,717	5,930	6,080	8,829

Tabel 2. Rangkuman Biaya Pengembangan

Development Costs	Cost Estimation	Remarks
Workover	1.500 MUS\$	KUPL 4 sumur@2019 dan 2 sumur@2022
Drilling & Completion Costs	9.380 MUS\$	2 development wells pada 2020 (asumsi 20% Tangible & 80% Intangible)
Production Facility Cost	1.298 MUS\$	Flowline, dan Pompa
Abandonment and Site Restoration Cost	876 MUS\$	ASR facility 750 MUS\$, ASR Well 9 x 262 MUS\$ US\$/well)
Operating Cost	2.587 MUS\$	Operational cost US\$ 5,88/bbl

4.2 Data Lapangan B

Economic Parameters & Assumptions: Biaya operasi dianggap tetap sebesar US \$ 5,88/barrel. Profil produksi menggunakan pengembangan produksi minyak dan kondensat apabila dilaksanakan KUPL dan pemboran sisipan. Biaya pemboran sumur pengembangan adalah 3.850.000 US\$. Biaya work over = 250.000 US\$/sumur. Biaya abandoned well = 188.383 US\$/well. Fasilitas Produksi (Surface Facility) 1,423 MUSD & 1,495 MUSD. Abandonment & Site Restoration Plan (ASR): 1,440 MMUSD.

Tabel 3. Perkiraan Produksi

Waktu	Laju alir Oil & Condensate, bbl		
	Basecase stb	KUPL stb	KUPL + Infill stb
Dec-19	39,404	-	-
Nov-20	28,871	80,271	80,271
Nov-21	21,497	151,500	216,900
Nov-22	16,109	104,839	253,430
Nov-23	12,246	72,716	177,339
Nov-24	9,409	50,479	124,152
Nov-25	7,321	35,149	87,274
Nov-26	5,714	24,323	61,016
Nov-27	4,511	16,870	42,801
Nov-28	1,890	13,410	31,740
Nov-29	-	11,040	24,060
Nov-30	-	6,691	15,894
Nov-31	-	1,525	7,338

Tabel 4. Rangkuman Biaya Pengembangan

Development Costs	Remarks
Workover	KUPL 3 sumur@2020 dan 3 sumur@2021
Drilling & Completion Costs	5 development wells pada 2020 (asumsi 20% Tangible & 80% Intangible)
Production Facility Cost	Flowline, dan Pompa
Abandonment and Site Restoration Cost	ASR facility 750 MUS\$, ASR Well 5 x 188 MUS\$ US\$/well)
Operating Cost	Operational cost US\$ 5,88/bbl

4.3 Data Lapangan C

Economic Parameters & Assumption: Biaya operasi dianggap tetap sebesar US \$ 5,88/barrel. Profil produksi menggunakan pengembangan produksi minyak dan kondensat apabila dilaksanakan KUPL dan pemboran sisipan. Biaya pemboran sumur pengembangan adalah 3.850.000 US\$. Biaya work over = 250.000 US\$/sumur. Biaya abandoned = 188.383 US\$/well. Fasilitas Produksi (Surface Facility): 1,423 MUSD & 1,495 MUSD. Abandonment & Site Restoration Plan (ASR) : 1,440 MMUSD.

Tabel 5. Perkiraan Produksi

Waktu	Laju alir Oil & Condensate, bbl		
	Basecase stb	KUPL stb	KUPL + Infill stb
Dec-19	39,404	-	-
Nov-20	28,871	89,101	92,312
Nov-21	21,497	168,165	249,435
Nov-22	16,109	116,371	291,444
Nov-23	12,246	80,715	203,940
Nov-24	9,409	56,032	142,775
Nov-25	7,321	39,015	100,365
Nov-26	5,714	26,999	70,168
Nov-27	4,511	18,726	49,221
Nov-28	1,890	14,885	36,500
Nov-29	-	12,255	27,669
Nov-30	-	7,427	18,278
Nov-31	-	1,693	8,439

Tabel 6. Rangkuman Biaya Pengembangan

Development Costs	Remarks
Workover	KUPL 3 sumur@2020 dan 3 sumur@2021
Drilling & Completion Costs	5 development wells pada 2020 (asumsi 20% Tangible & 80% Intangible)
Production Facility Cost	Flowline, dan Pompa
Abandonment and Site Restoration Cost	ASR facility 750 MUS\$, ASR Well 5 x 188 MUS\$ US\$/well)
Operating Cost	Operational cost US\$ 5,88/bbl

4.4 Data Lapangan D

Economic Parameters & Assumptions: Biaya operasi dianggap tetap sebesar US\$ 5,88/barrel. Profil produksi menggunakan pengembangan produksi minyak masing-masing Skenario. Biaya pemboran sumur pengembangan adalah 4.045.000 US\$. Biaya work over = 250.000 US\$/sumur. Biaya abandoned per well = 262.000 US\$. Upgrade fasilitas produksi = 1.650.000 US\$. Fasilitas Produksi - *Surface Facility* : 13,200 MUSD & 4,950 MUSD.

Tabel 7. Rangkuman Biaya Pengembangan

Development Costs	Cost Estimation	Remarks
Workover	1.500 MUS\$	KUPL 2 sumur@2020 dan 4 sumur@2022
Drilling & Completion Costs	12.135 MUS\$	3 development wells pada 2022 (asumsi 20% Tangible & 80% Intangible)
Production Facility Cost	1.650 MUS\$	Flowline, dan Pompa
Abandonment and Site Restoration Cost	3.108 MUS\$	ASR facility 750 MUS\$, ASR Well 9 x 262 MUS\$ US\$/well)
Operating Cost	6.335 MUS\$	Operational cost US\$ 5,88/bbl

Tabel 8. Perkiraan Produksi

Waktu	Produksi Tahunan		
	Basecase	BC+WO	BC+WO+Infill
	Bbl	Bbl	Bbl
Dec-19	131,261	131,261	131,261
Dec-20	126,082	135,437	135,437
Dec-21	118,920	141,287	141,287
Dec-22	112,902	165,503	209,071
Dec-23	106,281	169,508	235,609
Dec-24	98,950	159,287	217,170
Dec-25	94,540	148,764	199,050
Dec-26	88,692	139,241	182,976
Dec-27	85,068	130,258	168,262
Dec-28	82,496	122,124	155,245
Dec-29	79,714	113,841	142,606
Dec-30	77,208	106,405	131,560
Dec-31	75,153	99,460	121,596
Dec-32	73,289	93,240	112,943
Dec-33	71,196	86,978	104,621
Dec-34	69,194	81,434	97,493
Dec-35	67,087	76,331	91,171
Dec-36	64,858	71,847	85,812
Dec-37	62,892	67,391	80,655
Dec-38	57,068	63,541	76,337
Dec-39	55,621	60,084	72,547
Dec-40	54,519	54,568	69,402
Dec-41	53,158	53,158	66,270
Dec-42	51,983	51,983	63,652
Dec-43	50,845	50,845	61,286
Dec-44	49,849	49,849	59,261
Dec-45	48,604	48,604	57,026
Dec-46	47,407	47,407	54,999
Dec-47	46,185	46,185	52,947
Dec-48	44,943	44,943	50,937
Dec-49	43,433	43,433	48,484
Dec-50	42,165	42,165	45,939
Dec-51	40,936	40,936	43,093
Dec-52	39,849	39,849	40,013
Dec-53	38,605	38,605	38,605
Dec-54	34,407	34,407	34,407

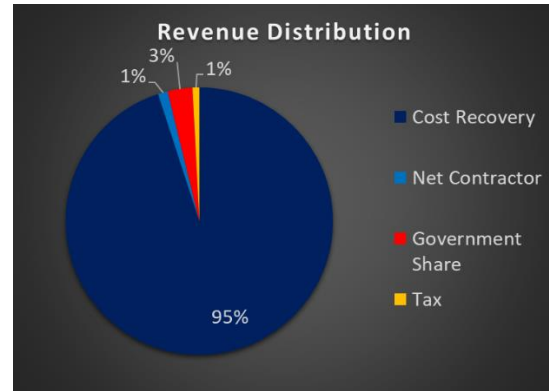
4.5 Data Lapangan E

Tabel 9. Perkiraan Produksi

Waktu	BC + Infill Bbl
Dec-19	10,348
Nov-20	114,814
Nov-21	367,197
Nov-22	464,937
Nov-23	428,532
Nov-24	383,392
Nov-25	307,888
Nov-26	269,253
Nov-27	212,642
Nov-28	186,840
Nov-29	158,301
Nov-30	136,868
Nov-31	122,855
Nov-32	108,547
Nov-33	100,879
Nov-34	92,761
Nov-35	81,720
Nov-36	74,190
Nov-37	64,696
Nov-38	61,192
Nov-39	50,717

Tabel 10. Rangkuman Biaya Pengembangan

Year	Capital, MUS\$	Non Capital, MUS\$	Operating Cost, MUS\$
2019	1,750	6,371	6,433
2020	3,588	11,884	689
2021	16,077	12,183	2,203
2022	942	4,009	2,790
2023	-	1,150	2,571
2024	-	1,119	2,300
2025	-	1,089	1,847
2026	-	1,060	1,616
2027	-	1,032	1,276
2028	-	1,005	1,121
2029	-	978	950
2030	-	936	821
2031	-	895	737
2032	-	856	651
2033	-	819	605
2034	-	784	557
2035	-	751	490
2036	-	720	445
2037	-	690	388
2038	-	661	367
2039	-	634	304



Gambar 3. Revenue Distribution Lapangan A

5. EVALUASI KEEKONOMIAN

5.1 Evaluasi Lapangan A

Dari hasil kalkulasi yang telah dilakukan pada *file spreadsheet* “Lapangan A” diperoleh hasil evaluasi keekonomian sebagai berikut:

Tabel 11. Economic Indicators Lapangan A

Economic Indicators	Oil
Total Minimum Investment (M USD)	12,700
Total Expenditures (M USD)	25,390
Net Present Value @10% (M USD)	230
Payout Time (POT), Years	10.41
Internal Rate of Return (IRR), %	5.86
Profit to Investment Ratio	1.01

Tabel 12. Revenue Distribution Lapangan A

Revenue Distribution	Contractor	Government
Total Net Recovery (M USD)	31,042	-
Total Net Share (M USD)	389	980
Total Tax (M USD)	-	265
Total Take (M USD)	31,431	1,245
Total Revenue (M USD)	32,676	

5.2 Evaluasi Lapangan B

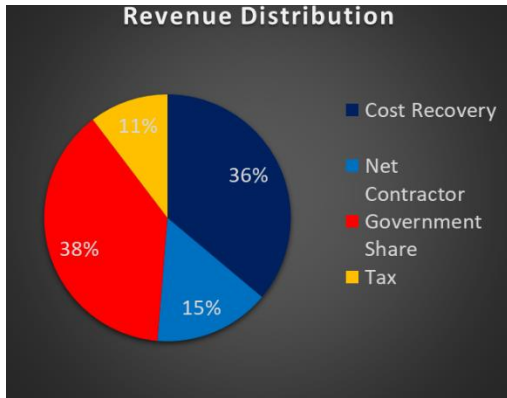
Dari hasil kalkulasi yang telah dilakukan pada *file spreadsheet* “Lapangan B” diperoleh hasil evaluasi keekonomian sebagai berikut:

Tabel 23. Economic Indicators Lapangan B

Economic Indicators	Oil
Total Minimum Investment (M USD)	17,589
Total Expenditure (M USD)	31,707
Net Present Value @10% (M USD)	6,949
Payout Time (Tahun)	3.83
Internal Rate of Return	26.79%
Profit to Investment Ratio	1.22

Tabel 14. Revenue Distribution Lapangan B

Revenue Distribution	Contractor	Government
Total Net Recovery (M USD)	31,596	-
Total Net Share (M USD)	13,313	33,562
Total Tax (M USD)	-	9,062
Total Take (M USD)	44,909	42,624
Total Revenue (M USD)	87,533	



Gambar 4. Revenue Distribution Lapangan B

5.3 Evaluasi Lapangan C

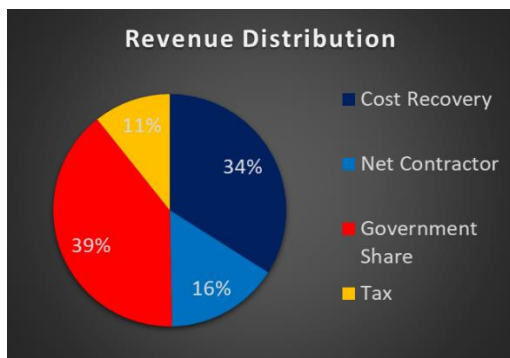
Dari hasil kalkulasi yang telah dilakukan pada *file spreadsheet* “Lapangan C” diperoleh hasil evaluasi keekonomian sebagai berikut:

Tabel 35. Economic Indicators Lapangan C

Economic Indicators	Oil
Total Minimum Investment (M USD)	16,865
Total Expenditure (M USD)	34,214
Net Present Value @10% (M USD)	8,634
Payout Time (Tahun)	3.62
Internal Rate of Return	32.16%
Profit to Investment Ratio	1.25

Tabel 16. Revenue Distribution Lapangan C

Revenue Distribution	Contractor	Government
Total Net Recovery (M USD)	34,214	-
Total Net Share (M USD)	15,815	39,869
Total Tax (M USD)	-	10,765
Total Take (M USD)	50,029	50,634
Total Revenue (M USD)	100,663	



Gambar 5. Revenue Distribution Lapangan C

5.4 Evaluasi Lapangan D

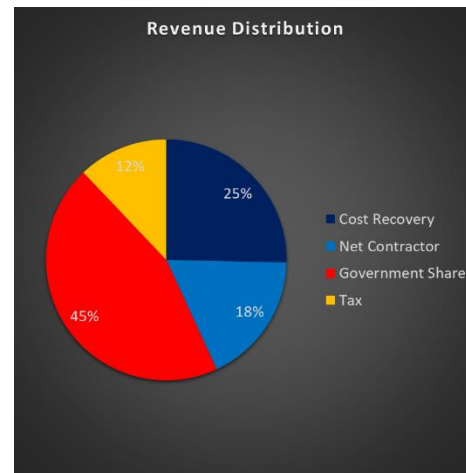
Dari hasil kalkulasi yang telah dilakukan pada *file spreadsheet* “Lapangan D” diperoleh hasil evaluasi keekonomian sebagai berikut:

Tabel 17. Revenue Distribution Lapangan D

Economic Indicators	Oil
Total Minimum Investment (M USD)	11,106
Total Expenditure (M USD)	60,641
Net Present Value @10% (M USD)	26,689
Payout Time (Tahun)	5.11
Internal Rate of Return	24.16%
Profit to Investment Ratio	1.44

Tabel 18. Revenue Distribution Lapangan D

Revenue Distribution	Contractor	Government
Total Net Recovery (M USD)	60,641	-
Total Net Share (M USD)	42,482	107,098
Total Tax (M USD)	-	28,916
Total Take (M USD)	103,123	136,014
Total Revenue (M USD)	239,137	



Gambar 6. Revenue Distribution Lapangan D

5.5 Evaluasi Lapangan E

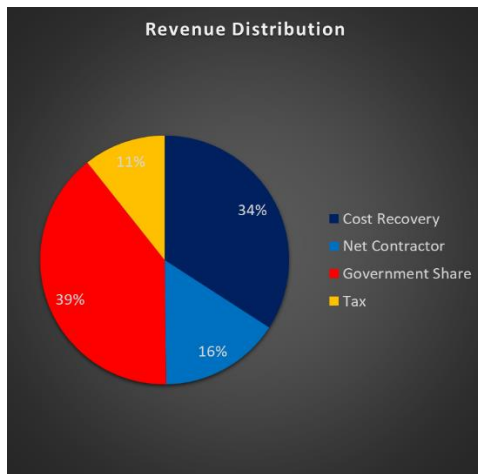
Dari hasil kalkulasi yang telah dilakukan pada *file spreadsheet* “Lapangan D” diperoleh hasil evaluasi keekonomian sebagai berikut:

Tabel 19. *Revenue Distribution Lapangan E*

Economic Indicators	Oil
Total Minimum Investment (M USD)	24,237
Total Expenditure (M USD)	101,144
Net Present Value @10% (M USD)	29,111
Payout Time (Tahun)	4.79
Internal Rate of Return	23.25%
Profit to Investment Ratio	1.29

Tabel 20. *Revenue Distribution Lapangan E*

Revenue Distribution	Contractor	Government
Total Net Recovery (M USD)	101,144	-
Total Net Share (M USD)	46,444	117,087
Total Tax (M USD)	-	31,613
Total Take (M USD)	147,588	148,700
Total Revenue (M USD)	296,288	



Gambar 7. *Revenue Distribution Lapangan E*

5.6 Pemilihan Lapangan Terbaik

Tabel 21. Summary dari Indikator Keekonomian Tiap Lapangan A,B,C,D dan E

Lapangan	A	B	C	D	E
Investasi (M USD)	25,390	31,707	34,214	60,641	101,144
IRR, %	5.86	26.79	32.16	24.16%	23.25
NPV@10% (M USD)	230	6,949	8,634	26,689	29,111
POT (Tahun)	10.41	3.83	3.62	5.11	4.79

Tabel 22. *Evaluasi IRR Incremental*

Parameter	Nilai
IRR incremental A&B	95%
IRR incremental B&C	> 100%
IRR incremental B&D	96%
IRR incremental B&E	17%
IRR incremental C&D	49%
IRR incremental D&E	7%
IRR incremental C&E	13%

Dari hasil dari IRR *Incremental* perbandingannya pemilihan lapangan adalah :

- $IRR\Delta_{A-B} > MARR$, maka dipilih lapangan B
- $IRR\Delta_{B-C} > MARR$, maka dipilih lapangan C
- $IRR\Delta_{C-D} < MARR$, maka dipilih lapangan C
- $IRR\Delta_{C-E} < MARR$, maka dipilih lapangan C
- $IRR\Delta_{B-D} > MARR$, maka dipilih lapangan D
- $IRR\Delta_{B-E} > MARR$, maka dipilih lapangan E
- $IRR\Delta_{D-E} < MARR$, maka dipilih lapangan D

Berdasarkan hasil dari IRR *Incremental* tersebut, maka urutan lapangan dari yang terbaik menurut segi keekonomiannya adalah:

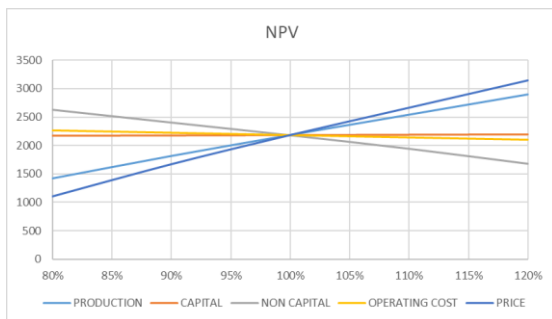
1. Lapangan C : Minimal Total Investment 16,865 MMUS\$
2. Lapangan D : Minimal Total Investment 11,106 MMUS\$
3. Lapangan E : Minimal Total Investment 24,237 MMUS\$
4. Lapangan B : Minimal Total Investment 17,589 MMUS\$

5. Lapangan A : Minimal Total Investment
12,700 MMUS\$

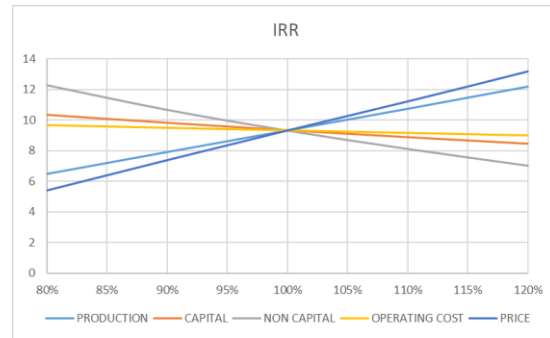
Pada kasus ini, kontraktor membatasi investasi sampai dengan maksimum 50 MM USD, sehingga: Lapangan C, Lapangan D , dan Lapangan B yang akan dikembangkan. Dan Lapangan E masih ekonomis, sehingga dapat dikerjasamakan dengan pihak lain.

5.7 Analisis Sensitivitas Keekonomian

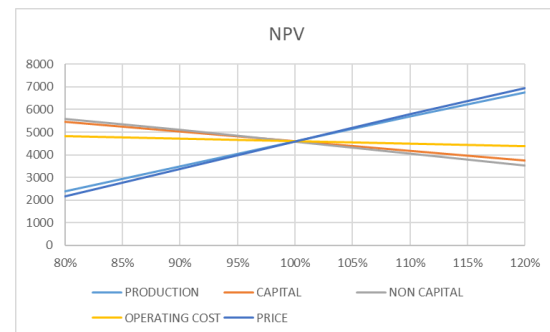
Tujuan dari analisis sensitivitas adalah untuk mengetahui seberapa sensitif parameter yang dipilih berpengaruh terhadap performa ekonomi proyek pengembangan. Untuk memperoleh hasil analisis digunakan metode *Spider Diagram* sebagai fungsi perubahan harga, produksi, *capital cost*, *non-capital cost*, dan *operating cost*. Hasil sensitivitas tersebut disajikan pada Gambar berikut :



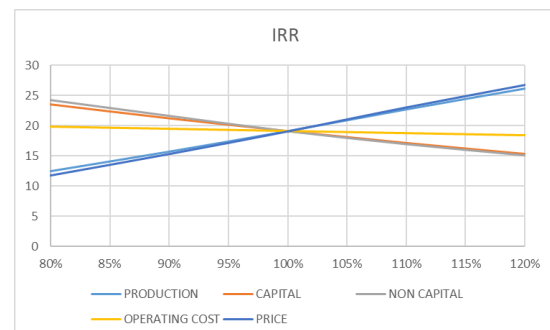
Gambar 8. Sensitivitas NPV Lapangan A



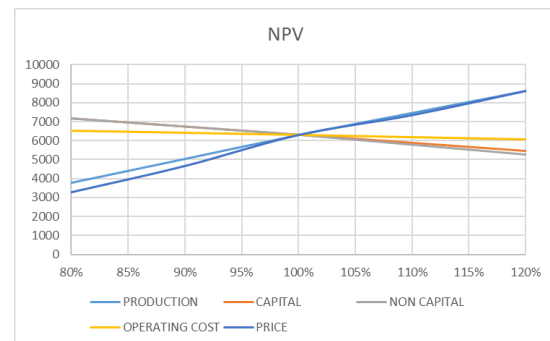
Gambar 9. Sensitivitas IRR Lapangan A



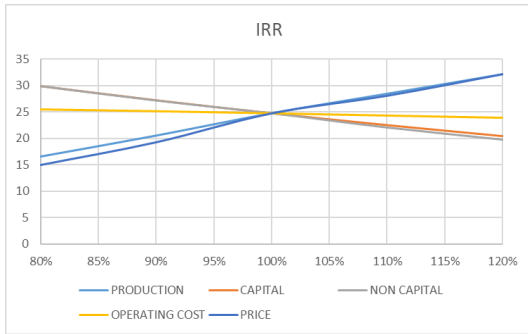
Gambar 10. Sensitivitas NPV Lapangan B



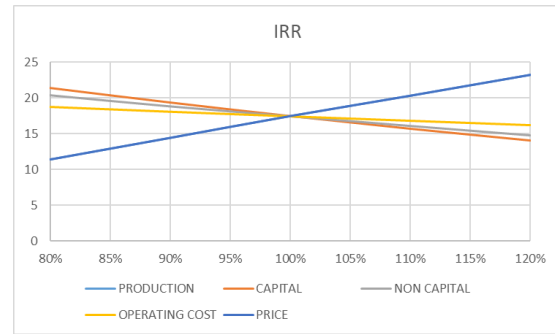
Gambar 11. Sensitivitas IRR Lapangan B



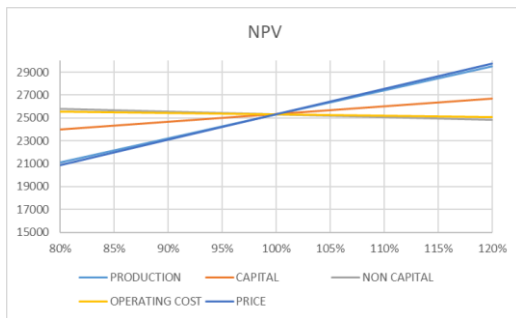
Gambar 12. Sensitivitas NPV Lapangan C



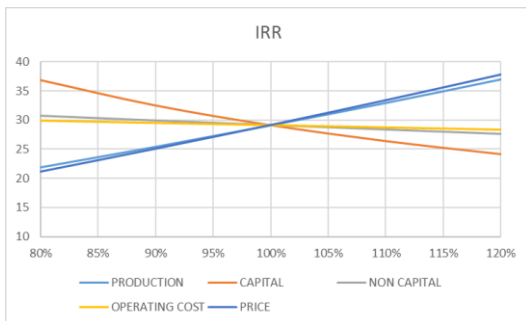
Gambar 13. Sensitivitas IRR Lapangan C



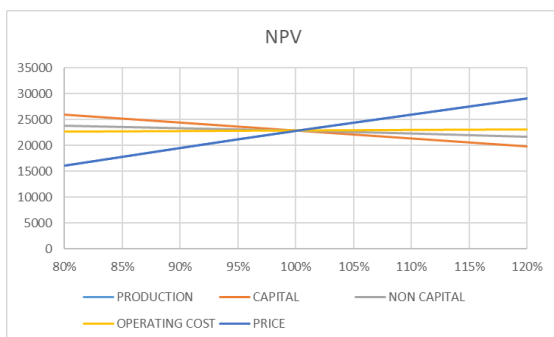
Gambar 17. Sensitivitas IRR Lapangan E



Gambar 14. Sensitivitas NPV Lapangan D



Gambar 15. Sensitivitas IRR Lapangan D



Gambar 16. Sensitivitas NPV Lapangan E

Berdasarkan hasil analisis sensitivitas indikator keekonomian pada hasil perhitungan di atas menunjukkan bahwa pengembangan Lapangan A, Lapangan B, Lapangan C, Lapangan D dan Lapangan E sangat sensitif terhadap perubahan produksi dan harga minyak, sensitif terhadap perubahan modal, serta kurang sensitif terhadap perubahan biaya operasi.

6. PENUTUP

6.1 Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil evaluasi keekonomian dan pemeringkatan, peringkat keekonomian lapangan yang terbaik sampai yang terburuk adalah Lapangan C, Lapangan D, Lapangan E, dan Lapangan B. Lapangan A tidak ekonomis sehingga tidak akan dikembangkan

2. Batas investasi yang diperbolehkan oleh manajemen untuk mengembangkan lapangan adalah maksimum 50.00 MMUS\$, sehingga Lapangan D, Lapangan C, dan Lapangan B akan dikembangkan sendiri (Total investasi sebesar 45,56 MMUS\$) serta Lapangan E

dapat dikerjasamakan dengan pihak lain karena ekonomis secara keekonomian (IRR= 23.25%). Lapangan A tidak dikembangkan sendiri karena tidak ekonomis, Namun apabila ada pihak lain (Perusahaan) yang dengan operasionalnya dapat membuat keekonomian Lapangan A menjadi ekonomis. Pihak perusahaan dapat bekerjasama dengan resiko yang paling kecil (yaitu tanpa investasi, tetapi mendapatkan share jika lapangan tersebut berproduksi).

6.2 Saran

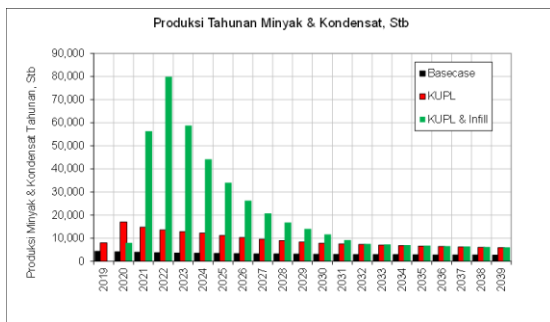
1. Berdasarkan analisis sensitivitas, karena faktor produksi dan harga minyak sangat sensitif terhadap keekonomian proyek.
2. Seyogyanya dilakukan analisis resiko terhadap parameter-parameter yang menjadi input keekonomian sehingga akan dapat dilihat risiko dari pengembangan minyak di Wilayah Kerja Z.

DAFTAR PUSTAKA

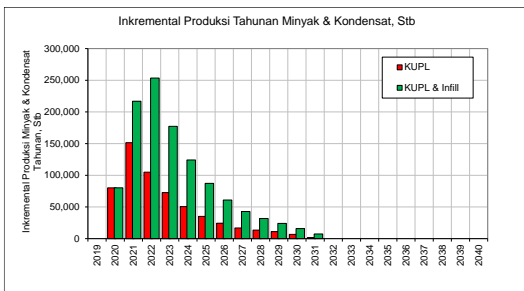
- Arsegianto. 2000. Ekonomi Minyak dan Gas Bumi, Diktat Kuliah Teknik Perminyakan ITB.
- Fauzan, Raden Mas. 2018. Evaluasi Ekonomi Wilayah Kerja Migas X Dalam Perpanjangan Kontrak Kepada Pemerintah. Bekasi: Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- Kadya Hanindio. 2019. Evaluasi Keekonomian Dalam Penentuan Rencana Pengembangan Lapangan Migas di Wilayah Kerja X. Bekasi: Institut Teknologi Sains Bandung
- Lapi ITB. Konsep Perhitungan Keekonomian Lapangan Migas dan Sistem Bagi Hasilnya Antara Kontraktor, Pemerintah Pusat, dan Daerah. Bandung: Lapi ITB.
- Lubiantara, B. 2012. Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas. Jakarta.
- Pakarmigas. 2015. Subtansi Kontrak Kerja Sama Minyak dan Gas Bumi. Internet. Tersedia di: <https://www.pakarmigas.wordpress.com/2015/04/24/subtansi-kontrak-kerjasama-minyak-dan-gas-bumi/amp/>
- Partowidagdo, Widjajono. 2002. Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi. Bandung: Program Studi Pasca Sarjana ITB.
- Abdullah, Gamil. 2008. Makalah Prof. Widjajono Partowidagdo tentang Production Sharing Contract (PSC) dan Cost Recovery di Industri Hulu Migas Indonesia. Internet. Tersedia di: <http://gamil-opinionblogspot.com/2008/08/makalah-prof-widjajono-partowidagdo.html?m=1>

- Partowidagdo, W. 2000. Pengelolaan Lapangan. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Pratama, Y. B. (2016). Kajian Keekonomian Pengembangan Lapangan Migas di Wilayah Y [Tugas Akhir]. Deltamas: Institut Teknologi dan Sains Bandung.

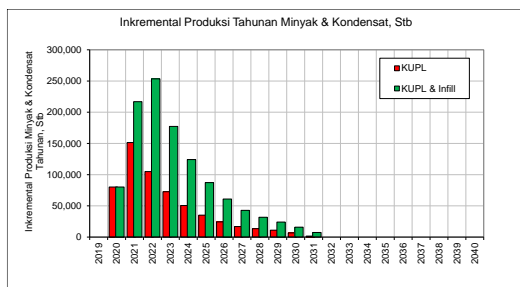
LAMPIRAN



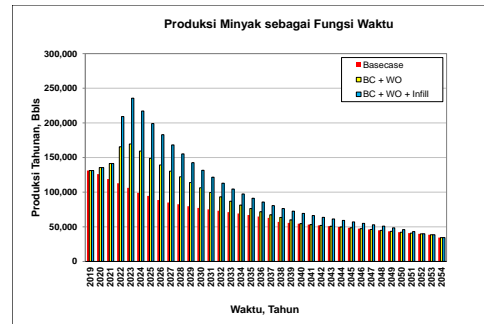
Gambar 27. Profil Produksi POFD Lapangan A



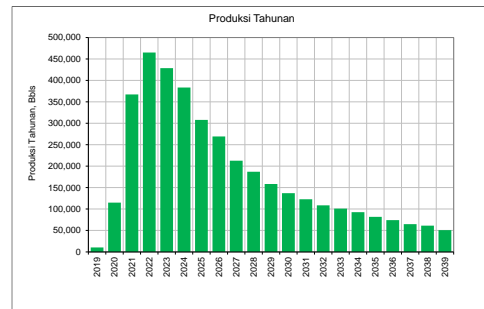
Gambar 18. Profil Produksi POFD Lapangan B



Gambar 19. Profil Produksi POFD Lapangan C



Gambar 20. Profil Produksi POFD Lapangan D



Gambar 21. Profil Produksi POFD Lapangan D