

Analisa Keekonomian Sumur “D” dan “Y” Lapangan “NOAM” Pada Penggunaan Electrical Submersible Pump (ESP)

Agnes Triana Pamassangan¹, Deny Fatryanto², Jan Friadi Sinaga³, Karnila Willard⁴, Firdaus⁵, Luthfiyah Atisa Fadhilah⁶

¹²³⁴⁵⁶ Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi; Balikpapan

correspondence e-mail*, muhammadvijayawaluddin@gmail.com

Submitted:

Revised: 2023/10/01;

Accepted: 2023/10/21; Published: 2025/11/11

Abstract

The oil and gas industry has an important role in the country, namely as a source of national budget revenue and as an energy provider. To meet the energy supply, it is sought to maximize production in the existing oil and gas field, so that an artificial lift of the Electrical Submersible Pump is carried out in the “D” and “Y” wells of the “NOAM” field. This study was conducted to calculate and analyze the economics of the “D” and “Y” wells of the “NOAM” field in the Electrical Submersible Pump project to determine whether the project is profitable to continue or not, and to find out what economic parameters can affect the profit. The results of the economic analysis of the “D” and “Y” wells, obtained from the “D” well, namely NPV of 4,009,400 USD, IRR value of 44.42% and POT value of 1.43 years. Meanwhile, the “Y” well obtained NPV -2,329,510 USD, IRR -24.62% and POT 3.07 years. From the sensitivity results using spider diagrams that have been carried out at the “D” well, the increase in total production and oil prices affects NPV and NCF, IRR is influenced by production, Capex, and oil prices and for GOI Take is influenced by Opex and oil prices. Whereas in well “Y”, production, Capex and oil prices affect NPV, IRR and NCF and GOI Take is not affected by changes in economic elements. From the results of the calculation and sensitivity analysis, the use of Electrical submersible Pump is economical to continue in well “D” while in well “Y” it is not economical to continue.

Keywords



Electrical Submersible Pump, Economic Analysis, Sensitivity Analysis

© 2023 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>.

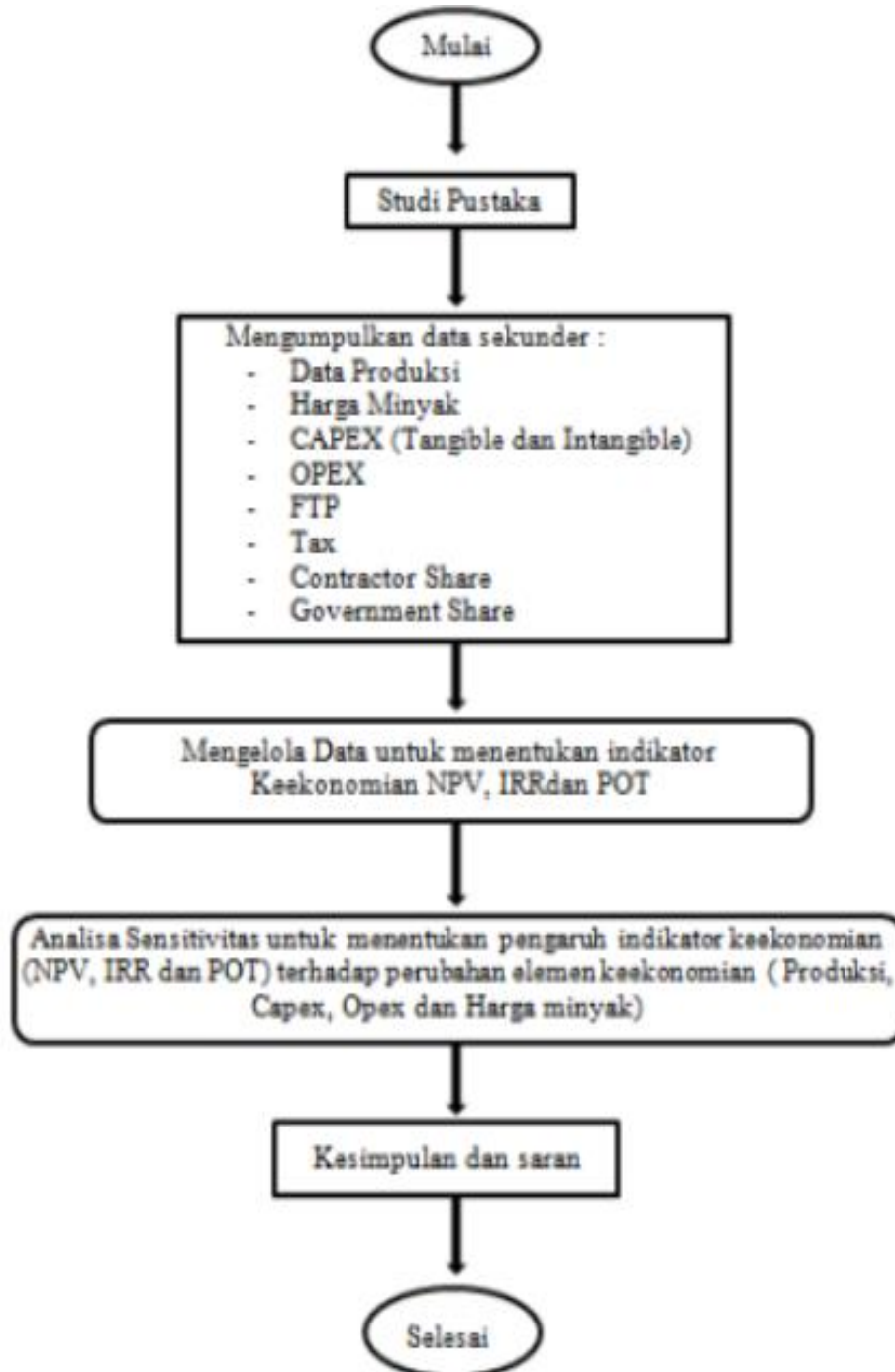
PENDAHULUAN

Sektor Industri minyak dan gas bumi mempunyai peranan penting dalam negara yaitu sebagai sumber pendapatan APBDN dan sebagai penyedia energi. Dalam rangka menyediakan permintaan energi untuk kegiatan sehari-hari, pemerintah menargetkan untuk tahun 2030 sebesar 1 juta BOPD untuk minyak dan gas sebesar 12 BSCFD (SKK MIGAS, 2023).

Disamping meningkatnya permintaan tersebut industri migas memiliki tantangan dimana kurang maksimalnya produksi minyak, kasus ini pun terjadi pada sumur DY lapangan NOAM, sehingga dilakukan metode pengangkatan buatan (artificial lift) dengan memasang Electrical

Submersible Pump. Artificial lift merupakan metode yang sering digunakan untuk memproduksi minyak dari sebuah sumur minyak setelah tekanan alami di dalam sumur tersebut tidak mampu lagi untuk mengangkat minyak ke permukaan. (Sari, D., A dkk., 2016). Aspek perencanaan merupakan elemen yang sangat penting dalam suatu penggunaan metode pengangkatan buatan (artificial lift), mengingat investasi yang besar, bahkan resiko penurunan produksi yang merupakan tantangan untuk menyusun suatu sistem manajemen lapangan minyak yang baik dan terarah melalui optimalisasi asset – asset produksi. Sehingga perlu dilakukan analisa keekonomian dari suatu proyek penggunaan pengangkatan buatan (artificial lift). Analisa keekonomian dilakukan untuk meyakinkan bahwa proyek yang dikerjakan layak dan memberikan keuntungan sesuai dengan kriteria investasi yang diinginkan. Dalam penelitian ini dilakukan untuk menghitung dan menganalisa keekonomian pada proyek penggunaan Electrical Submersible Pump di sumur DY lapangan NOAM untuk mengetahui apakah proyek tersebut menguntungkan untuk dilanjutkan atau tidak, serta mengetahui parameter keekonomian apa saja yang dapat mempengaruhi keuntungan tersebut.

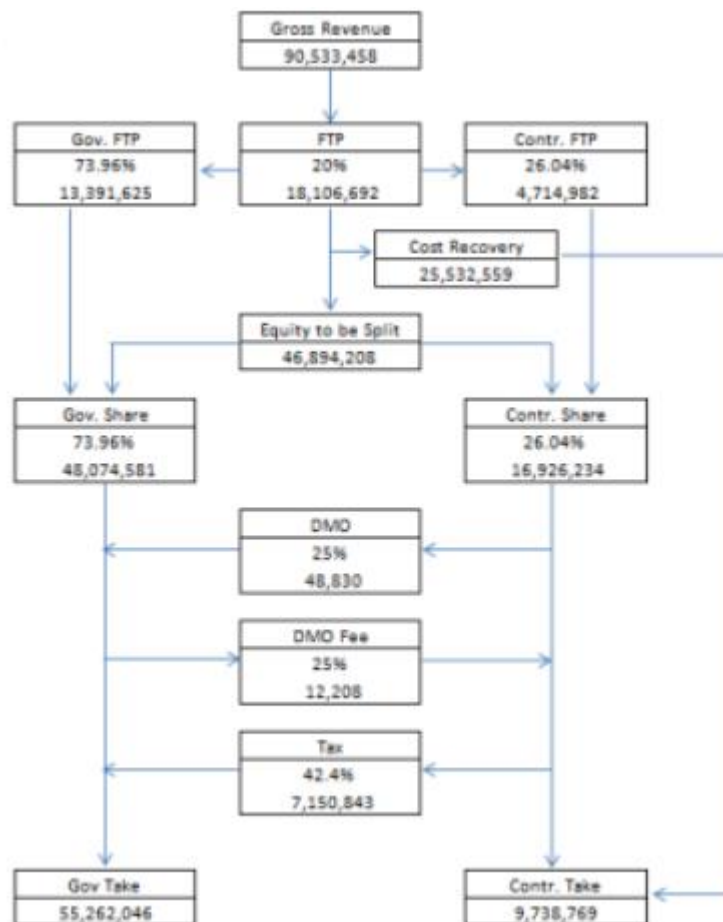
METODE

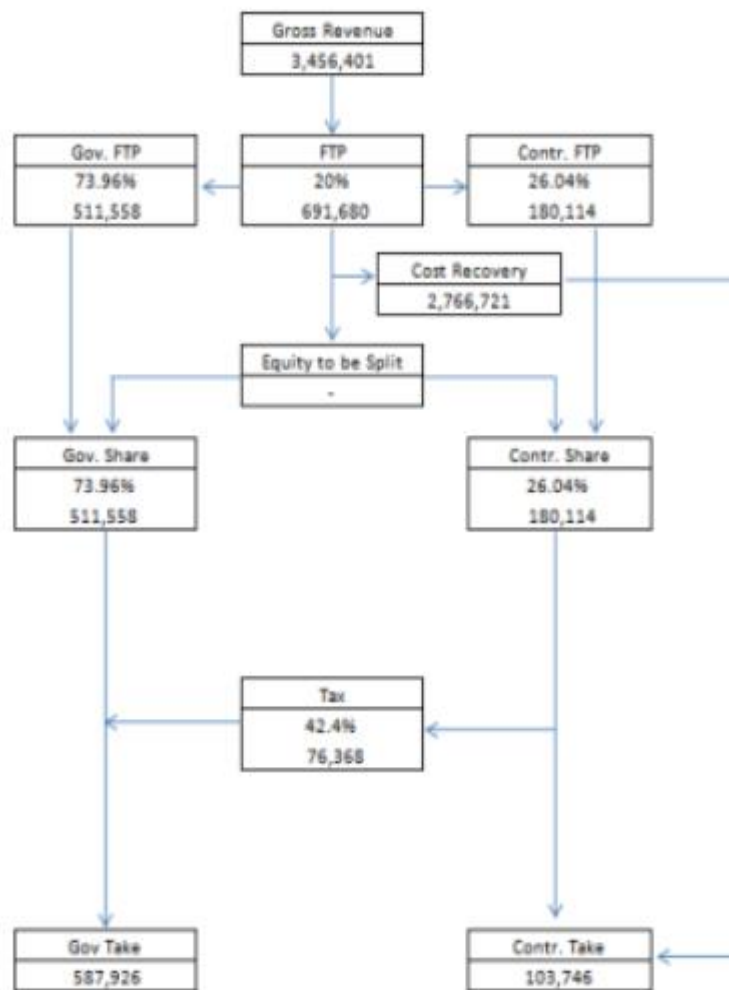


HASIL DAN PEMBAHASAN

Setelah data dari Sumur “D” dan “Y” lapangan NOAM diperoleh maka dilakukan perhitungan dan hasil yang didapatkan dibentuk dalam skema seperti yang dibawah ini di mana menunjukkan alur dari perhitungan keekonomian sumur D dan Y pada penggunaan

Electrical Submersible Pump gmenggunakan metode Cost recovery yang dapat dilihat pada skema berikut





Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan maka didapatkan hasil sebagai

Parameter Keekonomian		
NPV	4,009,400	USD
IRR	44.42	%
POT	1.43	Tahun

kut :

Dari menunjukkan bahwa nilai keuntungan yang didapatkan dari nilai NPV sebesar 4,009,400 USD, nilai yang dianggap layak karena lebih dari nol. Nilai IRR yang di dapatkan adalah 44.42% yang dapat dikatakan layak untuk dijalankan karena nilai IRR lebih besar dari nilai discount factor yang digunakan dalam proyek gini. Dan nilai POT yang

Parameter Keekonomian		
NPV	-2,329,497	USD
IRR	-24.61	%
POT	3.07	Tahun

atkan adalah 1.43 tahun yang dapat diartikan bahwa proyek ini akan mulai untung setelah 1.43 tahun sejak kontrak.

Dari tabel menunjukkan bahwa nilai NPV -2,329,497 USD, nilai yang dianggap tidak layak karena nilai yang diperoleh dibawah nol atau bernilai negatif. Nilai IRR yang di dapatkan adalah -24.61% yang dapat dikatakan tidak layak untuk dijalankan karena nilai IRR lebih kecil dari nilai discount factor yang digunakan dalam proyek gini. Dan nilai POT yang didapatkan adalah 3.07 tahun.

Analisa sensitivitas merupakan analisa yang berfungsi untuk mengetahui kesensitivitas indikator keekonomian terhadap perubahan elemen keekonomian. Proyek gindustri gmigas umumnya memiliki ketidakpastian yang sangat memengaruhi keuntungan sehingga analisa sensitivitas ini diperlukan. Elemen keekonomian yang digunakan dalam analisa sensitivitas yaitu produksi, Capex, Opex dan Harga minyak. Analisa sensitivitas dilakukan pada indikator keekonomian NPV, NCF, IRR dan GOI Take terhadap skema PSC Cost Recover dari keempat indikator keekonomian tersebut dilakukan perubahan skala dengan penurunan 10% dan peningkatan 10%. Pada Sumur “D” dapat dilihat bahwa NPV dan NCF dipengaruhi oleh kenaikan total hasil produksi dan harga minyak, IRR dipengaruhi oleh Capex, harga minyak dan total produksi dan untuk GOI Take didapatkan penurunan nilai Opex dan harga minyak berpengaruh terhadap GOI Take. Sedangkan untuk Sumur “Y” total Produksi, penurunan Capex dan kenaikan harga minyak berpengaruh terhadap NPV, IRR dan NCF dan untuk GOI Take tidak dipengaruhi oleh perubahan elemen keekonomian.

ANALISA PERHITUNGAN

- Perhitungan Pada Sumur “D”
 1. Menentukan Gross Revenue Tahun Pertama

$$\text{Gross revenue} = 92.38 \left(\frac{\$}{\text{bbl}} \right) \times 96,494 \text{ bbl}$$

$$\text{Gross revenue} = \$ 8,914,116$$

2. Menentukan First Tranche Petroleum (FTP)

20% merupakan besar FTP yang diterapkan pada sumur “D” lapangan “NOAM” dengan jenis Shareable yang dimana kontraktor juga mendapat Bagian

➤ FTP tahun pertama :

$$\text{FTP} = \text{Gross revenue} \times 20\%$$

$$\text{FTP} = \$8,914,116 \times 20\%$$

$$\text{FTP} = \$1,782,823$$

➤ FTP Kontraktor = FTP x 26.04%

$$\text{FTP Kontraktor} = \$1,782,823 \times 26.04 \%$$

$$\text{FTP Kontraktor} = \$464,247$$

➤ FTP Government = FTP x 73.96%

$$\text{FTP Government} = \$1,782,823 \times 73.96\%$$

$$\text{FTP Government} = \$1,318,546$$

3. Menentukan gross revenue after FTP

Gross revenue after FTP tahun pertama :

$$\text{Gross revenue after FTP} = \$8,914,116 - \$1,782,823$$

$$\text{Gross revenue after FTP} = \$7,131,293$$

4. Menentukan Depresiasi

Pada gsumur “D” lapangan “NOAM” digunakan metode Declining Balance

$$\text{Depresiasi} = \text{Tangible} \times \text{Faktor Depresiasi} (1 - \text{Faktor Depresiasi})^{i-1}$$

$$\text{Depresiasi} = 156084$$

5. Menentukan total biaya yang harus dibayarkan

Biaya yang harus dibayarkan gatau recovered adalah dari depresiasi, CAPEX intangible, dan OPEX. CAPEX merupakan suatu biaya pengeluaran dalam satu kali pengeluaran di awal proyek, sedangkan OPEX merupakan pengeluaran secara periodik

untuk mempertahankan kegiatan produksi lapangan contohnya operating cost tiap tahunnya.

OPEX tahun pertama :

$$\text{Opex} = 18 \left(\frac{\$}{\text{bbl}} \right) \times 96,494 \text{ (bbl)}$$

$$\text{Opex} = 1,736,892$$

Setelah itu menghitung biaya yang belum bisa dibayarkan pada tahun sebelumnya

$$\text{Prev unrecovered cost} = \text{total unrecovered cost} - \text{total cost recovery}$$

$$\text{Prev uncovered cost} = \$1,892,976 + \$3,459,226$$

$$\text{Prev uncovered cost} = \$5,352,202$$

6. Menentukan Cost Recovery (CR)

Cost Recovery merupakan pengembalian biaya operasi selama kegiatan migas berlangsung. CR untuk tahu pertama:

$$\text{Cost recovery} = 156084 + \$1,736,894 + \$3,459,226$$

$$\text{Cost Recovery} = \$5,352,202$$

7. Menentukan Equity to be Split (ETS)

$$\text{Equity to be split} = \text{GR after FTP} - \text{Cost Recovery}$$

$$\text{Equity to be split} = \$7,131,293 - \$5,352,202$$

$$\text{Equity to be split} = \$1,779,091$$

8. Menentukan contractor split

$$\text{Cont. Equity} = \text{Equity to be split} (\$) \times \text{contract share before tax} (\%)$$

$$\text{Cont. Equity} = \$1,779,091 \times 26.04\%$$

$$\text{Cont. Equity} = \$463,306$$

9. Menentukan government split

$$\text{Gov. Equity} = \text{Equity to be split} (\$) \times \text{Gov. Share before tax} (\%)$$

$$\text{Gov. Equity} = \$1,779,091 \times 73.96\%$$

$$\text{Gov. Equity} = \$1,315,786$$

10. Domestic Market Obligation (DMO)

$$\text{DMO Volume} = \text{Produksi (bbl)} \times \text{CS\%} \times \text{DMO\%}$$

$$\text{DMO Volume} = 62,978 \times 26.04\% \times 25\%$$

$$\text{DMO Volume} = 4,100 \text{ bbl}$$

$$\text{➤ } DMO \text{ fee} = DMO \text{ Volume} \times 25\%$$

$$DMO \text{ fee} = 4,100 \times 25\%$$

$$DMO \text{ fee} = \$1,025$$

$$\text{➤ } DMO \text{ LOSS} = DMO \text{ volume} - \$1,025$$

$$DMO \text{ LOSS} = \$3,075$$

11. Menentukan Taxable Income

$$\text{Taxable income} = \text{FTP} \times \text{Con,Equity} - (\text{DMO Vol} + \text{DMO fee})$$

$$\text{Taxable Income} = \$464,247 + \$463,306 - (\$0 - \$0)$$

$$\text{Taxable Income} = \$927,553$$

12. Menentukan Tax

$$\text{Tax} = \text{Taxable Income} \times \text{Tax}$$

$$\text{Tax} = \$927,553 \times 42,4\%$$

$$\text{Taxable Income} = \$927,553$$

13. Menentukan Income After Tx

$$\text{Income After Tax} = \text{Taxable Income} - \text{Tax}$$

$$\text{Income After Tax} = \$927,553 - \$393,282$$

$$\text{Income After Tx} = \$534,270$$

14. Menentukan Contractor Net Cash Flow

$$\text{➤ } \text{Cash in} = \text{Cost Recovery} + \text{FTP} + \text{Contractor ETS} + \text{DMO fee}$$

$$\text{Cash in} = \$5,352,202 + \$464,247 + \$463,306 + \$0$$

$$\text{Cash in} = \$6,279,754$$

$$\text{➤ } \text{Cash out} = \text{Capex} + \text{Opex} + \text{DMO Volume} + \text{Tax}$$

$$\text{Cash out} = \$0 + \$1,736,892 + \$0 + \$393,282$$

$$\text{Cash Out} = \$2,130,174$$

$$\text{➤ } \text{Contractor Net Cash Flow} = \text{Cash in} - \text{Cash out}$$

$$\text{Contractor Net Cash Flow} = \$6,279,754 - \$2,130,174$$

$$\text{Contractor Net Cash Flow} = \$4,149,580$$

15. Government Take

$$\text{Gov. Take (\%)} = \frac{\text{Royalti or FTP} + \text{Gov.Equality Share} + \text{DMO Loss} + \text{Tax}}{\text{Gross Revenue}}$$

$$\text{Gov. Take (\%)} = \frac{\$1,318,546 + \$1,315,786 + \$393,282}{\$8,914,116}$$

$$\text{Gov. Take (\%)} = 33.96\%$$

16. Menentukan Contractor Take

$$\text{Contractor Take (\%)} = 100\% - \text{Government Take (\%)}$$

$$\text{Contractor Take (\%)} = 100\% - 33.96\%$$

$$\text{Contractor Take (\%)} = 66.04\%$$

17. Mneghitung NPV, IRR, dan POT

Setelah menghitung semua tahun dengan persamaan diatas maka dilanjutkan dengan menghitung nilai dari NPV, IRR, dan POT dengan discount rate 10%, NPV dari kontraktor dapat dicari dengan persamaan 3.20 atau dengan Excel menggunakan :

$$\text{➤ NPV : (SUM(NCF}_0\text{) + (NPV(10\%NCF}_1\text{:NCF}_{26}\text{)))}$$

$$\text{NPV} = \$4,009,400$$

$$\text{➤ IRR} = 44\%$$

$$\text{➤ POT} = 1 + \text{Abs} \frac{\text{NCF}_0}{\text{NCF total}}$$

$$\text{POT} = 1 + \text{Abs} \frac{\$4,083,560}{\text{NCF total}}$$

$$\text{POT} = 1,43 \text{ Tahun}$$

Perhitungan PSC Cost Recovery pada sumur “D”

Tahun	Produksi	Harga Minyak	GR Oil Price X Oil Prod.	CAPEX		FTP Gross Rev. x 20%	GR After FTP
	Bbl	\$/bbl	\$	Tangible \$	Intangible \$	\$	GR -ftp \$
				624,334	3,459,226		
2023	96,494	92.38	8,914,116			1,782,823	7,131,293
2024	101,731	76.80	7,812,941			1,562,588	6,250,353
2025	95,559	73.70	7,042,698			1,408,540	5,634,159
2026	85,124	74.54	6,345,143			1,269,029	5,076,114
2027	70,855	74.81	5,300,663			1,060,133	4,240,530
2028	62,978	73.94	4,656,593			931,319	3,725,275
2029	57,523	73.56	4,231,392			846,278	3,385,114
2030	52,980	73.43	3,890,321			778,064	3,112,257
2031	49,243	73.43	3,615,913			723,183	2,892,731
2032	46,220	73.43	3,393,935			678,787	2,715,148
2033	43,509	73.43	3,194,866			638,973	2,555,893
2034	41,259	73.43	3,029,648			605,930	2,423,719
2035	39,220	73.43	2,879,925			575,985	2,303,940
2036	37,410	73.43	2,747,016			549,403	2,197,613
2037	35,442	73.43	2,602,506			520,501	2,082,005
2038	33,803	73.43	2,482,154			496,431	1,985,723
2039	32,445	73.43	2,382,436			476,487	1,905,949
2040	31,260	73.43	2,295,422			459,084	1,836,337
2041	30,042	73.43	2,205,984			441,197	1,764,787
2042	28,864	73.43	2,119,484			423,897	1,695,587
2043	27,741	73.43	2,037,022			407,404	1,629,617
2044	26,477	73.43	1,944,206			388,841	1,555,365
2045	24,098	73.43	1,769,516			353,903	1,415,613
2046	21,927	73.43	1,610,100			322,020	1,288,080
2047	19,942	73.43	1,464,341			292,868	1,171,473
2048	7,696	73.43	565,117			113,023	452,094
Total	1,199,842		90,533,458	624,334	3,459,226	18,106,692	72,426,766

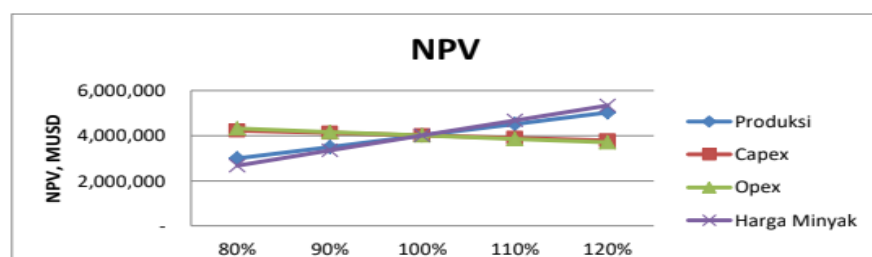
Cost Recovery Calculation							Cost Recovery
Depresiasi	Capex Intangible	Opex	Expense to be Recovered	Prev Unrec Cost	Total	GR After FTP	
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	3,459,226		3,459,226				
156084		1,736,892	1,892,976	3,459,226	5,352,202	7,131,293	5,352,202
117063		1,831,158	1,948,221		1,948,221	6,250,353	1,948,221
87797		1,720,062	1,807,859		1,807,859	5,634,159	1,807,859
65848		1,532,232	1,598,080		1,598,080	5,076,114	1,598,080
49386		1,275,390	1,324,776		1,324,776	4,240,530	1,324,776
		1,133,604	1,133,604		1,133,604	3,725,275	1,133,604
		1,035,414	1,035,414		1,035,414	3,385,114	1,035,414
		953,640	953,640		953,640	3,112,257	953,640
		886,374	886,374		886,374	2,892,731	886,374
		831,960	831,960		831,960	2,715,148	831,960
		783,162	783,162		783,162	2,555,893	783,162
		742,662	742,662		742,662	2,423,719	742,662
		705,960	705,960		705,960	2,303,940	705,960
		673,380	673,380		673,380	2,197,613	673,380
		637,956	637,956		637,956	2,082,005	637,956
		608,454	608,454		608,454	1,985,723	608,454
		584,010	584,010		584,010	1,905,949	584,010
		562,680	562,680		562,680	1,836,337	562,680
		540,756	540,756		540,756	1,764,787	540,756
		519,552	519,552		519,552	1,695,587	519,552
		499,338	499,338		499,338	1,629,617	499,338
		476,586	476,586		476,586	1,555,365	476,586
		433,764	433,764		433,764	1,415,613	433,764
		394,686	394,686		394,686	1,288,080	394,686
		358,956	358,956		358,956	1,171,473	358,956
		138,528	138,528		138,528	452,094	138,528
952353	6,918,452	21,597,156	25,532,559	3,459,226	25,532,559	72,426,766	25,532,559

Equity to be split	Contractor							Income after Tax
	FTP	Equity	DMO Volume	DMO fee	DMO Loss	Taxable Income	Tax	
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1,779,091	464,247	463,306				927,553	393,282	534,270
4,302,132	406,898	1,120,275				1,527,173	647,521	879,652
3,826,300	366,784	996,368				1,363,152	577,977	785,176
3,478,035	330,455	905,680				1,236,135	524,121	712,014
2,915,754	276,059	759,262				1,035,321	438,976	596,345
2,591,671	242,515	674,871	4,100	1,025	3,075	912,262	386,799	525,463
2,349,700	220,371	611,862	3,745	936	2,809	827,552	350,882	476,670
2,158,617	202,608	562,104	3,449	862	2,587	760,401	322,410	437,991
2,006,357	188,317	522,455	3,206	801	2,404	706,765	299,668	407,097
1,883,188	176,756	490,382	3,009	752	2,257	663,377	281,272	382,105
1,772,731	166,389	461,619	2,832	708	2,124	624,467	264,774	359,693
1,681,057	157,784	437,747	2,686	671	2,014	592,174	251,082	341,092
1,597,980	149,986	416,114	2,553	638	1,915	562,909	238,673	324,236
1,524,233	143,065	396,910	2,435	609	1,827	536,931	227,659	309,272
1,444,049	135,539	376,030	2,307	577	1,730	508,685	215,682	293,002
1,377,269	129,271	358,641	2,201	550	1,650	485,161	205,708	279,453
1,321,939	124,077	344,233	2,112	528	1,584	465,670	197,444	268,226
1,273,657	119,546	331,660	2,035	509	1,526	448,662	190,233	258,429
1,224,031	114,888	318,738	1,956	489	1,467	431,181	182,821	248,360
1,176,035	110,383	306,239	1,879	470	1,409	414,273	175,652	238,621
1,130,279	106,088	294,325	1,806	451	1,354	398,155	168,818	229,338
1,078,779	101,254	280,914	1,724	431	1,293	380,014	161,126	218,888
981,849	92,156	255,673	1,569	392	1,177	345,869	146,648	199,220
893,394	83,854	232,640	1,427	357	1,071	314,709	133,437	181,273
812,517	76,263	211,579	1,298	325	974	286,219	121,357	164,862
313,566	29,431	81,653	501	125	376	110,458	46,834	63,624
46,894,208	4,714,982	12,211,252	48,830	12,208	36,623	16,865,197	7,150,843	9,714,353

Contractor Cash Flow Calculation		Contractor Net Cash Flow	Government Entitlement			GOI Take	GOI Take Percentage, %
Cash In	Cash Out		FTP	Equity	Tax		
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	
	4,083,560	(4,083,560)					
6,279,754	2,130,174	4,149,580	1,318,546	1,315,786	393,282	3,027,614	33.96%
3,475,394	2,478,679	996,714	1,155,664	3,181,784	647,521	4,984,969	63.80%
3,171,011	2,298,039	872,973	1,041,756	2,829,931	577,977	4,449,664	63.18%
2,834,215	2,056,353	777,862	938,574	2,572,354	524,121	4,035,049	63.59%
2,360,097	1,714,366	645,731	784,074	2,156,492	438,976	3,379,542	63.76%
2,052,015	1,524,503	527,513	688,803	1,916,800	386,799	2,995,477	64.33%
1,868,583	1,390,041	478,542	625,907	1,737,838	350,882	2,717,436	64.22%
1,719,214	1,279,499	439,715	575,456	1,596,513	322,410	2,496,966	64.18%
1,597,948	1,189,248	408,699	534,866	1,483,901	299,668	2,320,840	64.18%
1,499,850	1,116,241	383,610	502,031	1,392,806	281,272	2,178,365	64.18%
1,411,878	1,050,769	361,109	472,585	1,311,112	264,774	2,050,595	64.18%
1,338,865	996,430	342,435	448,146	1,243,310	251,082	1,944,551	64.18%
1,272,699	947,187	325,512	425,998	1,181,866	238,673	1,848,452	64.18%
1,213,964	903,474	310,490	406,339	1,127,323	27,659	1,763,147	64.18%
1,150,102	855,946	294,156	384,963	1,068,019	215,682	1,670,394	64.18%
1,096,916	816,363	280,553	367,160	1,018,628	205,708	1,593,147	64.18%
1,052,848	783,566	269,282	352,410	977,706	197,444	1,529,144	64.18%
1,014,395	754,948	259,447	339,539	941,997	190,233	1,473,295	64.18%
974,870	725,532	249,338	326,309	905,294	182,821	1,415,890	64.18%
936,644	697,083	239,561	313,514	869,795	175,652	1,360,371	64.18%
900,202	669,962	230,240	301,316	835,955	168,818	1,307,443	64.18%
859,185	639,435	219,750	287,587	797,865	161,126	1,247,870	64.18%
781,986	581,981	200,005	261,747	726,175	146,648	1,135,747	64.18%
711,537	529,550	181,986	238,166	660,754	133,437	1,033,427	64.18%
647,123	481,611	165,512	216,605	600,937	121,357	939,874	64.18%
249,737	185,863	63,874	83,592	231,913	46,834	362,715	64.18%
42,471,031	32,880,402	9,590,628	13,391,652	34,682,853	7,150,856	55,261,984	61.04%

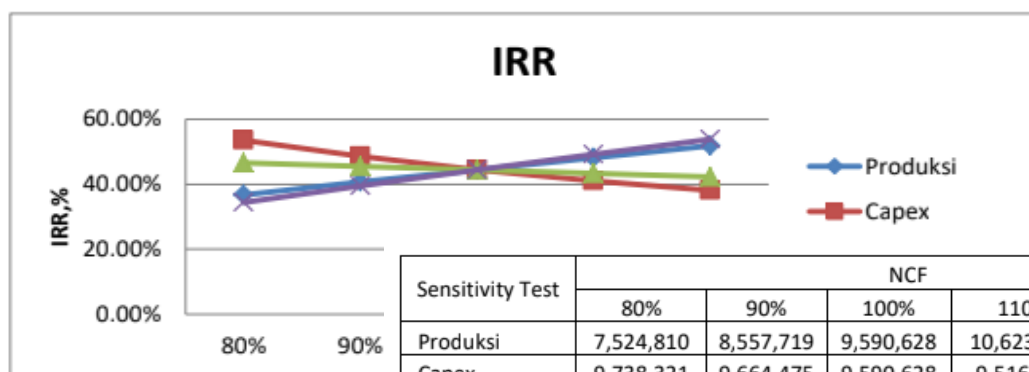
Analisa sensitivitas merupakan teknik untuk mengetahui pengaruh indikator keuntungan (NPV, IRR, dan POT) terhadap perubahan elemen keekonomian. Elemen keekonomian yang digunakan yaitu produksi minyak Capex, Opex dan harga minyak. Keekonomian tersebut

Sensitivity Test	NPV				
	80%	90%	100%	110%	120%
Produksi	2,990,057	3,499,728	4,009,400	4,519,071	5,028,742
Capex	4,226,863	4,118,131	4,009,400	3,900,668	3,791,937
Opex	4,320,052	4,164,726	4,009,400	3,854,074	3,698,748
Harga Minyak	2,678,747	3,344,074	4,009,400	4,674,726	5,340,052



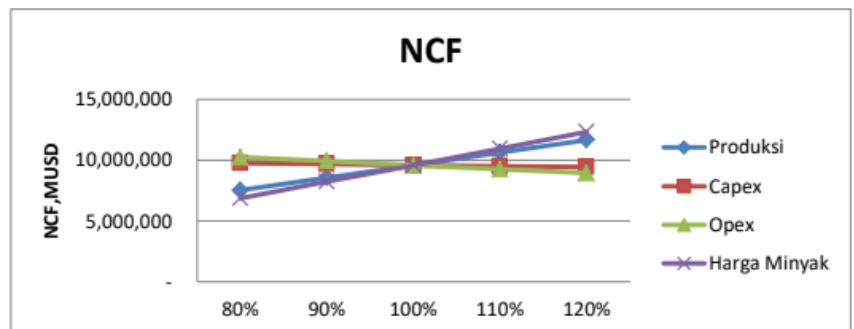
dilakukan perubahan skala dengan penurunan 10% dan peningkatan 10%

Sensitivity Test	IRR				
	80%	90%	100%	110%	120%
Produksi	36.74%	40.63%	44.42%	48.13%	51.75%
Capex	53.54%	48.53%	44.42%	40.98%	38.05%
Opex	46.54%	45.49%	44.42%	43.35%	42.26%
Harga Minyak	34.43%	39.52%	44.42%	49.17%	53.78%



Pada gambar diatas menjelaskan kemiringan yang menonjol di mana mempengaruhi nilai perhitungan

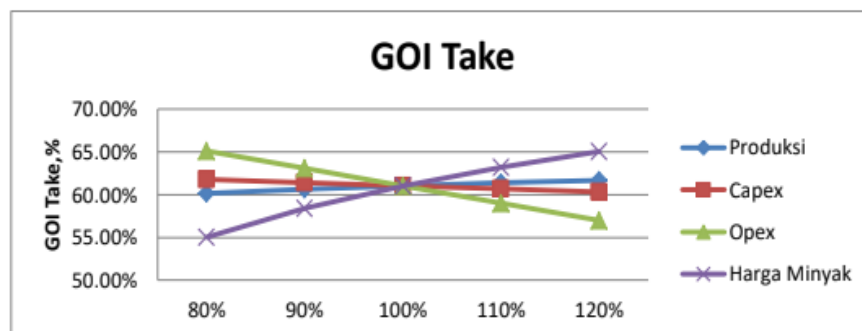
Sensitivity Test	NCF				
	80%	90%	100%	110%	120%
Produksi	7,524,810	8,557,719	9,590,628	10,623,538	11,656,447
Capex	9,738,321	9,664,475	9,590,628	9,516,782	9,442,935
Opex	10,238,505	9,914,567	9,590,628	9,266,690	8,942,752
Harga Minyak	6,874,784	8,232,706	9,590,628	10,948,550	12,306,472



Gambar menunjukkan bahwa kenaikan dari harga minyak, penurunan Capex dan total

produksi sangat mempengaruhi nilai IRR kontraktor.

Sensitivity Test	GOI TAKE				
	80%	90%	100%	110%	120%
Produksi	60.12%	60.63%	61.04%	61.38%	61.66%
Capex	61.78%	61.41%	61.04%	60.67%	60.30%
Opex	65.10%	63.07%	61.04%	59.01%	56.98%
Harga Minyak	55.05%	58.38%	61.04%	63.22%	65.03%



Dari gambar dapat dijelaskan bahwa kenaikan dari harga minyak dan total produksi sangat mempengaruhi nilai NCF kontraktor.

Dari gambar dapat disimpulkan bahwa penurunan nilai Opex dan kenaikan nilai dari harga minyak sangat mempengaruhi nilai GOI Take terhadap skema PSC Cost Recovery.

KESIMPULAN

1. Berdasarkan hasil analisis keekonomian sumur “D” dan “Y” Lapangan “NOAM” pada penggunaan Electrical Submersible Pump, didapatkan hasil dari sumur “D” yaitu nilai NPV sebesar 4,009,400 USD, nilai yang dianggap layak karena lebih dari nol. Nilai IRR yang didapatkan adalah 44.42% yang dapat dikatakan layak untuk dijalankan karena nilai IRR lebih besar dari nilai discount factor yang digunakan dalam proyek ini. Dan nilai POT yang didapatkan adalah 3.07 tahun.
2. Dari analisa sensitivitas keekonomian sumur “D” dan “Y” lapangan “NOAM” pada penggunaan Electrical Submersible Pump melalui spider diagram didapatkan bahwa pada sumur “D” NPV dan NCF dipengaruhi oleh kenaikan total hasil produksi dan

harga minyak, IRR dipengaruhi oleh Capex, harga minyak dan total produksi dan untuk GOI Take didapatkan penurunan nilai Opex dan harga minyak berpengaruh terhadap GOI Take. Sedangkan untuk Sumur “Y” total Produksi, penurunan Capex dan kenaikan harga minyak berpengaruh terhadap NPV, IRR dan NCF dan untuk GOI Take tidak dipengaruhi oleh perubahan elemen keekonomian

3. Sumur “D” pada Penggunaan Electrical Submersible Pump layak untuk dilanjutkan, Sedangkan sumur “Y” pada penggunaan Electrical Submersible Pump tidak layak dilanjutkan.

REFERENCES

- Abror, Muhammad M. & Kusrini, D. (2019). Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “X” West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contrac). *Jurnal Migasian*, 3(2), 1-7
- Ariyon Muhammad. Studi Kebijakan Migas di Indonesia. *Journal of Earth Energy Engineering*, Vol 1, No 1. Pp. 12-24, 2012.
- Fitrianti. (2017). Perencanaan Pengangkatan Buatan dengan Sistem Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*
- Halifah. (2008). Evaluasi keekonomian pengembangan Lapangan S dengan PSC Ekonomi
- Lubiantara, B. (2012). *Ekonomi Migas : Tinjauan Aspek komersial Kontrak Migas*. Grasindo
- Rubiandini, R. (2010). *Artificial Lift*. Bandung: Institut Teknologi Bandung
- Satuan Kerja Khusus Pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (2023). Tahun 2030 SKK Migas Tetapkan target Agresif.
- Sari, D. A., & Dkk. (2016). Re-Design Electric Submersible Pump pada PT Chevron Pacific Indonesia-Minas Pekanbaru. *Jurnal Ilmu dan Aplikasi Teknik*, 25-33.