

BAB IV

HASIL ANALISA DAN PERHITUNGAN TEKNIS

4.1. ANALISA HASIL PERHITUNGAN SIMULASI JARINGAN.

Analisa jaringan dilakukan dengan Software GASWorkS Ver 9,0 dengan equation Panhandle A dengan berbagai skenario sebagai alternatif dapat diperoleh suatu skenario pembebananan seperti tabel dibawah berikut ini :

Tabel 4.1 Hasil Simulasi Jaringan

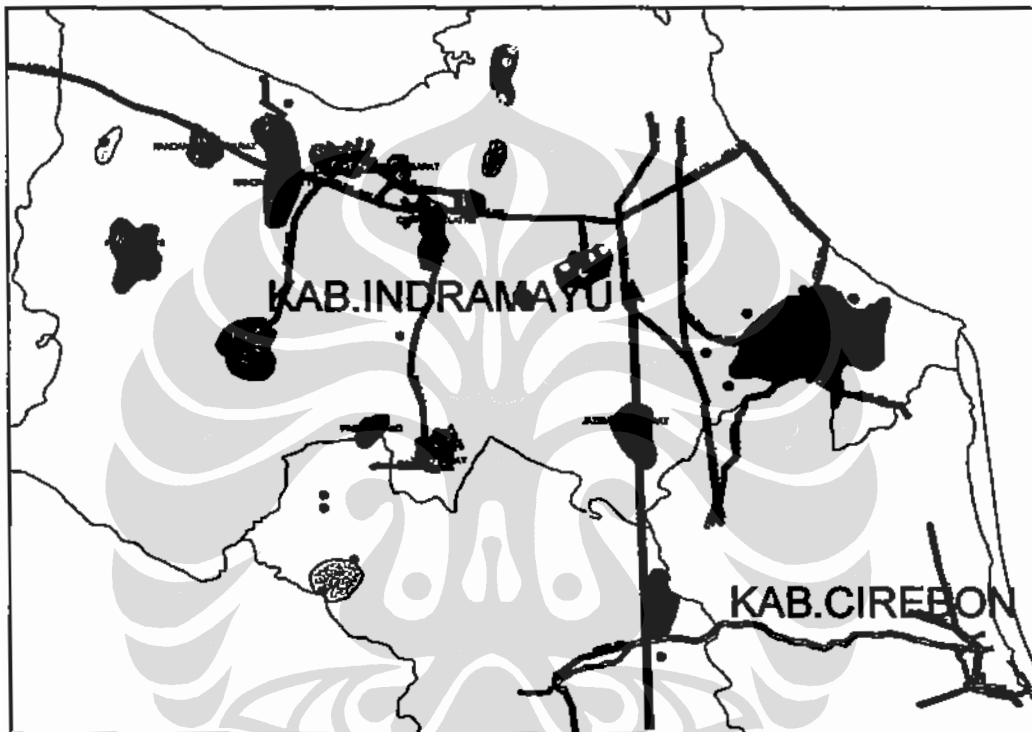
SKENA- RIO	CONOCO PHILIPS		PERTAMINA PAGAR DEWA		PERTAMINA CILAMAYA		STORAGE	
	Volume MMSCFD	Pressure Psig	Volume MMSCFD	Pressure Psig	Volume MMSCFD	Pressure Psig	Volume MMSCFD	Pressure Psig
A	250	248,97	150	188,43	50	263,3	400	300,00
B	150	156,23	100	48,19	50	275,34	550	336,07
C	320	251,51	200	197,96	160	192,79	170	202
D	320	254,88	200	202,17	200	198,5	130	202
E	320	265,80	250	272,13	160	198,02	120	202,00
F	400	316,56	200	223,94	160	200,40	90	202,00
G	320	254,88	200	202,17	200	198,05	130	202,00
H	320	265,80	250	272,13	160	198,02	120	202,00
I	400	316,56	200	223,94	160	200,40	90	202,00
J	400	325,04	250	288,60	200	0,00	200	204,79
K	100	150,91	100	80,00	50	301,6	600	366,40
L	200	197,15	150	151,70	50	263,52	450	300,00

Dari hasil simulasi jaringan didapat untuk injeksi Skenario C Flowrate 170 MMscfd tekanan 202 psi sedangkan untuk penarikan dipilih skenario B flowrate 550 MMscfd tekanan 336,07 Psi.

4.2. ANALISA LOKASI DAN KAPASITAS UGS

Reservoir yang dipakai pada kasus penelitian ini adalah ladang gas milik PERTAMINA Dohc Cirebon dimana masih ada sumur yang masih produktif dan yang dipilih yang sudah ditutup yaitu reservoir di Sindang dengan kapasitas Initial Gas In Place atau IGIP sebesar 65 Bcf. Sedangkan tipe storage yang akan dipakai pada kasus ini adalah tipe *Mid-range* yaitu fasilitas-fasilitas storage yang memerlukan waktu 80 sampai 240 hari untuk mengosongkan working gas pada

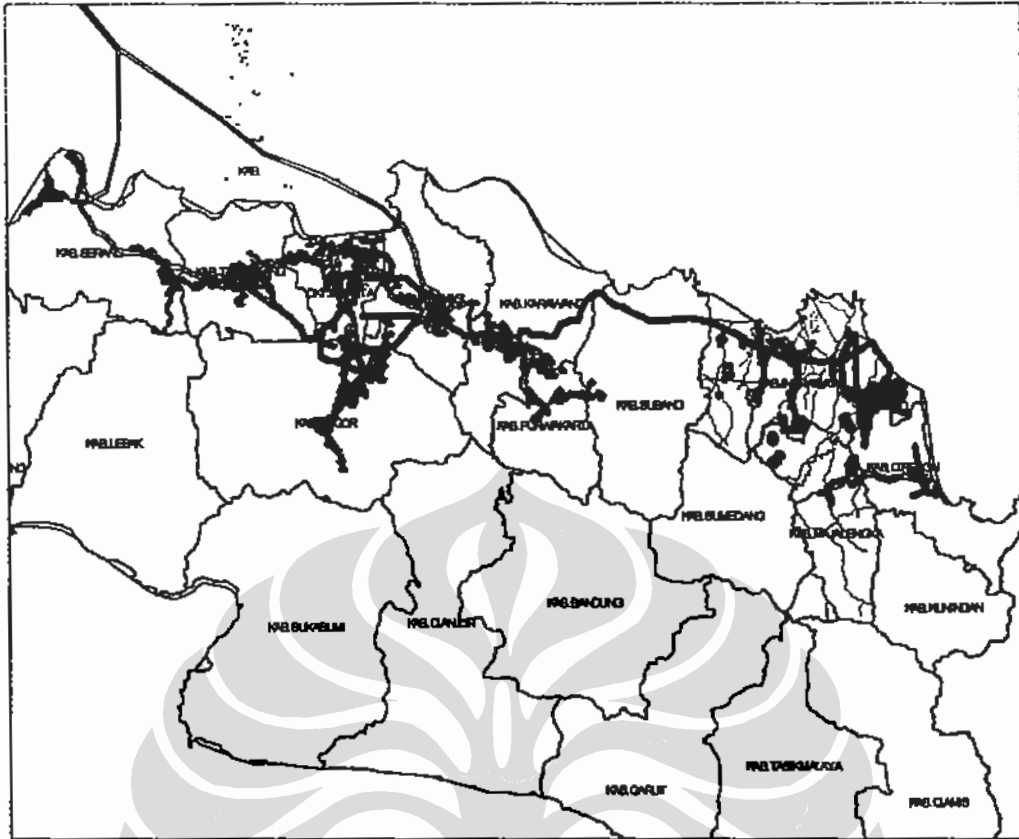
deliverabilitas yang diinginkan. Jawa Barat mempunyai akan potensi sebagai Alternatif pemilihan lokasi Underground gas storage yang tersebar di beberapa daerah. Sampai Januari 2003, produksi kumulatif minyak sudah mencapai 86% dan produksi kumulatif gas sudah mencapai 59% dari potensi yang bisa diambil. Profil cadangan migas Jawa Barat secara lengkap dapat dilihat pada tabel di bawah. Untuk underground storage diambil 22 Sumur total 37.45 Bcf yaitu dari Sumur Jatibarang.



Sumber: PGN Lokasi reservoir adalah Sindang

Gambar 4.1 Lokasi sumur yang akan dijadikan UGS

Profil cadangan migas yang akan mempunyai potensi sebagai UGS di masa depan adalah di Kabupaten Indramayu dan Majalengka secara terperinci dapat dilihat pada tabel di bawah ini. Di Kabupaten Indramayu, Lapangan Jatibarang merupakan lapangan yang paling besar potensinya. Sedangkan di Kabupaten Majalengka, Lapangan Randegan merupakan lapangan yang paling besar potensinya..



Gambar 6.2 Peta Jaringan Pipa distribusi Gas yang terhubung dengan UGS
 Sumber : PGN

4.3 PERHITUNGAN CUSHION DAN WORKING GAS.

Kapasitas working gas dihitung berdasarkan anilisa dari tabel perhitungan Gas In Place atau dipakai maximum sebesar 85% dari GIP

Tabel 4.2. perhitungan GIP

Wellhead Pressure	Reservoir Pressure	Rated Flow Rate MMcfd	Total GIP BCf	Working Gas Removed Bcf	Time to Empty in Days
1,000	1099	70.25	20.38	5.62	80
954	1068	78.20	19.74	6.26	80
906	1037	86.10	19.11	6.89	80
860	1008	93.44	18.52	7.48	80
813	979	100.75	17.94	8.06	80
791	966	104.01	17.88	8.32	80
769	953	107.26	17.42	8.58	80
746	940	110.51	17.16	8.84	80
723	927	113.74	16.90	9.10	80
701	915	116.72	16.66	9.34	80
679	903	119.70	16.42	9.58	80
657	891	122.66	16.19	9.81	80
601	880	125.38	15.97	10.03	80
577	869	128.08	15.75	10.25	80
555	859	130.54	15.56	10.44	80
532	849	132.99	15.36	10.64	80
508	839	135.44	15.16	10.84	80
485	830	137.64	14.99	11.01	80
462	821	139.83	14.81	11.19	80
440	813	141.78	14.66	11.34	80
418	805	143.72	14.50	11.50	80
394	797	145.67	14.35	11.65	80
372	790	147.36	14.21	11.79	80
329	784	148.81	14.09	11.91	80
302	777	150.51	13.96	12.04	80
282	772	151.71	13.86	12.14	80
256	766	153.16	13.75	12.25	80
237	762	154.12	13.67	12.33	80
216	758	155.09	13.59	12.41	80
193	754	156.05	13.52	12.48	80
168	750	157.01	13.44	12.56	80
153	748	157.49	13.40	12.60	80
128	745	158.21	13.34	12.66	80

4.4 PERHITUNGAN KAPASITAS KOMPRESOR

Tipe kompresor yang digunakan pada kasus ini adalah Reciprocating dengan proses adiabatik kompresor. Sesuai dengan hasil perhitungan dengan menggunakan Flow Phase maka didapat minimum require BHP 165.777 dan ratio kompresi 1:4 dengan 2 stage:

Input Data

Gas Flow Rate	550	MMSCFD
Low Stage Suction Pressure	27	Psia
Final Stage Discharge Pressure	1000	Psia
Low Stage Suction Temperature	202	° F
Specific Gravity	0,65	
Nitrogen Content	2	Mole %
Carbon Dioxide Content	3	Mole %
Hydrogen Sulfide Content	0	Mole %
Number of Stages	2	
Isentropic Efficiency	0,85	
Pressure Drop Through Valves	2	Psi
Inter/Aftercooler Pressure Drop	2	Psi
Inter/Aftercooler Temperature	120	° F

Results

Ideal Compression Ratio per Stage	6.086	
Compression $k = C_p/C_v$, average	1.256	
Equivalent Polytropic exponent, n	1.304	
Equivalent Polytropic efficiency	0.874	
Stage 1 Z Factor (Suction)	0.998	
Stage 1 Z Factor (Discharge)	0.999	
Stage 1 Specific Heat	0.704	Btu/lb-° F
Stage 2 Z Factor (Suction)	0.977	

Stage 2 Z Factor (Discharge)	0.984	
Stage 2 Specific Heat	0,654	Btu/lb ° F
1 st Stage Discharge Pressure	164.32	psia
2nd Stage Discharge Pressure	1000.00	psia
1 st Stage Discharge Temperature	548.12	°F
2nd Stage Discharge Temperature	423.25	°F
1st Stage BHP	85364.48	
2nd Stage BHP	69567.57	
Compression BHP	154932.10	
Approx. Mech. loss and Cooler Fan HP	10845.25	
Minimum Required BHP	165777.35	
Standard Vendor Sliderule BHP	159058.60	
1 st Stage After Cooler Duty	353.14	MMBtu/h
2nd Stage After Cooler Duty	232.26	MMBtu/h
Suction Gas Saturation Water Content	44.55	mole %

4.5. PERHITUNGN SISTIM GATHERING

Dari hasil perhitungan menggunakan GASWorks didapat ukuran untuk Gathering adalah masing-masing untuk injeksi dan penarikan adalah sebagai berikut :

a. Untuk Penarikan :

Tabel 4.3 Ukuran gathering pipa untuk penarikan

No	DIAMETER	D UNIT	LENGTH	L UNIT
1	28.0	Inches	1.30975	Km
2	28.0	Inches	1.87195	Km
3	28.0	Inches	2.265945	Km
4	28.0	Inches	1.206985	Km
5	28.0	Inches	1.58966	Km
6	28.0	Inches	2.412766	Km
7	28.0	Inches	1.32491	Km
8	28.0	Inches	1.001198	Km
9	28.0	Inches	1.58965	Km
10	28.0	Inches	1.206985	Km
11	28.0	Inches	1.206985	Km
12	28.0	Inches	1.206978	Km
13	28.0	Inches	2.942238	Km
14	28.0	Inches	2.206978	Km
15	28.0	Inches	1.677486	Km
16	28.0	Inches	1.001198	Km
17	28.0	Inches	1.206982	Km
18	15.3	Inches	181.0301	meter
19	15.3	Inches	276.5791	meter
20	15.3	Inches	315.716	meter
21	15.3	Inches	425.5946	meter
22	12.0	Inches	297.4093	meter
23	29.3	Inches	527.4819	meter
24	19.3	Inches	396.9487	meter
25	19.3	Inches	203.042	meter
26	15.3	Inches	383.404	meter
27	15.3	Inches	381.6346	meter
28	15.3	Inches	231.4676	meter
29	15.3	Inches	309.7896	meter
30	15.3	Inches	239.8403	meter
31	15.3	Inches	126.9269	meter
32	15.3	Inches	153.4006	meter
33	15.3	Inches	234.9626	meter
34	15.3	Inches	292.3608	meter
35	15.3	Inches	387.9908	meter
36	15.3	Inches	337.1931	meter
37	15.3	Inches	344.6916	meter
38	15.3	Inches	169.251	meter
39	10.0	Inches	330.3738	meter

b. Untuk Injeksi :

Tabel 4.5 Ukuran gathering pipa untuk injeksi

No	DIAMETER	D UNIT	LENGTH	L UNIT
1	3.07	Inches	1.30975	Km
2	15.25	Inches	1.87195	Km
3	15.25	Inches	2.265945	Km
4	15.25	Inches	1.206985	Km
5	15.25	Inches	1.58966	Km
6	15.25	Inches	2.412766	Km
7	15.25	Inches	1.32491	Km
8	15.25	Inches	1.001198	Km
9	15.25	Inches	1.58965	Km
10	15.25	Inches	1.206985	Km
11	28.00	Inches	1.206985	Km
12	15.25	Inches	1.206978	Km
13	15.25	Inches	2.942238	Km
14	15.25	Inches	2.206978	Km
15	13.25	Inches	1.677486	Km
16	15.25	Inches	1.001198	Km
17	7.98	Inches	1.206982	Km
18	3.07	Inches	181.0301	meter
19	4.03	Inches	276.5791	meter
20	4.03	Inches	315.716	meter
21	6.07	Inches	425.5946	meter
22	10.02	Inches	297.4093	meter
23	7.98	Inches	527.4819	meter
24	6.07	Inches	396.9487	meter
25	6.07	Inches	203.042	meter
26	4.03	Inches	383.404	meter
27	7.98	Inches	381.6346	meter
28	3.07	Inches	231.4676	meter
29	3.07	Inches	309.7896	meter
30	3.07	Inches	239.8403	meter
31	3.07	Inches	126.9269	meter
32	4.03	Inches	153.4006	meter
33	3.07	Inches	234.9626	meter
34	3.07	Inches	292.3608	meter
35	6.07	Inches	387.9908	meter
36	4.03	Inches	337.1931	meter
37	7.98	Inches	344.6916	meter
38	4.03	Inches	169.251	meter
39	15.25	Inches	330.3738	meter

4.6 PERHITUNGAN KAPASITAS METERING DAN DEHYDRASI

4.6.1. Metering

Untuk menghitung kapasitas meter orifice digunakan Software By BJAME K BERGE mengacu ke ANSI/API 2530 1991 part 3. dari hasil perhitungan didapat hasil sebagai berikut :

GAS ORIFICE CALCULATIONS ACCORDING TO AGA 3, Part 3

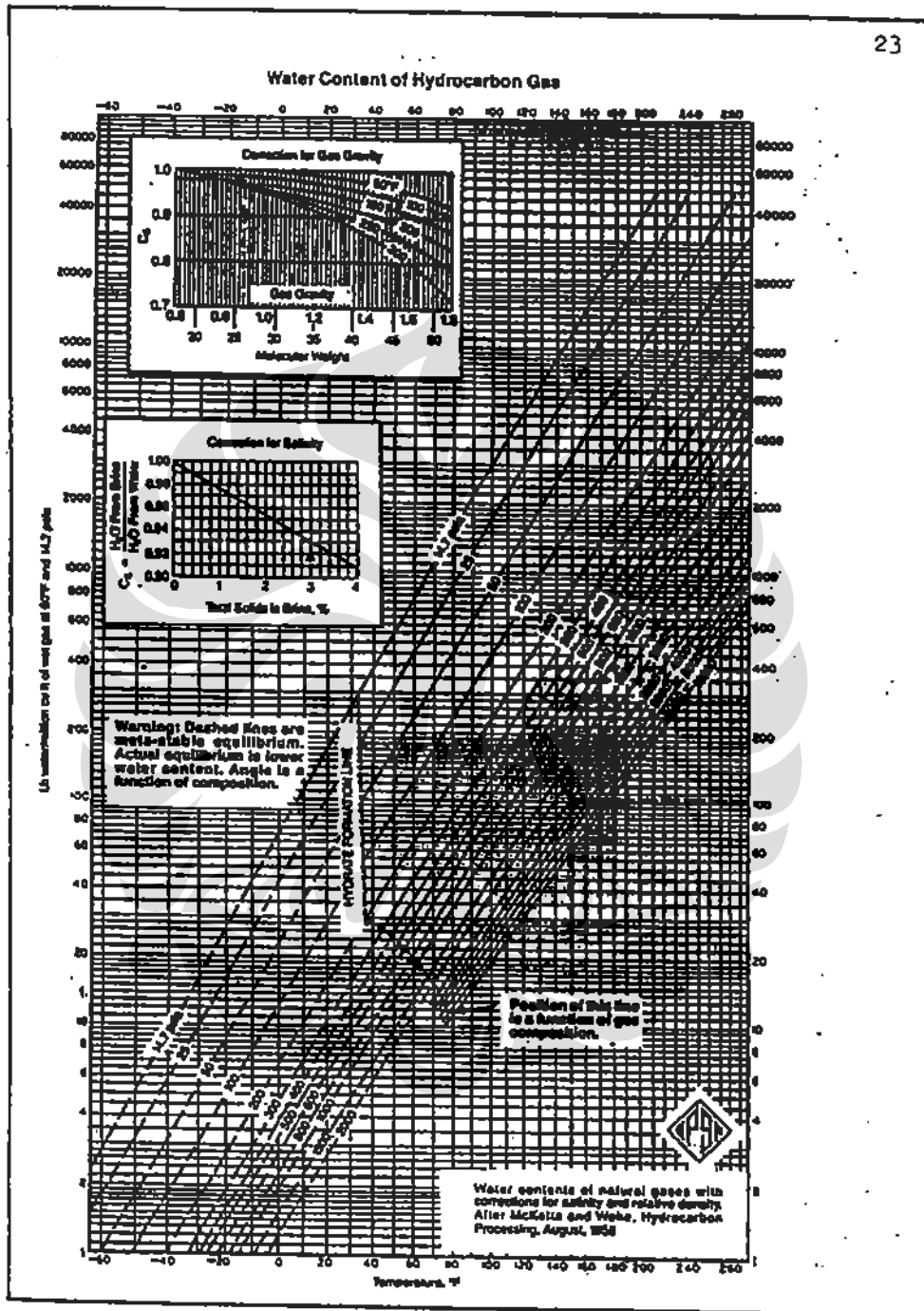
Gas Flow Rate (Volume)	9.000.000	Scf/hr
Daily Flowrate	2.160E+08	Scf/hr
Pipe Diameter (ID)	16,00	Inch
Meter Differential Pressure	120	In H ₂ O
Specific Gravity	0,65	
Upstream Orifice Pressure	1000	psia
Temperatur	86	°F
Viscosity VISG	0,0131	Cp
Moleculer Weight MWG	21.722	lbm/lbmole
Compressibility Factor	0,7686	
Gas Density	4,826	lbm/ft ³
Specific Heat-ratio	1,227	@T, Std P
Iisentropic Coefficient	1,3110	@T and P
Tapping	Flange	
Orifice material	Carbon steel	
Pipe material	Carbon steel	
Flowrate (Mass)	144	lbm.s
Pipe Reynolds number Rd	1,559E+07	
Pipe diameter Temperature-corrected	16	INCH
Discharge Coefficient, C	0,6033	
Composite Orifice Flow Factor, C'	25980.7900	

Velocity of Approach Factor, E_v	1,0730	
Flow Coefficient Alpha	0,6473	
Beta ratio	0,6021	
Orifice Diameter @ given Temp	9,634	Inch
Orifice diameter@ 68 °F	9,633	Inch
Orifice diameter@ 68 °F	244.682	mm

4.6.2 Dehidrasi

1. Minimum konsentrasi TEG pada $T = 100^\circ \text{F}$ dan $P = 1000 \text{ psia}$, gas inlet = 60 lbm $\text{H}_2\text{O}/\text{MMscf}$ sedangkan exit gas water content = 7lbm/MMscf dari grafik 18.C(1b) equivalent dewpoint adalah 28°F dari gambar 18.4(b) didapat konsentrasi lean TEG = 98,0 wt %
2. perhitungan rate sirkulasi Lean TEG, Dari persamaan 18.5 $X_o = 0,145$ dari gambar 18,7 didapat $\delta = 0,68$
 - Dari persamaan 18,4 $W_o = (0,68)(60)(0,145) = 5,918 \text{ lbm/MMscf}$
 - Left=hand side gambar 18,6 = $(60-7)(60-5,918) = 0,98$
 - Dari gambar 18,6 untuk $N = 1,5$ $A = 13$
 - $L_o = (A)(K)(V_{N+1})$ dari Eq 18,3 $K = \frac{(60)(0,68)}{1} = 0,000861$
 - $V = (550)(110) = 60.500 \text{ lbmol/hour}$
 - $L_o = AK V_{N+1} = (13)(0,000861)(60500) = 677,176 \text{ lbmol/hr}$
 - MW Lean Glycol = $(0,145)(18) + 150(1-0,145) = 130,86 \text{ kg/kmol}$
 - $\text{Lbm/TEG/hr} = (677,176)(130,86) = 88.615,25$
 - Density of TEG = 9,33 lbm/US gal/hou
 - Circulation rate = $88615,25/9,33 = 9,497,8 \text{ US gal/hr}$

- Dalam ane hour 90,7 lbm water absorbed, circulation ratio adalah $9.497,8/90,7 = 104,7$ gal TEG/lbm H₂O absorbed



Gambar 4.2. Grafik Kadar air (water content) dengan Temperatur

BAB V
HASIL ANALISA
PERHITUNGAN KEEKONOMIAN

5.1. PERHITUNGAN BIAYA INVESTASI

Biaya investasi merupakan semua komponen biaya yang diperlukan sebelum sistem perpipaan dapat digunakan untuk menyalurkan gas, atau dengan kata lain biaya fasilitas permukaan dan termasuk biaya Reservoirnya, biaya tersebut sudah termasuk PPN 10%, biaya tersebut terdiri dari:

1. Biaya Investasi

- a. Biaya dua unit Compressor \$ 61.150.000,-
- b. Biaya 22 unit Well-Reservoir \$ 1.200.000,-
- c. Biaya satu unit Gathering \$ 5.755.000,-
- d. Biaya 6 unit Dehydrator \$ 6.000.000,-
- e. Biaya Metering Station \$ 1.000.000,-
- f. Biaya Reservoir Depleted Development \$ 100.000,-
- g. Cushion Gas \$ 14.850.000,-
- h. Modal kerja \$ 9.005.500,-

2. Biaya Operasional

- a. Biaya Variabel \$ 4.988.150,-
- b. Biaya Tetap \$ 887.300,-

Biaya investasi berasal dari modal sendiri (*equity*) 10% dari biaya investasi dan pinjaman (*debt*). Pinjaman berupa pinjaman bank dengan bunga sebesar 11%, dan bunga ditetapkan berdasarkan tingkat suku bunga pinjaman bank komersial dalam USD. Karena penggunaan sumber modal berasal dari pinjaman selama satu tahun dan terdapat bunga atas pinjaman, maka nilai investasi sesungguhnya nilai investasi yang tertera pada Tabel 5.1 ditambah dengan bunga pinjaman.

tabel 5.1. Biaya Investasi

No	Komponen	Unit	Sizing/unit	Cost
I	CAPEX			
1	Compressor	2	300 MMSCFD	\$61,150,000.00
2	Well-Reservoir	22	37 Bcf	\$1,200,000.00
3	Gathering	1	40.7 KM	\$5,755,000.00
4	Dehydrator	6	110 MMscfd	\$6,000,000.00
5	Matering Station	1	550 MMscfd	\$1,000,000.00
6	Reservoir Depleted Development	1	37 Bcf	\$100,000.00
7	Cushion Gas	1	5,5 Bcf	\$14.850.000,00
	TOTAL			\$90,055,000.00
	Total Biaya Pembuatan Storage			\$90,055,000.00
	Modal Kerja (10%)			\$9,005,500.00
	Total Biaya Investasi Pembuatan Storage			\$99,060,500.00

Note: Biaya-biaya sudah termasuk PPn 10%

Tabel 5.2. Perhitungan biaya operasi dan pemeliharaan

No	Komponen	Unit	Sizing/unit	Cost
	Variable Cost			
1	Compressor	2	300 MMSCFD	\$3,000,000.00
2	Dehydrator	6	110 MMscfd	\$1,998,150.00
	Total Variabel Cost			\$4,998,150.00
	Fix Cost			
1	Well-Reservoir	22	37 Bcf	\$220,000.00
2	Gathering	1	40.7 KM	\$100,000.00
3	Matering Station Reservoir Depleted	1	550 MMscfd	\$100,000.00
4	Development	1	37 Bcf	\$10,000.00
6	Man Power	100	Person	\$457,300.00
	Fix Cost			\$887,300.00
	Depresiasi			\$4,502,750.00
	Total Fix Cost			\$5,390,050.00
	Total Biaya Opex			\$10,388,200.00
	TOTAL CAPEX & OPEX			\$109,448,700.00

Note: Biaya-biaya sudah termasuk PPN 10%

5.2. PERHITUNGAN ALIRAN KAS

Dalam melakukan perhitungan aliran kas, parameter-parameter yang ditetapkan adalah: 1.

Periode Operasi

1. Dianggap umur penggunaan jaringan pipa distribusi diperkirakan selama 20 (dua puluh) tahun, yaitu dari tahun 2009 - 2028.
2. Periode Konstruksi
Pembangunan jaringan pipa distribusi dilakukan awal tahun 2007 dan selesai akhir tahun 2008 dan dilakukan secara paralel.
3. Tingkal Pajak Pendapatan
Sesuai dengan kebijakan investasi, tingkat pajak pendapatan ditetapkan sebesar 30%,

4. Harga Penyimpanan Gas

Harga penyimpanan gas ditetapkan sebesar 0.6 USD/MMBTU

8. IRR

Dalam hal ini IRR ditetapkan 13% dan didapat margin sebesar 1,49 USD/MMBtu. Untuk selanjutnya, kelayakan proyek akan dianalisis terhadap beberapa parameter dengan margin 1,49 USD/MMBTU tersebut.

Tabel 5.3. Batasan Parameter Kelayakan

Parameter Kelayakan	Batas Nilai
NPV	>0
IRR	> 11%
PBP	< 8 Tahun

Parameter lain yang dihitung adalah

1. **Pendapatan**
Pendapatan hanya berasal dari margin, sehingga dihitung dengan mengalikan margin dengan volume gas yang mengalir.
2. **Biaya Depresiasi**
3. **Pendapatan Sebelum Kena Pajak**
Pendapatan Sebelum kena pajak adalah besar pendapatan dikurangi dengan biaya operasional, biaya depresiasi, dan pembayaran pinjaman dan bunga.
4. **Pajak**
Pajak setiap tahun dihitungnya/ sebesar 30% dari pendapatan kena pajak.
5. **Pendapatan Bersih**
Pendapatan bersih adalah pendapatan sebelum kena pajak dikurangi pajak.
6. **NCF (Net Cash Flow)/Aliran Kas**
NCF dihitung dengan mengurangi jumlah investasi dan pendapatan dengan jumlah biaya operasional, pembayaran pinjaman serta bunga, dan pajak.
8. **Aliran Kas Kumulatif**

Akumulasi kas atau NCF adalah jumlah NCF dari tahun ke tahun. Dari nilai akumulasi kas dapat diketahui waktu pengembalian investasi. Grafik aliran kas pada kasus ini dapat dilihat sebagai berikut:

9. Aliran Kas Diskonto

Merukan nilai NCF yang merupakan fungsi dari waktu/ nilai NCF saat ini.

10. Aliran Kas Diskonto Kumulatif

Akumulasi dari nilai kas diskonto.

5.3. ANALISIS KELAYAKAN

Hasil analisis kelayakan proyek dengan menetapkan IRR sebesar 13% dan *merit* margin adalah sebagai yang tertera dalam Tabel 6.4

Tabel 5.4. Hasil Analisis Keekonomian

Parameter Kelayakan	Nilai
Margin (USD/MMBtu)	0.52
NPV	\$71,717,501.53
IRR	27.43%
Payback period (tahun)	5

Untuk IRR 27.43% didapat margin sebesar 0.52 U SD/MMBtu dan proyek layak dilakukan berdasarkan parameter-parameter yang tertera pada Tabel 6.4 (NPV bernilai positif dan *payback period* sekitar 5 tahun).

5.4. ANALISIS SENSITIVITAS

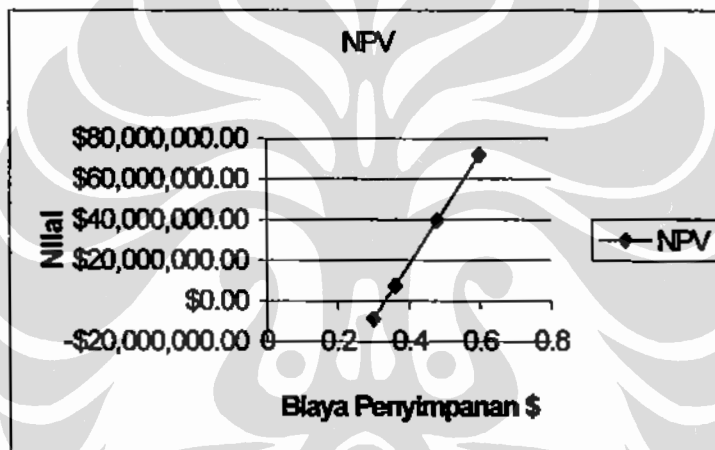
Analisis sensitivitas ini dilakukan untuk melihat bagaimana pengaruh perubahan suatu parameter terhadap kelayakan proyek. Dalam hal ini dilakukan analisis sensitivitas terhadap :

- Sensitivitas harga sewa terhadap kelayakan
- Sensitivitas volume sewa terhadap kelayakan
- Sensivitas Bunga Pinjaman terhadap kelayakan

5.4.1 Sensitivitas harga penyimpanan terhadap kelayakan

Tabel 5.5 Kenaikan harga penyimpanan terhadap telayakan

	Biaya Penyimpanan \$	IRR	NPV	PBP
100%	0.6	27.43%	\$71,717,501.53	5
80%	0.48	20.33%	\$39,441,358.12	5
60%	0.36	12.77%	\$7,165,214.70	6
50%	0.3	8.73%	-\$8,972,857.00	7



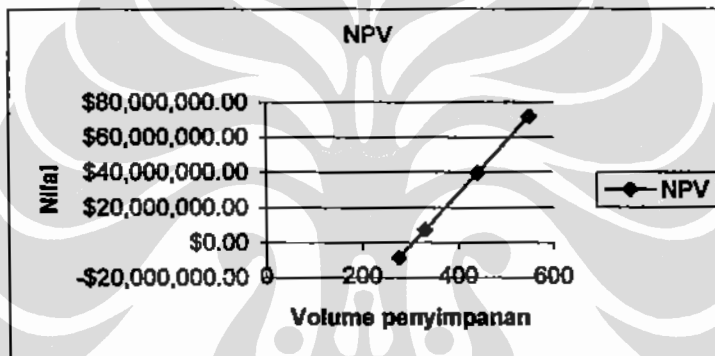
Gambar 5.1. Sensitivitas kenaikan harga penyimpanan terhadap kelayakan

Berdasarkan gambar 6.2 dengan asumsi harga \$ 0,6 , kapasitas 550 dan suku bunga 11% , semakin naik harga sewsa maka semakin bertambah kelayakan proyek. Dalam grafik di atas ditunjukkan oleh nilai NPV, begitu pula dengan nilai IRR (tabel 6.4.1). Namun jika dilihat dari nilai PBP, semakin tinggi harga sewa maka cenderung nilai PBP semakin berkurang. Harga sewa minimal agar investasi dikatakan layak adalah \$ 0.33.

5.4.2 Sensitivitas volume penyimpanan terhadap kelayakan

Tabel 5.6 Volume penyimpanan terhadap kelayakan

	Volume Penyimpanan	IRR	NPV	PBP
100%	550	27.43%	\$71,717,501.53	5
80%	440	20.33%	\$39,441,358.12	5
60%	330	12.77%	\$7,165,214.70	6
50%	275	8.73%	-\$8,972,857.00	7



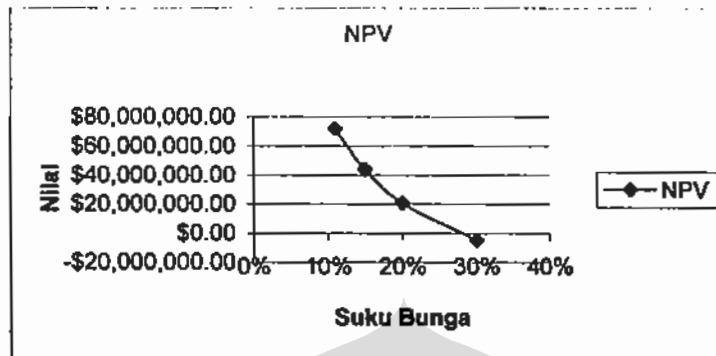
Gambar 5.2. Sensitivitas Volume Sewa Terhadap Kelayakan

Berdasarkan Gambar 5.2, semakin besar volume sewa maka akan semakin layak yang ditunjukkan oleh NPV dan IRR. Jika dilihat berdasarkan NPV, maka volume minimal agar investasi layak adalah 305.58 .MMscfd

5.4.3 Sensitivitas Tingkat Suku Bunga Terhadap Kelayakan

Tabel 5.7 Sensitivitas Suku Bunga Terhadap Kelayakan

Bunga (%)	IRR	NPV
11%	27.43%	\$71,717,501.53
15%	22.99%	\$43,576,613.30
20%	17.87%	\$20,435,040.55
30%	8.80%	-\$4,711,955.93



Gambar 5.3. Sensitivitas Suku Bunga Terhadap Kelayakan

Berdasarkan Gambar 6.4, semakin besar tingkat bunga maka akan semakin kurang layak yang ditunjukkan oleh NPV dan IRR. Jika dilihat berdasarkan NPV, maka bunga maksimal agar investasi layak adalah 28.13 % .

5.5 SIMULASI INVESTASI

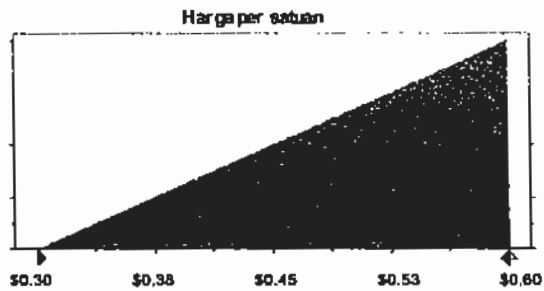
Analisa resiko ialah sebuah pendekatan yang digunakan untuk mengembangkan pengertian yang menyeluruh akan kewaspadaan terhadap kondisi variabel-variabel tertentu dalam proses yang berpengaruh terhadap suatu pengambilan keputusan atau tujuan.

5.5.1 Asumsi Parameter

Langkah pertama yang harus dilakukan adalah menentukan asumsi dari variable yang ingin dilihat nilai sensitivitasnya

Penentuan asumsi dan bentuk distribusi yang dipilih dapat dijelaskan seperti berikut:

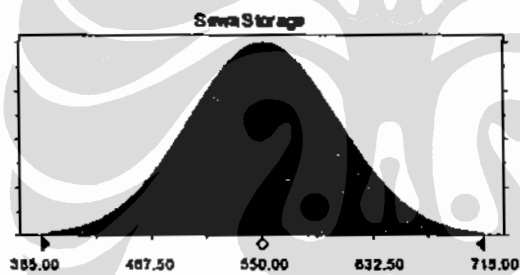
a. Harga penyimpanan



Gambar 5.4. Sebaran distribusi harga penyimpanan

Untuk harga sewa diasumsikan terdistribusi triangular dengan harga minimum \$ 0.3, harga maksimum \$0.6 dan harga yang paling diinginkan \$0.6.

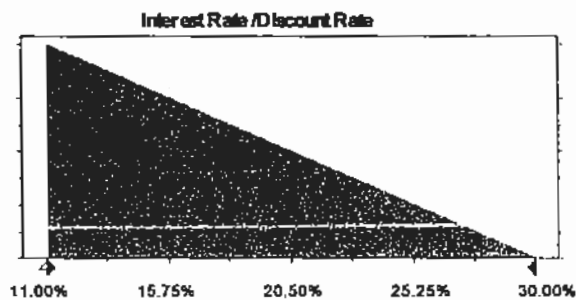
b. Volume penyimpanan



Gambar 5.5. Distribusi Volume Penyewaan

Untuk volume penyewaan diasumsikan terdistribusi normal dengan nilai rata-rata penyewaan 550 Mscf dan standar deviasinya 55 Mscf.

c. Tingkat suku bunga



Gambar 5.6. Distribusi Tingkat Suku Bunga

Untuk tingkat suku bunga diasumsikan terdistribusi triangular dengan suku bunga minimum 11%, suku bunga maksimum 30% dan suku bunga yang paling diinginkan 11%.

5.5.2 Hasil Simulasi

a. Kelayakan nilai NPV

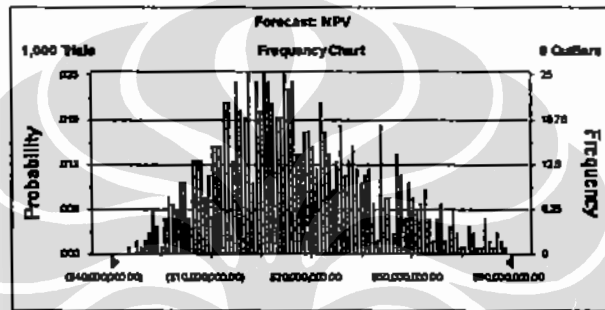
Tabel 5.8. Hasil Simulasi NPV

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	\$16,135,332.85
Median	\$14,183,249.54
Mode	—
Standard Deviation	\$22,318,771.11
Variance	4.98E+14
Skewness	0.37
Kurtosis	2.73
Coeff. of Variability	1.38
Range Minimum	(\$35,351,319.38)
Range Maximum	\$97,483,626.25
Range Width	\$132,834,945.63
Mean Std. Error	\$705,781.51

Dari hasil simulasi terlihat bahwa nilai NPV rata-rata sebesar \$16,135,332.85, dengan standar deviasi sebesar \$22,318,771.11. Dari kedua nilai parameter ini maka akan didapat kisaran nilai dari NPV jika diasumsikan bahwa distribusi dari harga sewa, volume sewa dan tingkat suku bunga seperti yang sudah ditetapkan diatas maka dengan tingkat keyakinan 95% nilai NPV berkisar antara - \$21,444,664.64 sampai dengan \$61,701,982.73. nilai ini dipandang bahwa ada kemungkinan terjadi kerugian investasi, hal ini wajar jika terjadi nilai-nilai ekstrim pada harga sewa yang berlaku (misal \$ 0.3), volume penyewaan (missal 385 Mscf) dan tingkat suku bunga hingga 30% maka investasi akan rugi (NPV bernilai negative) .

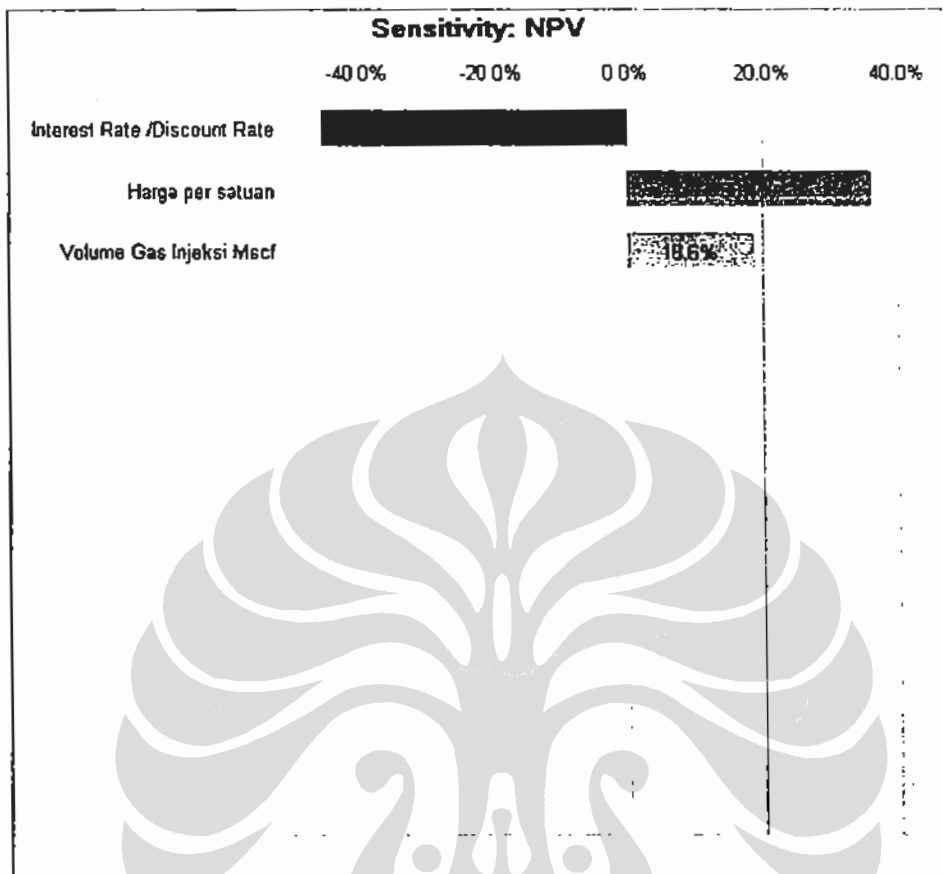
Tabel 5.9 Persentil NPV

Percentile	Value
0.0%	(\$35,351,319.38)
2.5%	(\$21,444,664.64)
5.0%	(\$17,002,732.23)
50.0%	\$14,183,249.54
95.0%	\$54,593,308.48
97.5%	\$61,701,982.73
100.0%	\$97,483,626.25



Gambar 5.7. Distribusi Hasil Simulasi NPV

b. Nilai Sensitifitas



Gambar 5.8 Sensitivitas Indikator

Jika dilihat dari garfik sensitifitasnya, maka dari ketiga variable yang diasumsikan, yang paling sensitive adalah tingkat suku bunga (nilai sensitivitas -0.453) . artinya bahwa perubahan suku bunga menyebabkan perubahan yang besar pada nilai NPV- nys jika dibandingkan dengan indikator harga sewa maupun volume penyewaan. Sedangkan indicator yang paling kecil sensitivitasnya adalah volume penyewaan (nilai sensitivitas 0.186)

TABEL 5.10. CAHS FLOW I

Akhir Tahun	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tahun Operasi	-2	-1	0	1	2	3	4	5
Tahun Diskonto	0	1	2	3	4	5	6	7
Kapasitas (%)				100	100	100	100	100
Kapasitas (MMSCFD)				550	550	550	550	550
Penyewaan (US\$)				\$82,500,000.00	\$82,500,000.00	\$82,500,000.00	\$82,500,000.00	\$82,500,000.00
Variable Cost (US\$)				\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00
Fixed Cost (FC) (US\$)				\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00
Depresiasi				\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00
Pendapatan kena Pajak				\$72,111,800.00	\$72,111,800.00	\$72,111,800.00	\$72,111,800.00	\$72,111,800.00
Pajak Pendapatan				\$21,633,540.00	\$21,633,540.00	\$21,633,540.00	\$21,633,540.00	\$21,633,540.00
Pendapatan Bersih (US\$)				\$50,478,260.00	\$50,478,260.00	\$50,478,260.00	\$50,478,260.00	\$50,478,260.00
Kas Masuk Setelah pajak Storage (US\$)				\$54,981,010.00	\$54,981,010.00	\$54,981,010.00	\$54,981,010.00	\$54,981,010.00
Total Biaya Pembuatan	\$49,980,525.00	\$55,478,382.75						
Modal Kerja (US\$)				\$9,005,500.00				
Kas Keluar	\$49,980,525.00	\$55,478,382.75		\$9,005,500.00				
Aliran Kas	-\$49,980,525.00	-\$55,478,382.75		\$45,975,510.00	\$54,981,010.00	\$54,981,010.00	\$54,981,010.00	\$54,981,010.00
Aliran Kas Kumulatif	-\$49,980,525.00	-\$105,458,907.75		-\$59,483,397.75	-\$4,502,387.75	\$50,478,622.25	\$105,459,632.25	\$160,440,642.25
Aliran Kas Terdiskonto	-\$45,027,500.00	-\$45,027,500.00		\$33,616,896.66	\$36,217,694.28	\$32,628,553.40	\$29,395,093.16	\$26,482,065.91
Aliran kas Terdiskonto kumulatif	-\$45,027,500.00	-\$90,055,000.00		-\$56,438,103.34	\$20,220,409.06	\$12,408,144.34	\$41,803,237.50	\$68,285,303.40

TABEL 5.11 CAHS FLOW II

Akhir Tahun	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tahun Operasi	6	7	8	9	10	11	12
Tahun Diskonto	8	9	10	11	12	13	14
Kapasitas (%)	100	100	100	100	100	100	100
Kapasitas (MMSCFD)	550	550	550	550	550	550	550
Penyewaan (US\$)	\$68,750,000.00	\$68,750,000.00	\$68,750,000.00	\$68,750,000.00	\$68,750,000.00	\$68,750,000.00	\$68,750,000.00
Variable Cost (US\$)	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00	\$4,998,150.00
Fixed Cost (FC) (US\$)	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00	\$887,300.00
Depresiasi	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00	\$4,502,750.00
Pendapatan kena Pajak	\$58,361,800.00	\$58,361,800.00	\$58,361,800.00	\$58,361,800.00	\$58,361,800.00	\$58,361,800.00	\$58,361,800.00
Pajak Pendapatan	\$17,508,540.00	\$17,508,540.00	\$17,508,540.00	\$17,508,540.00	\$17,508,540.00	\$17,508,540.00	\$17,508,540.00
Pendapatan Bersih (US\$)	\$40,853,260.00	\$40,853,260.00	\$40,853,260.00	\$40,853,260.00	\$40,853,260.00	\$40,853,260.00	\$40,853,260.00
Kas Masuk Setelah pajak	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00
Total Biaya Pembuatan Storage (US\$)							
Modal Kerja (US\$)							
Kas Keluar							
Aliran Kas	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00	\$45,356,010.00
Aliran Kas Kumulatif	\$157,671,652.25	\$203,027,662.25	\$248,383,672.25	\$293,739,682.25	\$339,095,692.25	\$384,451,702.25	\$429,807,712.25
Aliran Kas Terdiskonto	\$12,625,935.67	\$10,760,740.63	\$9,171,085.76	\$7,816,266.28	\$6,661,590.58	\$5,677,491.97	\$4,838,771.56
Aliran kas Terdiskonto kumulatif	\$28,756,682.44	\$39,517,423.07	\$48,688,508.84	\$56,504,775.11	\$63,166,365.69	\$68,843,857.66	\$73,682,629.22