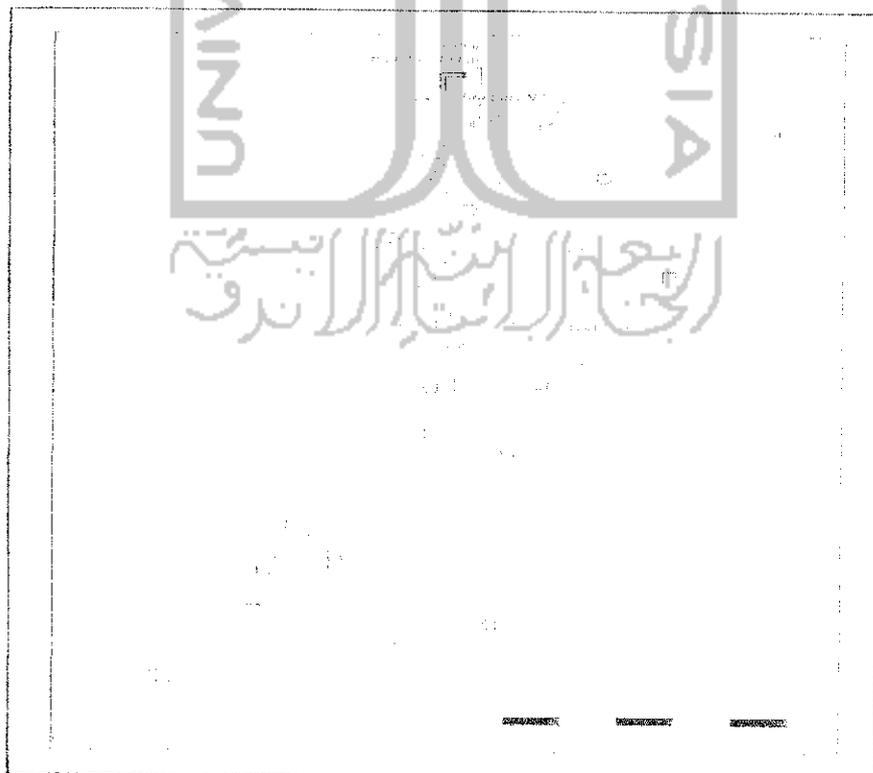


BAB IV

PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

4.1. Profil Singkat Perusahaan

VICO Indonesia adalah salah satu perusahaan minyak dan gas bumi yang ada di Indonesia. Sebelumnya perusahaan ini bernama HUFFCO yaitu perusahaan yang didirikan di Houston, Amerika Serikat pada tahun 1958 oleh Roy M. Huffington. Pada tahun 1972 HUFFCO menandatangani kontrak dengan Indonesia untuk melakukan penambangan minyak dan gas bumi di Indonesia. Pada tahun 1990 HUFFCO berganti nama menjadi VICO Indonesia, karena semua asetnya dijual kepada Virginia Company. VICO Indonesia memiliki 5 Lapangan yang beroperasi yaitu Badak, Nilam, Semberah, Mutiara dan Pamaguan.

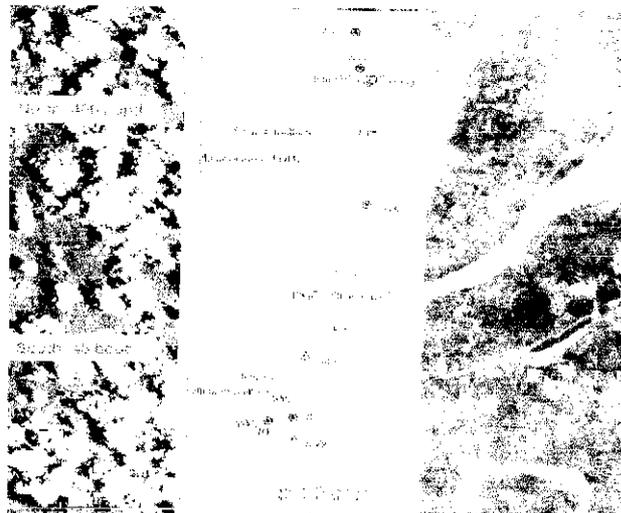


Gambar 4.1. Wilayah Operasi VICO Indonesia

Dari kelima lapangan tersebut, daerah operasi Nilam atau *Nilam Field* merupakan salah satu aset yang menjadi tulang punggung VICO Indonesia Co, L.Lc. Karena sampai saat ini *Nilam Field* masih memiliki cadangan gas yang cukup banyak. Daerah operasi Nilam mulai beroperasi dengan mengirimkan minyak ke *Santan Plant* pada 14 September 1982, namun saat ini yang menjadi produk utama adalah gas bumi karena cadangan minyak bumi yang semakin sedikit.

Nilam Field berlokasi di wilayah Kalimantan Timur Samarinda - Muara Badak. Lokasi *Nilam Field* dikategorikan menjadi dua, yaitu : lokasi darat (*On Shore*) dan lokasi di perairan (*Off Shore*). Luas total dari wilayah operasi yang berada di bawah Nilam Operasi seluas 8.500 Ha atau 85 Km². Wilayah sebesar itu dibagi menjadi beberapa sub wilayah, antara lain :

1. *Satellite 1* → 1.520 Ha
2. *Satellite 2* → 1.920 Ha
3. *Satellite 4* → 2.253 Ha
4. *Satellite 5* → 3.180 Ha
5. *Satellite 6* → 2.385 Ha
6. *Nilam Central Plant* → 33 Ha



Gambar 4.2. Peta Daerah Operasi Nilam

4.2. Proses Produksi

Dalam melakukan penambangan gas bumi, banyak proses atau langkah-langkah yang harus dilakukan oleh sebuah perusahaan Migas, yaitu:

4.2.1. Eksplorasi Lokasi

Eksplorasi lokasi dilakukan untuk mengetahui letak lokasi yang memiliki cadangan gas di dalamnya. Eksplorasi lokasi ini dilakukan oleh ahli geologi dengan meneliti jenis batuan yang ada di sekitar lokasi dan dengan seismik. Setelah ditemukan lokasi yang diperkirakan memiliki cadangan gas, maka selanjutnya dilakukan pengembangan terhadap penelitian hasil eksplorasi tersebut.

4.2.2. Pengeboran

Untuk membuktikan adanya cadangan gas di lokasi yang telah ditentukan dari hasil eksplorasi, maka dilakukan pengeboran. Pengeboran dimulai dengan mendirikan Rig, Rig atau struktur penyangga adalah konstruksi menara kerangka baja yang ditempatkan di atas titik bor, berfungsi untuk menyangga peralatan pemboran. Setelah Rig didirikan selanjutnya dilakukan pengeboran atau pembuatan lubang dengan rata-rata kedalaman mencapai 13.000 feet.

Pengeboran dilakukan dengan menggunakan mata bor yang mengandung intan pada ujung-ujung mata bor tersebut. Pengeboran diiringi dengan penginjeksian lumpur ke dalam pipa mata bor. Penginjeksian lumpur sangat diperlukan untuk menahan semburan gas liar yang dapat menyembur sewaktu-waktu. Selain itu penginjeksian gas memiliki fungsi lainnya seperti:

1. Mengangkat serpihan pemboran (*cutting*) dari dasar sumur ke permukaan.
2. Untuk memenuhi fungsi tersebut, lumpur yang digunakan harus memiliki viskositas yang cukup dan *gel strength*.
3. Mencegah fluida formasi masuk ke lubang bor.

4. Melumasi dan mendinginkan bit

Jika pengeboran telah mencapai kedalaman yang dikehendaki, selanjutnya semua rangkaian pipa dan mata bornya diangkat ke permukaan, setelah itu dilakukan *logging* yang bertujuan untuk memperoleh data di setiap lapisan pada kedalaman yang berbeda-beda untuk mengetahui potensi cadangan gas (*reservoir*) pada sumur tersebut. Data tersebut selanjutnya akan digunakan untuk memperhitungkan tindakan pavorasi yang akan dilakukan dikemudian hari.

Kemudian dipasang pipa selubung (*casing*) ke dalam lubang yang telah dibuat dari hasil pengeboran tersebut. *Casing* berfungsi untuk:

1. Mencegah runtuhnya lubang bor.
2. Untuk membatasi zona eksploitasi gas yang memiliki perbedaan kedalaman pada sebuah sumur.
3. Sebagai selubung untuk *tubing* produksi.

Karena ada perbedaan diameter antara lubang yang telah dibuat dengan *casing* tersebut, maka dilakukan penyemenan antara dinding luar *casing* dengan lubang bor. Hal ini bertujuan untuk menutup rongga antara *casing* dengan lubang bor, agar posisi *casing* tetap kokoh dan tidak goyang. Langkah selanjutnya adalah memasukkan *tubing* atau pipa produksi ke dalam *casing*. *Tubing* ini berfungsi untuk mengalirkan gas dari dasar sumur ke permukaan atau ke atas kepala sumur. Karena ada perbedaan diameter antara *tubing* dan *casing* maka di pasang *packer* atau penyekat di rongga antara *tubing* dan *casing* agar posisi *tubing* tetap kokoh dan tidak goyang.

Untuk mengatur atau menegendalikan tekanan aliran gas dari dasar sumur maka dipasang kepala sumur (*well head*) atau yang lebih dikenal dengan istilah *X-mas Tree*. Pemasangan kepala sumur ini bertujuan untuk mengatur besar jumlah produksi gas dan memudahkan dalam perawatan suatu sumur.

4.2.3. Pemasangan Pipa Alir (*Flow Line*)

Setelah proses pengeboran selesai hingga terpasangnya kepala sumur, kemudian dilanjutkan dengan pemasangan pipa alir dari kepala sumur sampai ke *satellite* atau stasiun pengumpul.

4.2.4. Perforasi

Bila semua *production surface facility* atau fasilitas produksi di permukaan telah terpasang, langkah selanjutnya pada sumur tersebut dilakukan perforasi atau pelubangan pada pipa produksi (*tubing*), *casing* dan semen pada zona-zona produktif berdasarkan data *logging* yang telah dilakukan sebelumnya. Perforasi dilakukan untuk mengalirkan gas yang ada di dalam *reservoir* (cadangan gas) disekitar sumur ke sumur tersebut dan selanjutnya dialirkan ke *satellite* atau stasiun pengumpul.

Terdapat 3 jenis tekanan gas dalam sebuah sumur dari hasil perforasi tersebut, yaitu:

1. Sumur bertekanan sangat rendah (*VLP System*) dimana tekanan di kepala sumur antara 20-75 psig.
2. Sumur bertekanan rendah (*LP System*) dimana tekanan di kepala sumur antara 75-200 psig.
3. Sumur bertekanan menengah (*MP System*) dimana tekanan di kepala sumur antara 200-350 psig.

4.2.5. Produksi

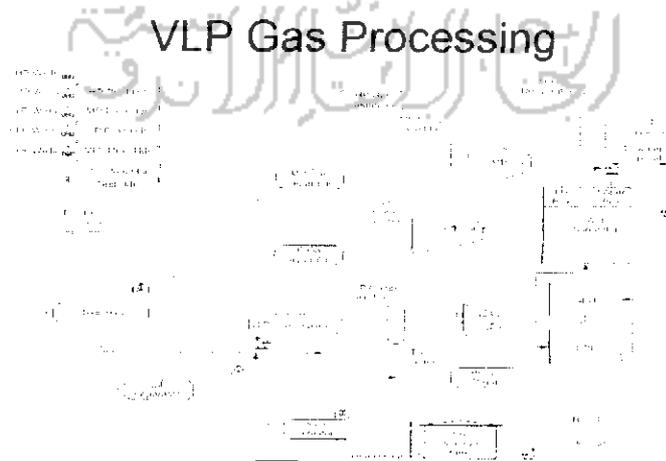
Seperti yang telah dikatakan di atas, bahwa dari hasil perforasi suatu sumur selalu menghasilkan tekanan gas yang berbeda-beda. Namun saat ini seiring dengan berkurangnya cadangan gas yang ada, maka tekanan gas yang dihasilkan juga berkurang, pada umumnya adalah tekanan sangat rendah (*VLP*) dan tekanan rendah

(*LP*). Meskipun demikian pada beberapa sumur masih ada yang memiliki tekanan sedang (*MP*).

Jika dari hasil perforasi didapatkan gas dengan tekanan sangat rendah (*VLP*) atau tekanan rendah (*LP*), maka diperlukan 2 tingkat unit kompresor untuk meningkatkan tekanan gas dari dalam sumur agar dapat dilakukan proses lanjutan pada gas tersebut. Dalam hal ini terdapat 3 jenis kompresor menurut tingkat tekanan gasnya, yaitu:

1. *VLP Compressor*
2. *LP Compressor*
3. *MP Compressor*

Untuk sumur yang menghasilkan gas dengan tekanan sangat rendah (*VLP well*), maka gas dari sumur tersebut dinaikkan tekanannya dari 20 psig menjadi 350 psig dengan menggunakan unit *VLP Compressor*. Kemudian gas tersebut dialirkan ke *Nilam Central Plant* untuk dinaikkan tekanannya dari 350 psig menjadi 750 psig dengan menggunakan *MP Compressor* yang terdapat di *Nilam Central Plant*.

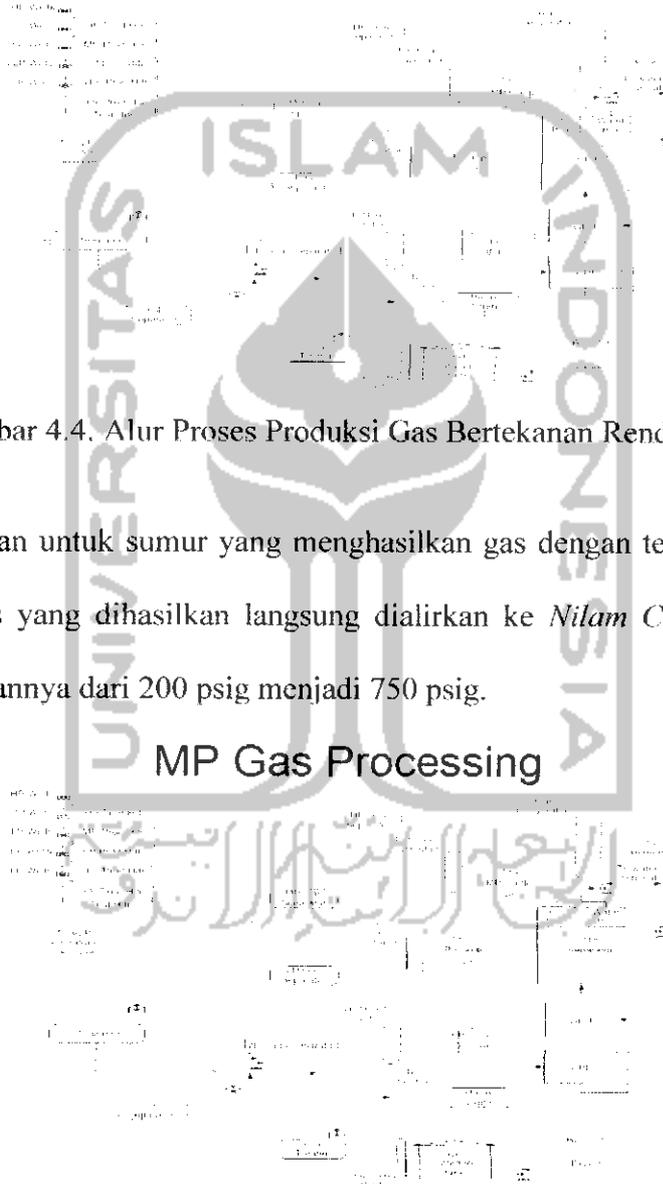


Gambar 4.3. Alur Proses Produksi Gas Bertekanan Sangat Rendah (*VLP*)

Dan untuk sumur yang menghasilkan gas dengan tekanan rendah (*LP well*), memiliki proses yang mirip dengan *VLP well*. Hanya saja gas dari sumur tersebut

tekanannya dinaikkan dari 75 psig menjadi 350 psig dengan menggunakan *LP Compressor*. Dan untuk langkah atau proses selanjutnya sama dengan yang dilakukan pada *VLP well*.

LP Gas Processing



Gambar 4.4. Alur Proses Produksi Gas Bertekanan Rendah (*LP*)

Sedangkan untuk sumur yang menghasilkan gas dengan tekanan sedang (*MP well*), maka gas yang dihasilkan langsung dialirkan ke *Nilam Central Plant* untuk dinaikkan tekanannya dari 200 psig menjadi 750 psig.

MP Gas Processing

Gambar 4.5. Alur Proses Produksi Gas Bertekanan Sedang (*MP*)

Bila gas telah mencapai tekanan 750 psig, selanjutnya dilakukan pengeringan dari kandungan air dengan menggunakan proses *dehydration unit* dimana gas tersebut diberi kesempatan untuk terjadi kontak langsung dengan *glycol* secara terus menerus

yang terdapat di dalam bejana *dehydration unit* tersebut. Pada proses yang terjadi di bejana *dehydration unit* diharapkan gas yang keluar pada kondisi gas kering (*dry gas*) dengan batas maksimal 20 lbs ^{wr}/mm sesuai dengan standar yang telah ditentukan. Selanjutnya gas tersebut dijual atau dikirim ke LNP Bontang yang berjarak 65 km dari *Nilam Central Plant*.

4.3. Pengumpulan Data

Saat ini perusahaan merencanakan untuk meningkatkan kapasitas produksi gas dan untuk itu perusahaan membutuhkan kompresor, agar sumur yang ada tetap dapat memproduksi dan dapat meningkatkan kapasitas produksi yang semakin berkurang. VICO Indonesia membutuhkan kompresor dengan spesifikasi sebagai berikut:

Kapasitas : 5 *MMcf/d*/unit/ hari
 Jumlah : 2 unit
 Umur ekonomis : 9 tahun

Dalam melakukan perhitungan investasi perusahaan menetapkan asumsi-asumsi sebagai berikut:

1. Jumlah hari per tahun 365 hari
2. Biaya operasional meliputi biaya perawatan, servis, bahan bakar, oli dan asuransi
3. Untuk sewa, biaya operasional sudah termasuk dalam biaya sewa
4. Biaya kapital meliputi pembelian kompresor, pendirian fasilitas kompresor, *platform* dan sumur
5. Kompresor hanya menghasilkan penambahan gas (tidak untuk *liquid*)
6. Umur alat terdepresiasi untuk 5 tahun
7. Nilai sisa \$ 0 atau tidak memiliki nilai sisa

8. Kompresor *on line* 1 januari 2010 (biaya operasional mulai dihitung tahun 2010 dan biaya kapital mulai dikeluarkan pada tanggal 1 januari 2009)

4.3.1. Data Produksi Gas di Area Nilam

Tabel 4.1. Data Produksi Gas di Area Nilam

Tahun	Produksi Gas (mmcf/d)
1996	244.071,973
1997	214.680,683
1998	156.308,567
1999	192.121,030
2000	189.821,618
2001	231.058,865
2002	209.845,311
2003	186.130,207
2004	151.943,727
2005	83.177,543
2006	63.727,633
2007	59.907,724
2008	65.372,290

4.3.2. Data Biaya

Tabel 4.2. Data Biaya Investasi

	Beli	Rental
Biaya Operasional	US\$ 100.000/tahun	US\$ 730.000/tahun
Biaya Kapital	US\$ 7.200.000	US\$ 2.250.000

4.3.3. Data Harga Gas

Tabel 4.3. Data Harga Gas

Tahun	Harga (\$/ mmcf/d)
2006	4.750
2007	4.700
2008	4.900
2009	5.020

4.4. Pengolahan Data

4.4.1. Analisis Aspek Pasar

Dari data produksi di atas dapat diketahui bahwa hasil produksi gas di area Nilam dari tahun ke tahun cenderung menurun, hal tersebut disebabkan oleh banyaknya sumur-sumur gas yang mati dan cadangan gas yang semakin berkurang. Namun dalam penelitian ini peneliti hanya meneliti sumur yang ada di satelit 4 dan data produksi di area Nilam di atas hanya sebagai gambaran dan tidak digunakan dalam perhitungan untuk membandingkan keputusan membeli atau menyewa kompresor.

Pada analisa aspek pasar dilakukan prediksi terhadap produksi di satelit 4 untuk periode dimasa mendatang. Prediksi ini dilakukan oleh departemen reservoir dengan menggunakan *software integrated asset model*. Sehingga peneliti tidak melakukan perhitungan langsung mengenai prediksi jumlah produksi tersebut.

Tabel 4.4. Prediksi Pertambahan Produksi Gas Per Hari

Tahun	Produksi Gas (mmcf/d)
2010	4,403
2011	3,387
2012	2,825
2013	0
2014	2,400
2015	0
2016	0
2017	0,114
2018	7,445
2019	3,892

Sumber data: Departemen Reservoir

4.4.2. Analisis Aspek Teknis

Untuk menjaga sumur gas yang ada agar dapat tetap berproduksi dan meningkatkan tingkat produksi dari sumur tersebut PT. VICO Indonesia memutuskan

untuk melakukan penambahan 2 unit kompresor. Kompresor yang dibutuhkan yaitu kompresor yang memiliki kapasitas 5 *MMcfd* per unit.

4.4.3. Analisis Aspek Manajemen

Dengan adanya penambahan 2 unit kompresor baru tersebut perusahaan tidak perlu melakukan penambahan tenaga kerja untuk mengoperasikannya, karena pengoperasian kompresor tersebut terintegrasi dengan mesin-mesin lain yang ada. Namun dalam melakukan perawatan terhadap kompresor tersebut dibutuhkan tenaga kerja tambahan, untuk itu VICO Indonesia melakukan kontrak kerja dengan perusahaan lain yang menyediakan tenaga kerja untuk perawatan tersebut dan biaya yang dikeluarkan untuk mengontrak tenaga kerja tersebut dimasukkan dalam biaya operasional. Kontrak kerja tersebut dilakukan bila perusahaan memutuskan untuk membeli kompresor baru tersebut, bila perusahaan memutuskan untuk menyewa kompresor baru tersebut maka perusahaan tidak perlu melakukannya. Karena perawatan kompresor menjadi tanggung jawab perusahaan yang menyewakan kompresor tersebut.

4.4.4. Analisis Aspek Finansial

4.4.4.1. Perkiraan Harga

Dengan menggunakan *software* WinQSB dilakukan peramalan terhadap harga gas dari tahun 2010 hingga 2019 berdasarkan data harga gas dari tahun 2006-2009, dari data tersebut diketahui bahwa harga gas membentuk pola atau *trend* yang semakin meningkat. Maka dalam melakukan peramalan pada data tersebut digunakan tiga alat analisa yaitu:

1. *Moving Average With Linear Trend*
2. *Single Exponential Smoothing With Trend*
3. *Double Exponential Smoothing With Trend*

Dengan membandingkan ketiga metode peramalan tersebut maka dipilih metode *Single Exponential Smoothing With Trend* karena memiliki nilai rata-rata kuadrat kesalahan (*MSE*) terkecil.

Tabel 4.5. Perbandingan Nilai *MSE*

Metode	MSE
Moving Average With Linear Trend	34.450
Single Exponential Smoothing With Trend	17.855,44
Double Exponential Smoothing With Trend	18.028,32

Peramalan harga gas untuk tahun 2010 hingga 2019:

Tabel 4.6. Ramalan Harga Gas per *MMcfd*

Tahun	Harga per mmcfd (\$)
2010	5.103,677
2011	5.187,354
2012	5.271,032
2013	5.354,709
2014	5.438,386
2015	5.522,063
2016	5.605,741
2017	5.689,418
2018	5.773,095
2019	5.856,772

4.4.4.2. Analisis Bila Membeli Kompresor

a. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tabel 4.7. Prediksi Tambahan Produksi

Tahun	Produksi Gas per Hari (mmcfd)	Jumlah Hari	Produksi Gas per Tahun (mmcfd)
2009	0	0	0
2010	4,403	365	1.607,095
2011	3,387	365	1.236,255
2012	2,825	365	1.031,125
2013	0	365	0
2014	2,400	365	876
2015	0	365	0
2016	0	365	0
2017	0,114	365	41,61
2018	7,445	365	2.717,425
2019	3,892	365	1.420,58

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 4.8. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Harga per mmcf (\$)	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	1.607,095	5.103,677	8.202.093,79
2011	1.236,255	5.187,354	6.412.892,32
2012	1.031,125	5.271,032	5.435.092,87
2013	0	5.354,709	0
2014	876	5.438,386	4.764.026,14
2015	0	5.522,063	0
2016	0	5.605,741	0
2017	41,61	5.689,418	236.736,68
2018	2.717,425	5.773,095	15.687.952,68
2019	1.420,58	5.856,772	8.320.013,17

c. *FTP* Bersama

FTP (*First Tranche Petroleum*) adalah bentuk kontrak Bagi Hasil (*PSC*) dimana penyisihan minyak pertama yaitu 20% dari produksi disisihkan sebelum dikurangi biaya operasi dibagi antara Pemerintah dan Kontraktor (berdasarkan bagi hasilnya).

$FTP = 20\% \times \text{Pendapatan Kotor}$

Tabel 4.9. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	8.202.093,79	1.640.418,76
2011	6.412.892,32	1.282.578,46
2012	5.435.092,87	1.087.018,57
2013	0	0
2014	4.764.026,14	952.805,23
2015	0	0
2016	0	0
2017	236.736,68	47.347,34
2018	15.687.952,68	3.137.590,54
2019	8.320.013,17	1.664.002,63

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum Pajak

FTP (First Tranche Petroleum) perusahaan adalah *FTP* yang diterima perusahaan setelah dibagi dengan pemerintah berdasarkan kontrak bagi hasilnya, yaitu 57,69% untuk perusahaan.

Tabel 4.10. *FTP* Perusahaan

Tahun	FTP (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	FTP Perusahaan (\$)
2009	-	57,69%	0
2010	1.640.418,76	57,69%	946.357,581
2011	1.282.578,46	57,69%	739.919,516
2012	1.087.018,57	57,69%	627.101,015
2013	0	57,69%	0
2014	952.805,23	57,69%	549.673,336
2015	0	57,69%	0
2016	0	57,69%	0
2017	47.347,34	57,69%	27.314,6785
2018	3.137.590,54	57,69%	1.810.075,98
2019	1.664.002,63	57,69%	959.963,119

e. Depresiasi

Depresiasi dilakukan terhadap investasi nyata berupa kompresor dan fasilitasnya, sehingga perhitungan depresiasi berdasarkan biaya kapital nyata sebesar \$ 4.680.000. Depresiasi dilakukan dengan metode *Declining Balance* selama 5 tahun.

Tabel 4.11. Depresiasi Mesin

Tahun	Depresiasi (\$)
2010	936.000
2011	748.800
2012	599.040
2013	479.232
2014	383.385,6

f. Pembalikan Modal (*Cost Recovery*)

Tabel 4.12. Pembalikan Modal

Tahun	Depresiasi (\$)	Biaya Kapital Tak Nyata (\$)	Biaya Operasional (\$)	Cost Recovery (\$)
2009	-	2.520.000	-	2.520.000

2010	936.000	-	100.000	1.036.000
2011	748.800	-	100.000	848.800
2012	599.040	-	100.000	699.040
2013	479.232	-	100.000	579.232
2014	383.385,6	-	100.000	483.386
2015	-	-	100.000	100.000
2016	-	-	100.000	100.000
2017	-	-	100.000	100.000
2018	-	-	100.000	100.000
2019	-	-	100.000	100.000

g. Pendapatan Bersama

Pendapatan bersama adalah seluruh pendapatan yang didapat dari hasil produksi dan belum dibagi dengan pemerintah.

Tabel 4.13. Pendapatan

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	-	-	2.520.000	-2.520.000
2010	8.202.093,79	1.640.418,76	1.036.000	5.525.675,03
2011	6.412.892,32	1.282.578,46	848.800	4.281.513,86
2012	5.435.092,87	1.087.018,57	699.040	3.649.034,30
2013	0	0	579.232	-579.232
2014	4.764.026,14	952.805,23	483.386	3.327.835,31
2015	0	0	100.000	-100.000
2016	0	0	100.000	-100.000
2017	236.736,68	47.347,34	100.000	89.389,35
2018	15.687.952,68	3.137.590,54	100.000	12.450.362,14
2019	8.320.013,17	1.664.002,63	100.000	6.556.010,53

h. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Pendapatan perusahaan adalah pendapatan yang diterima perusahaan setelah dibagi dengan pemerintah berdasarkan kontrak bagi hasilnya, yaitu 57,69% untuk perusahaan.

Tabel 4.14. Pendapatan Perusahaan

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	-2.520.000,00	57,69%	-1.453.788
2010	5.525.675,03	57,69%	3.187.762

2011	4.281.513,86	57,69%	2.470.005
2012	3.649.034,30	57,69%	2.105.128
2013	-579.232,00	57,69%	-334.159
2014	3.327.835,31	57,69%	1919.828
2015	-100.000,00	57,69%	-57.690
2016	-100.000,00	57,69%	-57.690
2017	89.389,35	57,69%	51.568,72
2018	12.450.362,14	57,69%	7.182.614
2019	6.556.010,53	57,69%	3.782.162

i. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Pendapatan terkena pajak didapat dari pendapatan perusahaan yang dijumlahkan dengan *FTP* perusahaan.

Tabel 4.15. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	-1.453.788	0	-1.453.788
2010	3.187.762	946.357,581	4.134.119,51
2011	2.470.005	739.919,516	3.209.924,86
2012	2.105.128	627.101,015	2.732.228,90
2013	-334.159	0	-334.158,94
2014	1919.828	549.673,336	2.469.501,53
2015	-57.690	0	-57.690
2016	-57.690	0	-57.690
2017	51.568,72	27.314,678	78.883,39
2018	7.182.614	1.810.075,98	8.992.689,90
2019	3.782.162	959.963,119	4.742.125,60

j. Pajak

Tingkat pajak yang digunakan dalam perhitungan pajak adalah *Higher Rate of Income Tax (HRIIT)* atau pajak yang lebih tinggi. Pajak ini digunakan untuk pertambangan karena biasanya lebih tinggi dari pajak untuk industri. Penetapan tingkat pajak biasanya berdasarkan kontrak kesepakatan antara pemerintah dan kontraktor.

Tabel 4.16. Pajak

Tahun	Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	-1.453.788,00	48%	-697.818,24
2010	4.134.119,51	48%	1.984.377,363
2011	3.209.924,86	48%	1.540.763,932
2012	2.732.228,90	48%	1.311.469,873
2013	-334.158,94	48%	-160.396,292
2014	2.469.501,53	48%	1.185.360,732
2015	-57.690,00	48%	-27.691,2
2016	-57.690,00	48%	-27.691,2
2017	78.883,39	48%	37.864,028
2018	8.992.689,90	48%	4.316.491,153
2019	4.742.125,60	48%	2.276.220,286

k. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan bersih perusahaan adalah pendapatan yang diterima perusahaan setelah dikurangi biaya-biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan.

Pendapatan bersih perusahaan :

(pendapatan terkena pajak - pajak) + *cost recovery* - (biaya kapital nyata + biaya kapital tak nyata + biaya operasional)

Tabel 4.17. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital Nyata (\$)	Biaya Kapital Tak Nyata (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
-1.453.788,00	-697.818,24	2.520.000	4.680.000	2.520.000	-	-5.435.969,76
4.134.119,51	1.984.377,363	1.036.000	-	-	100.000	3.085.742,14
3.209.924,86	1.540.763,932	848.800	-	-	100.000	2.417.960,93
2.732.228,90	1.311.469,873	699.040	-	-	100.000	2.019.799,03
-334.158,94	-160.396,292	579.232	-	-	100.000	305.469,35
2.469.501,53	1.185.360,732	483.386	-	-	100.000	1.667.526,39
-57.690,00	-27.691,2	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
-57.690,00	-27.691,2	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
78.883,39	37.864,028	100.000	-	-	100.000	41.019,36
8.992.689,90	4.316.491,153	100.000	-	-	100.000	4.676.198,75
4.742.125,60	2.276.220,286	100.000	-	-	100.000	2.465.905,31

4.4.4.3. Analisis Pendapatan Bila Menyewa Kompresor

a. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Dalam perhitungan untuk menyewa, perusahaan hanya melakukan perhitungan sampai tahun 2012, karena pada tahun-tahun berikutnya tambahan produksi gas dianggap tidak menguntungkan, hal itu disebabkan oleh semakin berkurangnya tambahan produksi gas pada tahun-tahun berikutnya.

Tabel 4.18. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tahun	Produksi Gas per Hari (mmcf/d)	Jumlah Hari	Produksi Gas per Tahun (mmcf/d)
2009	0	0	0
2010	4,403	365	1.607,095
2011	3,387	365	1.236,255
2012	2,825	365	1.031,125

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 4.19. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf/d)	Harga per mmcf/d	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	1.607,095	5.103,677	8.202.093,79
2011	1.236,255	5.187,354	6.412.892,32
2012	1.031,125	5.271,032	5.435.092,87

c. *FTP* Bersama

Tabel 4.20. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	8.202.093,79	1.640.418,76
2011	6.412.892,32	1.282.578,46
2012	5.435.092,87	1.087.018,57

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum PajakTabel 4.21. *FTP* Perusahaan

Tahun	FTP (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	FTP Perusahaan (\$)
2009	-	57,69%	0
2010	1.640.418,76	57,69%	946.357,581
2011	1.282.578,46	57,69%	739.919,516
2012	1.087.018,57	57,69%	627.101,015

e. Pembalikan Modal (*Cost Recovery*)

Tabel 4.22. Pembalikan Modal

Tahun	Depresiasi	Biaya Operasional/ Biaya Sewa (\$/ tahun)	Cost Recovery (\$)
2009	0	-	0
2010	0	730.000	730.000
2011	0	730.000	730.000
2012	0	730.000	730.000

f. Pendapatan Bersama

Tabel 4.23. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	0	0,00
2010	8.202.093,79	1.640.418,76	730.000	5.831.675,03
2011	6.412.892,32	1.282.578,46	730.000	4.400.313,86
2012	5.435.092,87	1.087.018,57	730.000	3.618.074,30

g. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 4.24. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	5.831.675,03	57,69%	3.364.293,33
2011	4.400.313,86	57,69%	2.538.541,06
2012	3.618.074,30	57,69%	2.087.267,06

h. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 4.25. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	0	0	0
2010	3.364.293,33	946.357,581	4.310.650,91
2011	2.538.541,06	739.919,516	3.278.460,58
2012	2.087.267,06	627.101,015	2.714.368,08

i. Pajak

Tabel 4.26. Pajak

Tahun	Pendapatan Kena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	0	48%	0
2010	4.310.650,91	48%	2.069.112,44
2011	3.278.460,58	48%	1.573.661,08
2012	2.714.368,08	48%	1.302.896,68

j. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 4.27. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tahun	Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
2009	0	0	0	2.250.000	-	-2.250.000
2010	4.310.650,91	2.069.112,44	730.000		730.000	2.241.538,47
2011	3.278.460,58	1.573.661,08	730.000		730.000	1.704.799,50
2012	2.714.368,08	1.302.896,68	730.000		730.000	1.411.471,40

4.4.4.4. Analisis Kelayakan Investasi dengan Membeli Kompresor

1. Analisis dengan metode *Net Present Value*

Suad Husnan dan Suwarsono (1994) mengatakan bahwa metode ini digunakan untuk menghitung selisih antara nilai sekarang investasi dengan nilai sekarang

penerimaan-penerimaan kas bersih di masa yang akan datang. *MARR* yang digunakan oleh perusahaan untuk menghitung nilai *NPV* adalah 15%.

Tabel 4.28. *NPV* Pendapatan Bersih Perusahaan

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76
2010	3.085.742,14	0,870	2.684.595,66
2011	2.417.960,93	0,756	1.827.978,46
2012	2.019.799,03	0,658	1.329.027,76
2013	305.469,35	0,572	174.728,47
2014	1.667.526,39	0,497	828.760,62
2015	-29.998,80	0,432	-12.959,48
2016	-29.998,80	0,376	-11.279,55
2017	41.019,36	0,327	13.413,33
2018	4.676.198,75	0,284	1.328.040,44
2019	2.465.905,31	0,247	609.078,61
Jumlah			3.335.414,57

2. Analisis dengan metode Deret Seragam

Analisis ini menunjukkan jumlah pengeluaran atau penerimaan yang jumlahnya tetap (seragam) tiap periode (tahun). I Nyoman Pujawan (1995) mengatakan metode ini cocok untuk membandingkan alternatif-alternatif yang memiliki umur berbeda.

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = 3.335.414,57 (A/P, 15\%, 10)$$

$$A = 3.335.414,57 (0,1993)$$

$$A = \$ 664.748,12$$

3. Analisis dengan metode *Internal Rate of Return*

Metode ini menghitung tingkat bunga yang menyebabkan nilai *NPV* dari suatu investasi sama dengan nol. Untuk mendapatkan tingkat bunga yang menyebabkan nilai *NPV* sama dengan nol digunakan cara coba-coba (*trial and error*) dan

interpolasi. Dari cara coba-coba didapatkan tingkat bunga yang menyebabkan nilai *NPV* sama dengan nol yaitu diantara tingkat bunga 15% dan 35%.

Tabel 4.29. Perbandingan *NPV*

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)	(P/F, 35%, n)	NPV (\$)
2009	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76
2010	3.085.742,14	0,870	2.684.595,66	0,741	2.286.534,93
2011	2.417.960,93	0,756	1.827.978,46	0,549	1.327.460,55
2012	2.019.799,03	0,658	1.329.027,76	0,406	820.038,41
2013	305.469,35	0,572	174.728,47	0,301	91.946,27
2014	1.667.526,39	0,497	828.760,62	0,223	371.858,39
2015	-29.998,80	0,432	-12.959,48	0,165	-4.949,80
2016	-29.998,80	0,376	-11.279,55	0,122	-3.659,85
2017	41.019,36	0,327	13.413,33	0,091	3.732,76
2018	4.676.198,75	0,284	1.328.040,44	0,067	313.305,32
2019	2.465.905,31	0,247	609.078,61	0,05	123.295,27
NPV Keseluruhan			3.335.414,57		-106.407,53

Dari tabel di atas diketahui dengan tingkat bunga 15% dan 35% menghasilkan nilai *NPV* yaitu sebesar 3.335.414,57 dan -106.407,53. Selanjutnya untuk mendapatkan tingkat bunga yang menyebabkan nilai *NPV* sama dengan nol maka dilakukan interpolasi terhadap kedua tingkat bunga tersebut.

Tabel 4.30. Interpolasi *IRR*

i	NPV (\$)
15%	3.335.414,57
i%	0
35%	-106.407,53

$$\frac{35\% - i}{35\% - 15\%} = \frac{-106.407,53 - 0}{-106.407,53 - 3.335.414,57}$$

$$35\% - i = 10\% \left(\frac{-106.407,53}{-3.441.822,1} \right)$$

$$i = 35\% - 0,309\%$$

$$i = 34,69\%$$

4. Analisis dengan metode Periode Pengembalian (*Payback Period*)

Metode ini digunakan untuk mengukur seberapa cepat suatu investasi dapat kembali. Bila periode pengembaliannya lebih cepat dari umur ekonomis mesin maka investasi layak dilakukan, sedangkan bila periode pengembalian lebih lama dari umur ekonomis mesin maka investasi tidak layak dilakukan.

Tabel 4.31. Kumulatif Pendapatan Perusahaan

Tahun	Periode (tahun)	NPV (\$)	Kumulatif Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	-5.435.969,76	-5.435.969,76
2010	1	2.684.595,66	-2.751.374,10
2011	2	1.827.978,46	-923.395,64
2012	3	1.329.027,76	405.632,12
2013	4	174.728,47	580.360,59
2014	5	828.760,62	1.409.121,21
2015	6	-12.959,48	1.396.161,73
2016	7	-11.279,55	1.384.882,18
2017	8	13.413,33	1.398.295,51
2018	9	1.328.040,44	2.726.335,95
2019	10	609.078,61	3.335.414,56

Dari tabel di atas diketahui bahwa periode pengembalian investasi terjadi diantara tahun 2011 dan 2012. Dan untuk mengetahui periode pengembalian yang pasti maka dilakukan interpolasi.

Tabel 4.32. Interpolasi Periode Pengembalian

Tahun	Periode (tahun)	Kumulatif Pendapatan Perusahaan (\$)
2011	2	-923.395,64
	n	0
2012	3	405.632,12

$$\frac{3 - n}{3 - 2} = \frac{405.632,12 - 0}{405.632,12 - (-923.395,64)}$$

$$3 - n = 1 \left(\frac{405.632,12}{1.329.027,76} \right)$$

$$n = 3 - 0,305$$

$$n = 2,695 \text{ tahun}$$

4.4.4.5. Analisis Kelayakan Investasi dengan Menyewa Kompresor

1. Analisa dengan metode *Net Present Value*

Tabel 4.33. *NPV* dengan Menyewa Kompresor

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-2.250.000	1	-2.250.000
2010	2.241.538,47	0,870	1.950.138,469
2011	1.704.799,50	0,756	1.288.828,422
2012	1.411.471,40	0,658	928.748,181
NPV Keseluruhan			1.917.715,072

2. Analisis dengan metode Deret Seragam

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = 1.917.715,072 (A/P, 15\%, 3)$$

$$A = 1.917.715,072 (0,4380)$$

$$A = \$ 839.959,20$$

3. Analisis dengan metode *Internal Rate of Return*

Tabel 4.34. *IRR* dengan Menyewa

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)	(P/F, 70%, n)	NPV (\$)
2009	-2.250.000	1	-2.250.000	1	-2.250.000
2010	2.241.538,47	0,870	1.950.138,469	0,588	1.318.024,621

2011	1.704.799,50	0,756	1.288.828,422	0,346	589.860,627
2012	1.411.471,40	0,658	928.748,181	0,204	287.940,166
NPV Keseluruhan			1.917.715,072		-54.174,59

Tabel 4.35. Interpolasi *IRR*

i	NPV (\$)
15%	1.917.715,072
i%	0
70%	-54.174,59

$$\frac{70\% - i}{70\% - 15\%} = \frac{-54.174,59 - 0}{-54.174,59 - 1.917.715,072}$$

$$70\% - i = 55\% \left(\frac{-54.174,59}{1.971.889,662} \right)$$

$$i = 70\% - 1,511\%$$

$$i = 68,489\%$$

4. Analisis dengan metode *Payback Period*

Tabel 4.36. Pendapatan Kumulatif

Tahun	Periode (tahun)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	Kumulatif Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	-2.250.000	-2.250.000
2010	1	1.950.138,469	-299.861,53
2011	2	1.288.828,422	988.966,89
2012	3	928.748,1812	1.917.715,07

Tabel 4.37. Interpolasi Periode Pengembalian

Tahun	Periode (tahun)	Kumulatif Pendapatan Perusahaan (\$)
2010	1	-299.861,53
	n	0
2011	2	988.966,89

$$\frac{2 - n}{2 - 1} = \frac{988.966,89 - 0}{988.966,89 - (-299.861,53)}$$

$$2 - n = 1 \left(\frac{988.966,89}{1.288.828,42} \right)$$

$$n = 2 - 0,767$$

$$n = 1,233 \text{ tahun}$$

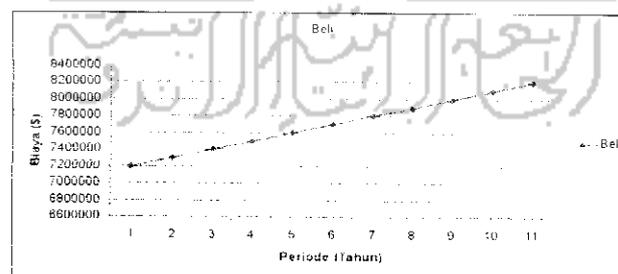
4.4.5. Analisis Titik Impas (*Break Event Point*)

Analisis titik impas digunakan untuk mendapatkan nilai dari parameter yang menyebabkan dua atau lebih alternatif dianggap sama baiknya, sehingga dapat dipilih salah satu diantaranya.

Tabel 4.38. Biaya Produksi

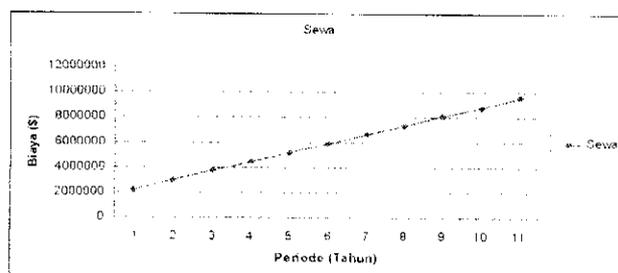
	Beli	Rental
Biaya Operasional	US\$ 100.000/tahun	US\$ 730.000/tahun
Biaya Kapital	US\$ 7.200.000	US\$ 2.250.000

a. Grafik biaya untuk keputusan beli



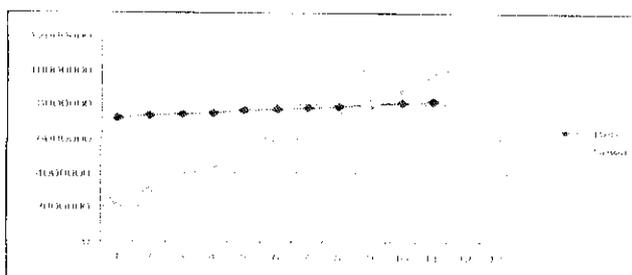
Gambar 4.6. Grafik Biaya Untuk Keputusan Membeli

b. Grafik biaya untuk keputusan sewa



Gambar 4.7. Grafik Biaya Untuk Keputusan Menyewa

c. Grafik perbandingan keputusan sewa dan beli



Gambar 4.8. Perbandingan Keputusan Sewa dan Beli

4.4.6. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas yang dilakukan yaitu meliputi perubahan tambahan produksi sebesar 60% dan perubahan harga gas sebesar 50%. Analisis dilakukan dengan membandingkan pendapatan tahunan perusahaan berdasarkan NPV pendapatan bersih perusahaan. Untuk penghitungan pendapatan bersih perusahaan dapat dilihat dalam lampiran.

4.4.6.1. Analisis Sensitivitas Alternatif Membeli

4.4.6.1.1. Tambahan Produksi Bertambah 60%

Tabel 4.39. NPV Bila Tambahan Produksi Bertambah 60%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76
2010	4.562.056,91	0,870	3.968.989,51
2011	3.572.238,48	0,756	2.700.612,29
2012	2.998.076,61	0,658	1.972.734,41
2013	305.469,35	0,572	174.728,47
2014	2.525.017,08	0,497	1.254.933,49
2015	-29.998,80	0,432	-12.959,48
2016	-29.998,80	0,376	-11.279,55
2017	83.637,09	0,327	27.349,33
2018	7.499.917,28	0,284	2.129.976,51
2019	3.963.451,29	0,247	978.972,47
Jumlah			7.748.087,68

• Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = 7.748.087,68 (A/P, 15\%, 10)$$

$$A = 7.748.087,68 (0,1993)$$

$$A = \$ 1.544.193,88$$

4.4.6.1.2. Tambahan Produksi Berkurang 60%

Tabel 4.40. *NPV* Bila Tambahan Produksi Berkurang 60%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76
2010	1.609.427,38	0,870	1.400.201,82
2011	1.263.683,37	0,756	955.344,63
2012	1.041.521,45	0,658	685.321,11
2013	305.469,35	0,572	174.728,47
2014	810.036,27	0,497	402.588,03
2015	-29.998,80	0,432	-12.959,48
2016	-29.998,80	0,376	-11.279,55
2017	-1.598,36	0,327	-522,66
2018	1.852.480,22	0,284	526.104,38
2019	968.359,33	0,247	239.184,75
Jumlah			-1.077.258,26

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = -1.077.258,26 (A/P, 15\%, 10)$$

$$A = -1.077.258,26 (0,1993)$$

$$A = \$ -214.697,57$$

4.4.6.1.3. Harga Gas Naik 50%

Tabel 4.41. *NPV* Bila Harga Gas Naik 50%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76
2010	4.316.009,16	0,870	3.754.927,97
2011	3.379.855,92	0,756	2.555.171,08
2012	2.835.030,97	0,658	1.865.450,38
2013	305.469,35	0,572	174.728,47
2014	2.382.102,27	0,497	1.183.904,83
2015	-29.998,80	0,432	-12.959,48
2016	-29.998,80	0,376	-11.279,55
2017	76.528,48	0,327	25.024,81
2018	7.029.295,49	0,284	1.996.319,92
2019	3.713.858,22	0,247	917.322,98
Jumlah			7.012.641,64

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = 7.012.641,64 (A/P, 15\%, 10)$$

$$A = 7.012.641,64 (0,1993)$$

$$A = \$ 1.397.619,48$$

4.4.6.1.4. Harga Gas Turun 50%

Tabel 4.42. *NPV* Bila Harga Gas Turun 50%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-5.435.969,76	1	-5.435.969,76
2010	1.855.478,01	0,870	1.614.265,87
2011	1.456.066,67	0,756	1.100.786,40
2012	1.204.568,94	0,658	792.606,36
2013	305.469,35	0,572	174.728,47
2014	952.950,55	0,497	473.616,42
2015	-29.998,80	0,432	-12.959,48
2016	-29.998,80	0,376	-11.279,55

2017	5.510,29	0,327	1.801,86
2018	2.323.102,01	0,284	659.760,97
2019	1.217.954,96	0,247	300.834,88
Jumlah			-341.807,55

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = -341.807,55 (A/P, 15\%, 10)$$

$$A = -341.807,55 (0,1993)$$

$$A = \$ -68.122,25$$

4.4.6.2. Analisis Sensitivitas Keputusan Menyewa

4.4.6.2.1. Tambahan Produksi Bertambah 60%

Tabel 4.43. *NPV* Bila Tambahan Produksi Bertambah 60%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-2.250.000	1	-2.250.000
2010	3.717.853,24	0,870	3.234.532,32
2011	2.859.077,06	0,756	2.161.462,26
2012	2.389.748,99	0,658	1.572.454,84
NPV Keseluruhan			4.718.449,41

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = 4.718.449,41 (A/P, 15\%, 3)$$

$$A = 4.718.449,41 (0,4380)$$

$$A = \$ 2.066.680,84$$

4.4.6.2.2. Tambahan Produksi Berkurang 60%

Tabel 4.44. *NPI* Bila Tambahan Produksi Berkurang 60%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-2.250.000	1	-2.250.000
2010	765.223,71	0,870	665.744,63
2011	550.521,95	0,756	416.194,59
2012	433.193,82	0,658	285.041,53
NPV Keseluruhan			-883.019,24

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = -883.019,24 (A/P, 15\%, 3)$$

$$A = -883.019,24 (0,4380)$$

$$A = \$ -386.762,43$$

4.4.6.2.3. Harga Gas Naik 50%

Tabel 4.45. *NPI* Bila Harga Gas Naik 50%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-2.250.000	1	-2.250.000
2010	3.471.805,49	0,870	3.020.470,78
2011	2.666.694,50	0,756	2.016.021,04
2012	2.226.703,34	0,658	1.465.170,80
NPV Keseluruhan			4.251.662,62

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = 4.251.662,62 (A/P, 15\%, 3)$$

$$A = 4.251.662,62 (0,4380)$$

$$A = \$ 1.862.228,23$$

4.4.6.2.4. Harga Gas Turun 50%

Tabel 4.46. *NPV* Bila Harga Gas Turun 50%

Tahun	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)	(P/F, 15%, n)	NPV (\$)
2009	-2.250.000	1	-2.250.000
2010	1.011.274,34	0,870	879.808,68
2011	742.905,24	0,756	561.636,36
2012	596.241,32	0,658	392.326,79
NPV Keseluruhan			-416.228,17

Pendapatan tahunan perusahaan:

$$A = P (A/P, i\%, N)$$

$$A = -416.228,17 (A/P, 15\%, 3)$$

$$A = -416.228,17 (0,4380)$$

$$A = \$ -182.307,94$$

