

4199/FTI/T/2009
31 AGUSTUS 2009

TUGAS AKHIR

ANALISIS KELAYAKAN INVESTASI DENGAN MEMBANDINGKAN KEPUTUSAN MEMBELI ATAU MENYEWA KOMPRESOR UNTUK MENGEFISIENSIKAN BIAYA

(Penelitian di PT. VICO Indonesia Kalimantan Timur)

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Strata-1
Teknik Industri**



Oleh

Nama : Tantiyo Dwi Pratama

No. Mahasiswa : 05522033

**JURUSAN TEKNIK INDUSTRI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UNIVERSITAS ISLAM INDONESIA
YOGYAKARTA**

2009

**ANALISIS KELAYAKAN INVESTASI
DENGAN MEMBANDINGKAN KEPUTUSAN MEMBELI ATAU
MENYEWA KOMPRESOR UNTUK MENGEFISIENSIKAN
BIAYA**

(Penelitian di PT. VICO Indonesia Kalimantan Timur)

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Strata-1
Teknik Industri**



Oleh

Nama : Tantiyo Dwi Pratama

No. Mahasiswa : 05522033

**JURUSAN TEKNIK INDUSTRI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UNIVERSITAS ISLAM INDONESIA
YOGYAKARTA**

2009

PENGAKUAN

Demi Allah, Saya akui karya ini adalah hasil karya saya sendiri kecuali nukilan dan ringkasan yang setiap satunya telah saya jelaskan sumbernya. Jika dikemudian hari ternyata terbukti pengakuan saya ini tidak benar dan melanggar peraturan yang sah dalam karya tulis dan hak intelektual maka saya bersedia ijazah yang telah saya terima untuk ditarik kembali oleh Universitas Islam Indonesia.

Yogyakarta, 7 Agustus 2009

ENAM RIBU
600
Tgl. 20

METER
STEMBEL

Tantiyo Dwi Pratama
(05522033)



esia

esih No.1
, Kutai, Kaltim 75382
Timur) - Indonesia
(0541) 204000, 525000
(0541) 52-5010
38100 VICOEK
10 Samarinda Kaltim 75001

SURAT KETERANGAN

FS-155/VII/09-0243

Yang bertanda tangan di bawah ini menerangkan bahwa:

Nama : **Tantiyo Dwi Pratama**
Universitas : Universitas Islam Indonesia
Nim : 05522033
Jurusan : Teknik Industri

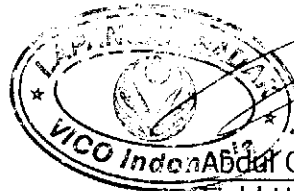
Telah melaksanakan Penelitian di **Central Area Department, VICO Indonesia, Kalimantan Timur** dengan Judul **Analisa kelayakan infestasi dengan membandingkan keputusan membeli atau menyewa mesin baru untuk mengefensiasikan biaya.**

Penelitian dilaksanakan sejak tanggal **1 Mei 2009 s/d 12 Mei 2009.**

Demikian Surat Keterangan ini diberikan kepada yang bersangkutan, untuk dapat dipergunakan seperlunya.

VICO Indonesia Lap. Badak, 13 Juli 2009

Hormat Kami,



Abdul Qodir

Field Human Resources Superintendent

AQ/BPum:sj ✓

**ANALISIS KELAYAKAN INVESTASI
DENGAN MEMBANDINGKAN KEPUTUSAN MEMBELI ATAU
MENYEWA KOMPRESOR UNTUK MENGEFISIENSIKAN**

BIAYA

(Studi Kasus di PT. VICO Indonesia, Muara Badak, Kalimantan Timur)

TUGAS AKHIR

Oleh

Nama : Tantiyo Dwi Pratama
No. Mahasiswa : 05522033

الرَّبِّعَةُ الرَّابِعَةُ الرَّابِعَةُ
الرَّبِّعَةُ الرَّابِعَةُ الرَّابِعَةُ

Yogyakarta, 15 Juli 2009

Dosen Pembimbing



Drs. R. Abdul Djalal, MM

**ANALISIS KELAYAKAN INVESTASI
DENGAN MEMBANDINGKAN KEPUTUSAN MEMBELI ATAU
MENYEWA KOMPRESOR UNTUK MENGEFISIENSIKAN
BIAYA
TUGAS AKHIR**

Oleh
Nama : Tantiyo Dwi Pratama
No. Mahasiswa : 05522033

**Telah Dipertahankan di Depan Sidang Penguji Sebagai
Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Strata-1
Teknik Industri**

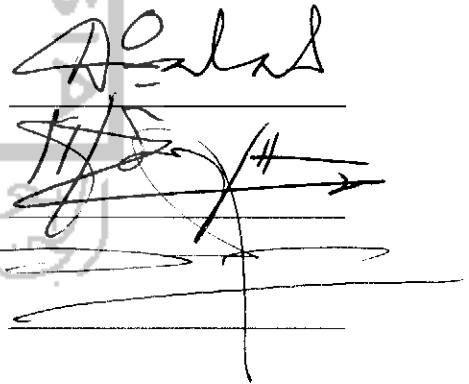
Yogyakarta, 7 Agustus 2009

Tim Penguji

Drs. R. Abdul Djalal, MM
Ketua

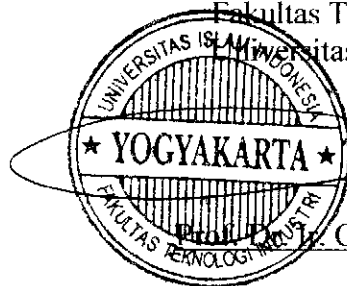
Dr. Ir. Hari Purnomo, MT
Anggota I

Drs. Imam Djati Widodo, M.Eng.Sc
Anggota II



Mengetahui,

Ka. Prodi Teknik Industri
Fakultas Teknologi Industri
Universitas Islam Indonesia



Prof. Dr. Ir. Chairul Saleh, M.Sc.

HALAMAN PERSEMBAHAN

Kupersembahkan karya ini kepada Ayah, Ibu, Kakak dan Adik-adikku

- yang selalu mendoakan dan mendukung langkahku hingga dapat kuselesaikan Tugas Akhir ini.



MOTTO

“Adakah sama orang-orang yang mengetahui dengan orang-orang yang tidak mengetahui? Sesungguhnya orang yang berakallah yang dapat menerima pelajaran”

(Q.S. Az-Zumar Ayat 9)

“Sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan. Maka apabila kamu telah selesai (dari suatu urusan), kerjakanlah dengan sungguh-sungguh (urusan) yang lain”

(Q.S. Al-Insyirah 6-7)

“Barangsiapa menempuh jalan untuk mencari ilmu, maka Allah mudahkan baginya jalan menuju Surga.”

(HR. Muslim)

“Ya Allah perkayakanlah diriku dengan ilmu, hiasilah diriku dengan kesabaran dan muliakanlah diriku dengan taqwa serta perindaahlah diriku dengan kesehatan”

(HR. Al-Bukhari & Umar)

KATA PENGANTAR



Assalamu 'alaikum Wr. Wb.

Segala puji bagi Allah SWT dengan rahmat dan rahim-Nya yang telah memberikan taufik dan hidayah-Nya kepada kita semua, sehingga sampai saat ini masih pada kondisi iman dan Islam. Dan dengan rahmat-Nya pula penyusun dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir ini. Sholawat dan salam kita haturkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad SAW beserta para sahabat dan generasi penerus yang senantiasa mengikuti risalahnya hingga akhir zaman.

Tugas Akhir ini wajib ditempuh oleh mahasiswa Jurusan Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia, sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang studi Strata I.

Kelancaran dalam mempersiapkan dan menyelesaikan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari dukungan berbagai pihak. Oleh karena itu dengan rasa hormat dan terima kasih yang sebesar-besarnya penulis haturkan kepada :

1. Kedua orang tua yang telah memberikan kasih sayang, dukungan, doa dan perhatiannya.
2. Bapak Drs. R. Abdul Djalal, MM selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang banyak memberikan masukan, bimbingan, motivasi dan koreksi dengan sangat baik selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
3. Seluruh pengurus jurusan Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia.

4. Seluruh karyawan PT. VICO Indonesia yang telah memberikan saya kesempatan dan bantuan dalam melakukan penelitian Tugas Akhir ini.
5. Saudara-saudaraku, teman-temanku dan semua pihak yang telah memberikan masukan, dorongan dan semangat dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.

Penulis sadar bahwa Tugas Akhir ini tidak luput dari kesalahan, oleh karena itu penulis memohon maaf sebesar-besarnya dan penulis siap untuk menerima kritikan dan saran dari pembaca demi kemajuan bersama. Semoga Tugas Akhir ini bermanfaat bagi semua pembaca umumnya dan bagi penulis khususnya.

Wassalamu 'alaikum Wr. Wb

Yogyakarta, 15 Juli 2009

Tantiyo Dwi Pratama

الرَّبِّعَالْاِسْمَاءِ
الْحَمْدُ لِلَّهِ
الْمَلِكِ الْقَدِيمِ

ABSTRAKSI

PT. VICO Indonesia adalah perusahaan asing yang bergerak dibidang penambangan minyak dan gas bumi. Untuk mempertahankan produktivitas sumur gas di satelit 4, perusahaan membutuhkan tambahan 2 unit kompresor baru. Untuk melakukan penambahan kompresor tersebut perusahaan memiliki dua alternatif yaitu membeli atau menyewa kompresor tersebut. Berdasarkan hasil prediksi departemen reservoir, perusahaan memiliki dua keputusan yaitu bila membeli, maka kompresor tersebut digunakan sampai umur ekonomisnya habis yaitu 10 tahun. Sedangkan bila menyewa, maka kompresor hanya digunakan dalam waktu 3 tahun.

Penelitian ini bertujuan untuk memilih alternatif terbaik, agar dapat mengefisienkan biaya investasi dan mengoptimalkan keuntungan perusahaan. Untuk mengetahui alternatif yang terbaik dari alternatif menyewa dan membeli maka dilakukan analisis terhadap kedua alternatif tersebut dengan menggunakan metode *Net Present Value*, *IRR*, Deret Seragam, *Payback Period*, *Break Event Point* dan Analisis Sensitivitas. Dan untuk memperkirakan harga gas pada periode yang akan datang, dilakukan peramalan dengan menggunakan *software* WinQSB.

Hasil analisis dan pengolahan data, dapat ditarik kesimpulan bahwa kedua alternatif layak dilakukan. Masing-masing alternatif membeli dan menyewa memiliki nilai *NPV* US\$ 3.335.414,57 dan US\$ 1.917.715,072, Deret Seragam sebesar US\$ 664.748,12 dan US\$ 839.959,20, *IRR* 34,69% dan 68,489% dan Periode Pengembalian selama 2,695 tahun dan 1,233 tahun. Dari hasil pengolahan data di atas dapat diketahui bahwa alternatif menyewa lebih baik dari alternatif membeli karena memiliki nilai yang lebih baik.

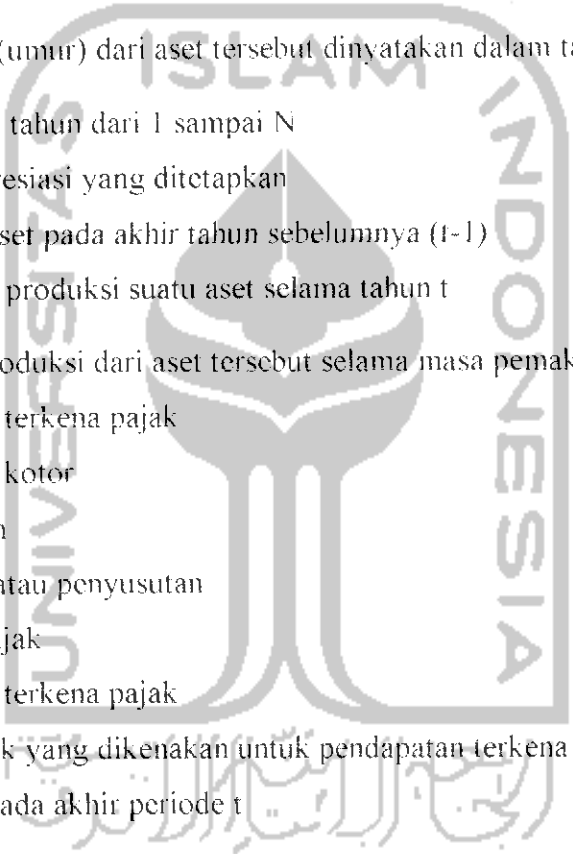
Alternatif beli lebih layak dilakukan bila kompresor digunakan di atas 9 tahun. Bila kompresor digunakan kurang dari 9 tahun, maka alternatif sewa lebih layak dilakukan. Alternatif membeli dapat menerima perubahan tambahan produksi dan harga gas bila mengalami penurunan hingga 45,35%. Sedangkan alternatif menyewa, dapat menerima perubahan tambahan produksi dan harga gas bila mengalami penurunan hingga 41,08%.

Kata kunci: efisien, optimal, investasi, peramalan.

TAKARIR

<i>Break Event Point</i>	= Nilai Titik Impas
<i>Cost Recovery</i>	= Pembalikan Modal
<i>Casing</i>	- Pipa Selubung
<i>Declining Balance</i>	= Keseimbangan Menurun
<i>Dry Gas</i>	= Gas Kering
<i>First Tranche Petroleum</i>	= Penyisihan Minyak Pertama
<i>Flow Line</i>	= Pipa Alir
<i>Gross Revenue</i>	= Pendapatan Kotor
<i>Higher Rate of Income Tax</i>	= Pajak Yang Lebih Tinggi
<i>Net Present Value</i>	= Nilai Bersih Sekarang
<i>Off Shore</i>	= Lokasi di Perairan
<i>On Shore</i>	- Lokasi di Darat
<i>Packer</i>	- Penyekat
<i>Payback Period</i>	- Periode Pengembalian
<i>Production Surface Facility</i>	= Fasilitas Produksi di Permukaan
<i>Reservoir</i>	= Cadangan Gas
<i>Satellite</i>	= Stasiun Pengumpul
<i>Taxable Income</i>	= Pendapatan Terkena Pajak
<i>Tubing</i>	- Pipa Produksi
<i>Well Head</i>	= Kepala Sumur

DAFTAR SIMBOL



D_t	= besarnya depresiasi pada tahun ke-t
P	= ongkos awal dar aset yang bersangkutan
S	= nilai sisa dari aset tersebut
N	= masa pakai (umur) dari aset tersebut dinyatakan dalam tahun
$SOYD$	= jumlah digit tahun dari 1 sampai N
d	= tingkat depresiasi yang ditetapkan
BV_{t-1}	= nilai buku aset pada akhir tahun sebelumnya (t-1)
U_t	= jumlah unit produksi suatu aset selama tahun t
U	= total unit produksi dari aset tersebut selama masa pemakaiannya
TI	= Pendapatan terkena pajak
GI	= Pendapatan kotor
E	= Pengeluaran
D	= Depresiasi atau penyusutan
P	= besarnya pajak
TI	= pendapatan terkena pajak
T	= tingkat pajak yang dikenakan untuk pendapatan terkena pajak sebesar TI
A_t	= aliran kas pada akhir periode t
i	= MARR
N	= horizon perencanaan (periode)
NPV	= <i>Net Present Value</i>
F_t	= aliran kas pada periode t
N	= umur proyek atau studi dari proyek tersebut
i^*	= nilai <i>IRR</i> dari proyek atau investasi tersebut

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Lembar Pengakuan	ii
Surat Keterangan Perusahaan	iii
Lembar Pengesahan Dosen Pembimbing	iv
Lembar Pengesahan Dosen Penguji	v
Halaman Persembahan	vi
Halaman Motto	vii
Kata Pengantar	viii
Abstraksi	x
Takarir	xi
Daftar Simbol	xii
Daftar Isi	xiii
Daftar Tabel	xvi
Daftar Gambar	xviii
 BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Batasan Masalah	4
1.4 Tujuan Penelitian	5
1.5 Manfaat Penelitian	5
1.6 Sistematika Penulisan	5
 BAB II LANDASAN TEORI	
2.1. Pengertian Investasi	8
2.1.1. Jenis Investasi	8
2.2. Studi Kelayakan Proyek	9
2.2.1. Pengertian	9
2.2.2. Intensitas Studi Kelayakan	9
2.3. Konsep Ongkos	10

2.4.	Kebutuhan Dana Untuk Aktiva Tetap	12
2.4.1.	Aktiva Tetap Berwujud.....	12
2.4.2.	Aktiva Tetap Tidak Berwujud.....	13
2.5.	Sumber Dana.....	13
2.6.	Pemilihan Alternatif-Alternatif Ekonomi	15
2.7.	Evaluasi Kelayakan Investasi.....	16
2.7.1.	Menetapkan <i>Minimum Attractive Rate of Return (MARR)</i>	16
2.7.2.	Depresiasi.....	16
2.7.3.	Pajak.....	20
2.7.3.1.	Berbagai Pungutan Pemerintah dalam Pengusahaan Migas.....	20
2.7.3.2.	Perhitungan Pajak.....	21
2.7.4.	Peramalan.....	22
2.7.5.	Metode-Metode Analisa Kelayakan Investasi	23

BAB III METODE PENELITIAN

3.1.	Lokasi dan Obyek Penelitian.....	28
3.2.	Metode Pengumpulan Data.....	28
3.3.	Sumber Data.....	28
3.4.	Analisis Data.....	29
3.5.	Tahapan Penelitian	31
3.5.1.	Langkah-Langkah Penghitungan <i>Cashflow</i> Perusahaan.....	32
3.6.	Diagram Alir (<i>Flowchart</i>).....	33

BAB IV PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

4.1.	Profil Singkat Perusahaan.....	34
4.2.	Proses Produksi	36
4.2.1.	Eksplorasi Lokasi	36
4.2.2.	Pengeboran.....	36
4.2.3.	Pemasangan Pipa Alir (<i>Flow Line</i>).....	38
4.2.4.	Perforasi.....	38
4.2.5.	Produksi.....	38
4.3.	Pengumpulan Data.....	41
4.3.1.	Data Produksi Gas di Area Nilam	42
4.3.2.	Data Biaya.....	42

4.3.3. Data Harga Gas	42
4.4. Pengolahan Data.....	43
4.4.1. Analisis Aspek Pasar	43
4.4.2. Analisis Aspek Teknis	43
4.4.3. Analisis Aspek Manajemen	44
4.4.4. Analisis Aspek Finansial.....	44
4.4.4.1. Perkiraan Harga.....	44
4.4.4.2. Analisis Bila Membeli Kompresor.....	45
4.4.4.3. Analisis Pendapatan Bila Menyewa Kompresor.....	51
4.4.4.4. Analisis Kelayakan Investasi dengan Membeli Kompresor.....	53
4.4.4.5. Analisis Kelayakan Investasi dengan Menyewa Kompresor.....	57
4.4.5. Analisis Titik Impas (<i>Break Event Point</i>).....	59
4.4.6. Analisis Sensitivitas.....	60
4.4.6.1. Analisis Sensitivitas Keputusan Membeli.....	60
4.4.6.2. Analisis Sensitivitas Keputusan Menyewa.....	63

BAB V PEMBAHASAN

5.1. Analisis Aspek Finansial.....	66
5.2. Analisis dengan Metode <i>Break Event Point</i>	67
5.3. Analisis dengan Metode Analisis Sensitivitas	67
5.3.1. Analisis Sensitivitas Alternatif Membeli.....	67
5.3.2. Analisis Sensitivitas Alternatif Menyewa.....	68

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan	70
6.2 Saran	71

DAFTAR PUSTAKA

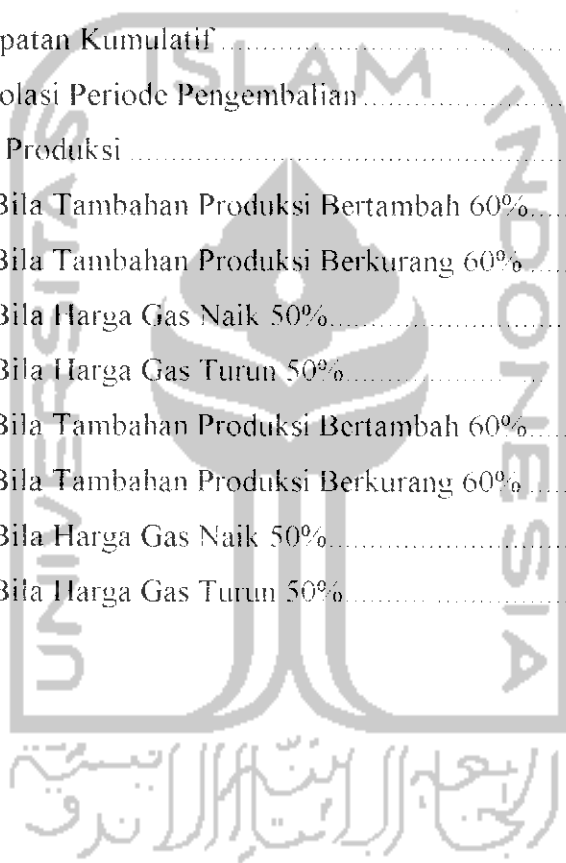
LAMPIRAN

- A Analisis Sensitivitas Alternatif Membeli
- B Analisis Sensitivitas Alternatif Menyewa

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1.	Data Produksi Gas di Area Nilam	42
Tabel 4.2.	Data Biaya Investasi	42
Tabel 4.3.	Data Harga Gas	42
Tabel 4.4.	Prediksi Pertambahan Produksi Gas Per Hari	43
Tabel 4.5.	Perbandingan Nilai <i>MSI</i>	45
Tabel 4.6.	Ramalan Harga Gas per <i>MMcf</i>	45
Tabel 4.7.	Prediksi Tambahan Produksi	45
Tabel 4.8.	Pendapatan Kotor	46
Tabel 4.9.	<i>FTP</i> Bersama	46
Tabel 4.10.	<i>FTP</i> Perusahaan	47
Tabel 4.11.	Depresiasi Mesin	47
Tabel 4.12.	Pembalikan Modal	47
Tabel 4.13.	Pendapatan	48
Tabel 4.14.	Pendapatan Perusahaan	48
Tabel 4.15.	Pendapatan Terkena Pajak	49
Tabel 4.16.	Pajak	50
Tabel 4.17.	Pendapatan Bersih Perusahaan	50
Tabel 4.18.	Prediksi Tambahan Produksi per Tahun	51
Tabel 4.19.	Pendapatan Kotor	51
Tabel 4.20.	<i>FTP</i> Bersama	51
Tabel 4.21.	<i>FTP</i> Perusahaan	52
Tabel 4.22.	Pembalikan Modal	52
Tabel 4.23.	Pendapatan Bersama	52
Tabel 4.24.	Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak	52
Tabel 4.25.	Pendapatan Terkena Pajak	53
Tabel 4.26.	Pajak	53
Tabel 4.27.	Pendapatan Bersih Perusahaan	53
Tabel 4.28.	<i>NPI</i> Pendapatan Bersih Perusahaan	54

Tabel 4.29.	Perbandingan <i>NPV</i>	55
Tabel 4.30.	Interpolasi <i>IRR</i>	55
Tabel 4.31.	Kumulatif Pendapatan Perusahaan	56
Tabel 4.32.	Interpolasi Periode Pengembalian	56
Tabel 4.33.	<i>NPV</i> dengan Menyewa Kompresor	57
Tabel 4.34.	<i>IRR</i> dengan Menyewa.....	57
Tabel 4.35.	Interpolasi <i>IRR</i>	58
Tabel 4.36.	Pendapatan Kumulatif	58
Tabel 4.37.	Interpolasi Periode Pengembalian	58
Tabel 4.38.	Biaya Produksi	59
Tabel 4.39.	<i>NPV</i> Bila Tambahan Produksi Bertambah 60%.....	60
Tabel 4.40.	<i>NPV</i> Bila Tambahan Produksi Berkurang 60%.....	61
Tabel 4.41.	<i>NPV</i> Bila Harga Gas Naik 50%.....	62
Tabel 4.42.	<i>NPV</i> Bila Harga Gas Turun 50%.....	62
Tabel 4.43.	<i>NPV</i> Bila Tambahan Produksi Bertambah 60%.....	63
Tabel 4.44.	<i>NPV</i> Bila Tambahan Produksi Berkurang 60%.....	64
Tabel 4.45.	<i>NPV</i> Bila Harga Gas Naik 50%.....	64
Tabel 4.46.	<i>NPV</i> Bila Harga Gas Turun 50%.....	65



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1.	Tahapan Penghitungan <i>Cashflow</i> Perusahaan.....	32
Gambar 3.2.	Aliran Proses Penelitian.....	33
Gambar 4.1.	Wilayah Operasi VICO Indonesia.....	34
Gambar 4.2.	Peta Daerah Operasi Nilam.....	35
Gambar 4.3.	Alur Proses Produksi Gas Bertekanan Sangat Rendah (<i>ILP</i>).....	39
Gambar 4.4.	Alur Proses Produksi Gas Bertekanan Rendah (<i>LP</i>).....	40
Gambar 4.5.	Alur Proses Produksi Gas Bertekanan Sedang (<i>MP</i>).....	40
Gambar 4.6.	Grafik Biaya Untuk Keputusan Membeli.....	59
Gambar 4.7.	Grafik Biaya Untuk Keputusan Menyewa.....	59
Gambar 4.8.	Perbandingan Keputusan Sewa dan Beli.....	60
Gambar 5.1.	Perbandingan Pengeluaran Alternatif Sewa dan Beli.....	67
Gambar 5.2.	Perubahan Tambahan Produksi 60% Alternatif Membeli.....	67
Gambar 5.3.	Perubahan Harga Gas 50% Alternatif Membeli.....	68
Gambar 5.4.	Perubahan Tambahan Produksi 60% Alternatif Menyewa.....	68
Gambar 5.5.	Perubahan Harga Gas 50% Alternatif Menyewa.....	69

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Mesin merupakan salah satu komponen terpenting dalam sebuah perusahaan, terutama perusahaan manufaktur. Karena jumlah dan kapasitas mesin sangat berpengaruh pada kegiatan produksi, sehingga dapat mempengaruhi besarnya keuntungan yang akan diperoleh perusahaan. Investasi dalam bentuk penambahan alat atau mesin baru di dalam sebuah perusahaan sering dilakukan, baik perusahaan manufaktur maupun perusahaan jasa. Hal tersebut dilakukan untuk meningkatkan produktivitas perusahaan dan meningkatkan jumlah produksinya. Agar dapat mencapai target produksi yang telah direncanakan sesuai dengan kapasitas yang dimiliki oleh perusahaan tersebut. Vincent Gaspersz (2005) mengatakan kekurangan kapasitas akan menyebabkan kegagalan memenuhi target produksi, keterlambatan pengiriman ke pelanggan dan kehilangan kepercayaan. Sehingga mengakibatkan reputasi perusahaan akan menurun atau hilang sama sekali. Pada sisi lain, kelebihan kapasitas akan meningkatkan biaya, 'kehilangan pangsa' pasar dan menurunkan keuntungan.

Investasi dalam bentuk penambahan alat atau mesin baru membutuhkan biaya yang besar. Oleh karena itu perusahaan harus melakukan analisis yang tepat agar investasi tersebut dapat benar-benar memberikan keuntungan lebih pada perusahaan. Analisis tersebut meliputi jumlah mesin baru yang perlu ditambahkan, kapasitas mesin yang diperlukan dan jenis mesin tersebut. Hal di atas sangat penting dilakukan karena

berpengaruh pada biaya yang harus dikeluarkan oleh perusahaan untuk investasi mesin baru tersebut.

Peneliti akan melakukan pengamatan di PT. VICO Indonesia, yaitu sebuah perusahaan yang bergerak dibidang penambangan minyak dan gas bumi. Karena ketersediaan minyak bumi yang semakin sedikit, maka saat ini perusahaan tersebut lebih mengutamakan penambangan gas bumi. Namun saat ini sumur-sumur penambangan gas bumi di PT. VICO Indonesia banyak yang mengalami penurunan atau *decline*. Penurunan tersebut ditandai oleh tekanan sumur menurun dan *flow rate* atau jumlah produksi sumur tersebut juga menurun.

Perusahaan memerlukan kompresor yang dapat digunakan untuk meningkatkan tekanan gas di dalam sumur, agar sumur tersebut dapat tetap beroperasi. Bila tekanan gas di dalam sumur dibiarkan menurun maka dapat mengakibatkan sumur tersebut mati total. Sehingga cadangan gas bumi yang tersisa dalam sumur tersebut tidak dapat diambil lagi. Telah ada beberapa sumur yang menggunakan kompresor untuk menjaga agar sumur tersebut dapat tetap beroperasi. Namun saat ini ada beberapa sumur lainnya yang mulai mengalami penurunan. Oleh karena itu PT. VICO Indonesia perlu melakukan penambahan kompresor untuk mengatasi penurunan tekanan yang terjadi di beberapa sumur tersebut.

PT. VICO Indonesia berencana melakukan investasi berupa penambahan kompresor sebanyak 2 unit. Namun perusahaan tersebut dihadapkan dengan keterbatasan dana dan sumber daya manusia untuk melakukan perawatan mesin tersebut. Oleh karena itu perlu dilakukan analisis yang cermat untuk mengefisienkan biaya investasi di perusahaan tersebut. Dan untuk melakukan investasi ini perusahaan dihadapkan pada dua pilihan yaitu membeli atau menyewa mesin tersebut. Kedua pilihan ini masing-masing memiliki kelebihan dan kekurangan.

Perusahaan harus menyediakan dana yang besar bila perusahaan memutuskan untuk membeli kompresor tersebut. Perusahaan juga harus menyiapkan dana serta sumber daya manusia tambahan untuk melakukan perawatan mesin, agar kondisi mesin selalu terjaga reliabilitasnya. Menurut Suhartono (2002), untuk melakukan perawatan mesin perlu di dukung personil ahli serta peralatan bantu inspeksi untuk melakukan pengamatan terhadap item/sistem dari mesin. Disisi lain perusahaan memiliki hak kepemilikan terhadap mesin tersebut sehingga perusahaan dapat menggunakannya dalam jangka waktu yang lama. Dan dapat menjualnya kembali bila umur ekonomisnya telah habis atau reliabilitasnya telah di bawah standar yaitu di bawah 96%.

Perusahaan harus menyediakan dana setiap periode yang telah disepakati, untuk membayar sewa kompresor bila perusahaan memutuskan untuk menyewa. Namun perusahaan tidak perlu menyediakan dana dan sumber daya manusia tambahan lagi untuk perawatan kompresor tersebut. Dan bila umur ekonomis dari kompresor tersebut telah habis atau reliabilitasnya di bawah 96%, maka perusahaan dapat menyewa kompresor yang baru lagi. Sehingga perusahaan dapat menjaga kestabilan produksi dan memenuhi target yang telah direncanakan, karena keandalan mesin menjadi tanggung jawab perusahaan yang menyewakan.

Penelitian-penelitian yang telah dilakukan sebelumnya seperti yang dilakukan oleh Budi Eko Nugroho (2005), Sulistyorini (2005) dan Okwan Pobiyannga (2008), merupakan penelitian-penelitian yang menganalisa apakah perlu melakukan penambahan investasi mesin dalam sebuah perusahaan. Penelitian-penelitian yang telah dilakukan tersebut hanya melakukan analisis terhadap keputusan perlu atau tidaknya melakukan penambahan investasi. Pada penelitian ini, peneliti melakukan

langkah lanjutan dari keputusan hasil analisis tersebut, yaitu keputusan melakukan penambahan investasi.

Peneliti akan melakukan analisis terhadap keputusan penambahan kompresor di PT. VICO Indonesia. Yaitu membandingkan keputusan untuk menyewa atau membeli kompresor, dengan tujuan mengefisienkan biaya investasi yang harus dikeluarkan oleh perusahaan tersebut. Metode yang digunakan adalah *NPI*, Deret Seragam, *IRR*, *Break Event Point*, *Payback Period*, dan Analisis Sensitivitas. Suad Husnan dan Suwarsono (1999) mengatakan bahwa metode *NPI* yang dipadukan dengan analisis *Break Event Point* maupun Analisis Sensitivitas dapat digunakan karena metode-metode tersebut dapat dimasukkan faktor ketidakpastian dan faktor resiko.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan di atas, maka permasalahan yang dapat diangkat dalam penelitian ini adalah :

Bagaimanakah keputusan yang sebaiknya diambil oleh perusahaan dalam memilih alternatif membeli atau menyewa mesin baru, dengan mempertimbangkan kapasitas mesin, cadangan gas yang tersedia di area penambangan dan biaya investasi?

1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini dilakukan dengan ruang lingkup sebagai berikut :

1. Penelitian ini dilakukan di PT. VICO Indonesia.
2. Penelitian difokuskan pada investasi penambahan mesin baru berupa kompresor untuk penambangan gas bumi.

3. Penelitian difokuskan pada perbandingan keputusan untuk menyewa atau membeli.

1.4 Tujuan Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui keputusan apa yang harus diambil oleh perusahaan dalam melakukan investasi penambahan kompresor. Diharapkan perusahaan dapat mengefisienkan biaya investasi dan mengoptimalkan keuntungan pada perusahaan.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang didapat dari penelitian ini adalah:

- 1). Sebagai masukan dan evaluasi dalam pengambilan keputusan strategi perusahaan dalam melakukan investasi, dalam usaha mengefisienkan biaya investasi dan meningkatkan keuntungan perusahaan saat ini dan di masa yang akan datang.
- 2). Sebagai tindak lanjut dari hasil analisis keputusan untuk melakukan investasi penambahan mesin baru dalam perusahaan.
- 3). Diharapkan penelitian ini dapat digunakan sebagai referensi bacaan untuk menambah pengetahuan para pembaca dan dapat digunakan sebagai acuan penelitian berikutnya.

1.6 Sistematika Penulisan

Agar lebih terstruktur, tugas akhir ini disusun dengan sistematika penulisan sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini akan menguraikan secara singkat mengenai latar belakang masalah, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian dan sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab Tinjauan Pustaka berisi uraian tentang hasil penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya yang ada hubungannya dengan penelitian yang dilakukan. Di samping itu juga berisi tentang konsep dan prinsip dasar yang diperlukan untuk memecahkan masalah penelitian, dasar-dasar teori untuk mendukung kajian yang akan dilakukan.

BAB III METODE PENELITIAN

Bab ketiga ini menguraikan bahan atau materi penelitian, alat, tata cara penelitian dan data yang akan dikaji serta cara analisis yang dipakai dan sesuai dengan bagan alir yang telah dibuat.

BAB IV PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

Bab ini menguraikan data-data yang dihasilkan selama penelitian dan pengolahan data tersebut dengan metode yang telah ditentukan hasil analisis.

BAB V PEMBAHASAN

Bab ini membahas hasil penelitian berupa tabel hasil pengolahan data, grafik, persamaan atau model serta analisis yang menyangkut penjelasan teoritis secara kualitatif, kuantitatif maupun statistik dari hasil penelitian dan kajian untuk menjawab tujuan penelitian.

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi kesimpulan dan saran. Kesimpulan memuat pernyataan singkat dan tepat yang dijabarkan dari hasil penelitian serta pembahasan untuk membuktikan hipotesis atau menjawab permasalahan. Saran dibuat berdasarkan pengalaman dan pertimbangan penulis, ditujukan kepada para peneliti (perusahaan) dalam bidang yang sejenis, yang ingin melanjutkan dan mengembangkan penelitian yang telah dilakukan.



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Pengertian Investasi

I Nyoman Pujawan (1995) mengatakan bahwa investasi merupakan suatu kegiatan yang mengandung unsur pengorbanan. Atau pengeluaran untuk suatu harapan di masa yang akan datang serta dipengaruhi oleh faktor waktu dan resiko. Menurut Siswanto Sutojo (2000) investasi adalah upaya menanamkan faktor produksi langka pada proyek (baru atau perluasan) dan lokasi tertentu, dalam jangka menengah atau panjang. Sedangkan menurut Djarwanto (1987) investasi adalah keseluruhan aktivitas yang berupa perencanaan penggunaan dana dengan tujuan untuk memperoleh manfaat. Atau suatu aktivitas investasi dimana dikeluarkan dana untuk membentuk suatu aktiva produktif dengan harapan untuk memperoleh manfaat diwaktu yang akan datang.

2.1.1 Jenis Investasi

Ada dua jenis investasi yang dapat dibedakan secara umum yaitu:

1. Investasi finansial yaitu melakukan investasi dengan menyimpan uang atau sumber daya yang dimilikinya dalam bentuk-bentuk instrumen keuangan seperti saham, obligasi dan lainnya.
2. Investasi nyata yaitu investasi dalam bentuk benda-benda (aset) nyata seperti pabrik, peralatan produksi, tanah dan sebagainya.

2.2. Studi Kelayakan Proyek

2.2.1. Pengertian

Suad Husnan dan Suwarsono (1994) mengatakan studi kelayakan proyek adalah penelitian tentang dapat tidaknya suatu proyek dilaksanakan dengan berhasil. Tujuan dilakukannya studi kelayakan adalah untuk menghindari keterlanjuran penanaman modal yang terlalu besar untuk kegiatan yang ternyata tidak menguntungkan.

2.2.2. Intensitas Studi Kelayakan

Menurut Suad Husnan dan Suwarsono (1994) penilaian terhadap keadaan dan prospek suatu proyek investasi, dilakukan atas dasar kriteria-kriteria tertentu. Tingkat intensitas suatu proyek yang akan diteliti berbeda-beda dan ada beberapa faktor yang mempengaruhi intensitas studi kelayakan tersebut, diantaranya adalah:

1. **Besarnya dana yang ditanamkan**

Umumnya semakin besar jumlah dana yang ditanamkan, semakin mendalam studi yang perlu dilakukan.

2. **Tingkat ketidakpastian proyek**

Semakin sulit kita memperkirakan penghasilan, penjualan, biaya, aliran kas dan lain-lain, semakin berhati-hati kita dalam melakukan studi kelayakan.

3. **Kompleksitas elemen-elemen yang mempengaruhi proyek**

Setiap proyek dipengaruhi dan juga mempengaruhi faktor-faktor lainnya. Faktor-faktor yang mempengaruhi suatu proyek mungkin menjadi sangat kompleks, sehingga pihak yang melakukan studi kelayakan terhadap proyek tersebut akan semakin berhati-hati.

2.3. Konsep Ongkos

Menurut I Nyoman Pujawan (1995), pemahaman tentang konsep dan terminologi ongkos akan sangat membantu dalam memahami cara-cara mengukur efektifitas ekonomi suatu alternatif dalam sebuah proyek. Ada beberapa jenis ongkos yaitu:

1. Ongkos Siklus Hidup

Ongkos siklus hidup (*life cycle cost*) dari suatu item adalah jumlah semua pengeluaran yang berkaitan dengan item tersebut sejak dirancang sampai tidak terpakai lagi. Ongkos siklus hidup bisa terdiri dari berbagai komponen antara lain ongkos awal, ongkos operasional dan perawatan serta ongkos disposisi.

Ongkos awal adalah keseluruhan investasi awal yang dibutuhkan untuk mengadakan suatu item dan tidak akan berulang selama masa pakainya. Yang termasuk ongkos awal adalah harga item itu sendiri, ongkos pelatihan operator, ongkos pengangkutan dan instalasi dan beberapa ongkos tambahan untuk alat bantu.

Ongkos operasional dan perawatan adalah ongkos-ongkos yang senantiasa terjadi berulang-ulang yang diperlukan untuk mengoperasikan dan merawat item yang bersangkutan selama masa pakainya. Ongkos operasional biasanya terdiri dari ongkos tenaga kerja, ongkos bahan dan ongkos-ongkos tambahan lainnya (*overhead cost*).

Ongkos disposisi bisa terdiri atas ongkos tenaga kerja yang diperlukan untuk memindahkan item tersebut, ongkos pengiriman dan berbagai ongkos lain yang berkaitan dengan pemindahan atau penghancuran suatu item. Ongkos ini terjadi pada akhir siklus dari suatu item, namun biasanya item tersebut masih memiliki nilai jual. Dengan mengurangi nilai jual dengan ongkos disposisi, maka akan diperoleh nilai sisa (*salvage value*) dari item tersebut.

2. Ongkos Historis

Ongkos historis terdiri dari dua bagian yaitu ongkos masa lalu (*past cost*) dan ongkos tak terbayar (*sunk cost*). *Past cost* adalah ongkos yang terjadi di masa lalu dan belum terbayar sampai saat ini sehingga masih tetap kelihatan untuk masa yang akan datang. Sedangkan *sunk cost* akan muncul apabila nilai jual dari suatu item ternyata lebih kecil dari nilai jual yang diestimasikan sebelumnya (yang tertulis dalam nilai buku).

3. Ongkos Mendatang dan Ongkos Kesempatan

Ongkos mendatang adalah semua ongkos yang mungkin terjadi di masa mendatang. Ongkos mendatang mengandung unsur ketidakpastian atau resiko karena besarnya hanya diperoleh dari proses peramalan atau estimasi. Sedangkan ongkos kesempatan adalah ongkos yang diperhitungkan dari hilangnya kesempatan melakukan investasi pada alternatif lain karena telah memutuskan untuk memilih suatu alternatif. Besarnya ongkos kesempatan biasanya dihitung berdasarkan nilai terbesar yang bisa dihasilkan dari alternatif terbaik yang ditolak.

4. Ongkos Langsung, Tak Langsung dan *Overhead*

Ongkos langsung adalah ongkos-ongkos yang dengan mudah bisa ditentukan pada suatu operasi, produk atau proyek yang spesifik. Ongkos langsung terdiri dari ongkos bahan langsung dan ongkos tenaga kerja langsung.

Ongkos tak langsung adalah ongkos-ongkos yang sulit bahkan tidak mungkin ditentukan secara langsung pada suatu operasi, produk atau proyek yang spesifik. Ongkos tak langsung terdiri dari ongkos bahan tak langsung, ongkos tenaga kerja tak langsung dan ongkos-ongkos lainnya yang sejenis.

Ongkos *overhead* adalah ongkos-ongkos manufakturing selain ongkos langsung. Dengan demikian ongkos tak langsung juga termasuk dalam ongkos *overhead*.

5. Ongkos Tetap dan Ongkos Variabel

Ongkos tetap adalah ongkos yang besarnya tidak tidak dipengaruhi oleh jumlah *output* atau volume produksi. Sedangkan ongkos variabel adalah ongkos-ongkos yang secara proporsional dipengaruhi oleh jumlah *output*.

2.4. Kebutuhan Dana Untuk Aktiva Tetap

Suad Husnan dan Suwarsono (1994) mengatakan bahwa aktiva tetap yang diperlukan untuk investasi bisa diklasifikasikan sebagai aktiva tetap berwujud dan aktiva tetap tidak berwujud.

2.4.1. Aktiva Tetap Berwujud

Yang termasuk dalam aktiva tetap berwujud adalah:

1. Tanah dan pengembangan lokasi. Biaya ini termasuk harga tanah, biaya pendaftaran, pembersihan, penyiapan tanah, pembuatan jalan ke jalan yang terdekat, pemagaran dan sebagainya.
2. Bangunan dan perlengkapannya. Ini termasuk bangunan untuk pabrik, bangunan untuk administrasi, gudang, untuk pembangkit tenaga, pos-pos keamanan, jasa-jasa arsitektur dan sebagainya.
3. Pabrik dan mesin-mesin. Ini merupakan komponen terbesar dari investasi. Termasuk di dalamnya adalah biaya pembangunan pabrik, harga mesin, biaya pemasangan, biaya pengangkutan, suku cadang dan lain sebagainya.

4. Aktiva tetap lainnya. Ini termasuk perlengkapan angkutan dan *materials handling*, perlengkapan untuk penelitian dan pengembangan, *meubelair*, perlengkapan kantor dan sebagainya.

2.4.2. Aktiva Tetap Tidak Berwujud

Yang termasuk dalam aktiva tetap tidak berwujud adalah:

1. Aktiva tidak berwujud. Misalnya *patent*, lisensi, pembayaran *lumpsum* untuk penggunaan teknologi, *engineering fees*, *copyright*, *goodwill*, dan sebagainya.
2. Biaya pendahuluan. Biaya ini terdiri dari biaya untuk studi pendahuluan, penyiapan pembuatan laporan studi kelayakan, survei pasar, *legal fee* dan sebagainya.
3. Biaya sebelum operasi. Ini adalah biaya-biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan sebelum berproduksi secara komersial. Komponen yang utama adalah biaya penarikan tenaga kerja, biaya latihan, beban bunga dan biaya-biaya selama masa produksi percobaan.

2.5. Sumber Dana

Pemilihan sumber dana bertujuan untuk memilih sumber dana yang pada akhirnya dapat memberikan kombinasi dengan biaya terendah dan tidak menimbulkan kesulitan likuiditas bagi proyek atau perusahaan yang mensponsori proyek tersebut (Suad Husnan dan Suwarsono, 1994). Sumber-sumber dana yang utama yaitu:

1. Modal sendiri, dana diperoleh dari para pemilik perusahaan.
2. Saham biasa atau saham preferen, dana diperoleh dari emisi (penerbitan) saham di pasar modal.

3. Obligasi, diterbitkan oleh perusahaan dan dijual di pasar modal. Obligasi yang diterbitkan bisa berbentuk:
 - a. Obligasi biasa, yaitu dengan suku bunga yang tetap untuk jangka waktu usia obligasi dan dicantumkan nilai pelunasannya.
 - b. Obligasi dengan suku bunga mengambang (*floating rate*), besarnya bunga yang dibayarkan tergantung pada tingkat bunga yang berlaku.
 - c. Obligasi tanpa bunga, pembeli menerima penghasilan karena obligasi tersebut dijual dengan *discount*. Ini dimaksudkan untuk menghemat *present value* pembayaran pajak.
 - d. Obligasi konversi, yaitu obligasi yang bisa diubah menjadi saham pada waktu tertentu.
4. Kredit Bank, dana diperoleh dari pinjaman Bank dengan suku bunga dan jangka waktu pengembalian tertentu.
5. *Leasing*, yaitu sewa guna dari lembaga keuangan bukan Bank. Lembaga keuangan tersebut menawarkan jasa untuk menyediakan aktiva (misal mesin) yang diperlukan oleh perusahaan untuk disewakan.
6. *Project Finance*, yaitu bentuk kredit yang pembayarannya didasarkan atas kemampuan proyek tersebut melunasi kewajiban finansialnya. Dengan demikian perusahaan yang mensponsori proyek tersebut tidak akan diminta melunasi kewajiban finansial dari proyek tersebut, apabila terjadi gangguan *cash flow* dari proyek tersebut.

2.6. Pemilihan Alternatif-Alternatif Ekonomi

Ada 3 jenis alternatif yang berkaitan dengan proses penentuan alternatif, yaitu:

1. Alternatif *Independent*, yaitu apabila pemilihan atau penolakan satu alternatif tidak akan mempengaruhi apakah alternatif lain diterima atau ditolak.
2. Alternatif *Mutually Exclusive*, yaitu apabila pemilihan satu alternatif mengakibatkan penolakan alternatif-alternatif yang lain atau sebaliknya.
3. Alternatif *Contingen*, yaitu apabila pemilihan suatu alternatif tergantung pada satu atau lebih alternatif lain yang menjadi prasyarat.

I Nyoman Pujawan (1995) mengatakan bahwa di dalam ekonomi teknik terdapat prosedur-prosedur dalam pengambilan keputusan pada pemilihan alternatif-alternatif yang berkaitan dengan investasi, yaitu:

1. Mendefinisikan sejumlah alternatif yang akan dianalisis
2. Mendefinisikan horizon perebanaan yang akan digunakan dasar dalam membandingkan alternatif
3. Mengestimasi aliran kas masing-masing alternatif
4. Menentukan *MARR* yang akan digunakan
5. Membandingkan alternatif-alternatif dengan ukuran atau teknik yang dipilih
6. Melakukan analisis suplementer
7. Memilih alternatif yang terbaik dari hasil analisis tersebut

2.7. Evaluasi Kelayakan Investasi

2.7.1 Menetapkan *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)*

Untuk melakukan perhitungan-perhitungan dalam analisis investasi perlu menetapkan *MARR* terlebih dahulu. Ada beberapa cara untuk menetapkan besarnya *MARR*, diantaranya adalah yang disarankan oleh White, dkk (1989):

1. Tambahkan suatu persentase tetap pada ongkos modal (*cost of capital*) perusahaan.
2. Nilai rata-rata tingkat pengembalian (*ROR*) selama 5 tahun yang lalu digunakan sebagai *MARR* tahun ini.
3. Gunakan *MARR* yang berbeda untuk horizon perencanaan yang berbeda dari investasi awal.
4. Gunakan *MARR* yang berbeda untuk perkembangan yang berbeda dari investasi awal.
5. Gunakan *MARR* yang berbeda pada investasi baru dan investasi yang berupa proyek perbaikan ongkos.
6. Gunakan alat manajemen untuk mendorong atau menghambat investasi, tergantung pada kondisi ekonomi keseluruhan dari perusahaan.
7. Gunakan rata-rata tingkat pengembalian modal para pemilik saham untuk semua perusahaan pada kelompok industri yang sama.

2.7.2 Depresiasi

I Nyoman Pujawan (1995) mengatakan bahwa depresiasi adalah penurunan nilai suatu properti atau aset karena waktu dan pemakaian. Walaupun depresiasi tidak berupa aliran kas, namun besar dan waktunya akan mempengaruhi pajak yang akan ditanggung

oleh perusahaan. Depresiasi pada suatu properti atau aset biasanya disebabkan karena satu atau lebih faktor-faktor berikut:

1. Kerusakan fisik akibat pemakaian dari alat atau properti tersebut.
2. Kebutuhan produksi atau jasa yang lebih baru dan lebih besar.
3. Penurunan kebutuhan produksi atau jasa.
4. Properti atau aset tersebut menjadi usang karena adanya perkembangan teknologi.
5. Penemuan fasilitas-fasilitas yang bisa menghasilkan produk yang lebih baik dengan ongkos yang lebih rendah dan tingkat keselamatan yang lebih memadai.

Tidak semua jenis properti atau aset bisa didepresiasi. Ada beberapa syarat yang harus dipenuhi agar suatu aset atau properti bisa di depresiasi, antara lain:

1. Harus digunakan untuk keperluan bisnis atau memperoleh penghasilan.
2. Umur ekonomisnya bisa dihitung.
3. Umur ekonomisnya lebih dari satu tahun.
4. Harus merupakan sesuatu yang digunakan, sesuatu yang menjadi usang atau sesuatu yang nilainya menurun karena sebab-sebab alamiah.

Ada beberapa metode yang biasa digunakan untuk menentukan beban depresiasi tahunan dari suatu aset, yaitu:

1. Metode Garis Lurus (*Straight Line*)

Metode ini didasarkan atas asumsi bahwa berkurangnya nilai suatu aset berlangsung secara linier (proporsional) terhadap waktu atau umur dari aset tersebut. Besarnya depresiasi dengan metode ini dapat dihitung berdasarkan:

$$D_t = \frac{P - S}{N} \dots\dots\dots (2.1)$$

dimana:

D_t = besarnya depresiasi pada tahun ke-t

P = ongkos awal dar aset yang bersangkutan

S = nilai sisa dari aset tersebut

N = masa pakai (umur) dari aset tersebut dinyatakan dalam tahun.

2. Metode Jumlah Digit Tahun (*Sum of Years Digit*)

SOYD adalah metode yang dirancana untuk membebankan depresiasi lebih besar pada tahun-tahun awal dan semakin kecil untuk tahun-tahun berikutnya. Hal tersebut erat kaitannya dengan perhitungan pajak pendapatan. Besarnya depresiasi tiap tahun dapat dihitung dengan:

$$\begin{aligned} D_t &= \frac{\text{sisa umur aset}}{\text{SOYD}} (\text{ongkos awal} - \text{nilai sisa}) \\ &= \frac{N - t + 1}{\text{SOYD}} (P - S), (t = 1, 2, \dots, N) \end{aligned} \quad (2.2)$$

dimana :

D_t = beban depresiasi pada tahun ke-t

SOYD = jumlah digit tahun dari 1 sampai N

3. Metode Keseimbangan Menurun (*Declining Balance*)

Metode ini menyusutkan nilai suatu aset lebih cepat pada tahun-tahun awal dan secara progresif menurun pada tahun-tahun berikutnya. Metode ini bisa dipakai bila umur aset lebih dari 3 tahun. Besarnya depresiasi pada tahun tertentu dihitung dengan mengalikan suatu persentase tetap dari nilai buku aset tersebut pada akhir tahun sebelumnya. Besarnya depresiasi dapat dihitung dengan:

$$D_t = dBV_{t-1} \quad (2.3)$$

dimana:

d = tingkat depresiasi yang ditetapkan

BV_{t-1} = nilai buku aset pada akhir tahun sebelumnya (t-1).

4. Metode Dana Sinking (*Sinking Fund*)

Metode ini menggunakan asumsi dasar yaitu bahwa penurunan nilai suatu aset semakin cepat dari suatu saat ke saat berikutnya. Peningkatan ini diakibatkan karena disertakannya konsep nilai waktu dari uang sehingga besarnya depresiasi akan meningkat seiring dengan tingkat bunga yang berlaku.

$$D_t = (P-S)(A/F, i\%, N)(F/P, i\%, t-1) \dots \dots \dots (2.4)$$

5. Metode Unit Produksi (*Production Unit*)

Pada metode depresiasi ini besarnya depresiasi diperhitungkan sama untuk setiap satuan output produksi dari aset tersebut, tanpa memperhitungkan berapa lama output tersebut dicapai. Unit produksi dapat dinyatakan dengan ukuran *output* produksi, hari operasi atau proyeksi pendapatan. Besarnya depresiasi ini dapat dihitung dengan:

$$D_t = \frac{U_t}{U} (P-S) \dots \dots \dots (2.5)$$

dimana:

U_t = jumlah unit produksi suatu aset selama tahun t

U = total unit produksi dari aset tersebut selama masa pemakaiannya

2.7.3 Pajak

2.7.3.1. Berbagai Pungutan Pemerintah dalam Pengusahaan Migas (UN, 1984). 32

1. *Fixed Fee (FF)* atau Bayaran Tetap

Untuk mendapatkan hak mengelola atau mengusahakan daerah pertambangan, maka bagi kontraktor dikenakan bonus penandatanganan (*signature bonus*). Demikian pula apabila terdapat penemuan maka dikenakan bonus penemuan (*discovery bonus*) dan untuk produksi yang memenuhi target dikenakan bonus produksi (*production bonus*).

2. *Specific or Ad Valorem Duty (SAVD)* atau Kewajiban Khusus

Biasa disebut *royalty* yaitu pungutan yang berdasarkan persentase volume produksi atau pendapatan. *SAVD* adalah tidak netral karena untung atau tidak untung kontraktor wajib membayarnya. Pada Kontrak *Production Sharing* dikenal *FTP (First Tranche Petroleum)* dimana persentase pendapatan dibagi antara pemerintah dan kontraktor.

3. *Higher Rate of Income Tax (HRIT)* atau Pajak yang Lebih Tinggi

Pajak pertambangan biasanya lebih tinggi dari pajak untuk industri.

4. *Progressive Profits Tax (PPT)* atau Pajak Progresif

PPT memajak keuntungan tertentu dengan pajak yang lebih rendah (misal pajak normal), tetapi untuk keuntungan di atasnya diberlakukan pajak yang lebih tinggi.

5. *Resource Rent Tax (RRT)*

Pajak ini diusulkan oleh Garnaut dan Clunies Ross dan hanya memajak *NPV (Net Present Value)* yang positif, sesudah didiskon dengan *MARR (Minimum Attractive Rate of Return)*. Sebagai akibatnya *RRT* ini lebih netral dari *SAVD*, *HRIT* atau

PPT, tetapi tidak benar-benar netral karena investor tidak mendapat kompensasi apabila memperoleh *NPV* negatif.

6. *Brown Tax (BT)*

Ini pajak teoritis (tidak pernah ada pemerintah yang mau mengaplikasikannya) karena pemerintah memajak apabila *NPV* kontraktor positif dan memberikan kompensasi apabila *NPV* kontraktor negatif.

2.7.3.2. Perhitungan Pajak

I Nyoman Pujawan (1995) mengatakan bahwa perhitungan pajak memiliki pengaruh terhadap aliran kas dalam analisis ekonomi. Pajak dikenakan pada pendapatan terkena pajak (*taxable income*). Cara perhitungan pendapatan terkena pajak yaitu:

$$TI = GI - E - D \dots\dots\dots (2.6)$$

dimana:

TI = Pendapatan terkena pajak

GI = Pendapatan kotor

E = Pengeluaran

D = Depresiasi atau penyusutan

Setelah nilai pendapatan terkena pajak ditemukan, maka besarnya pajak pendapatan pada perusahaan dapat dihitung dengan:

$$P = (TI) \times T \dots\dots\dots (2.7)$$

atau

$$P = (GI - E - D) \times T \dots\dots\dots (2.8)$$

dimana:

P = besarnya pajak

T_1 = pendapatan terkena pajak

T = tingkat pajak yang dikenakan untuk pendapatan terkena pajak sebesar T_1

2.7.4 Peramalan

Makridakis, Wheelwright dan McGee (1991) mengatakan bahwa perencanaan merupakan kebutuhan yang besar, karena waktu tenggang pengambilan keputusan dapat berkisar dari beberapa tahun (untuk kasus penanaman modal) sampai beberapa hari atau bahkan beberapa jam (untuk penjadwalan produksi dan transportasi). Peramalan merupakan alat bantu yang penting dalam perencanaan yang efektif dan efisien.

Terdapat dua jenis model peramalan yang utama, yaitu model deret berkala (*time series*) dan model regresi (kausal). Pada model deret berkala, pendugaan masa depan dilakukan berdasarkan nilai masa lalu dari suatu variabel dan/ atau kesalahan masa lalu. Tujuan metode ini adalah menemukan pola dalam deret data historis dan mengekstrapolasikannya ke masa depan. Sedangkan model kausal mengasumsikan bahwa faktor yang diramalkan menunjukkan suatu hubungan sebab-akibat dengan satu atau lebih variabel bebas. Tujuannya adalah menemukan bentuk hubungan tersebut dan menggunakannya untuk meramalkan nilai mendatang dari variabel tak bebas.

Dalam memilih metode deret berkala yang tepat, perlu mempertimbangkan jenis pola datanya agar menghasilkan ramalan yang baik. Pola data dapat dibedakan menjadi empat jenis yaitu:

1. Pola Horizontal, yaitu pola yang terjadi bilamana nilai data berfluktuasi di sekitar nilai rata-rata yang konstan.
2. Pola Musiman, yaitu pola yang terjadi bilamana suatu deret dipengaruhi oleh faktor musiman.

3. Pola Siklis, yaitu pola yang terjadi bilamana datanya dipengaruhi oleh fluktuasi ekonomi jangka panjang seperti yang berhubungan dengan siklus bisnis.
4. Pola *Trend*, yaitu pola yang terjadi bilamana terdapat kenaikan atau penurunan sekuler jangka panjang dalam data.

2.7.5 Metode-Metode Analisis Kelayakan Investasi

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menganalisis kelayakan suatu investasi. Tsao (2005) menggunakan metode *Fuzzy NPV*, Kimms (2001), Sukamulja (2002), Pfeiffer (2004) dan Olynk dan Wolf (2007) menggunakan metode *NPV* dan *IRR*. Pada penelitian ini peneliti akan menggunakan metode *NPV*, *Break Event Point*, *Payback Period* dan *IRR*.

1. *Net Present Value (NPV)*

Metode yang digunakan dalam analisis ini adalah metode nilai sekarang (P), pada metode ini semua aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang dan dijumlahkan, sehingga P yang diperoleh mencerminkan nilai netto dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan. Secara matematis metode ini dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$P(i) = \sum_{t=0}^N \frac{A_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (2.9)$$

atau

$$P(i) = \sum_{t=0}^N A_t (P/F, i\%, t) \dots\dots\dots (2.10)$$

dimana:

A_t = aliran kas pada akhir periode t

i = MARR

N = horizon perencanaan (periode)

2. Metode Deret Seragam

Metode ini mengkonversikan semua aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan ke dalam deret seragam dengan tingkat bunga sebesar MARR (I Nyoman Pujawan, 1995). Deret seragam juga dapat digunakan untuk menetapkan horizon perencanaan bila alternatif-alternatif memiliki umur teknis yang tidak sama. Secara matematis dapat dihitung dengan:

$$A(i) = P(i) (A/P, i\%, N) \dots\dots\dots (2.11)$$

atau

$$A(i) = \left[\sum_{t=0}^N A_t (P/F, i\%, t) \right] (A/P, i\%, N) \dots\dots\dots (2.12)$$

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

Pujawan (1995) mengatakan aplikasi analisis *Break Event Point* atau analisis titik impas pada permasalahan produksi biasanya digunakan untuk menentukan tingkat produksi yang bisa mengakibatkan perusahaan berada pada kondisi impas. Sehingga harus dicari fungsi-fungsi biaya maupun pendapatannya, bila kedua fungsi tersebut bertemu maka total biaya sama dengan total pendapatan. Dalam analisis ini sering kali fungsi biaya maupun fungsi pendapatan diasumsikan linier terhadap volume produksi. Ada tiga komponen biaya yang dipertimbangkan dalam analisis ini, yaitu:

1. Biaya-biaya tetap (*fixed cost*) adalah biaya-biaya yang besarnya tidak dipengaruhi oleh volume produksi, yaitu: biaya gedung, biaya tanah, biaya mesin dan peralatan.

2. Biaya-biaya variabel (*variable cost*) adalah biaya-biaya yang besarnya tergantung (biasanya secara linier) terhadap volume produksi, yaitu biaya bahan baku dan biaya tenaga kerja langsung.
3. Biaya total (*total cost*) adalah jumlah dari biaya-biaya tetap dan biaya-biaya variabel.

Secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

Ongkos total dapat dituliskan:

$$\begin{aligned} TC &= FC + VC \\ &= FC + Cx \end{aligned} \quad (2.13)$$

dimana :

TC = ongkos total untuk membuat X produk

FC = ongkos tetap

VC = ongkos variabel untuk membuat X produk

c = ongkos variabel untuk membuat satu produk

Total pendapatan (*Total Revenue*) diperoleh dari penjualan semua produk yang diproduksi, atau:

$$TR = pX \quad (2.14)$$

dimana :

TR = total pendapatan dari penjualan X buah produk

p = harga jual per satuan produk

Titik impas akan diperoleh apabila total ongkos-ongkos yang terlibat persis sama dengan total pendapatan, atau:

$$TR - TC \quad (2.15)$$

atau

$$pX = FC + cX \dots\dots\dots(2.16)$$

$$X = \frac{F/C}{p - c} \dots\dots\dots(2.17)$$

dimana:

X adalah volume produksi yang menyebabkan perusahaan berada pada titik impas (*BEP*).

4. Analisis Periode Pengembalian (*Payback Period*)

Analisis ini dilakukan untuk mengetahui jumlah waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal dengan tingkat pengembalian tertentu. Dan dapat dihitung dengan:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^N At (P/F, i\%, t) \dots\dots\dots(2.18)$$

5. Internal Rate of Return (*IRR*)

Internal rate of return (IRR) adalah suatu tingkat bunga yang mengakibatkan nilai *NPV* dari suatu investasi sama dengan nol (I Nyoman Pujawan, 1995). Untuk mendapatkan nilai *IRR* digunakan metode coba-coba (*trial and error*) dan bila dalam perhitungan telah didapatkan hasil yang memiliki nilai *NPV* dengan *range* di atas nol dan di bawah nol (positif dan negatif) maka selanjutnya dilakukan interpolasi terhadap nilai-nilai tersebut. Secara matematis *IRR* dapat digambarkan sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=0}^N F_t (1 + i^*)^{-t} = 0 \dots\dots\dots(2.19)$$

dimana:

NPV = *Net Present Value*

- F_t = aliran kas pada periode t
 N = umur proyek atau studi dari proyek tersebut
 i^* = nilai *IRR* dari proyek atau investasi tersebut

I Nyoman Pujawan (1995) mengatakan, suatu investasi dikatakan layak untuk dilaksanakan apabila *IRR* yang dihasilkan lebih besar atau sama dengan *MARR*. Bila ada beberapa alternatif yang bersifat *mutually exclusive* dan sama-sama memiliki *IRR* yang lebih besar dari *MARR* maka proses pemilihannya dilakukan dengan metode *IRR* meningkat (*incremental rate of return*).

6. Analisis Sensitivitas

Menurut I Nyoman Pujawan (1995), analisis ini akan memberikan gambaran sejauh mana suatu keputusan akan cukup kuat berhadapan dengan perubahan faktor-faktor atau parameter-parameter yang mempengaruhi. Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah nilai dari suatu parameter pada suatu saat untuk selanjutnya dilihat pengaruhnya terhadap akseptabilitas suatu alternatif investasi. Parameter-parameter yang biasanya berubah dan perubahannya bisa mempengaruhi keputusan-keputusan dalam studi ekonomi teknik adalah ongkos investasi, aliran kas, nilai sisa, tingkat bunga, tingkat pajak dan sebagainya.

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Lokasi dan Obyek Penelitian

Penelitian dilakukan di PT. VICO Indonesia yang berada di Muara Badak, Samarinda, Kalimantan Timur. Penelitian difokuskan pada rencana penambahan kompresor dengan membandingkan keputusan membeli atau menyewa kompresor tersebut.

3.2 Metode Pengumpulan Data

Dalam melakukan penelitian, peneliti menggunakan beberapa metode untuk mendapatkan data-data yang diperlukan, yaitu:

1. Studi Kepustakaan, peneliti mencari informasi dengan membaca buku-buku, jurnal-jurnal dan lainnya yang berhubungan dengan masalah yang akan diteliti.
2. Observasi, peneliti melakukan pengamatan di lokasi kerja dan mencari data-data yang diperlukan dari dokumen-dokumen masa lalu yang dimiliki oleh perusahaan tersebut.
3. Wawancara, peneliti mengumpulkan data yang diperlukan dengan bertanya dan berdiskusi dengan karyawan yang memiliki tugas yang berhubungan dengan masalah yang akan diteliti.

3.3 Sumber Data

1. Data Primer, data ini diperoleh langsung dari perusahaan yang bersangkutan. Seperti jumlah karyawan, status kepemilikan, kapasitas produksi, data investasi

yang telah dilakukan perusahaan dan data lainnya yang relevan dengan penelitian yang akan dilakukan.

2. Data Sekunder, data ini diperoleh dari referensi buku-buku dan literatur-literatur yang relevan dengan masalah yang akan dibahas.

3.4 Analisis Data

Agar dapat mengefisienkan biaya investasi, maka data-data dari alternatif keputusan membeli dan menyewa kompresor dianalisis dengan menggunakan metode:

1. *Net Present Value (NPV)*

Pada metode ini semua aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang dan dijumlahkan, sehingga P yang diperoleh mencerminkan nilai *netto* dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan. Secara matematis metode ini dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$P(i) = \sum_{t=0}^N \frac{A_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (3.1)$$

atau

$$P(i) = \sum_{t=0}^N A_t (P/F, i\%, t) \dots\dots\dots (3.2)$$

dimana: A_t = aliran kas pada akhir periode t

i = *MARR*

N – horizon perencanaan (periode)

2. Metode Deret Seragam

Metode ini megkonversikan semua aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan ke dalam deret seragam dengan tingkat bunga sebesar *MARR* (I Nyoman

Pujawan, 1995). Deret seragam juga dapat digunakan untuk menetapkan horizon perencanaan bila alternatif-alternatif memiliki umur teknis yang tidak sama

3. *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal rate of return (IRR) adalah suatu tingkat bunga yang mengakibatkan nilai *NPV* dari suatu investasi sama dengan nol (I Nyoman Pujawan, 1995). Untuk mendapatkan nilai *IRR* digunakan metode coba-coba (*trial and error*) dan bila dalam perhitungan telah didapatkan hasil yang memiliki nilai *NPV* dengan *range* di atas nol dan di bawah nol (positif dan negatif) maka selanjutnya dilakukan interpolasi terhadap nilai-nilai tersebut.

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

Analisis ini digunakan untuk menentukan tingkat produksi yang bisa mengakibatkan perusahaan berada pada kondisi impas. Dapat juga digunakan untuk membandingkan dua alternatif atau lebih dari segi pengeluaran atau pendapatannya. Sehingga dapat memutuskan alternatif yang sebaiknya dipilih untuk periode-periode tertentu.

5. Analisis Periode Pengembalian (*Payback Period*)

Analisis ini dilakukan untuk mengetahui jumlah waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal dengan tingkat pengembalian tertentu. Dan dapat dihitung dengan:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^N At (P/F, i\%, t) \dots\dots\dots (3.3)$$

6. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah nilai dari suatu parameter pada suatu saat untuk selanjutnya dilihat pengaruhnya terhadap akseptabilitas suatu alternatif

investasi. Parameter-parameter yang biasanya berubah dan berubahannya bisa mempengaruhi keputusan-keputusan dalam studi ekonomi teknik adalah ongkos investasi, aliran kas, nilai sisa, tingkat bunga, tingkat pajak dan sebagainya.

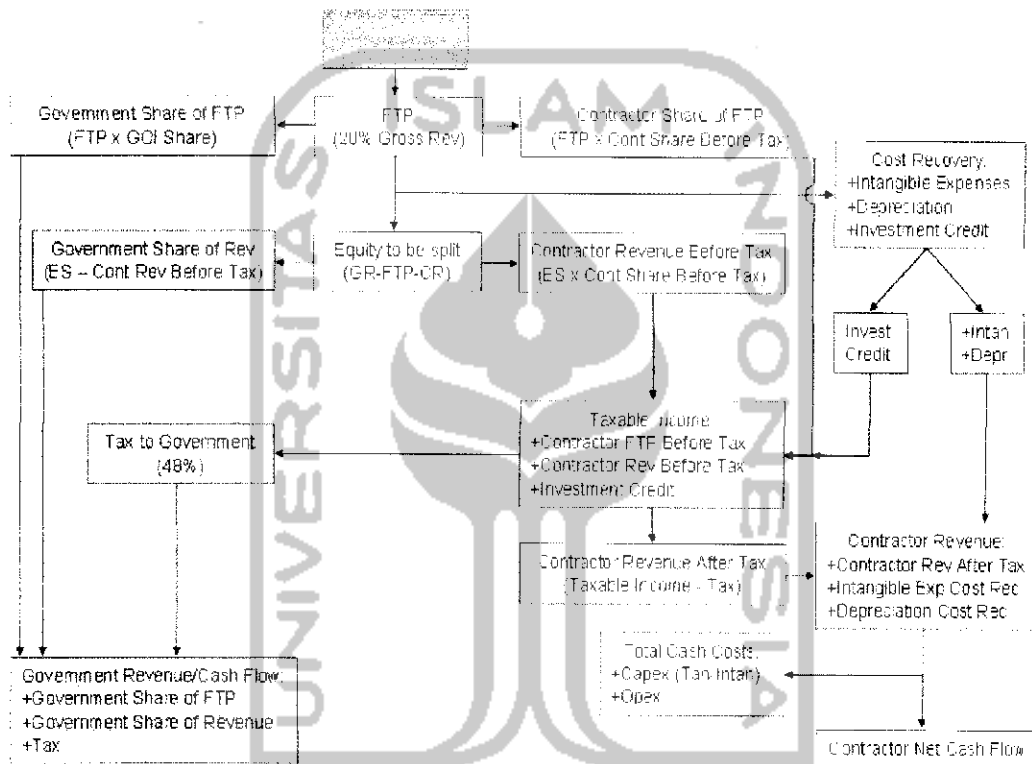
3.5 Tahapan Penelitian

Agar penelitian yang dilakukan dapat berhasil dan berjalan dengan baik, maka peneliti melakukan tahapan-tahapan berikut dalam melakukan penelitian:

1. Melakukan studi pendahuluan untuk mengetahui masalah yang terjadi dalam perusahaan dan mencari informasi pendukung dengan kajian pustaka.
2. Mengidentifikasi permasalahan yang ada dalam perusahaan.
3. Melakukan penelitian dan pengumpulan segala data yang berkaitan dengan penelitian yang akan dilakukan.
4. Melakukan analisis dengan metode Deret Seragam, *NPV*, *IRR*, *Break Event*, *Payback Periode* dan Analisis Sensitivitas.
5. Membandingkan hasil analisis keputusan menyewa dan membeli.
6. Mengambil kesimpulan dari hasil pengolahan data dan mengajukan usulan kepada perusahaan yang bersangkutan.

3.5.1. Langkah-Langkah Penghitungan *Cashflow* Perusahaan

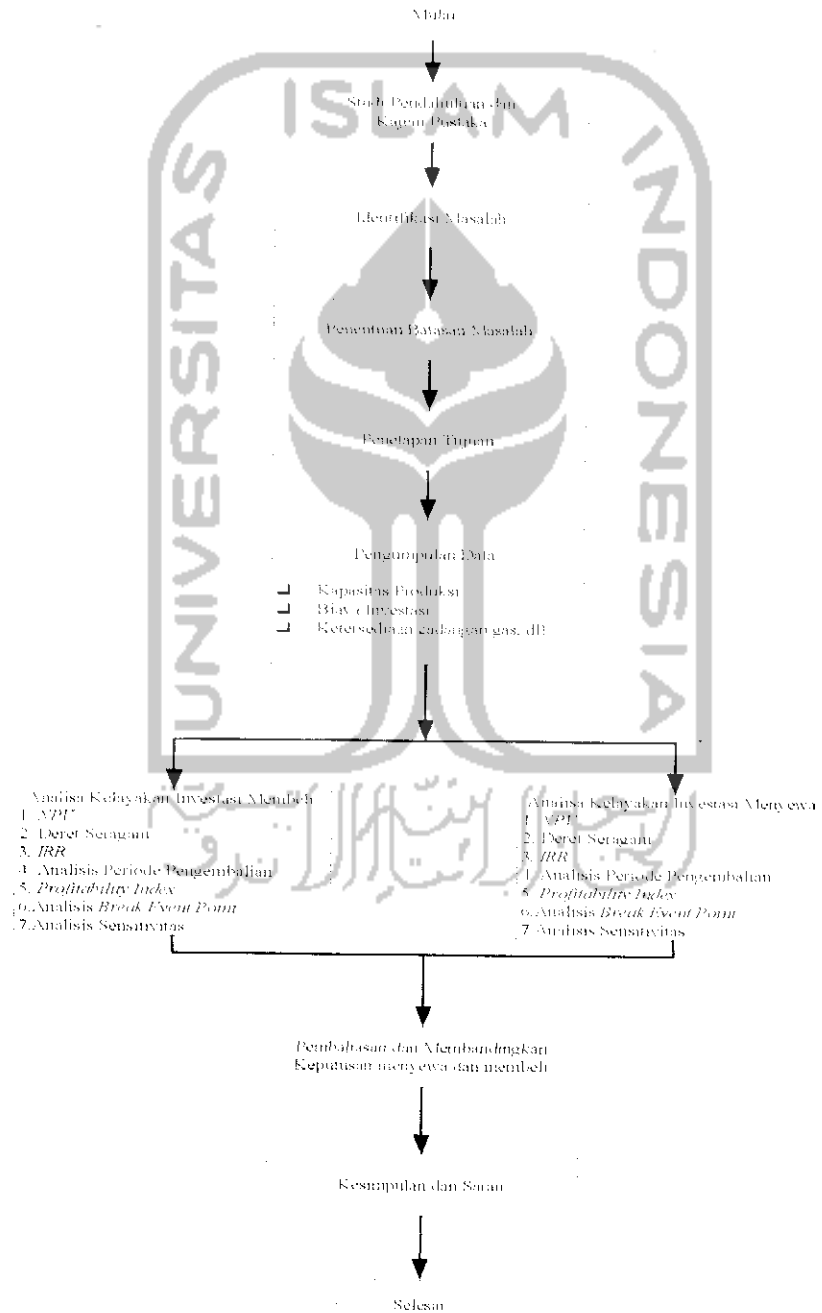
Dalam menghitung *cashflow* atau aliran kas bersih pada umumnya perusahaan melakukan perhitungan sesuai dengan diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3.1. Tahapan Penghitungan *Cashflow* Perusahaan

3.6 Diagram Alir (*Flowchart*)

Dalam melakukan penelitian ini, peneliti akan melakukan penelitian dengan alur sebagai berikut:



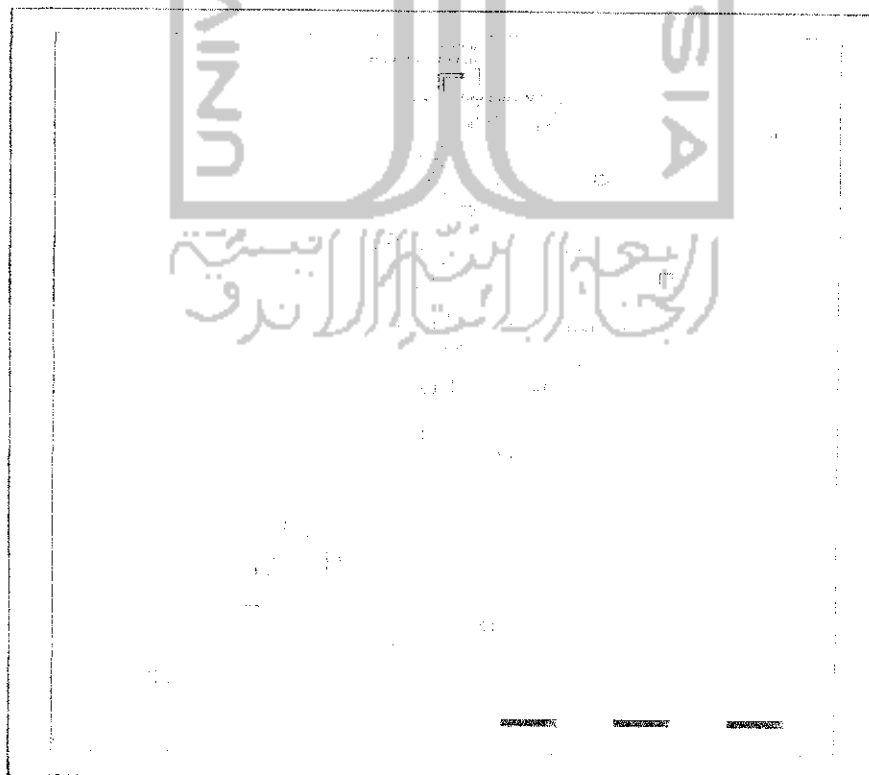
Gambar 3.2. Aliran Proses Penelitian

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.

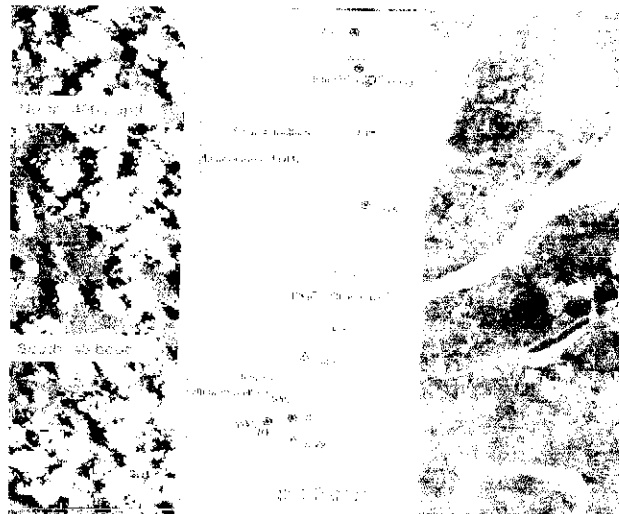


Gambar 4.1. Wilayah Operasi VICO Indonesia

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

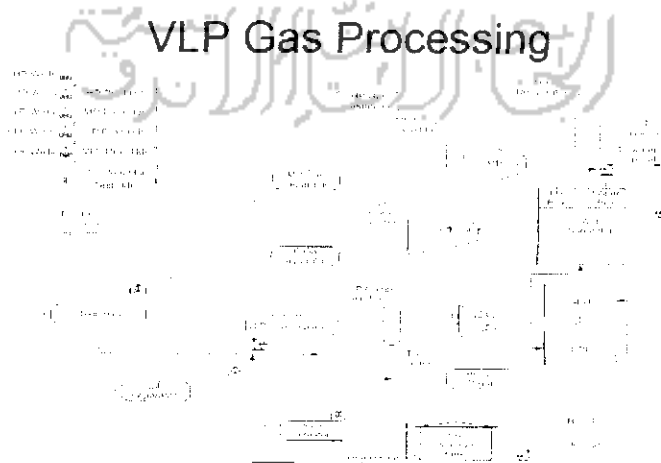
Seperti yang telah dikatakan di atas, bahwa dari hasil perforasi suatu sumur selalu menghasilkan tekanan gas yang berbeda-beda. Namun saat ini seiring dengan berkurangnya cadangan gas yang ada, maka tekanan gas yang dihasilkan juga berkurang, pada umumnya adalah tekanan sangat rendah (*VLP*) dan tekanan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

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

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

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

$$n = 2 - 0,767$$

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

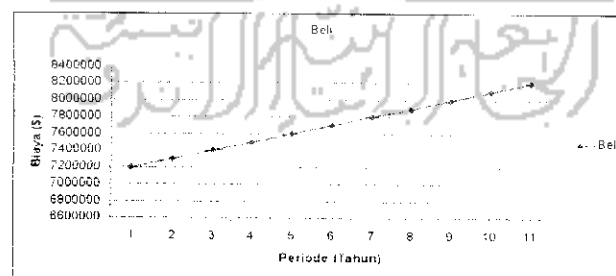
4.4.5. Analisis Titik Impas (*Break Event Point*)

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

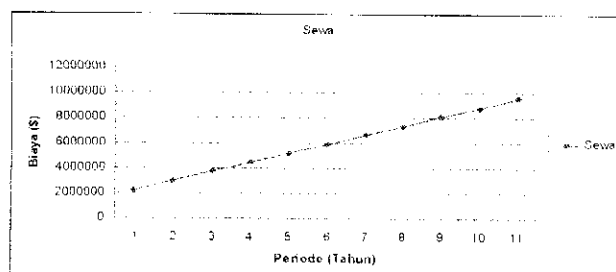
	Beli	Rental
Biaya Operasional	US\$ 100.000/tahun	US\$ 730.000/tahun
Biaya Kapital	US\$ 7.200.000	US\$ 2.250.000

a. Grafik biaya untuk keputusan beli



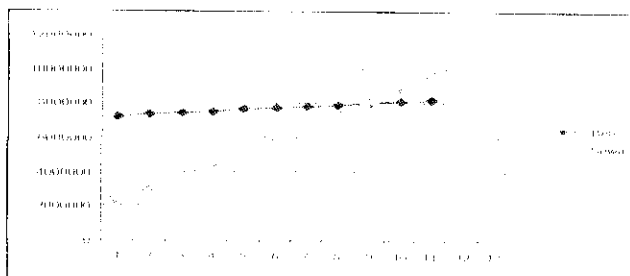
Gambar 4.6. Grafik Biaya Untuk Keputusan Membeli

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. *NPV* 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. *NPV* 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

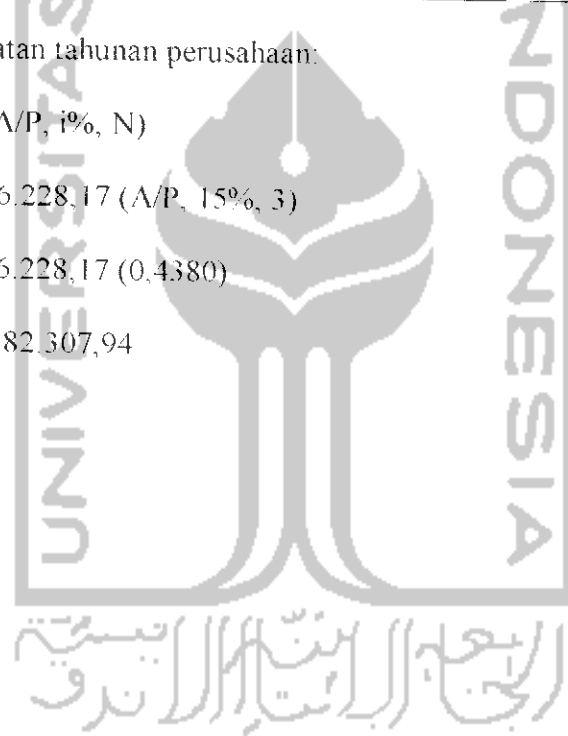
Pendapatan tahunan perusahaan:

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

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

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

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



BAB V

PEMBAHASAN

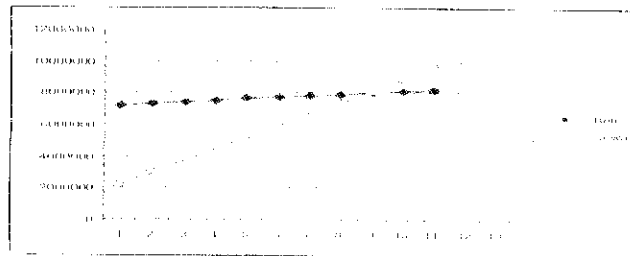
Penelitian ini bertujuan untuk mengefisiensikan biaya investasi yang dilakukan oleh PT.VICO Indonesia dan mengoptimalkan keuntungan yang akan diperoleh. Perusahaan tersebut dihadapkan pada dua pilihan yaitu menyewa dan membeli kompresor baru. Untuk membandingkan kedua keputusan tersebut digunakan beberapa metode sebagai alat pembanding yaitu *NPI*, Deret Seragam, *IRR*, *Payback Period*, *Break Event Point* dan Analisis Sensitivitas.

5.1. Analisis Aspek Finansial

Dari hasil perhitungan alternatif beli dan sewa, keduanya dinyatakan layak dilakukan karena keduanya telah memenuhi persyaratan-persyaratan yang ada. Yaitu keduanya memiliki *NPI* dan Deret Seragam lebih besar dari nol, *IRR* yang lebih besar dari MARR dan Periode Pengembalian yang lebih cepat dari umur proyek.

NPI untuk alternatif membeli dan menyewa adalah US\$ 3.335.414,57 dan US\$ 1.917.715,072. Meskipun keduanya layak dilakukan, tetapi alternatif yang terbaik adalah alternatif menyewa kompresor, karena memiliki Deret Seragam, *IRR* dan Periode Pengembalian yang lebih baik dibanding alternatif membeli yaitu untuk alternatif sewa memiliki Deret Seragam sebesar US\$ 839.959,20 dengan *IRR* 68,489% dan Periode Pengembalian selama 1,233 tahun. Sedangkan untuk alternatif beli memiliki Deret Seragam sebesar US\$ 664.748,12 dengan *IRR* 34,69% dan Periode Pengembalian selama 2,695 tahun

5.2. Analisis dengan metode *Break Event Point*



Gambar 5.1. Perbandingan Pengeluaran Alternatif Sewa dan Beli

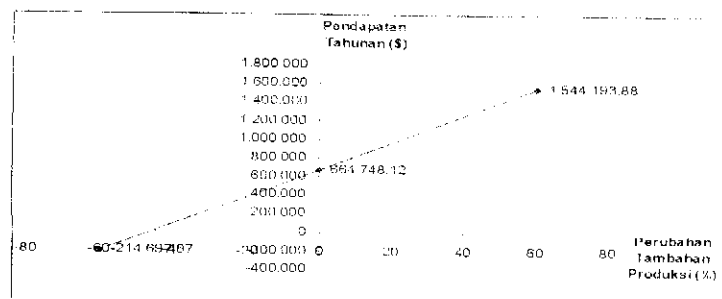
Dari segi pengeluaran perusahaan dalam melakukan investasi, bila perusahaan menggunakan kompresor di atas 9 tahun, maka keputusan membeli dapat dipilih karena pengeluaran perusahaan lebih kecil dibanding menyewa. Namun bila perusahaan menggunakan kompresor kurang dari 9 tahun maka keputusan menyewa dapat dipilih karena pengeluaran perusahaan lebih kecil dibanding membeli.

5.3. Analisis dengan metode Analisis Sensitivitas

Karena kondisi dan keadaan dimasa depan yang bersifat tak pasti, maka dilakukan perhitungan terhadap perubahan-perubahan yang mungkin terjadi dimasa depan. Untuk itu dilakukan perhitungan terhadap perubahan 2 parameter yaitu perubahan tambahan produksi sebesar 60% dan perubahan harga gas sebesar 50%.

5.3.1. Analisis Sensitivitas Alternatif Membeli

5.3.1.1. Perubahan Tambahan Produksi Sebesar 60%

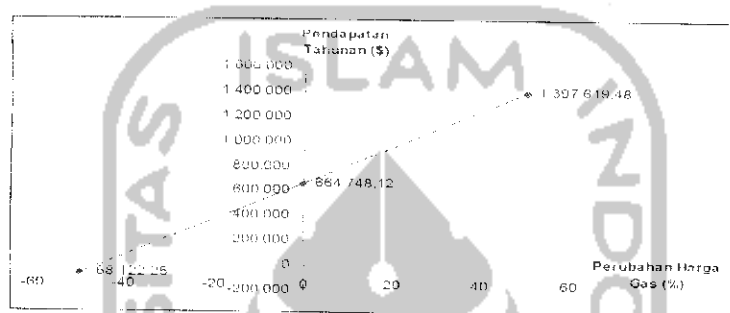


Gambar 5.2. Perubahan Tambahan Produksi 60% Alternatif Membeli

Dari grafik di atas dapat diketahui bahwa alternatif membeli layak dilakukan bila tambahan produksi semakin bertambah. Namun Alternatif ini tidak layak

dilakukan bila tambahan produksi berkurang lebih dari 45,35%. Atau dengan kata lain, alternatif membeli masih layak dilakukan bila tambahan produksi berkurang tidak sampai 45,35%.

5.3.1.2. Perubahan Harga Gas 50%

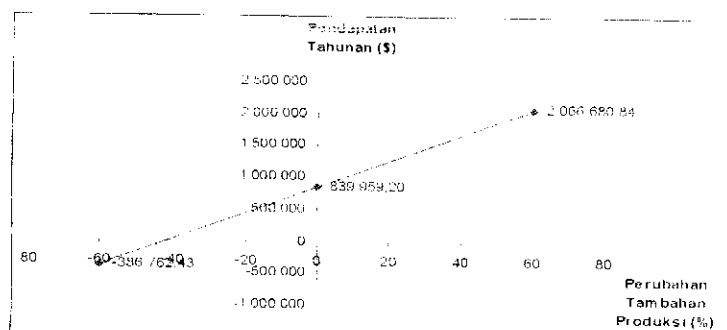


Gambar 5.3. Perubahan Harga Gas 50% Alternatif Membeli

Dari grafik di atas dapat diketahui bahwa alternatif membeli layak dilakukan bila tambahan produksi semakin bertambah. Namun Alternatif ini tidak layak dilakukan bila tambahan produksi berkurang lebih dari 45,35%. Atau dengan kata lain, alternatif membeli masih layak dilakukan bila tambahan produksi berkurang tidak sampai 45,35%

5.3.2. Analisis Sensitifitas Alternatif Menyewa

5.3.2.1. Perubahan Tambahan Produksi Sebesar 60%

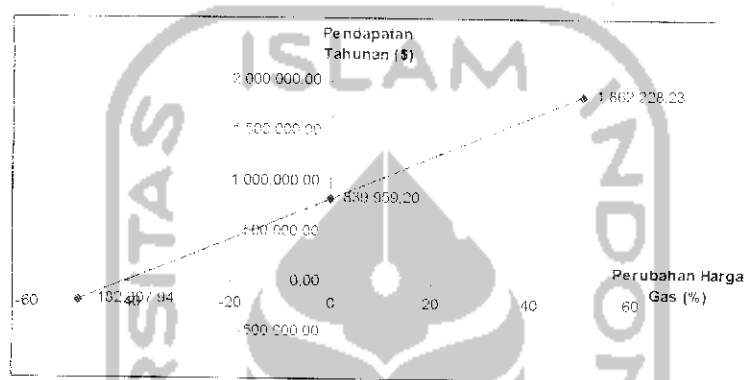


Gambar 5.4. Perubahan Tambahan Produksi 60% Alternatif Menyewa

Dari grafik di atas dapat diketahui bahwa alternatif membeli layak dilakukan bila tambahan produksi semakin bertambah. Namun Alternatif ini tidak layak

dilakukan bila tambahan produksi berkurang lebih dari 41,08%. Atau dengan kata lain, alternatif membeli masih layak dilakukan bila tambahan produksi berkurang tidak sampai 41,08%.

5.3.2.2. Perubahan Harga Gas 50%



Gambar 5.5. Perubahan Harga Gas 50% Alternatif Menyewa

Dari grafik di atas dapat diketahui bahwa alternatif membeli layak dilakukan bila tambahan produksi semakin bertambah. Namun Alternatif ini tidak layak dilakukan bila tambahan produksi berkurang lebih dari 41,08%. Atau dengan kata lain, alternatif membeli masih layak dilakukan bila tambahan produksi berkurang tidak sampai 41,08%.

الجامعة الإسلامية
الربيعية
الاستاذة
الاندرق

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. KESIMPULAN

Dari perhitungan terhadap alternatif membeli dan menyewa kompresor dengan metode *NPI*, Deret Seragam, *IRR*, *Payback Period*, *Break Event Point* dan Analisis Sensitivitas, dapat disimpulkan:

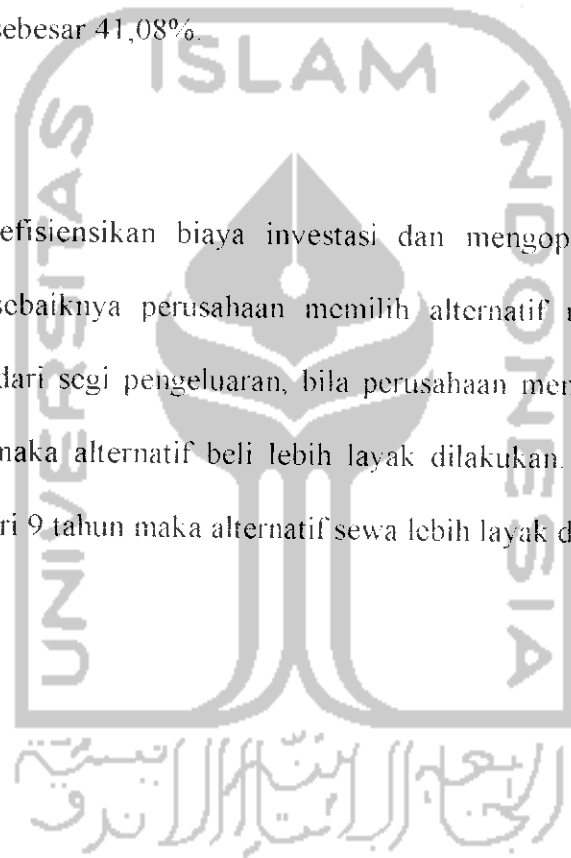
1. Kedua alternatif layak dilaksanakan karena memenuhi semua persyaratan yang ada, yaitu keduanya memiliki *NPI* dan Deret Seragam lebih besar dari nol, *IRR* yang lebih besar dari MARR, Periode Pengembalian yang lebih cepat dari umur proyek.
2. *NPI* untuk alternatif membeli dan menyewa adalah US\$ 3.335.414,57 dan US\$ 1.917.715,072. Meskipun keduanya layak dilakukan, tetapi alternatif yang terbaik adalah alternatif menyewa kompresor, karena memiliki Deret Seragam, *IRR* dan Periode Pengembalian yang lebih baik dibanding alternatif membeli yaitu untuk sewa memiliki Deret Seragam sebesar US\$ 839.959,20 dengan *IRR* 68,489% dan Periode Pengembalian selama 1,233 tahun. Sedangkan untuk alternatif beli memiliki Deret Seragam sebesar US\$ 664.748,12 dengan *IRR* 34,69% dan Periode Pengembalian selama 2,695 tahun.
3. Dari segi pengeluaran, alternatif beli lebih layak dilakukan bila kompresor digunakan di atas 9 tahun dan bila kompresor digunakan kurang dari 9 tahun maka alternatif sewa lebih layak dilakukan
4. Alternatif membeli layak dilakukan bila tambahan produksi dan harga gas bertambah atau naik. Dan masih dapat menerima perubahan bila tambahan

produksi berkurang hingga 45,35%. Selain itu juga dapat menerima perubahan bila harga gas turun sebesar 45,35%.

5. Alternatif menyewa layak dilakukan bila tambahan produksi dan harga gas bertambah atau naik. Dan masih dapat menerima perubahan bila tambahan produksi berkurang hingga 41,08%. Selain itu juga dapat menerima perubahan bila harga gas turun sebesar 41,08%.

6.2. SARAN

Untuk mengefisiensikan biaya investasi dan mengoptimalkan keuntungan perusahaan, maka sebaiknya perusahaan memilih alternatif menyewa kompresor. Namun bila dilihat dari segi pengeluaran, bila perusahaan menggunakan kompresor lebih dari 9 tahun maka alternatif beli lebih layak dilakukan. Dan bila kompresor digunakan kurang dari 9 tahun maka alternatif sewa lebih layak dilakukan.



DAFTAR PUSTAKA

- Djarwanto, (1987). *capital budgeting*. Yogyakarta: BPFE-UGM.
- Gaspersz, Vincent, (2005). *production planning and inventory control berdasarkan pendekatan sistem terintegrasi MRP II dan JIT menuju manufakturung 21.*, Jakarta: Vincent Foundation dan PT. Gramedia Pustaka Utama.
- Husnan, S. dan Suwarsono, (1999). *studi kelayakan proyek*, edisi ketiga. Yogyakarta: UPP AMP YKPN.
- Kimms, A., (2001). Maximizing the net present value of a project under resource constraints using a lagrangian relaxation based heuristic with tight upper bounds. *Annals of Operations Research*, 102, 221–236.
- Makridakis, S., Wheelwright, S.C. dan McGee, V. E., (1991) *metode dan aplikasi peramalan*, edisi kedua. Jakarta: Erlangga.
- Nugroho, Budi Eko, (2005). *analisa kelayakan investasi sebagai pertimbangan penambahan mesin*. Skripsi, tidak diterbitkan. Jurusan Teknik Industri Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia, Yogyakarta.
- Olynk, N. J., and Wolf, C. A., (2007). Expected net present value of pure and mixed sexed semen artificial insemination strategies in dairy heifers. *Journal of American Dairy Science Association*, 90, 2569-2576.
- Pfeiffer, T., (2004). Net present value-consistent investment criteria based on accruals: a generalisation of the residual income-identity. *Journal of Business Finance and Accounting*, vol. 31, no. 7-8, hlm. 905-926, September.
- Pobiyangga, Okwan, (2008). *usulan penentuan alternatif kelayakan pada penambahan mesin produksi sebagai dasar pertimbangan investasi*. Skripsi, tidak

diterbitkan. Jurusan Teknik Industri Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia, Yogyakarta.

Pujawan, I Nyoman, (1995). *ekonomi teknik.*, Jakarta: PT. Guna Widya.

Suhartono., 2002, analisi perhitungan biaya perawatan (maintenance cost) mesin-mesin produksi. *Prosiding Seminar Nasional Perkembangan Sistem Manufaktur*, 123-133. 26 Januari, Jogjakarta.

Sukamulja, Sukmawati., 2002, new perspective of capital budgeting to evaluate uncertainty IT investment projects. *Proceeding Seminar Nasional Teknik Industri dan Manajemen Produksi TIMP 2002*, 1-4. 6-7 Agustus, Surabaya.

Sulistyorini, (2005). *analisis kelayakan investasi penambahan mesin hamada sebagai upaya peningkatan pelayanan kepada pelanggan.* Skripsi, tidak diterbitkan. Jurusan Teknik Industri Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia, Yogyakarta.

Sutojo, Siswanto, (2000). *studi kelayakan proyek.*, Jakarta: PT. Ikrar Mandiriabadi.

Tsao, C.T., (2005). Assessing the probabilistic fuzzy net present value for a capital investment choice using fuzzy arithmetic. *Journal of the Chinese Institute of Industrial Engineers*, 22, 106-118.

White, John A., Marvin H. Agee dan Kenneth E. Case, (1989). *principles of engineering economic analysis.* Johnh Wiley and Sons, Inc. Singapore.



LAMPIRAN

Forecast Result for Gas Price Forecast

07/07/2009	Actual	Forecast b	Forecast	CFE	MAD	MSE	MAPE (%)	Tracking	R-sqaure
Year	Data	DEST	Error				Signal		
1	4750	4750	-50	-50	50	2500	1,06383	-1	1
2	4700	4679	220,9995	170,9995	135 4998	25670,39	2,787012	1,261991	0,857044
3	4900	4967,615	52,38477	223,3843	107,7948	18028,32	2,205848	2,072311	1
4	5020	5128,203	5240,812	5353,42	5466,028	5578,637	5691,245	5803,854	5916,462
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									

CFE 223,3843
MAD 107,7948
MSE 18028,32
MAPE 2,205848
Trk. Signal 2,072311
R-sqaure 1

Alpha=0,71
F(0)=4750
F'(0)=4750



Forecast Result for Gas Price Forecast

07/07/2009 Year	Actual Data	Forecast b SEST	Forecast Error	CFE	MAD	MSE	MAPE (%)	Tracking Signal	R-sqaure
1	4750	4750	-50	-50	50	2500	1,06383	-1	1
2	4700	4681,5	218,5	168,5	134,25	25121,13	2,761507	1,255121	0,827113
3	4900	4962,345	57,65479	226,1548	108,7183	17855,44	2,223839	2,080191	1
4	5020	5103,677	5187,354	5271,032	5354,709	5438,386	5522,063	5605,741	5689,418
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									

CFE 226,1548
MAD 108,7183
MSE 17855,44
MAPE 2,223839
Trk. Signal 2,080191
R-sqaure 1

Alpha=1
Beta=0,37
F(0)=4750
T(0)=0



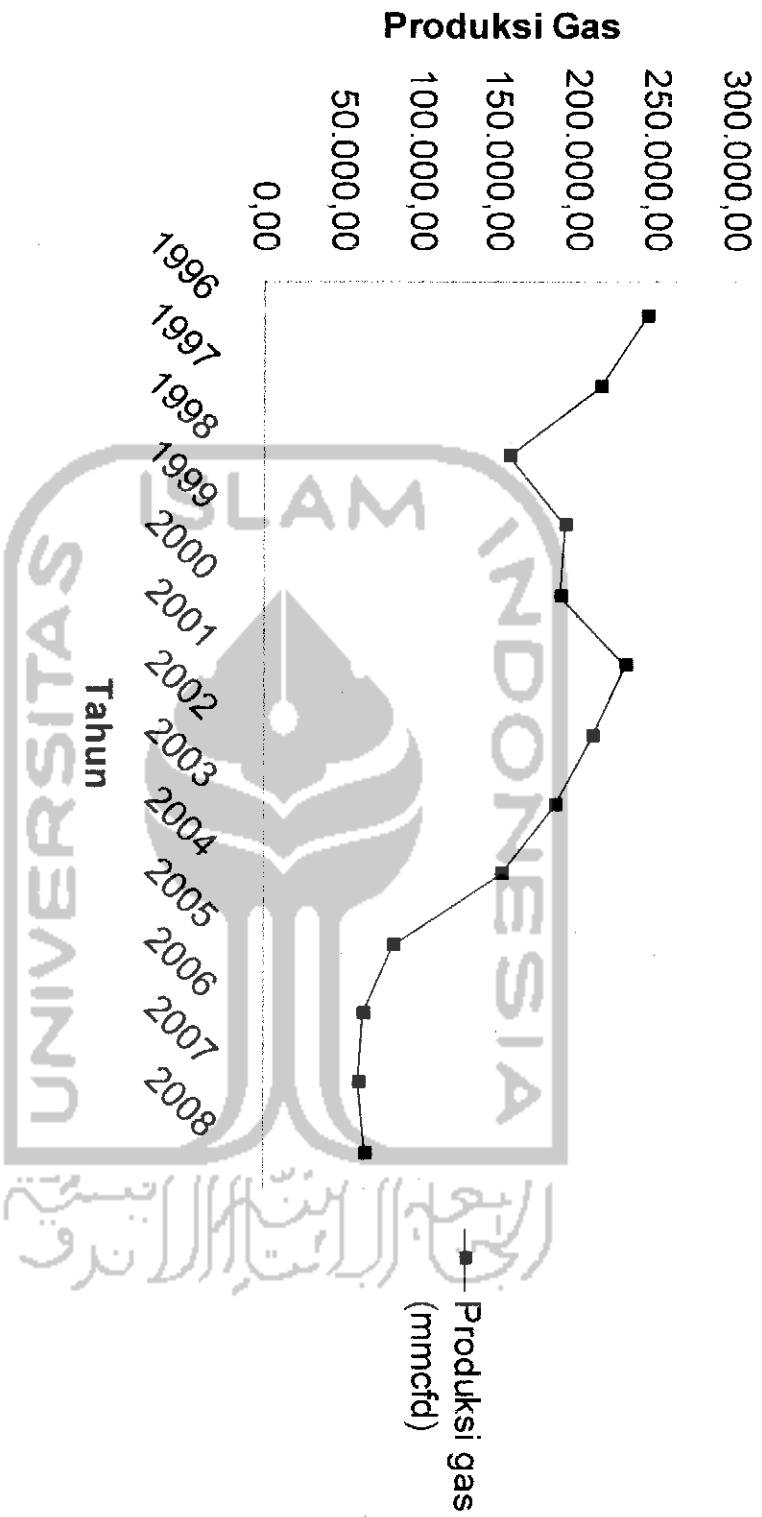
Forecast Result for Gas Price Forecast

Year	07/07/2009	Actual Data	Forecast by 2-MAT	Forecast Error	CFE	MAD	MSE	MAPE (%)	Tracking Signal	R-sqaure
1		4750								
2		4700								
3		4900								
4		5020								
5			4650	250	250	250	62500	5,102041	1	1
6			5100	-80	170	165	34450	3,347833	1,030303	1
7			5140							
8			5260							
9			5380							
10			5500							
11			5620							
12			5740							
13			5860							
14			5980							
			6100							
			6220							
CFE			170							
MAD			165							
MSE			34450							
MAPE			3,347833							
Tk. Signal			1,030303							
R-sqaure			1							

m=2



Produksi gas di area nilam (mmctd)



ppendix A-1

Present Value dari 1

ode	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926	0.917	0.909
	0.980	0.961	0.943	0.925	0.907	0.890	0.873	0.857	0.842	0.826
	0.971	0.942	0.915	0.889	0.864	0.840	0.816	0.794	0.772	0.751
	0.961	0.924	0.888	0.855	0.823	0.792	0.763	0.735	0.708	0.683
	0.951	0.906	0.863	0.822	0.784	0.747	0.713	0.681	0.650	0.621
	0.942	0.888	0.837	0.790	0.746	0.705	0.666	0.630	0.596	0.564
	0.933	0.871	0.813	0.760	0.711	0.665	0.623	0.583	0.547	0.513
	0.923	0.853	0.789	0.731	0.677	0.627	0.582	0.540	0.502	0.467
	0.914	0.837	0.766	0.703	0.645	0.592	0.544	0.500	0.460	0.424
	0.905	0.820	0.744	0.676	0.614	0.558	0.508	0.463	0.422	0.386
	0.896	0.804	0.722	0.650	0.585	0.527	0.475	0.429	0.388	0.350
	0.887	0.788	0.701	0.625	0.557	0.497	0.44	0.397	0.356	0.319
	0.879	0.773	0.681	0.601	0.530	0.469	0.415	0.368	0.326	0.290
	0.870	0.753	0.661	0.577	0.505	0.442	0.388	0.340	0.299	0.263
	0.861	0.743	0.642	0.556	0.481	0.417	0.362	0.315	0.275	0.239
	0.853	0.728	0.623	0.534	0.458	0.394	0.339	0.292	0.252	0.218
	0.844	0.714	0.605	0.513	0.436	0.371	0.317	0.270	0.231	0.198
	0.836	0.700	0.587	0.494	0.416	0.350	0.296	0.250	0.212	0.180
	0.828	0.686	0.570	0.475	0.396	0.331	0.277	0.232	0.194	0.164
	0.820	0.673	0.554	0.456	0.377	0.312	0.258	0.215	0.178	0.149
	0.811	0.660	0.538	0.439	0.359	0.294	0.242	0.199	0.164	0.136
	0.803	0.647	0.522	0.422	0.342	0.278	0.226	0.184	0.150	0.123
	0.795	0.634	0.507	0.406	0.326	0.262	0.211	0.170	0.138	0.112
	0.788	0.622	0.492	0.390	0.310	0.247	0.197	0.158	0.126	0.102
	0.772	0.598	0.464	0.361	0.281	0.220	0.172	0.135	0.106	0.084
	0.772	0.598	0.464	0.361	0.281	0.220	0.172	0.135	0.106	0.084
	0.764	0.586	0.450	0.347	0.268	0.207	0.161	0.125	0.098	0.076
	0.757	0.574	0.437	0.333	0.255	0.196	0.150	0.116	0.090	0.069
	0.749	0.563	0.424	0.321	0.243	0.185	0.141	0.107	0.082	0.063
	0.742	0.552	0.412	0.308	0.231	0.174	0.131	0.099	0.075	0.057
	0.672	0.453	0.307	0.208	0.142	0.097	0.067	0.046	0.032	0.022
	0.608	0.372	0.228	0.141	0.087	0.054	0.034	0.021	0.013	0.009

Present Value dari 1 (lanjutan)

e	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
	0.901	0.893	0.885	0.877	0.870	0.862	0.855	0.847	0.840	0.833
	0.812	0.797	0.783	0.769	0.756	0.743	0.731	0.718	0.706	0.694
	0.731	0.712	0.693	0.675	0.658	0.641	0.624	0.609	0.593	0.579
	0.659	0.636	0.613	0.592	0.572	0.552	0.534	0.516	0.499	0.482
	0.593	0.567	0.543	0.519	0.497	0.476	0.456	0.437	0.419	0.402
	0.535	0.507	0.480	0.456	0.432	0.410	0.390	0.370	0.352	0.335
	0.482	0.452	0.425	0.400	0.376	0.354	0.333	0.314	0.296	0.279
	0.434	0.404	0.376	0.351	0.327	0.305	0.285	0.266	0.249	0.233
	0.391	0.361	0.333	0.308	0.284	0.263	0.243	0.225	0.209	0.194
	0.352	0.322	0.295	0.270	0.247	0.227	0.208	0.191	0.176	0.162
	0.317	0.287	0.261	0.237	0.215	0.195	0.178	0.162	0.148	0.135
	0.286	0.257	0.231	0.208	0.187	0.168	0.152	0.137	0.124	0.112
	0.258	0.229	0.204	0.182	0.163	0.146	0.130	0.116	0.104	0.093
	0.232	0.205	0.181	0.160	0.141	0.125	0.111	0.099	0.088	0.078
	0.209	0.183	0.160	0.140	0.123	0.108	0.095	0.084	0.074	0.065
	0.188	0.163	0.141	0.123	0.107	0.093	0.081	0.071	0.062	0.054
	0.170	0.146	0.125	0.108	0.093	0.080	0.069	0.060	0.052	0.045
	0.153	0.130	0.111	0.095	0.081	0.069	0.059	0.051	0.044	0.038
	0.138	0.116	0.098	0.083	0.070	0.060	0.051	0.043	0.037	0.031
	0.124	0.104	0.087	0.073	0.061	0.051	0.043	0.037	0.031	0.026
	0.112	0.093	0.077	0.064	0.053	0.044	0.037	0.031	0.026	0.022
	0.101	0.083	0.068	0.056	0.046	0.038	0.032	0.026	0.022	0.018
	0.091	0.074	0.060	0.049	0.040	0.033	0.027	0.022	0.018	0.015
	0.082	0.066	0.053	0.043	0.035	0.028	0.023	0.019	0.015	0.013
	0.074	0.059	0.047	0.038	0.030	0.024	0.020	0.016	0.013	0.010
	0.066	0.053	0.042	0.033	0.026	0.021	0.017	0.014	0.011	0.009
	0.060	0.047	0.037	0.029	0.023	0.018	0.014	0.011	0.009	0.007
	0.054	0.042	0.033	0.026	0.020	0.016	0.012	0.010	0.008	0.006
	0.048	0.037	0.029	0.022	0.017	0.014	0.011	0.008	0.006	0.005
	0.044	0.033	0.026	0.020	0.015	0.012	0.009	0.007	0.005	0.004
	0.015	0.011	0.008	0.005	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
	0.005	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000

pendix A-2

"Present Value of Annuity" dari 1

de	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
	0.990	0.980	0.971	0.952	0.952	0.943	0.935	0.926	0.917	0.909
	1.970	1.942	1.913	1.886	1.859	1.833	1.808	1.783	1.759	1.736
	2.941	2.884	2.829	2.775	2.723	2.673	2.624	2.577	2.531	2.487
	3.902	3.808	3.717	3.630	3.546	3.465	3.387	3.312	3.240	3.170
	4.853	4.713	4.580	4.452	4.329	4.212	4.100	3.993	3.890	3.791
	5.795	5.601	5.417	5.242	5.076	4.917	4.767	4.623	4.486	4.355
	6.728	6.472	6.230	6.002	5.786	5.582	5.389	5.206	5.033	4.868
	7.652	7.325	7.020	6.733	6.463	6.210	5.971	5.747	5.535	5.335
	8.566	8.162	7.786	7.435	7.108	6.802	6.515	6.247	5.995	5.759
	9.471	8.983	8.630	8.111	7.722	7.360	7.024	6.710	6.418	6.145
	10.368	9.787	9.263	8.760	8.306	7.887	7.499	7.139	6.805	6.495
	11.255	10.575	9.954	9.385	8.863	8.384	7.943	7.536	7.161	6.814
	12.134	11.348	10.635	9.986	9.394	8.853	8.358	7.904	7.487	7.103
	13.004	12.106	11.296	10.563	9.899	9.295	8.745	8.244	7.786	7.367
	13.865	12.847	11.938	11.118	10.380	9.712	9.108	8.559	8.061	7.606
	14.718	13.578	12.561	11.652	10.838	10.106	9.447	8.851	8.313	7.825
	15.562	14.292	13.166	12.166	11.214	10.477	9.763	9.122	8.544	8.024
	16.398	14.992	13.754	12.659	11.690	10.828	10.059	9.372	8.758	8.204
	17.226	15.678	14.324	13.134	12.085	11.158	10.336	9.604	8.950	8.362
	18.046	16.351	14.877	13.590	12.462	11.470	10.594	9.818	9.129	8.511
	18.857	17.011	15.415	14.029	12.821	11.764	10.836	10.017	9.292	8.649
	19.600	17.658	15.837	14.451	13.163	12.061	11.061	10.201	9.442	8.772
	20.456	18.292	16.444	14.857	13.489	12.303	11.272	10.371	9.580	8.883
	21.243	18.914	16.936	15.247	13.799	12.550	11.465	10.529	9.707	8.985
	22.023	19.523	17.413	15.622	14.094	12.783	11.654	10.675	9.823	9.077
	22.795	20.121	17.877	15.983	14.375	13.003	11.826	10.810	9.929	9.161
	23.560	20.707	18.327	16.330	14.643	13.211	11.987	10.935	10.027	9.237
	24.316	21.281	18.764	16.663	14.898	13.406	12.137	11.051	10.116	9.307
	25.066	21.844	19.188	16.984	15.141	13.591	12.278	11.158	10.198	9.370
	25.808	22.396	19.600	17.292	15.371	13.765	12.409	11.258	10.274	9.427
	32.835	27.355	23.115	19.793	17.159	15.046	13.332	11.925	10.757	9.779
	39.196	31.424	25.730	21.482	18.256	15.762	13.801	12.233	10.962	9.975

Present Value of Annuity dari 1

Periode	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1	0.901	0.893	0.885	0.877	0.870	0.862	0.855	0.847	0.840	0.833
2	1.713	1.690	1.668	1.647	1.626	1.605	1.585	1.566	1.547	1.528
3	2.444	2.402	2.361	2.322	2.283	2.246	2.210	2.174	2.140	2.106
4	3.102	3.037	2.974	2.914	2.855	2.798	2.743	2.690	2.639	2.589
5	3.696	3.605	3.517	3.433	3.352	3.274	3.199	3.126	3.055	2.986
6	4.231	4.111	3.998	3.889	3.784	3.685	3.589	3.498	3.410	3.326
7	4.712	4.564	4.423	4.288	4.160	4.039	3.922	3.812	3.706	3.605
8	5.146	4.968	4.799	4.639	4.487	4.344	4.207	4.078	3.954	3.837
9	5.537	5.328	5.132	4.946	4.772	4.607	4.451	4.303	4.163	4.031
10	5.889	5.650	5.426	5.216	5.019	4.833	4.659	4.494	4.339	4.192
11	6.207	5.938	5.687	5.453	5.234	5.029	4.836	4.656	4.486	4.327
12	6.492	6.194	5.918	5.600	5.421	5.197	4.988	4.793	4.611	4.439
13	6.750	6.424	6.122	5.842	5.583	5.342	5.188	4.910	4.715	4.533
14	6.982	6.628	6.302	6.002	5.724	5.468	5.229	5.008	4.802	4.611
15	7.191	6.811	6.462	6.142	5.847	5.575	5.324	5.092	4.876	4.675
16	7.379	6.974	6.604	6.265	5.954	5.668	5.405	5.162	4.938	4.730
17	7.549	7.120	6.729	6.373	6.047	5.749	5.475	5.222	4.990	4.775
18	7.702	7.250	6.840	6.467	6.128	5.818	5.534	5.273	5.033	4.812
19	7.839	7.366	6.938	6.550	6.198	5.877	5.584	5.316	5.070	4.843
20	7.963	7.469	7.025	6.623	6.259	5.929	5.628	5.327	5.077	4.851
21	8.075	7.562	7.102	6.687	6.312	5.973	5.665	5.384	5.127	4.891
22	8.176	7.645	7.170	6.743	6.359	6.011	5.696	5.410	5.149	4.909
23	8.266	7.718	7.230	6.792	6.399	6.044	5.723	5.432	5.167	4.925
24	8.348	7.784	7.283	6.836	6.434	6.073	5.746	5.451	5.182	4.937
25	8.422	7.843	7.330	6.873	6.464	6.097	5.766	5.467	5.195	4.947
26	8.488	7.896	7.372	6.906	6.491	6.118	5.783	5.480	5.206	4.956
27	8.548	7.943	7.409	6.935	6.514	6.136	5.798	5.492	5.215	4.964
28	8.602	7.984	7.441	6.961	6.534	6.152	5.810	5.502	5.223	4.970
29	8.650	8.022	7.470	6.983	6.551	6.166	5.820	5.510	5.229	4.975
30	8.694	8.055	7.496	7.003	6.566	6.177	5.829	5.517	5.235	4.979
40	8.951	8.244	7.634	7.105	6.642	6.233	5.871	5.548	5.258	4.997
50	9.042	8.304	7.675	7.133	6.661	6.246	5.880	5.554	5.262	4.999

Present Value of Annuity dari 1

e	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%
	0.826	0.820	0.813	0.806	0.800	0.794	0.787	0.781	0.775	0.769
	1.509	1.492	1.474	1.457	1.440	1.424	1.407	1.392	1.376	1.361
	2.074	2.042	2.011	1.981	1.952	1.923	1.896	1.868	1.842	1.816
	2.540	2.494	2.448	2.404	2.362	2.320	2.280	2.241	2.203	2.166
	2.926	2.864	2.803	2.745	2.689	2.635	2.583	2.532	2.483	2.436
	3.245	3.167	3.092	3.020	2.951	2.885	2.821	2.759	2.700	2.643
	3.508	3.416	3.327	3.242	3.161	3.083	3.009	2.937	2.868	2.802
	3.726	3.619	3.518	3.421	3.329	3.241	3.156	3.076	2.999	2.925
	3.905	3.786	3.673	3.566	3.463	3.366	3.273	3.184	3.100	3.019
	4.054	3.923	3.799	3.682	3.571	3.465	3.364	3.269	3.178	3.092
	4.177	4.035	3.902	3.776	3.656	3.543	3.437	3.335	3.239	3.147
	4.278	4.127	3.985	3.851	3.725	3.606	3.493	3.387	3.286	3.190
	4.362	4.203	4.053	3.912	3.780	3.656	3.538	3.427	3.322	3.223
	4.432	4.265	4.108	3.962	3.824	3.695	3.573	3.459	3.351	3.249
	4.489	4.315	4.153	4.001	3.859	3.726	3.601	3.483	3.373	3.268
	4.536	4.357	4.189	4.038	3.887	3.751	3.623	3.503	3.390	3.283
	4.576	4.391	4.059	3.910	3.771	3.640	3.518	3.518	3.403	3.295
	4.608	4.419	4.243	4.080	3.928	3.786	3.654	3.529	3.413	3.304
	4.635	4.442	4.263	4.097	3.942	3.799	3.664	3.539	3.421	3.311
	4.657	4.460	4.279	4.100	3.954	3.808	3.673	3.546	3.427	3.316
	4.675	4.476	4.292	4.121	3.963	3.816	3.679	3.551	3.432	3.320
	4.690	4.488	4.302	4.130	3.970	3.822	3.684	3.556	3.436	3.323
	4.703	4.499	4.311	4.137	3.976	3.827	3.689	3.559	3.438	3.325
	4.713	4.507	4.318	4.143	3.981	3.831	3.692	3.562	3.441	3.327
	4.721	4.514	4.323	4.147	3.985	3.834	3.694	3.564	3.442	3.329
	4.728	4.520	4.328	4.151	3.983	3.837	3.696	3.566	3.444	3.330
	4.734	4.524	4.332	4.154	3.990	3.839	3.698	3.567	3.445	3.330
	4.739	4.528	4.335	4.157	3.992	3.840	3.699	3.568	3.446	3.331
	4.743	4.531	4.337	4.158	3.994	3.841	3.700	3.569	3.446	3.332
	4.746	4.534	4.339	4.160	3.995	3.842	3.701	3.570	3.447	3.332
	4.760	4.544	4.347	4.166	3.910	3.846	3.703	3.571	3.448	3.333
	4.762	4.545	4.348	4.167	3.910	3.846	3.703	3.571	3.448	3.333



"Present Value of Annuity" dari 1

Periode	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%
1	0.763	0.758	0.752	0.746	0.741	0.735	0.730	0.725	0.719	0.714
2	1.346	1.331	1.317	1.303	1.289	1.276	1.263	1.250	1.237	1.224
3	1.791	1.766	1.742	1.719	1.696	1.673	1.652	1.630	1.609	1.589
4	2.130	2.096	2.062	2.029	1.997	1.966	1.935	1.906	1.877	1.849
5	2.390	2.345	2.302	2.260	2.220	2.181	2.143	2.106	2.070	2.035
6	2.588	2.534	2.483	2.433	2.385	2.339	2.294	2.251	2.209	2.168
7	2.739	2.677	2.619	2.562	2.508	2.455	2.404	2.356	2.308	2.263
8	2.854	2.786	2.721	2.658	2.598	2.540	2.485	2.432	2.380	2.331
9	2.942	2.868	2.798	2.730	2.665	2.603	2.544	2.487	2.432	2.379
10	3.009	2.930	2.855	2.784	2.715	2.649	2.587	2.527	2.469	2.414
11	3.060	2.978	2.899	2.824	2.752	2.683	2.608	2.555	2.496	2.438
12	3.100	3.013	2.931	2.853	2.779	2.708	2.641	2.576	2.515	2.456
13	3.129	3.040	2.956	2.876	2.799	2.727	2.658	2.592	2.529	2.469
14	3.152	3.061	2.974	2.892	2.814	2.740	2.670	2.603	2.539	2.478
15	3.170	3.076	2.988	2.905	2.825	2.750	2.679	2.611	2.546	2.484
16	3.183	3.088	2.999	2.914	2.834	2.757	2.685	2.616	2.551	2.489
17	3.193	3.097	3.007	2.921	2.840	2.763	2.690	2.621	2.555	2.492
18	3.201	3.104	3.102	2.926	2.844	2.767	2.693	2.624	2.557	2.494
19	3.207	3.109	3.017	2.930	2.848	2.770	2.696	2.626	2.559	2.496
20	3.211	3.113	3.020	2.933	2.850	2.772	2.698	2.627	2.561	2.497
21	3.215	3.116	3.023	2.935	2.852	2.773	2.698	2.629	2.562	2.498
22	3.217	3.118	3.025	2.936	2.853	2.775	2.700	2.629	2.562	2.498
23	3.219	3.120	3.026	2.938	2.854	2.775	2.701	2.630	2.563	2.499
24	3.221	3.121	3.027	2.939	2.855	2.776	2.701	2.631	2.563	2.499
25	3.222	3.122	3.028	2.939	2.856	2.777	2.702	2.631	2.563	2.499
26	3.223	3.123	3.028	2.940	2.856	2.777	2.702	2.631	2.564	2.500
27	3.224	3.123	3.029	2.940	2.856	2.777	2.702	2.631	2.564	2.500
28	3.224	3.124	3.029	2.940	2.857	2.777	2.702	2.631	2.564	2.500
29	3.225	3.124	3.030	2.941	2.857	2.777	2.702	2.631	2.564	2.500
30	3.225	3.124	3.030	2.941	2.857	2.778	2.702	2.631	2.564	2.500
40	3.226	3.125	3.030	2.941	2.857	2.778	2.703	2.632	2.564	2.500
50	3.226	3.125	3.030	2.941	2.857	2.778	2.703	2.632	2.564	2.500



LAMPIRAN A

Analisis Sensitivitas Alternatif Membeli

جامعة الزيتونة
UNIVERSITAS ISLAM
INDONESIA

Lampiran A-1
Tambahan Produksi Bertambah 60%

a. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tabel 1.1. Prediksi Tambahan Produksi

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf/d)	Bertambah 60% (mmcf/d)
2009	0	0
2010	1.607,095	2.571,35
2011	1.236,255	1.978,01
2012	1.031,125	1.649,80
2013	0	0
2014	876	1.401,60
2015	0	0
2016	0	0
2017	41,61	66,58
2018	2.717,425	4.347,88
2019	1.420,58	2.272,93

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 1.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun Bertambah 60% (mmcf/d)	Harga per mmcf/d	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	2.571,35	5.103,677	13.123.339,85
2011	1.978,01	5.187,354	10.260.638,09
2012	1.649,80	5.271,032	8.696.148,59
2013	0	5.354,709	0
2014	1.401,60	5.438,386	7.622.441,82
2015	0	5.522,063	0
2016	0	5.605,741	0
2017	66,58	5.689,418	378.801,45
2018	4.347,88	5.773,095	25.100.724,29
2019	2.272,93	5.856,772	13.312.032,78

c. *FTP* Bersama

Tabel 1.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	13.123.339,85	2.624.667,97
2011	10.260.638,09	2.052.127,62
2012	8.696.148,59	1.739.229,72
2013	0	0

2014	7.622.441,82	1.524.488,36
2015	0	0
2016	0	0
2017	378.801,45	75.760,29
2018	25.100.724,29	5.020.144,86
2019	13.312.032,78	2.662.406,56

d. *FTP Untuk Perusahaan Sebelum Pajak*

Tabel 1.4. *FTP Perusahaan*

Tahun	FTP (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	FTP Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	2.624.667,97	57,69%	1.514.170,95
2011	2.052.127,62	57,69%	1.183.872,42
2012	1.739.229,72	57,69%	1.003.361,63
2013	0	57,69%	0
2014	1.524.488,36	57,69%	879.477,33
2015	0	57,69%	0
2016	0	57,69%	0
2017	75.760,29	57,69%	43.706,11
2018	5.020.144,86	57,69%	2.896.121,57
2019	2.662.406,56	57,69%	1.535.942,34

e. Depresiasi

Tabel 1.5. 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 1.6. 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

Tabel 1.7. Pendapatan

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	2.520.000	-2.520.000
2010	13.123.339,85	2.624.667,97	1.036.000	9.462.671,88
2011	10.260.638,09	2.052.127,62	848.800	7.359.710,47
2012	8.696.148,59	1.739.229,72	699.040	6.257.878,87
2013	0	0	579.232	-579.232
2014	7.622.441,82	1.524.488,36	483.386	5.614.567,46
2015	0	0	100.000	-100.000
2016	0	0	100.000	-100.000
2017	378.801,45	75.760,29	100.000	203.041,16
2018	25.100.724,29	5.020.144,86	100.000	19.980.579,43
2019	13.312.032,78	2.662.406,56	100.000	10.549.626,22

h. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 1.8. Pendapatan Perusahaan

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	-2.520.000	57,69%	-1.453.788
2010	9.462.671,88	57,69%	5.459.015,41
2011	7.359.710,47	57,69%	4.245.816,97
2012	6.257.878,87	57,69%	3.610.170,32
2013	-579.232	57,69%	-334.158,94
2014	5.614.567,46	57,69%	3.239.043,97
2015	-100.000	57,69%	-57.690
2016	-100.000	57,69%	-57.690
2017	203.041,16	57,69%	117.134,45
2018	19.980.579,43	57,69%	11.526.796,27
2019	10.549.626,22	57,69%	6.086.079,37

i. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 1.9. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	-1.453.788	0	-1.453.788
2010	5.459.015,41	1.514.170,95	6.973.186,36

2011	4.245.816,97	1.183.872,42	5.429.689,39
2012	3.610.170,32	1.003.361,63	4.613.531,95
2013	-334.158,94	0	-334.158,94
2014	3.239.043,97	879.477,33	4.118.521,30
2015	-57.690	0	-57.690
2016	-57.690	0	-57.690
2017	117.134,45	43.706,11	160.840,56
2018	11.526.796,27	2.896.121,57	14.422.917,84
2019	6.086.079,37	1.535.942,34	7.622.021,71

j. Pajak

Tabel 1.10. Pajak

Tahun	Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	-1.453.788	48%	-697.818,24
2010	6.973.186,36	48%	3.347.129,45
2011	5.429.689,39	48%	2.606.250,91
2012	4.613.531,95	48%	2.214.495,34
2013	-334.158,94	48%	-160.396,29
2014	4.118.521,30	48%	1.976.890,22
2015	-57.690	48%	-27.691,20
2016	-57.690	48%	-27.691,20
2017	160.840,56	48%	77.203,47
2018	14.422.917,84	48%	6.923.000,56
2019	7.622.021,71	48%	3.658.570,42

k. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 1.11. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital Nyata (\$)	Biaya Kapital Tak Nyata (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
-1.453.788	-697.818,24	2.520.000	4.680.000	2.520.000	-	-5.435.969,76
6.973.186,36	3.347.129,45	1.036.000	-	-	100.000	4.562.056,91
5.429.689,39	2.606.250,91	848.800	-	-	100.000	3.572.238,48
4.613.531,95	2.214.495,34	699.040	-	-	100.000	2.998.076,61
-334.158,94	-160.396,29	579.232	-	-	100.000	305.469,35
4.118.521,30	1.976.890,22	483.386	-	-	100.000	2.525.017,08
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
160.840,56	77.203,47	100.000	-	-	100.000	83.637,09
14.422.917,84	6.923.000,56	100.000	-	-	100.000	7.499.917,28
7.622.021,71	3.658.570,42	100.000	-	-	100.000	3.963.451,29

Lampiran A-2

Tambahan Produksi Berkurang 60%

a. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tabel 2.1. Prediksi Tambahan Produksi

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Berkurang 60% (mmcf)
2009	0	0
2010	1.607,095	642,84
2011	1.236,255	494,50
2012	1.031,125	412,45
2013	0	0
2014	876	350,40
2015	0	0
2016	0	0
2017	41,61	16,64
2018	2.717,425	1.086,97
2019	1.420,58	568,23

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 2.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun Berkurang 40% (mmcf)	Harga per mmcf	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	642,84	5.103,677	3.280.847,72
2011	494,50	5.187,354	2.565.146,55
2012	412,45	5.271,032	2.174.037,15
2013	0	5.354,709	0
2014	350,40	5.438,386	1.905.610,45
2015	0	5.522,063	0
2016	0	5.605,741	0
2017	16,64	5.689,418	94.671,92
2018	1.086,97	5.773,095	6.275.181,07
2019	568,23	5.856,772	3.327.993,55

c. *FTP* Bersama

Tabel 2.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	3.280.847,72	656.169,54
2011	2.565.146,55	513.029,31
2012	2.174.037,15	434.807,43
2013	0	0

2014	1.905.610,45	381.122,09
2015	0	0
2016	0	0
2017	94.671,92	18.934,38
2018	6.275.181,07	1.255.036,21
2019	3.327.993,55	665.598,71

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 2.4. *FTP* Perusahaan

Tahun	FTP (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	FTP Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	656.169,54	57,69%	378.544,21
2011	513.029,31	57,69%	295.966,61
2012	434.807,43	57,69%	250.840,41
2013	0	57,69%	0
2014	381.122,09	57,69%	219.869,33
2015	0	57,69%	0
2016	0	57,69%	0
2017	18.934,38	57,69%	10.923,24
2018	1.255.036,21	57,69%	724.030,39
2019	665.598,71	57,69%	383.983,90

e. Depresiasi

Tabel 2.5. 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 2.6. 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

Tabel 2.7. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	2.520.000	-2.520.000
2010	3.280.847,72	656.169,54	1.036.000	1.588.678,18
2011	2.565.146,55	513.029,31	848.800	1.203.317,24
2012	2.174.037,15	434.807,43	699.040	1.040.189,72
2013	0	0	579.232	-579.232
2014	1.905.610,45	381.122,09	483.386	1.041.102,36
2015	0	0	100.000	-100.000
2016	0	0	100.000	-100.000
2017	94.671,92	18.934,38	100.000	-24.262,46
2018	6.275.181,07	1.255.036,21	100.000	4.920.144,86
2019	3.327.993,55	665.598,71	100.000	2.562.394,84

h. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 2.8. Pendapatan Perusahaan

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	-2.520.000	57,69%	-1.453.788
2010	1.588.678,18	57,69%	916.508,44
2011	1.203.317,24	57,69%	694.193,72
2012	1.040.189,72	57,69%	600.085,45
2013	-579.232	57,69%	-334.158,94
2014	1.041.102,36	57,69%	600.611,95
2015	-100.000	57,69%	-57.690
2016	-100.000	57,69%	-57.690
2017	-24.262,46	57,69%	-13.997,01
2018	4.920.144,86	57,69%	2.838.431,57
2019	2.562.394,84	57,69%	1.478.245,58

i. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 2.9. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	-1.453.788	0	-1.453.788
2010	916.508,44	378.544,21	1.295.052,65

2011	694.193,72	295.966,61	990.160,33
2012	600.085,45	250.840,41	850.925,86
2013	-334.158,94	0	-334.158,94
2014	600.611,95	219.869,33	820.481,28
2015	-57.690	0	-57.690
2016	-57.690	0	-57.690
2017	-13.997,01	10.923,24	-3.073,77
2018	2.838.431,57	724.030,39	3.562.461,96
2019	1.478.245,58	383.983,90	1.862.229,48

j. Pajak

Tabel 2.10. Pajak

Tahun	Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	-1.453.788	48%	-697.818,24
2010	1.295.052,65	48%	621.625,27
2011	990.160,33	48%	475.276,96
2012	850.925,86	48%	408.444,41
2013	-334.158,94	48%	-160.396,29
2014	820.481,28	48%	393.831,01
2015	-57.690	48%	-27.691,20
2016	-57.690	48%	-27.691,20
2017	-3.073,77	48%	-1.475,41
2018	3.562.461,96	48%	1.709.981,74
2019	1.862.229,48	48%	893.870,15

k. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 2.11. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan erkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital Nyata (\$)	Biaya Kapital Tak Nyata (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
-1.453.788	-697.818,24	2.520.000	4.680.000	2.520.000	-	-5.435.969,76
295.052,65	621.625,27	1.036.000	-	-	100.000	1.609.427,38
990.160,33	475.276,96	848.800	-	-	100.000	1.263.683,37
850.925,86	408.444,41	699.040	-	-	100.000	1.041.521,45
-334.158,94	-160.396,29	579.232	-	-	100.000	305.469,35
820.481,28	393.831,01	483.386	-	-	100.000	810.036,27
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
-3.073,77	-1.475,41	100.000	-	-	100.000	-1.598,36
3.562.461,96	1.709.981,74	100.000	-	-	100.000	1.852.480,22
1.862.229,48	893.870,15	100.000	-	-	100.000	968.359,33

Lampiran A-3
Harga Gas Naik 50%

a. Harga Gas Naik 50%

Tabel 3.1. Harga Gas

Tahun	Harga per mmcf (\$)	Naik 50% (\$)
2009	0	0
2010	5.103,677	7.655,52
2011	5.187,354	7.781,03
2012	5.271,032	7.906,55
2013	5.354,709	8.032,06
2014	5.438,386	8.157,58
2015	5.522,063	8.283,09
2016	5.605,741	8.408,61
2017	5.689,418	8.534,13
2018	5.773,095	8.659,64
2019	5.856,772	8.785,16

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 3.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Harga per mmcf Naik 50% (\$)	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	1.607,095	7.655,52	12.303.147,91
2011	1.236,255	7.781,03	9.619.337,24
2012	1.031,125	7.906,55	8.152.641,37
2013	0	8.032,06	0
2014	876	8.157,58	7.146.040,08
2015	0	8.283,09	0
2016	0	8.408,61	0
2017	41,61	8.534,13	355.105,15
2018	2.717,425	8.659,64	23.531.922,23
2019	1.420,58	8.785,16	12.480.022,59

c. *FTP* Bersama

Tabel 3.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	12.303.147,91	2.460.629,58
2011	9.619.337,24	1.923.867,45
2012	8.152.641,37	1.630.528,27
2013	0	0

2014	7.146.040,08	1.429.208,02
2015	0	0
2016	0	0
2017	355.105,15	71.021,03
2018	23.531.922,23	4.706.384,45
2019	12.480.022,59	2.496.004,52

d. *FTP Untuk Perusahaan Sebelum Pajak*

Tabel 3.4. *FTP Perusahaan*

Tahun	FTP (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	FTP Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	2.460.629,58	57,69%	1.419.537,20
2011	1.923.867,45	57,69%	1.109.879,13
2012	1.630.528,27	57,69%	940.651,76
2013	0	57,69%	0
2014	1.429.208,02	57,69%	824.510,11
2015	0	57,69%	0
2016	0	57,69%	0
2017	71.021,03	57,69%	40.972,03
2018	4.706.384,45	57,69%	2.715.113,19
2019	2.496.004,52	57,69%	1.439.945,01

e. Depresiasi

Tabel 3.5. 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 3.6. 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

Tabel 3.7. Pendapatan

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	2.520.000	-2.520.000
2010	12.303.147,91	2.460.629,58	1.036.000	8.806.518,33
2011	9.619.337,24	1.923.867,45	848.800	6.846.669,79
2012	8.152.641,37	1.630.528,27	699.040	5.823.073,10
2013	0	0	579.232	-579.232
2014	7.146.040,08	1.429.208,02	483.386	5.233.446,06
2015	0	0	100.000	-100.000
2016	0	0	100.000	-100.000
2017	355.105,15	71.021,03	100.000	184.084,12
2018	23.531.922,23	4.706.384,45	100.000	18.725.537,78
2019	12.480.022,59	2.496.004,52	100.000	9.884.018,07

h. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 3.8. Pendapatan Perusahaan

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	-2.520.000	57,69%	-1.453.788
2010	8.806.518,33	57,69%	5.080.480,42
2011	6.846.669,79	57,69%	3.949.843,80
2012	5.823.073,10	57,69%	3.359.330,87
2013	-579.232	57,69%	-334.158,94
2014	5.233.446,06	57,69%	3.019.175,03
2015	-100.000	57,69%	-57.690
2016	-100.000	57,69%	-57.690
2017	184.084,12	57,69%	106.198,13
2018	18.725.537,78	57,69%	10.802.762,75
2019	9.884.018,07	57,69%	5.702.090,02

i. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 3.9. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	-1.453.788	0	-1.453.788
2010	5.080.480,42	1.419.537,20	6.500.017,62

2011	3.949.843,80	1.109.879,13	5.059.722,93
2012	3.359.330,87	940.651,76	4.299.982,63
2013	-334.158,94	0	-334.158,94
2014	3.019.175,03	824.510,11	3.843.685,14
2015	-57.690	0	-57.690
2016	-57.690	0	-57.690
2017	106.198,13	40.972,03	147.170,16
2018	10.802.762,75	2.715.113,19	13.517.875,94
2019	5.702.090,02	1.439.945,01	7.142.035,03

j. Pajak

Tabel 3.10. Pajak

Tahun	Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	-1.453.788	48%	-697.818,24
2010	6.500.017,62	48%	3.120.008,46
2011	5.059.722,93	48%	2.428.667,01
2012	4.299.982,63	48%	2.063.991,66
2013	-334.158,94	48%	-160.396,29
2014	3.843.685,14	48%	1.844.968,87
2015	-57.690	48%	-27.691,20
2016	-57.690	48%	-27.691,20
2017	147.170,16	48%	70.641,68
2018	13.517.875,94	48%	6.488.580,45
2019	7.142.035,03	48%	3.428.176,81

k. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 3.11. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital Nyata (\$)	Biaya Kapital Tak Nyata (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
-1.453.788	-697.818,24	2.520.000	4.680.000	2.520.000	-	-5.435.969,76
6.500.017,62	3.120.008,46	1.036.000	-	-	100.000	4.316.009,16
5.059.722,93	2.428.667,01	848.800	-	-	100.000	3.379.855,92
4.299.982,63	2.063.991,66	699.040	-	-	100.000	2.835.030,97
-334.158,94	-160.396,29	579.232	-	-	100.000	305.469,35
3.843.685,14	1.844.968,87	483.386	-	-	100.000	2.382.102,27
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
147.170,16	70.641,68	100.000	-	-	100.000	76.528,48
13.517.875,94	6.488.580,45	100.000	-	-	100.000	7.029.295,49
7.142.035,03	3.428.176,81	100.000	-	-	100.000	3.713.858,22

Lampiran A-4
Harga Gas Turun 50%

a. Harga Gas Turun 50%

Tabel 4.1. Harga Gas

Tahun	Harga Gas per mmcf (\$)	Turun 50% (\$)
2009	0	0
2010	5.103,677	2551,84
2011	5.187,354	2593,68
2012	5.271,032	2635,52
2013	5.354,709	2677,35
2014	5.438,386	2719,19
2015	5.522,063	2761,03
2016	5.605,741	2802,87
2017	5.689,418	2844,71
2018	5.773,095	2886,55
2019	5.856,772	2928,39

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 4.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Harga per mmcf Turun 50% (\$)	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	1.607,095	2551,84	4.101.049,30
2011	1.236,255	2593,68	3.206.449,87
2012	1.031,125	2635,52	2.717.550,56
2013	0	2677,35	0
2014	876	2719,19	2.382.010,44
2015	0	2761,03	0
2016	0	2802,87	0
2017	41,61	2844,71	118.368,38
2018	2.717,425	2886,55	7.843.983,13
2019	1.420,58	2928,39	4.160.012,27

c. *FTP* Bersama

Tabel 4.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	4.101.049,30	820.209,86
2011	3.206.449,87	641.289,97
2012	2.717.550,56	543.510,11
2013	0	0

2014	2.382.010,44	476.402,09
2015	0	0
2016	0	0
2017	118.368,38	23.673,68
2018	7.843.983,13	1.568.796,63
2019	4.160.012,27	832.002,45

d. *FTP Untuk Perusahaan Sebelum Pajak*

Tabel 4.4. *FTP Perusahaan*

Tahun	FTP (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	FTP Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	820.209,86	57,69%	473.179,07
2011	641.289,97	57,69%	369.960,18
2012	543.510,11	57,69%	313.550,98
2013	0	57,69%	0
2014	476.402,09	57,69%	274.836,37
2015	0	57,69%	0
2016	0	57,69%	0
2017	23.673,68	57,69%	13.657,35
2018	1.568.796,63	57,69%	905.038,78
2019	832.002,45	57,69%	479.982,21

e. Depresiasi

Tabel 4.5. 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 4.6. 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

Tabel 4.7. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	2.520.000	-2.520.000
2010	4.101.049,30	820.209,86	1.036.000	2.244.839,44
2011	3.206.449,87	641.289,97	848.800	1.716.359,90
2012	2.717.550,56	543.510,11	699.040	1.475.000,45
2013	0	0	579.232	-579.232
2014	2.382.010,44	476.402,09	483.386	1.422.222,35
2015	0	0	100.000	-100.000
2016	0	0	100.000	-100.000
2017	118.368,38	23.673,68	100.000	-5.305,30
2018	7.843.983,13	1.568.796,63	100.000	6.175.186,50
2019	4.160.012,27	832.002,45	100.000	3.228.009,82

h. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 4.8. Pendapatan Perusahaan

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	-2.520.000	57,69%	-1.453.788
2010	2.244.839,44	57,69%	1.295.047,87
2011	1.716.359,90	57,69%	990.168,03
2012	1.475.000,45	57,69%	850.927,76
2013	-579.232	57,69%	-334.158,94
2014	1.422.222,35	57,69%	820.480,07
2015	-100.000	57,69%	-57.690
2016	-100.000	57,69%	-57.690
2017	-5.305,30	57,69%	-3.060,63
2018	6.175.186,50	57,69%	3.562.465,09
2019	3.228.009,82	57,69%	1.862.238,87

i. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 4.9. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	-1.453.788	0	-1.453.788
2010	1.295.047,87	473.179,07	1.768.226,94

2011	990.168,03	369.960,18	1.360.128,21
2012	850.927,76	313.550,98	1.164.478,74
2013	-334.158,94	0	-334.158,94
2014	820.480,07	274.836,37	1.095.316,44
2015	-57.690	0	-57.690
2016	-57.690	0	-57.690
2017	-3.060,63	13.657,35	10.596,72
2018	3.562.465,09	905.038,78	4.467.503,87
2019	1.862.238,87	479.982,21	2.342.221,08

j. Pajak


Tabel 4.10. Pajak

Tahun	Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	-1.453.788	48%	-697.818,24
2010	1.768.226,94	48%	848.748,93
2011	1.360.128,21	48%	652.861,54
2012	1.164.478,74	48%	558.949,80
2013	-334.158,94	48%	-160.396,29
2014	1.095.316,44	48%	525.751,89
2015	-57.690	48%	-27.691,20
2016	-57.690	48%	-27.691,20
2017	10.596,72	48%	5.086,43
2018	4.467.503,87	48%	2.144.401,86
2019	2.342.221,08	48%	1.124.266,12

k. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 4.11. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital Nyata (\$)	Biaya Kapital Tak Nyata (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
-1.453.788	-697.818,24	2.520.000	4.680.000	2.520.000	-	-5.435.969,76
1.768.226,94	848.748,93	1.036.000	-	-	100.000	1.855.478,01
1.360.128,21	652.861,54	848.800	-	-	100.000	1.456.066,67
1.164.478,74	558.949,80	699.040	-	-	100.000	1.204.568,94
-334.158,94	-160.396,29	579.232	-	-	100.000	305.469,35
1.095.316,44	525.751,89	483.386	-	-	100.000	952.950,55
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
-57.690	-27.691,20	100.000	-	-	100.000	-29.998,80
10.596,72	5.086,43	100.000	-	-	100.000	5.510,29
4.467.503,87	2.144.401,86	100.000	-	-	100.000	2.323.102,01
2.342.221,08	1.124.266,12	100.000	-	-	100.000	1.217.954,96



LAMPIRAN B

Analisis Sensitivitas Alternatif Menyewa

Lampiran B-1

Tambahan Produksi Bertambah 60%

a. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tabel 1.1. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Bertambah 60% (mmcf)
2009	0	0
2010	1.607,095	2.571,35
2011	1.236,255	1.978,01
2012	1.031,125	1.649,80

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 1.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun Bertambah 40% (mmcf)	Harga per mmcf (\$)	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	2.571,35	5.103,677	13.123.339,85
2011	1.978,01	5.187,354	10.260.638,09
2012	1.649,80	5.271,032	8.696.148,59

c. *FTP* Bersama

Tabel 1.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	13.123.339,85	2.624.667,97
2011	10.260.638,09	2.052.127,62
2012	8.696.148,59	1.739.229,72

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 1.4. *FTP* Perusahaan

Tahun	<i>FTP</i> (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	<i>FTP</i> Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	2.624.667,97	57,69%	1.514.170,95
2011	2.052.127,62	57,69%	1.183.872,42
2012	1.739.229,72	57,69%	1.003.361,63

c. Pembalikan Modal (*Cost Recovery*)

Tabel 1.5. 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 1.6. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	0	0
2010	13.123.339,85	2.624.667,97	730.000	9.768.671,88
2011	10.260.638,09	2.052.127,62	730.000	7.478.510,47
2012	8.696.148,59	1.739.229,72	730.000	6.226.918,87

g. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 1.7. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	9.768.671,88	57,69%	5.635.546,81
2011	7.478.510,47	57,69%	4.314.352,69
2012	6.226.918,87	57,69%	3.592.309,50

h. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 1.8. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	0	0	0
2010	5.635.546,81	1.514.170,95	7.149.717,76
2011	4.314.352,69	1.183.872,42	5.498.225,11
2012	3.592.309,50	1.003.361,63	4.595.671,13

i. Pajak

Tabel 1.9. Pajak

Tahun	Pendapatan Kena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	0	48%	0
2010	7.149.717,76	48%	3.431.864,52
2011	5.498.225,11	48%	2.639.148,05
2012	4.595.671,13	48%	2.205.922,14

j. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 1.10. 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	7.149.717,76	3.431.864,52	730.000		730.000	3.717.853,24
2011	5.498.225,11	2.639.148,05	730.000		730.000	2.859.077,06
2012	4.595.671,13	2.205.922,14	730.000		730.000	2.389.748,99

Lampiran B-2

Tambahan Produksi Berkurang 60%

a. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tabel 2.1. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Berkurang 60% (mmcf)
2009	0	0
2010	1.607,095	642,84
2011	1.236,255	494,50
2012	1.031,125	412,45

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 2.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun Berkurang 60% (mmcf)	Harga per mmcf	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	642,84	5.103,677	3.280.847,72
2011	494,50	5.187,354	2.565.146,55
2012	412,45	5.271,032	2.174.037,15

c. *FTP* Bersama

Tabel 2.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	3.280.847,72	656.169,54
2011	2.565.146,55	513.029,31
2012	2.174.037,15	434.807,43

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 2.4. *FTP* Perusahaan

Tahun	<i>FTP</i> (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	<i>FTP</i> Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	656.169,54	57,69%	378.544,21
2011	513.029,31	57,69%	295.966,61
2012	434.807,43	57,69%	250.840,41

e. Pembalikan Modal (*Cost Recovery*)

Tabel 2.5. 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 2.6. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	0	0
2010	3.280.847,72	656.169,54	730.000	1.894.678,18
2011	2.565.146,55	513.029,31	730.000	1.322.117,24
2012	2.174.037,15	434.807,43	730.000	1.009.229,72

g. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 2.7. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	1.894.678,18	57,69%	1.093.039,84
2011	1.322.117,24	57,69%	762.729,44
2012	1.009.229,72	57,69%	582.224,63

h. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 2.8. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	0	0	0
2010	1.093.039,84	378.544,21	1.471.584,05
2011	762.729,44	295.966,61	1.058.696,05
2012	582.224,63	250.840,41	833.065,04

i. Pajak

Tabel 2.9. Pajak

Tahun	Pendapatan Kena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	0	48%	0
2010	1.471.584,05	48%	706.360,34
2011	1.058.696,05	48%	508.174,10
2012	833.065,04	48%	399.871,22

j. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 2.10. 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	1.471.584,05	706.360,34	730.000		730.000	765.224
2011	1.058.696,05	508.174,10	730.000		730.000	550.522
2012	833.065,04	399.871,22	730.000		730.000	433.194

Lampiran B-3

Harga Gas Naik 50%

a. Harga Gas Naik 50%

Tabel 3.1. Prediksi Tambahan Produksi per Tahun

Tahun	Harga Gas per mmcf (\$)	Harga Gas Naik 50% (\$)
2009	0	0
2010	5.103,677	7.655,52
2011	5.187,354	7.781,03
2012	5.271,032	7.906,55

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 3.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Harga per mmcf Naik 50% (\$)	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	1.607,095	7.655,52	12.303.147,91
2011	1.236,255	7.781,03	9.619.337,24
2012	1.031,125	7.906,55	8.152.641,37

c. *FTP* Bersama

Tabel 3.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	12.303.147,91	2.460.629,58
2011	9.619.337,24	1.923.867,45
2012	8.152.641,37	1.630.528,27

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 3.4. *FTP* Perusahaan

Tahun	<i>FTP</i> (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	<i>FTP</i> Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	2.460.629,58	57,69%	1.419.537,20
2011	1.923.867,45	57,69%	1.109.879,13
2012	1.630.528,27	57,69%	940.651,76

e. Pembalihan Modal (*Cost Recovery*)

Tabel 3.5. Pembalihan 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 3.6. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	0	0
2010	12.303.147,91	2.460.629,58	730.000	9.112.518,33
2011	9.619.337,24	1.923.867,45	730.000	6.965.469,79
2012	8.152.641,37	1.630.528,27	730.000	5.792.113,10

g. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 3.7. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	9.112.518,33	57,69%	5.257.011,82
2011	6.965.469,79	57,69%	4.018.379,52
2012	5.792.113,10	57,69%	3.341.470,05

h. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 3.8. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	0	0	0
2010	5.257.011,82	1.419.537,20	6.676.549,02
2011	4.018.379,52	1.109.879,13	5.128.258,65
2012	3.341.470,05	940.651,76	4.282.121,81

i. Pajak

Tabel 3.9. Pajak

Tahun	Pendapatan Kena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	0	48%	0
2010	6.676.549,02	48%	3.204.743,53
2011	5.128.258,65	48%	2.461.564,15
2012	4.282.121,81	48%	2.055.418,47

j. Pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 3.10. 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	6.676.549,02	3.204.743,53	730.000		730.000	3.471.805,49
2011	5.128.258,65	2.461.564,15	730.000		730.000	2.666.694,50
2012	4.282.121,81	2.055.418,47	730.000		730.000	2.226.703,34

Lampiran B-4

Harga Gas Turun 50%

a. Harga Gas Turun 50%

Tabel 4.1. Harga Gas

Tahun	Harga Gas per mmcf (\$)	Turun 50% (\$)
2009	0	0
2010	5.103,677	2.551,84
2011	5.187,354	2.593,68
2012	5.271,032	2.635,52

b. Pendapatan Kotor (*Gross Revenue*)

Tabel 4.2. Pendapatan Kotor

Tahun	Produksi Gas per Tahun (mmcf)	Harga per mmcf Turun 50% (\$)	Pendapatan Kotor (\$)
2009	0	0	0
2010	1.607,095	2.551,84	4.101.049,30
2011	1.236,255	2.593,68	3.206.449,87
2012	1.031,125	2.635,52	2.717.550,56

c. *FTP* Bersama

Tabel 4.3. *FTP* Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	<i>FTP</i> (\$)
2009	0	0
2010	4.101.049,30	820.209,86
2011	3.206.449,87	641.289,97
2012	2.717.550,56	543.510,11

d. *FTP* Untuk Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 4.4. *FTP* Perusahaan

Tahun	<i>FTP</i> (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	<i>FTP</i> Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	820.209,86	57,69%	473.179,07
2011	641.289,97	57,69%	369.960,18
2012	543.510,11	57,69%	313.550,98

e. Pembalikan Modal (*Cost Recovery*)

Tabel 4.5. Pembalikan Modal

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

f. Pendapatan Bersama

Tabel 4.6. Pendapatan Bersama

Tahun	Pendapatan Kotor (\$)	FTP (\$)	Cost Recovery (\$)	Pendapatan Bersama (\$)
2009	0	0	0	0
2010	4.101.049,30	820.209,86	730.000	2.550.839,44
2011	3.206.449,87	641.289,97	730.000	1.835.159,90
2012	2.717.550,56	543.510,11	730.000	1.444.040,45

g. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tabel 4.7. Pendapatan Perusahaan Sebelum Pajak

Tahun	Pendapatan Bersama (\$)	Kontrak Bagi Hasil (PSC)	Pendapatan Perusahaan (\$)
2009	0	57,69%	0
2010	2.550.839,44	57,69%	1.471.579,27
2011	1.835.159,90	57,69%	1.058.703,75
2012	1.444.040,45	57,69%	833.066,94

h. Pendapatan Terkena Pajak (*Taxable Income*)

Tabel 4.8. Pendapatan Terkena Pajak

Tahun	Pendapatan Perusahaan (\$)	FTP Perusahaan (\$)	Pendapatan Kena Pajak (\$)
2009	0	0	0
2010	1.471.579,27	473.179,07	1.944.758,34
2011	1.058.703,75	369.960,18	1.428.663,93
2012	833.066,94	313.550,98	1.146.617,92

Tabel 4.9. Pajak

Tahun	Pendapatan Kena Pajak (\$)	Tingkat Pajak	Pajak (\$)
2009	0	48%	0
2010	1.944.758,34	48%	933.484,00
2011	1.428.663,93	48%	685.758,69
2012	1.146.617,92	48%	550.376,60

pendapatan Bersih Perusahaan

Tabel 4.10. Pendapatan Bersih Perusahaan

Pendapatan Terkena Pajak (\$)	Pajak (\$)	Cost Recovery (\$)	Biaya Kapital (\$)	Biaya Operasional (\$)	Pendapatan Bersih Perusahaan (\$)
0	0	0	2.250.000	-	-2.250.000
1.944.758,34	933.484,00	730.000		730.000	1.011.274,34
1.428.663,93	685.758,69	730.000		730.000	742.905,24
1.146.617,92	550.376,60	730.000		730.000	596.241,32

