



UNIVERSITAS INDONESIA

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN *PLANT* DALAM
PEMANFAATAN GAS SISA DENGAN PENDEKATAN
FINANSIAL**

MAS WICAKSONO SANTOSO

1006735233

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM PASCA SARJANA TEKNIK INDUSTRI
UNIVERSITAS INDONESIA
DEPOK
2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN *PLANT* DALAM
PEMANFAATAN GAS SISA DENGAN PENDEKATAN
FINANSIAL**

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Magister Teknik**

MAS WICAKSONO SANTOSO

1006735233

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM PASCA SARJANA TEKNIK INDUSTRI
UNIVERSITAS INDONESIA
DEPOK
2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun yang dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar**

Nama : Mas Wicaksono Santoso

NPM : 1006735233

Tanda Tangan :



Tanggal : 19 Juni 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Mas Wicaksono Santoso

NPM : 1006735233

Program Studi : Teknik Industri

Judul : Studi Kelayakan Pembangunan *Plant* Dalam
Pemanfaatan Gas Sisa Dengan Pendekatan
Finansial

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Industri, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Ir. T. Yuri M. Zagloel, M.Eng. Sc.

Pembimbing : Ir. Fauzia Dianawati, MSi.

Penguji : Ir. Sri Bintang Pamungkas, MSISE, Ph.D

Penguji : Ir. Yadrifil, M.Sc.

Penguji : Ir. Djoko S. Gabriel, MT.

Penguji : Dendi P. Ishak, B.Sc., MSIE.

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 19 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya ucapkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Program Studi Teknik Industri pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. Teuku Yuri M. Zagloel, M.Eng.Sc dan Ir. Fauzia Dianawati, Msi, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Seluruh pengajar Teknik Industri Universitas Indonesia.
3. Orang tua dan seluruh keluarga besar atas perhatian, semangat, dan berbagai dukungan lainnya yang diberikan kepada penulis.
4. Perusahaan MEGS, atas dukungan data dalam penelitian ini.
5. Ir. H. Santoso Hapriadi, selaku Manajer Operasional, yang telah memberikan izin tugas belajar.
6. Teman-teman S2 Teknik Industri angkatan 2010, sahabat, orang terdekat dan semua pihak yang juga telah banyak membantu dalam penyelesaian tesis ini.

Akhir kata, saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Dan semoga tesis ini juga memberikan manfaat bagi pengembangan ilmu

Depok, Juni 2012

Penulis

Mas Wicaksono Santoso

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademis Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Mas Wicaksono Santoso
NPM : 1006735233
Program Studi : Teknik Industri
Departemen : Teknik Industri
Fakultas ; Teknik
Jenis Karya : Tesis

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah yang berjudul :

Studi Kelayakan Pembangunan Plant Dalam Pemanfaatan Gas Sisa Dengan Pendekatan Finansial

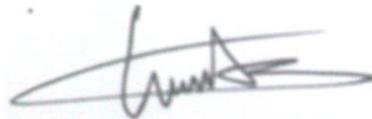
Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (datahouse), merawat dan mempublikasi tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 19 Juni 2012

Yang menyatakan



Mas Wicaksono Santoso

ABSTRACT

Name : Mas Wicaksono Santoso
Study Program : *Industrial Engineering*
Title : *Feasibility Study on Development of Gas Utilization Plant
In Time With Financial Approach*

Use of energy resources, especially natural gas, emissions are the result of unwanted by industrial activities both oil and gas industry, on the other side of the removed gas emissions can be valuable and necessary measures to prevent environmental pollution. Utilization can be made by the company that runs the industry with the addition of extraction plant to utilize the wasted gas. It requires a feasibility study in the construction of the plant so many similar projects executed. This study aims to determine the feasibility of extraction of plant development project with a capacity of 20 MMSCFD and 40 MMSFCD in South Sumatra, by using financial formulas and methods of engineering economy is based on gas sales price, IRR, NPV, PBP, and the BCR of the project so that the utilization of residual gas can be realized.

Keywords :

Natural gas, emissions, feasibility, extraction, plant, financial, engineering economy

ABSTRAK

Nama : Mas Wicaksono Santoso
Program Studi : Teknik Industri
Judul : Studi Kelayakan Pembangunan *Plant* Dalam Pemanfaatan Gas Sisa Dengan Pendekatan Finansial

Pemakaian sumber energi khususnya gas alam, emisi merupakan hasil yang tidak diinginkan oleh kegiatan industri baik itu industri minyak maupun gas bumi, di lain sisi emisi gas yang dibuang dapat bernilai dan perlu upaya untuk mencegah terjadinya pencemaran lingkungan. Pemanfaatan ini dapat dilakukan oleh pihak perusahaan industri yang menjalankan dengan penambahan *extraction plant* untuk memanfaatkan gas yang terbuang. Untuk itu diperlukan adanya studi kelayakan usaha dalam pembangunan *plant* sehingga banyak proyek serupa dijalankan. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui kelayakan proyek pembangunan ekstraksi *plant* dengan kapasitas 20 MMSCFD dan 40 MMSFCD di daerah Sumatera Selatan, dengan menggunakan metode formula *financial dan engineering economy* berdasarkan harga jual gas, IRR, NPV, PBP, dan BCR proyek sehingga pemanfaatan gas sisa ini dapat terealisasikan.

Kata Kunci :

Gas alam, emisi, kelayakan, *extraction, plant, financial, engineering economy*

DAFTAR ISI

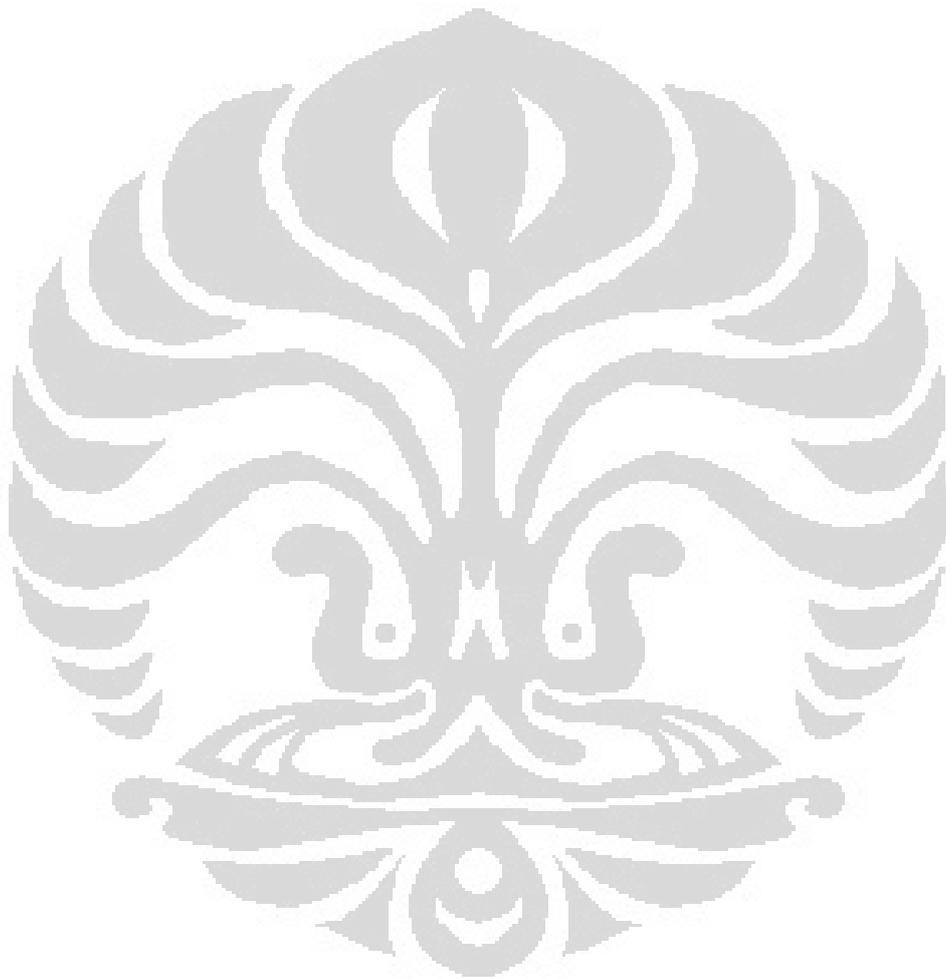
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PERSETUJUAN.....	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	v
ABSTRAK.....	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1. Latar belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	4
1.3. Keterkaitan Masalah.....	5
1.4. Batasan Penelitian.....	6
1.5. Tujuan Penelitian.....	6
1.6. Manfaat Penelitian.....	6
1.7. Langkah-langkah Penyelesaian.....	6
1.8. Metodologi Penelitian.....	7
1.9. Sistematika Penulisan.....	8
BAB II KERANGKA TEORI	9
2.1. Gambaran Umum Gas Alam.....	9
2.1.1. Definisi Gas Alam.....	9
2.1.2. Kandungan Energi Gas Alam.....	11
2.1.3. Pemanfaatan Gas Alam.....	12
2.1.4. Potensi Gas Alam Indonesia.....	13
2.1.5. Potensi Gas Alam di Sumatera.....	15

2.1.6. Pengolahan Gas Alam	16
2.1.7. Gas <i>Flaring</i> (Gas Sisa)	17
2.1.8. Gas Ikutan (<i>Associated Gas</i>) di Indonesia.....	18
2.1.9. Proses Gas Sisa (<i>Flare Gas</i>) di Lokasi Plant.....	19
2.1.10 Proses Gas LNG (<i>Natural Gas</i>) dan LPG (<i>Petroleum Gas</i>)	20
2.1.11 Proses Gas CNG (<i>Compresed Natured Gas</i>).....	20
2.2. Studi Literatur Analisis Kelayakan	23
2.2.1 Metode Analisis Kelayakan Ekonomi.....	23
2.2.1.1 <i>Net Present Value</i>	24
2.2.1.2 <i>Internal Rate of Return</i>	24
2.2.1.3 <i>Pay Back Period</i>	25
2.3. Definisi Ekstraksi dan <i>Plant</i>	25
2.4. Pembangunan Berkelanjutan.....	26
2.5. Produksi Bersih	27
2.6. Clean Development Mechanism	29
2.7. Potensi Gas Sisa (<i>Flare</i>)	33
2.8. Definisi Dalam Penelitian	34
BAB III PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA.....	38
3.1. Lokasi Penelitian.....	38
3.2. Rancangan Penelitian	39
3.3. Jenis dan Sumber Data	39
3.3.1 Pengambilan Sample Udara	41
3.3.2 Metode Analisis Data.....	41
3.4. Potensi Gas Flare di Lokasi Penelitian.....	42
3.4.1 Aspek Pasar Gas	42
3.4.2 Aspek Teknis Pengembangan <i>Plant</i>	43
3.5. Rencana Pengembangan Investasi <i>Plant</i>	43
3.6. Kondisi Sistem Pengolahan Gas Sisa.....	44
3.6.1 Proses dan Spesifikasi Produk	46
3.6.2 Produk Hasil dan Komponen	47
3.6.3 Pengolahan Data Lapangan.....	51

3.7	Perencanaan Biaya Investasi Ekstraksi dan Pengembangan (<i>Plant</i>).....	52
3.8	Perencanaan Sumber Pembiayaan.....	56
3.8.1	Perhitungan Nilai Sekarang (<i>Net Present Value</i>)	57
3.8.2	Pembuatan Rencana Biaya.....	58
3.8.3	Perencanaan Proyeksi Laba Rugi (<i>Income Statement</i>)	59
3.8.4	Perencanaan Proyeksi Neraca Sumber dan Penggunaan Dana	61
3.9	Pengembangan Investasi <i>Plant</i>	63
3.10	Perhitungan Biaya Investasi <i>Plant</i> Kapasitas 20 MMSCFD.....	69
3.10.1	Perhitungan Nilai Sekarang (<i>Net Present Value</i>)	71
3.10.2	Perhitungan Tingkat Pengembalian Investasi IRR	71
3.10.3	Perhitungan Manfaat Biaya <i>BCR</i> (<i>Benefit Cost Ratio</i>)	71
3.10.4	Perhitungan Periode Pengembalian Investasi (<i>PaybackPeriod</i>)	73
3.11	Perhitungan Biaya Investasi <i>Plant</i> Kapasitas 40 MMSCFD.....	73
3.11.1	Perhitungan Nilai Sekarang (<i>Net Present Value</i>)	75
3.11.2	Perhitungan Tingkat Pengembalian Investasi IRR	76
3.11.3	Perhitungan Manfaat Biaya <i>BCR</i> (<i>Benefit Cost Ratio</i>)	76
3.11.4	Perhitungan Periode Pengembalian Investasi (<i>PaybackPeriod</i>)	78
3.12	Analisis Sensitivitas	78
3.12.1	Pengaruh Harga Penjualan LPG.....	79
3.12.2	Pengaruh Perbedaan Faktor Kapasitas	79
3.13	<i>Clean Development Mechanism</i> (CDM).....	80
BAB IV	ANALISA HASIL.....	82
4.1.	Aspek Teknis <i>Plant</i>	82
4.2.	Aspek Kelayakan Finansial <i>Plant</i>	82
4.3.	Analisis Ekonomi Mikro	87
4.4.	Analisis Sensitivitas	91
4.4.1	Pengaruh Harga Gas LPG	91
4.4.2	Pengaruh Faktor Kapasitas <i>Plant</i>	96
4.5.	Analisis Faktor Pasar	96
4.6.	Analisis Faktor Lingkungan.....	97
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	100
5.1.	Kesimpulan	100

5.2. Saran.....100

DAFTAR REFERENSI.....101



BAB 1

PENDAHULUAN

Bab ini membahas penyusunan masalah dari seluruh penelitian yang merupakan tahap pertama penelitian ini. Bab ini terdiri dari beberapa bagian yaitu latar belakang penelitian, tujuan, perumusan masalah, batasan penelitian, tujuan, hasil, dan manfaat penelitian, serta langkah-langkah dan metode penelitian.

1.1 Latar Belakang

Perkembangan industri dan pola kehidupan masyarakat modern berhubungan langsung dengan peningkatan kebutuhan barang dan jasa, pemakaian sumber-sumber energi, dan sumber daya alam. Penggunaan sumber daya alam secara besar-besaran dengan mengabaikan lingkungan mengakibatkan berbagai dampak negatif yang terasa dalam waktu yang relatif cepat maupun dalam jangka panjang.

Peningkatan efisiensi suatu produk merupakan salah satu kunci untuk meningkatkan daya saing terhadap produk-produk dalam melakukan pendistribusian sebuah produk yang dihasilkan. Hanya dengan keunggulan kompetitif dan produk yang berkualitas yang akan mampu berkembang dan memenangkan persaingan dalam pasar bebas.

Pada dunia distribusi gas alam, limbah dan emisi merupakan hasil yang tidak diinginkan dari kegiatan industri yang terkait. Sebagian besar industri masih berkuat pada pola pendekatan yang tertuju pada aspek limbah. Bahkan masih ada yang berpandangan bahwa limbah bukanlah menjadi suatu permasalahan dan kalau perlu keberadaannya tidak diperlihatkan. Pihak industri mungkin masih belum menyadari bahwa sebenarnya "limbah yang terbang" sama dengan "uang" atau dengan kata lain pengertian tentang limbah artinya bahwa limbah merupakan uang atau biaya yang harus dikeluarkan dan mengurangi keuntungan dan investasi kembali bagi perusahaan..

Memang benar bahwa dengan mengabaikan persoalan limbah, keuntungan tidak akan berkurang untuk jangka pendek. Pihak industri yang demikian mungkin belum melihat faktor biaya yang berkaitan dengan "image" perusahaan

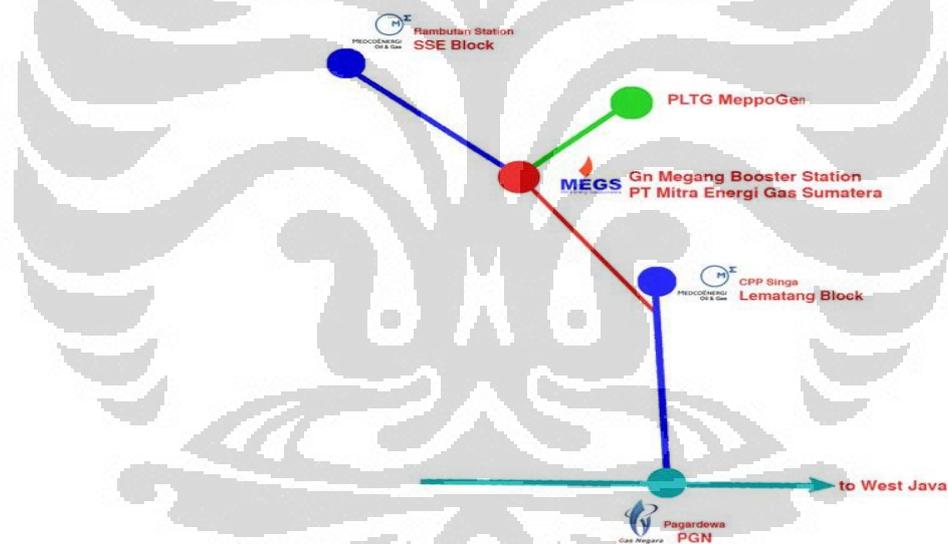
dan tuntutan pembeli yang mensyaratkan pengelolaan lingkungan dengan secara baik. Kita melihat bahwa ada peluang yang sebenarnya mempunyai nilai ekonomi tinggi atau yang biasa disebut efektifitas tetapi pada akhirnya terabaikan karena mengabaikan aspek lingkungan dan juga aspek keuntungan ekonomi.

Perusahaan industri gas swasta di Indonesia sekarang ini banyak memproduksi gas alam ke beberapa daerah di sebagian besar wilayah Indonesia dan sebagian ke Perusahaan Negara. Adapun pendekatan yang dilakukan adalah dengan investasi alat, dengan memakai istilah produksi bersih. Produksi bersih ini dikenal di awal tahun 1989-1990 pola ini bersifat preventif atau pencegahan timbulnya pencemaran juga pemanfaatan pada distribusi gas merupakan sebuah alat (tools), agar dapat melihat suatu proses produksi dijalankan dan bagaimana daur hidup (pemanfaatan) suatu produk untuk meminimalkan sisa gas buang.

Produksi Bersih merupakan sebuah model pengelolaan lingkungan dengan mengedepankan bagaimana pihak manajemen untuk selalu berpikir agar dalam setiap kegiatan yang dilakukan mempunyai efisiensi tinggi sehingga timbulan limbah dari sumbernya dapat dicegah dan dikurangi (meminimalisasi). Penerapan Produksi Bersih akan menguntungkan perusahaan karena dapat menekan biaya produksi, adanya penghematan, dan kinerja lingkungan menjadi lebih baik. Penerapan Produksi Bersih di suatu kawasan industri dipakai sebagai pendekatan untuk mewujudkan Kawasan Eco-industrial (Kawasan Industri Berwawasan Lingkungan). Penerapan Produksi Bersih di kawasan akan memberikan keuntungan berlebih.

PT. MEGS adalah salah satu anak perusahaan Medco Gas Indonesia, bergerak dibidang jasa trading, kompresi, proses dan transportasi gas di Indonesia. Disalah satu area kerja di Gunung Megang, Muara Enim, Sumatera Selatan, PT.MEGS telah membangun fasilitas stasiun gas compressor (stasiun penguat tekanan gas) dan fasilitas penunjang beserta jaringan pipa gas untuk menaikkan tekanan dan mengalirkan gas dari Lapangan Medco Block SSE ke PGN (Perusahaan gas Negara) via Stasiun Pagardewa Sumatera Selatan dan PLTG MeppoGen Muara Enim, Sumatera Selatan. Perusahaan ini ingin menerapkan sebagai perusahaan industri yang berwawasan lingkungan dengan cara memanfaatkan gas sisa.

Sesuai dengan Kontrak yang telah ditanda tangani pada tahun 2009, PT MEGS diwajibkan untuk memompa dan mengirim 37 MMSCFD gas satuan volume per hari dari Lapangan Medco *Block SSE* untuk memenuhi kebutuhan PGN sebesar 20 MMSCFD dengan melewati jaringan pipa gas diameter 10 inch dan panjang 17 kilometer dan 17 MMSCFD untuk kebutuhan PLTG MeppoGen yang berlokasi bersebelahan dengan Stasiun Kompresor Gas milik PT.MEGS. Kapasitas unit operasi utama PT.MEGS adalah 3 unit Gas Compressor (masing - masing kemampuan 22.5 MMSCFD). Kapasitas terpasang unit - unit PT.MEGS ini menjadi berlebih apabila digunakan untuk memompa 37 MMSCFD gas per hari dengan menaikkan tekanan dari 520 *Psig* ke 1250 *Psig* sebagai syarat keperluan PGN dalam mengalirkan gasnya ke Jawa Barat selama kurun waktu 5 tahun dan PLTG MeppoGen yang memerlukan tekanan 650 *psig* untuk menghasilkan energi listrik secara maksimal.



Gambar 1.1 Skema Aliran Gas

Kelebihan kapasitas unit - unit PT.MEGS akan sangat bermanfaat sejalan dengan usia, kondisi sumur di *upstream* atau hulu (*Block SSE*) yang saat ini tekanannya mulai menurun sehingga tidak bisa dialirkan ke Stasiun pengumpul disamping kualitas gas yang tidak memenuhi syarat untuk dipompa, hal yang menyebabkan gas harus dibakar pada beberapa stasiun di daerah hulu. Maka dengan mempertimbangkan kaedah-kaedah pemanfaatan sisa gas buang dan

pemanfaatan unit-unit yang tidak terpakai, maka penelitian ini dimaksudkan untuk melakukan riset dan mengusulkan hal-hal berikut ;

Gas yang dibakar karena tekanan sudah terlalu rendah dan tidak bisa dipompa untuk memanfaatkan gas sisa tersebut dengan cara membuat investasi pembangunan *plant* baru, dengan *plant* tambahan ini diharapkan berkurangnya gas terbuang tadi, tentunya dengan memperhitungkan aspek finansial perusahaan dan melakukan pemindahan kompresor milik PT.MEGS ke daerah hulu atau dengan cara membuat pembangunan *plant* baru untuk memfasilitasi gas sisa, sehingga gas yang dibakar dapat dimanfaatkan, dan dapat dijual kembali atau diolah dalam bentuk lain sambil mengurangi pencemaran udara karena gas *flaring* yang dibakar tadi. Tujuan utama adalah untuk kebersihan lingkungan dari gas buang CO₂. Dengan melakukan investasi pengembangan *plant* ini, gas tadi dapat dialirkan ke PGN atau pelanggan SSE lainnya, dan kompresor PT.MEGS Gunung Megang yang tidak terpakai dapat dimanfaatkan dan mampu memompa dari tekanan rendah ke tekanan yang dikehendaki.

Pemanfaatan *flared gas* disini adalah mengambil unsure C₃ dan C₄ untuk dijadikan LPG dan unsure C₅+ untuk dijadikan *condensate (solvent)* dengan proses ekstraksi. Sehingga gas yang spesifikasi tidak memenuhi syarat jual beli dengan pelanggan dapat diolah kembali dan terpenuhi dengan perolehan yaitu LPG (C₃ and C₄) dan *condensate* C₅+

Pada proses awal :

- Hulu (*flared gas* tekanan rendah) sehingga sebagian gas tidak terjual dan gas sisa terbuang hasil yang didapat kualitas dan kuantitas tidak memenuhi syarat

Rencana investasi di awal

- Hulu (*flared gas* tekanan rendah) dengan pemanfaatan kompresor + pengembangan kilang ekstraksi) akan memperoleh gas bersih + LPG + *Condensate*

1.2 Rumusan Masalah

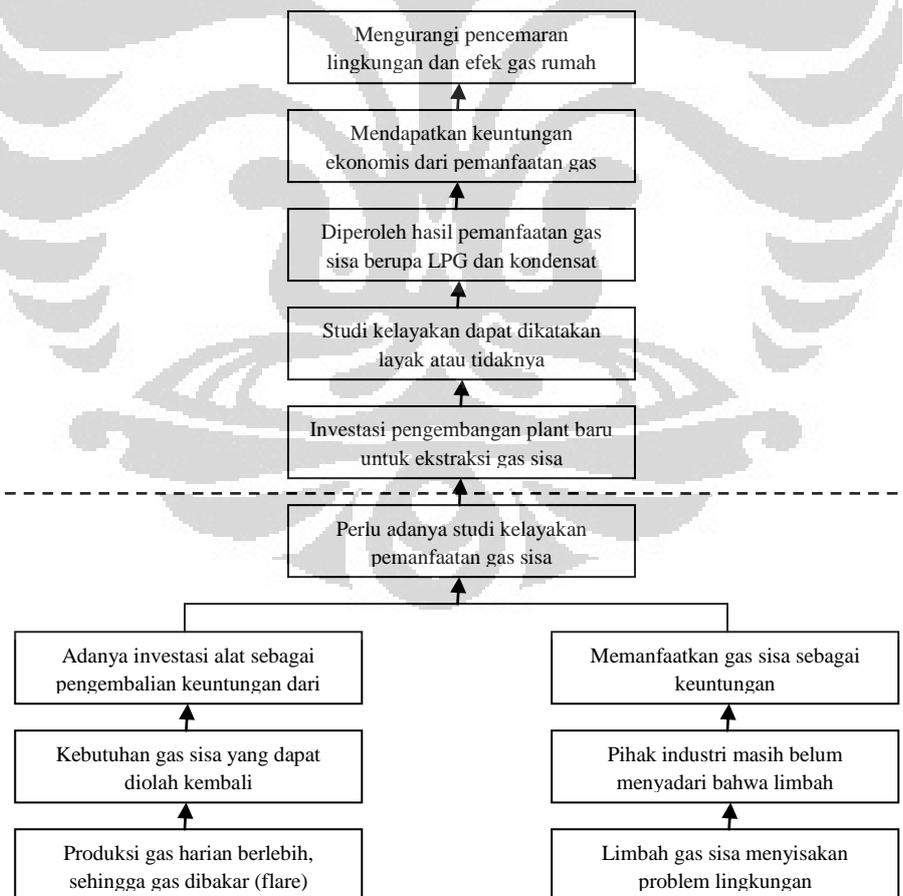
Permasalahan yang sering dihadapi oleh perusahaan gas swasta sekarang ini yaitu bagaimana memanfaatkan kembali sisa gas dari hasil produksi setiap hari. Pemanfaatan dan penambahan *plant* unit operasional terpasang yang

melebihi kapasitas produksi dapat bermanfaat untuk menunjang program lingkungan yang bersih dan kualitas produksi.

- Dengan adanya pendekatan pemanfaatan gas sisa ini maka diharapkan dapat meminimalkan gas yang terbuang pada kegiatan produksi yang dihasilkan, dengan pembangunan *plant* ini diharapkan dapat mengurangi polusi, mempercepat pengembalian investasi dan meningkatkan *revenue* (pendapatan) .

1.3 Diagram Keterkaitan Masalah

Diagram keterkaitan masalah merupakan suatu metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan yang rumit dengan menggunakan koneksi logika berupa hubungan sebab-akibat. Berdasarkan latar belakang diatas, maka diagram keterkaitan dari permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah seperti pada gambar 1.3



Gambar 1.2 diagram keterkaitan masalah

1.4 Batasan Penelitian

Dengan segala keterbatasan yang ada serta untuk dapat memperoleh hasil yang sesuai dengan tujuan penelitian, penelitian ini hanya meliputi dari aspek finansial, dan lingkungan dalam sebuah pembangunan sebuah *plant* dengan kapasitas 20 MMSCFD dan 40 MMSCFD, kelayakan proyek hanya dilihat dari sisi ekonomi, dan evaluasi investasi proyek ini dengan metode ekonomi teknik untuk menentukan *profitability indicator*, yaitu : *net present value* (NPV), *benefit cost ratio* (BCR), *payback period* (PBP), *internal rate of return* (IRR) dan analisis sensitivitas dengan harga penjualan produk.

1.5 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah mendapatkan hasil studi kelayakan pembangunan *plant* dengan pemanfaatan gas sisa berdasarkan pendekatan finansial. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat meminimalkan gas yang terbuang pada kegiatan produksi karena secara umum minimalisasi gas sisa dapat mengurangi polusi, mempercepat pengembalian investasi MEGS dan meningkatkan pendapatan ekonomi.

1.6 Manfaat Penelitian

Dengan pemanfaatan penelitian fasilitas ini, melalui pendekatan finansial, juga aspek lingkungan maka dari penelitian ini diharapkan dapat menjadi salah satu acuan pemikiran dalam proses pengambilan kebijakan *management* dalam perusahaan baik dari aspek teknis, ekonomis dan rona awal lingkungan yang akan digunakan sebagai salah satu bahan pertimbangan dalam pengambilan keputusan.

1.7 Langkah-Langkah penyelesaian

Adapun tahapan penelitian ini dirancang dalam beberapa tahapan yaitu :

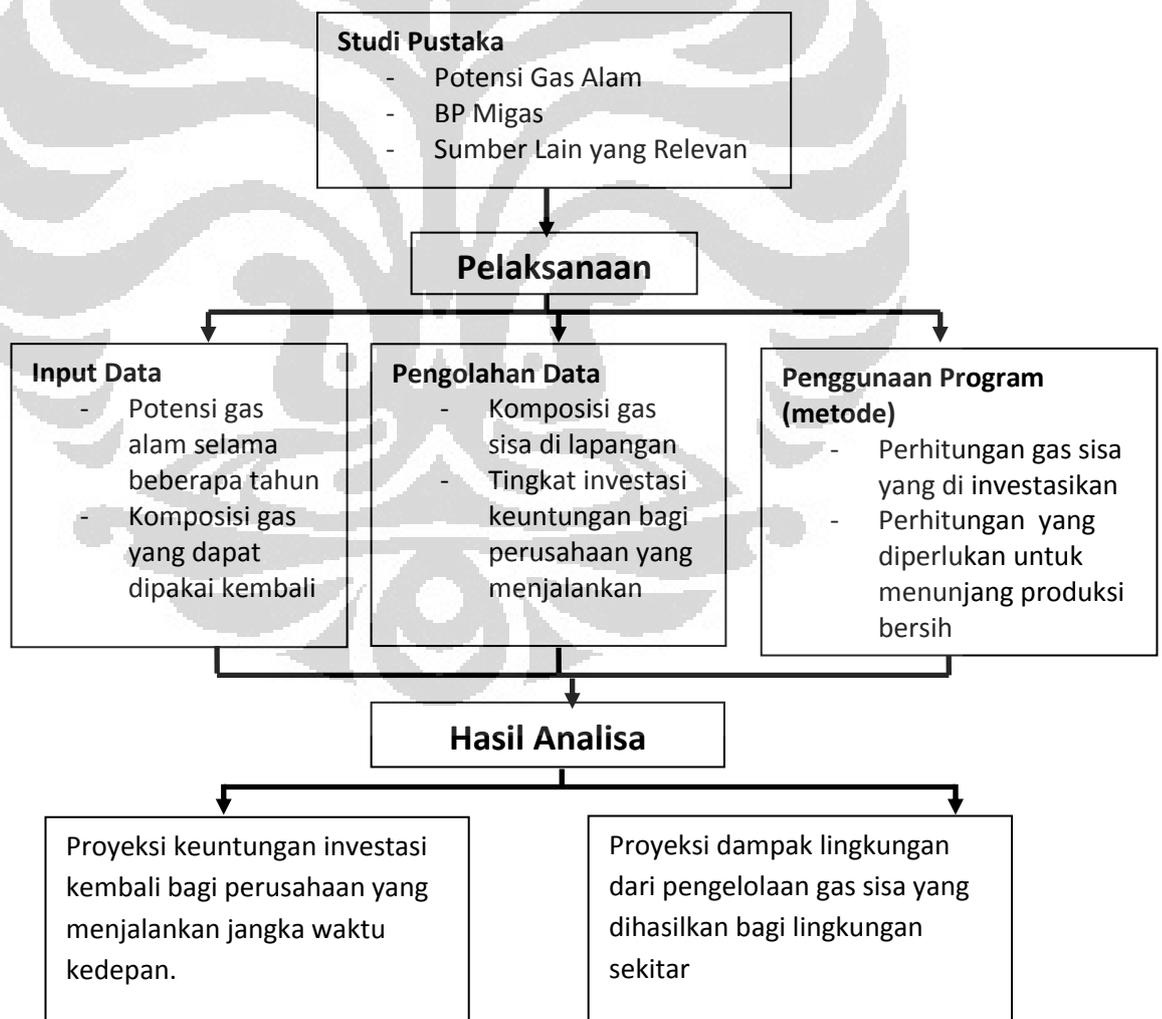
- Studi literatur kondisi ekosistem pengolahan gas sisa buang (*flare gas*) dan potensi pemanfaatan gas tsb.
- Studi kelayakan ekonomi pemanfaatan gas sisa.
- Pengembangan investasi *plant* pengelolaan gas sisa
- Rekomendasi kebijakan dan strategi pengolahan sisa gas buang yang ramah lingkungan dan berkelanjutan.

1.8 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam melakukan kegiatan penelitian ini adalah :

- a. Studi literatur, dimana studi ini didapat dari artikel-artikel jurnal maupun buku-buku yang menunjang sebuah penelitian ini berjalan.
- b. Melakukan survei industri (barang dan jasa) secara langsung untuk mendapatkan data dan juga analisis kemampuan industri saat ini maupun mendatang.
- c. Melakukan analisa akhir untuk mendapatkan hasil dan kesimpulan bagi perusahaan serta memberi gambaran rancangan struktur yang baik pada sebuah industri transportasi gas.

Adapun diagram alur metode penelitian yang akan dilakukan adalah sebagai berikut :



Gambar 1.3 alur kegiatan pelaksanaan penelitian analisa pemanfaatan kebutuhan gas sisa

1.9 Sistematika Penulisan

Sistematika yang digunakan dalam penulisan penelitian ini mengikuti aturan standar baku penulisan tesis mahasiswa. Penulisan tesis ini dibagi menjadi lima bab yang memberikan gambaran sistematis sejak awal penelitian hingga tercapainya tujuan penelitian, dengan urutan sistematika penulisan sebagai berikut:

Bab pertama merupakan pendahuluan yang berisikan uraian tentang latar belakang permasalahan sehingga dilakukan penelitian ini, melihat akar permasalahan, merumuskan masalah, menjelaskan tujuan dan manfaat penelitian, metodologi penelitian dan sistematika penulisan.

Bab kedua akan memaparkan tinjauan pustaka dan landasan teori yang mendukung penyusunan thesis dan konsep-konsep yang menjadi landasan penulisan. Adapun teori - teori yang dibahas meliputi produk gas sisa, produksi bersih dan ekonomi teknik. Tinjauan literatur ini dilakukan untuk memperkuat aktivitas – aktivitas selama dilakukan penelitian.

Bab ketiga pengumpulan dan pengolahan data. Data merupakan materi penting yang dibutuhkan dalam pembuatan tesis ini. Pada bab ini akan dijelaskan mengenai bagaimana cara pengumpulan data itu dilakukan, mulai dari perumusan sumber data; proses pengidentifikasian data yang dibutuhkan; serta penjabaran data secara umum. Setelah data terkumpul, proses yang dibahas dalam bab ini adalah tentang bagaimana data yang sudah terkumpul diolah yaitu melalui studi lapangan dan perhitungan finansial sebuah pembangunan plant sehingga menghasilkan hasil yang dikehendaki.

Bab empat akan menganalisa pembahasan yang bertujuan untuk menganalisis dan membahas mengenai hasil pengumpulan dan pengolahan data pada bab sebelumnya, dalam memberikan penjelasan mengenai pemecahan masalah yang berhubungan dengan tujuan penelitian untuk menjawab permasalahan yang ada.

Bab lima merupakan kesimpulan dan saran yang akan berisikan hasil dari penelitian secara keseluruhan. Kesimpulan yang diambil akan meliputi keseluruhan hasil pengolahan data serta saran-saran yang dapat menjadi masukan bagi penelitian.

BAB II

DASAR TEORI

Bab ini membahas teori-teori atau literatur yang berhubungan dengan penelitian untuk dijadikan sebagai landasan berpikir dalam melakukan penelitian. Adapun teori-teori yang dibahas meliputi produk gas alam, konsep produksi bersih dan ekonomi teknik.

2.1 Gas Alam

Pada bagian ini akan menjelaskan tentang gambaran umum gas alam yang akan dibagi menjadi beberapa bagian seperti definisi, potensi, kandungan gas alam dan manfaat gas alam itu sendiri.

2.1.1 Definisi Gas Alam

Gas alam merupakan campuran dari hidrokarbon, terutama metana (CH_4) gas alam biasa juga disebut gas rawa yang ditemukan terdapat di dalam kerak bumi, di tempat yang dapat dihasilkan dari sumur untuk digunakan sebagai bahan bakar dan sebagai bahan baku untuk pembuatan bahan kimia. Gas ini dapat ditemukan di ladang minyak atau gas alam yang didapat dari dalam sumur dibawah bumi biasanya bergabung dengan minyak bumi. Selain dari metana, gas alam juga terdiri dari etana, propana, butana dan propana. Komposisi gas alam bisa bervariasi seperti tertera pada tabel 2.1. Gas alam merupakan komponen penting dari pasokan energi dunia. Keunggulan dari gas alam adalah salah satu energi yang terbersih, paling aman, dan paling bermanfaat dari semua sumber energi karena hanya menghasilkan karbon dioksida, uap air dan sedikit nitrogen oksida ketika dibakar.

Komponen utama dalam gas alam adalah (CH_4), yang merupakan molekul hidrokarbon rantai terpendek dan teringan. Gas alam juga mengandung molekul-molekul hidrokarbon yang lebih berat seperti etana (C_2H_6), propana (C_3H_8), dan butana (C_4H_{10}). Gas alam juga merupakan sumber utama untuk gas helium. Metana adalah gas rumah kaca yang dapat menciptakan pemanasan global ketika terlepas ke atmosfer dan umumnya dianggap sebagai polutan ketimbang sumber energi yang berguna. Namun metana di atmosfer sebagian bereaksi dengan ozon,

memproduksi karbon dioksida dan air, sehingga efek rumah kaca yang dihasilkan dari metana yang terlepas ke udara relatif singkat atau sesaat. (www.naturalgas.org/overview/background.asp/feb.2012). Sebagian besar gas alam dibentuk oleh dua mekanisme yaitu biogenik dan thermogenik. Gas biogenik dibentuk oleh organisme metanogen di rawa-rawa, tempat pembuangan sampah dan sedimen dangkal. Dibagian bumi yang lebih dalam pada suhu dan tekanan yang lebih besar gas thermogenik terbentuk dari bahan-bahan organik yang terkubur.

Tabel 2-1 Komposisi Umum Gas Alam (*Natural Gas Supply Association*)

Methane	CH ₄	70 – 90 %
Ethane	C ₂ H ₆	0 – 20 %
Propane	C ₃ H ₈	
Butane	C ₄ H ₁₀	
Carbon Dioxide	CO ₂	0 – 8 %
Oxygen	O ₂	0 – 0.2 %
Nitrogen	N ₂	0 – 5 %
Hydrogen Sulphide	H ₂ S	0 – 5 %
Rare Gases	A, He, Ne, Xe	trace

Karbon dioksida (CO₂), nitrogen, helium, hydrogen sulfide (H₂S), dan air (H₂O) terdapat dalam kandungan gas alam, sedangkan merkuri dapat juga terkandung dalam jumlah yang sedikit. Komposisi gas alam bervariasi sesuai dengan lahan sumber ladang gas itu sendiri, campuran gas organosulfur dan hydrogen sulfide adalah kontaminan (pengotor) yang utama harus dipisahkan. Gas dengan jumlah pengotor sulfur yang signifikan dinamakan *sour gas* dan sering disebut juga sebagai *acid gas* (gas asam). Gas alam yang telah terproses dengan baik dan yang akan dijual gas yang bersifat tidak berbau dan tidak berasa. Akan tetapi, sebelum gas didistribusikan ke pengguna akhir biasanya gas tersebut diberi bau dengan menambahkan thiol, agar dapat mendeteksi kebocoran gas.

Gas alam yang telah diproses itu sendiri sebenarnya tidak berbahaya, akan tetapi gas alam tanpa proses dapat menyebabkan tercekiknya pernafasan karena ia dapat mengurangi kandungan oksigen di udara pada level yang dapat membahayakan dan mencemari udara. Gas alam dapat berbahaya karena sifatnya yang mudah terbakar dan menimbulkan ledakan, gas alam lebih ringan dari udara sehingga cenderung lebih mudah menyebar di atmosfer udara. Konsentrasi gas

akan mencapai titik campuran yang mudah meledak jika ia terdapat dalam sebuah ruangan tertutup dan jika tersulut api dapat menyebabkan ledakan yang sangat besar. Adapun kandungan metana yang berbahaya di udara adalah antara 5% - 15% (www.naturalgas.org/overview/background.asp/page2/feb.2012).

Sumber-sumber gas alam adalah jumlah dari gas alam yang ditemukan dan yang belum ditemukan yang bisa diharapkan berada di bawah permukaan kulit bumi. Estimasi sumber-sumber gas alam berdasarkan faktor-faktor independen seperti aksesibilitas, keekonomian atau teknologi. Beberapa kategori sumber-sumber gas alam adalah sebagai berikut (Shively & Ferrare, 2007):

- a. Sumber-sumber terbukti (*proved resources*); yaitu sumber-sumber yang diketahui telah ada dan bisa diambil sesuai dengan kondisi terkini, ditambah juga jumlah gas yang terbukti tetapi belum bisa diakses, tidak ekonomis atau secara teknis sulit untuk diproduksi.
- b. Sumber-sumber tidak terbukti (*unproved resources*); yaitu sumber-sumber yang diestimasi berdasarkan analisis dari ukuran dan karakteristik lapangan-lapangan dan cekungan-cekungan hidrokarbon, tetapi belum terbukti ada melalui aktifitas pengeboran.
- c. Sumber-sumber belum ditemukan (*undiscover resources*); yaitu sumber-sumber yang secara umum diyakini ada di suatu lapangan hidrokarbon tetapi belum berhasil ditemukan.

Cadangan gas alam atau biasa juga disebut cadangan gas alam terbukti mengacu kepada estimasi jumlah gas alam yang bisa diambil di tahun-tahun mendatang dari reservoir yang sudah diketahui sesuai dengan cara-cara, ekonomis dan kondisi teknis saat ini. Cadangan dianggap terbukti jika yang bisa diproduksi secara ekonomis didukung oleh produksi aktual atau pengujian melalui pengeboran formasi geologi reservoirnya.

2.1.2. Kandungan Energi Gas Alam

Gas alam dapat diukur dengan berbagai cara, sebagai gas ia dapat diukur melalui volume pada temperature dan tekanan normal, dinyatakan dalam *cubic feet* (CF), yang umum dipakai dalam ribuan *cubic feet* (MCF), jutaan *cubic feet* (MMCF) atau triliun *cubic feet* (TCF). Gas alam juga sering diukur dan ditanyakan dalam *British thermal unit* (BTU). Satu BTU adalah sejumlah gas

alam yang akan menghasilkan energi yang cukup untuk memanaskan satu *pound* air dengan satu derajat pada tekanan normal. Untuk perhitungan satu *cubic feet* gas alam mengandung sekitar 1.027 BTU. Sedangkan dalam perhitungan gas alam yang dikirim melalui pipa di USA, diukur dalam satuan *therm* adalah ekuivalen dengan 100.000 BTU atau sama dengan sekitar 97 SCF gas alam. (www.pertamina.com/index./feb/2012).

2.1.3. Pemanfaatan Gas Alam

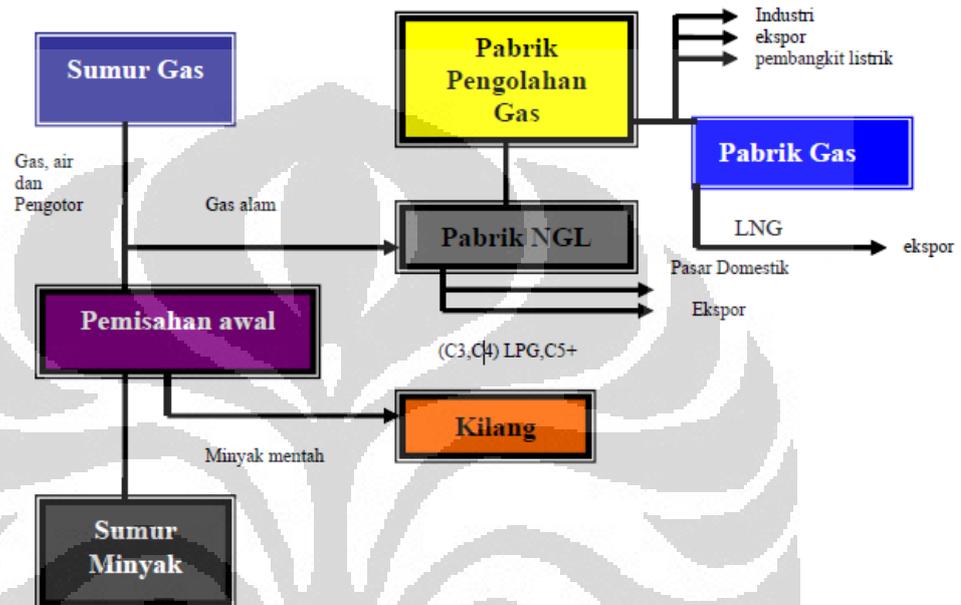
Secara garis besar pemanfaatan gas alam dibagi atas tiga kelompok yaitu:

1. Gas alam sebagai bahan bakar, antara lain sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas/uap, bahan bakar industri ringan, menengah dan berat, bahan bakar kendaraan berat (BBG/NGV), sebagai gas kota untuk kebutuhan rumah tangga hotel, restoran, dan sebagainya.
2. Gas alam sebagai bahan baku, antara lain bahan baku pabrik pupuk, petrokimia, methanol, bahan baku plastik (LDPE = *low density polyethylene*, LLDPE = *linier low density polyethylene*, HDPE = *high density polyethylene*, PE = *poly ethylene*, PVC = *poly vinyl chloride*, C3 dan C4 nya untuk LPG, CO₂ nya untuk *soft drink*, *dry ice*, pengawet makanan, hujan buatan, industry besi tuang, pengelasan dan bahan pemadam api ringan.
3. Gas alam sebagai komoditas energy untuk ekspor, yakni *liquefied natural gas* (LNG) dan *compresed nature gas* (CNG). Teknologi sekarang ini juga dapat memanfaatkan gas alam untuk air conditioner (AC, penyejuk udara) seperti bangunan-bangunan yang berkembang sekarang ini seperti bandara Thailand juga bangunan pendidikan di Australia (www.wikipedia.com/2012).

Dalam pemanfaatan gas bumi, gas bumi tidak dapat digunakan secara langsung tanpa melewati tahapan pemisahan dan pemurnian terlebih dahulu. Tahapan pemisahan awal ditujukan untuk menghilangkan kandungan pengotor dan komponen bawaan lainnya. Selanjutnya proses pemisahan dilakukan untuk memisahkan komponen gas berat (C₆+) dari komponen ringan. Selanjutnya gas bumi dapat dimanfaatkan untuk berbagai macam operasi dan industri atau

dipasarkan secara langsung dalam bentuk LPG, LNG, NGL (pandjaitan, 2005). Secara sederhana laju pemanfaatan gas bumi seperti pada Gambar 2.1.

Pemanfaatan gas bumi pada industri dapat terjadi dalam beragam bentuk baik sebagai bahan bakar maupun bahan baku. Pada industri jasa pembangkit tenaga listrik tenaga gas, gas bumi bersifat sebagai bahan baku sekaligus bahan bakar.



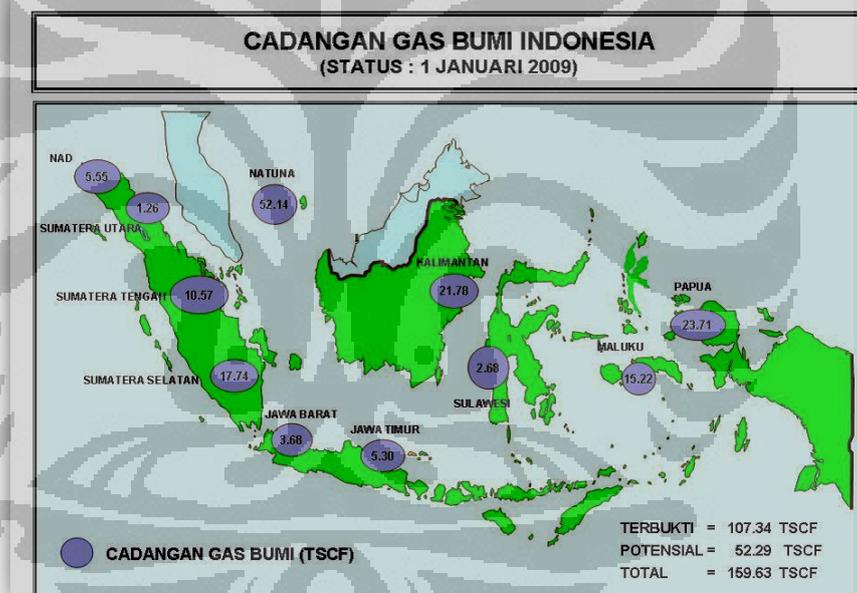
Gambar 2.1. Aliran produksi pemanfaatan minyak dan gas bumi

Gas bumi dimanfaatkan untuk pembakaran dengan udara menjadi fluida kerja yang kemudian digunakan untuk memutar suhu turbin yang menghasilkan daya listrik. Sedangkan pada industri pupuk, peran gas bumi berperan sebagai bahan baku (*feedstock*) dan bahan bakar terjadi pada dua unit pemrosesan yang berbeda yaitu produksi dan unit utilitas. Dalam unit produksi gas bumi berperan sebagai bahan baku yang akan diubah menjadi produk, sedangkan pada unit utilitas gas bumi berperan sebagai bahan bakar untuk menghasilkan panas yang digunakan untuk menghasilkan steam. Selain kedua contoh tadi, masih banyak industri yang melakukan pemanfaatan gas bumi seperti industri polimer, pengolahan baja, methanol, dan lain-lain.

2.1.4. Potensi Gas Alam Indonesia

Indonesia mempunyai cadangan minyak bumi dan gas alam terbesar di Asia Tenggara. Cadangan adalah jumlah volumetrik minyak bumi dan gas alam di dalam reservoir berdasarkan data geologi dan penggalan, sifat fisik batuan serta

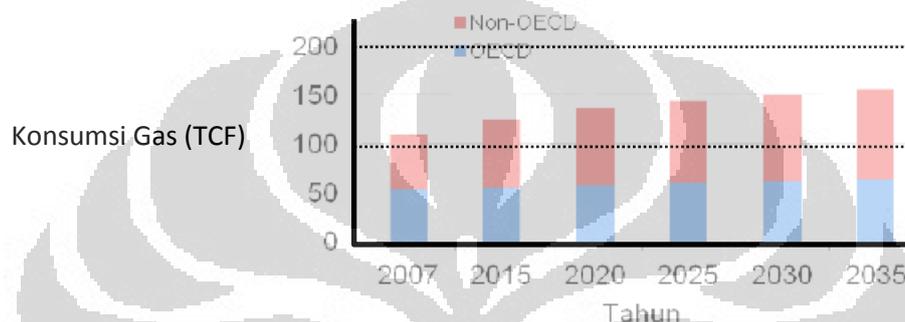
fluida reservoir, serta kondisi reservoir cadangan sumur. Reservoir adalah tempat terkumpul atau terjebaknya minyak dan gas bumi secara alami di bawah tanah. Pemanfaatan gas alam di Indonesia dimulai pada tahun 1960-an yakni produksi gas alam PT Stanvac Indonesia (sekarang JOB Pertamina-Medco) di pendopo, Sumatera selatan, gas dikirim melalui pipa gas pabrik ke berbagai perusahaan seperti pabrik pupuk Pusri, Sriwidjaya di Palembang pada saat itu, seiring perkembangan gas alam di Indonesia sampai saat ini selain untuk keperluan domestik Indonesia juga mengirim ekspor dalam bentuk *liquefied natural gas* (LNG). Gambar 2.1 menunjukkan data cadangan gas bumi Indonesia. Dari total cadangan terbukti tersebut, Indonesia menyumbang 1,7 % dari total cadangan terbukti gas dunia.



Gambar 2.2 Cadangan Gas Indonesia (Ditjen MIGAS, 2009)

Indonesia juga merupakan salah satu negara yang kaya akan gas bumi. Sampai dengan pertengahan tahun 1970-an, gas dianggap bukan sebagai komoditi yang menguntungkan, sehingga hanya digunakan pada kebutuhan yang terbatas. Infrastruktur transmisi dan distribusi gas pada periode tersebut juga terbatas. Seiring dengan kemajuan teknologi dan permintaan gas yang meningkat di pasar dunia, maka eksploitasi gas mulai dilaksanakan dan Indonesia termasuk salah satu eksportir gas terbesar di dunia.

Berdasarkan data dari *International Energy Outlook 2010* (IEO2010), konsumsi gas dunia akan meningkat 44 % dari 108 TCF pada tahun 2007 menjadi 156 TCF pada tahun 2035 seperti pada gambar 2.2. Gas alam tetap menjadi sumber energi kunci untuk penggunaan industri dan untuk pembangkit listrik dalam proyeksi tersebut. Sektor industri menyumbang sekitar 40 % dari total penggunaan gas alam di tahun 2007 dan tetap mempertahankan porsinya sampai tahun 2035. Sedangkan untuk pembangkit listrik, ada peningkatan dari 33% ditahun 2007 menjadi 36% pada tahun 2035.



Gambar 2.3 Proyeksi Konsumsi Gas Alam Dunia 2007-2035 (IEO, 2010)

Ke depan, pemanfaatan dan permintaan gas bumi akan semakin ditingkatkan sebagai bagian dari kebijakan energi nasional menyusul makin menipisnya cadangan minyak bumi Indonesia serta meningkatnya harga minyak bumi yang sangat tinggi sekarang ini. Pemakaian gas bumi di Indonesia terus digalakkan sebagai substitusi terhadap pemakaian BBM, terutama di sektor industri juga transportasi.

2.1.5. Potensi Gas Alam di Sumatera

Cadangan gas bumi di Sumatera Selatan sekitar menurut 24.015,46 BSCF atau 7.10 % dari total cadangan nasional, yang terdiri dari cadangan terbukti 7.489,21 BSCF, cadangan mungkin 5.406,30 BSCF dan cadangan harapan 11.119,95 BSCF. Dari segi pengembangan produksi, penyediaan gas bumi pada saat ini hanya untuk memenuhi kebutuhan domestik Sumatera Selatan. Produksi hasil gas alam di Sumatera Selatan diinringi dengan pengalihan dari pemakaian minyak tanah menjadi LPG sehingga kebutuhan akan gas meningkat. Berikut data produksi gas di Sumatera Selatan pada tahun 2006-2010 dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 2-2 Produksi Gas Sumatera Selatan

TAHUN PRODUKSI	JUMLAH GAS DIHASILKAN
2006	2 948 021.60(MMSCF)
2007	2 805 540.30(MMSCF)
2008	2 790 988.00(MMSCF)
2009	2 887 892.20(MMSCF)
2010	3 407 592.30(MMSCF)

Sumber : Dinas BPS Sumatra Selatan, 2012

Pada tabel terlihat bahwa gas yang dihasilkan dari tahun ke tahun terus mengalami perubahan dalam hal ini dikarenakan proses produksi gas yang dihasilkan bersifat tidak tentu karena tergantung dari sumur hulu yang didapat.

2.1.6. Pengolahan Gas Alam

Produk gas alam yang dikirimkan melalui jalur utama sistem transportasi gas harus memiliki spesifikasi kualitas yang terukur agar jaringan pipa bisa beroperasi sebagai mestinya. Oleh sebab itu, gas alam yang diproduksi di kepala sumur (*wellhead*) yang sebagian besar kasus mengandung kontaminan dan gas alam cair harus diproses terlebih dahulu sebelum bisa dikirimkan secara aman ke tekanan yang lebih tinggi melalui pipa jarak jauh yang mentransportasikan ke konsumen. Gas alam yang tidak berada dalam *specific gravity* tertentu, tekanan, rentang nilai kalor atau batasan kandungan air akan menyebabkan masalah masalah operasional, kerusakan pipa atau bahkan menyebabkan pipa pecah.

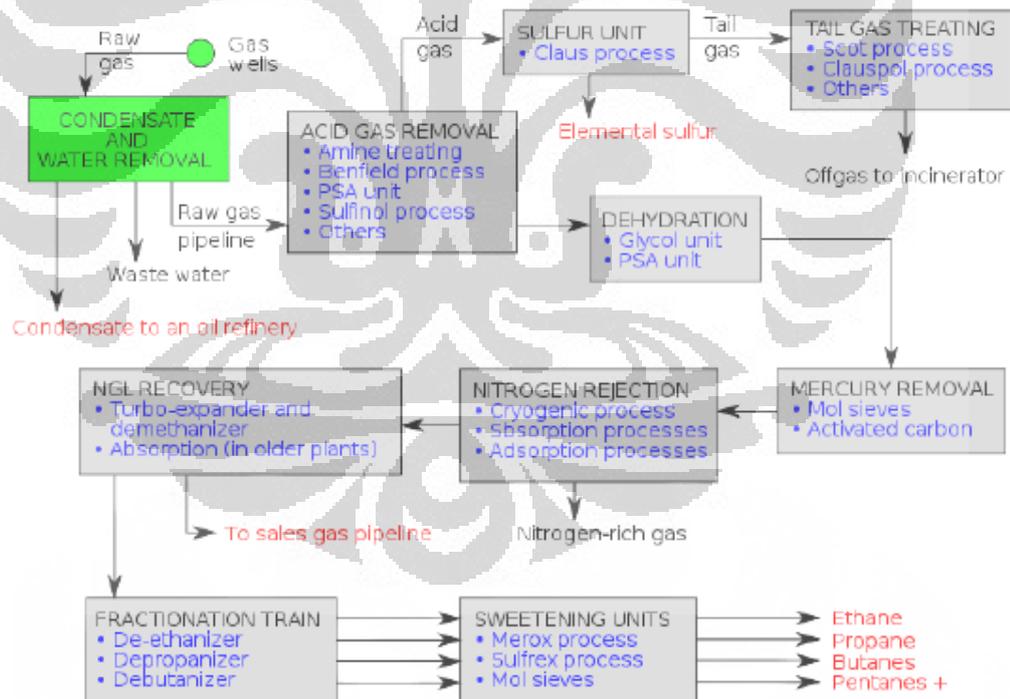
Pengolahan gas alam yang berasal dari sumur sehingga memenuhi kualitas gas alam kering yang dialirkan melalui pipa transmisi bisa sangat kompleks dan biasanya melibatkan beberapa proses untuk menghilangkan:

- a. Minyak
- b. Air
- c. Kondensat
- d. Unsur-unsur pengotor seperti sulfur, merkuri dan karbon dioksida

Selain dari keempat proses tersebut, seringkali diperlukan untuk memasang *scrubber* dan *heater* di dekat kepala sumur. *Scrubber* terutama digunakan untuk menghilangkan pasir dan pengotor-pengotor lain yang memiliki ukuran partikel

besar. *Heater* digunakan untuk memastikan suhu gas alam tidak turun terlalu rendah dan membentuk hidrat dengan adanya kandungan uap air dalam aliran gas alam. Hidrat ini berbentuk kristal padatan seperti es yang bisa menghalangi jalur gas alam yang melalui *valve* dan pipa (P. Mondal, 2011) .

Gambar 2.5 secara umum menggambarkan proses pengolahan ekstraksi gas alam secara umum. Dimulai dengan proses pemisahan awal berdasarkan berat jenis masing-masing fluida sehingga minyak, air dan gas terpisah. Selanjutnya akan dilakukan proses *gas conditioning* dimana gas akan dikondisikan sedemikian rupa sehingga pengotor-pengotor (*impurities*) yang terdapat dalam gas alam yang bisa mengganggu dalam proses gas selanjutnya bisa dihilangkan. Proses pengkondisian gas ini terdiri dari beberapa tahapan yaitu pemisahan gas asam (*acid gas*), pemisahan sulfur, pemisahan kandungan uap air, dan pemisahan nitrogen dan pemisahan merkuri. Selanjutnya gas diproses di kolom fraksinasi untuk dipisahkan komponen-komponennya sesuai dengan kebutuhan.



Gambar 2.3a Skema Diagram Alir Pengolahan Gas Alam (Beychok, 2006)

2.1.7 Gas Flaring (Gas Sisa)

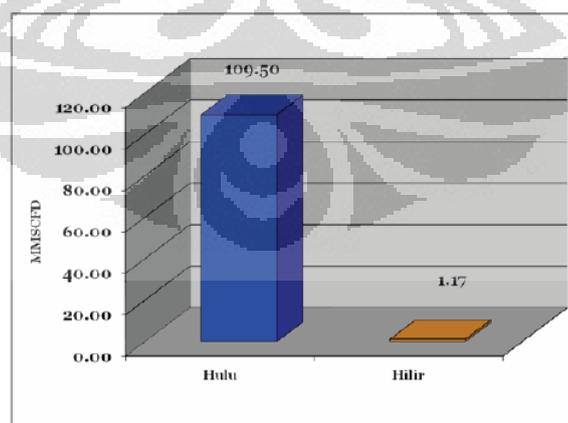
Menurut Haugland (2002) setiap hari di seluruh dunia mengeluarkan berbagai macam gas sisa sekitar 10-13 bcf. Jika diasumsikan rata-rata \$5.00 per

mmscf maka gas yang dibuang ($13 \text{ bcf} \times 1.000.000$) x \$5.00 didapat hasil sebesar 65 juta dolar per hari dibuang begitu saja. Sebelumnya pada tahun 1980 di Negara Eropa Barat pembuangan gas sisa sangat tinggi sehingga melebihi dari produksi gas yang dihasilkan atau tidak sebanding dengan yang dipakai.

Gas sisa yang mengeluarkan emisi karbon monoksida, *nitrous oxides* dan methane, total emisi yang dikeluarkan setiap stasiun gas untuk sisa gas mencapai 1% - 4% dari hasil produksi. Emisi yang dikeluarkan mengganggu masyarakat setempat disebabkan kualitas udara menjadi tercemar dan terutama sekitar area seperti tumbuhan dan mahluk hidup lainnya hal ini dikarenakan gas ikutan (*flare gas*) mengeluarkan cahaya dan panas serta menimbulkan bunyi yang gaduh. Efek yang sangat berbahaya bagi lingkungan tersebut dapat dikurangi dengan cara mengalokasikan ke dalam suatu bejana yang disebut *flare knock out* untuk selanjutnya disalurkan ke *flare stack* (dibakar). Bagaimanapun juga, sisa gas yang dibuang dari proses produksi walau tidak berbahaya sekalipun dapat menimbulkan masalah di waktu mendatang bagi mahluk hidup sekitar.

2.1.8 Gas Ikutan (*Associated Gas*) di Indonesia

Menurut data dari Ditjen Migas (2008) kondisi gas ikutan (*flare gas*) di sektor usaha minyak dan gas hulu (*up stream*) sebesar 109,50 mmscfd (juta kaki kubik per hari), pada sektor usaha minyak dan gas hilir (*down stream*) sebesar 1,17 mmscfd (juta kaki kubik per hari).



Gambar 2.4. Kondisi gas sisa di sektor migas hulu dan hilir (Ditjen Migas, 2008)

Pada sektor hulu (*up stream*) merupakan penyumbang terbesar gas ikutan, sektor tersebut adalah dimana minyak mentah dicari (*eksplorasi*) dan diangkat ke permukaan (*production*) guna diproses menjadi menjadi minyak mentah yang

siap (*feedstock*) digunakan untuk bahan baku proses pengilangan (*refinery*). Sumber (*sources*) dari gas ikutan pada sektor hulu (*up stream*) tersebut berasal dari beberapa lapangan minyak (*oil fields*) di seluruh Indonesia. Pada tanggal 15 July 2008 Ditjen Migas mempersiapkan perancangan kebijakan *Green Oil and Gas Industry Initiative (GOGII)* untuk menjadikan industri migas yang ramah lingkungan dan berkelanjutan dengan program *zero flare, zero discharge, clean air and go renewable*.

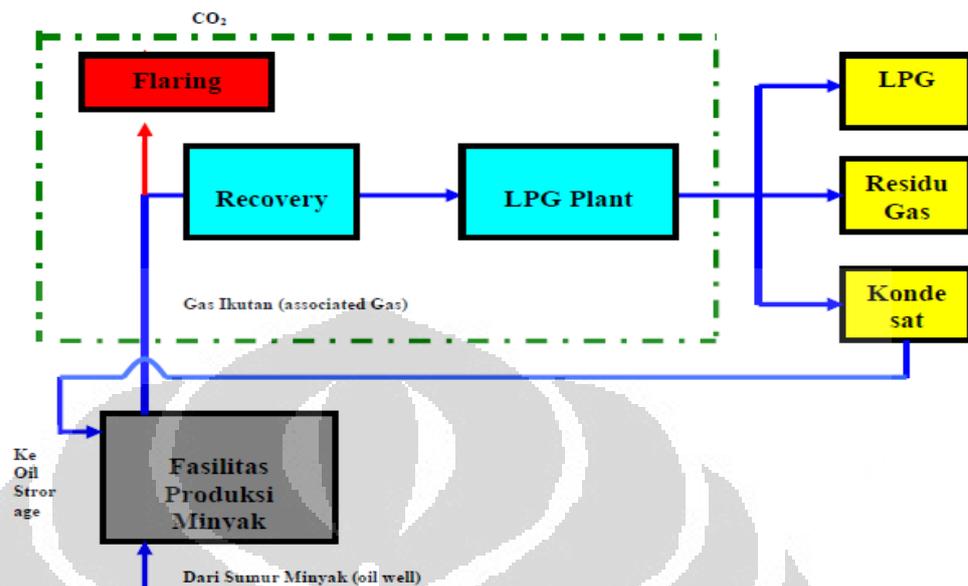
2.1.9 Proses Gas Sisa (*Flare Gas*) di Lokasi Plant

Pada proses gas sisa di suatu *plant* dalam memproses (ekstraksi) gas ikutan sebagai bahan baku (*feed stock*) yang berasal dari sumur minyak yang diangkat melalui pipa minyak (*pipeline*) berupa gas ikutan (*associated gas*) melalui gas pengumpul (*gathering station*) pada fasilitas sebuah produksi (*facilities production*) www.unfcc.org/2012. Gas ikutan diproses dengan cara mekanisme system teknologi pendinginan dengan melalui beberapa komponen proses : *booster compressor, cooling and separation unit, liquid extraction unit, refrigerant re-circulation system, hot oil circulation system, fuel gas system, glycol circulation system, gas storage dan unloading facilities, electric power generation*.

Berikut cara kerja pemanfaatan *gas flare* pada *LPG plant*, menurut (International Journal of Green House Gas Control 2012) seperti berikut

- Gas (*feedstock*) diperoleh dari lapangan sumur minyak dan ditransportasikan melalui pipa ke *LPG plant* (diproses), dengan hasil berupa produk *LPG, LNG, CNG, condensate*, maupun *lean gas*.
- Energi yang dipakai untuk mengangkut dan memproses gas ikutan menggunakan *lean gas* (hasil proses) untuk membangkitkan tenaga listrik (*power plant*).

Untuk lebih jelasnya contoh ilustrasi kegiatan proyek LPG plant yang memanfaatkan hasil *flare gas* dapat dilihat pada gambar berikut



Gambar2.5. Skema ilustrasi kegiatan proyek LPG plant dengan memanfaatkan gas flare.

2.1.10 Proses Gas LNG (*Natural Gas*) dan LPG (*Petroleum Gas*)

Kepanjangan dari LNG adalah *Liquified Natural Gas*, dimana artinya adalah gas alam yang dicairkan. Beda LNG dan LPG adalah LNG merupakan gas alam yang sebagian besar senyawanya didominasi oleh *methane* biasanya kita sebut (C1) dan *ethane* lebih dikenal dengan (C2), sedangkan dalam proses gas LPG didominasi oleh *propane* biasa disebut dengan (C3) dan *butane* biasa dikenal (C4). LPG merupakan campuran dari berbagai unsur hidrokarbon yang berasal dari gas alam yang diproses melalui kilang minyak bumi (*refining of crude oil*) atau ekstraksi yang berasal dari gas ikutan dari lapangan minyak (*crude oil fields*). Dan komponen hidrokarbon rantai yang lebih panjang dari butane biasa kita sebut Condensate.

Mengapa *methane* kita sebut C1, *ethane* kita sebut C2, dan seterusnya. Hidrokarbon gas alam sebagian besar merupakan senyawa alkana, dimana rumus alkana C_nH_{2n+2} ($n=1,2,3,4,\dots$). Jadi *methane* rumusnya CH_4 . Karena ion Carbon dari *methane* hanya 1, maka kita biasa sebut C1. Begitu juga untuk yang lain.

2.1.11 Proses Gas CNG (*Compressed Natured Gas*)

Adapun gas alam yang telah terkompresi (*Compressed natural gas, CNG*) adalah alternatif bahan bakar selain bensin atau solar. Di Indonesia, kita mengenal

CNG sebagai bahan bakar gas (BBG). Bahan bakar ini dianggap lebih 'bersih' bila dibandingkan dengan dua bahan bakar minyak karena emisi gas buangnya yang ramah lingkungan. CNG dibuat dengan melakukan kompresi metana (CH_4) yang diekstrak dari gas alam, bedanya dengan LNG adalah CNG merupakan gas yang dihasilkan tidak dapat terlihat beda dengan LNG yang masih mempunyai kandungan zat cair. CNG disimpan dan didistribusikan dalam bejana tekan, biasanya berbentuk silinder. Pada dasarnya kedua gas ini memiliki komposisi yang hampir sama namun dalam proses pemisahan ada proses ekstraksi dimana ditemukan nilai-nilai kandungan yang berbeda. Adapun perbedaan antara LPG dengan CNG dijelaskan pada tabel 2.3.

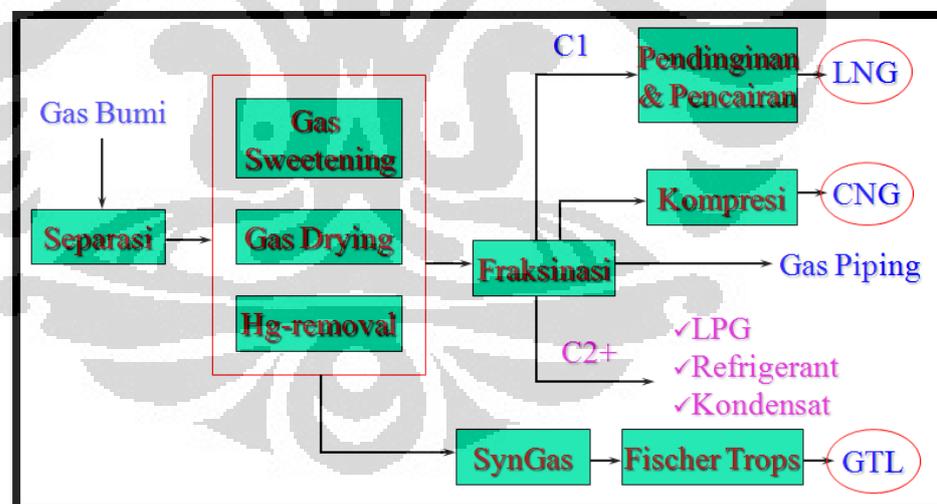
Tabel 2.3 Perbedaan CNG dan LPG

CNG (Nature Gas)	LPG (Liquified Gas)
- CNG pada dasarnya terdiri dari metana	- sedangkan LPG adalah campuran dari propana, butana dan bahan kimia lainnya.
- Perbedaan penting lain dari sudut pandang fisik adalah bahwa CNG tidak mencair di bawah tekanan tinggi - dan akan tetap menjadi bentuk gas, kecuali didinginkan setidaknya - $164 \text{ }^\circ\text{C}$.	- LPG, di sisi lain akan menjadi cair bila ditekan atau saat didinginkan (karena itu Nama "Liquefied Petroleum Gas").
- CNG secara langsung berasal dari daerah gas. Satu-satunya proses yang kadang-kadang perlu dilakukan, adalah menyaring gas terlebih dahulu. Tapi biasanya, gas dapat langsung digunakan sebagai bahan bakar setelah proses kompresi	- Namun bagaimanapun juga, LPG, adalah produk buatan. Ini adalah campuran dari beberapa gas yang telah disebutkan di atas. Oleh karena itu, gas-gas ini perlu dicampur, sebelum mereka dapat digunakan sebagai bahan bakar.

Tabel 2.3 Perbedaan CNG dan LPG (lanjutan..)

CNG (Natural Gas)	LPG (Liquified Gas)
<p>- CNG memiliki bagian besar dari Hidrogen dan karena itu lebih ringan daripada udara (atribut ini sebenarnya membuat CNG sangat aman: sekali ada kebocoran dalam sistem, gas hanya akan dilepas ke atmosfer).</p>	<p>- LPG di sisi lain, adalah dua kali lebih berat seperti udara. Gas ini biasanya merupakan produk-hasilan yang menumpuk dari pengeboran minyak serta penyempurnaan minyak.</p>

Sejalan dengan semakin meningkatnya harga minyak dan kesadaran lingkungan, CNG saat ini mulai digunakan juga untuk kendaraan penumpang dan truk barang berdaya ringan hingga menengah. Sesungguhnya di Indonesia, CNG bukanlah barang baru. Pencanaan untuk menggunakan CNG yang harganya lebih murah dan lebih bersih lingkungan daripada bahan bakar minyak (BBM) sudah dilakukan sejak tahun 1986.



Gambar 2.6. Proses ketiga pengolahan gas menjadi bahan Dari ketiga pengolahan gas tadi dapat dikatakan hasil pengolahan gas CNG dan LPG lebih mempunyai banyak keuntungan. Keuntungan dengan pemakaian yaitu diantaranya :

- Harga gas lebih murah dibandingkan dengan harga BBM tak bersubsidi

- Penghematan lebih dari 50%
- Mesin produksi lebih bersih sehingga dapat menekan biaya perawatan
- Lebih aman dibandingkan dengan BBM atau LPG karena gas lebih ringan dari udara sehingga tidak mudah terbakar
- Teknologi yang digunakan untuk mendistribusikan gas bumi dalam tabung bertekanan tinggi.

2.2 Analisis Kelayakan

Analisa kelayakan dalam penelitian ini sangat penting dan harus dilakukan dalam melakukan pengembangan atau pendirian usaha baru termasuk pemanfaatan gas sisa ini. Dalam melakukan penelitian ini dibutuhkan teori-teori yang dapat mendukung proses penelitian. Hal ini dilakukan untuk melihat apakah sebuah investasi menguntungkan secara finansial atau justru merugikan. Selain itu analisis kelayakan merupakan faktor penentu bagi investor untuk menanamkan modal usaha bagi perusahaan.

Untuk menilai kelayakan usulan investasi diperlukan suatu indikator yang dapat menjembatani perbedaan antara nilai uang investasi di masa akan datang dengan yang ada di masa sekarang yang disebut *Profitability Indicator*, dengan menggunakan metode ekonomi teknik.

2.2.1 Metode Analisis Kelayakan Ekonomi

Menurut jurnal (*International Journal of Green House Gas Control 2012*), Metode analisis data yang digunakan untuk mengetahui kelayakan ekonomi pemanfaatan gas sisa ini adalah melalui analisis pendekatan :

- a) *Net Present Value (NPV)*,
- b) *Internal Rate of Return (IRR)*,
- c) *Pay Back Period (PBP)*,
- d) dan *analisis Benefit Cost Ratio*.

Dalam metode analisis kelayakan ekonomi atas investasi tentunya harus memperhatikan beberapa faktor berikut penjelasan mengenai pendekatan yang dilakukan.

- Metode NPV (*Net Present Value*), dimana syarat kelayakan investasi bila $NPV > 0$
- Metode *Benefit Cost Ratio (BC Ratio)* atau perbandingan total Nilai sekarang penerimaan dibagi Nilai sekarang pengeluaran. Syarat kelayakan apabila $BC Ratio > 1$
- Metode *IRR (internal Rate of Return)* atau tingkat suku bunga yang memberikan $NPV = 0$ dengan syarat kelayakan bila $IRR >$ suku bunga pinjaman yang paling atraktif.
- Metode *Pay Back Period (Lama Periode Kembali Modal)*, dengan syarat kelayakan semakin cepat modal kembali semakin baik

2.2.1.1 Net Present Value (NPV)

Analisis NPV digunakan untuk menilai manfaat investasi dengan ukuran nilai kini (*present value*) dari keuntungan bersih proyek. Adapun rumus untuk mengetahui nilai NPV adalah sebagai berikut (Hufschmidt *et. al.*, 1996):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1 + r)^t} \quad \text{Rumus 1}$$

keterangan:

- NPV = *net present value*
- B_t = *Benefit* (manfaat) untuk thun ke-t
- C_t = *Cost* (biaya) untuk tahun ke-t
- r = *Interest rate* (suku bunga)
- n = perencanaan
- t = tahun

Jika $NPV > 0$, maka proyek dapat diteruskan

Jika $NPV = 0$, maka proyek mengembalikan sebesar tingkat bunga modal

Jika $NPV < 0$, maka proyek tidak dapat diteruskan

2.2.1.2 Analisis Internal Rate of Return

$$IRR = D_fP + \left\{ \frac{(PVP) \times (D_fN - D_fP)}{(PVP) - (PVN)} \right\} \quad \text{Rumus 2}$$

Keterangan :

- DfP = *discounting factor* yang digunakan yang menghasilkan *present value positif*.
- DfN = *discounting factor* yang digunakan yang menghasilkan *present value negatif*.
- PVP = *Present Value Positif*
- PVN = *Present Value Negatif*
- Jika nilai IRR lebih besar dari tingkat suku bunga yang berlaku ($IRR > i$) maka proyek dapat dilanjutkan sedangkan,
- Jika $IRR < i$ maka proyek tidak dapat dilanjutkan

2.2.1.3 Analisis Pay Back Period

$$PBP = -P + \sum_{t=1}^N At (P / F)$$

Rumus 3

Keterangan

- At = aliran kas yang terjadi pada periode t
- P = Nilai sekarang, dan F = Nilai akan datang
- N = Periode pengembalian yang akan dihitung

Jika $PBP < N$, maka investasi dari proyek tersebut layak

Jika $PBP > N$, maka investasi tersebut tidak layak

2.2.1.4 BCR (*Benefit Cost Ratio*)

Benefit Cost Ratio dapat dihitung menggunakan penyelesaian dibawah ini

$$BCR = \frac{\sum \text{Nilai } P_{\text{penerimaan}}}{\sum \text{Nilai } P_{\text{pengeluaran}}}$$

Rumus 4

Jika nilai $BCR > 1$, proyek dinyatakan layak

2.3 Definisi Ekstraksi dan Plant

Ekstraksi adalah proses pemisahan suatu zat berdasarkan perbedaan kelarutannya terhadap dua cairan tidak saling larut yang berbeda, biasanya air dan

yang lainnya pelarut organik (www.wikipedia.org/june2012). Ada pun menurut referensi lain yaitu menurut Ketaren (1986) menjelaskan bahwa ekstraksi adalah suatu cara untuk mendapatkan zat dari bahan yang diduga mengandung zat tersebut. Ekstraksi dapat dilakukan dengan berbagai cara. Ekstraksi menggunakan pelarut didasarkan pada kelarutan komponen terhadap komponen lain dalam campuran (Suyitno, 1989). (Shriner et al. 1980) menyatakan bahwa pelarut polar akan melarutkan solut yang polar dan pelarut non polar akan melarutkan solut yang non polar atau disebut dengan “*like dissolve like*”.

Plant adalah tempat dimana faktor-faktor produksi seperti manusia, mesin, alat, material, energi, uang (modal), informasi dan sumber daya alam (tanah, air, mineral, dll) dikelola bersama dalam suatu sistem produksi guna menghasilkan suatu produk atau jasa secara efektif, efisien dan aman (Julien Meyer, 2011). Definisi gas extraction plant (pabrik ekstraksi gas) dalam penelitian ini adalah sebuah ekstraksi gas yang dimaksud dengan “*plant*” disini dalam bahasa industri yaitu berarti sebuah tempat (pabrik) untuk proses penyerapan terjadi unsur-unsur yang terbentuk dari proses pemisahan zat-zat cair maupun zat padat. Definisi *plant* lain adalah seperangkat peralatan hanya terdiri dari beberapa bagian mesin yang bekerja bersama-sama yang digunakan untuk melakukan operasi tertentu (Ogata, Katsuhiko, 1970).

2.4 Pembangunan Berkelanjutan

Seiring perkembangan industri Komunikasi Dunia untuk Lingkungan dan Pembangunan (*World Commission on Environment and Development – WCED 1980*) mendefinisikan pembangunan berkelanjutan sebagai pembangunan yang dapat memenuhi kebutuhan hari ini tanpa mengurangi kemampuan generasi yang akan datang untuk memenuhi kebutuhan mereka. Dengan demikian maka pembanguana berkelanjutan mempunyai tujuan jangka panjang, yaitu memikirkan kepentingan generasi penerus akan datang.

Pembangunan yang berkelanjutan menggabungkan tiga bidang penting yaitu lingkungan, social, dan ekonomi ke dalam sebuah perspektif tunggal yang terpadu (Bebbington, 2001; van dieren, 1995). Integrasi atau perpaduan kelompok-kelompok ketiga buah pilar pembangunan berkelanjutan tadi membawa

pada konsep-konsep efisiensi ekologi, keadilan ekologi dan efisiensi sosial. Seperti pada gambar



Gambar 2.7. Tiga Sasaran Pokok Pembangunan Berkelanjutan

Proses pembangunan berkelanjutan muncul ketika terjadi ‘kegagalan’ pembangunan, saat proses yang terjadi bersifat *top-down* (arus informasi yang terjadi hanya satu arah dari atas ke bawah) dan jika ditinjau dari sisi lingkungan, sosial, dan ekonomi proses pembangunan yang terjadi ternyata tidak berkelanjutan. Pelaksanaan konsep ini diperkuat lagi dengan kesepakatan para pemimpin bangsa yang dinyatakan dalam hasil-hasil negosiasi internasional, antara lain Deklarasi Rio pada KTT Bumi tahun 1992, Deklarasi Millenium PBB tahun 2000, dan Deklarasi Johannesburg pada KTT Bumi tahun 1992 (Pelangi, 2003).

Oleh karena itu maka kata-kata *sustainable development is more than ecological*. Bukan hanya sekedar pencemaran pada air bersih. *It goes deeper*, yaitu kebhinekaan. Inilah prinsip pembangunan berkelanjutan. Kebhinekaan itu, meliputi berbagai dalam aspek kehidupan. Semakin beraneka ragam dimensi ekologi, politik, ekonomi, budaya, sosial, semakin stabil sebuah system yang dijalankan (Salim, 1994).

2.5 Produksi Bersih

Penerapan produksi bersih pada industri dapat dilakukan dengan aplikasi minimasi limbah dan teknologi bersih. Penerapan teknologi bersih merupakan salah satu cara untuk meningkatkan kinerja perusahaan yang nantinya akan terkait

dengan penilaian program PROPER (*environmental performance rating*) yang dilakukan oleh Kementerian Lingkungan Hidup (Dana Mitra Lingkungan, 2005).

Pengelolaan lingkungan berdasarkan *end-of-pipe treatment* terbukti hanya menambah biaya produksi dan tidak dapat menyelesaikan permasalahan buangan atau limbah produksi. Produksi bersih merupakan suatu strategi pengelolaan lingkungan yang bersifat preventif dan terpadu yang dapat diterapkan oleh perusahaan karena menggunakan pendekatan *win-win* antara bisnis dan lingkungan. Pendekatan produksi bersih ini akan menurunkan biaya produksi, meningkatkan efisiensi, dan produktivitas serta memperbaiki citra (*image*) terhadap lingkungan dan hubungan dengan *stakeholders* lainnya. Dengan keberlanjutan usaha (*sustainable business*) akan tercapai (Dana Mitra Lingkungan).

Beberapa hal yang menyebabkan penerapan produksi bersih di Indonesia tidak bergaung, antara lain :

- a. Pengertian produksi bersih yang belum sepenuhnya dipahami dengan baik sehingga terkesan kurang menarik karena keuntungan dan kesempatan potensial perbaikan belum diidentifikasi.
- b. Piranti dan insentif keuangan terhadap penerapan produksi bersih belum tersebarluaskan.
- c. Akses terhadap teknologi dan keahlian produksi bersih di Indonesia masih terbatas pada komunitas tertentu.
- d. Kurangnya kebijakan yang mendukung penerapan produksi bersih dan pemberian penghargaan bagi perusahaan maupun lembaga yang telah berhasil melaksanakannya (Dana Mitra Lingkungan, 2005).

Produksi bersih (*cleaner production*) bertujuan untuk mencegah dan meminimalkan terbentuknya limbah atau bahan pencemar lingkungan pada seluruh tahapan produksi. Disamping itu, produksi bersih juga untuk meningkatkan efisiensi penggunaan bahan baku, bahan penunjang, dan energi. Dengan demikian, diharapkan sumber daya alam dapat dimanfaatkan secara berkelanjutan (Kompas, 2004).

Bila kita melihat berbagai strategi yang diperlukan dalam pengelolaan lingkungan terutama dalam hal meminimasi maupun menghilangkan limbah maka

terlihat ada empat strategi yakni pencegahan, daur ulang, perlakuan serta pembuangan. Pencegahan (*prevention strategy*), merupakan strategi pengurangan limbah yang terbaik karena telah dilakukan berbagai usaha secara dini untuk mengurangi terbentuknya limbah selama proses produksi berlangsung. Daur ulang (*recycle strategy*), strategi ini diimplementasikan bila terbentuknya limbah sudah tidak dapat dihindarkan lagi sehingga salah satu strategi untuk meminimasi kembali. Dalam beberapa kasus yang ada, pemanfaatan limbah ini dapat memberikan nilai komersial karena limbah dapat dijadikan produk yang bernilai ekonomi (Sriharjo, 2001).

Perlakuan (*treatment strategy*), apabila limbah tidak dapat diminimasi maupun dikurangi dengan strategi daur ulang maupun pemanfaatan kembali maka perlakuan terhadap limbah harus dilakukan dengan mengurangi baik secara kualitas maupun kuantitas dari limbah yang terbentuk. Namun demikian, implementasi strategi yang berdasarkan pada paradigma akhir pipa (*end pipe paradigm*) telah berhasil dalam mereduksi kuantitas limbah namun tidak seefektif bila menggunakan paradigma dalam pipa (*in pipe paradigm*).

2.6 Clean Development Mechanism (CDM)

Sumber daya alam tidak dapat terbarukan atau sering juga disebut dengan sumber daya terhabiskan (*depletable*) adalah sumber daya alam yang tidak memiliki kemampuan regenerasi secara biologis. Selain itu, sumber daya alam ini dibentuk melalui proses geologi yang memerlukan waktu sangat lama untuk dapat dijadikan sebagai sumber daya alam yang siap diolah atau siap pakai. Salah satu contohnya adalah tambang minyak yang memerlukan waktu ribuan bahkan jutaan tahun untuk terbentuk kembali karena ketidakmampuan sumber daya tersebut untuk melakukan regenerasi.

Isu perubahan iklim masih menjadi bahan perdebatan banyak pihak karena adanya perbedaan pemahaman tentang hal tersebut. Secara umum iklim diartikan sebagai kondisi rata-rata suhu udara, curah hujan, tekanan udara, arah angin, kelembaban udara serta parameter lainnya dalam jangka waktu yang panjang antara 50-100 tahun. Perubahan iklim ini terjadi akibat adanya proses pemanasan global, yaitu meningkatnya suhu rata-rata permukaan bumi akibat akumulasi panas yang tertahan di atmosfer yang terjadi akibat adanya efek rumah kaca di

atmosfer bumi. Efek rumah kaca itu sendiri merupakan suatu fenomena gelombang pendek radiasi matahari menembus atmosfer dan berubah menjadi gelombang panjang ketika mencapai permukaan bumi. Setelah mencapai permukaan bumi sebagian gelombang tersebut dipantulkan kembali ke atmosfer. Akan tetapi hanya sebagian yang dilepaskan ke angkasa karena sebagian akan dipantulkan kembali oleh lapisan gas rumah kaca di atmosfer ke permukaan bumi. Proses ini dapat berlangsung berulang kali, sementara gelombang yang masuk juga bertambah terus sehingga akan terjadi akumulasi panas di atmosfer. Menurut Protokol Kyoto, gas rumah kaca terdiri dari enam jenis, yaitu karbondioksida (CO₂), nitriksida (N₂O), methane (CH₄), sulfurheksaflorida (SF₆), perfluorokarbon (PFC) dan hidrofluorokarbon (HFC).

Secara alami, efek rumah kaca telah terjadi sejak terbentuknya atmosfer bumi sehingga menjadikan suhu bumi menjadi hangat dan layak huni. Para ahli mengatakan tanpa adanya atmosfer dan efek rumah kaca, suhu bumi akan 33o C lebih dingin dibandingkan saat ini. Adanya kegiatan manusia (*anthropogenic*) terutama sejak adanya revolusi industri, telah meningkatkan emisi GRK dengan laju yang sangat tinggi sehingga efek rumah kaca di atmosfer semakin kuat.

Pemanfaatan energi yang berlebihan, terutama energi fosil, merupakan sumber utama emisi GRK. Hutan yang semakin rusak, baik karena kejadian alam maupun pembalakan liar akan menambah jumlah GRK yang diemisikan ke atmosfer dan akan menurunkan fungsi hutan sebagai penghambat perubahan iklim. Menurut Murdiarso (2003) sumber-sumber GRK baik yang bersifat alami seperti interaksi lautan dan atmosfer, input energi matahari, atau letusan gunung berapi, maupun yang bersifat antropogenik seperti pembakaran bahan bakar fosil dan alih guna lahan, dapat menyebabkan terjadinya peningkatan suhu secara global. Hal tersebut berakibat pada terjadinya perubahan iklim yang memberikan dampak terhadap kehidupan makhluk hidup di bumi. Mengingat perubahan iklim ini bersifat global, maka dampaknya pun bersifat global pula. Tidak ada daerah yang akan luput dari dampak perubahan iklim ini, yang berbeda hanya tingkat adaptasi masing-masing wilayah terhadap perubahan iklim tersebut. Perubahan iklim dapat menyebabkan terjadinya pencairan lapisan es baik di daerah kutub, tapi juga di beberapa puncak gunung yang biasanya terselimut lapisan es. Sejak

dekade 1960-an, lapisan es yang menyelimuti bumi diperkirakan telah berkurang sebanyak 10 persen (Pelangi, 2003).

Lapisan es yang mencair akan menimbulkan peningkatan volume air di permukaan bumi secara keseluruhan terutama volume air laut yang pada akhirnya akan menyebabkan peningkatan ketinggian muka air laut. Studi yang dilakukan oleh *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) menyatakan bahwa dalam 100 tahun terakhir telah terjadi peningkatan permukaan air laut setinggi 10 cm - 25 cm dan diperkirakan pada tahun 2100 peningkatan muka air laut akan mencapai 15 cm - 95 cm dibandingkan saat ini.

CDM atau mekanisme pembangunan bersih merupakan satu-satunya mekanisme dalam *protocol Kyoto* yang memungkinkan Negara berkembang untuk membantu Negara Annex / dalam upaya mitigasi GRK. Tujuan CDM seperti tertera dalam Artikel 12 *protocol Kyoto* adalah :

- 1) Membantu negara berkembang yang tidak termasuk dalam *Annex I* untuk melaksanakan pembangunan berkelanjutan serta menyumbang pencapaian tujuan utama Konvensi Perubahan Iklim, yaitu menstabilkan konsentrasi GRK dunia pada tingkat yang tidak akan mengganggu system iklim global.
- 2) Membantu negara-negara *Annex I* atau negara maju dalam memenuhi target penurunan jumlah emisi negaranya.

CDM memungkinkan negara *Annex I* untuk menurunkan emisi GRK secara lebih murah dibandingkan dengan mitigasi di dalam negerinya sendiri (*domestic action*). Dalam pelaksanaannya, komoditi yang diperjualbelikan dalam CDM adalah reduksi emisi GRK tersertifikasi atau yang dikenal dengan CER (*certified emission reduction*). CER ini diperhitungkan sebagai upaya Negara *Annex I* dalam memitigasi emisi GRK dan nilai CER ini setara dengan nilai penurunan emisi yang dilakukan secara domestik dan karenanya dapat diperhitungkan dalam pemenuhan target emisi GRK Negara *Annex I* seperti yang disepakati dalam *Annex B* Protokol Kyoto (Murdiarso, 2003).

Sumber utama emisi GRK di sektor energi adalah pembakaran bahan bakar minyak maupun gas alam dalam proses produksi dan prosesing sumber energi primer terutama minyak dan gas, pembangkit tenaga, dan proses

pembakaran di industri lainnya. Umumnya sektor ini masih menggunakan teknologi yang tidak menghasilkan emisi GRK lebih rendah. Menurut catatan KLH (2000) banyak teknologi rendah emisi GRK yang tersedia di pasaran untuk sektor ini, namun demikian, karena berbagai sebab sebagian besar masih sulit diterapkan.

Menurut IGES (2007) pengurangan emisi GRK di sektor energi umumnya didasarkan pada prinsip-prinsip berikut :

- 1) Mengurangi penggunaan bahan bakar berbasis karbon dengan bahan bakar non-karbon atau kandungan karbon rendah (memanfaatkan hasil sisa produksi yang terbuang yang masih bisa terpakai)
- 2) Meningkatkan efisiensi pembakaran,
- 3) Meminimalkan kebocoran metan dan dekarbonisasi.

Studi nasional di bidang energi (KLH, 2001) telah mengidentifikasi kegiatan potensial untuk mengurangi emisi GRK (Tabel 2.5). Studi ini mengkaji mengenai potensi berbagai opsi berdasarkan potensi teknis, biaya pengurangan emisi GRK. Biaya (dalam hal ini biaya per unit energi yang dihasilkan) ditaksir dengan memperhitungkan biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan yang diperlukan dalam implementasi teknologi yang bersangkutan (IPCC *CHG inventory method*, 1996).

Tabel 2.4. Teknologi rendah emisi pada industri minyak dan gas sektor hulu

Industri	Kondisi Saat Ini	Opsi Teknologi mitigasi GRK potensial	Potensi Pengurangan GRK
Minyak dan gas mentah/Hulu	Pembakaran gas bertekanan Rendah dan Sejenisnya	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Penggunaan gas bakar dari gas alam untuk substitusi dalam memproduksi minyak dan gas. ▪ Meminimalkan pembakaran gas pada lading minyak didaratan 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sedikit atau tanpa memerlukan biaya (1,5 US\$/t/CO₂) ▪ Pengurangan CO₂ pertahun : 10,5 juta ton ▪ Total Potensi pengurangan GRK 84 juta ton.

Sumber : Kementerian Lingkungan Hidup 2000,2001

Lebih lanjut, telah diketahui bahwa pengurangan emisi dari pembakaran gas dan produksi batu bara serta penggunaan energi terbarukan merupakan proyek yang potensial untuk CDM di Indonesia. Departemen ESDM telah mengadakan inventarisasi potensi energi terbarukan di Indonesia, demikian juga potensi

produksi minyak dan batu bara di seluruh propinsi menunjukkan potensi volume proyek CDM energi di Indonesia. Sebagai contoh, perkiraan saat ini menunjukkan bahwa Indonesia membakar sekitar 4.6 milyar m³ (meter kubik) gas per tahun, yang menghasilkan sekitar 11 juta ton emisi CO₂ per tahun. Pemerintah Indonesia yakin bahwa gas sisa bakaran dapat dimanfaatkan ke dalam investasi skala kecil dalam rangka memenuhi kebutuhan energi yang semakin meningkat, dan pada saat yang sama menghasilkan pengurangan emisi GRK (KLH 2001). Selain itu, potensi energi terbarukan juga sangat besar.

Kendala yang ada dalam kebijakan dan regulasi lain yang membatasi implementasi proyek *gas flaring* adalah kontrak bagi hasil. Ketentuan yang ada hanya mengatur bagi hasil untuk produksi minyak dan gas tetapi tidak ada kebijakan bagaimana pengaturan atas sertifikat CDM (*certified emissions reduction/CERs*) karena isu ini masih dalam tahap diskusi di instansi terkait. Kendala lain adalah tingginya investasi yang diperlukan untuk memecahkan masalah teknis seperti peningkatan produksi dan pemeliharaan sistim *pipeline* jika terjadi kebocoran.

2.7 Potensi Gas Flare

Dengan adanya kajian pengembangan pemanfaatan gas suar bakar ini diharapkan volume gas sisa yang terbuang dapat dimanfaatkan kembali sebagai bahan bakar yang berguna bagi investasi perusahaan juga lingkungan sekitar. Pemanfaatan kembali gas suar bakar dan bahkan dalam beberapa kasus pembuangan gas terkait masih menjadi masalah di Indonesia.

Perkiraan terbaru menunjukkan bahwa 25-30 persen dari semua kegiatan pemanfaatan kembali gas suar bakar di Asia Tenggara terjadi di dan di sekitar Indonesia, yang signifikan mengingat bahwa Indonesia hanya bertanggung jawab atas sekitar 12 persen dari seluruh produksi minyak di kawasan terkait. Namun demikian, emisi dari pemanfaatan kembali gas suar bakar di Asia Tenggara telah menurun dengan cukup pesat; perkiraan terbaru dari *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) A.S. menunjukkan penurunan sekitar 5 persen per tahun dari tahun 2000 sampai dengan 2004. Pada tahun 2005, tahun terakhir dengan data yang tersedia, pemanfaatan kembali gas suar bakar di Indonesia diperkirakan sekitar 3 miliar meter kubik (BCM) per tahun.

Pencairan gas alam saat ini diperkirakan mencapai 44 BCM per tahun, dengan sebagian besar di antaranya untuk ekspor. Sebagian besar dari emisi yang terkait dengan LNG dan LPG adalah hasil dari kompresi gas dan kebocoran metana selama pemrosesan dan pengangkutan gas. Perkiraan yang ada menunjukkan penurunan volume LNG yang diproduksi selama 20 tahun mendatang dan penurunan sampai separuhnya sampai dengan tahun 2030, diperkirakan sebagian besar porsi akan dialihkan untuk konsumsi dalam negeri sehingga kebutuhan pencairan akan menurun.

Sektor bahan bakar minyak dan gas memiliki peluang untuk menurunkan emisi di Indonesia hingga 30 persen sampai dengan tahun 2030 melalui upaya yang terfokus pada tiga bidang pengurangan: perbaikan proses pemeliharaan dan pengendalian, program-program hemat energi, dan penurunan pemanfaatan kembali gas suar bakar/*flaring*. Serta untuk mendukung langkah-langkah kebijakan pemerintah sesuai pedoman dan pola tetap kebijakan pemanfaatan gas bumi nasional 2007-2025, implementasi dari Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001, pada proses hilir mengoptimalkan pemanfaatan berbagai sumber gas kondensat, DME (Dimethyl Ether) dan mengurangi gas suar bakar.

2.8 Definisi dalam Penelitian

- 1) Pengelolaan lingkungan adalah upaya terpadu dalam pemanfaatan, penataan, pemeliharaan, pengawasan, pengendalian, pemulihan, dan pengembangan lingkungan hidup (C. Hicks, R. Dietmar.2007).
- 2) Pembangunan berkelanjutan dapat juga didefinisikan sebagai “upaya sadar dan terencana yang memadukan lingkungan hidup termasuk sumberdaya ke dalam proses pembangunan untuk menjamin kemampuan, kesejahteraan, dan mutu hidup generasi masa kini juga masa depan (UU No.23 tahun 1997). Pembangunan berkelanjutan dapat juga didefinisikan sebagai pembangunan yang dapat memenuhi kebutuhan masa kini tanpa mengurangi kemampuan generasi yang akan datang untuk memenuhi kebutuhan mereka. Dengan demikian pembangunan berkelanjutan sangat perlu dikembangkan mengingat untuk masa depan penerus generasi yang akan datang.

- 3) Gas bumi adalah semua jenis hidrokarbon yang berada dalam fase gas (gas alam) atau larutan bersama minyak yang dihasilkan dari sumur (gas ikutan) : campuran gas atau uap hidrokarbon yang terjadi secara alamiah yang komponen utamanya metane, etana, propane, butane, pentane, dan heksana ditambang dari dalam *reservoir* secara langsung dalam sebuah penambangan.
- 4) Gas alam cair (*liquefied natural gas*,LNG) adalah komponen hidrokarbon ringan dari gas alam, dengan kandungan terbanyak berupa metana yang telah dicairkan (Khoiroh,2008). LNG juga didefinisikan sebagai gas alam yang telah diproses untuk menghilangkan ketidakmurnian dan hidrokarbon berat dan kemudian dikondensasi menjadi cairan pada tekan atmosfer dengan mendinginkannya sekitar 160°C (Anonim dalam wales,2008). LNG juga disebut sebagai gas yang terdiri atas metana yang dicairkan pada suhu sangat rendah (-160°C) dan dipertahankan dalam keadaan cair untuk mempermudah transportasi dan penimbunan.
- 5) *Compresed Natural Gas* (CNG) adalah pengganti untuk bensin, bahan bakar diesel, dan bahan bakar propane. CNG ini dipertimbangkan sebagai bahan bakar alternatif yang ramah lingkungan dibandingkan dengan bahan bakar diatas tadi. Lebih ringan dari udara sehingga mudah menyebar dengan cepat ketika bocor ataupun tumpah. Dibuat dengan tekanan pada LNG, didistribusikan menggunakan container (cylindrical atau spherical) dengan tekana normal 200-220 bar.
- 6) *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) adalah produk pengolahan gas alam dengan kandungan utama berupa propane (C3) dan butane (C4) serta sejumlah kecil etana (C2) (Khoiroh,2008). LPG juga dapat didefinisikan sebagai gas hidrokarbon yang dicairkan dengan tekanan untuk memudahkan penyimpanan, pengangkutan, dan penanganannya, yang terdiri atas propane, butane atau campuran keduanya.

- 7) *Lean Gas* adalah yang sangat sedikit mengandung senyawa propane (C₃) dan yang lebih berat dari itu, atau juga termasuk aliran gas yang keluar dari unit absorbs.
- 8) *Flare gas* adalah membakar sisa gas bumi yang terproduksi terdapat bersama-sama dengan minyak bumi di dalam *reservoir* yang berlebihan di menara suar bakar (stack), alat yang digunakan untuk membakar gas-gas hidrokarbon dan gas beracun yang keluar dan dikeluarkan dari peralatan unit operasi seperti compressor, vessel, karena kelebihan tekanan agar supaya aman terhadap peralatan dan lingkungan.
- 9) Million Standard Cubic Feet per Day (MMSCFD) adalah satuan umum yang biasa digunakan untuk energi adalah MMBTUD dan BBTU. Sebagai informasi, gas alam tidak dijual berdasarkan nilai volume atau molar flow nya. Gas ala dihargai berdasarkan nilai energi atau heating value-nya (US\$/MMBTU).
- 10) British Termal Unit (BTU) adalah satuan panas yang besarnya 1/180 dari panas yang diperlukan untuk menaikkan suhu satu pound (0.4536kg) air dari 32°F (0°C) menjadi 212 F° (100°C) pada ketinggian permukaan laut. Biasanya dianggap sama dengan jumlah panas yang diperlukan untuk menaikkan suhu satu pound air dari 63°F (17,2°C) menjadi 64°F (17,8°C).
- 11) Plan of Development (POD) adalah rencana pengembangan lapangan migas secara terpadu untuk mengembangkan cadangan hidrokarbon secara optimal, sehingga menjadi realistis, sesuai dengan aspek teknis, ekonomis, dan lingkungan yang sehat dan aman *Safety Health Environment* (SHE).
- 12) *Barrel oil per day* (BOPD) adalah jumlah barrel minyak per hari yang diproduksi oleh sumur, lapangan atau perusahaan migas. Satu barrel sama dengan 42 US gallon atau setara dengan 159 liter.
- 13) *Associated gas* adalah gas alam yang diperoleh dari wells dimana terdapat kandungan crude oil pada sumur tersebut.

- 14) *Non-associated gas* adalah gas alam yang diperoleh dari sumur dimana tidak terdapat kandungan crude oil pada sumur tambang tersebut.
- 15) Minyak bumi (*crude oil*) adalah campuran berbagai hidrokarbon yang terdapat dalam fase cair dalam reservoir di bawah permukaan tanah dan yang tetap cair pada tekanan atmosfer setelah melalui fasilitas pemisahan di atas permukaan.
- 16) Sumur pengembangan (*development well*) adalah sumur yang dibor di daerah yang telah terbukti mengandung minyak atau gas dengan tujuan mendapatkan produksi yang diinginkan.
- 17) Gas rumah kaca (GRK) adalah gas-gas yang berada di atmosfer yang menyebabkan efek rumah kaca. Gas-gas tersebut sebenarnya muncul secara alami di lingkungan, tetapi dapat juga timbul akibat aktifitas manusia (*antropogenic*). Gas rumah kaca yang paling banyak adalah uap air yang mencapai atmosfer akibat penguapan dari air laut, danau, dan sungai. Karbon dioksida adalah gas terbanyak yang kedua, ia timbul dari berbagai proses seperti letusan vulkanik, pernafasan hewan dan manusia (yang menghirup oksigen dan menghembuskan karbondioksida), dan pembakaran material organik (seperti tumbuhan). Karbondioksida dapat berkurang karena terserap oleh lautan dan diserap tanaman untuk digunakan dalam proses fotosintesis. Fotosintesis memecah karbondioksida dan melepaskan oksigen ke atmosfer serta mengambil atom karbonnya.
- 18) Bahan bakar fosil (BBF) adalah juga dikenal sebagai bahan bakar mineral, adalah sumber daya alam yang mengandung hidrokarbon seperti batu bara, petroleum, dan gas alam. Pembakaran bahan bakar fosil oleh manusia merupakan sumber utama dari karbon dioksida yang merupakan salah satu gas rumah kaca yang dipercayai menyebabkan pemanasan global. Sejumlah kecil bahan bakar hidrokarbon adalah bahan bakar bio yang diperoleh dari karbon dioksida di atmosfer dan oleh karena itu tidak menambah karbon dioksida di udara.

BAB III

PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

Pada bab ini membahas tentang pengolahan data, pemilihan terhadap letak lokasi penelitian, potensi gas yang terdapat di lokasi, aspek-aspek pasar produk yang diolah, aspek teknis dari pengembangan *plant*, serta mengolah data rencana investasi pengembangan *plant* untuk meminimalisasi gas sisa dengan membuat sebuah perhitungan investasi ekonomi sebuah *plant* yang nantinya merupakan investasi yang menguntungkan bagi perusahaan atau pelaku kegiatan industri yang berkaitan disamping dengan memperhatikan juga lingkungan sekitar.

3.1 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di dalam areal kawasan proses penyaluran transportasi gas di Perusahaan yang bergerak di bidang jasa kompresi transportasi gas alam. PT.Mitra Energi Gas Sumatera (MEGS) adalah salah satu anak perusahaan Medco Gas Indonesia, bergerak dibidang jasa trading, kompresi, proses dan transportasi gas di Indonesia. Disalah satu area kerja di Gunung Megang, Muara Enim, Sumatera Selatan, PT.MEGS telah membangun stasiun gas kompresor (stasiun penguat tekanan gas) dan fasilitas penunjangnya beserta jaringan pipa gas untuk menaikkan tekanan dan mengalirkan gas dari Lapangan Medco Block SSE ke PGN (Perusahaan gas Negara) via Stasiun Pagardewa Sumatera Selatan dan PLTG MeppoGen Muara Enim, Sumatera Selatan.

Untuk itu pertimbangan dalam pemilihan lokasi penelitian ini, diantaranya adalah :

- Merupakan daerah yang mengelola produksi penyaluran gas di wilayah muara enim yang menghasilkan sisa gas buang, penyaluran gas setiap hari mencapai 37 MMSCFD gas satuan volume per hari dari Lapangan Medco Block SSE untuk memenuhi kebutuhan PGN sebesar 20 MMSCFD dengan melewati jaringan pipa gas diameter 10 inch dan panjang 17 kilometer dan 17 MMSCFD untuk kebutuhan PLTG MeppoGen yang berlokasi bersebelahan dengan Stasiun Kompresor Gas milik PT.MEGS.

- Kandungan gas sisa yang dihasilkan antara 0,8-2,5 mmscfd per hari biasanya mengandung karbondioksida (CO₂), metana (CH₄), nitrogen oksida (NO_x), dan sulfur dioksida (SO₂).
- Kapasitas unit operasi utama PT.MEGS adalah 3 unit Gas Compressor (masing2 kemampuan 22.5 MMSCFD) kompresor yang digunakan hanya dua menngingat total pengiriman gas hanya 40mmscfd.
- Pemanfaatan gas sisa ini bersifat *site specific*, tergantung dari sisa gas yang dikeluarkan setiap harinya.
- Perusahaan di lokasi penelitian ingin mencoba memanfaatkan hasil sisa gas yang terbuang (*flare gas*) sebagai pemanfaatan gas yang menguntungkan baik untuk perusahaan maupun lingkungan sebagai pengurangan efek gas rumah kaca.

3.2 Rancangan Penelitian

Dalam penelitian ini memerlukan proses tahapan perancangan seperti pada gambar diagram alur penelitian di bab satu. Adapun penelitian ini dirancang dalam beberapa tahapan yaitu :

- Kondisi ekosistem pengolahan gas sisa buang (*flare gas*) dan potensi pemanfaatan gas tsb.
- Studi kelayakan ekonomi pemanfaatan gas sisa.
- Pengembangan perhitungan pengelolaan gas sisa
- Rekomendasi kebijakan dan strategi pengolahan sisa gas buang yang ramah lingkungan dan berkelanjutan.

3.3 Jenis dan Sumber Data

Data yang dikumpulkan berupa data primer dan data sekunder. Data primer bersumber dari hasil survey lapangan terutama data ekonomi, dan hasil analisis kualitas gas yang diproduksi. Sedangkan data sekunder berupa data produksi gas bumi, data pengelolaan lingkungan, biaya produksi, limbah yang dihasilkan, dan lain-lain.

a) Data Primer

Data primer aspek fisik kimia yang dikumpulkan pada penelitian ini meliputi data eksisting kualitas udara terutama karbondioksida (CO₂),

metana (CH₄), nitrogen oksida (NO_x), dan sulfur dioksida (SO₂) yang merupakan polutan untuk udara (atmosfer), data ekologi, data terhadap pemanfaatan gas sisa dan pencemaran akibat adanya gas yang tidak dimanfaatkan, data teknologi, data fisik lingkungan, data pengolahan gas sisa itu sendiri, kapasitas instalasi sebuah alat *plant* sebagai pengolah gas sisa, produk olahan gas, serta data penunjang seperti kelembagaan. Data ini diperoleh melalui secara langsung di lapangan, selain itu juga dilakukan pengukuran konsentrasi kandungan gas seperti karbondioksida (CO₂), metana (CH₄), nitrogen oksida (NO_x), yang berpatokan terhadap perhitungan *guidelines for national green house gas inventories* (IPCC 2006)

b) Data Sekunder

Data sekunder yang diambil adalah data saat ini juga data tahun-tahun sebelumnya (*time series*) yang diambil dari terkait seperti data kualitas udara, data pengolahan gas sisa (*flare gas*) dan data perusahaan lokasi penelitian termasuk sarana dan prasarana pengolahan gas sisa yang terdapat di lokasi penelitian.

Adapun format data yang dilakukan untuk pengumpulan data primer dan sekunder dapat dilihat pada tabel

Tabel 3.1. Format pengumpulan data dari lapangan Gunung Megang *Station*

Uraian Data	Satuan	Keterangan
Flare gas composition	Persentasi (%)	0.05%-0.1%
Limbah cair-air C5 (sebelum ekstraksi)	BPOD/hari	2bb1
Emisi udara (NO _x)	Ton/tahun	17.06 – 29.4
Jumlah cerobong (stack)	Buah	2
Biaya pengelolaan lingkungan	Rupiah/tahun	10%(opec)
Luas areal fasilitas produksi	Hektar	3.5
Produksi gas di lapangan	MMSCFD	37.5
Konsep/feasibility study NGL	Ekstraksi plant	1

3.3.1 Pengambilan Sample Udara

Pengambilan sample udara dilakukan pada di dekat lokasi penelitian yang dianggap mewakili seluruh wilayah dilakukan pada satu tahap menggunakan alat *opacity* atau *test* emisi . Lokasi pengambilan sample data ini diambil dari wilayah Gunung Megang, Muara Enim Sumatera Selatan.

Tabel 3.2. Hasil uji sample dari lapangan Gunung Megang *station*

No.	Parameter	LOKASI					BML*
		Satuan	Ibul	G. Megang	MEGS	Serdang	
1.	NO _x	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3/\text{Jam}$)	19,1	29,4	17,06	17,7	400
2.	SO _x	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3/\text{Jam}$)	-	61,01	34,8	59,09	900
3.	CO	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3/8 \text{ Jam}$)	432,3	538,2	391,2	375,3	30.000
4.	HC	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3/\text{Jam}$)	48,05	54,5	35,5	36,4	160
5.	O ₃	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3/30 \text{ Jam}$)	-	61,4	25,7	53,8	235
6.	TSP	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	33	50,6	38,3	40	230
8.	PM ₁₀	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	9,4	18,2	9,1	15,9	150
7.	Pb	($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	Ttd	ttd	ttd	ttd	2

Sumber: Data Primer PPLH Unsri, Mei 2010

* : Peraturan Gubernur Sumatera Selatan Nomor 17 Tahun 2005

3.3.2 Metode Analisis Data

Metode analisis data yang digunakan pada penelitian ini adalah metode deskriptif dan kuantitatif. Metode deskriptif digunakan untuk memberikan gambaran kondisi pemakaian gas alam di wilayah hilir, sedangkan metode kuantitatif digunakan untuk menentukan apakah pemanfaatan gas sisa ini bermanfaat dilihat dari keuntungan yang didapat bagi si perusahaan maupun lingkungan sekitar. Adapun metode yang digunakan untuk analisis tersebut NPV (*Net Present Value*), IRR (*Return of Rate*), PBP (*Back Periode*), dan BCR (*Benefit Cost of Ratio*). Metode analisis data disesuaikan dengan pendekatan jurnal yang telah dipelajari dan tujuan penelitian yang ingin dicapai. Secara keseluruhan, tujuan dan jenis sumber data yang digunakan dapat dilihat pada bagan berikut ini.

Tabel 3.3. Rangkuman tujuan, pendekatan, dan analisis data

Kegiatan Penelitian	Jenis Data	Metode Analisis	Alat Bantu	Output
Studi kelayakan kondisi	Data ekonomi biaya manfaat	Analisis ekonomi	Program aplikasi	Informasi kelayakan ekonomi

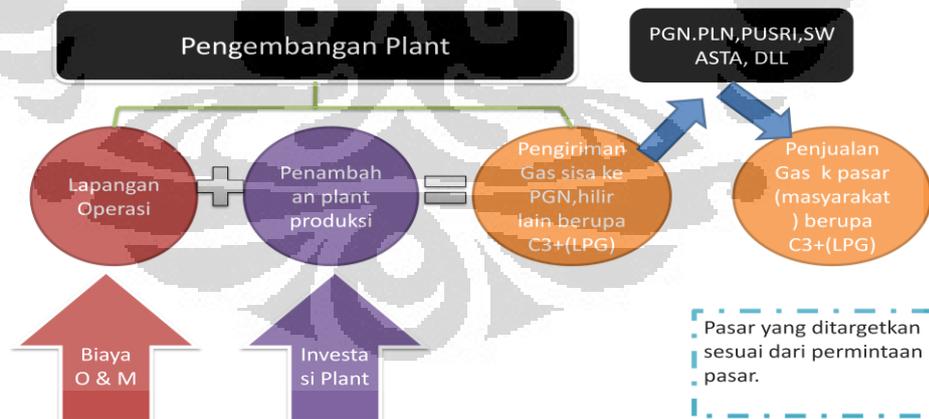
Tabel 3.3. Rangkuman tujuan, pendekatan, dan analisis data (lanjutan...)

ekonomi pemanfaatan potensi gas sisa	pemanfaatan gas sisa	IRR, NPV, PBP, BCR	worksheet Excell	dan potensi pemanfaatan gas sisa
Perumusan tentang pengelolaan gas yang ramah lingkungan dan berkelanjutan	Data hasil survey lapangan	Cleaner Production	Clean Development Mechanism	Permasalahan dan kebutuhan prioritas kebijakan dan strategi pengelolaan gas yang ramah lingkungan di setiap industri yang menjalankan

3.4 Potensi Gas Flare di Lokasi Penelitian

Dengan adanya kajian pengembangan pemanfaatan gas sisa ini diharapkan volume gas yang terbuang dapat dimanfaatkan kembali sebagai bahan bakar yang bernilai dan berguna bagi investasi perusahaan juga lingkungan sekitar. Pemanfaatan kembali gas sisa ini bahkan dalam beberapa kasus pembuangan gas terkait masih menjadi masalah di Indonesia.

3.4.1 Aspek Pasar Gas



Gambar 3.1 Skema Penyebaran Pasar

- Potensi permintaan pasar dalam negeri akan meningkat, tahun 2004 (*source: neraca gas Indonesia*) kebutuhan diperkirakan sebesar 2.924 dan tahun 2020 menjadi 4.400 MMSCFD
- Dengan dihapuskannya subsidi BBM, peluang gas bumi sebagai bahan bakar menjadi lebih kompetitif

- Rencana pembangunan *plant* ekstraksi ini membuka peluang pasar gas yang lebih besar
- Optimasi pemanfaatan gas bumi sehingga nilai keekonomiannya lebih menguntungkan.

3.4.2 Aspek Teknis Pengembangan *Plant*

- Pembangunan *plant C3 extraction*
- Pemanfaatan peralatan yang ada dan alat baru tersebut akan melipatgandakan hasil produksi
- Dari segi komersil pada kilang LPG atau *C3 Extraction Plant* yang akan dibangun hasilnya berupa LPG dan *condensate* yang akan memiliki nilai jual atau komersil yang tinggi.

3.5 Rencana Investasi *Plant* (Objek Penelitian)

Jumlah kandungan gas di Indonesia sangat besar dan semakin meningkatnya kebutuhan domestik khususnya penggunaan LPG di Indonesia, telah mendorong masyarakat memanfaatkan LPG sebagai alternatif energi yang murah dan ramah lingkungan. Hal ini tentu saja menimbulkan peluang bagi perusahaan yang memproduksi hasil gas tersebut dimana objek penelitian ingin memanfaatkan sisa gas buang yang diolah menjadi sebuah cara untuk mengurangi pencemaran lingkungan selain dari segi investasi. Dengan adanya pemanfaatan sisa gas buang ini diharapkan dapat juga membantu memberikan kontribusi bagi pemerintah dalam memenuhi kebutuhan domestik khususnya bahan bakar yang berasal dari gas alam.

Adapun rincian proyek pemanfaatan gas sisa yang diperlukan untuk melakukan pengolahan gas sisa adalah sebagai berikut :

- a) Perusahaan ini (MEGS), akan membangun dan mengoperasikan LPG *plant* atau *C3 Extraction Plant* dihilu Fasilitas kompresor dan akan memanfaatkan peralatan yang berlebih (kompresor unit) guna memproses kelebihan gas yang belum dimanfaatkan pada saat ini.
- b) Pemanfaatan peralatan yang ada dan alat baru tersebut akan melipatgandakan hasil produksi untuk produksi LPG atau CNG, produk samping *condensate*, maupun *residue* atau *lean gas* yang

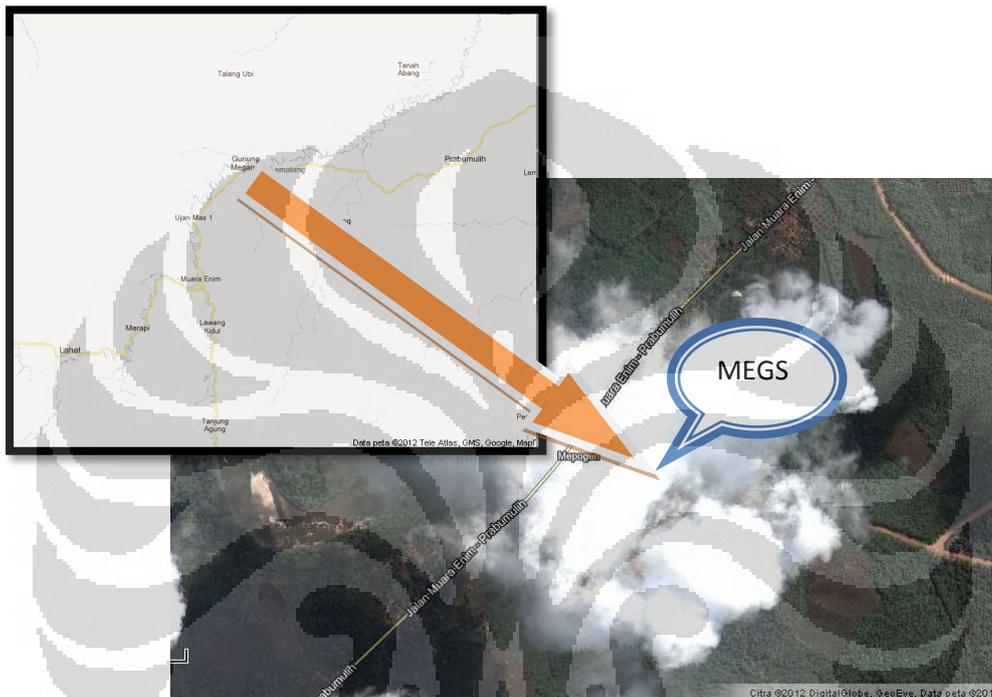
kualitas atau spesifikasinya nya sesuai dengan kebutuhan pelanggan dalam hal ini PGN dan PLTG MeppoGen.

- c) Dari segi komersil pada kilang LPG atau *C3 Extraction Plant* yang akan dibangun pada bagian hulu Fasilitas Kompresor MEGS, *raw gas* dari hulu lapangan Medco E&P Indonesia (MEPI) akan diproses untuk dikeringkan sehingga komposisi C3 lepas sebagai LPG. Sisanya merupakan residue gas kering atau *lean gas* yang *Gross Heating value* rendah sepenuhnya akan dikembalikan dan menjadi milik MEPI. Sedangkan MEGS berhak membeli selisih raw gas dengan residu namun hasilnya berupa LPG dan condensate menjadi milik MEGS yang akan memiliki nilai jual atau komersil yang tinggi.
- d) Pada dasarnya MEGS saat ini memiliki perjanjian dengan Medco E&P Indonesia untuk memberikan jasa kompresi (naikkan tekanan) supaya bisa mencapai tekanan keinginan pelanggan (PGN dan PLTG MEppoGen di Muara Enim), disamping itu jasa transportasi gas yang menggunakan pipa ke PGN. Jasa-jasa ini terkait perjanjian dengan Medco (MEPI) dengan nilai kontrak jasa kompresi U\$0.245/MMSCF dan jasa transport menggunakan pipa penyalur sebesar U\$0.495/MMSCF selama lima (5) tahun mulai tahun 2009. Untuk pengembangan kedepan, karena komposisi gas dari hulu MEPI yang dikirim ke pelanggan memiliki kandungan komposisi C3 (diatas 3mol %), MEGS berkeinginan untuk membangun sebuah ekstraksi LPG/NGL/C3 *Extraction Plant* untuk mengurangi *flared gas*.

3.6 Kondisi Sistem Pengolahan Gas Sisa

Penelitian ini bertujuan untuk mengkaji kelayakan pengembangan pemanfaatan gas sisa. Lokasi penelitian ini terdapat di stasiun Gunung Megang, Muara Enim, Sumatera Selatan. Perusahaan ini termasuk salah satu penyedia jasa kompresi di bidang gas NGL. Dalam pemilihan lapangan penelitian ini dipilih karena perusahaan tersebut menghasilkan gas sisa yang berlebih yang dapat dimanfaatkan kembali dan memberikan kriteria komposisi volume gas yang memberikan gambaran secara garis besar.

Gas alam yang diolah di Stasiun Gunung Megang memiliki kandungan hidrokarbon yang potensial untuk diekstrak menjadi produk cair berupa LPG dan kondensat. LPG bisa dijual ke pasar domestik yang masih terbuka luas karena masih terdapat selisih antara kebutuhan dan ketersediaan. Hal ini juga mendukung program pemerintah yaitu konversi minyak tanah ke LPG yang sudah dimulai sejak tahun 2007 lalu.



Gambar 3.2 lokasi penelitian Gunung Megang Stasiun, Muara Enim. Sum Sel

Sebagian besar lapangan di Sumatera Selatan gas sisa (*flare gas*) mencapai 0,8-2,5 MMSCFD namun di lokasi penelitian ini gas yang dibuang didapat sebanyak 2.5 MMSCFD. Sehingga volume gas 2.5 MMSCFD ini yang akan dimanfaatkan, tentunya dengan melihat kandungan gas seperti CO₂ yang mempunyai sekitar 3.5 mol % yang terdapat didalamnya (rata-rata yang diambil pada tabel 3.4), dengan kandungan CO₂ yang harus di olah lagi menjadi gas yang mempunyai kadar CO₂ nya rendah sehingga gas tersebut masih bisa bernilai ekonomis. Gas sisa merupakan *excess gas* yang pemanfaatannya masih menunggu proses produksi yang berlangsung. Pada tabel menunjukkan bahwa komposisi yang dimiliki gas sisa masih banyak terkandung unsur-unsur yang harus diolah lagi seperti propane, methane, dsb.

Tabel 3.4. *Gas composition* RBTN-GNG Megang periode 22-28 april 2012

GAS COMPOSITION (mol %)	Date (April 2012)						
	22-April	23- April	24- April	25- April	26- April	27- April	28- April
Methane	82.1635	82.1647	82.166	82.1673	82.1686	82.1697	82.1711
Nitrogen	1.4632	1.4631	1.463	1.4628	1.4627	1.4626	1.4624
Carbon Dioxide	2.9894	2.9896	2.9896	2.99	2.9902	2.9905	2.9907
Ethane	7.3539	7.3533	7.3528	7.3522	7.3516	7.3511	7.3505
Propane	3.3698	3.3694	3.3689	3.3685	3.368	3.3676	3.3672
i-Butane	0.8004	0.8003	0.8001	0.8001	0.7999	0.7998	0.7997
n-Butane	0.8816	0.8815	0.8814	0.8812	0.8811	0.881	0.8809
i-Pentane	0.4438	0.1137	0.4436	0.4436	0.4435	0.4434	0.4433
n-Pentane	0.2579	0.2579	0.2579	0.2579	0.2578	0.2578	0.2578
n-Hexane	0.1761	0.1762	0.1763	0.01764	0.1765	0.1766	0.1767
n-Heptane	0.1004	0.1003	0.1002	0.1001	0.1001	0.1	0.999
GHV (btu/scf)	1126.63	1126.044	1123.988	1124.409	1124.071	1125.714	1124.071
SG	0.6945	0.6940	0.6928	0.6930	0.6935	0.6942	0.6928

Teknologi yang akan dikembangkan disini adalah berupa pembangunan *plant* baru untuk mengkompresi gas tersebut sehingga dapat meminimalkan gas sisa (*zero flare*). Kapasitas *plant* yang akan dibuat disini berkisar antara 20 - 40 MMSCFD untuk mengolah gas sisa lapangan Gunung Megang stasiun yang mempunyai 1,5-2,5 MMSCFD seperti pada komposisi gas diatas gas sisa yang terkandung mempunyai propane diatas 3% sehingga dapat dikatakan gas sisa ini masih mempunyai kandungan yang bernilai ekonomis.

Data yang telah dikumpulkan nanti sebagai acuan untuk membuat sebuah *plant*, teknologi pencairan di lapangan menggunakan *Mixed Refrigerant Cycle* dan analisis ekonomi untuk menghasilkan sebuah *plant* yang efisien dan ekonomis.

3.6.1 Proses dan Spesifikasi Produk

Pengembangan ekstraksi gas disini membahas secara umum dari segi proses aliran gas yang dihasilkan. Alat yang digunakan disini disesuaikan terlebih dahulu dengan nilai kalor dan komposisi yang aman bagi proses produksi. Adapun nilai kalor pada LPG yang diharapkan berkisar antara 900-1200 BTU/scf dengan komposisi CO₂ maksimum 100ppm.

Feed gas yang berupa gas sisa dari *flare system* mula-mula dikompresi sampai 550 psig dalam kompresor jenis *reciprocating*. Gas selanjutnya dilewatkan ke *acid gas removal* untuk menghilangkan kandungan CO₂ dan H₂S nya. Gas yang telah bersih dari kontaminan tersebut selanjutnya dilewatkan ke unit dehidrasi guna menghilangkan kandungan air. Kemudian gas masuk ke *heavier*

hydrocarbon recovery untuk memisahkan karbon fraksi berat (C3+). Fraksi berat harus dipisahkan terlebih dahulu, karena fraksi berat akan membeku apabila ikut masuk ke dalam unit *liquefaction*. Lalu gas dilewatkan ke unit *liquefaction* untuk didinginkan sampai suhu tertentu biasanya (-140°C). Pada suhu tersebut gas mencair seluruhnya menjadi NGL. Selanjutnya NGL diturunkan tekanannya sampai sekitar 5bar (72.5psig) dan dialirkan ke *storage tank*.

3.6.2 Produk Hasil dan Komponen

Berdasarkan *raw gas* yang didapat dari gas flare menghasilkan sejumlah produk yaitu dalam hal ini :

- a) Gas LPG,
- b) Condensate dan Residu Gas.

Perhitungan produk LPG disini secara umum diasumsikan untuk menghasilkan produk LPG yang mempergunakan komposisi gas sisa yang terdapat di lokasi seperti dapat dilihat pada tabel komposisi gas dan kondisi gas umpan sebagai berikut:

- Laju gas umpan : 40 MMscfd (37.5mmsfd terpakai)
- Tekanan : 550 psig
- Temperatur : 85 F
- Berat Masa Gas : 2383 ton (yang dihasilkan sekarang)

Tabel 3.5. Komposisi Gas Flare Di Lokasi

Komponen	Nilai	Satuan
N2	1.2732	mol %
CO2	2.6797	mol %
C1	83.0006	mol %
C2	6.9264	mol %
C3	3.3260	mol %
iC4	0.7703	mol %
nC4	0.8792	mol %
iC5	0.3917	mol %
nC5	0.2483	mol %
C6+	0.5046	mol %
H2O	126.2064	ppmv
SG	0.7013	

(Sumber composition gas megs feb.2012)

Untuk mengetahui berapa berat fraksi yang dibutuhkan yaitu dengan mengukur fraksi dari propane, i-butane, dan n-butane. Adapun kondisi ketiga jenis komposisi tadi mempengaruhi berat masa jenis gas yang dihasilkan dalam bentuk LPG nanti, ketiga komposisi diatas :

- Comp Mass Fractional (propane) = 0.0203/3.3260
- Comp Mass Fractional (i-butane) = 0.0080/0.7703
- Comp Mass Fractional (n-butane) = 0.0080/0.8792

Maka dapat diperhitungkan secara umum bahwa pengembangan produksi LPG nantinya jika 100% komponen C3, i-C4 dan n-C4 terekstraksi sempurna berdasarkan fraksi masa dari tabel, maka volume LPG yang terbentuk adalah :

$$\text{LPG} = 2383 \text{ ton/day } (0.0203+0.0080+0.0080)$$

$$\text{LPG} = 86.5 \text{ ton/day}$$

Produk yang dihasilkan pada fasilitas plant ini berupa LPG dan kondensat dimana campuran proses yang terekstraksi gas alam setelah melalui berbagai tingkatan pemurnian (*separation, sweetening, dehydration*) maka dilanjutkan dengan ekstraksi komponen C3, i-C4 dan n-C5 atau biasa disebut sebagai produk LPG. Adapun alat yang menjadi kunci terekstraksi bahan gas yang terbuang dapat dengan menggunakan dua alat kolom fraksinasi :

- De-ethanizer, dan
- De-propanizer

Tabel berikut ini merupakan kegunaan alat dari dua kolom fraksinasi dalam proses ekstraksi LPG

Table 3.6. Parameter Proses

Parameter	Nilai	
Alat Pendinginan		
Temperatur pendinginan <i>chiller</i>	-25.0	F
Beban <i>chiller</i>	5.747	MMBtu/hr
Alat Fraksinasi		
Deethanizer, tekanan reflux condenser	340	psig
Deethanizer, temperatur reflux condenser	-25.0	F
Deethanizer, beban reflux condenser	0.339	MMBtu/hr
Deethanizer, tekanan reboiler	350	psig
Deethanizer, temperatur reboiler	234.1	F
Deethanizer, beban reboiler	1.671	MMBtu/hr

Tabel 3.6 Parameter (lanjutan..)

Deethanizer, daya <i>overhead compressor</i>	23	hp
Debutanizer, tekanan reflux condenser	100	psig
Debutanizer, temperatur reflux condenser	93.7	F
Debutanizer, beban reflux condenser	2.152	MMBtu/hr
Debutanizer, tekanan reboiler	110	psig
Debutanizer, temperatur reboiler	267	F
Debutanizer, beban reboiler	1.653	MMBtu/hr
Debutanizer, beban pendinginan kondensat	0.320	MMBtu/hr

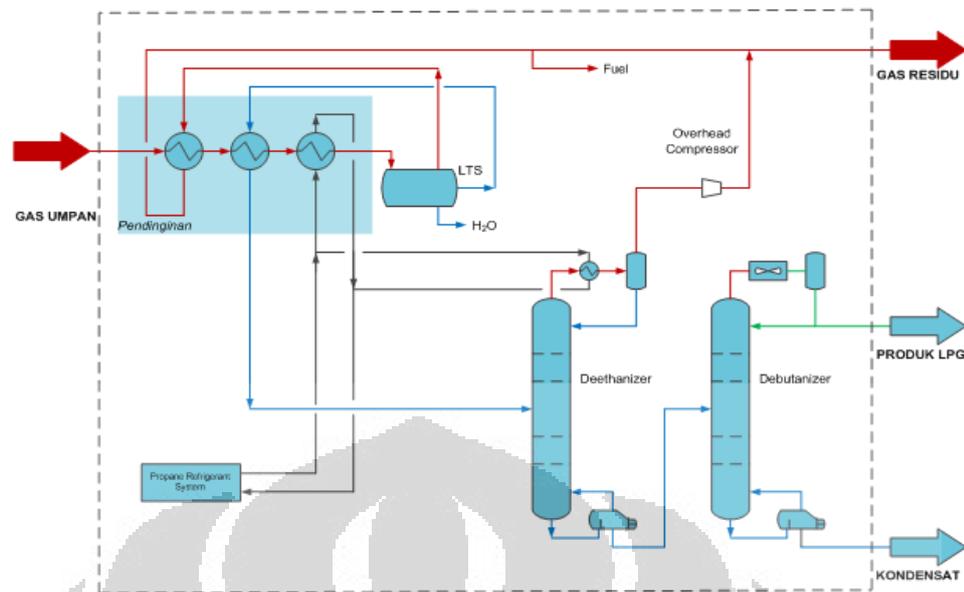
(sumber as built megas facilities support.2010)

Dengan laju produk LPG sebesar 86.5 ton/hari maka hanya mengambil 49% dari total C₃ dan C₄ yang terkandung dalam gas umpan (2,5 mmscf) karena kandungan C₃ dan C₄ relatif kecil yaitu < 5% mol, hal ini dibatasi oleh parameter kunci yaitu temperatur pendinginan pada *chiller*. Dengan temperatur -25 F, kandungan C₃ dan C₄ sebagian masih berupa gas sehingga ketika dipisahkan di *Low Temperature Separator* keluar sebagai gas residu. Dalam hal ini berat LPG 86,5 ton/hari mempunyai potensi untuk dikembangkan.

Kondensat yang dihasilkan disini dapat meminimalkan *flashing* yang mungkin terjadi di tangki penyimpanan. Kondensat ini bisa digabung dengan *crude oil* Stasiun Gunung megang sehingga menambah produksi Stasiun Gunung megang.

Gas residu yang keluar dari ekstraksi ini berasal dari dua sumber yaitu produk atas LTS dan produk atas *deethanizer*. Gas produk atas *deethanizer* ini perlu dikompresi menggunakan *overhead compressor* untuk bisa digabung dengan gas produk atas LTS pada tekanan tertentu.

Gas residu bisa digunakan sebagai bahan bakar (*fuel*) untuk semua keperluan di fasilitas ekstraksi *plant*, sehingga tidak memerlukan sumber bahan bakar dari luar. Gas residu ini cocok untuk digunakan sebagai *fuel* karena kondisinya bersih dan kering. Gas residu keluaran fasilitas ekstraksi merupakan gas bersih dan kering dengan titik embun di bawah -10 F (sumber.megas). Hal ini menguntungkan karena menghindarkan kemungkinan terjadinya masalah kondensasi di sepanjang jalur pipa menuju pengguna. Dalam proses ekstraksi LPG diatas dan alat yang digunakan di Stasiun Lokasi secara umum dapat digambarkan dalam diagram berikut ini:



Gambar 3.3 Proses hasil produk LPG, kondensate maupun Gas residu
(sumber as built megas facilities support.2010)

Gas alam yang berasal dari Stasiun memiliki tekanan 550 psig sehingga tidak perlu dilakukan kompresi terlebih dahulu sebelum masuk fasilitas ekstraksi LPG. Gas umpan didinginkan sampai -20 F sehingga pada suhu tersebut aliran gas umpan tersebut berubah menjadi aliran dua fasa yang akan dipisahkan di LTS (*Low Temperature Separator*). Pendinginan dilakukan bertahap yaitu dengan *gas/gas exchanger*, *gas/liquid exchanger*, dan pendinginan utama pada *chiller* dilakukan dengan menggunakan *refrigerant*. *Gas/gas exchanger* dan *gas/liquid exchanger* memanfaatkan aliran keluaran LTS yang sudah dingin sehingga menghemat kebutuhan energi untuk refrigerasi. Proses refrigerasi di sini menggunakan media propana yang banyak tersedia di pasaran.

Sistem refrigerasi yang digunakan dalam ekstraksi disini adalah refrigerasi mekanis menggunakan *refrigerant*. Sistem ini dianggap cocok untuk mengekstraksi C_{3+} yang diinginkan. Dengan C_3 sebagai komponen paling ringan yang akan diekstrak dari gas umpan, dibutuhkan temperatur pemisahan antara -4 F sampai -40 F , yang bisa dicapai dengan menggunakan *refrigerant* umum.

Pada pengembangan *plant* di lapangan Gunung Megang Muara Enim Sumatera ini dilakukan estimasi perhitungan volume dari produk dengan komposisi yang diperlihatkan seperti pada tabel estimasi produk hasil. Volume

yang dihasilkan LPG sebesar 86.5 ton/hari. *Heating value* atau jumlah nilai kalor yang dihasilkan sebesar 1.090 BTU/scf.

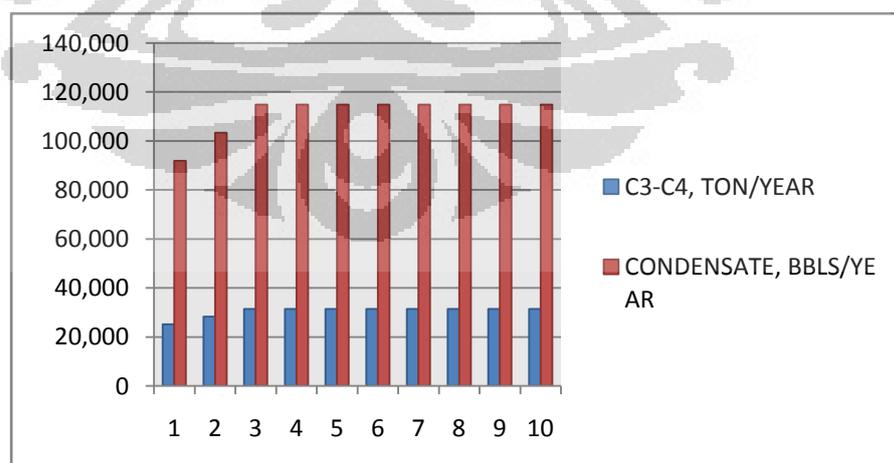
3.6.3 Pengolahan Data Lapangan

Data yang diperoleh dari produksi C3-C4 dan *condensate* nantinya akan dipakai untuk memperlihatkan bahwa adanya ketersediaan produksi yang berlebih setiap tahunnya atau selama sepuluh tahun terakhir yang dapat diolah seperti pada tabel dibawah ini.

Tabel 3.7. Data asumsi produksi, gas (c3+ dan c5) selama 10 tahun ke depan.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
YEAR	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
PRODU CTION, RATE	80%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
C3-C4, TON/YE AR	25,122	28,263	31,403	31,403	31,403	31,403	31,403	31,403	31,403	31,403
CONDE NSATE, BBLs/Y EAR	91,872	103,356	114,840	114,840	114,840	114,840	114,840	114,840	114,840	114,840

Data produksi C3-C4 dan *condensate* yang dihasilkan tiap tahun diperkirakan akan terus bertambah seiring dengan produksi hasil gas sisa yang terkirim tiap tahunnya. Pada tahun 2012 bisa dikatakan persentase untuk produksi yang dihasilkan mencapai 80%. Hal ini menjadi acuan untuk pembuatan *plant* ini dalam jangka waktu sepuluh atau lima belas tahun ke depan.



Gambar 3.4 chart asumsi produksi (c3+ dan c5) selama 10 tahun ke depan.

Keuntungan yang didapat dari gas sisa ini akan diolah baik berupa c3+ maupun dari c5 atau kondensat.

3.7 Perencanaan Biaya Investasi Ekstraksi dan Pengembangan (*Plant*)

Dalam pengembangan *plant* ini dibutuhkan dana yang besar untuk dapat memanfaatkan gas sisa sebagai bahan bakar yang dapat bernilai ekonomis. Informasi mengenai besar biaya setiap komponen diperlukan untuk dapat melakukan analisa keekonomian pada pengembangan *plant* menjadi gas yang bernilai. Dari mengetahui proses ekstraksi produk LPG maka selanjutnya adalah memperhitungkan alat-alat juga komponen pendukung sebagai salah investasi awal pembangunan *plant* ini.

Beberapa asumsi akan diaplikasikan sebagai berikut ini:

- Cadangan gas yang telah terbukti mampu untuk mensuplai gas sebesar 40 mmscfd dengan durasi 15-20 tahun.
- Pemerintah dalam hal ini BPMIGAS memberikan persetujuan untuk dilakukannya kerjasama untuk menggunakan fasilitas yang telah ada termasuk kontrak kerja sama dengan pembeli yang telah ada.
- Produksi Gas dan Kondensat akan dialirkan dengan melakukan tie-in di tempat- tempat tertentu.
- Jika nantinya produk LPG secara ekonomis layak untuk diproduksi maka jalur distribusi LPG akan melakukan metode *trucking (road tanker)* ke tempat penampungan LPG milik pemerintah maupun pelanggan lain.
- Beberapa parameter biaya seperti:
 - a. Suku bunga pinjaman bank tetap di kisaran 12%.
 - b. Harga peralatan komponen dari *plant* yang dibutuhkan.

Biaya pengembangan *plant* disini meliputi biaya komponen alat, infrastruktur seperti fasilitas produksi, dan biaya penunjang. Besarnya biaya sangat bervariasi dari suatu proyek terhadap pengembangan *plant* di tempat lain, tidak bisa dibuat sebagai acuan umum atau sering disebut *site specific*. Banyak faktor yang tidak bisa dijadikan acuan seperti luas area, jenis pekerjaan, kapasitas *plant*, potensi gas sisa yang dihasilkan di tiap industri hilir berbeda-beda (hal ini dimungkinkan karena perbedaan karakteristik komposisi gas yang dihasilkan berbeda, dan alat-alat komponen yang digunakan belum tentu sama dengan proyek pengerjaan lain).

Perhitungan investasi juga memperhatikan faktor infrastruktur, keseragaman peralatan dengan fasilitas yang ada sebelumnya dan perjanjian kontrak kerja jual beli gas dalam hal ini produk LPG:

a. Infrastruktur.

Dengan dibangunnya proyek ini maka jaringan infrastruktur yang telah ada dapat memaksimalkan gas buang sisa tadi dengan tambahan kapasitas *plant* baru. Pembangunan infrastruktur merupakan termasuk komponen yang penting dalam pelaksanaan pengembangan *plant*. Luas lahan infrastruktur disini menggunakan lahan 3.5 Ha yang sudah ada di lokasi sehingga hanya membutuhkan biaya pembersihan lahan sekitar US \$1500 , biaya pembersihan ataupun pembebasan lahan (jika perlu) bervariasi dari satu tempat ke tempat lain. Mengingat proyek ini masih dalam ruang lingkup perusahaan jadi tidak dibutuhkan biaya pembebasan lahan. Infrastruktur dalam hal ini yang menjadi fokus evaluasi adalah jaringan pipa transmisi baik gas (diameter: 10 inchi) maupun pipa kondensat (diameter: 8 inchi).

b. Biaya Fasilitas Penunjang dengan Keseragaman (*communalit*y).

Dalam fase operasi normal maka keberadaan *spare parts* dan tenaga kerja yang telah ada dimaksimalkan sehingga lebih mudah dalam pemasangan suatu jenis peralatan ataupun sistem proses yang sudah ada dengan yang dikembangkan dan akan sangat membantu tercapainya operasi yang lancar. Fasilitas penunjang terdiri dari pendukung proyek sehingga selesai misal seperti tenaga kerja, transportasi pegawai fasilitas air bersih, kesehatan, pemadam kebakaran, dan lain-lain. Tenaga kerja dalam hal ini Operator dan Teknisi yang telah terlatih dan terbiasa dengan sistem yang ada akan sangat membantu proses instalasi secara cepat.

Dalam menghitung penambahan jumlah alat komponen juga harga yang didapat dari harga peralatan yang ada di perusahaan saat ini dengan asumsi kapasitas yang direncanakan.

Tabel 3.8 Biaya Fasilitas Penunjang

ASUMSI HARGA TAMBAHAN	US\$
- Support	4,755,000
- Transportation to site	1,000,000
- Install cost	\$7,000,000
Total	12,755,000

c. Kontrak Kerja dengan Pihak Terkait.

Disebutkan juga bahwa kontrak kerja sama *plant* yang lama dengan Pemerintah adalah 15 tahun dengan masa habis kontrak pada tahun 2023, sedangkan dilain pihak fasilitas *plant* masih baru akan mulai berproduksi sehingga periode kontrak masih jauh hingga tahun 2026.

d. Fasilitas Produksi

Fasilitas produksi disini adalah peralatan komponen yang digunakan untuk memproses dan mengekstraksi gas sisa sehingga dapat digunakan kembali sebagai bahan produksi yang bernilai. Pada prinsipnya fasilitas pemanfaatan gas sisa ini di setiap lapangan sama, hanya terdapat perbedaan terhadap produksi yang dihasilkan misal produk LPG dengan minyak mentah. Biaya komponen peralatan sangat bervariasi sebagian besar tergantung pada kapasitas plant itu sendiri.

Dalam menghitung penambahan jumlah alat komponen juga harga yang didapat dari harga peralatan yang ada di perusahaan saat ini dengan asumsi kapasitas +/-90ton/hari, peralatan yang diperlukan untuk plant ini dapat dilihat pada tabel.

Untuk biaya pengeluaran yang direncanakan untuk berupa biaya instalasi dan harga biaya transportasi alat ke lapangan. Adapun harga ini ditambah dengan biaya cadangan untuk mengakomodir alat lainnya. Dari tabel diatas maka didapat hasil investasi yang diperoleh dari total harga peralatan (pada tabel sebesar US\$ 8,545,000 ditambah asumsi harga tambahan sebesar US\$ 12,755,000 maka didapat hasil sebesar US 21,300,000 untuk kapasitas yang sama dengan *plant* produksi awal, sedangkan untuk kapasitas lebih kecil harga investasi tambahan sebesar US\$6,665,000.

Tabel 3.9. Daftar Harga Komponen Pada Sebuah Fasilitas Plant

KOMPONEN HARGA PERALATAN (Asumsi Produk LPG +/- 90ton/hari)			
	NAMA ALAT	JUMLAH	HARGA
1	Gas /GasExchanger	1	U\$ 400,000
2	Gas/Liquid Exchanger	1	U\$ 400,000
3	Propane Refrigerant System/Cooler	1	U\$ 500,000
4	Low Temperature Separator	1	U\$925,000
5	De-ethanizer Vessel/Column	1	U\$880,000
6	Re-Flux Condensat	1	U\$350,000
7	Pompa/Compresor LPG	1	U\$500,000
8	Meter LPG	1	U\$250,000
9	LPG Spherical Tank	1	U\$1,000,000
10	Debuthanizer Vessel/Column	1	U\$880,000
11	Condensate Tank	1	U\$900,000
12	Condensate Meter	1	U\$760,000
13	Pompa Condensate	1	U\$500,000
14	Lots Piping	1	U\$300,000

Perkiraan Total Peralatan U\$ 8,545,000 (Sumber budget proyek medco)

Biaya yang akan dihitung sudah mencakupi unit CO₂ *removal* dan unit dehidrasi seperti biaya-biaya komponen lainnya. Perhitungan ekonomi terdiri atas tiga bagian yaitu penetapan asumsi investasi, dan parameter ekonomi keuntungan. Penetapan parameter/asumsi keekonomian meliputi nilai *interest*, *equity*, *tax*, dan *lifetime*. Untuk investasi biaya investasi dilakukan dengan mempertimbangkan jumlah fasilitas peralatan yang digunakan dan lokasi plant serta biaya konstruksi. Sedangkan untuk biaya operasi asumsi parameter keekonomian meliputi *direct production cost*, *fixed charged*, *plant overhead cost*, dan *general expenses* dalam pengembangan ini sudah termasuk dalam *install cost* sebuah *plant*.

Setelah dilakukan estimasi dari segi spesifikasi produk selanjutnya dilakukan perhitungan keekonomian untuk menentukan besarnya harga investasi dan biaya yang didapat.

3.8 Perencanaan Sumber Pembiayaan

Investasi disini dapat dianggap sebagai pengeluaran pada saat sekarang untuk suatu hasil di masa akan datang dan di lain pihak muncul risiko karena penanaman modal (investasi) tersebut. Pada masa investasi proyek, sumber dana untuk pembiayaan investasi berasal dari pihak perusahaan dan pinjaman dengan proporsi 30% dan 70%, sedangkan pada masa operasi, pendanaan hanya berasal dari kas (*cashflow*) hasil operasi proyek.

Pengembangan plant ini umumnya tidak menggunakan ekuitas untuk mendanai seluruh proyek melainkan juga menggunakan pinjaman. Pinjaman biasanya digunakan pada awal proyek, sedangkan pembayaran pinjaman dilakukan setelah ada pemasukan dari hasil penjualan produksi gas. Pada pengembangan *plant* ini dikelola secara komersial dengan pinjaman modal (debt equity ratio 70% pinjaman bank dan 30% ekuitas).

Asumsi bunga pinjaman bank (interest) yang digunakan adalah 8% per tahun (dalam kurs US\$) maka daya beli (*willingness to pay*) gas sisa adalah sekitar US\$5/MMBTU (1.000.000 british thermal unit) dengan harga jual LPG sekitar US\$8/MMBTU atau disesuaikan pada kondisi. Untuk perhitungan cicilan pokok dan bunga pinjaman, digunakan metode bunga efektif sebesar 12% per tahun. Dalam system bunga yang efektif porsi bunga dihitung berdasarkan pokok hutang yang tersisa. Sehingga porsi bunga dan pokok dalam angsuran setiap tahun akan berbeda, walaupun besaran angsuran per tahun tetap sama. Dalam system bunga efektif ini, porsi bunga di masa-masa awal kredit akan sangat besar di dalam angsuran per tahunnya, sehingga pokok hutang akan sangat sedikit berkurang.

Tabel 3.10 Pembiayaan Pinjaman

Debt Financing Structure and Terms			
Debt Ratio		70%	
Equity Ratio		30%	
Interest Rate	in US\$	8%	per year
IDC Rate		8%	
Repayment		7	year

Pembayaran cicilan pokok dan bunga akan habis selama 7 tahun (*tenor period*) dengan periode tidak membayar cicilan dan bunga adalah 8 tahun (*grace*

period). Selain itu, yaitu interest during construction (IDC) adalah bunga pada saat konstruksi proyek berjalan selama 2 tahun, tidak dikenakan IDC rate karena pembayaran pinjaman mulai dilakukan pada tahun ketiga ketika proyek memasuki masa produksi.

3.8.1 Perencanaan Penjualan (*Sales Plan*)

Seperti kita ketahui bersama, bahwa pada lapangan produksi gas Perusahaan umumnya di industri penyaluran gas, gas sisa atau *flare* tidak pernah dimanfaatkan, namun gas sisa tersebut dihilangkan dengan cara dibakar. Dilakukannya pembakaran gas tersebut karena gas sisa dianggap kurang memiliki nilai ekonomis, selain itu juga gas tersebut tidak dapat dimanfaatkan secara langsung karena kendala operasi. Dalam hal ini penyebabnya antara lain karena di dalamnya mengandung CO₂ dalam jumlah yang tinggi, tidak tersedia *flow line* (jalur pipa), bersifat marginal dan *remote area* (terpencil). Keterbatasan ini pada akhirnya menjadi sangat berpengaruh terhadap hilangnya nilai manfaat ekonomi yang diterima oleh perusahaan, oleh karena itu maka gas sisa terpaksa harus dibakar. Di sisi lain jika gas sisa ini diolah lebih lanjut, akan mempunyai nilai ekonomis dan sekaligus dapat meningkatkan ketersediaan energi gas yang saat ini kebutuhannya semakin meningkat. Pemanfaatan gas ikutan juga diharapkan akan meningkatkan volume gas yang terproduksi untuk dapat dimanfaatkan, sehingga diharapkan dapat memenuhi permintaan pasar produksi gas dalam negeri.

Untuk meningkatkan pengembangan gas sisa ini pemerintah mengeluarkan harga patokan untuk gas sebesar US\$5/MMBTU untuk mendukung langkah-langkah kebijakan pemerintah sesuai pedoman dan pola tetap kebijakan pemanfaatan gas bumi nasional 2007-2025, implementasi dari Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001, pada proses hilir mengoptimalkan pemanfaatan berbagai sumber gas kondensat, DME (Dimethyl Ether) dan mengurangi gas suar bakar.

Pendapatan pengembangan plant ini dapat dihitung dengan Fee keseluruhan dari *plant* yang dikembangkan dengan menggunakan perhitungan berikut:

$$(\text{Fee LPG} + \text{Fee C5}) - \text{price gas/mmbtu atau } (\text{US\$25.950} + \text{US\$21.905}) - \text{US\$12.500} = \text{US\$35.355,00 per hari}$$

Tabel 3.11 Perhitungan Pendapatan Per tahun

KEUNTUNGAN	SATUAN	Nilai mata uang	JUMLAH
Biaya pembelian gas(2.5MMBTU)	1000 BTU	US\$ 5.00	2500 MMBTU atau US\$12.500)
Fee of LPG (86.5ton/hari)	Ton/day	US\$ 300	US\$ 25.950
Fee of C5+ (condensate)	337bbls/day	US\$ 65	US\$ 21.905

Dari perhitungan formula diatas minimalisasi gas sisa khusus produk C3 dan C5 (emisi) didapat pendapatan sebesar \$35.355,00 per hari dikali (1 tahun) dikurangi biaya operasional alat juga tenaga kerja sebesar \$ 2.500.000,00 didapat hasil yaitu sebesar \$10.227.800,00 setiap tahunnya.

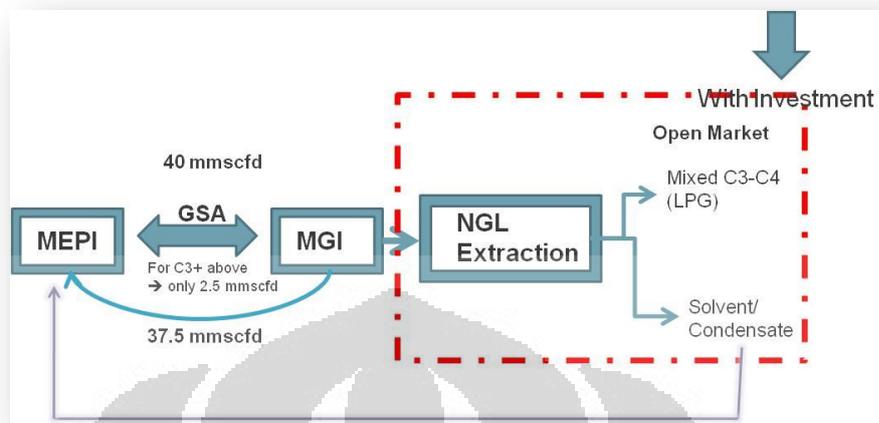
3.8.2 Pembuatan Rencana Biaya

Strategi minimisasi limbah melalui produksi bersih ini, pada dasarnya mempunyai arti yang sangat luas karena di dalamnya termasuk upaya pencegahan pencemaran melalui pemilihan bahan baku yang murah dan aman, jenis proses yang ramah lingkungan, analisis daur hidup serta teknologi akrab lingkungan. Dalam keadaan ini, strategi yang dilakukan oleh PT MEGS adalah meminimalisasi limbah melalui pemanfaatan gas sisa menjadi barang yang bernilai ekonomis. Adanya pemanfaatan gas sisa untuk dijadikan barang yang bernilai ekonomis ini sudah barang tentu akan sangat menguntungkan, baik untuk dinilai dari sisi ekonomi maupun dari aspek lingkungan. Dalam hal ini perusahaan akan mendapatkan keuntungan tambahan, di lain pihak juga akan meminimalkan terjadinya perubahan iklim global (*global climate change*) akibat kegiatan pembuangan gas sisa (*venting of associated gas*) di perusahaan migas. Selain itu adanya pemanfaatan gas sisa juga akan meningkatkan efisiensi penggunaan sumberdaya dan dapat meminimalisasi kerusakan lingkungan.

Pengembangan C3/C4 adalah produk yang dikembangkan dalam *plant* ini adalah gas LPG dan kondensat, untuk LPG akan dijual ke pasar luas sedangkan kondensat yang dihasilkan akan dikembalikan ke pusat MEPI (Perbandingan dengan proyek lainnya).

- Harga gas : 5.0 US\$/mmbtu (escalation 4%/year);

- C3/C4 price: 300 USD/Ton;(asumsi per hari 40-90ton/hari)
- Condensate dikembalikan ke MEPI dengan biaya proses 65 USD/BBLs



Gambar 3.5. Skema pengembangan plant c3+

- 1) Keadaan Gas : *contents more heavy hydrocarbon* (C3: 4%, C4: 1% and C5+) dengan GHV : 1200 lalu gas tidak terpakai oleh PGN dapat dimanfaatkan kembali melalui dengan *C-3 Extraction and C5+ dew point separation*
- 2) Tujuan dari pengembangan *plant* ini
 - Nilai tambah bagi induk perusahaan : MEPI; MGI dan MEI
 - Membuat perusahaan MEGS beroperasi dalam tingkat produksi yang aman dengan meminimalisasi pembakaran gas sisa.
 - Dapat memenuhi kebutuhan produksi (PGN)
 - Gas proses menjadi lebih baik
 - Optimasi fasilitas pada lokasi (*Gn Megang Gas Compressor Facilities*)
 - Pemanfaatan peralatan yang ada

3.8.3 Perencanaan Proyeksi Laba Rugi (*Income Statement*)

Perhitungan laba rugi disini adalah laporan keuangan yang menggambarkan profitabilitas (tingkat laba) perusahaan selama per tahun. Dalam merencanakan proyeksi laba rugi terlebih dahulu merencanakan beberapa hal yang digunakan dalam perhitungan laba rugi. Hal-hal tersebut antara lain seperti depresiasi yaitu pengurangan nilai terhadap suatu barang akibat pemakaian dan

pajak penghasilan. Pada penelitian ini depresiasi berdasarkan system perpajakan tentang gas bumi Indonesia yang ditunjukkan pada tabel

Tabel 3.12. Perpajakan Energi di Indonesia

Per.Men Keuangan No.21/PMK.011/2010 Fasilitas PPh dan Kepabeanan		
1	Pajak Penghasilan	
	a.Tarif Pajak Penghasilan	30%
	b.Metode Depresiasi	<i>Declining Balance</i>
	c.Masa Depresiasi	8 tahun
	d.Tarif Depresiasi	25%
2	Pajak Pertambahan Nilai	Ditanggung Pemerintah
3	Pungutan Lain	Tidak Diatur

Pajak adalah sumber pendapatan Negara yang digunakan untuk membiayai kegiatan pengelolaan Negara. Pemerintah menetapkan bahwa besarnya tarif pajak penghasilan untuk energi panas seperti gas bumi sebesar 30 %. Sehingga dapat dihitung : Pajak Penghasilan = Pendapatan Kena Pajak x 30%.....(..)

Dalam Peraturan Menteri Keuangan diatas tentang fasilitas pajak penghasilan dan kepabeanan diperuntukan untuk pengusaha industri energi yang merupakan penerapan Peraturan Pemerintah No.1 Tahun2007

Tabel 3.13 Perhitungan Pajak Penghasilan Perusahaan

PRODUCTION	year 1	year 2	year 3	year 4	year 5
C3-C4,(MPTY)	25,122	28,263	31,403	31,403	31,403
CONDENSATE,(MPTY)	91,872	103,356	114,840	114,840	114,840
Rencana Pemasaran	100%	100%	100%	100%	100%
Pendapatan	11,611	13,602	14,513	14,513	14,513
Total Biaya Produksi	8,715	9,048	9,415	9,425	9,440
Keuntungan sebelum Pajak	2,896	4,014	5,038	5,089	5,074
TAX=30%	869	1,204	1,529	1,527	1,522
Keuntungan Setelah Pajak/NET PROFIT	2,027	2,810	3,569	3,562	3,551
UNDISTRIBUTED PROFIT	2,027	2,810	3,569	3,562	3,551
RETAINED EARNING	2,027	4,837	8,406	11,968	15,519
OPERATING MARGIN	33.20%	36.58%	39.77%	38.73%	37.65%

*Sumber data penghasilan Perusahaan tiap tahunan

Berdasarkan kepada peraturan perpajakan yang berlaku pendapatan kena pajak (*taxable income*) adalah pendapatan kena pajak adalah pendapatan kotor setelah dikurangi seluruh beban usaha. Untuk persentase *dividens* tidak dikenakan biaya, sedangkan biaya investasi selama tujuh tahun didapat US\$14,513,000 per tahun setelah tahun ke-tiga masa produksi.

Pada tabel terdapat perhitungan pajak penghasilan yang terdiri dari pendapatan dari penjualan yang dikurangi biaya operasi, biaya depresiasi, biaya investment tax credit, dan pembayaran bunga pinjaman bank. Pendapatan dikurangi biaya operasi dan biaya depresiasi akan menghasilkan pendapatan operasional. Pendapatan yang dikurangi pembayaran biaya bunga pinjaman akan menghasilkan pendapatan sebelum pajak. Pembayaran pajak dari penghasilan sebelum pajak yang bernilai positif akan menjadi laba (rugi) bersih perusahaan.

3.8.4 Perencanaan Proyeksi Neraca Sumber dan Penggunaan Dana

Neraca sumber dan penggunaan dana menjelaskan darimana dana yang dipakai pada proyek yang berjalan berasal dan aplikasi dana tersebut. Pada masa investasi, sumber dana berasal dari ekuitas (setoran modal) dan pinjaman dari bank terkait. Laba bersih perusahaan dan depresiasi belum menjadi sumber dana pada saat ini (yang telah berjalan) karena operasi belum berjalan sehingga belum mendapat keuntungan namun seiring pengembalian biaya operasional dari tahun pertama sampai tahun ke tujuh diharapkan barulah didapat hasil depresiasi. Proyeksi neraca sumber dan penggunaan dana pada masa investasi dapat dilihat pada tabel.

Dana pada masa investasi ini hanya digunakan untuk biaya penambahan *net fixed asset* dan *working capital*. Biaya *fixed asset* adalah biaya pembelian peralatan. Working capital adalah dimana biaya karyawan dan lain-lain. Pada masa operasi yaitu dimulai pada tahun ketiga, pembiayaan berasal dari laba bersih perusahaan ditambah depresiasi. Keadaan ini juga menghasilkan *surplus* sehingga tidak diperlukan adanya pinjaman lagi mulai tahun ketiga. Mulai tahun pertama sampai ketujuh dilakukan pembayaran cicilan (pengembalian) pinjaman pada bank dan penambahan deviden bagi investor perusahaan. Proyeksi neraca sumber dan penggunaan dana pada masa produksi ditunjukkan pada tabel

Tabel 3.14. Perhitungan Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana

BALANCE SHEET	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	
	1															
	-3	-2														
ASSETS																
Current Assets																
Ending Cash Balance	367	3,119	6,895	11,429	15,969	20,498	25,012	29,505	34,897	40,160	45,288	50,277	55,121	59,813	64,349	68,721
Account Receivable	~	292	319	349	358	367	377	386	397	408	419	430	442	455	468	482
Cash in Hand	~	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Inventory	~	167	183	200	205	210	216	221	227	233	240	246	253	260	268	276
Total Current Assets	367	3,669	7,489	12,070	16,624	21,167	25,695	30,205	35,613	40,892	46,038	51,045	55,908	60,621	65,177	69,571
Fixed Investment (inc. IDC)	~	7,100	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751	17,751
Less acum. depreciation	~	2,758	5,515	8,273	11,031	13,788	16,546	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304
Net Fixed Assets	0	7,100	14,993	12,235	9,478	6,720	3,962	1,205	-1,553	-1,553	-1,553	-1,553	-1,553	-1,553	-1,553	-1,553
TOTAL ASSETS	18,118	18,662	19,724	21,548	23,343	25,129	26,900	28,651	34,060	39,339	44,485	49,492	54,355	59,067	63,624	68,017
LIABILITIES AND EQUITIES																
Liabilities																
Account Payable	0	0	319	349	358	367	377	386	397	408	419	430	442	455	468	482
Long Term Loan Balance																
1st loan	~	4,970	8,875	7,100	5,325	3,550	1,775	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2nd loan	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~
Short Term Loan Balance	~	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367
Total Liabilities	0	4,970	9,562	7,817	6,050	4,285	2,519	754	764	775	786	794	810	822	835	849
Equity																
Share Capital	0	2,130	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325	5,325
Retained Earnings	0	0	2,027	4,837	8,406	11,968	15,519	19,056	22,572	27,970	33,239	38,374	43,369	48,220	52,290	57,463
Total Equity	0	2,130	7,352	10,162	13,731	17,293	20,845	24,381	27,896	33,295	38,564	43,699	48,695	53,545	58,245	62,768
DIVIDEND PAID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL LIABILITIES & EQUIT	18,118	18,662	19,724	21,548	23,343	25,129	26,900	28,651	34,060	39,339	44,485	49,492	54,355	59,067	63,624	68,017
Balance	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.9 Pengembangan Investasi *Plant*

Fasilitas ekstraksi Gas Alam Cair (*Natural Gas Liquid/NGL*) diusulkan dipasang di Stasiun ini untuk mengambil kandungan C₃ dan C₄ (LPG) berikut C₅₊ (kondensat) dari gas alam yang masih tersisa di stasiun. Adapun dalam pengembangan *plant* ini dibagi menjadi dua *plant* kasus dimana kapasitas kilang yang pertama 20 MMSCFD dan yang kedua 40 MMSCFD. Dengan pengembangan *plant* tersebut dimaksudkan untuk menambah fasilitas untuk mengurangi gas sisa yang terbuang sehingga bisa dimanfaatkan kembali.

Dari daftar harga komponen diatas untuk kapasitas 20 dan 40 mmscfd diasumsikan maka untuk pekerjaan selanjutnya adalah perhitungan keekonomian dari harga gas dan kondensate yang dihasilkan

Tabel 3.15. Harga Gas dan Kondensate

HARGA GAS C3,US\$/TON	US\$ 300 (note)
HARGA KONDENSATE US\$/BBLs	US\$ 65(note)

(note:sumber harga ini mengacu yang berlaku di perusahaan atau sekarang)

Dengan mengetahui harga gas dan kondensat yang berlaku sekarang pada perusahaan untuk dijual kembali didapat hasil perhitungan pendapatan bersih dari produk yang dihasilkan baik itu LPG maupun kondensat dengan perincian seperti berikut.

Tabel 3.16. Perhitungan Revenue Gross 20 mmscfd

1	Perhitungan Revenue Gross LPG	Biaya
>>>	PRODUCTION LPG, TON/HARI	43.25
	C-3 price, US\$/Ton, fob	300
	gross lpg/ year	360
	Revenue Gross LPG, year, US\$	\$ 4,671,000.00
2	Perhitungan Revenue Condensate	Biaya
>>>	PRODUCTION CONDENSATEbbrel/day	168.5
	Condensate Price US\$/BBLs	65
	gross condensate / year	360
	Revenue Condensate, year, US\$	\$ 3,942,900.00
	TOTAL GROSS REVENUE, US\$	\$ 8,613,900.00

Untuk perhitungan kapasitas 20 mmscfd pendapatan revenue LPG sebesar US\$4,671,000 dan kondensate sebesar US\$3,942,900. Harga gas juga kondensate ditentukan dari harga normal di lokasi pengembangan plant (sumber harga gas perusahaan MEGS). Sedangkan untuk kapasitas 40 mmscfd dapat dilihat pada tabel

Tabel 3.17 Perhitungan Revenue Gross 40mmscfd

1	Perhitungan Revenue Gross LPG	Biaya
>>>	PRODUCTION LPG, TON/HARI	86.5
	C-3 price, US\$/Ton, fob	300
	gross lpg/ year	360
	Revenue Gross LPG, year, US\$	\$ 9,342,000.00
2	Perhitungan Revenue Condensate	Biaya
>>>	PRODUCTION CONDENSATEbbrel/day	337
	Condensate Price US\$/BBLs	65
	gross condensate / year	360
	Revenue Condensate, year, US\$	\$ 7,885,800.00
	TOTAL GROSS REVENUE, US\$	\$ 17,227,800.00

Perhitungan pendapatan revenue LPG sebesar US\$9,342,000 dan kondensate sebesar US\$7,885,000. Harga gas juga kondensate ditentukan dari harga normal di lokasi pengembangan plant (sumber harga gas perusahaan MEGS). Nilai yang perlu diketahui juga adalah nilai pengeluaran operasional, operasional disini meliputi :

- Labour (Tenaga Kerja)
- Maintenance (perawatan)
- Transportation piping
- Biaya Abandonement
- Overhead

Untuk biaya operasional per tahunnya perlu diperhitungkan untuk mendapatkan perkiraan estimasi untuk pengeluaran disaat proyek berjalan ke depannya. Biaya untuk kapasitas 20 dan 40 mmscfd dibedakan mengingat jumlah besarnya kapasitas mempengaruhi dari segi teknis. Biaya operasional dapat dilihat pada tabel.

Tabel 3.18. Operasional per Tahun kapasitas 20mmscfd

3 OPEX Operational Expenditure per year, US\$		
Jenis Operasional/tahun		Biaya
• Tenaga kerja (gaji, training)		\$ 300,000.00
• Perawatan fasilitas plant		\$ 400,000.00
• Biaya transportasi pipa (gas, liquid)		\$ 500,000.00
• Biaya abandonement :		\$ 200,000.00
• Overhead Cost		\$ 100,000.00
TOTAL OPEX/YEAR, US\$		\$ 1,500,000.00

Untuk biaya operasional kapasitas 20 mmscfd sebesar US \$1,500,000 dengan rincian biaya untuk tenaga kerja, perawatan plant, biaya transportasi pipa, untuk biaya abandonment disini adalah dalam siklus suatu proyek maka setelah habis masa pakai baik fasilitas maupun sisa pekerjaan maka akan dilakukan proses *abandonment* yang bertujuan agar aktivitas pembangunan plant dan produksi yang telah dilakukan tidak berdampak kepada lingkungan dan kehidupan sosial budaya masyarakat.

Tabel 3.19. Operasional per tahun Kapasitas 40mmscfd

3 OPEX Operational Expenditure per year, US\$		
Jenis Operasional/tahun		Biaya
• Tenaga kerja (gaji, training)		\$ 350,000.00
• Perawatan fasilitas plant		\$ 650,000.00
• Biaya transportasi pipa (gas, liquid)		\$ 800,000.00
• Biaya abandonement :		\$ 500,000.00
• Overhead Cost		\$ 200,000.00
TOTAL OPEX/YEAR, US\$		\$ 2,500,000.00

Setelah menghitung biaya OPEX, selanjutnya perhitungan harga gas yang didapat pada kondisi sekarang yaitu per MMBTU sebesar US\$ 5.00 dan dengan volume gas yang dihasilkan sehari-hari maka harga gas yang didapat dalam satu tahun sebesar US \$ 2,250,000 untuk kapasitas 20mmscfd sedangkan untuk kapasitas 40mmscfd mendapatkan hasil US\$4,500,000 dapat dilihat pada tabel

Tabel 3.20. Perhitungan Harga Gas kapasitas 20mmscfd

4	Perhitungan Harga GAS	Biaya
	- Gas price, US\$/mmbtu	5.00
	- Gas volume incl fuel, mmbtu/day	1,250.00
	- Gas /year	360
	- Gas Cost, US\$	\$ 2,250,000.00

Tabel 3.21. Perhitungan Harga Gas kapasitas 40mmscfd

4	Perhitungan Harga GAS	Biaya
	- Gas price, US\$/mmbtu	5.00
	- Gas volume incl fuel, mmbtu/day	2,500.00
	- Gas /year	360
	- Gas Cost, US\$	\$ 4,500,000.00

Dengan penilaian harga gas per tahun diatas maka untuk menentukan biaya investment yang dikeluarkan berdasarkan depresiasi selama 7 tahun, adapun perhitungan dapat dilihat seperti pada tabel

Tabel 3.22. Perhitungan Investment Cost (20mmscfd)

	Investment Cost	
5	TOTAL INVESTMENT, Mio	\$15,200,000.00
	Depreciation (years)	7
	daya beli (willingness to pay)US\$5/BTU	1000000
	Total Investment cost didapat	\$ 2,171,428.57

Tabel 3.23. Perhitungan Investment Cost (40mmscfd)

	Investment Cost	
5	TOTAL INVESTMENT, Mio	\$ 21,300,000.00
	Depreciation (years)	7
	daya beli (willingness to pay)US\$5/BTU	1000000
	Total Investment cost didapat	\$ 3,042,857.14

Total investment cost didapat dari total investment tiap kapasitas dibagi dengan depresiasi selama tujuh tahun dikalikan nilai tambah sebesar US\$1,000,000. Adapun rumus untuk menentukan total investment cost dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{TIC} = \frac{\text{IC}}{\text{dpt} \times \text{NT}} \quad (\text{rumus 3.1})$$

TIC = Total Investment Cost

Dpt = Depreciation

Nt = Nilai Tambah

Selanjutnya dalam menghitung plant 20mmscfd menghitung pengembalian awal diperlukan terlebih dahulu biaya pengembalian pinjaman pertahun (repayment) selama tujuh tahun, *repayment* yang harus dikeluarkan sebesar US \$1,520,000. Perhitungan *repayment* (pengembalian pembayaran) dan *interest* dengan sistem pertengahtahunan dengan nilai *average* per tahun \$456.000. Pada tabel *repayment* diketahui bahwa nilai *average* yang dihasilkan memenuhi persyaratan kembali pembayaran dengan jangka waktu 7 (tujuh) tahun.

Tabel 3.24. Perhitungan Repayment per tahun kapasitas 20mmscfd

TOTAL INVESTMENT		15,200,000.00			
	Loan	70%	10,640,000		
	Interest		8.0%		
	Repayment		7 year		
Year	Repay.	Rep.	Interest	Year's Int.	
1	760,000		425,600		
	760,000	1,520,000	395,200	820,800	
2	760,000		364,800		
	760,000	1,520,000	334,400	699,200	
3	760,000		304,000		
	760,000	1,520,000	273,600	577,600	
4	760,000		243,200		
	760,000	1,520,000	212,800	456,000	
5	760,000		182,400		
	760,000	1,520,000	152,000	334,400	
6	760,000		121,600		
	760,000	1,520,000	91,200	212,800	
7	760,000		60,800		
	760,000	1,520,000	30,400	91,200	AVG
	10,640,000	10,640,000	3,192,000	3,192,000	456,000

Sedangkan dalam menghitung plant 40mmscfd menghitung pengembalian awal didapat biaya *repayment* yang harus dikeluarkan sebesar US \$2,130,000. pengembalian pinjaman pertahun (repayment) selama tujuh tahun.

Tabel 3.25. Perhitungan Repayment per tahun kapasitas 40mmscfd

INVESTMENT COST		21,300,000.00		
Loan	70%	14,910,000		
Interest		8.0%		
Repayment		7 year		
Year	Repay.	Rep.	Interest	Year's Int.
1	1,065,000		596,400	
	1,065,000	2,130,000	553,800	1,150,200
2	1,065,000		511,200	
	1,065,000	2,130,000	468,600	979,800
3	1,065,000		426,000	
	1,065,000	2,130,000	383,400	809,400
4	1,065,000		340,800	
	1,065,000	2,130,000	298,200	639,000
5	1,065,000		255,600	
	1,065,000	2,130,000	213,000	468,600
6	1,065,000		170,400	
	1,065,000	2,130,000	127,800	298,200
7	1,065,000		85,200	
	1,065,000	2,130,000	42,600	127,800
	14,910,000	14,910,000	4,473,000	4,473,000
				639,000

Dengan interest sebesar 8% per tahun dengan pengembalian selama 7 tahun maka yang harus dibayarkan tiap tahun nya sebesar US \$2,130,000. Untuk nilai average didapat dari jumlah interest rate dibagi lamanya pengembalian modal selama tujuh tahun maka didapat hasil US\$639,000.

Profit gross secara keseluruhan dapat dihitung dengan mengurangi dari (Biaya Total Gross Revenue – Total OPEX – Gas Cost – Total Investment – Repayment) didapat hasil untuk Profit Gross untuk kapasitas 20mmscfd sebesar US\$1,172,471 sedangkan untuk kapasitas 40mmscfd didapat sebesar US \$5,054,943.

Tabel 3.26. Profit Gross dan Net Profit 20mmscfd

6	Interest, 8%/year, 7 thn repayment, US\$	
	Total investment dari repayment awal	\$ 1,520,000.00
	dapat dilihat pada tabel repayment case	
	PROFIT	
	Profit gross, US\$	\$ 1,172,471.43
	Profit net and after 30% tax	\$ 820,730.00

Net Profit didapat dari hasil pendapatan bersih (Profit Gross) dikalikan 70%(tax), perincian dapat dilihat pada tabel.

Tabel 3.27. Profit Gross dan Net Profit 40mmscfd

6	Interest, 8%/year, 7 thn repayment, US\$	
	Total investment dari repayment awal	\$ 2,130,000.00
	dapat dilihat pada tabel repayment case	
	PROFIT	
	Profit gross, US\$	\$ 5,054,942.86
	Profit net and after 30% tax	\$ 3,538,460.00

3.10 Perhitungan Biaya Investasi *Plant* Kapasitas 20 MMSCFD

Plant dengan kapasitas 20 MMSCFD ini membutuhkan investasi sebesar \$15,200,000 dengan perincian untuk *cost insurance*, *installation cost* dan *utilities* dapat dilihat pada tabel 3.6. *Plant* ini menggunakan investasi *plant* yang pernah dikerjakan di perusahaan luar negeri sehingga proses perhitungan berdasarkan alat investasi.

Tabel 3.28. Investment Cost dari provok *plant* kapasitas 20mmscfd

No	Items	USD
1	Base Unit	
	20 MMSCFD LPG Extraction Unit	\$9,000,000
2	Freight and Insurance Cost,	\$700,000
3	Installation Cost,	\$3,100,000
	Utilities and offsites Cost,	\$2,400,000
		\$15,200,000

Investasi *plant* yang dilakukan disini memperhitungkan dari segi unit kilang saja sedangkan untuk instalasi harga sudah diperhitungkan oleh pengirim alat-alat.

Tabel 3.29. Perhitungan ekonomi *plant* 20 MMSCFD

Perhitungan investasi	Plant 20 MMSCFD
- Ex work USA	US\$9,000,000
- Transportation to site	US\$ 700,000
- Install cost	US\$ 550,000
TOTAL INVESTMENT, Mio	US15,200,000
PRODUCTION C3-C4	
Produksi LPG, Ton/hari	43.25
C-3 price, US\$/Ton, fob	US\$ 300
PRODUCTION CONDENSATE	
Produksi, bbrel/day	168.5
Condensate Price US\$/BBLs	65

Dari data perhitungan investasi diatas didapat production LPG sebesar 43.25 ton/harinya sehingga jika dikalikan harga C-3 yang telah dimanfaatkan didapat hasil \$12.975.

Tabel 3.30. Perhitungan indikasi ekonomi plant 20 MMSCFD

Indikasi Ekonomi	US\$
Revenue Gross LPG, year, US\$	4,671,000.00
Revenue Condensate, year, US\$	3,997,662.50
TOTAL GROSS REVENUE, US\$	8,668,662.50
OPEX per year, US\$	1,500,000.00
GAS	
- Gas price, US\$/mmbtu	5.00
- Gas volume incl fuel, mmbtu/day	1,250.00
- Gas Cost, US\$	2,250,000.00
Investment Cost/ Depreciation 7 years, US\$	2,171,428.57
Interest, 8%/year, 7 thn repayment, US\$	1,520,000.00
Profit gross, US\$	1,227,233.93
Profit net and after 30% tax	859,063.75
IRR Total	16.95%
NPV, 12%	\$18.090.827

Asumsi dan basis yang digunakan dalam perhitungan ekonomi pembangunan kilang ini dapat dilihat pada tabel. Sensitivitas antara harga jual gas sisa dan LPG, bila proses akhir ini berupa kilang ini dikelola secara komersial dengan pinjaman modal (debt equity ratio 70%:30%). Setelah komponen biaya dan manfaat diketahui, maka *cost dan benefits analysis* bisa dilakukan untuk menentukan apakah sebuah proyek sistem informasi layak atau tidak. Dalam analisa suatu investasi, terdapat dua aliran kas, aliran kas keluar (*cash outflow*) yang terjadi karena pengeluaran-pengeluaran untuk biaya investasi, dan aliran kas masuk (*cash inflow*) yang terjadi akibat manfaat yang dihasilkan oleh suatu investasi. Seperti yang sudah dijelaskan pada bab 2 metode-metode yang digunakan dalam menganalisa kelayakan sebuah proyek diantaranya adalah : *payback period method, net present value method, internal rate of return method dan benefit cost ratio.*

3.10.1 Perhitungan Nilai Sekarang (Net Present Value)

Dengan total investasi sebesar \$15,200,000 maka didapat hasil perhitungan NPV juga IRR dengan indikasi ekonomi (dapat dilihat pada tabel 3.9). Nilai NPV didapat dari hasil perhitungan NPV menggunakan rumus excel dengan besarnya suku bunga 12% dan nilai investasi pada tahun ke-1 sebesar \$15.200.000 (-) pada *cash flow* menunjukkan nilai yang dikeluarkan serta besaran profit yang didapat selama 15 tahun sesuai dengan *cash flow* yang ada ($NPV > 0$).

$$NPV = \$18.090.827 > 0$$

3.10.2 Perhitungan Tingkat Pengembalian Investasi IRR

IRR (*Internal Rate of Return*) didapat dari nilai *cash flow* dimana nilai pengeluaran investasi di tahun ke-1 sebesar \$15.200.000 dengan profit sesuai *cash flow* maka didapat dengan rumus excel didapat 16,95% (lebih dari suku bunga yaitu sebesar 12%).

$$IRR = 16,95 \% > 12 \%$$

Dari perhitungan investasi *plant* kapasitas 20 mmscf/d didapat IRR *investment* sebesar 16.95 %, ($IRR > i$), Npv sebesar \$18.090.827 ($NPV > 0$), perhitungan finansial dapat dilihat pada tabel.

3.10.3 Perhitungan Manfaat Biaya BCR (*Benefit Cost Ratio*)

Benefit Cost Ratio disini merupakan total profit dari tahun ke 1 sampai 15 dibagi dengan nilai investasi pada tahun ke-1 dimana total keseluruhan profit sebesar $\$31.277.956 / \$15.200.000 = 2.05776$.

Tabel 3.31. Perhitungan Benefit Cost Ratio

Total Profit	31,277,956	
Total Investasi	15,200,000	
	nilai BCR	2.06

Dari perhitungan BCR ini kita dapat mengetahui bahwa selama 2.06 kita dapat menyesuaikan ratio > 0

3.10.4 Perhitungan Periode Pengembalian Investasi *Pay Back Period*

Penilaian proyek investasi menggunakan metode ini didasarkan pada lamanya investasi tersebut dapat tertutup dengan aliran-aliran kas masuk, dan faktor bunga tidak dimasukkan dalam perhitungan ini.

Tabel 3.33. Perhitungan Payback Period

	Pengeluaran /Investasi	15,200,000
Year	Profit	Profit cumulative
1	3,851,292	3,851,292
2	3,729,692	7,580,985
3	3,608,092	11,189,077
4	3,486,492	14,675,569
5	3,364,892	18,040,462
6	3,243,292	21,283,754
7	3,121,692	24,405,446
8	859,064	25,264,510
9	859,064	26,123,574
10	859,064	26,982,638
11	859,064	27,841,701
12	859,064	28,700,765
13	859,064	29,559,829
14	859,064	30,418,893
15	859,064	31,277,956

Nilai PBP didapat dari jumlah investasi (antara tahun ke-4 dan 5) dengan perhitungan nilai dibawah ini :

$$\frac{\text{Nilai tahun ke-4} + (\text{nilai investasi} - \text{profit cum, thun ke-4})}{(\text{profit cum. thun ke5} - \text{profit cum thun ke4})} \times 1 \text{ tahun}$$

$$\frac{3.486.492 + (15.200.000 - 14.675.569)}{(18.040.462 - 14.675.569)} \times 1 \text{ tahun}$$

$$= 4.16 \text{ tahun atau } 4 \text{ tahun } 2 \text{ bulan}$$

$$4.16 < \text{periode lamanya selama } 15 \text{ tahun}$$

Sehingga nilai PBP yang dihasilkan 4.16 lebih cepat dari 15 tahun

3.11 Perhitungan Finansial *Plant* Kapasitas 40 MMSCFD

Pada perhitungan *plant* dengan kapasitas 40 MMSCFD ini membutuhkan investasi sebesar \$21,300,000 dengan perincian untuk *cost insurance*, *installation cost* dan *utilities* dapat dilihat pada tabel. *Plant* ini menggunakan investasi *plant*

yang pernah dikerjakan di perusahaan luar negeri sehingga proses perhitungan berdasarkan alat investasi.

Tabel 3.34. Investment Cost dari proyek plant kapasitas 40 mmscfd

No	Items	USD
1	Base Unit	
	40 MMSCFD LPG Extraction Unit	\$12,530,386
2	Freight and Insurance Cost,	\$1,901,844
3	Installation Cost,	\$3,698,030
	Utilities and offsites Cost,	\$3,169,740
		\$21,300,000

Investasi *plant* yang dilakukan disini memperhitungkan dari segi unit kilang saja sedangkan untuk instalasi harga sudah diperhitungkan oleh pengirim alat-alat.

Tabel 3.35. Perhitungan ekonomi plant 40 MMSCFD

Perhitungan Investasi	CASE 40 MMSCFD
- Ex work USA	US\$14,300,000
- Transportation to site	US\$1,000,000
- Install cost	US\$6,000,000
TOTAL INVESTMENT, Mio	21.3
PRODUCTION C3-C4	
Produksi LPG, Ton/Hari	86.5
C-3 price, US\$/Ton, fob	300
PRODUCTION CONDENSATE	
Production, bbrel/day	337
Condensate Price US\$/BBLs	65

Dari data perhitungan investasi diatas didapat produksi LPG sebesar 86,5 ton/harinya sehingga jika dikalikan harga C-3 yang telah dimanfaatkan didapat hasil \$25.950,00. Untuk *plant* kapasitas 40 MMSCFD didapat total investasi sebesar \$21.300.000,00 nilai ini didapat dari alat-alat plant yang digunakan lebih besar dibanding kapasitas sebelumnya. Dari segi pendapatan gas LPG per tahun nya menjadi lebih besar \$9,342,000.00

Tabel 3.36. Perhitungan ekonomi plant 40 MMSCFD

ECONOMIC INDICATION	US\$
Revenue Gross LPG, year, US\$	9,342,000.00
Revenue Condensate, year, US\$	7,885,800.00
TOTAL GROSS REVENUE, US\$	17,227,800.00

ECONOMIC INDICATION (lanjutan..)	US\$
OPEX per year, US\$	2,500,000.00
GAS	
- Gas price, US\$/mmbtu	5.00
- Gas volume incl fuel, mmbtu/day	2,500.00
- Gas Cost, US\$	4,500,000.00
Investment Cost/ Depreciation 7 years, US\$	3,042,857.14
Interest, 8%/year, 7 thn repayment, US\$	2,130,000.00
Profit gross, US\$	5,054,942.86
Profit net and after 30% tax	3,538,460.00
IRR Total	38.25%
NPV, 12%	\$23,578,243.01

Asumsi dan basis yang digunakan dalam perhitungan ekonomi pembangunan kilang ini dapat dilihat pada tabel. Sensitivitas antara harga jual gas sisa dan LPG, bila proses akhir ini berupa kilang ini dikelola secara komersial dengan pinjaman modal (debt equity ratio 70%:30%). Setelah komponen biaya dan manfaat diketahui, maka *cost & benefits analysis* bisa dilakukan untuk menentukan apakah sebuah proyek sistem informasi layak atau tidak. Dalam analisa investasi ini, terdapat dua aliran kas, aliran kas keluar (*cash outflow*) yang terjadi karena pengeluaran-pengeluaran untuk biaya investasi, dan aliran kas masuk (*cash inflow*) yang terjadi akibat manfaat yang dihasilkan oleh suatu investasi.

3.11.1 Perhitungan Nilai Sekarang, NPV (*Net Present Value*)

Dengan total investasi sebesar \$21,300,000 maka didapat hasil perhitungan NPV juga IRR dengan indikasi ekonomi (dapat dilihat pada tabel 3.16). Nilai NPV didapat dari hasil perhitungan NPV menggunakan rumus excel dengan besarnya suku bunga 12% dan nilai investasi pada tahun ke-1 sebesar \$21.300.000 (-) pada cash flow menunjukkan nilai yang dikeluarkan) serta besaran profit yang didapat selama 15 tahun sesuai dengan cash flow yang ada (NPV>0).

$$NPV = \$23.578.243 > 0$$

3.11.2 Perhitungan Tingkat Pengembalian Investasi, IRR

IRR (*Internal Rate of Return*) didapat dari nilai *cash flow* dimana nilai pengeluaran (investasi) di tahun ke-1 sebesar \$21.300.000 dengan profit sesuai *cash flow* maka didapat dengan rumus excel didapat 38,25% (lebih dari suku bunga yaitu sebesar 12%).

$$\text{IRR} = 38,25 \% > 12 \%$$

Dari perhitungan investasi plant kapasitas 40 mmscd didapat IRR *investment* sebesar 38,25 %, ($\text{IRR} > i$), Npv sebesar \$23,578,243 ($\text{NPV} > 0$).

3.11.3 Perhitungan BCR (*Benefit Cost Ratio*)

Benefit Cost Ratio disini merupakan total profit dari tahun ke 1 sampai 15 dibagi dengan nilai investasi pada tahun ke-1 dimana total keseluruhan profit sebesar $\$89.286.900 / \$21.300.000 = 4.19$.

Tabel 3.37. Perhitungan *Benefit Cost Ratio*

Total Profit	89,286,900.00	
Total Investasi	21,300,000.00	
	nilai BCR	4.19

Dari perhitungan BCR ini kita dapat mengetahui bahwa selama 4.19 kita dapat menyesuaikan ratio > 0

Tabel 3.38. Perhitungan ekonomi plant 40 MMSCFD

FINANCIAL RETURN		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	-2	-1														
NET PROFIT			3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460	3,538,460
YEARS INTEREST			2,130,000	2,130,000	2,130,000	2,130,000	2,130,000	2,130,000								
DEPRECIATION & AMORTIZATION			3,042,857	3,042,857	3,042,857	3,042,857	3,042,857	3,042,857								
SALVAGE VALUE (Fixed Investment)																
WORKING CAPITAL (as Salvage Value)																
INVESTMENT (CAPEX)																
			-21,300,000													
ANNUAL CASH FLOW on INVESTMENT			8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317	8,711,317
ACC. CASH FLOW			-21,300,000	-12,588,683	-3,877,366	4,833,951	13,545,269	22,256,586	30,967,903	39,679,220	48,390,537	57,101,854	65,813,171	74,524,488	83,235,805	91,947,122
IRR on INVESTMENT																
NPV, 12%																

3.11.4 Perhitungan Periode Pengembalian Investasi, *Pay Back Period*

Penilaian proyek investasi menggunakan metode ini didasarkan pada lama investasi tersebut dapat tertutup dengan aliran-aliran kas masuk, dan faktor bunga tidak dimasukkan dalam perhitungan ini.

Tabel 3.39. Perhitungan *Payback Period*

Pengeluaran /Investasi		21,300,000.00
Year	Profit	Profit cumulative
1	8,711,317	8,711,317
2	8,711,317	17,422,634
3	8,711,317	26,133,951
4	8,711,317	34,845,268
5	8,711,317	43,556,586
6	8,711,317	52,267,903
7	8,711,317	60,979,220
8	3,538,460	64,517,680
9	3,538,460	68,056,140
10	3,538,460	71,594,600
11	3,538,460	75,133,060
12	3,538,460	78,671,520
13	3,538,460	82,209,980
14	3,538,460	85,748,440
15	3,538,460	89,286,900

Nilai PBP didapat dari jumlah investasi (antara tahun ke-2 dan 3) dengan perhitungan nilai dibawah ini :

$$\frac{\text{Nilai tahun ke-2} + (\text{nilai investasi} - \text{profit cum, thun ke-2})}{(\text{profit cum. thun ke3} - \text{profit cum thun ke2})} \times 1 \text{ tahun}$$

$$\frac{8.711.317 + (21.300.000 - 17.422.634)}{(26.133.951 - 17.422.634)} \times 1 \text{ tahun}$$

$$= 2.45 \text{ tahun atau } 2 \text{ tahun } 5 \text{ bulan}$$

$$2.45 < \text{periode lamanya selama } 15 \text{ tahun}$$

Sehingga nilai PBP yang dihasilkan 2.45 lebih cepat dari 15 tahun

3.12 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas disini yang dilakukan adalah dengan mengubah variable-variabel yang dominan terhadap proyek sehingga dapat melihat sejauh mana proyek akan terpengaruh pada perubahan tersebut. Adapun variable yang diubah disini adalah harga penjualan gas LPG per ton dikarenakan pengaruh dari

harga minyak mentah dunia yang tidak stabil mengingat kebutuhan di lapangan, faktor kelayakan, faktor kapasitas plant dan pendapatan Clean Development Mechanism.

3.12.1 Pengaruh Harga Penjualan LPG

Analisa sensitivitas dari harga penjualan gas LPG dilakukan karena akan mempengaruhi layak atau tidaknya proyek dilihat dari keuntungan yang akan didapat jika mengalami perubahan. Harga penjualan gas LPG pada proyek ini berlangsung US\$300 per ton, sedangkan jika diasumsikan perubahan harga gas dikenai 10% baik turun atau naik tergantung harga minyak mentah.

Sensitivitas harga yang dilakukan disini juga dengan membandingkan dari kedua kapasitas plant yang dibangun, dengan harga gas US\$270, US\$300 (harga sekarang), dan US\$330. Hasil sensitivitas harga penjualan gas LPG ke pasar terhadap kelayakan indikator yang mendukung dapat dilihat pada tabel.

Tabel 3.40. Hasil Sensitivitas Harga LPG kapasitas 40mmscfd

Skema kap.20mmscfd	Harga Penjualan Gas LPG ke Pasar (US\$300/ton)		
	US\$270	US\$300 (base)	US\$330
IRR	13.23%	16.95%	20.26%
NPV(US\$1000)	15,863,878	18,090,827	20,317,775
BCR	1.74	2.06	2.38
PBP	4.31	4.16	3.64

(diasumsikan harga LPG mengalami penurunan dan kenaikan sebanyak 10%)

Tabel 3.41. Hasil Sensitivitas Harga LPG kapasitas 20mmscfd

Skema kap.40mmscfd	Harga Penjualan Gas LPG ke Pasar (US\$300/ton)		
	US\$270	US\$300 (base)	US\$330
IRR	34.64%	38.25%	41.75%
NPV(US\$1000)	19,601,549	23,578,243	27,554,936
BCR	3.73	4.19	4.65
PBP	2.56	2.45	2.34

(diasumsikan harga LPG mengalami penurunan dan kenaikan sebanyak 10%)

3.12.2. Pengaruh Perbedaan Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas sebuah unit pemanfaatan gas sisa menggambarkan seberapa besar sebuah unit dimanfaatkan. Faktor kapasitas kedua plant bekerja per tahun 8670jam. Faktor kapasitas sama dengan produksi mmscfd pertahun dibagi dengan daya yang terpasang dikalikan 8760 jam.

Faktor kapasitas 40mmscfd dijadikan base case penelitian, namun dalam penelitian ini tidak menutup kemungkinan jika membuat kapasitas yang lebih kecil (penurunan kapasitas). Maka dari itu perlu dilakukan analisis sensitivitas dari faktor kapasitas, pada tabel 3.41 ditunjukkan hasil perhitungan pengaruh faktor kapasitas terhadap harga IRR dan NPV proyek.

Tabel 3.42. Hasil Sensitivitas Terhadap Faktor Kapasitas

IRR & NPV	Harga Penjualan LPG (US\$/ ton)		
	US\$270	US\$300	US\$330
Kapasitas 40 mmscfd	34.64%	38.25%	41.75%
	19,601,549	23,578,243	27,554,936
Kapasitas 20 mmscfd	13.23%	16.95%	20.26%
	15,863,878	18,090,827	20,317,775

3.13 Clean Development Mechanism (CDM)

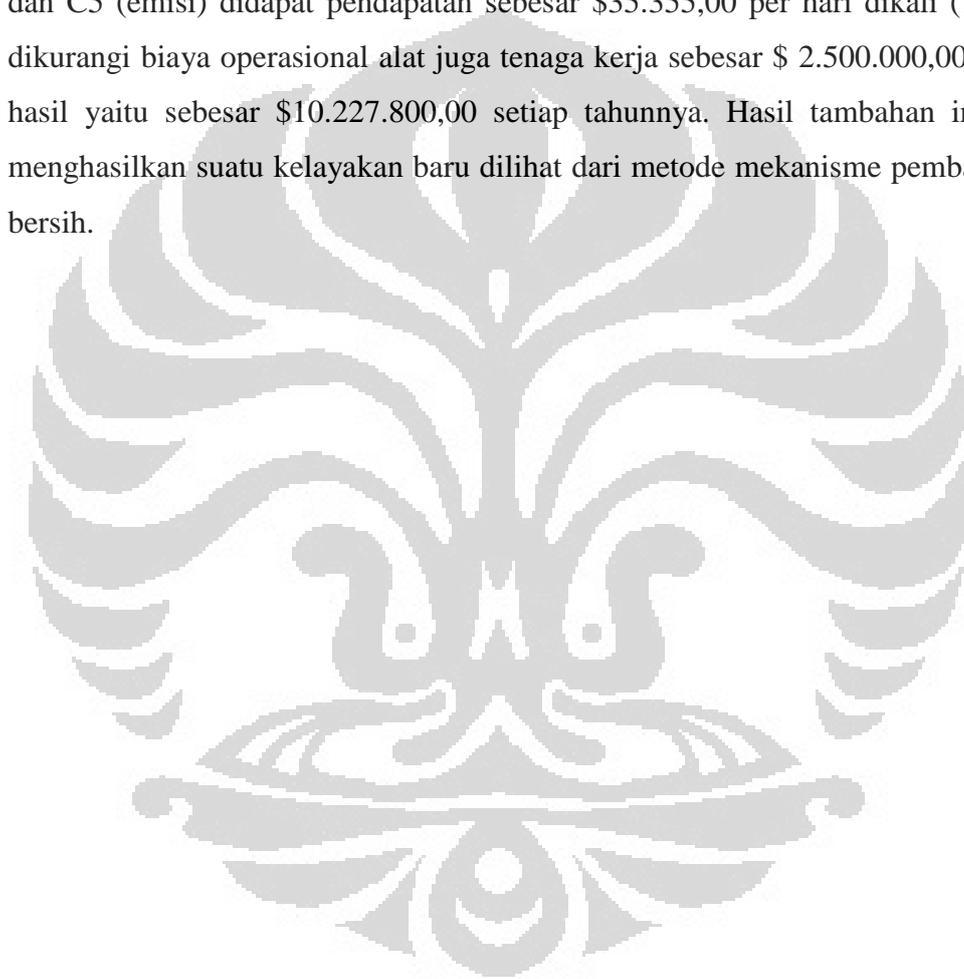
Metode CDM (*Clean Development Mechanism*) atau dengan arti Mekanisme Pembangunan Bersih adalah sebuah mekanisme dimana Negara-negara yang tergabung dalam Annex 1, memiliki kewajiban untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sampai angka tertentu di setiap tahun seperti yang telah diatur dalam *Protocol Kyoto*, dimana dapat membantu negara-negara non Annex 1 untuk melaksanakan proyek-proyek yang mampu menurunkan atau menyerap emisi setidaknya mengurangi efek gas rumah kaca

Mekanisme CDM ini merupakan bentuk investasi baru di Negara berkembang yang bertujuan mendorong Negara industri untuk melaksanakan kegiatan penurunan emisi di Negara berkembang guna mencapai target penurunan emisi dan membantu Negara berkembang untuk mencapai tujuan pembangunan berkelanjutan. Upaya penurunan emisi gas rumah kaca yang bisa dilakukan melalui kegiatan CDM yaitu dengan proyek minimalisasi gas sisa, dan memanfaatkan bahan bakar yang lebih rendah (gas) sebagai pengganti dengan bahan bakar emisi yang lebih tinggi (minyak) efek gas rumah kaca.

$$\text{Minimalisasi gas C3 dan C5 (faktor gas flare)} = (\text{Fee LPG} + \text{Fee C5}) - \text{price gas/mmmtu} \times 1 \text{ tahun}$$

Dimana : biaya jual kembali gas 2.5MMSCFD (satuan;1000BTU)
Nilai jual kembali \$5.00 (per mmscf)
Fee LPG didapat 86.5 Ton/hari (kapasitas 40 mmscf)
Nilai LPG per ton \$300.00
Harga *Condensate* didapat setelah diolah sebesar 337bbl
Nilai c5 per bbl \$65.00

Dari perhitungan formula diatas minimalisasi gas sisa khusus produk C3 dan C5 (emisi) didapat pendapatan sebesar \$35.355,00 per hari dikali (1 tahun) dikurangi biaya operasional alat juga tenaga kerja sebesar \$ 2.500.000,00 didapat hasil yaitu sebesar \$10.227.800,00 setiap tahunnya. Hasil tambahan ini dapat menghasilkan suatu kelayakan baru dilihat dari metode mekanisme pembangunan bersih.



BAB IV ANALISA DAN HASIL

Pada bab ini akan dijelaskan tentang hasil dan pembahasan yang terdiri dari biaya investasi kedua *plant*, proyeksi keuangan, aspek lingkungan, teknis dan analisis sensitivitas.

4.1 Analisa Aspek Lingkungan dan Teknis

Dari segi teknis pembangunan *plant* ini dapat dikatakan aman untuk diproyeksikan mengingat produk yang dihasilkan dapat mengurangi gas sisa sebanyak 2,5 MMSCFD sehingga dapat dihasilkan sebuah produk LPG dan *plant* baru ini dapat menjadi nilai tambah bagi si perusahaan.

Sumber daya alam tidak dapat terbarukan atau sering juga disebut dengan sumber daya terhabiskan (*depletable*) adalah sumber daya alam yang tidak memiliki kemampuan regenerasi secara biologis. Selain itu, sumber daya alam ini dibentuk melalui proses geologi yang memerlukan waktu sangat lama untuk dapat dijadikan sebagai sumber daya alam yang siap diolah atau siap pakai. Salah satu contohnya adalah proses produksi gas alam yang memerlukan waktu bertahun-tahun untuk terbentuk kembali karena ketidakmampuan sumber daya tersebut untuk melakukan regenerasi.

Sumber daya alam ini sering kita sebut juga sumber daya alam yang memiliki stok tetap. Sifat-sifat tersebut di atas menyebabkan masalah eksploitasi sumber daya alam tidak terbarukan (*non renewable*) akan sangat berbeda dengan ekstraksi sumber daya terbarukan (*renewable*). Perusahaan di bidang industri gas tidak saja harus memutuskan kombinasi yang tepat dari berbagai faktor produksi untuk menentukan produksi yang optimal, namun harus pula memikirkan seberapa cepat stok harus diekstraksi dengan kendala stok yang terbatas.

Berdasarkan data yang didapat dari penelitian dan hasil perhitungan, memperlihatkan bahwa pengembangan ekstraksi *plant* di lokasi penelitian oleh PT. MEGS akan menghasilkan produk berupa : *liquid petroleum gas* (LPG).

4.2 Analisa Kelayakan Finansial Plant

Adapun hasil perhitungan pengembangan *plant* yang telah dilakukan

mempergunakan kapasitas plan 20 dan 40 MMSCFD. Didapat hasil yang berbeda karena dari investasi awal kilang yang berkapasitas 40 MMSCFD mempunyai nilai investasi yang lebih besar namun pada pengembalian investasinya juga lebih besar. Untuk perbandingan kedua kapasitas dapat dilihat pada tabel.

Tabel 4.1. Perbandingan Kelayakan Kedua Plant

No	Studi Kelayakan (finansial)	Plant kap.20mms cfd	Kelayakan	Plant kap.40mms cfd	Kelayakan
1	IRR	16.95% > i	V	38.25% > i	V
2	NPV	\$18.090.827 (NPV > 0)	V	\$23.578.243 (NPV > 0)	V
3	Average/thn	\$456.000	V	\$639.000	V
4	BCR	2.06 > 1	V	4.19 > 1	V
5	PBP	4.16 thn < N	V	2.45 thn < N	V

Dari hasil perhitungan yang didapat maka :

Untuk kapasitas 20 MMSCFD didapat hasil perhitungan yaitu :

- a) NPV = \$18.090.827 didapat dari hasil perhitungan menggunakan rumus excel dengan besarnya suku bunga 12% dan nilai dari investasi pada tahun ke-1, sehingga besaran profit yang didapat selama 15 tahun sesuai dengan *cash flow* yang ada. (NPV>0) maka proyek ini dapat dijalankan.
- b) IRR = 16,95% didapat dari nilai cash flow dimana nilai pengeluaran (investasi) di tahun ke-1 sebesar \$15.200.000 dengan profit sesuai *cash flow*. IRR dengan nilai 16,95% dapat dikatakan layak karena (IRR>i) atau lebih besar dari suku bunga yang ditetapkan sebesar 12%.
- c) BCR = 2.06, nilai ini didapat dari total profit dari tahun ke-1 sampai ke-15 dibagi dengan nilai investasi pada tahun ke-(-1) dimana total keseluruhan profit sebesar 31.277.956 / investasi awal, dapat dikatakan layak karena nilai BCR > 1.
- d) PBP = Nilai PBP didapat dari jumlah investasi (antara tahun ke-4 dan 5) didapat hasil sebesar 4.16 yang artinya pengembalian lebih cepat dari N (15tahun). Sehingga dapat dikatakan layak karena dari data disesuaikan dengan ketentuan PBP < N.

Untuk kapasitas 40 MMSCFD didapat hasil perhitungan yaitu :

- a) NPV = \$23.578.243 didapat dari hasil perhitungan menggunakan rumus excel dengan besarnya suku bunga 12% dan nilai dari investasi pada tahun ke-1, sehingga besaran profit yang didapat selama 15 tahun sesuai dengan cash flow yang ada. ($NPV > 0$) maka proyek ini dapat dijalankan.
- b) IRR = 38,25% didapat dari nilai *cash flow* dimana nilai pengeluaran (investasi) di tahun ke-1 sebesar \$21.300.000 dengan profit sesuai *cash flow*. IRR dengan nilai 38,25% dapat dikatakan layak karena ($IRR > i$) atau lebih besar dari suku bunga yang ditetapkan sebesar 12%.
- c) BCR = 4.19, nilai ini didapat dari total profit dari tahun ke-1 sampai ke-15 dibagi dengan nilai investasi pada tahun ke-(-1) dimana total keseluruhan profit sebesar \$89.286.900 / investasi awal, dapat dikatakan layak karena nilai $BCR > 1$.
- d) PBP = Nilai PBP didapat dari jumlah investasi (antara tahun ke-4 dan 5) didapat hasil sebesar 2.45 yang artinya pengembalian lebih cepat dari N (15tahun). Sehingga dapat dikatakan layak karena dari data disesuaikan dengan ketentuan $PBP < N$.

NPV merupakan ukuran nilai sekarang dari arus pendapatan yang ditimbulkan dari suatu kegiatan penggunaan sumberdaya. Kriteria formal dari penggunaan NPV adalah bahwa jika NPV bernilai positif, maka kegiatan ekonomi layak dilakukan, sebaliknya jika NPV bernilai negatif, maka kegiatan ekonomi tidak layak dilakukan atau dilanjutkan. Berdasarkan hasil analisis ekonomi yang hasil perhitungannya tertera pada Tabel menunjukkan bahwa pengembangan industri ekstraksi gas sisa di Stasiun Gunung Megang yang dikelola oleh PT. MEGS memperlihatkan penampilan yang cukup baik. Hal ini dapat dilihat dari nilai NPV yang bernilai positif serta nilai IRR yang lebih besar dari nilai suku bunga bank waktu analisis 15 tahun pada faktor diskonto (suku bunga nominal) sebesar 8 %. Kondisi ini menunjukkan bahwa berdasarkan perhitungan yang didasarkan pada nilai saat ini, maka penerimaan-penerimaan kas bersih di masa yang akan datang akan lebih besar daripada nilai investasi, sehingga perusahaan memperoleh keuntungan.

Dari kedua perhitungan kapasitas *plant* dari keduanya mempunyai keuntungan yang sama dan **layak** untuk dijalankan, makin besar investasi yang ditanam maka makin besar pula keuntungan yang didapat. Kelayakan ini dilihat dari indikator seperti NPV, PBP, BCR, dan IRR.

Adapun perhitungan prediksi nilai tambah bagi perusahaan dijelaskan pada tabel 4.2

Tabel 4.2. Prediksi Nilai Tambah Ekonomi

KEUNTUNGAN	SATUAN	Nilai mata uang	JUMLAH
Biaya pembelian gas(2.5MMBTU)	1000 BTU	US\$ 5.00	2500 MMBTU atau US\$12.500)
Fee of LPG (86.5ton/hari)	Ton/day	US\$ 300	US\$ 25.950
Fee of C5+ (condensate)	337bbls/day	US\$ 65	US\$ 21.905

Prediksi nilai tambah ini dapat dijadikan sebuah asumsi bahwa dari data yang ada kita dapat mendapatkan sebuah nilai yang menguntungkan dari minimalisasi limbah gas sisa.

Fee keseluruhan dari *plant* yang dikembangkan didapat: (Fee LPG + Fee C5) – price gas/mmbtu atau (US\$25.950 + US\$21.905) – US\$12.500
 =US\$35.355,00 per hari

Dengan presentase keuntungan dari produksi harian awal sebesar US\$23.280, maka perusahaan dengan mengembangkan ekstraksi *plant* ini memperoleh keuntungan sebesar 120,75% dari produksi harian. Dari perhitungan formula diatas minimalisasi gas sisa khusus produk C3 dan C5 (emisi) didapat pendapatan sebesar \$35.355,00 per hari dikali (1 tahun) dikurangi biaya operasional alat juga tenaga kerja sebesar \$ 2.500.000,00 (kapasitas 40mmscf) didapat hasil yaitu sebesar \$10.227.800,00 setiap tahunnya.

Adapun analisa dalam pengeluaran operasional diantaranya :

- Biaya Transportasi melalui Pipa

Hal yang mencakup dalam adalah adanya biaya yang cukup signifikan dari biaya transportasi melalui jalur pipa (*pipeline tariff*) baik gas maupun condensate (US\$ 0,8 M / tahun) atau berkontribusi 32% dari total

keseluruhan biaya operasional per tahun sebesar US\$ 2,5 M kapasitas 40mmscfd. Sehingga dalam perjalanannya sesuai dengan kapasitas produksi yang menurun maka biaya transportasi juga akan menurun. Besaran tarif transportasi untuk gas adalah US\$ 0,69 / mscf sedangkan untuk transportasi liquid adalah US\$ 1,5 / bbl sesuai dengan harga yang berlaku saat ini.

- **Biaya Perawatan Peralatan Turbomachinery**

Dalam hal yang disebut dengan turbomachinery adalah semua peralatan yang berhubungan dengan fluida baik gas maupun liquid. Peralatan yang berhubungan dengan hal ini adalah :

- *Gas Compressor*
- *Plant*
- Turbo Expander
- Kompresor refrigerasi
- Berbagai jenis pompa.

Dalam pelaksanaannya maka semua unit *turbomachinery* akan mengalami perawatan besar (*major overhaul*) mengikuti siklus tertentu sesuai dengan rekomendasi dari vendor manufaktur dan mungkin akan bergerak menurut perubahan kondisi operasi yang ada.

- **Biaya Tenaga Kerja**

Jenis biaya yang termasuk kategori biaya tenaga kerja adalah:

- Gaji.
- Pengembangan personel.
- Logistik dan akomodasi
- Biaya perawatan sumur.

Untuk mempertahankan unjuk kerja dari *plant* maka akan dilakukan langkah-langkah perawatan yang terdiri dari :

- Penggantian tubing
- Pembersihan perforasi

- **Biaya *Overhead***
 Dalam hal ini meliputi semua biaya untuk mensupport aktivitas operasi di lapangan seperti HR, Engineering, Reservoir, Lawyer, Marketing, Logistic dan spare parts.
- **Biaya perawatan LPG**
 Semua peralatan yang digunakan dalam ekstraksi LPG adalah berupa column fraksionasi dan reboiler yang bersifat statis, hanya unit turbo-expander yang bersifat *turbomachinery* sehingga diperlukan perawatan berkala. Dalam desain umum peralatan statis maka akan di-desain dalam kurun waktu *life time* dari *plant* tersebut (15-20 tahun) dan hanya perawatan ringan yang diperlukan. Sehingga secara umum tidak ada biaya perawatan yang signifikan untuk fasilitas LPG.
- **Biaya FEL**
 Adalah biaya yang digunakan dimasa awal perencanaan proyek yang berupa biaya sewa jasa konsultan terhadap analisa *engineering* fasilitas permukaan, evaluasi reservoir, maupun perencanaan penjualan (*marketing*).
- **Biaya Abandonment.**
 Dalam siklus suatu proyek maka setelah habis masa guna baik fasilitas maupun *reservoir* maka akan dilakukan proses *abandonment* yang bertujuan agar aktivitas eksplorasi dan produksi yang telah dilakukan tidak berdampak kepada lingkungan dan kehidupan sosial budaya masyarakat kembali seperti semula.

4.3. Analisis Ekonomi Mikro

Harga jual gas disini harus berpedoman pada harga patokan saat ini yang diatur oleh Pemerintah dalam hal ini BPHMigas memberikan patokan harga terhadap minyak mentah di Indonesia yaitu sebesar US\$300 dolar/ton untuk LPG dan US\$65 untuk hasil produk kondensat. Harga ini juga dapat menguntungkan pada perusahaan yang artinya pemanfaatan gas sisa ini bernilai sama dengan produksi awal.

Dengan adanya persyaratan harga yang ada sekarang yaitu US\$300/ton merupakan harga yang bisa dibeli kembali oleh PGN maupun perusahaan lainnya sesuai dengan harga patokan minyak mentah, selain harga sekarang asumsi harga juga diterapkan pada proyek yaitu sebesar US\$270-US\$330 per ton LPG. Keuntungan yang diberikan pada perubahan harga-harga terdapat di analisis sensitivitas.

Dari lokasi Stasiun Gunung Megang ini nantinya akan menghasilkan tiga (3) produk yaitu:

- Gas (sekarang)
- Kondensat
- LPG

Sesuai dengan karakteristik dari *deliverability* cadangan (*reservoir*) yang ada maka jumlah produksi baik gas, kondensat dan LPG akan berkurang sesuai dengan berjalannya waktu.

Dalam penjualan produk baik gas, kondensat maupun LPG maka berlaku pajak yang nilainya sangat spesifik untuk setiap Kontrak Kerja Sama (KKS) antara kontraktor dengan pemerintah Indonesia dalam hal ini BPMIGAS. Secara konsep bagi hasil (*production sharing*) ini berdasarkan yang saat ini sedang berlaku adalah sebagai berikut ini:

- Nilai (*value*) yang dikenai pajak adalah: "revenue penjualan – biaya operasi."
- Kontrak antara Pemerintah dengan Investor dibawah pengawasan BPMigas untuk waktu tertentu. Adapun persentase hasilnya 65% : 35 % untuk minyak mentah sedangkan untuk gas sebanyak 85% : 15%. Pajak yang diatur oleh BPH Migas (Badan Pengelola Hulu Minyak dan Gas) Besaran total pajak yang berlaku adalah 44%.

Penjualan gas di Indonesia saat ini terbagi menjadi dua (2) kategori. Dari sisi harga jual gas yang saat ini berlaku maka terdapat perbedaan yang sangat signifikan yaitu:

- Domestik : US\$ 2 – 5 / mbtud
- Export : US\$ 9 – 12 / mbtud

Harga tersebut akan bergerak mengikuti harga jual minyak mentah di pasar dunia namun tentunya akan tetap dibatasi dengan nilai jual maksimum sesuai dengan klausul dalam kontrak (referensi: GSA – *Gas Sales Agreement*). Mengingat jumlah pendapatan yang sangat drastis (*revenue* export 300% lebih tinggi daripada pasar domestik) maka secara bisnis maka peluang export akan dimanfaatkan secara maksimal, hal ini juga ditunjang informasi dari pasar regional bahwa pasokan gas yang lebih dari volume saat ini masih sangat dibutuhkan. Namun dalam penentuan kontrak penjualan gas maupun hasil bumi lainnya maka perananan negara (dalam hal ini BPHMIGAS) akan sangat menentukan, sehingga kebutuhan pasar domestik untuk menunjang industri dapat terpenuhi. Berdasarkan kepada kondisi tersebut maka evaluasi hasil penjualan gas ini akan dialokasikan ke pasar domestik.

Produk liquid kondensat yang diperoleh tanpa ekstraksi LPG adalah 114,840 bbls per tahun, sedangkan hasil dengan ekstraksi C5 (kondensat) menyatakan bahwa kondensat yang terbentuk dari proses ekstraksi LPG adalah 337 bbl / hari atau secara keseluruhan akan berkontribusi sebesar 0,293%. Menilik kepada angka tersebut maka dalam hal ini efek penambahan kondensat hasil dari ekstraksi LPG tidak menjadi begitu dominan sehingga tidak menjadi keuntungan yang utama.

Pendapatan tanpa pajak yang diperoleh dari penjualan produk gas adalah :

- Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 9,432 M – US\$ 17,727 M

Sedangkan jika pajak (30%) diberlakukan maka nilai pendapatan dari gas:

- Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 6,6 M – US\$ 12,4 M

Harga yang berlaku untuk penjualan kondensat juga sangat bergantung kepada harga jual minyak mentah di pasar dunia. Dalam hal ini harga jual liquid kondensat yang digunakan adalah angka yang cukup mendekati untuk kondisi minyak mentah dunia di kisaran US\$ 60 – US\$ 70 bpd. Pendapatan tanpa pajak yang diperoleh dari penjualan produk kondensat adalah :

- Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 7,885 M – US\$ 17,727 M

Sedangkan jika pajak (30%) diberlakukan maka nilai pendapatan dari kondensat:

- Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 5,52 M – US\$ 12,4 M

Berdasarkan hasil jumlah total pendapatan yang diterima dari hasil penjualan produk gas sisa dapat dikategorikan menjadi dua (2) kategori dengan dan tanpa pajak, yaitu :

- Tanpa ekstraksi (Produk Gas sekarang)
 - Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 14,151 M – US\$ 62,211 M
- Dengan ekstraksi LPG dan Kondensat
 - Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 12,5 M – US\$ 67,9 M

Sedangkan jika **pajak** sebesar 30% diberlakukan (GSA) maka nilai pendapatan (*revenue*) akan menjadi:

- Tanpa ekstraksi (Produk Gas Sekarang)
 - Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 9,9 M – US\$ 43,54 M
- Dengan ekstraksi LPG dan Kondensat
 - Pendapatan total 15 tahun (PV 12%) : US\$ 8,75 M – US\$ 47,53 M

Pendapatan (*Revenue*) Total

Berdasarkan hasil total penjualan dari produk Gas LPG dan, Kondensat maka dapat dilakukan evaluasi secara menyeluruh selama periode *life time* (15 tahun) dari proyek pemanfaatan gas sisa di Muara Enim ini yaitu dengan kategori Minimum dan Maksimum yang tergantung pada harga jual produk di pasaran. Semua perhitungan didasarkan kepada *Present Value* (NPV) dengan suku bunga / *interest* (i) sebesar 8% dan nilai besaran pajak yang diberlakukan adalah 30%.

Minimum

- Tanpa ekstraksi LPG.
 - Gas : US\$ 6,6 M
 - Kondensat : US\$ 5,52 M
 - (+)
 - Total : US\$ 12,12 M
- Dengan ekstraksi LPG.
 - Gas : US\$ 6,6 M.
 - Kondensat : US\$ 5,52 M
 - Ekstraksi LPG&Kondensat : US\$ 38,024 M
 - (+)
 - Total : US\$ 50,354 M

· Dengan nilai minimum maka **Tanpa** dan **Dengan** ekstraksi LPG akan terdapat perbedaan pendapatan: US\$ 38,234 M.

Maksimum

- Tanpa ekstraksi LPG.
 - Gas : US\$ 12,4 M
 - Kondensat : US\$ 12,4 M

----- (+)

Total : US\$ 24,8 M
- Dengan ekstraksi LPG.
 - Gas : US\$ 12,4 M.
 - Kondensat : US\$ 12,4 M
 - dengan ekstraksi LPG : US\$ 47,53M

----- (+)

Total : US\$ 72,33 M

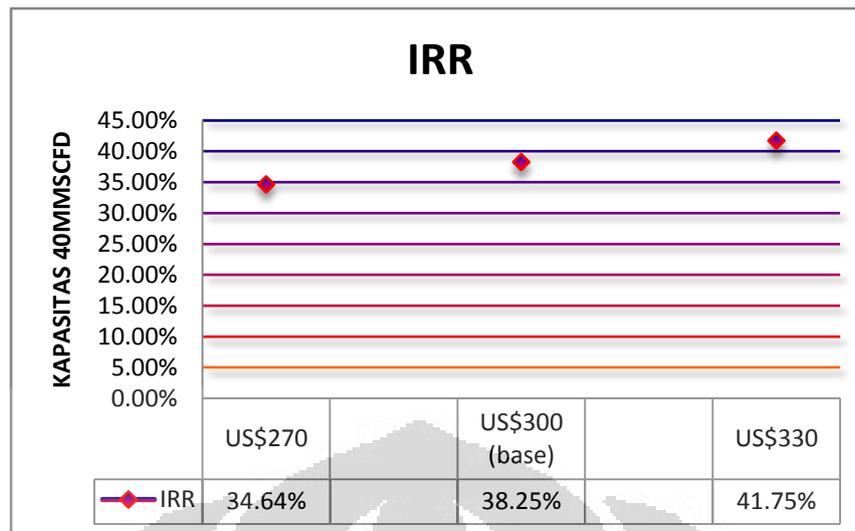
Dengan nilai maximum maka **Tanpa** dan **Dengan** ekstraksi LPG akan terdapat perbedaan pendapatan: US\$ 47,53 M.

4.4. Analisis Sensitivitas

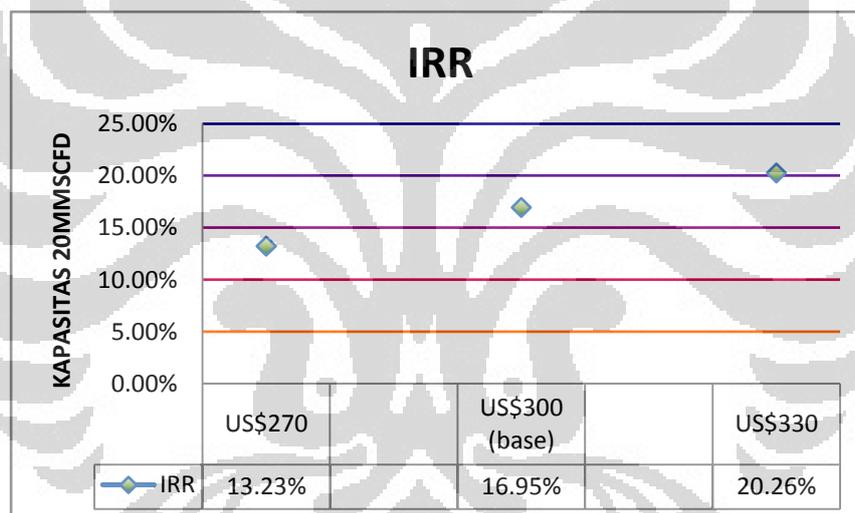
Analisis sensitivitas disini yang dilakukan adalah dengan mengubah variable-variabel yang dominan terhadap proyek sehingga dapat melihat sejauh mana proyek akan terpengaruh pada perubahan tersebut seperti harga gas, kapasitas *plant* dan skema Clean Development Mechanism. Analisis sensitivitas bertujuan untuk melihat seberapa jauh proyek terpengaruh pada perubahan-perubahan tersebut.

4.4.1 Pengaruh Harga Gas LPG

Pada grafik analisis pengaruh terhadap IRR proyek terlihat adanya perubahan harga gas LPG mengakibatkan perubahan pada IRR proyek begitu juga dengan pengaruh perubahan pada NPV proyek. Pada gambar 4.3 terlihat bahwa pada harga penjualan gas LPG US\$270, US\$300, dan US\$330 per ton LPG menghasilkan IRR dan NPV secara berturut. Untuk IRR 34.64%, 38.25%, 41.75% (kap.40mmscfd) dan 13.23%, 16.95%, 20.26% (kap.20mmscfd). Untuk grafik lanjut ditunjukkan pada Gambar 4.1 dan 4.2



Gambar 4.1 Pengaruh Harga Gas LPG Terhadap IRR Proyek



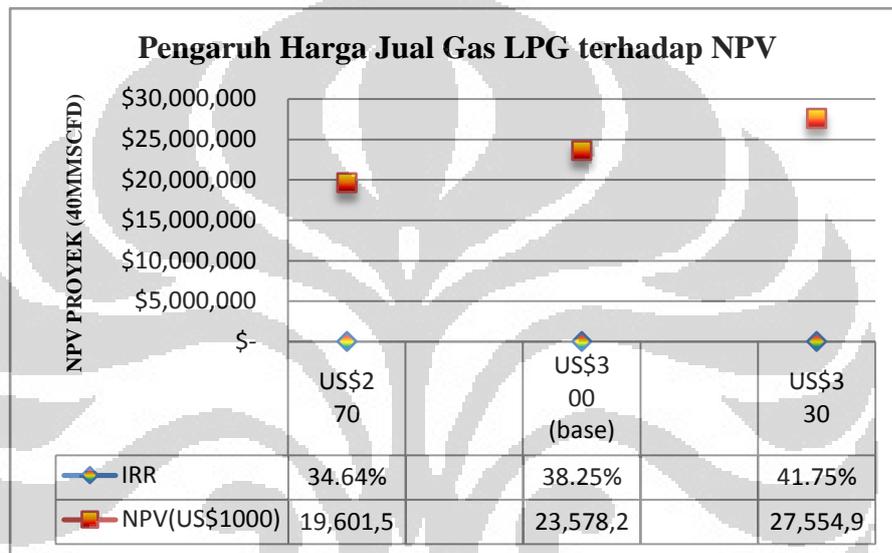
Gambar 4.2 Pengaruh Harga Gas LPG Terhadap IRR Proyek

Kelayakan proyek tidak hanya dilihat dari sisi IRR saja namun juga dari sisi NPV yang diinginkan perusahaan. Secara berturut-turut pengaruh terhadap NPV sebesar Gas merupakan barang yang sangat dibutuhkan banyak orang dalam memenuhi kebutuhan sehari-hari, US\$ 19,601,549, US\$ 23,578,243, US\$ 27,554,936 (kap.40mmscfd) sedangkan US\$ 15,863,878, US\$ 18,090,827, US\$20,317,775 (kap.20mmscfd).

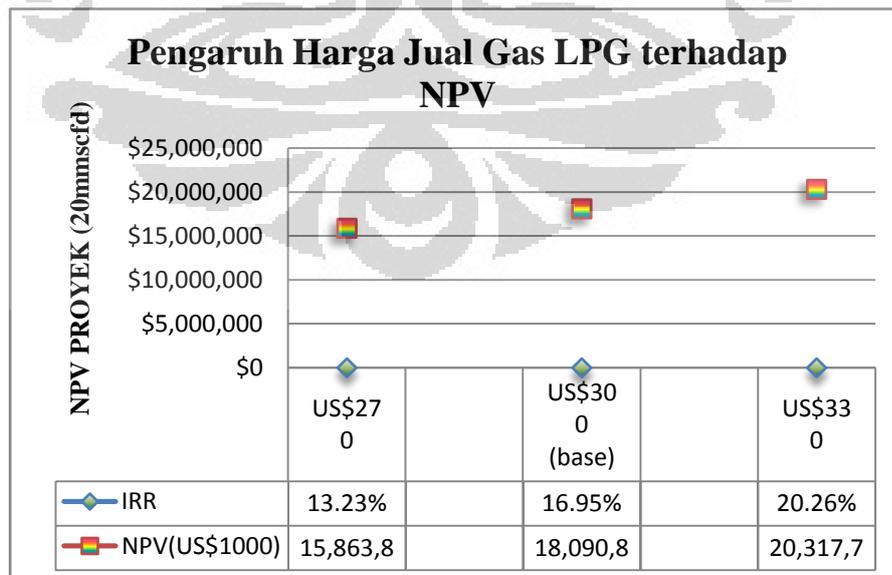
Gas masih dianggap barang publik sehingga pemerintah yang harus mengkomodir, namun dalam hal ini perusahaan bisa saja menjual kepada pelanggan lain tidak hanya ke PGN dengan tidak mengambil keuntungan yang

terlalu besar, sehingga dapat meningkatkan pemenuhan kebutuhan gas LPG yang semakin dibutuhkan karena disisi lain harga bahan bakar minyak terus melambung dan perusahaan menginginkan keuntungan yang berlipat dari pemanfaatan gas sisa ini (LPG).

Dari gambar 4.3 dan 4.4, dapat dilihat pada harga LPG/ton US\$270, US\$300, US\$330 pada tiap kapasitas baik 40mmscfd dihasilkan NPV sebesar US\$19,601,549, US\$23,578,243, US\$27,554,936 sedangkan untuk kapasitas 20 mmscfd NPV didapat US\$15,863,878, US\$18,090,827, US\$20,317,775.



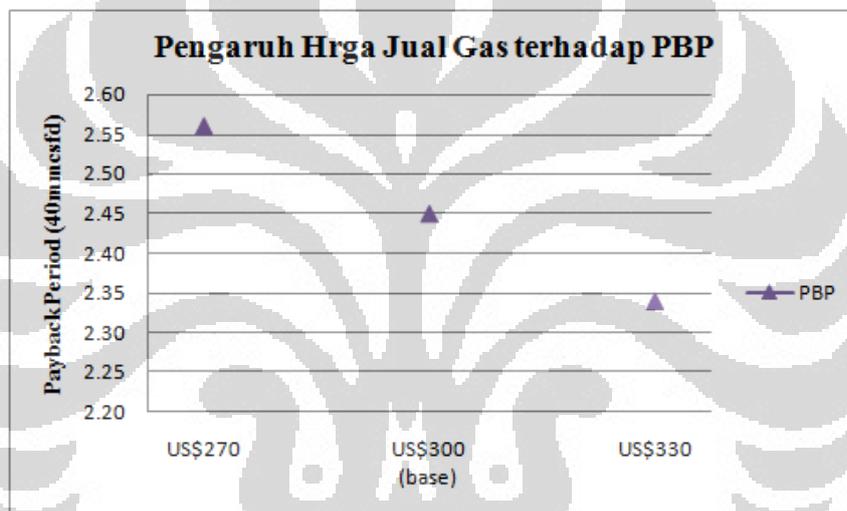
Gambar 4.3 Pengaruh Harga Gas LPG Terhadap NPV Proyek



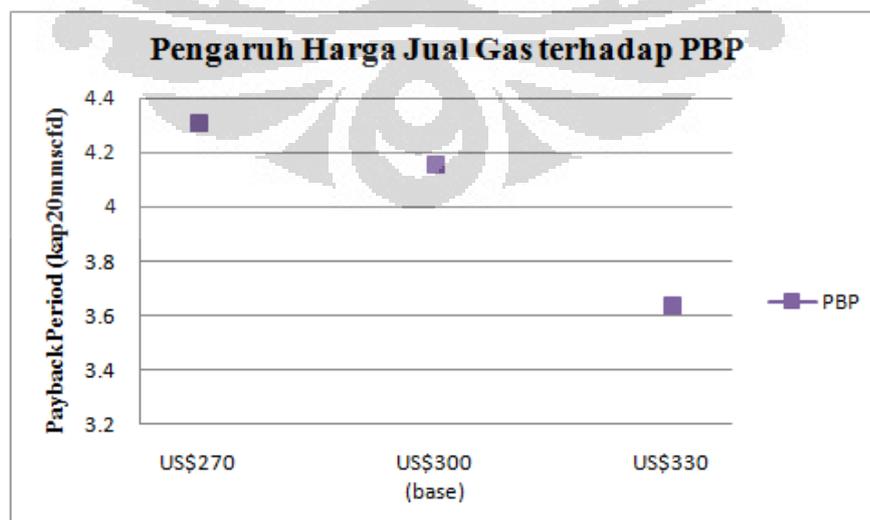
Gambar 4.4 Pengaruh Harga Gas LPG Terhadap NPV Proyek

Untuk nilai IRR yang didapat memungkinkan proyek untuk memberikan keuntungan kepada perusahaan yaitu $IRR \geq 10\%$, karena pada titik tersebut memberikan nilai NPV yang positif ($NPV > 0$). Bila titik aman di 10% maka perusahaan dapat menjual gas LPG kepada pelanggan PGN dengan harga berkisar antara US\$270-US\$330.

Perubahan harga gas mengakibatkan adanya perubahan keuntungan perusahaan. Semakin rendah harga jual gas LPG, semakin sedikit pula keuntungan yang didapat, begitu pula sebaliknya. Pada gambar 4.5 dan 4.6, memperlihatkan payback period pada harga US\$270-US\$330 tidak terlalu berbeda jauh mengingat faktor kapasitas 40mmscfd lebih cepat.

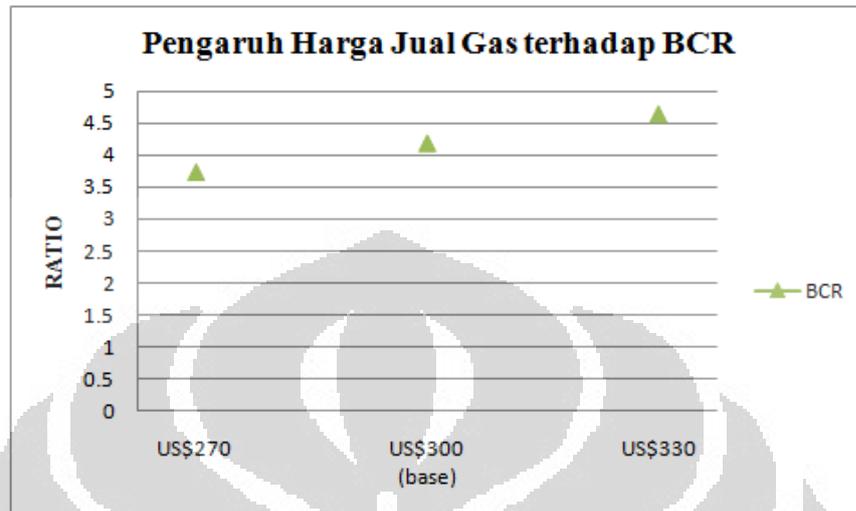


Gambar 4.5 Pengaruh Harga LPG Terhadap PBP

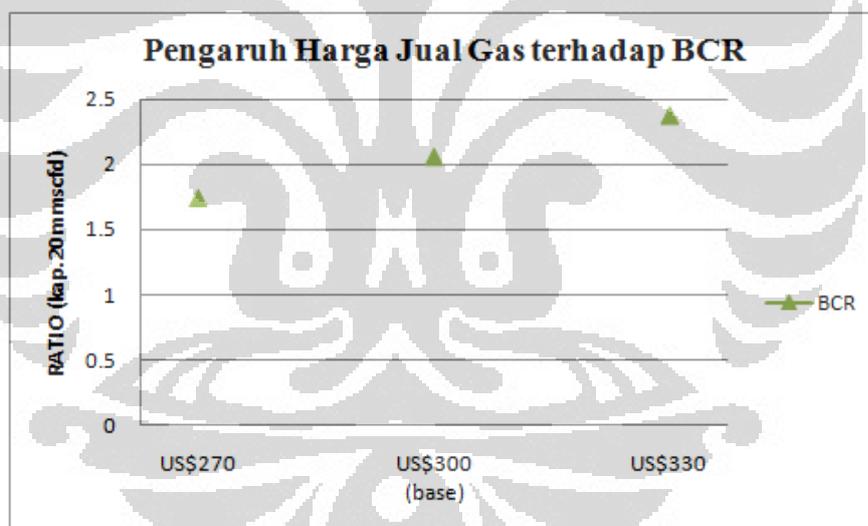


Gambar 4.6 Pengaruh Harga LPG Terhadap PBP

Pengaruh keuntungan perusahaan yang diakibatkan oleh perubahan harga gas membuat Benefit cost ratio proyek menurun seiring penurunan harga jual gas dipasaran seperti terlihat pada Gambar 4.6 dan 4.7



Gambar 4.7. Pengaruh Harga Jual Gas Lpg Terhadap BCR



Gambar 4.8. Pengaruh Harga Jual Gas Lpg Terhadap BCR

Proyek yang memberikan keuntungan pada perusahaan adalah yang memberikan ratio yang lebih besar, dengan adanya penilaian ini maka dari ketiga harga diatas masih dapat memberikan keuntungan sehingga layak untuk dilaksanakan sebagai sebuah proyek pengembangan pemanfaatan gas sisa.

4.4.2 Pengaruh Faktor Kapasitas *Plant*

Perubahan faktor kapasitas dari pengembangan pemanfaatan gas sisa plant ini berpengaruh terhadap nilai IRR dan NPV proyek. Pada Gambar 4.8 memperlihatkan adanya perbedaan pengaruh dari besarnya kapasitas sebuah plant yang dibangun karena makin besar investasi yang ditanamkan maka makin besar pula nilai - nilai indikator kelayakan, khususnya pada harga sekarang di US \$300 memberikan nilai IRR dan NPV sangat positif bagi kedua kapasitas plant tersebut sehingga dapat dikatakan layak.

Tabel 4.3. Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap Harga Jual Gas

IRR & NPV	Harga Penjualan LPG (US\$/ ton)		
	US\$270	US\$300	US\$330
Kapasitas 40 mmscfd	34.64%	38.25%	41.75%
	19,601,549	23,578,243	27,554,936
Kapasitas 20mmscfd	13.23%	16.95%	20.26%
	15,863,878	18,090,827	20,317,775

Jadi dengan adanya pengembangan pemanfaatan kapasitas kedua plant ini memberikan gambaran bahwa keduanya layak untuk dilaksanakan melihat dari indikator IRR dan NPV tiap kapasitas nya dan indikator lainnya. Sehingga dapat memberikan keuntungan.

4.5 Analisis Faktor Pasar

Adanya pengolahan gas sisa ini menjadi LPG merupakan keuntungan ekonomi yang tidak bisa hanya dilihat dengan sebelah mata. Hal ini disebabkan adanya konversi dari minyak tanah yang subsidinya sangat tinggi menjadi LPG, mengakibatkan kebutuhan gas LPG saat ini sangat tinggi. Namun keuntungan yang didapat bukan sekedar memenuhi kebutuhan LPG akibat dari konversi minyak tanah menjadi gas LPG, namun juga secara ekonomi akan sangat menguntungkan, karena untuk memenuhi kebutuhan minyak tanah, pemerintah harus mengeluarkan subsidi yang begitu besar. Oleh karena itu adanya konversi minyak tanah ke LPG, akan meminimalisasi subsidi pemerintah dalam pemenuhan energi di dalam rumah tangga.

Gas alam sisa yang diolah di stasiun kompresi ini memiliki kandungan hidrokarbon yang potensial untuk diekstrak menjadi produk cair berupa LPG dan kondensat. LPG bisa dijual ke pasar domestik yang masih terbuka luas karena masih terdapat selisih antara kebutuhan dan ketersediaan. Hal ini juga mendukung program pemerintah yaitu konversi minyak tanah ke LPG yang sudah dimulai sejak tahun 2007 lalu.

Kondensat yang dihasilkan dari proses ekstraksi NGL bisa dicampur dengan *crude oil* sehingga menambah laju produksi. Gas Residu setelah melewati proses ekstraksi NGL memiliki sangat sedikit kandungan hidrokarbon berat sehingga akan mencegah terjadinya masalah kondensasi pada jalur pipa keluaran dari stasiun pengumpul.

4.6 Analisis Faktor Lingkungan

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut di atas, maka pengembangan industri gas sisa di Stasiun Gunung Megang Muara Enim akan memberikan dampak positif bukan saja untuk perusahaan, namun juga terhadap masyarakat dan lingkungan sekitar. Dalam hal ini, gas ikutan yang tadinya tidak dapat dimanfaatkan dan seolah tidak berguna, dengan diolah menjadi barang lain, menjadi bernilai ekonomis sehingga akan menguntungkan pada perusahaan. Selain itu dengan dimanfaatkannya gas ikutan, maka akan menambah jumlah gas yang jumlah persediaannya semakin menipis, sementara kebutuhannya semakin meningkat.

Dampak positif lainnya juga akan terjadi pada lingkungan. Dalam hal ini gas sisa yang biasanya dibuang ke lingkungan atau dibakar sehingga akan menyumbang bahan pencemar di udara dan sekaligus dilepaskannya gas rumah kaca (GRK), dengan dimanfaatkan, maka gas sisa tidak mengakibatkan terjadinya pencemaran udara dan tidak menyumbang GRK ke atmosfer. Mengingat GRK akan berdampak terhadap perubahan iklim global, dan secara perlahan akan mempengaruhi kehidupan, maka berbagai negara maju membuat kesepakatan untuk mengurangi emisi yang diwujudkan dalam Protokol Kyoto dengan tujuan utama untuk menstabilkan konsentrasi GRK di atmosfer. Protokol ini telah menjadi dasar bagi negara-negara industri untuk mengurangi emisi gas rumah kaca diharapkan paling sedikit 5 % dari tingkat emisi tahun 1990 menjelang

periode 2008-2012.

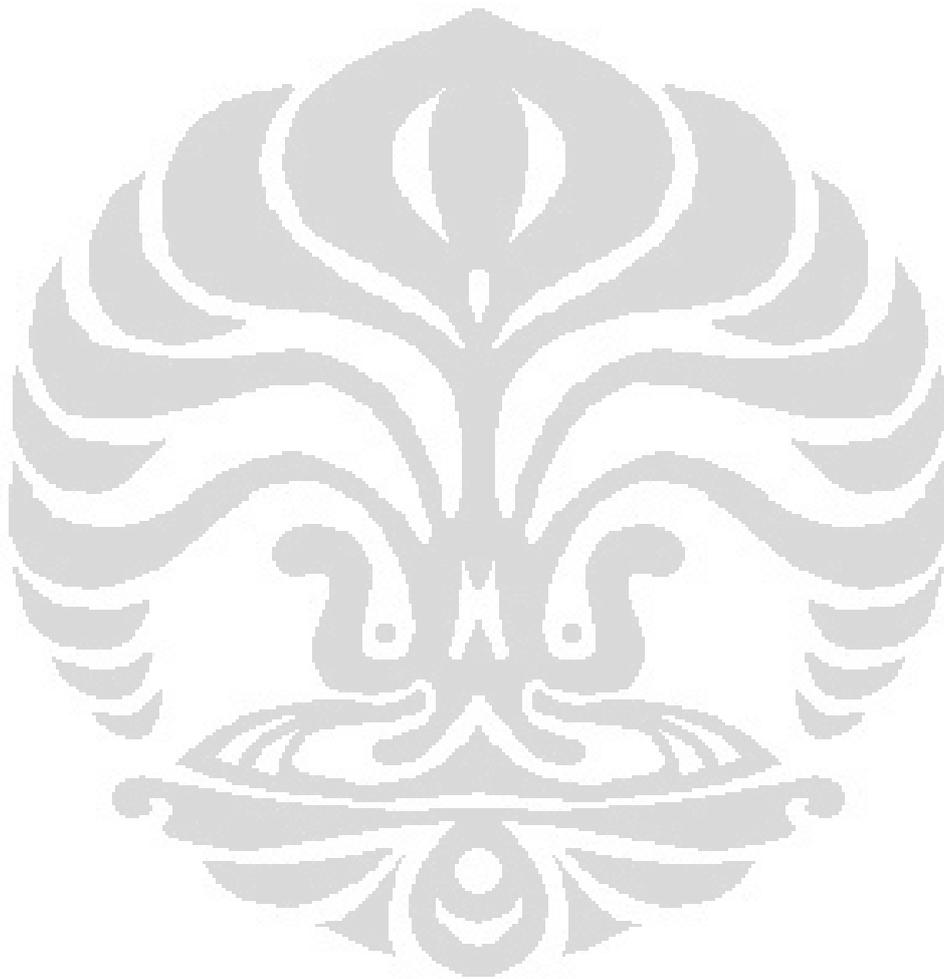
Walaupun pada pemanfaatan gas sisa terdapat pencemaran yang akan mengganggu kualitas lingkungan, namun pada penelitian ini, tidak mengukur secara langsung biaya yang digunakan dalam perbaikan kualitas lingkungan dan biaya-biaya sosial lainnya yang sebenarnya dapat ditanggung oleh perusahaan akibat dampak negatif yang ditimbulkan oleh industri dalam menjalankan usahanya (memanfaatkan gas sisa). Tetapi jika dilihat dari keuntungan bersih yang diperoleh perusahaan berdasarkan hasil analisis di atas menunjukkan bahwa jika perusahaan mengeluarkan biaya-biaya lain untuk mendukung perbaikan lingkungan dalam rangka menuju mekanisme pembangunan bersih (CDM) dan perbaikan biaya sosial, mencerminkan perusahaan masih mendapatkan keuntungan yang besar. Pada dasarnya pemanfaatan gas sisa ini juga diharapkan dapat ikut mewujudkan tujuan kebijakan energi yakni menjadikan energi menjadi komoditi yang terjangkau bagi seluruh rakyat Indonesia dan secara nasional berguna untuk menunjang pembangunan berkelanjutan.

Dari perhitungan formula diatas minimalisasi gas sisa khusus produk C3 dan C5 (emisi) didapat pendapatan sebesar \$35.355,00 per hari dikali (1 tahun) dikurangi biaya operasional alat juga tenaga kerja sebesar \$ 2.500.000,00 didapat hasil yaitu sebesar \$10.227.800,00 setiap tahunnya. Hasil tambahan ini dapat menghasilkan suatu kelayakan baru dilihat dari metode mekanisme pembangunan bersih.

Pada perkiraan saat ini menunjukkan bahwa Indonesia membakar sekitar 4.6 milyar m³ (meter kubik) gas per tahun, yang menghasilkan sekitar 11 juta ton emisi CO₂ maupun komposisi gas lain yang terbuang per tahun, jika dipresentasikan usaha penambahan plant ini dengan menghasilkan 86.5 ton per tahun hanya mampu mengurangi sepersekian persen jadi masih dibutuhkan proyek-proyek seperti ini untuk dikembangkan.

Dalam keadaan ini, strategi yang dilakukan oleh PT MEGS adalah meminimalisasi limbah melalui pemanfaatan gas sisa menjadi barang yang bernilai ekonomis. Adanya pemanfaatan gas sisa untuk dijadikan barang yang bernilai ekonomis ini sudah barang tentu akan sangat menguntungkan, baik untuk dinilai dari sisi ekonomi maupun dari aspek lingkungan. Dalam hal ini perusahaan

akan mendapatkan keuntungan tambahan, di lain pihak juga akan meminimalkan terjadinya perubahan iklim global (*global climate change*) akibat kegiatan pembuangan gas sisa (*venting of associated gas*) di perusahaan migas.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari penelitian ini telah didapatkan hasil studi kelayakan pembangunan plant dengan pemanfaatan gas sisa berdasarkan pendekatan finansial sebagai berikut :

1. Nilai NPV 20 MMSCFD sebesar \$18.090.827 ($NPV > 0$), sedangkan untuk 40 MMSFD sebesar \$23.578.243 keduanya layak dikembangkan.
2. Nilai IRR plant 1 sebesar 16,95% sedangkan plant 2 didapat 38,25%, keduanya layak mengingat ($IRR > i$)
3. Nilai BCR didapat untuk plant 1 yaitu 2.06 sedangkan plant 2 yaitu BCR = 4.19. Keduanya dikatakan layak karena $BCR > 1$
4. Nilai PBP yaitu 4.16 (plant 1) sedangkan plant 2 yaitu 2.45, keduanya memenuhi kelayakan karena $PBP < 1$.
5. Perhitungan untuk menuju CDM didapat hasil sebesar \$10.227.800,00 setiap tahunnya, hal ini juga dapat menghasilkan suatu kelayakan baru dilihat dari metode mekanisme pembangunan bersih.

5.2 SARAN

Penelitian ini masih bisa untuk dikembangkan yang dapat menjadi masukan bagi penelitian-penelitian berikutnya. Penelitian lebih lanjut yang lebih detil dan melakukan studi potensi pemanfaatan gas sisa di lapangan-lapangan lainnya, khususnya lapangan dengan potensi gas sisa cukup besar dengan kajian potensi aplikasi teknologi yang dapat mereduksi gas sisa.

DAFTAR REFERENSI

- Allenby, B.R., 1999. *Industrial Ecology. Policy Framework and Implementation*. Prentice-Hall Inc. New Jersey. USA.
- Andrea Boeri, 2011. *Feasibility study of a housing development of environmentally sound approach to financial and environmental on social housing in Italy*. Procedia Engineering 21
- C. Hicks, R. Dietmar.2007. *Improving cleaner production through the application of environmental management tools in China*. Science Direct of Journal of Cleaner Production 15.
- Canada, J.R., 1996. *Capital Investment Analysis for Engineer and Management* Prentice Hall Inc. New Jersey.
- Chen, J-R, Yang, Y-T., 2004. *A Predictive Risk Index For Safety Performance In Process Industries*. Journal Of Loss Prevention in the Process Industries 17
- David Reiner, 2011. *Financing new power plants “CCS/carbon captured storage ready “ in China*. Science Direct Energy procedia
- Departemen ESDM. 2010. *Perkembangan Produksi Gas di Indonesia Tahun 2000-2010*, Indonesia Energi Statistik. Pusdatin ESDM.
- Dey, Prasanta Kumar, 2001. *Decision Support System For Risk Management: A case study*. Management Decision Journal, Volume :39, Emerald
- Dinas BPS Sumatra Selatan, 2012. *Produksi Gas Sumatera Selatan*
- Ditjen MIGAS, 2009. *Cadangan Gas Indonesia*
- F.A. Batzias, 2011. *Designing a reliable leak bio-detection system for natural gas pipelines*. Journal of Hazardous Materials 186
- Fauzi, A. 2004. *Ekonomi Sumber Daya Alam dan Lingkungan. Teori dan Aplikasi*. PT.Gramedia Pustaka Utama. Jakarta.

- Gudolf Kjaerheim Inst.Env.Protect, Oestfold.2005. *Cleaner production and sustainability*. Journal of Cleaner Production 13
- Hufschmidt dalam Supranto. J. 2007. Statistik : Teori dan Aplikasi. Jilid I Penerbit Erlangga. Jakarta-Indonesia.
- International Energy Outlook* 2010. Proyeksi Konsumsi Gas Alam Dunia 2007-2035.(IEO2010)
- International Journal of Green House Gas Control* 2012. cara kerja pemanfaatan gas flare pada LPG plant
- IPCC CHG inventory method, 1996.
- Jin Yang, 2012. *Economic feasibility analysis of a renewable energy project in the rural China*. Procedia Environmental Sciences 13
- Johannes Fresner.1996. *Cleaner production as a means for effective environmental Management*. Science Direct of Journal of Cleaner Production 6
- Julien Meyer.2011. *Techno-economical study of the Zero Emission Gas power concept*. Jurnal Energy Procedia 4
- Kebijakan Pemerintah, tentang pemanfaatan berbagai sumber gas sesuai pedoman dan pola tetap kebijakan pemanfaatan gas bumi nasional 2007-20025, implentasi dari Undang-Undang Nomor 22 Tahun2001
- Kementrian Lingkungan Hidup. 2003. Pemanfaatan Gas Ikutan Meminimalkan Kerusakan Lingkungan.
- Leo Baas Erasmus University Rotterdam.2007. *To make zero emissions technologies and strategies become a reality, the lessons learned of cleaner production dissemination have to be known*. Science Direct of Journal of Cleaner Production 15.

Matthew R. Johnson, 2012. *Opportunities for CO2 equivalent emissions reductions via flare and vent mitigation : a case study Canada*. International Journal of Green House Gas Control

Mobey, Alison & David Perez, 2002, *Risk Evaluation and Its Importance to Project Implementation*, Work Study Journal, Volume:51 Number:4. Emerald

Murdiyarso D, 2003, *Sepuluh Tahun Perjalanan Konvensi Perubahan Iklim*, PT. Kompas Media Nusantara. Jakarta.

P. Mondal, G.S. Dang, M.O. Garg. 2011. *Syngas production through gasification and cleanup for downstream applications*. Fuel Processing Technology 92

Peraturan Gubernur Sumatra Selatan, No.17 Tahun 2005. Hasil Uji Sample Kadar Udara Tahun 2010.

Richard A. Brealey 1999, Stewart C. Myers, *Principles of Corporate Finance*, The McGraw-Hill Companies, Inc.

YUAN Xiaohong, 2011. *Evaluating Power Grid Enterprise's Investment Returns*. Energy Procedia 5

Zulkifli R., 2009. *Model Pemanfaatan Gas Ikutan di Perusahaan Migas*. Jurnal Nasional 2012

2010. *Project feasibility study: the key to successful implementation of sustainable and socially responsible construction management practice*. Journal of Cleaner Production 18

(www.ptmegs.com/2012)

(www.naturalgas.org/feb.2012).

(www.pertamina.com/index.php?option=com/feb/2012)

(www.wikipedia.com/2012).

