

25/26/II/06



BUKU PERPUSTAKAAN  
INSTITUT TEKNOLOGI  
SEPULUH - NOPEMBER

**TUGAS AKHIR**  
**LL 1327**

**ANALISA INVESTASI PERENCANAAN AWAL TRANSPORT  
GAS ALAM DARI KALIMANTAN TIMUR KE JAWA TENGAH  
DENGAN MODA PIPA BAWAH LAUT**



R S Ke  
605.744  
Rus  
A-1  
2006

Oleh :

**HANIF ARIF RUSDIONO**  
**NRP. 4301.100.027**

PERPUSTAKAAN  
ITS

Tgl. Terima	7-2-2006
Terima Dari	H
No. Agenda Prp.	224422

**JURUSAN TEKNIK KELAUTAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2006**

## LEMBAR PENGESAHAN

### ANALISA INVESTASI PERENCANAAN AWAL TRANSPORT GAS ALAM DARI KALIMANTAN TIMUR KE JAWA TENGAH DENGAN MODA PIPA BAWAH LAUT



**HANIF ARIF RUSDIONO**

NRP. 4301.100.027

Surabaya, 2 Februari 2006

Mengetahui / Menyetujui

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

**Ir. Imam Rochani, M.Sc.**  
NIP. 131 417 209

**Ir. Mas Murtedjo, M.Eng.**  
NIP. 130 687 431

Ketua Jurusan/Teknik Kelautan



**Ir. Imam Rochani, M.Sc.**  
NIP. 131 417 209

## **ABSTRAK**

**HANIF ARIF <sup>(1)</sup>, IMAM ROCHANI <sup>(2)</sup>, MAS MURTEDJO <sup>(3)</sup>**

- 1). MAHASISWA, TEKNIK KELAUTAN ITS SURABAYA
- 2). dan 3). STAF PENGAJAR, TEKNIK KELAUTAN ITS SURABAYA

Ketersediaan gas alam sangat penting bagi pemulihian kondisi industri di Pulau Jawa. Oleh karena itu pemerintah berencana untuk menyalurkan gas alam dari Kalimantan Timur ke Pulau Jawa. Namun rencana pembangunan pipa transmisi gas Kalimantan Timur-Jawa Tengah hingga tahun 2004 masih dalam tahap studi kelayakan. Sehingga perlu dilakukan analisa ekonomis mengenai rencana proyek tersebut. Sebelum melakukan analisa ekonomis (analisa investasi), diperlukan perencanaan awal. Dalam penelitian ini ada beberapa konfigurasi/skenario analisa. Konfigurasi itu meliputi konfigurasi besar *gas flow rate*, konfigurasi penggunaan kompresor, dan pemakaian *over-under cost estimate*. Perancangan ini menggunakan bantuan *software GasCalc* untuk menentukan besar *inside diameter*. Standart (*codes*) desain yang digunakan yakni ASME B31.8. Sedangkan untuk penentuan properties pipa yang ada di pasaran, standart yang digunakan yakni API 5L *specification for line pipe*. Setelah melakukan perhitungan dengan asumsi dan batasan masalah yang ada, maka akhirnya dapat di simpulkan bahwa proyek dengan menggunakan satu kompresor, *gas flow rate* sebesar 1100 MMSCFD, dan kondisi perokonomian yang baik (*high GDP* dan *under cost estimate*), merupakan konfigurasi terbaik. Karena dengan konfigurasi itu, terciptalah NPV yang terbesar yakni US \$ 863.02 million, *payback period* yakni 6.09 tahun, dan arus kas proyek sebesar US \$ 4143.69 million. Sedangkan *capital expenditure* (CAPEX) proyek tersebut yakni sebesar US \$ 2449.53 million dan *operating expenditure* (OPEX) US \$ 1815.27 million.

Kata kunci : NPV, *payback period*, *gas flow rate*, *compressor*, *cost estimate*

## **ABSTRACT**

**HANIF ARIF <sup>(1)</sup>, IMAM ROCHANI <sup>(2)</sup>, MAS MURTEDJO <sup>(3)</sup>**

- 1). MAHASISWA, TEKNIK KELAUTAN ITS SURABAYA
- 2). dan 3). STAF PENGAJAR, TEKNIK KELAUTAN ITS SURABAYA

Gas supply is important needed for repaired the industrial condition on Java Island. Because this reason, government has planning to distributed natural gas from East Kalimantan to Java Island. Until two year ago, this plan still on feasibility study. So, the project must be economic analysis. Before take an economic analysis, the preliminary design must be prepared. This research has any analysis configuration or scenario. This configuration include gas flow rate configuration, compressor configuration, and over-under cost estimation. The design used software GasCalc helped for finding inside diameter. Design using the ASME B31.8 codes. Pipe properties taken from API 5 L specification for line pipe. After make a calculated based on assumed and problem limited, at least taken a conclusion with a compressor, gas flow rate is 1100 MMSCFD, economic condition on a high GDP and under estimate cost is the best configuration choosing. Because with this configuration, can take higher NPV. Value of NPV is US \$ 863.02 million, payback period is 6.09 years, and project cash flow is US \$ 4143.69 million. And then value of capital expenditure (CAPEX) for this project is US \$ 2449.53 million and operating expenditure (OPEX) US \$ 1815.27 million.

Key words : NPV, *payback period*, *gas flow rate*, *compressor*, *cost estimate*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah SWT, yang telah memberikan segala nikmat, rahmat dan hidayah-Nya. Atas berkah-Nya pula, penulis dapat menyelesaikan tugas akhir sesuai dengan jadwal. Sholawat serta salam semoga senantiasa tercurahkan kepada Nabi besar Muhammad SAW.

Tugas Akhir yang berjudul “Analisa Investasi Perencanaan Awal Transport Gas Alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah dengan Moda Pipa Bawah Laut” disusun untuk memenuhi persyaratan akademis penyelesaian studi strata 1 di Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dengan terselesainya tugas akhir ini penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Ayahanda J.S. Boediono dan Ibunda Rusmiyati yang tercinta, yang telah berjasa tiada terbilang, berjuang dan berkorban atas dasar kasih sayang di dalam mengasuh dan mendidik penulis hingga dewasa. Semoga Allah berkenan meridlo semua yang beliau lakukan dan mencerahkan nikmat serta kasih sayang-Nya kepada keduanya.
2. Kakakku Thikna Perdana R., Tutik, Adhikku Afrilia A.B. serta semua saudara-saudaraku tersayang, yang selalu memberi semangat dan bantuan moril kepada penulis.
3. Yang terhormat Bapak Ir.Imam Rochani, M.Sc dan Ir.Mas Murtedjo,M.Eng selaku dosen pembimbing, yang tidak pernah mengenal lelah dan jemu memberikan dorongan, pertolongan serta bimbingan, sehingga penulis berhasil menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Yang terhormat Bapak Prof.Dr.Ir.Paulus Indiyono,M.Sc. selaku dosen wali penulis, yang selalu memberikan bantuan-bantuan dan kemudahan-kemudahan sehingga penulis dapat menyelesaikan studi di Teknik Kelautan ini.
5. Yang terhormat Bapak Dosen Teknik Kelautan yang selalu membimbing dan mencerahkan ilmunya kepada penulis. Serta semua karyawan “Bu Lismi, Pak Teguh, Pak No, yang selalu memberi bantuan baik moril maupun materiil.

6. Yang terhormat Bapak Agus Arifin “Advisor II Bidang Teknik dan Tekno Ekonomi PT.PGN,T.bk”, Bapak Munari “PTGI”, Bapak Adil Abas “Direktur Pengembangan PT.PGN,T.bk, Mbak Asih “Sekretaris Direktur Pengembangan PT.PGN,T.bk, serta seluruh karyawan PT.PGN,T.bk yang telah membantu membimbing serta memberikan masukan-masukan informasi kepada penulis.
7. Semua teman-teman seperjuangan (kelautan '01), yang selalu membantu penulis dalam mewarnai hari-hari selama kuliah di Teknik Kelautan ini.
8. Kakak dan Adhik kelas, yang selalu memberi spirit dan bantuan-bantuan kepada penulis.
9. Semua teman-teman Fakultas Ekonomi Universitas Airlangga Surabaya, yang selalu memberi semangat dan warna-warni nya kehidupan kepada penulis
10. Semua warga rodah sekolahank 12 gebang, yang tak henti-hentinya memberikan semangat, bantuan serta selalu menghiasi hari-hari penulis selama 4 tahun lebih ini.
11. Serta semua pihak yang telah membantu terselesainya penulisan tugas akhir ini.

Penulis menyadari bahwa tiada kesempurnaan selain Yang Maha Kuasa, untuk itu saran dan kritik yang bersifat membangun sangat diharapkan demi perbaikan dan penyempurnaan tugas akhir pada tahun-tahun mendatang. Semoga buku laporan ini bermanfaat untuk pengembangan ilmu pengetahuan bagi semua pihak secara umum dan terutama bagi penulis sendiri.

Surabaya, Januari 2006

Penulis

## DAFTAR ISI

HALAMAN MUKA	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK (Bahasa Indonesia dan Inggris) .....	i
KATA PENGANTAR .....	ii
DAFTAR ISI .....	iv
DAFTAR TABEL .....	vi
DAFTAR GAMBAR .....	vii
DAFTAR LAMPIRAN .....	viii
BAB I PENDAHULUAN	
I.1 Latar Belakang .....	1
I.2 Perumusan Masalah .....	2
I.3 Tujuan Penelitian .....	2
I.4 Manfaat Penelitian .....	3
I.5 Ruang Lingkup Penelitian .....	3
I.6 Sistematika Penulisan .....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
II.1 Hal-hal umum	
II.1.1 Pengertian Minyak dan Gas Bumi .....	5
II.1.2 Pengertian Kegiatan Hulu dan Hilir .....	5
II.1.3 Proyek-proyek Penyaluran Gas Bumi di Indonesia .....	7
II.1.4 Rencana Proyek Pipanisasi Gas Alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah.....	8
II.2 Analisa Investasi	
II.2.1 Siklus dan Umur Proyek .....	9
II.2.2 Perkiraan Biaya ( <i>cost estimate</i> ).....	12
II.2.3 Aspek Teknik .....	13
II.2.4 Arus Kas .....	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	27

## BAB IV ANALISIS DAN HASIL PEMBAHASAN

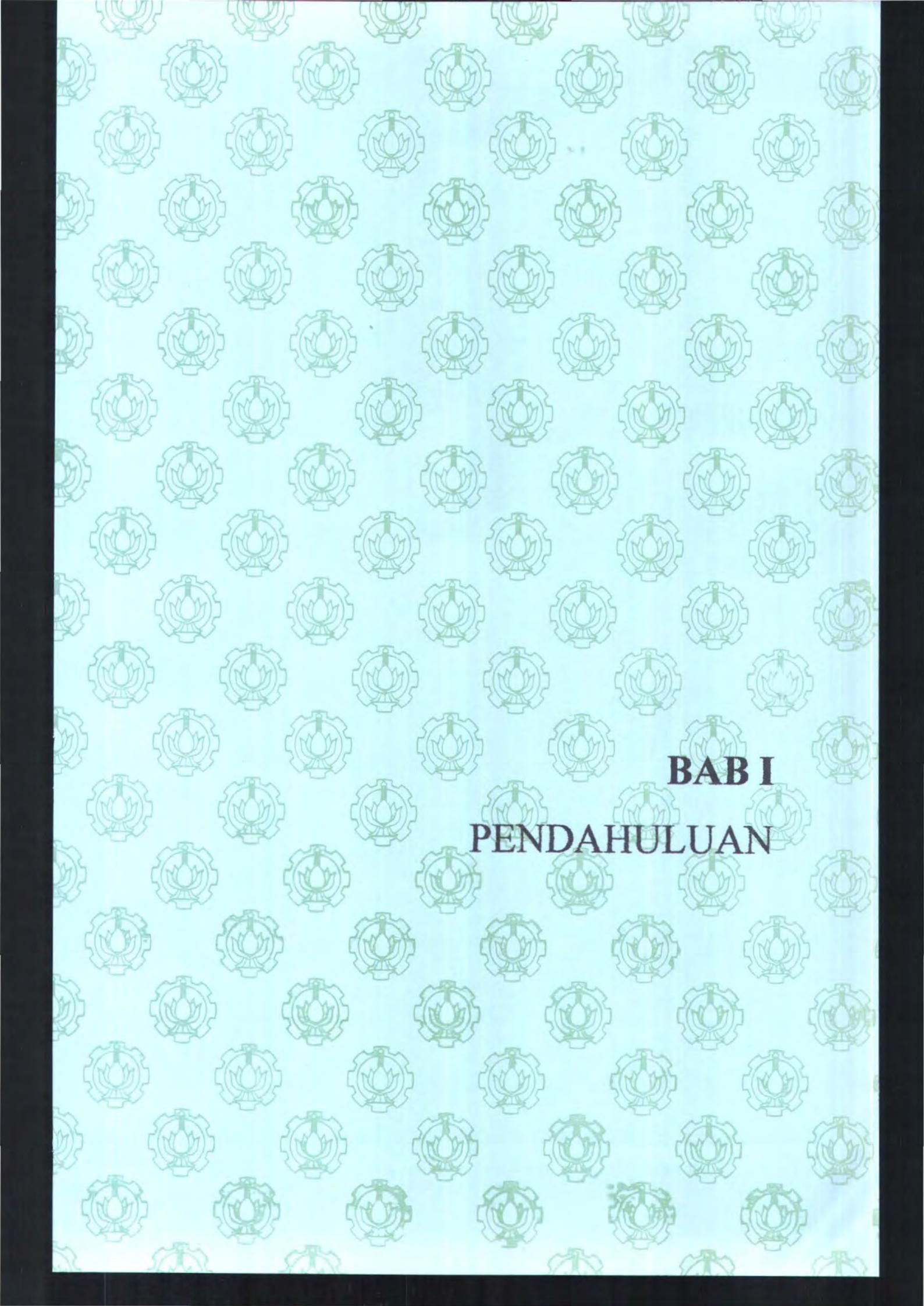
IV.1 Aspek Teknik .....	28
IV.1.1.Gas Balance Jawa-Kalimantan Timur .....	28
IV.1.2 Penentuan Properties Pipa .....	29
IV.1.3 Analisa Desain .....	34
IV.1.4 Perhitungan daya kompresor .....	35
IV.1.5 Estimasi kebutuhan teknis lainnya .....	36
IV.1.6 Memperkirakan fasilitas-fasilitas yang harus di bangun untuk masing-masing terminal ( <i>overview of overall project facilities</i> ).....	37
IV.2 Aspek ekonomis .....	39
IV.2.1 Biaya Pertama ( <i>Capital Expenditure/CAPEX</i> ) .....	40
IV.2.2 Biaya Operasi atau Produksi ( <i>Operation Expenditure/OPEX</i> ) .....	53
IV.2.3 Rincian Pendapatan .....	53
IV.2.4 Arus Kas .....	54
IV.2.5 Analisa atas usulan investasi .....	56
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....	64
DAFTAR PUSTAKA .....	68
LAMPIRAN .....	

## DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 <i>Gas balance</i> Kalimantan-Jawa .....	28
Tabel 4.2 Properties <i>pipeline</i> pada konfigurasi tanpa menggunakan kompresor .....	32
Tabel 4.3 Properties <i>pipeline</i> pada konfigurasi menggunakan kompresor .....	33
Tabel 4.4 Hasil perhitungan <i>hoop stress checks</i> masing-masing konfigurasi .....	34
Tabel 4.5 Biaya pertama jaringan KualaBadak-Balikpapan .....	45
Tabel 4.6 Biaya pertama jaringan Balikpapan-Banjarmasin .....	46
Tabel 4.7 Biaya pertama jaringan Banjarmasin-Semarang .....	47
Tabel 4.8 Biaya pertama jaringan Balikpapan Distribution .....	48
Tabel 4.9 Biaya pertama jaringan Samarinda Distribution .....	49
Tabel 4.10 Biaya pertama jaringan Banjarmasin Distribution .....	50
Tabel 4.11 <i>Cost estimation for Extended Line</i> .....	51
Tabel 4.12 Profil biaya pertama untuk semua <i>gas flow rate</i> , tanpa kompresor dan <i>Over cost estimate</i> .....	52
Tabel 4.13 Modal tetap yakni biaya studi kelayakan dan biaya konsultasi .....	52
Tabel 4.14 Modal kerja adalah bahan baku untuk pengoperasian awal, gaji tenaga kerja awal dan suku cadang .....	53
Tabel 4.15 Besar estimasi tarif/ <i>tol free gas</i> .....	54
Tabel 4.16 Asumsi-asumsi untuk kondisi <i>high GDP</i> .....	55
Tabel 4.17 Perhitungan arus kas, NPV, IRR untuk jaringan tanpa kompresor, <i>Over cost estimate, high GDP, dan gas flow rate</i> sebesar 500 MMSCFD	57
Tabel 4.18 Profil arus kas, NPV, IRR, dan <i>payback period</i> dengan konfigurasi kondisi perekonomian dan <i>gas flow rate</i> .....	59
Tabel 5.1 Properties pipa untuk konfigurasi dengan <i>gas flow rate</i> 1100 MMSCFD dan menggunakan kompresor .....	65

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Cadangan gas bumi Indonesia .....	6
Gambar 2.2	Sistem transmisi gas Bontang-Kalimantan Timur .....	7
Gambar 2.3	Profil biaya dan pendapatan selama umur proyek/investasi .....	10
Gambar 2.4	Sistematika pentahapan proyek dan kegiatan-kegiatan menurut PMI ( <i>Project Management Institute</i> ) .....	11
Gambar 2.5	Sistematika pentahapan proyek dan kegiatan-kegiatan menurut Asiyanto (2003) .....	12
Gambar 2.6	<i>Flowline design process</i> .....	14
Gambar 3.1	Metodologi Penelitian .....	27
Gambar 4.1	Data kandungan gas dari supplier .....	30
Gambar 4.2	Skenario/konfigurasi 1 (jaringan tanpa menggunakan kompresor)..	30
Gambar 4.3	Hasil perhitungan <i>inside diameter</i> untuk konfigurasi 1 (tanpa kompresor) menggunakan GasCalc .....	31
Gambar 4.4	Skenario/konfigurasi 2 (jaringan menggunakan kompresor) .....	32
Gambar 4.5	Hasil perhitungan <i>inside diameter</i> untuk konfigurasi 2 (memakai kompresor) menggunakan GasCalc .....	33
Gambar 4.6	<i>Overview of overall project with gas flow rate 1100 MMSCFD</i> ..	38
Gambar 4.7	<i>Flowchart</i> analisa teknis .....	39
Gambar 4.8	Kurva hubungan antara biaya dan <i>gas flow rate</i> untuk konfigurasi tanpa kompresor .....	61
Gambar 4.9	Kurva hubungan antara biaya dan <i>gas flow rate</i> untuk konfigurasi memakai kompresor .....	62
Gambar 4.10	<i>Flowchart</i> analisa ekonomis .....	63
Gambar 5.1	<i>Overview of overall project with gas flow rate 1100 MMSCFD</i> ..	66



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

## BAB I. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Minyak dan Gas Bumi merupakan sumber daya alam yang memiliki peran penting dalam kehidupan manusia. Berbagai pihak memanfaatkan kedua sumber daya alam tersebut untuk melakukan kegiatan sehari-hari.

Namun akhir-akhir ini timbul gejala yang cukup memprihatinkan, yaitu munculnya permintaan kebutuhan akan minyak bumi yang sangat tinggi. Sehingga beberapa daerah di Indonesia mulai mengalami ketimpangan penawaran dan permintaan minyak bumi, contohnya di Pulau Jawa.

Kebutuhan minyak bumi di Pulau Jawa yang terus meningkat harus diimbangi dengan beberapa proses pengendalian. Beberapa upaya yang dapat dilakukan pemerintah yakni menurunkan subsidi Bahan Bakar Minyak (BBM) dan melakukan penyediaan bahan bakar alternatif. Salah satu bahan bakar alternatif yakni gas alam. Meskipun jumlah konsumsi gas alam terus meningkat, namun jumlah cadangan gas alam masih cukup banyak.

Menurut data PGN, konsumsi gas di Jawa, baik untuk industri, pembangkit listrik, maupun rumah tangga, rata-rata naik 12 persen per tahun sejak 1991 (Kompas, 2004). Pada tahun itu, penggunaan gas kurang dari 300 *million metric standard cubic feet day* (MMSCFD) atau standar juta metrik kaki kubik per hari dan tahun 2002 menjadi 900 MMSCFD.

Erry Soedarsono, Direktur Niaga dan Pengolahan Minyak dan Gas Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, menyatakan pembangunan jaringan pipa gas merupakan insentif bagi perkembangan industri pengolahan (Kompas, 2004). Pada tahun 2004, subsidi Bahan Bakar Minyak (BBM) akan semakin kecil sehingga harga jual BBM akan naik. Kondisi itu membuat industri memerlukan bahan bakar alternatif yang murah, terjamin pasokannya, dan bersih dari polusi. Pilihan paling memungkinkan adalah gas alam.

Melihat begitu penting gas alam bagi pemulihan kondisi industri di Pulau Jawa maka pemerintah berencana untuk menyalurkan gas alam dari Kalimantan Timur ke Pulau Jawa. Menurut Direktur Pengembangan PT. Perusahaan Gas Negara

Tbk (PT.PGN.Tbk), proyek transmisi tersebut pembangunan konstruksi rencananya akan dilakukan pada 2006-2009.

PT.Perusahaan Gas Negara Tbk (PT.PGN.Tbk) telah melakukan perencanaan awal. Namun rencana pembangunan pipa transmisi gas Kalimantan Timur-Jawa Tengah itu hingga tahun 2004 masih dalam tahap studi kelayakan. PT.PGN.Tbk membukukan masukan dari berbagai pihak, termasuk akademisi untuk menilai nilai ekonomisnya.

Berdasarkan latar belakang tersebut maka kami selaku penulis ingin melakukan analisa ekonomisnya. Namun dalam laporan tugas akhir ini penulis membuat konfigurasi perencanaan awal menurut versinya sendiri, lalu di lanjutkan dengan analisa ekonomis. Dimana analisa ekonomis meliputi analisa investasi.

Dalam praktek, analisa investasi selalu berhubungan dengan aspek teknis. Oleh karena itu analisa aspek teknis sangat perlu di lakukan. Analisa aspek teknis yang akan di bahas yakni perencanaan awal semua fasilitas proyek jaringan transport gas alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah dengan pipa bawah laut. Perencanaan awal ini didasarkan atas beberapa konfigurasi. Yang mana konfigurasi-konfigurasi ini lah yang menjadi batasan masalah.

Pada akhir penulisan akan didapatkan penilaian atas usulan investasi. Sehingga nantinya bisa ditentukan konfigurasi mana yang layak dipilih.

## 1.2 Perumusan Masalah

1. Konfigurasi fasilitas mana yang sebaiknya dipilih, lalu bagaimana nilai arus kas, penilaian atas usulan investasi, dan gambaran awal desain fasilitas proyek dari konfigurasi yang layak dipilih tersebut?

## 1.3 Tujuan Penelitian

1. Mendapatkan konfigurasi fasilitas yang layak dipilih, mendapatkan nilai arus kas, penilaian atas usulan investasi,dan gambaran awal desain fasilitas proyek dari konfigurasi yang layak dipilih tersebut.

#### 1.4 Manfaat Penelitian

Sedangkan manfaat dari pembuatan tugas akhir ini yakni :

1. Dapat digunakan sebagai salah satu pertimbangan dalam pengambilan keputusan investasi oleh praktisi.
2. Dapat digunakan sebagai acuan dalam menilai kelayakan proyek transport gas alam.

#### 1.5 Ruang Lingkup Penelitian

Untuk membatasi ruang lingkup pembahasan, maka kami memberi batasan tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Pipa bawah laut yang dianalisa yakni jaringan proyek transport gas alam antara titik terminal awal (Kalimantan Timur) sampai titik terminal akhir (Semarang). Jaringan tersebut meliputi jaringan transmisi Kuala Badak-Balikpapan, transmisi Balikpapan-Banjarmasin, transmisi Banjarmasin-Semarang, distribusi Samarinda, distribusi Balikpapan, dan distribusi Banjarmasin.
2. Asumsi pada 15 tahun awal masa operasi, gas hanya disuplai untuk Jawa. Sehingga pembangunan *distribution stastion* di Kalimantan hanya untuk persiapan apabila nantinya permintaan di Pulau Jawa menurun.
3. Perencanaan awal dianalisa secara teknologi dan ekonomi saja, dimana analisa teknologi (secara teknis) hanya membahas gambaran awal desain fasilitas jaringan awal transport gas alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah dengan pipa bawah laut. Dimana gambaran awal tersebut di dasarkan atas beberapa konfigurasi yakni konfigurasi penggunaan kompresor, besar *gas flow rate*, *low-high GDP*, dan pemakaian *over-under cost estimate*. Konfigurasi *gas flow rate* yang digunakan yakni 500, 900, 1000, dan 1100 MMSCFD. Untuk besar *range over-under cost estimate* di dasarkan pada *range* proyek SSWJ milik PT.PGN.Tbk. Sedangkan konfigurasi *low-high GDP* didasarkan atas Pendawa Gas *Supply Model*.
4. Analisa ekonomis hanya membahas arus kas dan analisa investasi.
5. Asumsi-asumsi yang lain terdapat pada lembar *assumptions* dan *rules of thumbs*.

6. Analisa profitabilitas yang digunakan yakni perhitungan nilai neto (*net present value-NPV*), *Internal rate of return-IRR*, dan *Payback Period*.
7. Asumsi distribusi modal adalah 80% dari pinjaman, dan 20% dari equity PT.PGN.Tbk. Asumsi *grace period* selama 5 tahun (untuk pinjaman lunak), dan *discount factor* 10%.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Dokumen Tugas Akhir ini di buat dengan sistematika dan urutan sebagai berikut :

HALAMAN MUKA

LEMBARAN PENGESAHAN

ABSTRAK (Bahasa Indonesia dan Inggris)

KATA PENGANTAR

DAFTAR ISI

DAFTAR TABEL

DAFTAR GAMBAR

DAFTAR LAMPIRAN

ISI TUGAS AKHIR

BAB I PENDAHULUAN

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

BAB IV ANALISIS DAN HASIL PEMBAHASAN

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN



**BAB II**  
**TINJAUAN PUSTAKA**

## **BAB II. TINJAUAN PUSTAKA**

### **II.1 Hal-hal Umum**

#### **II.1.1 Pengertian Minyak dan Gas bumi**

Menurut UU Republik Indonesia nomor 22 tahun 2001 tentang minyak bumi dan gas alam bab I pasal I, minyak bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa cair atau padat, termasuk aspal, lilin mineral atau *ozokerit*, dan *bitumen* yang diperoleh dari proses penambangan, tetapi tidak termasuk batubara atau endapan hidrokarbon lain yang berbentuk padat yang diperoleh dari kegiatan yang tidak berkaitan dengan kegiatan usaha minyak dan gas bumi.

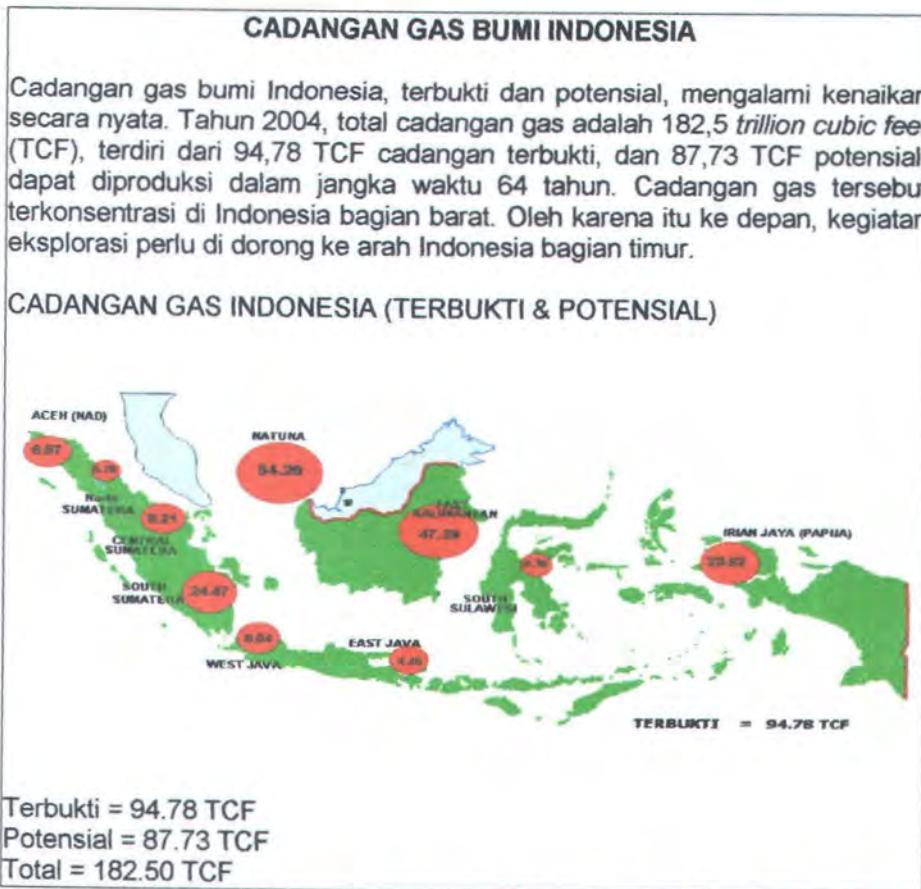
Sedangkan gas bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari proses penambangan minyak dan gas bumi.

#### **II.1.2 Pengertian Kegiatan Hulu dan Hilir**

Menurut UU Republik Indonesia nomor 22 tahun 2001 tentang minyak bumi dan gas alam bab I pasal I, kegiatan usaha hulu adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha eksplorasi dan eksloitasi. Eksplorasi adalah kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja yang ditentukan.

Sedangkan eksloitasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan minyak dan gas bumi dari wilayah kerja yang ditentukan, yang terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian minyak dan gas bumi di lapangan serta kegiatan lain yang mendukungnya.

Kegiatan hulu gas bumi di Indonesia :



Sumber : BP MIGAS. (2005), 'Kegiatan-Gas', Available:[<http://www.bpmigas.com/kegiatan-gas.asp>] (tanggal akses : 24 Juli 2005).

Gambar 2.1 Cadangan gas bumi Indonesia.

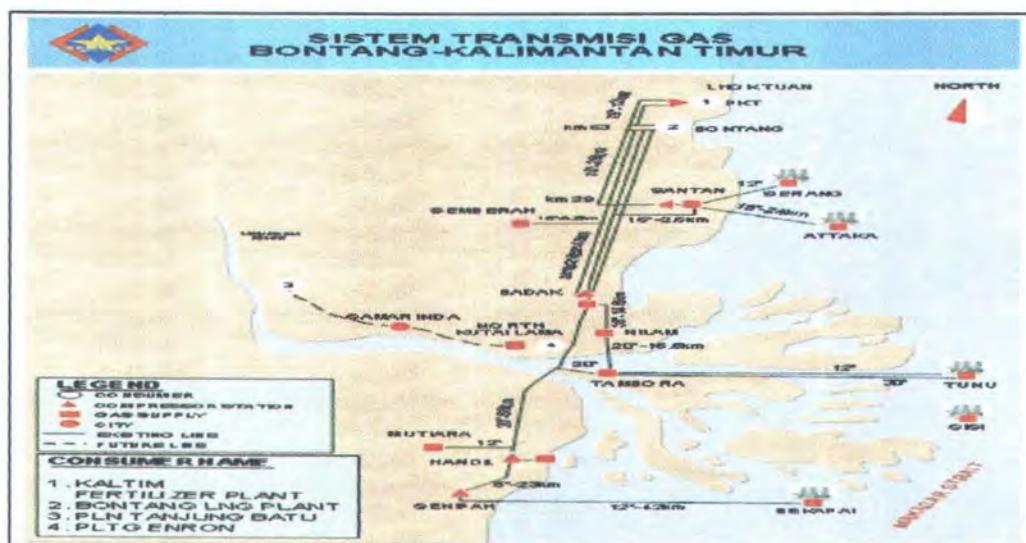
Kegiatan usaha hilir adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan/atau niaga.

Pengolahan adalah kegiatan memurnikan, memperoleh bagian-bagian, mempertinggi mutu, dan mempertinggi nilai tambah minyak bumi dan/atau gas bumi, tetapi tidak termasuk pengolahan lapangan.

Pengangkutan adalah kegiatan pemindahan minyak bumi, gas bumi, dan/atau hasil olahannya dari wilayah kerja atau dari tempat penampungan dan pengolahan, termasuk pengangkutan gas bumi melalui pipa transmisi dan distribusi.

Penyimpanan adalah kegiatan penerimaan, pengumpulan, penampungan, dan pengeluaran minyak bumi dan/atau gas bumi.

Niaga adalah kegiatan pembelian, penjualan, ekspor, impor minyak bumi dan/atau hasil olahannya, termasuk niaga gas bumi melalui pipa.



Sumber : BP MIGAS. (2005), 'Kegiatan-Gas', Available:[<http://www.bpmigas.com/kegiatan-gas.asp>] (tang-gal akses : 24 Juli 2005).

Gambar 2.2 Sistem transmisi gas Bontang-Kalimantan Timur.

### II.1.3 Proyek-proyek Penyaluran Gas Bumi di Indonesia

Proses penyaluran gas bumi di lepas pantai pada dasarnya ada 2 metode yakni menggunakan pipa bawah laut dan menggunakan kapal tanker.

Namun pada akhir-akhir ini penggunaan jaringan pipa gas untuk menyalurkan gas bumi mengalami peningkatan. Misalnya jaringan pipa gas untuk wilayah Sumatera yakni di daerah propinsi Aceh dan Sumatera Utara. Untuk di Aceh penyaluran gas dari lapangan Arun di LhokSukon ke pabrik *Liquefied Natural Gas* atau Gas Alam Cair (LNG) di Lhok Sumawe sepanjang sekitar 30 km. Sedangkan di Sumatera Utara yakni dari Sungai Wampu dan Pangkalan Brandan ke Pembangkit Tenaga Listrik di Paya Pasir yakni sepanjang 24 km.

Di Jawa ada tiga tempat penyaluran gas lewat pipa gas yakni pertama di Jawa Barat dari stasiun utama Cilamaya ke pabrik besi baja PT.Krakatau Steel di Cilegon sepanjang 218 km. Kedua ARCO ONWJ membangun pipa yang panjangnya 97,4 km dari Laut Jawa ke PLTGU muara Karang dan Tanjung Priok. Ketiga adalah pembangunan pipa dari Pulau Kangean ke Pabrik Petrokimia Gresik dengan panjang sekitar 436 km.

Sedangkan di Kalimantan terdapat dua pembangunan pipa. Yang pertama yakni dari Badak ke pabrik LNG Bontang dengan panjang 53 km. Dan yang kedua adalah dari Tanjung Santan ke Pabrik Pupuk Kaltim dengan panjang sekitar 44 km.

Pada bulan Agustus 2003 telah diresmikan penggunaan pipa gas alam PT.PGN.Tbk sepanjang 477 km (offshore 212 km dan diameter 28") yang memasok gas alam (600MMSCFD) dengan operator Conoco Philips dari Grisik, Sumatera Selatan ke Singapura (Soegiono, 2003).

#### **II.1.4 Rencana Proyek Pipanisasi Gas Alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah**

Erry Soedarsono, Direktur Niaga dan Pengolahan Minyak dan Gas Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, menyatakan pembangunan jaringan pipa gas merupakan insentif bagi perkembangan industri pengolahan (Kompas, 2004). Pada tahun 2004, subsidi Bahan Bakar Minyak (BBM) akan semakin kecil sehingga harga jual BBM akan naik. Kondisi itu membuat industri memerlukan bahan bakar alternatif yang murah, terjamin pasokannya, dan bersih dari polusi. Pilihan paling memungkinkan adalah gas alam.

Data PT. Perusahaan Gas Negara Tbk (PT.PGN.Tbk), konsumsi gas di Jawa, baik untuk industri, pembangkit listrik, maupun rumah tangga, naik rata-rata 12 persen per tahun sejak 1991 (Kompas, 2004). Pada tahun itu, penggunaan gas kurang dari 300 *million metric standard cubic feet day* (MMSCFD) atau standard juta metrik kaki kubik per hari dan tahun 2002 menjadi 900 MMSCFD. Penggunaan oleh industri kurang dari sepertiga dari penggunaan gas secara total. Ini menyebabkan tingkat pengembalian investasi belum efektif dan tak berlangsung cepat.

Direktur Pengembangan PT. Perusahaan Gas Negara Tbk (PT.PGN.Tbk), Adil Abas, investasi yang diperlukan untuk membangun saluran pipa gas sepanjang 1.600 kilometer (km) itu sebesar 1,7 miliar dollar AS (Sulistiyowati, 2004). Saat ini PGN sedang melakukan studi kelayakan, sedangkan pelaksanaan akan dimulai 2006 dan diharapkan selesai 2010.

Adil Abas, Direktur Pengembangan PT.PGN.Tbk, gas akan diambil dari lapangan-lapangan gas yang ada di Kalimantan Timur yang cadangannya mencapai 8-10 *triliun cubic feet* (tcf) (Kompas, 2004). Dari cadangan tersebut, besar gas yang akan di transport ke Pulau Jawa sebesar 6-8 tcf. Lapangan-lapangan disana dikelola (operator) oleh beberapa perusahaan minyak dan gas bumi seperti Total Fina Elf, Unocal, dan Exxon Mobil Cepu.

PT.PGN.Tbk merencanakan saluran pipa gas dibangun mulai dari Kuala Badak (Kalimantan Timur) menuju Semarang, dan terus ke Jakarta. Pada awalnya, pipa akan disalurkan melalui Surabaya agar Jawa Timur (Jatim) dapat terjangkau oleh pasokan gas dalam jumlah besar. Akan tetapi, pasokan dari ladang gas Jatim dan dari Cepu yang tersedia dalam jumlah memadai membuat terminal gas dialihkan ke Semarang untuk menghemat biaya. Pengalihan terminal itu menghemat panjang pipa, menjadi 1.219 km.

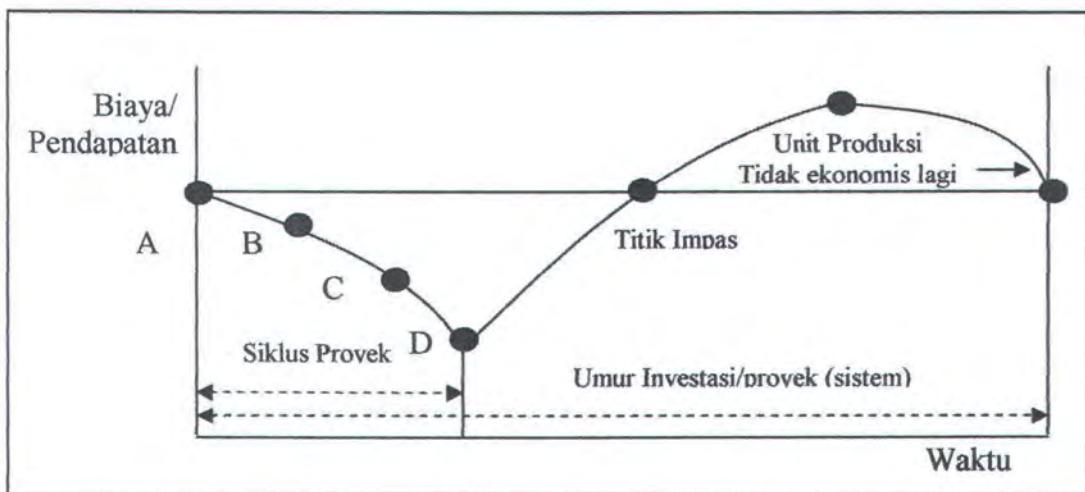
## II.2 Analisa Investasi

### II.2.1 Siklus dan Umur Proyek

Investasi dapat diartikan sebagai pengeluaran atau pembelanjaan penanaman modal atau perusahaan untuk membeli barang-barang modal atau perlengkapan-perlengkapan produksi untuk menambah kemampuan memproduksi barang-barang dan jasa-jasa yang tersedia dalam perekonomian (Sukirno, 1999).

Keputusan untuk melakukan investasi yang menyangkut sejumlah dana dengan harapan mendapatkan keuntungan dalam jangka panjang, seringkali berdampak besar terhadap kelangsungan hidup suatu perusahaan. Oleh karena itu analisa investasi sangatlah penting dilakukan oleh sebuah perusahaan yang ingin berinvestasi.

Namun sebelum membahas analisa investasi lebih lanjut, sebaiknya perlu diketahui terlebih dahulu pengertian siklus proyek dan umur proyek, karena dari kedua hal tersebut dapat diidentifikasi profil biaya dan pendapatan yang akan dicapai perusahaan. Siklus proyek dimulai dari kegiatan proyek sampai pembangunan fisik selesai. Sedangkan umur proyek berlangsung sejak awal siklus proyek sampai instalasi atau produk hasil pembangunan fisik tidak lagi beroperasi atau tidak lagi berfungsi secara ekonomis.



Sumber : Soeharto, Iman. (2001), **Studi Kelayakan Proyek Industri**, Editor : Yati Sumiharti, Erlangga, Jakarta

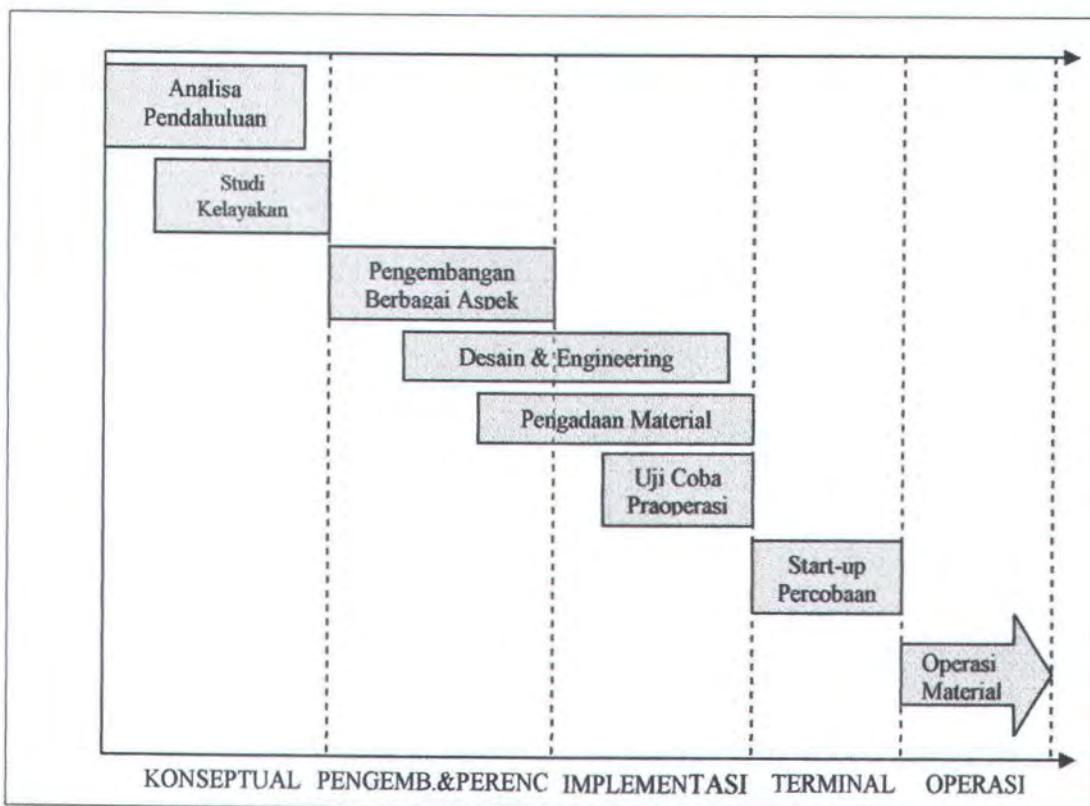
Gambar 2.3 Profil biaya dan pendapatan selama umur proyek/investasi.

Catatan :

- A-B : Studi dan Pengembangan
- B-C : Pembangunan fisik proyek
- C-D : Modal Kerja
- D : Mulai masuk pendapatan hasil penjualan produk
- E : Titik impas, jumlah pendapatan (kumulatif) sama dengan pengeluaran biaya
- D-E-F-G : Pendapatan dikurangi ongkos produksi dan lain-lain

Sampai saat ini belum ada keseragaman pembagian tahap-tahap dalam siklus proyek, baik jumlah maupun terminologi yang dipakai. Besar kecil ukuran, kompleksitas proyek sangat mempengaruhi bentuk siklus proyek tersebut.

Untuk mempermudah pengelolaan proyek, maka PMI (*Project Management Institutue*) yakni sebuah intitusi yang mengembangkan manajemen proyek membuat satu sistematika tahap-tahap siklus proyek.



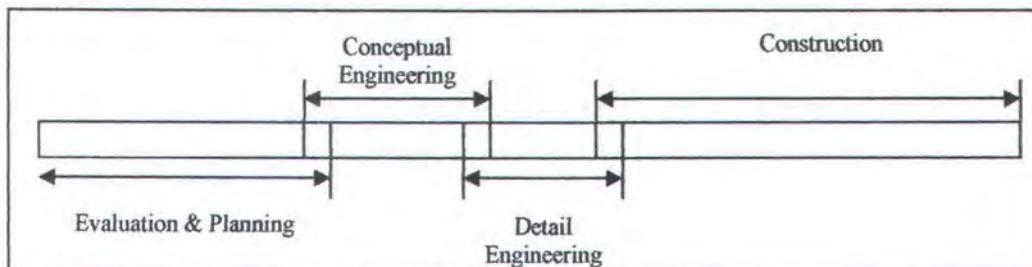
Sumber : Soeharto, Iman. (2001), **Studi Kelayakan Proyek Industri**, Editor : Yati Sumiharti, Erlangga, Jakarta

Gambar 2.4 Sistematika pentahapan proyek dan kegiatan-kegiaan menurut PMI (*Project Management Institue*).

Menurut Asiyanto (2003), proyek selalu memiliki empat tahapan (*phase*) yaitu :

- Tahapan *Evaluation and Planning*
- Tahapan *Conceptual Engineering*
- Tahapan *Detail Engineering*
- Tahapan *Construction*

Penjelasan di atas dapat diilustrasikan melalui gambar di bawah ini.



Sumber : Asiyanto. (2003), **Construction Project Cost Management**, PT.Pradnya Paramita, Jakarta.

Gambar 2.5 Sistematika pentahapan proyek dan kegiatan-kegiatan menurut Asiyanto (2003).

Setelah mengetahui siklus dan umur proyek, maka untuk dapat melakukan analisa investasi maka perlu diketahui biaya yang akan di keluarkan dan pendapaan yang akan di terima. Oleh karena itu butuh sebuah metode perkiraan biaya (*cost estimate*).

### II.2.2 Perkiraan Biaya (*cost Estimate*)

Setiap tahapan proyek di atas memiliki metode *cost estimate* yang berbeda-beda. Ada banyak metode yang dipakai untuk memperkirakan biaya suatu proyek. Menurut Barrie (1995), pada umumnya, kita akan mulai dari perkiraan yang kurang terperinci dan baru kemudian pada perkiraan yang lebih akurat, dalam kategori-kategori berikut ini :

- Perkiraan konsepsi dan perkiraan pendahuluan
- Perkiraan terperinci
- Perkiraan definitif

Ada tiga macam *cost estimate* proyek (Asiyanto, 2003) yaitu :

- Preliminary Estimate* (P.E.)
- Semi Detail Estimate* (S.E.)
- Detailed Estimated* (D.E.)

*Preliminary Estimate* (P.E.) ada pada tahap planning. Pada tahap ini desain proyek belum ada, tetapi baru ada dalam bentuk gagasan. Pada tahap ini biaya proyek (*cost estimate*) dihitung secara kasar (global), berdasarkan informasi harga dari proyek sejenis persatuan kapasitas produksi atau per satuan fungsinya, atau persatuan luasnya. Bila data yang ada tersebut berupa proyek sejenis pada n tahun yang lalu, maka informasi harga satuan yang ada, perlu dikalikan dengan faktor

pengali (*compounded factor*) seperti pada konsep “*Time Value of Money*”. Biasanya metode ini digunakan untuk keperluan analisa kelayakan proyek.

*Semi Detail Estimate* (S.E.) ada pada tahap *conceptual engineering*. Pada tahap ini *basic design* sudah ada, sehingga *cost estimate* proyek sudah dapat dihitung agak detail berdasarkan perkiraan *quantity* pekerjaan dan informasi harga satuan pekerjaan pada saat yang bersangkutan. Pada tahap ini, biasanya *cost estimate* belum dihitung berdasarkan *construction method* yang spesifik. Dan biasanya *cost estimate* ini digunakan sebagai dasar pertimbangan untuk menyiapkan dana yang diperlukan bagi proyek tersebut.

*Detailed Estimated* (D.E.) ada pada tahap *detailed Engineering*, dimana semua informasi yang diperlukan untuk pelaksanaan sudah lengkap. Pada tahap ini *construction drawing* sudah ada, sehingga *cost estimate* dapat dihitung secara detail, dengan mempertimbangkan berbagai hal, antara lain :

- *Construction method* yang spesifik
- *Preliminary work* yang akan dilakukan
- Kondisi lokasi proyek
- Penggunaan sumber daya tenaga, alat dan material serta subkontraktor sesuai spesifikasi yang ada
- Waktu pelaksanaan proyek yang telah ditetapkan

Setelah menetapkan metode estimasi yang akan dipakai, langkah selanjutnya yakni melakukan analisa teknis untuk mendapatkan perkiraan *quantity* pekerjaan, *construction method*, dan resiko yang mungkin timbul.

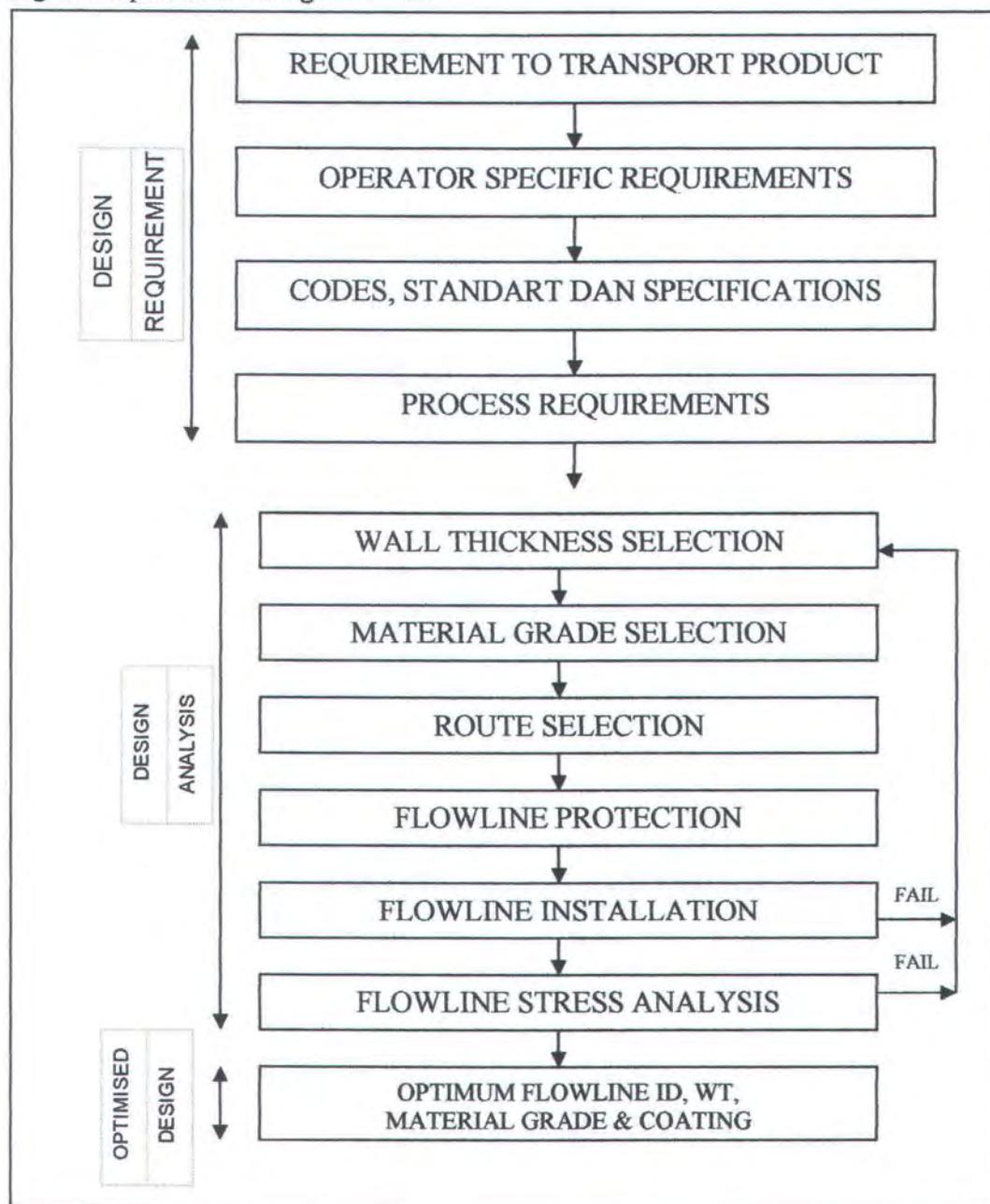
### II.2.3 Aspek Teknik

Beberapa tahun terakhir ini eksplorasi minyak dan gas bumi di perairan dalam mengalami peningkatan yang cukup tajam. Hal ini disebabkan karena terjadinya krisis energi di berbagai daerah.

Peningkatan permintaan pasar minyak dan gas bumi menyebabkan makin dibutuhkannya pengembangan teknologi transportasi laut (Chilingarian, 1989). Transportasi tersebut meliputi penggunaan tanker dan pipa bawah laut.

Pipa bawah laut lebih sering digunakan karena lebih sederhana, bersih, dan memiliki biaya operasional yang lebih murah. Pipa bawah laut dapat lebih ekonomis jika tingkat produksi tinggi dan jarak antara pantai tidak terlalu jauh.

Tujuan menghitung proses desain pipa bawah laut adalah didasarkan oleh parameter operasional yang telah diberikan dan parameter ukuran optimum pipa bawah laut (Bai, 2003). Proses desain yang disyaratkan untuk mencapai titik optimum dari parameter ukuran pipa bawah laut adalah dengan iterasi dari proses yang di simpulkan dalam gambar 2.6.



Gambar 2.6 *Flowline design process*.

Di dalam diagram proses desain ada satu titik penting yang harus diperhatikan yakni pemilihan dan penggunaan *codes* atau *standart*. Karena *codes* atau *standart* merupakan petunjuk atau peraturan yang harus di laksanakan dalam melakukan proses desain.

Ada beberapa *codes* yang dapat dipakai untuk penentuan desain dasar dari ketebalan material, yakni ABS, API, ASME B31, BS8010, DNV dan ISO. Beberapa *codes* tersebut yakni ABS, API, BS8010, DNV dan ISO merupakan *codes* desain baru, yang munculnya setelah ASME B31.

*American Society of Mechanical Engineers (ASME) B31* merupakan *codes* desain pipa bawah laut tertua yakni mulai tahun 1926. Inisial B31 menunjukkan bahwa *codes* ini digunakan untuk *pressure piping*. Inisial B31 ini terbagi lagi menjadi 2 *codes* yang terkenal yakni B31.8 untuk *Gas Transmission and Distribution Piping System* dan B31.4 untuk *Oil Transportation piping*.

Dalam tugas akhir ini *codes* yang di pakai yakni ASME B31.8. Hal ini di dasarkan atas kesesuaian antara *codes* dengan keadaan proyek yang akan penulis analisa yakni *Pressure Piping, Gas Transmission and Distribution Piping System*.

Menurut Fischer (1996), persamaan dasar aliran berdasarkan *codes* ASME B31.8 adalah:

$$P_1^2 - P_2^2 = B f (Z T G Q^2 / D^5) L \quad \dots \dots \dots \quad (1)$$

dimana :

	<i>Units</i>	
	<i>Imperial</i>	<i>Metric</i>
B = dimensional constant	76.86	5608
D = internal diameter	in	mm
f = friction factor	dimensionless	
L = length	mi	km
G = gas gravity	(air = 1)	
P <sub>1</sub> = initial line pressure	psia	kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>2</sub> = final line pressure	psia	kg/cm <sup>3</sup>
Q = flow rate	1000 ft <sup>3</sup> /hr (MCF/hr)	m <sup>3</sup> /hr
T = absolute gas temperature	R (F+460)	K (C+273)
Z = compressibility factor at average flow conditions	dimensionless	

Sejak perencanaan awal, desainer harus benar-benar memperhitungkan biaya perbaikan dan bahaya lingkungan yang mungkin dihasilkan dari kegagalan. Namun perencanaan pipa bawah laut yang *overdesign* akan dapat mengimbangi pada mahalnya biaya konstruksi.

Kegagalan pada pipa bawah laut dapat terjadi karena beberapa penyebab. Menurut Reddy (1991), bahaya yang harus dipertimbangkan dalam konstruksi pipa bawah laut adalah :

1. Bahaya karena pengaruh gerakan angin dan gelombang, khususnya pada saat terjadinya angin topan.
2. Pergerakan gelombang dan arus.
3. Sedimentasi.
4. Penancapan jangkar kapal.
5. Badai yang terjadi pada saat proses instalasi pipa.
6. Keberadaan karang.
7. Perilaku bakteri pada lapisan pelindung pipa.
8. Korosi karena reaksi kimia maupun *galvanic*.
9. Pengaruh tegangan lingkungan.

Untuk mengurangi besarnya peluang kegagalan, maka sebaiknya masing-masing mode kegagalan tersebut dianalisa. Selain analisa yang dilakukan oleh Reddy (1991) ini, masih banyak lagi para pakar yang membuat analisa mengenai proses-proses perencanaan pipa bawah laut yang harus di evaluasi. Misalnya menurut Mousselli (1981), untuk mendapatkan pipa bawah laut dengan tingkat keamanan yang maksimum, seharusnya dilakukan proses evaluasi dan pemilihan parameter pipa secara hati-hati. Secara umum, pengujian desain pipa bawah laut yang disyaratkan yakni mencakup :

- ❖ *Line sizing*.
- ❖ Pemilihan rute pipa.
- ❖ Analisa stabilitas hidrodinamis (berdasar umur/lama waktu instalasi dan operasional).
- ❖ *Soils liquefaction analysis (safe range of pipe spesific gravity)*.
- ❖ *Soils movement analysis*.
- ❖ *Ice movement dan scour data*.

- ❖ Pipe protection methods/burial requirements.
- ❖ Pipe buckling analysis.
- ❖ Thermal load/flexibility analysis (expansion loops, restraints, if any).
- ❖ Pipe lay analysis (vessel motion, tension, stinger requirements).
- ❖ Route plans and profiles.
- ❖ Risers designs.
- ❖ Connection tie-in safety joint designs.
- ❖ Shore crossing design.
- ❖ Permit application,design report.
- ❖ Specifications, materials, installation.

Meskipun ada beberapa hal yang perlu di analisa dalam pengevaluasian pipa bawah laut, namun Mousselli (1981) menyatakan bahwa ada 8 langkah yang paling penting untuk dilakukan yakni :

1. Internal Pressure.
2. Buckle Analysis.
3. Hydrodynamic Forces.
4. Vortex-Induced Oscillations.
5. Pipeline-Soil Stability Analysis.
6. Effects of Large Soil Movements.
7. Effects of Seabed Irregularities.
8. Scour dan Erosion.

Salah satu analisa desain pipa bawah laut yang sering digunakan yakni *pipeline stress checks* khususnya *hoop stress*. Berikut ini rumus *hoop stress* :

$$\sigma = \frac{(P_i - P_e)}{2t} \quad \dots \dots \dots (2)$$

Sumber : Bai, Yong. (2003, **Pipelines and Risers**, Elsevier Science Ltd, London.  
dimana:

$\sigma$	=	hoop stress
	=	checks
$P_i$	=	internal pressure
$P_e$	=	external pressure
$D$	=	outside diameter of pipeline
$t$	=	minimum wall thickness of pipeline

Penggunaan analisa *hoop stress* ini juga harus tetap dikoreksi. Faktor koreksinya yakni :

Sumber : Bai, Yong. (2003, **Pipelines and Risers**, Elsevier Science Ltd. London.

dimana :

$\eta$  = Design usage factor  
 SMYS = Specified Minimum Yield Strength  
 kt = Material temperature derating factor

Semua desainer pipa bawah laut pasti ingin membuat desain yang memiliki peluang kegagalan kecil. Sehingga mereka membutuhkan beberapa referensi dari data-data yang telah ada. Data-data mengenai kegagalan pipa dapat ditemukan dalam berbagai sumber, seperti dalam majalah penjualan migas, jurnal-jurnal dan laporan-laporan teknis. Dimana dari data-data tersebut dapat diambil kesimpulan bahwa kegagalan pipa bawah laut yang terbesar adalah karena pengaruh korosi dan gaya gelombang.

Kerusakan pipa bawah laut juga dapat dipengaruhi oleh proses instalasi yang kurang tepat. Proses instalasi pipa bawah laut bisa menggunakan berbagai macam metode. Beberapa pertimbangan perlu dilakukan oleh desainer sebelum memastikan metode yang digunakan.

Menurut Gerwick (2000), pertimbangan dasar yang harus dilakukan sebelum memilih metode instalasi pipa bawah laut yakni :

1. Kondisi lingkungan selama proses instalasi.
  2. Kemampuan dan biaya dari peralatan.
  3. Panjang dan ukuran lintasan.
  4. Kendala atau variasi lintasan dan struktur.

Menurut Ikhwani (2003), terdapat 5 *Method of pipe laying* yakni :

- a. *Lay Barge.*
  - b. *Pipe Towing.*
  - c. *Reel Barge.*
  - d. *Bottom Pull.*
  - e. *Directional Drilling.*

Gerwick (2000) menyatakan bahwa metode instalasi pipa bawah laut yang biasa digunakan ada sembilan yakni :

a. *Conventional S-lay Barge*

Metode ini karakteristik yang berbeda-beda pada setiap generasi. Generasi ketiga merupakan generasi yang cukup fenomenal, karena pada generasi ini muncul berbagai inovasi yang luar biasa.

Berikut ini karakteristik *Conventional S-lay barge* generasi ketiga :

1. Dapat dioperasikan dalam kondisi tinggi gelombang signifikan ( $H_s$ ) = 5 sampai 6 meter dan pada kedalaman perairan 600 meter.
2. *Platform* yang digunakan merupakan *platform* yang stabil, biasanya yang digunakan adalah *semisubmersible*.
3. Saat ini letak *stinger* dibuat paten pada buritan *barge* dan letak *cantilever* biasanya di belakang dari *stinger*.
4. Pipa di luncurkan pada *centerline*, bukan pada sisi tengah *barge*.
5. Tegangan tinggi dapat di atasi.
6. Sistem pengelasan yang canggih, sehingga mempersingkat waktu.
7. Panjang pipa yang dapat ditampung dalam jalur peluncuran adalah sekitar dua atau tiga sambungan.

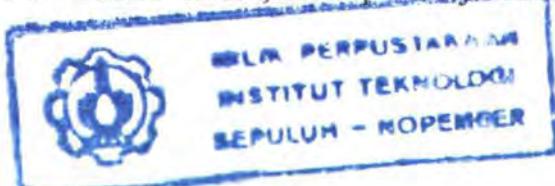
b. *Bottom-Pull Method*

Metode ini digunakan untuk memasang pipa bawah laut melalui daerah pantai dan diluncurkan ke dalam laut lepas lewat tarikan. Akhir-akhir ini metode ini dikembangkan untuk pemasangan pipa bawah laut yang relatif panjang pada area lepas pantai yang dalam.

Pada tahun 1983, metode ini digunakan untuk memasang pipa bawah laut dari Ninety-Mile Beach in Bass Straits, Australia ke Fortesque dan Halibut Platform yang panjangnya sampai 100 km. Proses pemasangan tersebut memerlukan waktu 21 jam untuk penggabungan *joint* dan 33 jam untuk proses penarikan. Pipa yang dipasang terdiri dari pipa minyak yang berdiameter 12 inchi atau 300 minimeter dan pipa gas yang berdiameter 4 inchi atau 100 milimeter.

c. *Reel Barge*

*Reel barge* merupakan alat untuk memasang pipa bawah laut yang memiliki jalur aliran berdiameter kecil. Secara umum, konsep kinerja *Reel barge* adalah



pertama, pipa yang akan di pasang di gulung pada roda yang besar, lalu pipa tersebut diluncurkan lewat roda ke arah bawah laut dengan bantuan kabel.

Contoh *Reel barge* adalah *the Apache* (merupakan generasi yang terbaru). *The Apache* pernah digunakan untuk meluncurkan pipa gas di *Strait Georgia* yang berdiameter 10 inchi atau 250 milimeter. Kedalaman perairan di laut tersebut mencapai 500 meter.

d. *Surface Float*

Alat ini digunakan untuk memindahkan pipa bawah laut pada saat mengapung dan kemudian pipa tersebut diturunkan pada jalurnya yakni di dasar laut.

Metode ini relatif sederhana, namun memiliki masalah yang cukup bervariasi, seperti :

1. Masalah pergerakan gelombang.
2. Masalah terjadinya patahan pada sambungan .
3. Masalah perlakuan *ballasting*.

e. *Controlled Subsurface Float*.

Metode ini merupakan pengembangan dari metode *surface float*. Dimana pada metode ini, pipa bawah laut yang memiliki *bouyancy* bersih negatif di tarik pada kedalaman 5 meter atau dibawah permukaan air, sehingga pipa tersebut memiliki pengaruh gelombang dan angin yang relatif kecil.

Metode ini dapat sukses di terapkan untuk penyaluran aliran baik fluida maupun gas antar *platform* maupun antar terminal di North Sea.

f. *Controlled Above-Bottom Pull*

Metode ini juga merupakan pengembangan dari metode *surface float*. Dimana pada metode ini, pipa bawah laut harus memiliki *bouyancy* bersih positif.

g. *J-tube From Platform*

Pipa di bentuk secara vertikal pada *platform*, dengan menggunakan baja yang kualitas tinggi lalu lalu diluncurkan dari *platform* tersebut. Metode ini mirip dengan metode *reel barge*.

h. *J-lay From Barge*

Metode ini merupakan generasi keempat dari *barge*, yang khusus di desain untuk perairan yang dalam.

i. *S-curve with Collapsible Bouyancy*

Metode ini telah dikembangkan dalam pengetesan pemasangan pipa baja dengan diameter yang kecil di kedalaman perairan mediterrania yang mencapai 2500 meter.

#### **II.2.4 Arus Kas**

Untuk membuat keputusan investasi dengan dana yang besar memerlukan sebuah alat bantu. Hal ini bertujuan agar keputusan yang diambil tersebut tepat sasaran, sehingga nantinya perusahaan dapat menikmati keuntungan yang besar. Salah satu caranya yakni dengan melakukan pengujian terhadap laporan keuangan khususnya laporan aliran kas.

Menurut Soeharto (2001), laporan aliran kas memberikan gambaran mengenai jumlah dana yang tersedia setiap saat yang dapat dipakai bagi berbagai kebutuhan operasional perusahaan termasuk misalnya investasi, juga memuat jumlah pemasukan dan pengeluaran yang disusun dengan menelusuri dan mengkaji laporan laba rugi dan lembaran neraca. Untuk mempermudah analisanya, sistematika aliran kas proyek dapat dibagi menjadi tiga kelompok yaitu :

- a. Aliran kas awal.
- b. Aliran kas operasional (periode operasi).
- c. Aliran kas terminal.

Untuk menghitung nilai total arus kas bersih maka dilakukan penjumlahan antara nilai arus kas operasional dengan arus kas terminal. Lalu jumlah tersebut dikurangkan dengan besar arus kas awal.

##### 1. Aliran Kas Awal

Aliran kas awal merupakan pengeluaran untuk merealisasikan suatu ide/gagasan sampai menjadi kenyataan. Aliran kas awal ini bisa berupa :

- ❖ Pembelian aset baru (misalnya pembelian peralatan,material dan lain-lain).
- ❖ Pengeluaran biaya untuk membangun unit instalasi (produksi) baru sampai siap beroperasi (misal biaya prakonstruksi, konstruksi, *start up*,dll).
- ❖ Modal Kerja.

## 2. Aliran Kas Operasional

Sebuah proyek yang sehat/baik seharusnya memiliki jumlah pendapatan dari hasil penjualan produk yang melampaui pengeluaran biaya operasi dan produksi. Namun yang perlu dicatat bahwa biaya operasi memiliki fungsi tidak tetap, karena biaya operasi tergantung pada jumlah produksi yang ditargetkan.

Dalam aliran kas operasional ini arus kas masuk didapatkan dari penjualan produk, sedangkan arus kas keluar terdiri dari biaya produksi, pemeliharaan, dan pajak. Disini harus diperhatikan bahwa besar depresiasi dikurangkan dari angka laba sebelum pajak untuk mengurangi jumlah laba kena pajak. Namun untuk menghitung jumlah total arus kas operasional maka nilai depresiasi ini di tambahkan kembali.

Menurut Soeharto (2001), perhitungan aliran kas operasional dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$CFAT = (R - C - D)(1 - Tax) + D \quad \dots \dots \dots (4)$$

di mana :

- |      |  |
|------|--|
| CFAT | = Arus kas setelah pajak                             |
| R    | = Pendapatan kotor                                   |
| C    | = Harga Pokok Penjualan ( <i>cost of good sold</i> ) |
| Tax  | = Pajak  |
| D    | = Depresiasi   |

## 3. Aliran Kas Terminal

Aliran kas terminal dapat terdiri atas :

- ❖ Nilai sisa (*salvage value*) aktiva.
- ❖ Pajak penjualan aset baru.
- ❖ Pengembalian (*recovery*) modal kerja.

## 4. Analisa Investasi Proyek

Sebelum melakukan proses seleksi, sebaiknya terlebih dahulu mengidentifikasi variasi sifat dan jenis proyek. Langkah ini dilakukan sebagai upaya mempermudah dan membuat proses seleksi lebih tepat.

Menurut Soeharto (2001), secara garis besar penilaian atas usulan proyek dapat dibedakan menjadi empat yakni :

- Sifat hubungan antar proyek

- Proyek yang berdiri sendiri (tunggal).
  - Proyek yang saling meniadakan (*mutually Exclusive*).
- b. Jenis proyek ditinjau dari tersedianya dana
- Dana terbatas.
  - Dana tidak terbatas.
- c. Ukuran proyek
- d. Umur Proyek

Setelah menentukan sifat dan jenis proyek maka langkah selanjutnya yakni melakukan proses seleksi. Penentuan kriteria seleksi juga disesuaikan dengan sifat dan jenis proyek. Untuk proyek tunggal seperti kasus proyek pipanisasi ini kriteria seleksi yang telah lazim digunakan oleh berbagai proyek :

- ❖ Yang tidak memperhitungkan nilai waktu dari uang
1. Periode pengembalian (*payback Period*).
  2. Pengembalian investasi (*return on investment-ROI*).
- ❖ Yang memperhitungkan nilai waktu dari uang
1. Perhitungan nilai sekarang bersih (*net present value-NPV*).
  2. *Internal rate of return-IRR*.
  3. Indeks Profitabilitas.
  4. *Benefit cost ratio*.
  5. *Annual capital charge*.

Untuk analisa proyek pipanisasi ini maka kriteria seleksi yang cocok digunakan adalah kriteria yang memperhitungkan nilai waktu dari uang. Karena proyek ini merupakan proyek yang besar (jumlah uang yang diinvestasikan besar), sehingga nilai uang saat ini akan sangat berbeda dengan nilai uang yang akan datang.

Dari ke tujuh analisa atas usulan investasi, ada tiga metode yang paling sering dipakai, yakni nilai sekarang bersih (*net present value-NPV*), *internal rate of return*, dan *payback period*. Penjelasan masing-masing item di atas adalah sebagai berikut :

#### 1. Nilai Sekarang Bersih (*Net Present Value-NPV*)

Kriteria nilai sekarang bersih (*Net Present Value-NPV*) didasarkan atas konsep pendiskontoan seluruh arus kas ke nilai sekarang. Dengan mendiskontokan

semua arus kas masuk dan keluar selama umur proyek (investasi) ke nilai sekarang, kemudian menghitung angka bersihnya, akan diketahui selisihnya dengan memakai dasar yang sama, yaitu harga (pasar) saat ini. Berarti sekaligus dua hal telah diperhatikan, yaitu faktor nilai waktu dari uang dan (selisih) besar arus kas masuk dan keluar. Hal ini amat membantu pengambilan keputusan untuk menentukan pilihan. NPV menunjukkan jumlah *lump-sum* yang dengan arus diskonto tertentu memberikan angka seberapa besar nilai usaha (Rp) tersebut pada saat ini.

Adapun arus kas proyek (investasi) yang akan dikaji meliputi keseluruhan, yaitu biaya pertama, operasi, produksi, pemeliharaan, dan lain – lain pengeluran. Perumusan di atas dapat ditulis dengan rumus sebagai berikut :

di mana :

NPV = Nilai sekarang bersih.

(C) $t$  = Arus kas masuk tahun ke- $t$

(Co) $t$  = Arus kas keluar tahun ke- $t$

$n$  = Umur unit usaha hasil investasi

$i$  = Angs pengambilan (*rate of return*)

t = Waktu

Hal yang perlu diperhatikan adalah bahwa konsep NPV didasarkan atas asumsi arus kas proyek terbentuk direinvestasi dengan arus pengembalian ( $i$ ) yang besarnya sama dengan biaya modal perusahaan bersangkutan.

Mengkaji usulan proyek dengan NPV akan memberikan petunjuk (indikasi) sebagai berikut :

NPV = Positif, maka usulan proyek dapat diterima. Semakin tinggi angka NPV, akan semakin baik.

NPV = Negatif maka usulan proyek ditolak

NPV = 0 berarti netral

Kelebihan metode NPV :

- Memasukkan faktor nilai waktu dari uang.
  - Mempertimbangkan semua arus kas proyek.

- Mengukur besaran absolut dan bukan relatif, sehingga mudah mengikuti kontribusinya terhadap usaha meningkatkan kekayaan perusahaan atau pemegang saham.

2. Tingkat Pengembalian Internal (*IRR-Internal Rate of Return*)

## 2. Tingkat Pengembalian Internal (IRR-Internal Rate of Return)

Tingkat pengembalian internal (*IRR-Internal Rate of Return*), yaitu tingkat pengembalian yang menghasilkan NPV arus kas masuk sama dengan NPV arus kas keluar.

Pada metode NPV analisa dilakukan dengan menentukan terlebih dahulu besar pengembalian (diskonto), kemudian baru menghitung nilai NPV dari arus kas masuk dan arus kas keluar. Sedangkan untuk menentukan IRR terlebih dahulu mengasumsikan besar  $NPV=0$ , kemudian baru dicari besar tingkat pengembalian (diskonto).

Rumusan tersebut dapat di notasikan sebagai berikut :

$$\sum_{t=0}^n \frac{(C)t}{(1+i)} = \sum_{t=0}^n \frac{(Co)t}{(1+i)^t} \quad \dots \dots \dots (6)$$

di mana :

(C)  $t =$  Angka masuk tahun ke- $t$

$(Co)_t$  = Arus kas keluar tahun ke- $t$

$n$  = Umur unit usaha hasil investasi

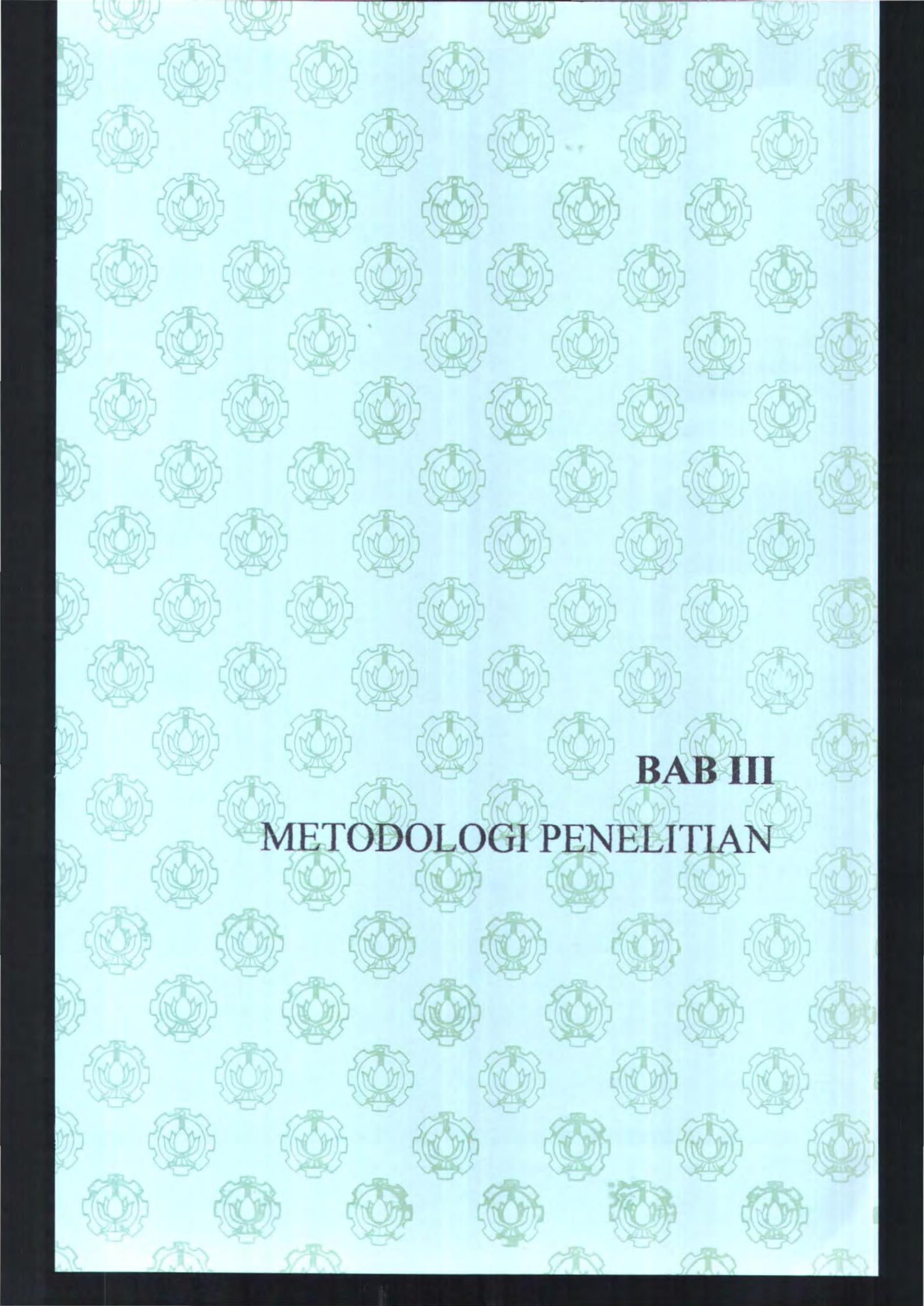
i = Arus pengambilan (*rate of return*)

*t* = Waktu

Menganalisa usulan proyek dengan IRR memberi petunjuk sebagai berikut :

- a.  $IRR >$  tingkat pengembalian (diskonto/ $i$ ) yang diinginkan (*required rate of return-RRR*), maka proyek diterima.
  - b.  $IRR <$  tingkat pengembalian (diskonto/ $i$ ) yang diinginkan (*required rate of return-RRR*), maka proyek ditolak.

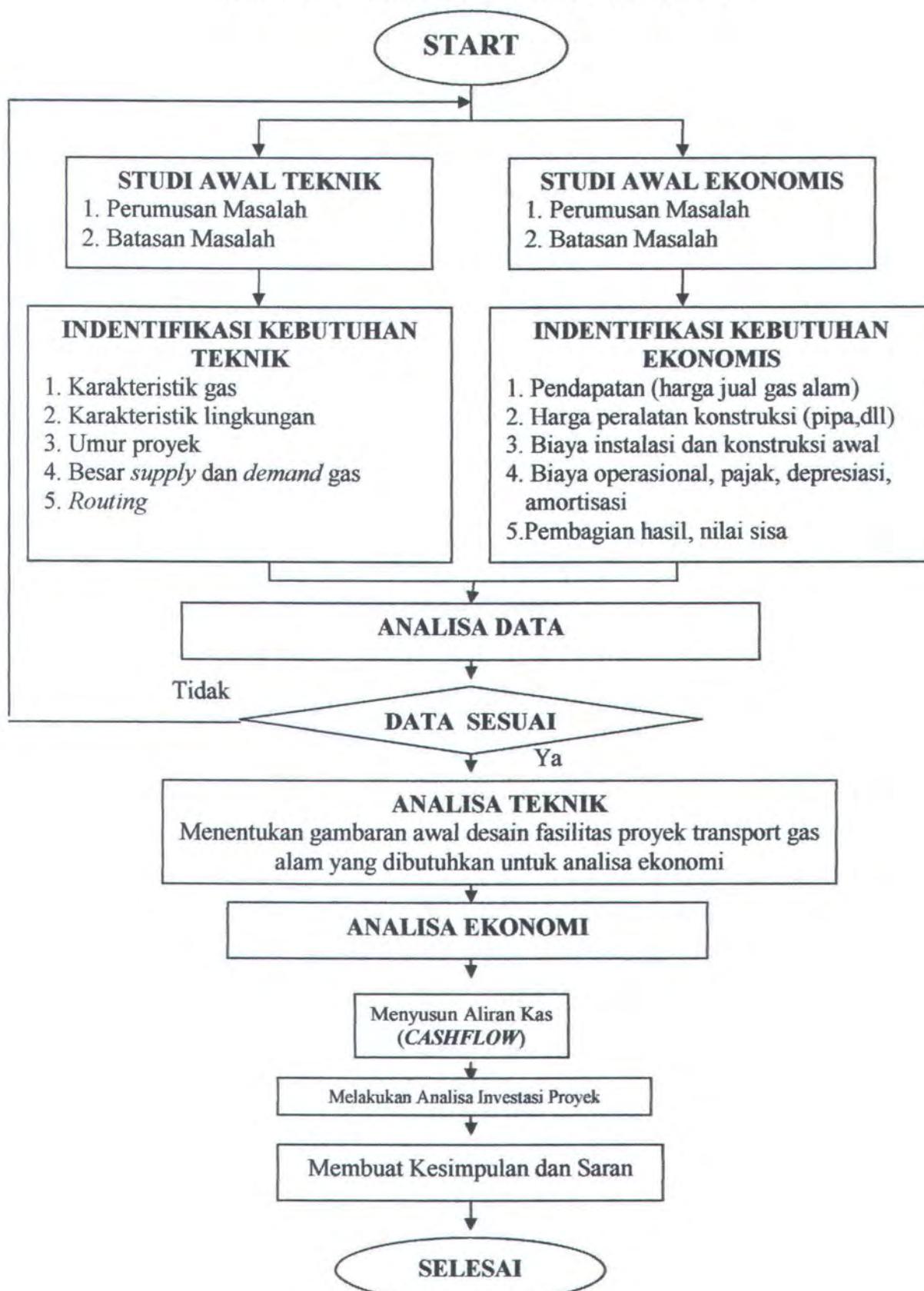
Dari dua metode di atas, metode *Net present Value* (NPV) lebih dianjurkan. Karena NPV memberikan nilai absolut sedangkan IRR memberikan angka komparatif, yang tidak memasukkan faktor skala atau ukuran proyek.



## **BAB III**

# **METODOLOGI PENELITIAN**

### BAB III. METODOLOGI PENELITIAN



Gambar 3.1 Metodologi Penelitian

**BAB IV**

**ANALISA DAN HASIL  
PEMBAHASAN**

## BAB IV. ANALISIS DAN HASIL PEMBAHASAN

Langkah-langkah Analisa Investasi :

### IV.1 Aspek Teknik

#### IV.1.1 Gas Balance Jawa-Kalimantan Timur

Penjual pasti ingin mendapatkan hasil maksimal dari produk yang akan mereka jual. Oleh karena itu, dalam merencanakan bisnis mereka harus memperkirakan terlebih dahulu besar *demand* dan *supply* dari produk tersebut. Begitu juga dengan perencanaan pembangunan proyek-proyek besar. Pemilik proyek harus memperkirakan neraca perbandingan antara permintaan dan penawaran produk yang akan mereka jual.

Tabel 4.1. *Gas balance* Jawa-Kalimantan.

Tahun	(gas supply and demand based on PENDAWA model)		(on MMSCFD) estimasi gas flow rate dari Kaltim ke Jawa
	Jawa Gas Balance	Supply Kalimantan Timur	
2002	-4.0	2988	sudah berlalu
2003	-111.6	2978	sudah berlalu
2004	-253.2	2984	sudah berlalu
2005	-236.2	2984	sudah berlalu
2006	388.6	3016	0
2007	400.2	2997	0
2008	288.5	3155	0
2009	21.0	3354	0
2010	-268.9	3298	250
2011	-591.5	2510	500
2012	-955.9	2592	900
2013	-1337.3	2743	1000
2014	-1770.7	2852	1100
2015	-2217.1	2866	1100
2016	-2746.7	2840	1100
2017	-3380.8	2857	1100
2018	-4069.0	2098	1100
2019	-4845.8	2117	1100
2020	-5644.9	2137	1100
2021	-6640.6	2159	1100
2022	-7668.7	2182	1100
2023	-8784.1	2206	1100
2024	-10009.0	2232	1100
2025	-11359.5	2260	1100

Keterangan : Data secara lengkap terdapat pada lampiran A

Berikut ini keterangan dari tabel 4.1 :

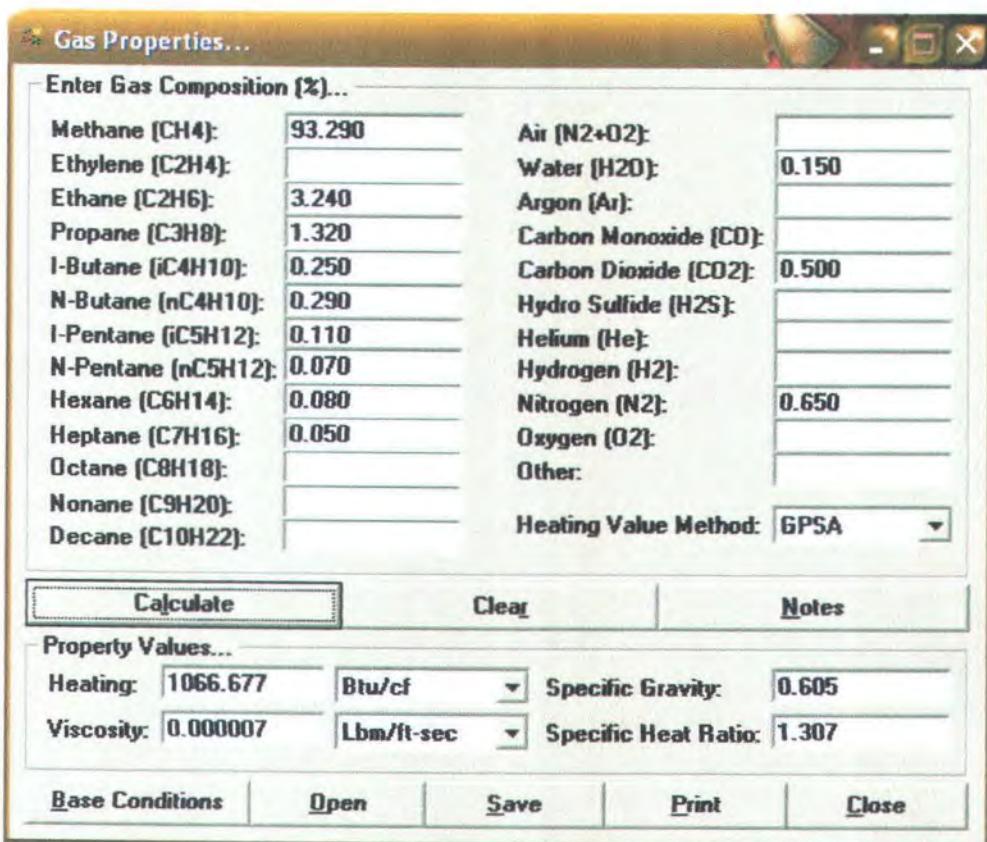
1. Besar *supply* gas di Kalimantan Timur belum dikurangi permintaan pembeli dari luar negeri (khusunya Jepang). Permintaan dari luar negeri berkisar antara 40-60% total supply pertahun. Rencana PT.PGN.Tbk, untuk tahun 2010 ke atas, permintaan gas Kalimantan Timur hanya berasal dari luar negeri dan dari proyek jaringan gas Kalimantan Timur-Jawa.
2. Penentuan besar *estimasi gas flow rate* dari Kalimantan Timur ke Jawa di dasarkan atas *gas demand* Pulau Jawa (dengan toleransi pengiriman sebesar 20%). Nilai yang di ambil adalah nilai di bawah *demand*. Tujuannya supaya tidak terjadi *over supply* di Jawa, sehingga perusahaan tidak akan mengalami kerugian.
3. Dengan menggunakan pertimbangan-pertimbangan di atas. Maka besar *gas flow rate* yang tepat di pakai untuk analisa ini yakni 500, 900, 1000, dan 1100 MMSCFD. Dimana nantinya, keempat besaran *gas flow rate* inilah yang dipergunakan untuk konfigurasi/skenario perencanaan awal desain fasilitas proyek jaringan transport gas alam dari Kalimantan Timur ke Jawa.

#### IV.1.2 Penentuan Properties Pipa

Dengan data *routing* dan *rules of thumbs* dari PT.PGN,T.bk berikut ini :

<i>In Temperature</i>	=	90 Fahrenheit ( <i>temperature</i> gas dari supplier)
<i>Out Temperatur</i>	=	80 Fahrenheit ( <i>temperature</i> gas yang akan di pasarkan)
<i>Gas In Pressure</i>	=	1200 Psi ( <i>pressure</i> gas dari supplier)
<i>Gas Out Pressure</i>	=	600 Psi ( <i>pressure</i> gas yang ada di pasaran)
<i>Compresibility</i>	=	GPSA ( <i>Gas Processors Suppliers Association</i> )
<i>Equation</i>	=	Panhandle B (berdasarkan <i>equation comparison</i> PT.PGN,T.bk)
ditambah asumsi-asumsi di bawah ini :		
<i>Eficiency</i>	=	90 %
<i>In Elevasi</i>	=	0 meter
<i>Out Elevasi</i>	=	0 meter

dan data kandungan gas :

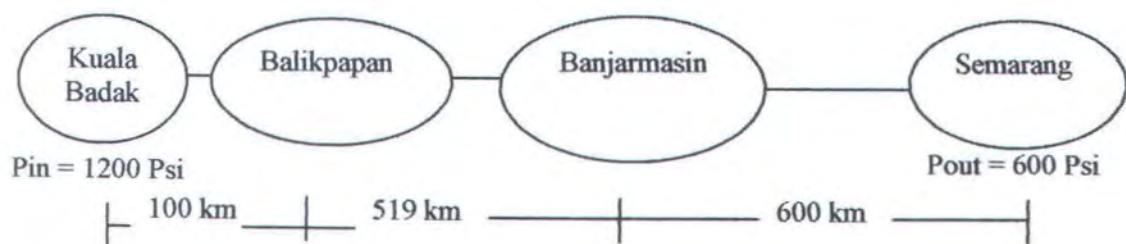


Gambar 4.1 Data kandungan gas dari supplier.

maka properties pipa dapat dicari nilainya.

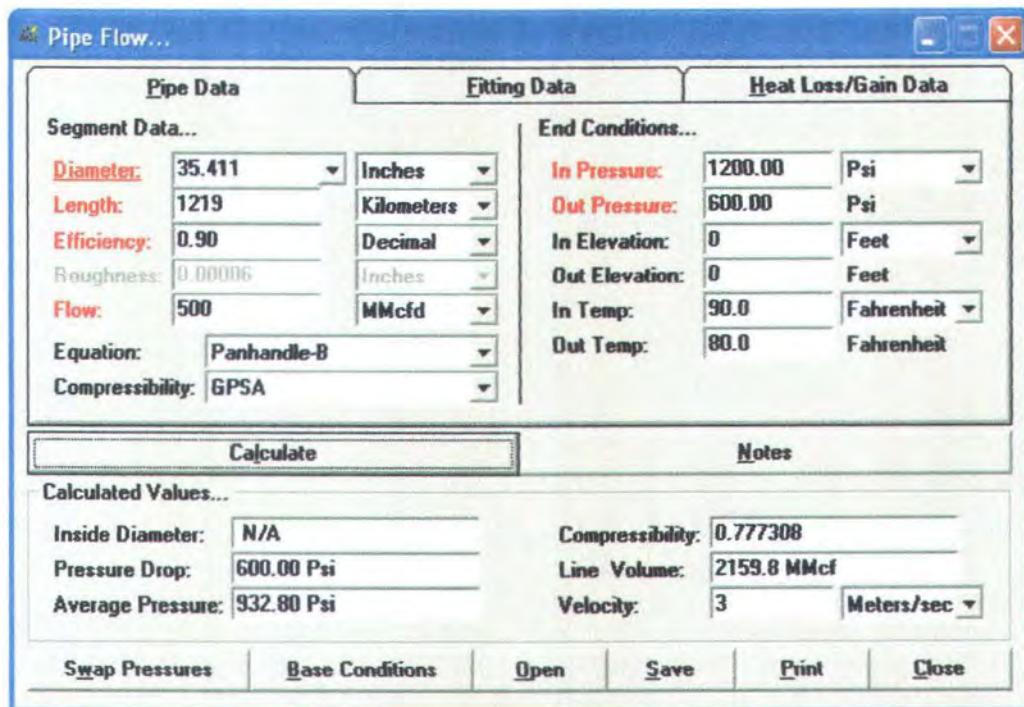
Karena jaringan *pipeline* ini mempunyai jarak jangkauan yang panjang, maka konfigurasi penggunaan kompresor akan mempengaruhi properties pipa dan akhirnya akan berpengaruh terhadap nilai investasinya.

Gambar 4.2 menunjukkan skenario/konfigurasi jaringan tanpa menggunakan kompresor. Sedangkan gambar 4.4 menunjukkan skenario/konfigurasi jaringan menggunakan kompresor.



Gambar 4.2 Skenario/konfigurasi 1 (jaringan tanpa menggunakan kompresor).

Dengan bantuan *software* GasCalc (produksi Bradley B.Bean,PE) yang menggunakan *codes* ASME B31.8, maka didapatkan nilai *inside diameter* seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.3 dan 4.5 di bawah ini.



Gambar 4.3 Hasil perhitungan *inside diameter* untuk konfigurasi 1 (tanpa kompresor) menggunakan GasCalc.

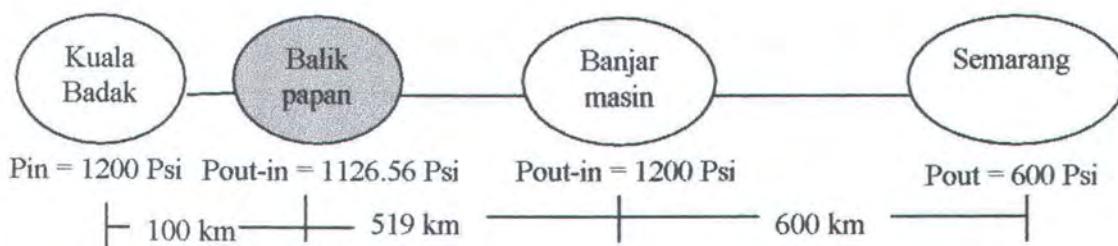
Tabel 4.2 dan 4.3 merupakan ringkasan perhitungan *inside diameter* menggunakan *software* GasCalc. Setelah itu nilai dari *inside diameter* ini dikonversikan kedalam API 5L, sehingga diperoleh properties pipa yang sesuai dengan yang ada di pasaran.

Tabel 4.2 Properties *Pipeline* pada konfigurasi tanpa menggunakan kompresor.

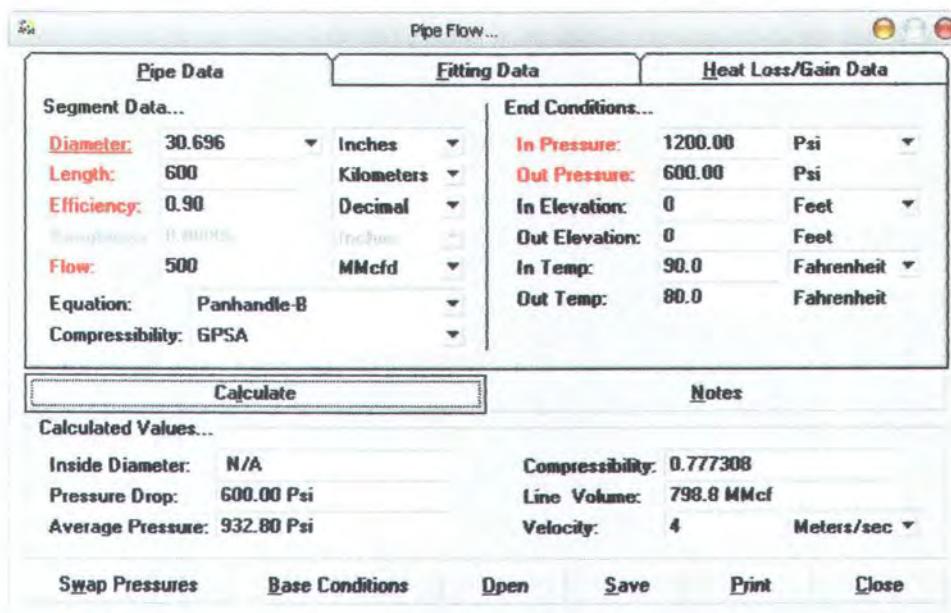
Konfigurasi Rute dan Gas Flow Rate	Tanpa Menggunakan Kompresor (berdasarkan Standart Line Pipe API 5 L)				
	ID*	ID	OD	Thickness	Weight per unit length
	(inchi)	(inchi)	(inchi)	(inchi)	(kg/m)
Rute Kuala Badak-Balikpapan					
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98
Rute Balikpapan - Banjarmasin					
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98
Rute Banjarmasin - Semarang					
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98
Samarinda, Banjarmasin, dan Balikpapan Distribution					
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98

Keterangan :

\* = dari perhitungan menggunakan Gas Calc



Gambar 4.4 Skenario/konfigurasi 2 (jaringan menggunakan kompresor).



Gambar 4.5 Hasil perhitungan *inside diameter* untuk konfigurasi 2 (memakai kompresor) menggunakan GasCalc.

Tabel 4.3. Properties Pipeline pada konfigurasi menggunakan kompresor.

Konfigurasi Rute dan Gas Flow Rate	Menggunakan Kompresor (berdasarkan Standart Line Pipe API 5 L)						Daya (hp)
	ID* (inchi)	ID (inchi)	OD (inchi)	Thickness (inchi)	Weight per unit length (kg/m)		
Rute Kuala Badak-Balikpapan							
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	30.7	31.1	32.0	0.5	235.09		
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	38.7	38.7	40.0	0.6	392.13		
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	40.4	40.4	42.0	0.8	531.57		
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	41.9	42.0	44.0	1.0	684.37		
Rute Balikpapan - Banjarmasin							
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	30.7	31.1	32.0	0.5	235.09	3231.41	
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	38.7	38.7	40.0	0.6	392.13	5816.54	
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	40.4	40.4	42.0	0.8	531.57	6462.81	
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	41.9	42.0	44.0	1.0	684.37	7109.10	
Rute Banjarmasin - Semarang							
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	30.7	31.1	32.0	0.5	235.09		
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	38.7	38.7	40.0	0.6	392.13		
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	40.4	40.4	42.0	0.8	531.57		
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	41.9	42.0	44.0	1.0	684.37		
Samarinda, Banjarmasin, dan Balikpapan Distribution							
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	18.6	19.1	20.0	0.44	136.01		
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	23.5	24.6	26.0	0.69	277.27		
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	24.5	24.5	26.0	0.75	301.87		
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	25.4	26.2	28.0	0.87	377.08		

Keterangan :

\* = dari perhitungan menggunakan Gas Calc

Keterangan : perhitungan untuk data-data yang lain ada pada lampiran B.

#### IV.1.3 Analisa Desain

Dalam tugas akhir ini, analisa desain yang digunakan yakni *hoop stress checks*.

$$\sigma = \frac{(P_i - P_e) D - t}{2t} \quad .(7)$$

dimana :

- $\sigma$  = hoop stress checks
- $P_i$  = internal pressure
- $P_e$  = external pressure
- $D$  = outside diameter of pipeline
- $t$  = minimum wall thickness of pipeline

$$\begin{aligned} P_e &= P_w g h, \text{ dengan kedalaman perairan } 75 \text{ m dan rho air } = 1025 \text{ kg/m.s} \\ &= 754143.8 \text{ Pa} \\ &= 109 \text{ Psi} \end{aligned}$$

koreksi :  $\sigma \leq \eta \cdot \text{SMYS.kt}$  .(8)

dimana :

- $\eta$  = 0.8 (for offshore pipelines located in the off platform zone)
- SMYS = 65000 Psi (dari API 5 L)
- kt = 1 (untuk Temperature < 250 F, dari ASMEB31.8)
- $\eta \cdot \text{SMYS. kt}$  = 52000 Psi

Tabel 4.4 Hasil perhitungan *hoop stress checks* masing-masing konfigurasi.

Konfigurasi	Tanpa Kompressor					Dengan Kompressor				
	OD	Pi	Pe	t	$\sigma$	OD	Pi	Pe	t	$\sigma$
Rute Kuala Badak-Balikpapan										
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	32	1200	109	0.47	36723
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	40	1200	109	0.63	34312
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	42	1200	109	0.81	27709
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	44	1200	109	1	23465
Rute Balikpapan - Banjarmasin										
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	32	1200	109	0.47	36723
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	40	1200	109	0.63	34312
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	42	1200	109	0.81	27709
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	44	1200	109	1	23465
Rute Banjarmasin - Semarang										
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	32	1200	109	0.47	36723
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	40	1200	109	0.63	34312
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	42	1200	109	0.81	27709
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	44	1200	109	1	23465
Samarinda, Banjarmasin, dan Balikpapan Distribution										
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	20	1200	109	0.44	24420
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	26	1200	109	0.69	20028
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	26	1200	109	0.75	18304
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	28	1200	109	0.87	16925

Untuk data *hoop stress checks* masing-masing konfigurasi terdapat pada lampiran C.

#### IV.1.4 Perhitungan Daya Kompressor

Dengan faktor-faktor (input) sebagai berikut :

<i>Total Gas Flow Rate</i>	=	1100 MMCFD	
<i>Gas Flow Rate</i>	=	2.1194605 MMCFD	= 60025.24 m <sup>3</sup> /d
<i>Temperature</i>	=	90 Fahrenheit	= 305.4222 K
<i>Pressure in</i>	=	1126.56 Psi	= 7761.998 kPa
<i>Pressure out</i>	=	1200 Psi	= 8268 kPa
<i>Effisiensi</i>	=	0.8 (asumsi)	
<i>density (rho)</i>	=	0.605 g/cm <sup>3</sup>	= 605 kg/m <sup>3</sup>
<i>Heat capacities</i> $\gamma$	=	1.307 (dari kandungan gas sebenarnya)	
R	=	8314.3 J/kg mol	(konstanta)
M	=	16 kg mass/kg mol	(untuk methane)

dan asumsi bahwa sebuah kompresor mempunyai efisiensi = 0.8

maka dapat di tentukan besar power dari kompresor yang dibutuhkan untuk menyalurkan gas tersebut.

Menurut Ulrich, Gael D. (1984), untuk pressure sebesar 1200 Psi (81.66 atm), maka jenis kompresor yang dipilih adalah *centrifugal staged*. Berikut ini perhitungannya :

massa rata-rata kelajuan (m) :

$$m = 36315271 \text{ kg/d} = 420.3156 \text{ kg/s}$$

dengan asumsi kompresi adalah adiabatic, maka power yang dibutuhkan (brake kW) :

$$\text{brake kW} = \frac{-W_s \cdot m}{\eta \cdot 1000} \quad \dots \dots \dots \quad (9)$$

$$-W_s = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \frac{RT_1}{M} \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] \quad \dots \dots \dots \quad (10)$$

dimana :

$W_s$  = usaha untuk kompresi isothermal

*brake kW* = the power required (brake power)

$$-W_s = 10097.74 \text{ J/kg}$$

$$\text{brake kW} = 5305.2974 \text{ kW} = 7109.099 \text{ hp}$$

#### **IV.1.5 Estimasi Kebutuhan Teknis Lainnya**

Dalam pembangunan pipa bawah laut, analisa teknis yang harus dilakukan selain penentuan properties pipa dan analisa koreksinya yakni :

1. Analisa pra konstruksi

Analisa pra konstruksi meliputi studi kelayakan, konsultasi, dan pengadaan material-perlengkapan-peralatan. Untuk aktivitas studi kelayakan meliputi kunjungan lapangan, studi kebutuhan *supply* dan *demand*, identifikasi pemilihan pipa, pengembangan desain konseptual, identifikasi proyeksi biaya dan modal, serta administrasi lainnya.

Aktivitas konsultasi yang dilaksanakan yakni konsultasi manajemen proyek, konsultasi perawatan bangunan dan operasional. Pada intinya konsultasi manajemen proyek yakni konsultasi penyusunan aliran material, perlengkapan dan dokumentasi yang efisien. Selain konsultasi hal-hal tersebut, konsultasi ini meliputi konsultasi teknis dan *survey*.

Sedangkan analisa pengadaan material-peralatan-perlengkapan meliputi perhitungan jumlah dan jenis material, seperti pembelian pipa, fitting, valve, *corrosion protection*, *coating*, *gas certification*, *land acquisition* dan kompensasi, pembuatan *detail design*, bangunan dan tanah, penentuan *crossing*.

2. Analisa masa konstruksi.

Aktivitas masa konstruksi meliputi *pipeline installation*. Dalam proses instalasi, hal-hal yang perlu dipertimbangkan meliputi pemilihan alat instalasi pipa bawah laut, perhitungan kompensasi pegawai, pemasangan fasilitas-fasilitas di darat, dan inspeksi pada saat pemasangan.

3. Analisa pasca konstruksi

Analisa pasca konstruksi meliputi analisa pengetesan dan *commisioning* dari sistem.

4. Analisa *operation* dan *maintanance*

Analisa ini meliputi *pipeline maintanance* (seperti *continuing surveillance of pipelines*, *pipeline patrolling*, *maintanance of cover at road crossings and drainage dithches*, *leakage surveys*, *pipeline markers*), *distribution piping maintanance* (seperti *patrolling*, *leakage surveys*), *Miscellaneous facilities maintanance* (seperti

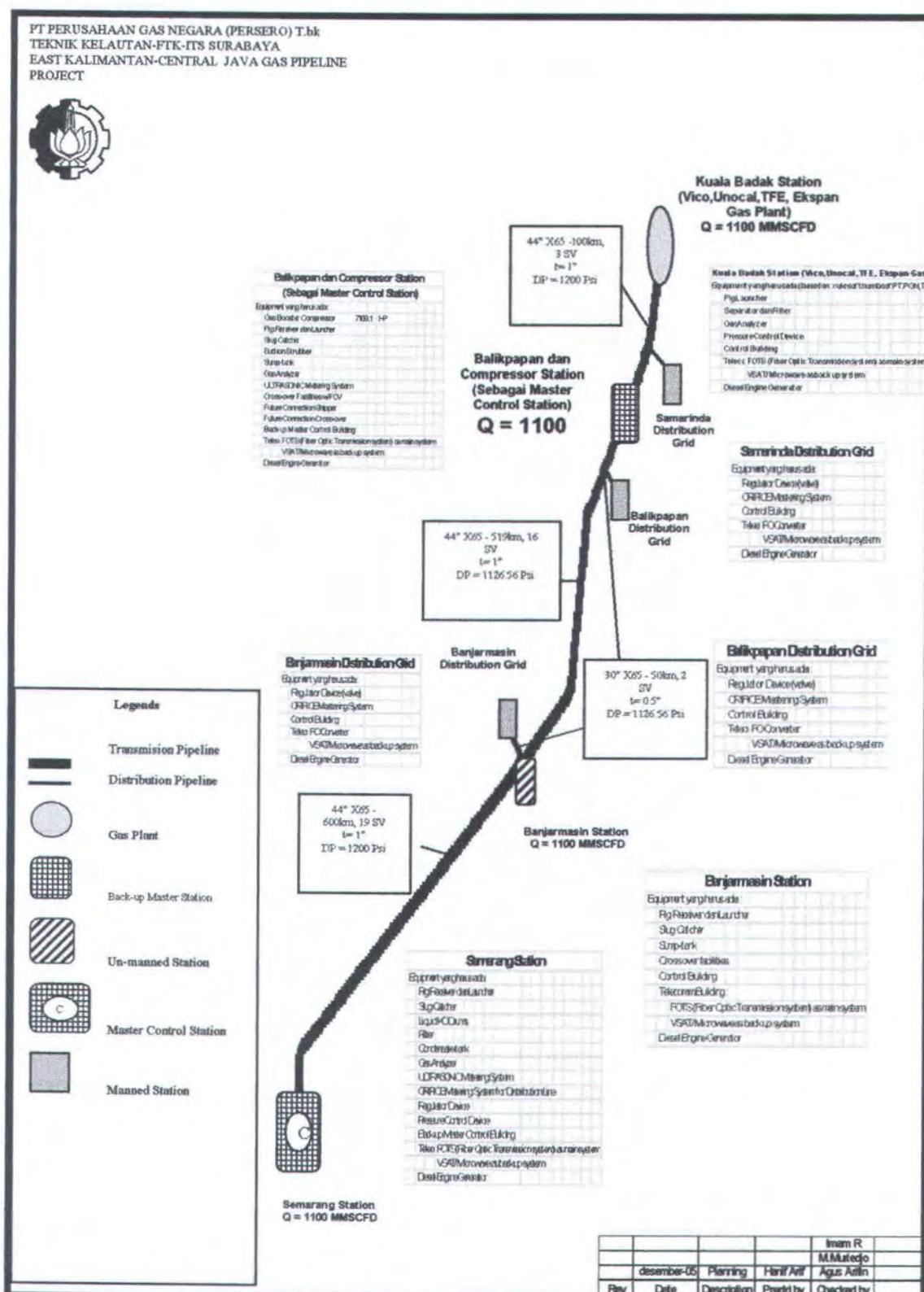
*compressor station maintenance, inspection and testing of relief valves, isolation of equipment for maintenance or alterations, storage of combustible materials), valve maintenance, distribution system valve, dan prevention of accidental operation.*

Semua analisa di atas akan digunakan untuk perkiraan biaya pertama proyek dan biaya operasional.

Namun dalam *preliminary estimate* analisa teknis di atas, belum dilakukan secara detail, sehingga untuk perhitungan biaya, nilai-nilai tersebut dapat diwakili dengan fungsi prosentase proyek-proyek sebelumnya. Dan dalam perhitungan ini, prosentase proyek yang digunakan yakni proyek pipanisasi *south sumatra-west java* (SSWJ) milik PT.PGN.Tbk. Prosentase-prosentase tersebut akan diuraikan pada bab IV.2.1 mengenai biaya pertama.

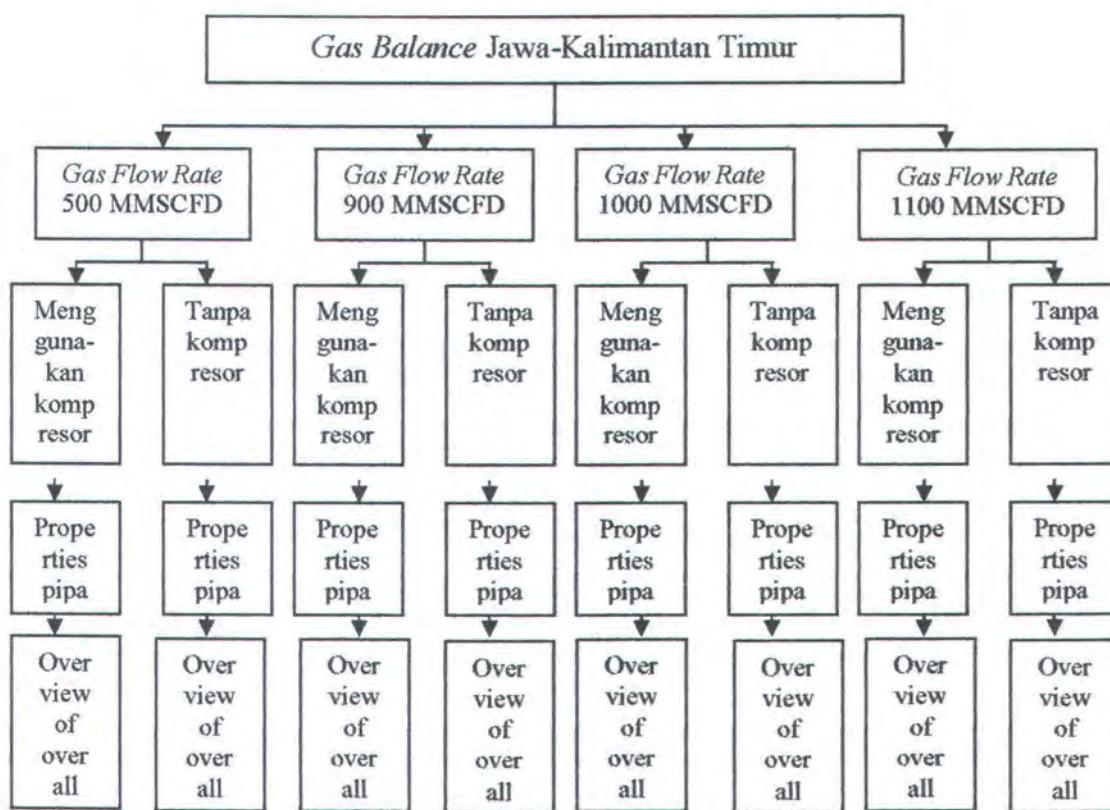
#### **IV.1.6 Memperkirakan Fasilitas-fasilitas yang Harus di Bangun Untuk Masing-masing Terminal (*Overview of Overall Project Facilities*)**

Penjelasan *overview of overall project facilities* ada di lampiran E. Dalam tugas akhir ini, terdapat beberapa konfigurasi *gas flow rate* dan penggunaan kompresor, namun gambar 4.6 di bawah ini merupakan salah satu *overview of overall project with gas flow rate* 1100 MMSCFD dan menggunakan kompresor.



Gambar 4.6 Overview of overall project with gas flow rate 1100 MMSCFD and menggunakan 1 kompresor di Balikpapan.

Secara garis besar alur penentuan *overview of overall project facilities* dari analisa teknis di atas dapat digambarkan dengan *flowchart* di bawah ini.



Gambar 4.7 *Flowchart* analisa teknis.

## IV.2 Aspek Ekonomis

### Merinci Biaya-biaya Yang Akan dan Sudah Dikeluarkan

Saat ini proyek transport gas alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah dengan pipa bawah laut sedang dalam tahap *front end engineering design* (FEED). Namun dalam tugas akhir ini penulis melakukan analisa sebatas pada tahap perencanaan sehingga metode perkiraan biaya yang digunakan adalah metode *Preliminary Estimate* (P.E.).

Pada tahap ini biaya proyek (*cost estimate*) dihitung secara kasar (global), berdasarkan informasi harga dari proyek sejenis persatuan kapasitas produksi atau per satuan fungsinya, atau persatuan luasnya. Bila data yang ada tersebut berupa proyek sejenis pada n tahun yang lalu, maka informasi harga satuan yang ada, perlu dikalikan dengan faktor pengali (*compounded factor*) seperti pada konsep “*Time*

*Value of Money".* Biasanya metode ini digunakan untuk keperluan analisa kelayakan proyek.

#### IV.2.1 Biaya Pertama (*Capital Expenditure/CAPEX*)

Biaya pertama meliputi modal tetap untuk membangun proyek dan modal kerja. Modal Tetap untuk membangun proyek terdiri atas :

1. Pengeluaran untuk studi kelayakan, perencanaan, dan pengembangan.
2. Pengeluaran untuk membiayai desain-engineering dan pembelian.
3. Pembiayaan untuk membangun instalasi atau fasilitas produksi.

Sedangkan modal kerja adalah pengeluaran untuk membiayai keperluan operasi dan produksi pada waktu pertama kali dijalankan.

Sebelum melakukan perhitungan biaya pertama, harus diketahui terlebih dahulu daftar harga semua komponen. Berikut ini adalah daftar harga komponen-komponen fasilitas pada setiap *station*. Sedangkan data peralatan dan fasilitas lengkap ada pada lampiran D.

##### Balikpapan dan Compressor Station (Station tipe 2)

Equipment yang harus ada : unit price = 6792000 USD/pack

Pig Receiver dan Launcher  
 Slug Catcher  
 Suction Scrubber  
 Sump-tank  
 Gas Analyzer  
 ULTRASONIC Metering System  
 Cross-over Facilities w/FCV  
 Future Connection Shipper  
 Future Connection Cross-over  
 Back-up Master Control Building  
 Telecomm Building : FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system  
 VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

##### Semarang Station (Station tipe 3)

Equipment yang harus ada : unit price = 1975000 USD/pack

Pig Receiver dan Launcher  
 Slug Catcher  
 Liquid KO Drums  
 Filter  
 Condensate-tank  
 Gas Analyzer  
 ULTRASONIC Metering System  
 ORIFICE Metering System for Distribution Line  
 Regulator Device  
 Pressure Control Device  
 Back-up Master Control Building  
 Telecomm Building : FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system  
 VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Station tipe 1 yakni**

Kuala Badak Station (Vico, Unocal, TFE, Ekspan Gas Plant)

Equipment yang harus ada

Pig Launcher	unit price = 1710000 USD/pack
Separator dan Filter	
Gas Analyzer	
Pressure Control Device	
Control Building	
Telecomm Building :	FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
	VSAT/Microwave as back up system
Diesel Engine Generator	

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada :	unit price = 1710000 USD/pack
Regulator Device (valve)	
ORIFICE Mastering System	
Control Building	
Telecomm Building :	FO Converter
	VSAT/Microwave as back up system
Diesel Engine Generator	

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada :	unit price = 1710000 USD/pack
Regulator Device (valve)	
ORIFICE Mastering System	
Control Building	
Telecomm Building :	FO Converter
	VSAT/Microwave as back up system
Diesel Engine Generator	

**Banjarmasin Distribution Grid**

Equipment yang harus ada :	unit price = 1710000 USD/pack
Regulator Device (valve)	
ORIFICE Mastering System	
Control Building	
Telecomm Building :	FO Converter
	VSAT/Microwave as back up system
Diesel Engine Generator	

**Banjarmasin Station**

Equipment yang harus ada

Pig Receiver dan Launcher	unit price = 1710000 USD/pack
Slug Catcher	
Sump-tank	
Cross over facilities	
Control Building	
Telecomm Building :	FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
	VSAT/Microwave as back up system
Diesel Engine Generator	



Selain daftar harga di atas, daftar harga pengadaan material, konstruksi, biaya lain-lain, biaya administrasi station, dan akuisisi tanah juga dibutuhkan. Berikut ini daftar harganya :

PRICE LIST ONSHORE PROCUREMENT, CONSTRUCTION, MISCELLANEOUS, STATION  
ADMINISTRATION COST, AND LAND ACQUISITION

(Based on : data PT.PGN untuk proyek SSWJ tahun 2002)				
No.	Item	Specification	Unit	Unit Price
<b>Procurement</b>				
1	Pipe Material Cost		ton	750 USD/ton
2	Pipe Coating	3 LPE (3 layer of Polyectylene) PE atau Coasta	km-inchi	1150 USD/km-inchi
	External		km-inchi	1000 USD/km-inchi
	Internal			
3	Concrete Coat Cost		m3	345.27 USD/m3
4	Line Bend Cost			2% dari pipe material cost
5	Onshore Construction Cost (Pipeline Installation)	ANSI B31.8		99-135% dari pipeline material cost
6	Corrosion Protection	Impressed current (NACE)		0.4-9% dari pipeline material cost
7	Directional Drilling			0.4-0.5% dari pipeline material cost
8	Crossing (rail,railroad,river crossing)			3-10% dari pipeline material cost
9	Commisioning (comm,hydraulic & drying test)	ANSI B31.8		1-5% dari pipeline material cost
<b>Equipment</b>				
1	Cost of Pig Sites (pig launcher/receiver)	ASME sec VIII		3-4% dari pipeline material cost
2	Cost of Block Valve Sites	ANSI 500#  Manual ball, control and safety		1.25-3% dari pipeline material cost
	Manual valve			10-40% dari pipeline material cost
3	SCADA (RTU,Fiber optic&instr cost)	NEMA,NEC, dan ISA	unit	2960464.43 USD/unit
4	Metering Station (Meter,Flow optic&instr cost)	AGA 3, AGA 7		1-5% dari pipeline material cost
5	Spare equipment (Pipeline Installation)	ANSI B31.8		2% dari pipe material cost
<b>Cost based on job specification</b>				
1	Detail Design			3-7% dari pipeline material cost
2	Civil Works			1% dari pipeline material cost
3	Administration			2-25% dari pipeline material cost
4	Skill Development		ls	500000 USD
5	Gas Certification		ls	500000 USD
6	Land Acquisition & Compensation			15-25% dari pipeline material cost
7	Building & land		ls	500000 USD
8	Restructuring & Decentralisation		ls	500000 USD
9	Compressor		hp	3280.04 USD/hp

**PRICE LIST OFFSHORE PROCUREMENT, CONSTRUCTION, MISCELLANEOUS, STATION  
ADMINISTRATION COST, AND LAND ACQUISITION**

(Based on : data PT.PGN untuk proyek SSWJ tahun 2002)

No.	Item	Specification	Unit	Unit Price
<b>Procurement</b>				
1	Pipe Material Cost		ton	750 USD/ton
2	Pipe Coating			
	External	3 LPE (3 layer of Polyethylene) PE atau Coastaar	km-inch	1150 USD/km-inch
	Internal		km-inch	1000 USD/km-inch
3	Concrete Coat Cost		m <sup>3</sup>	345.27 USD/m <sup>3</sup>
4	Line Bend Cost			2% dari pipe material cost
5	Offshore Construction Cost (Pipeline Installation)		km	753609.22 USD/km
6	Corrosion Protection	Impressed current (NACE)	km	19382.4 USD/km
7	Shore Approaches		km	533336.07 USD/km
8	Commissioning (comm,hydraulic & drying test)	ANSI B31.8	m	5.5 USD/m
<b>Equipment</b>				
1	Cost of Block Valve Sites			
	Manual valve	ANSI 500#		1.25-3% dari pipeline material cost
	Manual ball, control and safety	API 5 D		10-40% dari pipeline material cost
2	Spare equipment		ls	100000 USD
<b>Cost based on job specification</b>				
1	Detail Design			3-11% dari pipeline material cost
2	Administration			2-25% dari pipeline material cost
3	Skill Development		ls	500000 USD
4	Gas Certification		ls	500000 USD

Price list di atas juga terdapat pada lampiran F. Setelah diketahui daftar harga semua komponen, maka dapat ditentukan biaya pertama untuk masing-masing konfigurasi.

Untuk mempermudah penjelasan perhitungan analisa ekonomis, maka perhitungan analisa ekonomis yang ditunjukkan dalam bab analisa dan pembahasan hanya satu konfigurasi, yakni konfigurasi dengan *gas flow rate* 500 MMSCFD, jaringan tanpa kompresor, dan *over cost estimate*. Untuk konfigurasi yang lain, penjelasan ada pada lampiran.

Tabel 4.5 sampai dengan tabel 4.10 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan dari Kuala Badak sampai Semarang dengan konfigurasi tanpa kompresor, *over cost estimate* dan *gas flow rate* = 500 MMSCFD. Tabel 4.5 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan Kuala Badak-

Balikpapan (*onshore*) saja, tabel 4.6 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan Balikpapan-Banjarmasin (*onshore*) saja, tabel 4.7 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan Banjarmasin-Semarang (*offshore*), tabel 4.8 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan Balikpapan *distribution* (*onshore*), tabel 4.9 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan Samarinda *distribution* (*onshore*), dan tabel 4.10 merupakan perhitungan biaya pertama untuk proyek jaringan Banjarmasin *distribution* (*onshore*).

Dari perhitungan pada tabel 4.5 sampai 4.10 maka dapat dibuat nilai kumulatifnya (nilai satu jaringan penuh). Tabel 4.11 merupakan perhitungan biaya pertama untuk satu jaringan penuh (dari Kuala Badak-Semarang) dengan konfigurasi tanpa kompresor, *over cost estimate* dan *gas flow rate* = 500 MMSCFD.

Sedangkan tabel 4.12 merupakan profil seluruh biaya pertama untuk semua *gas flow rate* dengan konfigurasi/skenario tanpa kompresor dan *over cost estimate*.

Tabel 4.13 merupakan profil modal tetap yakni biaya studi kelayakan dan biaya konsultasi untuk konfigurasi *gas flow rate* 500 MMSCFD, tanpa kompresor dan *over cost estimate*.

Tabel 4.14 merupakan modal kerja yakni bahan baku untuk pengoperasian awal, gaji tenaga kerja awal dan suku cadang untuk konfigurasi *gas flow rate* 500 MMSCFD, tanpa kompresor dan *over cost estimate*.

Tabel 4.5 Biaya pertama jaringan Kuala Badak-Balikpapan.

Kuala Badak-Balikpapan (onshore)  
100 km  
(tanpa kompresor, over cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>				
Pipe material cost (cadangan 5%)	27,416.55	ton	750 USD/ton	20,562,412.50
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	3,989.17	km-inch	1150 USD/km-in	4,587,549.21
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	749.29	m3	345.27 USD/m3	258,706.29
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)				411,248.25
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			135% dari pipeline cost	27,759,256.88
Corrosion Protection			9% dari pipeline cost	1,850,617.13
Directional Drilling			0.5% dari pipeline cost	102,812.06
Crossing			10% dari pipeline cost	2,056,241.25
Commissioning			5% dari pipeline material	1,028,120.63
			Total procurement & construction cost	58,616,984.19
<b>Equipment</b>				
Station tipe 3		sum	1975000 USD	1975000
Pig Launcher				
Separator dan Filter				
Gas Analyzer				
Pressure Control Device				
Control Building				
Telecomm Building : FOTS/VSAT				
Diesel Engine Generator				
Spare equipment			2% dari pipe material cost	411,248.25
			Total equipment cost	2,386,248.25
<b>Cost based on job specification</b>				
Detail Design			7% dari pipeline material	1,439,368.88
Civil Works			1% dari pipeline material	205,624.13
Administration			25% dari pipeline material	5,140,603.13
Skill Development	Is		500000 USD	500000
Gas Certification	Is		500000 USD	500000
Land Acquisition & Compensation			25% dari pipeline material	5,140,603.13
Building & land	Is		500000 USD	500000
Restructuring & Decentralisation	Is		500000 USD	500000
			Total cost based on job specification	11,926,199.25
			Total construction cost	72,929,411.69

Tabel 4.6 Biaya pertama jaringan Balikpapan-Banjarmasin.

**Balikpapan - Banjarmasin (onshore)**  
 519 km  
 (tanpa kompresor, over cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>				
Pipe material cost (cadangan 5%)	142,291.89	ton	750 USD/ton	106,718,920.88
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	20,703.81	km-inchi	1150 USD/km-in	23,809,380.41
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	3,888.80	m3	345.27 USD/m3	1,342,685.66
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)				2,134,378.42
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			135% dari pipeline cost	144,070,543.18
Corrosion Protection			9% dari pipeline cost	9,604,702.88
Directional Drilling			0.5% dari pipeline cost	533,594.60
Crossing			10% dari pipeline cost	10,671,892.09
Commissioning			5% dari pipeline material	5,335,946.04
			Total procurement & construction cost	304,222,044.16
<b>Equipment</b>				
Station type 1	sum	1710000	USD	1710000
Pig Receiver dan Launcher				
Slug Catcher				
Suction Scrubber				
Sump-tank				
Gas Analyzer				
ULTRASONIC Metering System				
Cross-over Facilities w/FCV				
Future Connection Shipper				
Future Connection Cross-over				
Back-up Master Control Building				
Telecomm Building : FOTS/VSAT				
Diesel Engine Generator				
Spare equipment			2% dari pipe material cost	2,134,378.42
			Total equipment cost	3,844,378.42
<b>Cost based on job specification</b>				
Detail Design			7% dari pipeline material	7,470,324.46
Civil Works			1% dari pipeline material	1,067,189.21
Administration			25% dari pipeline material	26,679,730.22
Skill Development	ls	500000	USD	500000
Gas Certification	ls	500000	USD	500000
Land Acquisition & Compensation			25% dari pipeline material	26,679,730.22
Building & land	ls	500000	USD	500000
Restructuring & Decentralisation	ls	500000	USD	500000
			Total cost based on job specification	61,896,974.11
			Total construction cost	369,963,396.69

Tabel 4.7 Biaya pertama jaringan Banjarmasin-Semarang.

**Banjarmasin - Semarang (offshore)**                    600 km  
 (tanpa kompresor, over cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>				
Pipe material cost (cadangan 5%)	164,499.3	ton	750 USD/ton	123,374,475.00
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	23,935.04	km-inchi	1150 USD/km-in	27,525,295.28
Concrete Coating Cost (asumsi 80% dari panjang)	35,965.77	m3	345.27 USD/m3	12,417,902.08
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)				2,467,489.50
Offshore Construction Cost (pipeline installation)	580.00	km	753609.22 USD/km	437,093,347.60
Corrosion Protection	600.00	km	19382.4 USD/km	11,629,440.00
Shore Approaches	20.00	km	533336.07 USD/km	10,666,721.40
Commissioning	600,000.00	m	5.5 USD/m	3,300,000.00
			Total procurement & construction cost	628,474,670.86
<b>Equipment</b>				
Station tipe 3 (untuk di Banjarmasin)	sum	1975000	USD	1975000
Station tipe 2 (untuk di Semarang)	sum	6792000	USD	6792000
Spare equipment		100000	USD	100000
			Total equipment cost	8,867,000.00
<b>Cost based on job specification</b>				
Detail Design		7% dari pipeline material		8,636,213.25
Administration		25% dari pipeline material		30,843,618.75
Skill Development	Is	500000	USD	500000
Gas Certification	Is	500000	USD	500000
		Total cost based on job specification		39,479,832.00
			Total construction cost	676,821,502.86

Tabel 4.8 Biaya pertama Balikpapan Distribution.

<b>BALIKPAPAN DISTRIBUTION (onshore)</b>		50 km (tanpa kompresor, over cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)			
Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	13,708.28	ton	750	USD/ton	10,281,206.25
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	1,994.59	km-inchi	1150	USD/km-in	2,293,774.61
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	374.64	m3	345.27	USD/m3	129,353.15
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)					205,624.13
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			135% dari pipeline cost		13,879,628.44
Corrosion Protection			9% dari pipeline cost		925,308.56
Directional Drilling			0.5% dari pipeline cost		51,406.03
Crossing			10% dari pipeline cost		1,028,120.63
Commissioning			5% dari pipeline material		514,060.31
			Total procurement & construction cost		29,308,482.10
<b>Equipment</b>					
Station type 1		sum	1710000	USD	1710000
Spare equipment			2% dari pipe material cost		18,506.17
			Total equipment cost		1,728,506.17
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design			7% dari pipeline material		719,684.44
Civil Works			1% dari pipeline material		102,812.06
Administration			25% dari pipeline material		2,570,301.56
Skill Development	Is	500000	USD		500000
Gas Certification	Is	500000	USD		500000
Land Acquisition & Compensation			25% dari pipeline material		2,570,301.56
Building & land	Is	500000	USD		500000
Restructuring & Decentralisation	Is	500000	USD		500000
			Total cost based on job specification		5,963,099.63
			Total construction cost		37,000,087.89

Tabel 4.9 Biaya pertama Samarinda Distribution.

<b>SAMARINDA DISTRIBUTION (onshore)</b>					
50 km					
(tanpa kompresor, over cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)					
Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL	
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	13,708.28	ton	750 USD/ton	10,281,206.25	
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	1,994.59	km-inchi	1150 USD/km-in	2,293,774.61	
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	374.64	m3	345.27 USD/m3	129,353.15	
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)				205,624.13	
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			135% dari pipeline cost	13,879,628.44	
Corrosion Protection			9% dari pipeline cost	925,308.56	
Directional Drilling			0.5% dari pipeline cost	51,406.03	
Crossing			10% dari pipeline cost	1,028,120.63	
Commissioning			5% dari pipeline material	514,060.31	
			Total procurement & construction cost	29,308,482.10	
<b>Equipment</b>					
Station type 1	sum		1710000 USD	1710000	
Spare equipment			2% dari pipe material cost	18,506.17	
			Total equipment cost	1,728,506.17	
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design			7% dari pipeline material	719,684.44	
Civil Works			1% dari pipeline material	102,812.06	
Administration			25% dari pipeline material	2,570,301.56	
Skill Development	ls		500000 USD	500000	
Gas Certification	ls		500000 USD	500000	
Land Acquisition & Compensation			25% dari pipeline material	2,570,301.56	
Building & land	ls		500000 USD	500000	
Restructuring & Decentralisation	ls		500000 USD	500000	
			Total cost based on job specification	5,963,099.63	
			Total construction cost	37,000,087.89	

Tabel 4.10 Biaya pertama Banjarmasin Distribution.

**BANJARMASIN DISTRIBUTION (onshore)**  
 50 km  
 (tanpa kompresor, over cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	13,708.28	ton	750	USD/ton	10,281,206.25
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	1,994.59	km-inchi	1150	USD/km-in	2,293,774.61
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	374.64	m3	345.27	USD/m3	129,353.15
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)					205,624.13
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			135% dari pipeline cost		13,879,628.44
Corrosion Protection			9% dari pipeline cost		925,308.56
Directional Drilling			0.5% dari pipeline cost		51,406.03
Crossing			10% dari pipeline cost		1,028,120.63
Commissioning			5% dari pipeline material		514,060.31
			Total procurement & construction cost		29,308,482.10
<b>Equipment</b>					
Station type 1		sum	1710000	USD	1710000
Spare equipment			2% dari pipe material cost		18,506.17
			Total equipment cost		1,728,506.17
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design			7% dari pipeline material		719,684.44
Civil Works			1% dari pipeline material		102,812.06
Administration			25% dari pipeline material		2,570,301.56
Skill Development	Is	500000	USD		500000
Gas Certification	Is	500000	USD		500000
Land Acquisition & Compensation			25% dari pipeline material		2,570,301.56
Building & land	Is	500000	USD		500000
Restructuring & Decentralisation	Is	500000	USD		500000
			Total cost based on job specification		5,963,099.63
			Total construction cost		37,000,087.89

Tabel 4.11 Cost estimation for extended line.

**COST ESTIMATION FOR EXTENDED LINE**  
**ASSUMED : NO COMPRESSOR, OVER COST ESTIMATE AND GAS FLOW 500 MMSCFD**

No	Description	KB-BLK	BLK-BJR	BJR-SMRG	SMRD	BLK	BJR
1	Specification						
	Dia ( inch)	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
	Length (km)	100.00	519.00	600.00	50.00	50.00	50.00
2	Procurement & construction	58,616,964.19	304,222,044.16	628,474,670.86	29,308,482.10	29,308,482.10	29,308,482.10
3	Equipment	2,386,248.25	3,844,378.42	8,867,000.00	1,728,506.17	1,728,506.17	1,728,506.17
4	Cost based on job specification	11,926,199.25	61,896,974.11	39,479,832.00	5,963,099.63	5,963,099.63	5,963,099.63
		72,929,411.69	369,963,396.69	676,821,502.86	37,000,087.89	37,000,087.89	37,000,087.89
5	Others						
	PMC (asumsi 3 %)	2,187,882.35	11,098,901.90	20,304,645.09	1,110,002.64	1,110,002.64	1,110,002.64
	Insurance (asumsi 2 %)	1,458,588.23	7,399,267.93	13,536,430.06	740,001.76	740,001.76	740,001.76
	Sub total	76,575,882.28	388,461,566.52	710,662,578.00	38,850,092.29	38,850,092.29	38,850,092.29
	Round up	76,576,000.00	388,462,000.00	710,663,000.00	38,850,000.00	38,850,000.00	38,850,000.00
	inflasi (17.17%)	13,148,099.20	66,698,925.40	122,020,837.10	6,670,545.00	6,670,545.00	6,670,545.00
	Total	89,723,981.48	455,160,491.92	832,683,415.10	45,520,637.29	45,520,637.29	45,520,637.29
	Grand Total	89,723,981.48	455,160,491.92	832,683,415.10	45,520,637.29	45,520,637.29	45,520,637.29
	Total project cost	1,514,129,800.36					
	Rounded	<b>1,514,130,000.00</b>					
	Cost per km inch	23,616.47	23,083.60	36,528.77	23,963.20	23,963.20	23,963.20

Note : Rate Steel = USD 750/ton

Iaju inflasi tahun 2005, dengan tahun dasar 2002 = 17.17% (Dari data BPS tahun 2005)

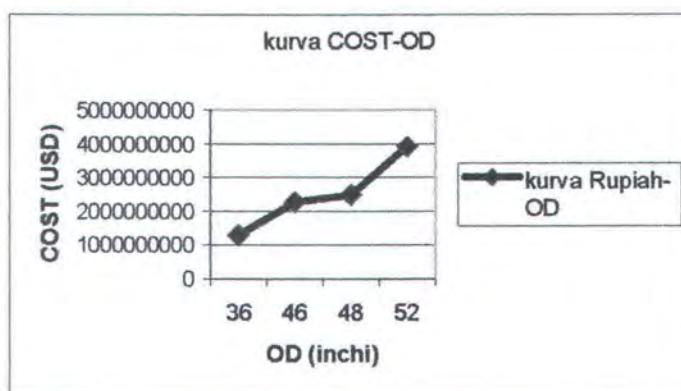
Tabel 4.12 Profil biaya pertama untuk semua *gas flow rate*, tanpa kompresor dan *over cost estimate*.

### OVER COST ESTIMATE

(no kompresor)

Gas Flow	OD (in)	Cost (USD)	Cost (Rp)
500 MMSCFD	38.0	1,514,130,000.00	15,141,300,000,000.00
900 MMSCFD	46.0	2,143,202,000.00	21,432,020,000,000.00
1000 MMSCFD	48.0	2,361,404,000.00	23,614,040,000,000.00
1100 MMSCFD	52.0	3,913,472,000.00	39,134,720,000,000.00

catatan : 1 USD = Rp 10.000,00



Tabel 4.13 Modal tetap yakni biaya studi kelayakan dan biaya konsultasi untuk konfigurasi *gas flow rate* 500 MMSCFD, tanpa kompresor dan *over cost estimate*.

Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL
<i>Feasibility Study</i>				
Site visits		sum	563250	USD
Perform market supply/demand study				
Identify/review pipeline options				
Assess relative ROI and operating economics and product qualities for different schemes				
Perform risk assessment				
Develop conceptual design document				
Prepare preliminary equipment list with cost estimates				
Develop capital and O&M costs, schedule				
Conduct environmental impact assessment				
Develop economic/financial analysis				
Issue report				
Periodic meetings/progress reporting				
Secretarial support				
Drafting support				
Communication				
Administration equipment				
travel ad living expenses (including tax)				
Total Feasibility Study Cost				563250
<i>Pengeluaran untuk Konsultasi</i>				
Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL
Project Management Consulting Services (biasanya 4 % Total construction cost)		sum	60565200	USD
Operation and Maintenance Consulting (biasanya 2 % Total construction cost)		sum	30282600	USD
Total Consulting Cost				90847800

Tabel 4.14 Modal kerja adalah bahan baku untuk pengoperasian awal, gaji tenaga kerja awal dan suku cadang konfigurasi *gas flow rate* 500 MMSCFD, tanpa kompresor dan *over cost estimate*.

No	activity	unit	unit rate		TOTAL
1	Total modal kerja	sum	10% total investasi		151,413,000.00
	Bahan Baku untuk start-up				
	Gaji karyawan pada awal operasi				
	Suku cadang				

Perincian dari perhitungan di atas ada pada lampiran G.

#### IV.2.2 Biaya Operasi atau Produksi (*Operation Expenditure/OPEX*)

Untuk mendapatkan biaya operasi atau produksi, maka dibuat asumsi-asumsi sesuai dengan kebiasaan yang berlaku selama ini, yakni :

1. Opex of transportation yang besarnya = 2.5%\*investment
2. Opex of compressor yang besarnya = 10.0%\*investment
3. Opex of distribution yang besarnya = 30%\*investment

Selain tiga subyek di atas, ada 2 faktor lain yang dikategorikan sebagai pengeluaran biaya operasi, yakni :

1. Gas losses (% dari volume)
2. Engine fuel

#### IV.2.3 Rincian Pendapatan

Dana di peroleh dari dua sumber yakni dari pinjaman dan tol/tarif transport gas. Pinjaman juga berasal dari dua sumber yakni berasal pihak luar dan modal sendiri. Sesuai dengan batasan masalah, bahwa perbandingan antara modal dari pinjaman dan modal sendiri yakni 80:20. Pinjaman digunakan untuk menutupi biaya pertama (modal tetap dan modal kerja).

Sebelum menentukan tarif *tol free* gas, maka perlu terlebih dahulu melakukan estimasi harga jual gas. Menurut Kompas (2004), harga jual gas PGN berkisar antara US\$ 3.8/million metric British thermal unit (MMBTU)–US\$4/MMBTU. Sedangkan harga beli berkisar antara US\$ 2 hingga US\$ 3 per MMBTU.

Sehingga pendapatan atau tarif *tol free* gas/estimasi tarif berkisar antara US\$0.8/MMBTU-US\$2/MMBTU. Estimasi ini di juga dipengaruhi oleh kondisi perekonomian negara.

Namun untuk penelitian ini, besar estimasi tarif/tol free gas didasarkan atas estimasi biaya transport gas alam menggunakan kapal tanker (membangun bangunan baru), seperti yang ditunjukkan dalam tabel 4.15 di bawah ini.

Tabel 4.15 Besar estimasi tarif/*tol free gas*.

Estimasi tarif / tol free gas dibandingkan dengan transportasi menggunakan tanker (new build Liquefaction/storage/loading capacity)			
Kondisi perekonomian	tariff tahun 2002 (\$/MCF)	tariff tahun 2010 (\$/MCF)	
Low GDP	1.3	1.56	
High GDP	1.63	1.96	

Data : PENDAWA Model

Keterangan : 1 MCF	= 1,067 MMBTU (kandungan gas dari <i>supplier</i> )
1 MCF	= 1 MSCF
1 MCF	= 1000 CF
1 MMCF	= 1000000 CF

Data rincian pendapatan ada pada lampiran H.

#### IV.2.4 Arus Kas

Tabel 4.17 merupakan profil nilai total proyek lengkap dengan profil arus kas, NPV, IRR . Selain itu, tabel 4.12 menguraikan semua konfigurasi yang ada.

Untuk mendapatkan arus kas, maka asumsi-asumsi sangat di butuhkan. Selain asumsi tersebut, penentuan umur ekonomis proyek sangat penting untuk penyusunan arus kas. Penentuan umur ekonomis proyek bisa melalui tiga cara, yakni:

1. menggunakan acuan proyek-proyek sejenis
2. menggunakan umur ekonomis peralatan (berdasarkan tahun depresiasi peralatan)
3. menggunakan perhitungan cadangan atau *supply* bahan baku.

Pada perhitungan ini, penentuan umur ekonomis proyek di dasarkan atas perhitungan cadangan atau *supply*, karena dalam proyek ini pengaruh adanya cadangan sangat mutlak di gunakan.

Umur ekonomis proyek :

Jumlah cadangan atau *supply* = 6 - 8 tcf atau 6 - 8 juta MMSCF  
dengan asumsi pesimistik maka cadangan yang diperkirakan = 6000000 MMSCF  
*gas flow rate tertinggi* yang di rencanakan = 1100 MMSCFD  
*gas flow rate total per tahun* yang di rencanakan = 401500 MMSCF  
Jadi umur ekonomis proyek = 14.94396 tahun atau 15 tahun

Tabel 4.16 Asumsi-asumsi untuk kondisi *high GDP*.

ASSUMPTIONS		
<b>Assumptions for High GDP</b>		
1. Opex of transportation :	2.50% * investment	
Opex of Compressor :	10.00% * investment	
Opex of distribution :	30% * investment	
2. Escalation (opr. Cost):	2.5% /year	
3. Interest :	1.7% /year (pinjaman lunak)	
4. Repayment period :	15 years	
5. Depreciation :		
East Kalimantan-Central Java	15 years	SL
6. Annual quantity :	See GAS BALANCE !	
7. Days/year :	365	
8. Rate of Take :	90%	
9. Tax :	30%	
10. Gas Tariff:	1.956 USD/MCF	
11. Gas Buying Price :	2.134 USD/MCF	
12. Engine Gas Usage :	0.020 MMSCFD	
13. Gas losses trans :	0.25% *Supply	
14. Disbursement schedule per Phase :		
	Year	EKCJ
	2003	0.01%
	2004	0.01%
	2005	0.66%
	2006	0.87%
	2007	25.76%
	2008	25.76%
	2009	25.76%
	2010	21.16%
	T O T A L	100.00%
<b>Job Schedule Planning</b>		
(Based on project digest PT.PGN tbk)		
Persiapan awal feasibility study pre-engineering initial survey front end design engineering	Des 2002 - Maret 2005	
Persiapan akhir definitive survey PMC consultant	April 2005 - Des 2009	
Pelaksanaan proyek Transmisi Offshore Transmisi onshore East Kalimantan ditribution	Jan 2007 - Juni 2010	

Asumsi-asumsi secara detail ada pada lampiran I. Tabel 4.17 merupakan salah satu perhitungan arus kas untuk jaringan tanpa kompresor, *over cost estimate*, *high GDP*, dan *gas flow rate* sebesar 500 MMSCFD. Sedangkan perhitungan arus kas secara detail ada pada lampiran J.

#### IV.2.5 Analisa Atas Usulan Investasi

Analisa atas usulan investasi yang dilakukan adalah :

- Perhitungan Nilai Bersih (*Net Present Value-NPV*)
- *Internal Rate of Return-IRR*
- *Payback Period*

Hasil perhitungan analisa atas usulan investasi ini ditampilkan pada tabel 4.18 di bawah ini.

Tabel 4.17 Perhitungan arus kas, NPV, IRR untuk jaringan tanpa kompresor, *over cost estimate, high GDP*, dan *gas flow rate* sebesar 500 MMSCFD.

Pipeline East Kalimantan-Central Java Project			ARUS KAS, NPV dan IRR																											
			(no compressor, over estimate cost, high GDP dan gas flow rate 500 MMSCFD)																											
No	Description	Operation	Input		(6) 2003	(5) 2004	(4) 2005	(3) 2006	(2) 2007	(1) 2008	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Total		
			(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(30)		
1. PROJECT COSTS																														
Capex (Biaya awal)																														
- modal tetap																														
total project cost			1514.1	0.2	0.2	12.3	16.4	369.6	369.6	369.6	316.1																		1514.1	
feasibility study cost				0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1																	0.6	
consulting cost				90.0	0.0	0.0	0.7	1.0	23.2	23.2	23.2	16.8																	90.0	
- modal kerja				150.1	0.0	0.0	1.2	1.6	38.6	38.6	38.6	31.3																	150.1	
Total Capex (million USD)				1754.8	0.3	0.3	14.3	19.0	451.6	451.6	451.6	366.4																	1754.8	
2. TARIFF (USD/MCF)				1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96		
EH-CJ										250.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	7750.0			
Rate of take				0.9																										
Market daily volume shipped (MMSCFD)										225.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	6975.0			
Cost inflation				0.025						1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4			
3. INCOME STATEMENT																														
Revenue										160.6	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	321.3	4979.7			
4. OPERATING COST																														
Transportasi (million USD)			0.025								17.2	35.3	36.2	37.1	38.0	39.0	39.9	40.9	42.0	43.0	44.1	45.2	46.3	47.5	48.7	49.9	650.2			
Compressor (million USD)			0.1								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Distribution (million USD)			0.3								20.5	42.0	43.0	44.1	45.2	46.4	47.5	48.7	49.9	51.2	52.4	53.8	55.1	56.5	57.9	59.3	773.5			
Losses % of volume (million USD)			0.003								0.2	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	13.4		
Engine fuel (million USD)			0.020								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2		
6. Total Operating Cost (million USD)											0.0	37.9	78.2	80.1	82.1	84.1	86.2	88.3	90.5	92.8	95.1	97.4	99.8	102.3	104.8	107.4	110.1	1437.3		
6. Net Operating Income (EBITDA)	6=3-5										0.0	122.7	243.1	241.2	239.2	237.1	235.1	232.9	230.7	228.5	226.2	223.9	221.4	219.0	216.4	213.8	211.2	3542.4		
7. Depreciation		SL									0.0	0.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0			
8. EBIT (earning before interest and taxes)	B=6-7										0.0	0.0	122.7	126.1	124.2	122.2	120.2	118.1	115.9	113.8	111.5	109.2	106.9	104.5	102.0	99.4	96.8	94.2	1787.6	
9. Interest Payment	9=36										0.0	0.0	22.8	21.3	19.8	18.3	16.7	15.2	13.7	12.2	10.8	9.1	7.6	6.1	4.6	3.0	1.5	1.82.5		
10. Current deduction taken				0.0							0.0	0.0	139.8	136.3	136.8	135.2	133.7	132.2	130.7	129.2	127.6	126.1	124.6	123.1	121.6	120.0	118.5	1937.3		
11. Taxable Income	11=6-10										0.0	0.0	122.7	103.3	102.9	102.4	101.9	101.3	100.7	100.1	99.3	98.6	97.7	96.8	95.9	94.9	93.8	92.7	1605.1	
12. Tax	12=8 * tax rate										0.0	0.0	36.8	37.3	37.3	36.0	35.4	34.8	34.1	33.5	32.8	32.1	31.3	30.6	29.8	29.1	28.3	536.3		
13. After tax income	13=8-12										0.0	0.0	66.9	88.3	86.9	84.1	82.7	81.2	79.8	76.5	74.8	73.1	69.6	67.8	65.9	64.1	62.5	1251.3		
14. Project cash flow	14=13+7-1			(0.3)	(0.3)	(14.3)	(19.0)	(451.6)	(451.6)	(260.5)	205.3	203.9	202.5	201.1	199.6	199.1	196.6	195.0	193.4	191.8	190.1	188.4	186.6	184.8	182.9	181.4	180.6	1251.3		
15. Cumulative project cash flow				(0.3)	(0.5)	(14.8)	(33.7)	(485.3)	(936.9)	(1368.4)	(1668.9)	(1463.7)	(1259.8)	(1057.2)	(856.1)	(656.5)	(458.4)	(261.7)	(66.7)	126.6	318.6	508.7	697.0	883.6	1068.4	1251.3				
16. Project IRR										0.06																				
17. EBT (earning before taxes)	17=B-9									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1605.1		
18. EAT (earning after taxes)	18=17-12									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1068.8		
19. Annual Cash Flow	19=7+18									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2823.6		
20. Accumulated Annual Cash Flow	20=Accm of 20-37									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1481.5		

ANALISIS DAN HASIL PEMBAHASAN

21. Income tax	21=11*tax rate		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.8	310	30.9	30.7	30.6	30.4	30.2	30.0	29.8	29.6	29.3	29.1	28.8	28.5	28.1	27.8	481.5				
22. Loan profit:	22=34-37		0.2	0.2	10.9	14.5	345.4	345.4	345.4	290.2	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)				
23. ATCF	23=22-1-9+10		(0.1)	(0.1)	(3.4)	(4.5)	(106.2)	(106.2)	(106.2)	(0.3)	99.8	99.5	99.2	98.8	98.5	98.0	97.6	97.1	96.5	95.8	95.3	94.6	93.9	93.2	92.4			
24. Cumulative cash flow			(0.1)	(0.1)	(3.5)	(7.9)	(114.1)	(220.4)	(326.8)	(326.8)	(227.0)	(28.3)	70.6	169.0	267.0	364.8	461.7	568.2	654.1	749.4	844.1	938.0	1031.2	1123.6	1123.7			
25. Life-cycle IRR on Equity								0.19																				
26. Life-cycle NPV (10)			0.1	(0.1)	(0.1)	(8.4)	(8.8)	(141.4)	(128.8)	(116.8)	(0.8)	80.7	82.3	74.8	87.8	81.1	88.3	80.1	48.9	40.8	37.0	33.4	30.5	27.2	24.8	22.1		
			244.8																							244.8		
27. DEPRECIATION CALCULATION																												
Opening capital balance																												
Addition																												
Max depr. Available																												
Ending balance																												
1754.8	1637.6	1520.8	1403.9	1296.9	1189.9	1052.9	935.9	818.9	701.9	584.9	468.0	351.0	234.0	117.0														
117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	1754.8				
1637.6	1520.8	1403.9	1296.9	1189.9	1052.9	935.9	818.9	701.9	584.9	468.0	351.0	234.0	117.0	0.0														
28. Opening Tax Pool			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Current interest			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	21.3	19.8	18.3	16.7	15.2	13.7	12.2	10.6	9.1	7.6	6.1	4.6	3.0	1.5	182.5		
CCA : Depr.			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	1754.8			
Current Tax Deduction Taken			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	199.8	186.3	186.8	185.2	189.7	182.2	190.7	189.2	127.6	126.1	124.6	123.1	121.6	120.0	118.5	1937.3			
Closing Pool			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
29. FINANCING																												
Debt ratio			0.8																									
Lending rate																												
Equity			412.7	0.1	0.1	3.4	4.5	106.2	106.2	106.2	86.2	0.0														412.7		
30. Debt			1342.1	0.2	0.2	10.9	14.5	345.4	345.4	345.4	290.2	0.0														1342.1		
Bond			1342.1																									
31. Loan term (years)			15.0																									
32. Grace period			5.0																									
33. Loan principal - Start			33=39	Loan YR	(6.0)	(5.0)	(4.0)	(3.0)	(2.0)	(1.0)	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	
34. Drawdown			34=29 * 1		0.0	0.0	0.0	0.0	25.8	371.2	716.5	1061.9	1342.1	1252.6	1163.1	1073.7	984.2	894.7	805.2	715.8	626.3	536.8	447.4	357.9	268.4	178.9	89.5	
35. Capitalized interest																												
36. Current interest payment			36= 1 * (33*34)																									
37. Principal payment			37=30/31																									
38. Principal Prepayment																												
39. Closing balance			39=33+34+35-37		0.0	0.0	0.0	0.0	25.8	371.2	716.5	1061.9	1342.1	1252.6	1163.1	1073.7	984.2	894.7	805.2	715.8	626.3	536.8	447.4	357.9	268.4	178.9	89.5	0.0

Tabel 4.18. Profil Arus Kas, NPV, IRR, dan *payback period* dengan konfigurasi kondisi perekonomian dan *gas flow rate*.

## 1. Tanpa menggunakan kompressor

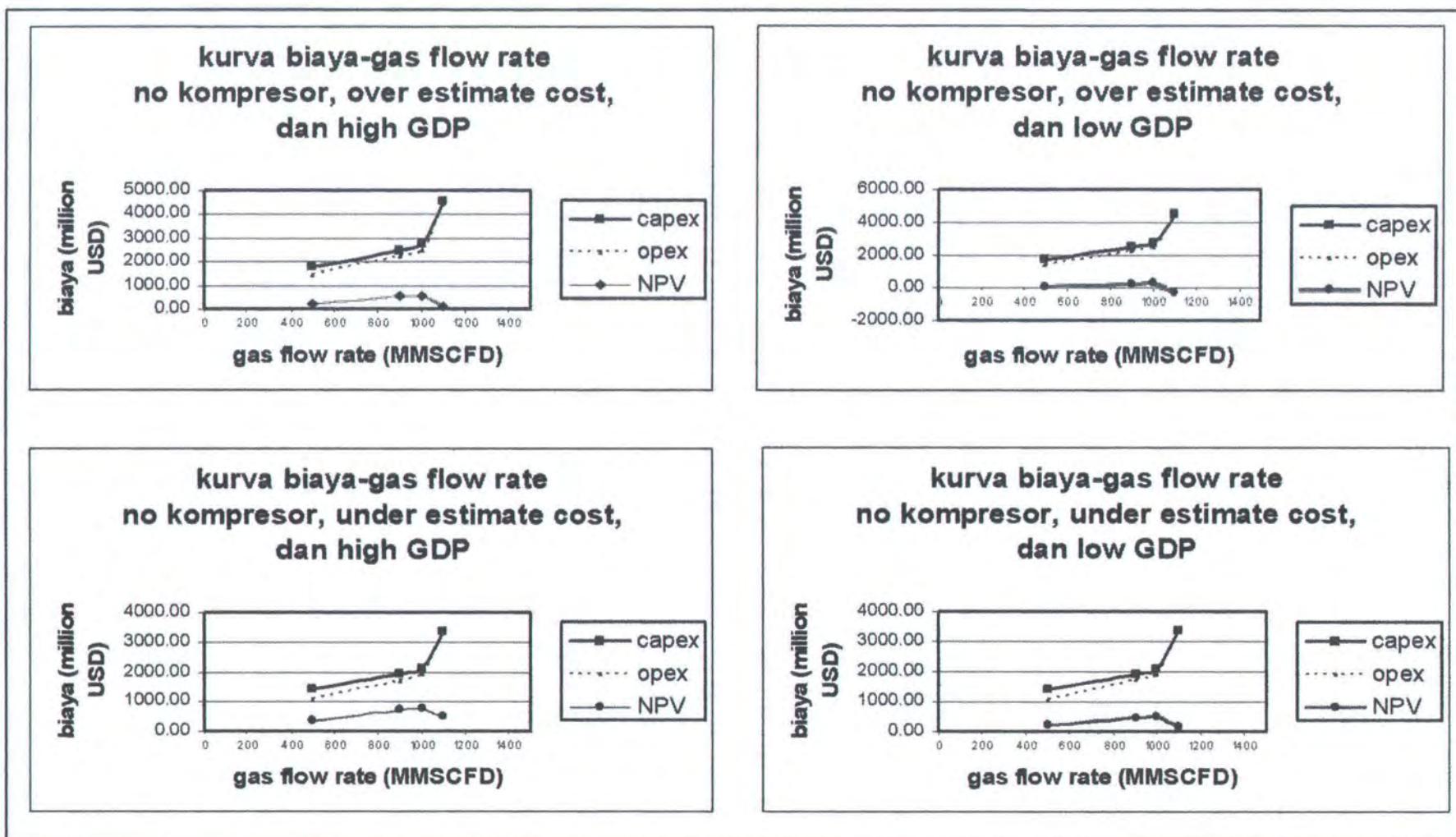
gas flow rate		Dengan kondisi perekonomian													
		over cost estimate dan high GDP							over cost estimate dan low GDP						
		Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period	Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period
500	MMSCFD	1754.82	1437.32	1251.32	1481.53	244.54	19%	9,66 tahun	1754.82	1437.32	545.60	775.82	90.96	9%	12,90 tahun
900	MMSCFD	2483.54	2214.26	2716.13	3041.95	551.79	23%	8,87 tahun	2483.54	2214.26	1491.72	1817.54	287.23	14%	10,73 tahun
1000	MMSCFD	2736.38	2483.26	2935.56	3294.55	595.54	22%	8,69 tahun	2736.38	2483.26	1583.38	1942.36	305.22	14%	10,51 tahun
1100	MMSCFD	4539.86	4422.03	789.47	1385.06	114.36	4%	13,24 tahun	4539.86	4422.03	-843.51	-247.93	-286.13	#DIV/0!	tahun

gas flow rate		Dengan kondisi perekonomian													
		under cost estimate dan high GDP							under cost estimate dan low GDP						
		Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period	Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period
500	MMSCFD	1408.45	1065.75	1753.87	1938.65	359.40	29%	7,73 tahun	1408.45	1065.75	1048.16	1232.93	205.82	20%	9,74 tahun
900	MMSCFD	1917.42	1716.93	3460.55	3712.10	722.77	32%	6,61 tahun	1917.42	1716.93	2244.90	2496.45	458.21	24%	7,11 tahun
1000	MMSCFD	2093.38	1912.41	3785.26	4059.89	790.65	31%	6,49 tahun	2093.38	1912.41	2451.23	2725.86	500.33	23%	7,00 tahun
1100	MMSCFD	3354.71	3308.99	2440.04	2880.15	483.24	16%	9,18 tahun	3354.71	3308.99	977.22	1417.33	169.14	7%	12,38 tahun

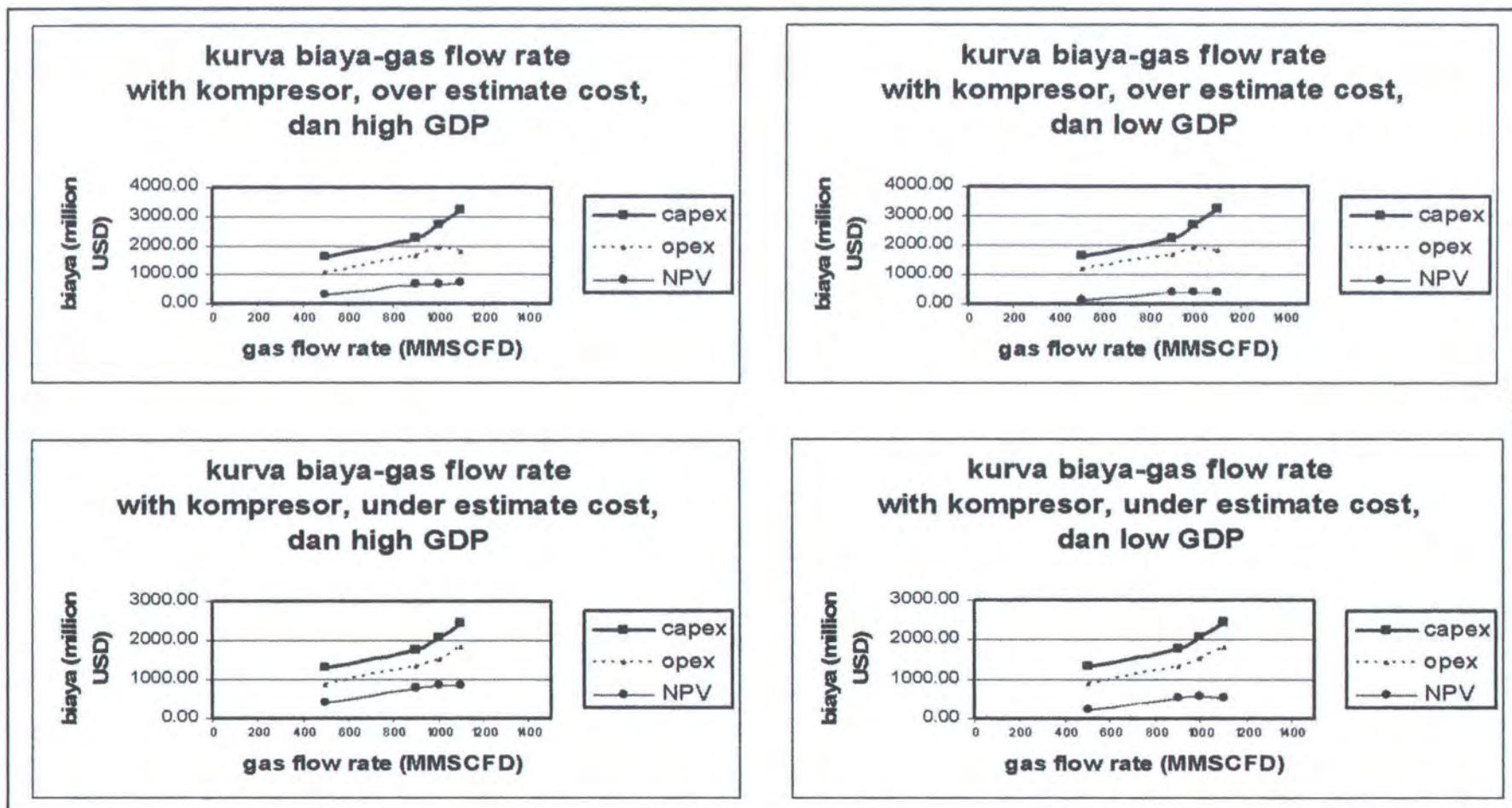
## 2. Menggunakan kompressor

gas flow rate	Dengan kondisi perekonomian													
	over cost estimate dan high GDP							over cost estimate dan low GDP						
	Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period	Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period
500 MMSCFD	1614.65	1061.94	1612.19	1824.02	325.30	25%	8,87 tahun	1614.65	1192.97	814.76	1026.59	151.76	15%	10,41 tahun
900 MMSCFD	2243.85	1667.47	3266.67	3561.05	675.40	28%	7,88 tahun	2243.85	1667.47	2051.02	2345.39	410.84	20%	8,20 tahun
1000 MMSCFD	2698.21	1929.30	3350.05	3704.03	686.36	24%	7,19 tahun	2698.21	1929.30	2007.66	2361.64	396.03	17%	9,36 tahun
1100 MMSCFD	3231.78	1796.56	3609.21	4033.19	734.31	22%	8,67 tahun	3231.78	1796.56	2149.07	2573.05	420.21	15%	10,84 tahun

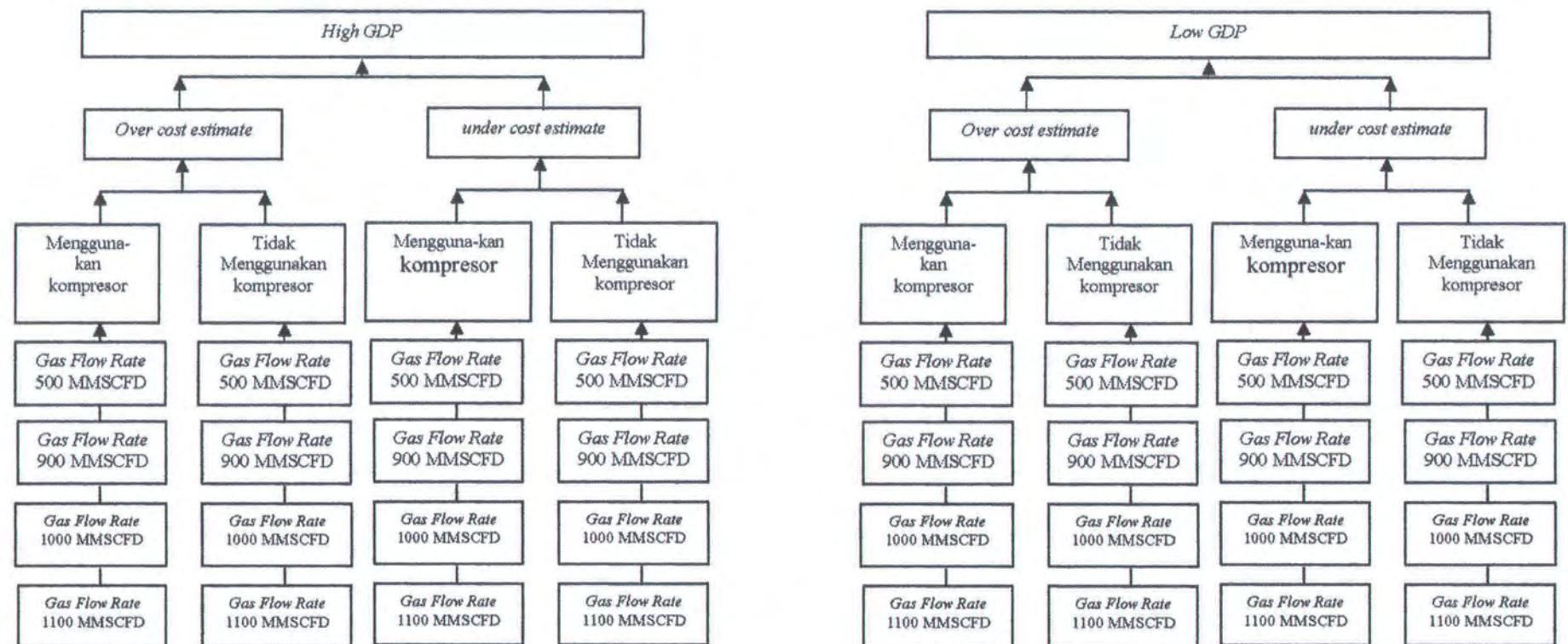
gas flow rate	Dengan kondisi perekonomian													
	under cost estimate dan high GDP							under cost estimate dan low GDP						
	Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period	Capex	Opex	Acc.Project Cashflow	Acc.Annual Cashflow	NPV	IRR	Payback Period
500 MMSCFD	1314.57	878.86	1950.41	2122.87	403.66	32%	6,35 tahun	1314.57	878.86	1244.70	1417.16	250.08	23%	8,67 tahun
900 MMSCFD	1769.56	1330.10	3834.83	4066.98	806.57	36%	5,19 tahun	1769.56	1330.10	2619.17	2851.33	542.00	28%	7,93 tahun
1000 MMSCFD	2077.39	1519.66	4071.37	4343.91	853.17	33%	6,74 tahun	2077.39	1519.66	2737.34	3009.88	562.85	25%	7,40 tahun
1100 MMSCFD	2449.53	1815.27	4143.69	4465.04	863.02	29%	6,09 tahun	2449.53	1815.27	2698.89	3020.25	548.92	21%	8,63 tahun



Gambar 4.8 Kurva hubungan antara biaya dan *gas flow rate* untuk konfigurasi tanpa kompresor.



Gambar 4.9 Kurva hubungan antara biaya dan *gas flow rate* untuk konfigurasi memakai kompresor.



Gambar 4.10 *Flowchart* analisa ekonomis

## **BAB V**

# **KESIMPULAN DAN SARAN**



## BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN

### V.1 KESIMPULAN

Dari perhitungan di bab analisa dan pembahasan, maka akhirnya dapat disimpulkan bahwa :

1. Proyek yang layak dipilih.

Dalam setiap kondisi, konfigurasi proyek yang layak dipilih, yakni :

- a. Untuk kondisi *over cost estimate, high GDP* dan tanpa kompresor, maka konfigurasi *gas flow rate* yang layak dipilih adalah konfigurasi dengan *gas flow rate* 1000 MMSCFD, karena memiliki NPV sebesar US \$ 595.54 million.
- b. Untuk kondisi *over cost estimate, high GDP* dan menggunakan kompresor, maka konfigurasi *gas flow rate* yang layak dipilih adalah konfigurasi dengan *gas flow rate* 1100 MMSCFD, karena memiliki NPV sebesar US \$ 734.31 million.
- c. Untuk kondisi *over cost estimate, low GDP* dan tanpa kompresor, maka konfigurasi *gas flow rate* yang layak dipilih adalah konfigurasi dengan *gas flow rate* 1000 MMSCFD, karena memiliki NPV sebesar US \$ 305.22 million.
- d. Untuk kondisi *over cost estimate, low GDP* dan menggunakan kompresor, maka konfigurasi *gas flow rate* yang layak dipilih adalah konfigurasi dengan *gas flow rate* 1100 MMSCFD, karena memiliki NPV sebesar US \$ 420.21 million.
- e. Untuk kondisi *under cost estimate, high GDP* dan tanpa kompresor, maka konfigurasi *gas flow rate* yang layak dipilih adalah konfigurasi dengan *gas flow rate* 1000 MMSCFD, karena memiliki NPV sebesar US \$ 790.65 million.
- f. Untuk kondisi *under cost estimate, high GDP* dan menggunakan kompresor, maka konfigurasi *gas flow rate* yang layak dipilih adalah konfigurasi dengan *gas flow rate* 1100 MMSCFD, karena memiliki NPV sebesar US \$ 863.02 million

Gambar 5.1 Menunjukkan gambaran awal desain fasilitas yang layak dipilih untuk proyek jaringan transport gas alam dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah.

## V.2 SARAN

Adapun saran-saran yang dapat penulis sampaikan untuk masa yang akan datang yakni :

1. Dalam tugas akhir ini analisa biaya hanya untuk metode transport gas alam menggunakan pipa bawah laut. Karena hanya menggunakan satu metode, maka belum dapat dilakukan proses pemilihan metode yang tepat untuk di gunakan. Sehingga untuk masa yang akan datang diperlukan analisa biaya untuk metode transport gas alam yang lain, misalnya analisa metode transport gas alam menggunakan kapal tanker.
2. Untuk tugas akhir ini mayoritas asumsi dan pendekatan berdasarkan data-data dari PT.PGN.Tbk. Sehingga untuk penelitian yang akan datang sebaiknya juga menggunakan data-data dari instansi lain, yang nantinya bisa di pakai perbandingan.
3. Pada tugas akhir ini asumsi yang dipergunakan yakni *over-under cost estimate* saja. Padahal perkiraan biaya bisa menggunakan *middle cost estimate*. Maka untuk penelitian yang akan datang sebaiknya juga memperhatikan hal ini.
4. Konfigurasi yang paling layak dipilih, hanya berdasarkan pada asumsi kondisi perekonomian yang baik (*high GDP*) dan *under cost estimate*. Sehingga apabila kondisi perekonomian dan *cost estimate* tidak sesuai maka konfigurasi ini tidak tepat untuk dipilih.

## **DAFTAR PUSTAKA**

**DAFTAR PUSTAKA**

- Asiyanto. (2003), **Construction Project Cost Management**, PT.Pradnya Paramita, Jakarta.
- Bai, Yong. (2003, **Pipelines and Risers**, Elsevier Science Ltd, London.
- Barrie, Donald, S., Boyd, C.P.Jr., dan Sudinarto. (1995), **Manajemen Konstruksi Profesional**, Penerbit Erlangga, Jakarta.
- BP MIGAS. (2005), ‘Kegiatan-Gas’, Available:[<http://www.bpmigas.com/kegiatan-gas.asp>] (tang-gal akses : 24 Juli 2005).
- Chilingarian, G.V., John, O.R., dan Sanjay, Y.K.Jr. (1989), **Surface Operations in Petroleum Production, II**, Elsevier Science Publishing Company Inc, New York,USA.
- Fischer, P.H.O. (1996), **Gas System Piping**, Chapter C6.
- Gerwick, B.C. (2000), **Construction of Marine and Offshore Structure**, 2nd ed., CRC Press LLC, Boca Raton, Florida.
- Ikhwani, Hasan. (2003), **Teknologi Perpipaan Lepas Pantai/Bawah Laut (Submarine/Offshore Pipeline Technology)**, Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan ITS, Surabaya.
- Kompas. (2004), ‘Akan Dibangun, Pipa Gas Kaltim-Jawa Tengah’, Available: [<http://www.kompas.com/kompas-cetak/0401/29/ekonomi/826660>] (tang-gal akses : 26 Juli 2005).
- Mousselli, A.H. (1981), **Offshore Pipeline, Design, Analysis, and Methods**, Penwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Reddy, D.V. dan M. Arockiasamy. (1991), **Offshore Structures**, Krieger Publishing Company, Malabar, Florida.
- Soegiono. (2003). **Teknologi Pembangunan dan Perawatan Bangunan Laut**, Surabaya.
- Soeharto, Iman. (2001), **Studi Kelayakan Proyek Industri**, Editor : Yati Sumiharti, Erlangga, Jakarta.
- Sukirno, Sadono. (1999), **Makro Ekonomi**, PT.RajaGrafindo Persada, Jakarta.



## **LAMPIRAN A**

### **(Gas Balance Kalimantan Timur-Jawa)**

**ESTIMASI GAS BALANCE JAWA-KALIMANTAN**

( on MMSCFD)

Tahun	JAWA						Gas Balance	KALIMANTAN TIMUR					estimasi supply dari Kaltim ke Jawa	
	Supply				Demand	Total		supply di Kalimantan Timur (kondisi High GDP)						
	west java	central java	east java	s. sumatera	total	Total		Vico	Unocal	Total Fina Elf	Ekspan kal	total		
2002	611	0	282	0	893	897.0	-4.0	882	280	1802	24	2988	sudah berlalu	
2003	652	0	241	0	893	1004.6	-111.6	709	267	1978	24	2978	sudah berlalu	
2004	669	0	203	0	872	1125.2	-253.2	635	262	2063	24	2984	sudah berlalu	
2005	730	0	294	0	1024	1260.2	-236.2	635	262	2063	24	2984	sudah berlalu	
2006	782	135	528	355	1800	1411.4	388.6	634	279	2079	24	3016	0	
2007	722	135	603	521	1981	1580.8	400.2	628	281	2064	24	2997	0	
2008	673	135	601	650	2059	1770.5	288.5	616	350	2165	24	3155	0	
2009	619	135	600	650	2004	1983.0	21.0	616	436	2278	24	3354	0	
2010	554	135	613	650	1952	2220.9	-268.9	482	490	2302	24	3298	250	
2011	461	135	650	650	1896	2487.5	-591.5	326	524	1636	24	2510	500	
2012	399	92	689	650	1830	2785.9	-955.9	311	621	1636	24	2592	900	
2013	337	65	731	650	1783	3120.3	-1337.3	311	722	1686	24	2743	1000	
2014	255	45	774	650	1724	3494.7	-1770.7	224	786	1818	24	2852	1100	
2015	194	32	821	650	1697	3914.1	-2217.1	209	838	1795	24	2866	1100	
2016	151	22	814	650	1637	4383.7	-2746.7	198	839	1779	24	2840	1100	
2017	127	16	736	650	1529	4909.8	-3380.8	198	847	1788	24	2857	1100	
2018	107	11	662	650	1430	5499.0	-4069.0	86	793	1195	24	2098	1100	
2019	91	8	564	650	1313	6158.8	-4845.8	86	801	1206	24	2117	1100	
2020	79	5	519	650	1253	6897.9	-5644.9	86	810	1217	24	2137	1100	
2021	68	0	367	650	1085	7725.6	-6640.6	86	819	1230	24	2159	1100	
2022	59	0	275	650	984	8652.7	-7668.7	86	829	1243	24	2182	1100	
2023	51	0	206	650	907	9691.1	-8784.1	86	840	1256	24	2206	1100	
2024	45	0	150	650	845	10854.0	-10009.0	86	851	1271	24	2232	1100	
2025	35	0	112	650	797	12156.5	-11359.5	86	863	1287	24	2260	1100	

Keterangan : Data secara lengkap terdapat pada lampiran



## **LAMPIRAN B**

### **(Perhitungan Properties Pipa)**

## Penentuan Properties Pipa

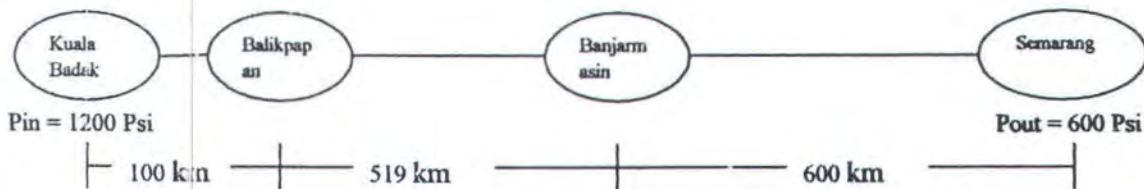
Dengan data routing dan *rules of thumbs* dari PT.PGN, T.bk berikut ini:

In Temperature	=	90 Fahrenheit	( temperature gas dari supplier)
Out Temperatur	=	80 Fahrenheit	( temperature gas yang akan di pasarkan)
Gas In Pressure	=	1200 Psi	(pressure gas dari supplier)
Gas Out Pressure	=	600 Psi	(pressure gas yang ada di pasaran)
Compressibility	=	GPSA	(Gas Processors Suppliers Association)
Equation	=	Panhandle B	(berdasarkan equation comparison PT.PGN, T.bk)
ditambah asumsi-asumsi di bawah ini :			
Eficiency	=	90 %	
In Elevasi	=	0 meter	
Out Elevasi	=	0 meter	

maka bisa di dapatkan properties pipa

### Properties Pipa

Dengan skenario :gas di tranfer langsung dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah (Semarang) tanpa bantuan kompresor



Dengan menggunakan software GasCalc (Bradley B.Bean,PE), di dapatkan diameter pipa untuk Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = **35.411** Inch

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = **44.673** Inch

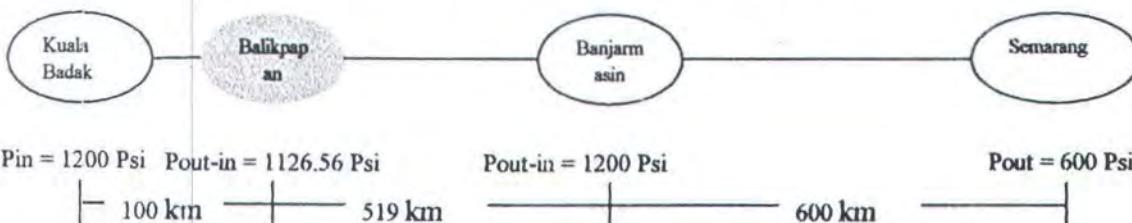
Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = **46.572** Inch

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = **48.360** Inch

Dengan skenario :gas di tranfer dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah (Semarang) dengan bantuan kompresor yang bertenaga dan di pasang pada Balikpapan Transmision



Banjarmasin – Semarang Transmission ( 600 km ) (offshore)

Dengan menggunakan software GasCalc (Bradley B.Bean,PE), di dapatkan diameter pipa untuk

Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = **30.696** Inch

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = **38.724** Inch

Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 40.371 Inchi

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 41.921 Inchi

Keterangan : asumsi pressure gas in =1200 Psi dan out = 600 Psi (hal ini berdasarkan asumsi bahwa pemakaian kompresor di Balikpapan menyebabkan pressure dari sumber besarnya konstan)

Dengan memakai data inside diameter di atas, maka dapat di temukan besar pressure out gas

- Kuala Badak – Balikpapan Transmission (100 km) (onshore)

Dengan inside diameter pipa = 30.696 maka di dapatkan pressure out gas di Balikpapan

Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar pressure out gas yakni = 1126.64 Psi

Dengan inside diameter pipa = 38.724 maka di dapatkan pressure out gas di Balikpapan

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar pressure out gas yakni = 1126.64 Psi

Dengan inside diameter pipa = 40.371 maka di dapatkan pressure out gas di Balikpapan

Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

besar pressure out gas yakni = 1126.64 Psi

Dengan inside diameter pipa = 41.921 maka di dapatkan pressure out gas di Balikpapan

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD

besar pressure out gas yakni = 1126.64 Psi

- Balikpapan – Banjarmasin Transmission (519 km) (onshore)

di asumsikan bahwa besar ID transmisi ini sama dengan besar ID pada transmisi Banjarmasin-Semarang

Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 30.696 Inchi

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 38.724 Inchi

Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 40.371 Inchi

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 41.921 Inchi

- Samarinda Distribution (50 km) (onshore)

Dengan menggunakan software GasCalc (Bradley B.Bean,PE), di dapatkan diameter pipa untuk

Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 18.601 Inchi

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 23.466 Inchi

Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 24.464 Inchi

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 25.403 Inchi

Keterangan : asumsi pressure gas in =1200 Psi dan out = 600 Psi

- Balikpapan Distribution (50 km) (onshore)

Dengan menggunakan software GasCalc (Bradley B.Bean,PE), di dapatkan diameter pipa untuk

Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 18.601 Inchi

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni = 23.466 Inchi

Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD  
besar inside diameter pipa yakni = **25.403** Inch  
Keterangan : asumsi pressure gas in =1200 Psi dan out = 600 Psi

· Banjarmasin Distribution (50 km) (onshore)

Dengan menggunakan software GasCalc (Bradley B.Bean,PE), di dapatkan diameter pipa untuk

Konfigurasi 1 yakni dengan gas flow rate = 500 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni =

**18.601** Inch

Konfigurasi 2 yakni dengan gas flow rate = 900 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni =

**23.466** Inch

Konfigurasi 3 yakni dengan gas flow rate = 1000 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni =

**24.464** Inch

Konfigurasi 4 yakni dengan gas flow rate = 1100 MMSCFD

besar inside diameter pipa yakni =

**25.403** Inch

Keterangan : asumsi pressure gas in =1200 Psi dan out = 600 Psi

Keterangan : GasCalc menggunakan regulatory code ASME B31.8

Dari data Inside Diameter diatas, maka OD, wall thickness dan Minimum Pressure bisa di cari nilainya.  
Dengan skenario :gas di tranfer langsung dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah (Semarang)  
tanpa bantuan compresor

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 1100 MMSCFD

· Kuala Badak - Semarang (1219 km)

ID = 48.4 Inch = 1228.3 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID = 49.5 Inch = 1257.4 mm

OD = 52.0 Inch = 1321.0 mm

Wall thickness = 1.3 Inch = 31.8 mm

weight per unit length = 1010.98 kg/m

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 52 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 19400 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 20700 kPa

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 1000 MMSCFD

· Kuala Badak - Semarang (1219 km)

ID = 46.6 Inch = 1182.9 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID = 46.6 Inch = 1184.0 mm

OD = 48.0 Inch = 1219.0 mm

Wall thickness = 0.7 Inch = 17.5 mm

weight per unit length = 518.51 kg/m

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 48 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 11600 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 12500 kPa

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 900 MMSCFD

· Kuala Badak - Semarang (1219 km)

ID = 44.7 Inch = 1134.7 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID = 44.7 Inch = 1136.2 mm

OD = 46.0 Inch = 1168.0 mm

Wall thickness = 0.6 Inch = 15.9 mm

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 46 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 11000 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 11800 kPa

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 500 MMSCFD

• **Kuala Badak - Semarang (1219 km)**

ID = 35.4 Inch = 899.4 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID = 37.1 Inch = 942.8 mm

OD = 38.0 Inch = 965.0 mm

Wall thickness = 0.4 Inch = 11.1 mm

weight per unit length = 261.11 kg/m

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 38 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 9300 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 10000 kPa

Dengan skenario :gas di transfer langsung dari Kalimantan Timur ke Jawa Tengah (Semarang)

dengan bantuan compresor

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 1100 MMSCFD

• **Balikpapan - Banjarmasin Transmission ( 519 km) (onshore)**

ID = 41.9 Inch = 1064.8 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID = 42.0 Inch = 1067.2 mm

OD = 44.0 Inch = 1118.0 mm

Wall thickness = 1.0 Inch = 25.4 mm

weight per unit length = 684.37 kg/m

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 44 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 18300 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 19800 kPa

• **Banjarmasin – Semarang Transmission ( 600 km) (offshore)**

• **Kuala Badak – Balikpapan Transmission (100 km) (onshore)**

ID = 41.9 Inch = 1064.8 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID = 42.0 Inch = 1067.2 mm

OD = 44.0 Inch = 1118.0 mm

Wall thickness = 1.0 Inch = 25.4 mm

weight per unit length = 684.37 kg/m

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 44 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 18300 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 19800 kPa

• **Samarinda Distribution (50 km) (onshore)**

• **Banjarmasin Distribution (50 km) (onshore)**

• **Balikpapan Distribution (50 km) (onshore)**

ID = 25.4 Inch = 645.2 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	26.2 Inch =	666.6 mm
OD	=	28.0 Inch =	711.0 mm
Wall thickness	=	0.9 Inch =	22.2 mm
weight per unit length	=	377.08 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 28 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 20700 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 20700 kPa

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 1000 MMSCFD

- **Balikpapan - Banjarmasin Transmission ( 519 km) (onshore)**

ID = 40.4 Inch = 1025.4 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	40.4 Inch =	1025.8 mm
OD	=	42.0 Inch =	1067.0 mm
Wall thickness	=	0.8 Inch =	20.6 mm
weight per unit length	=	531.57 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 42 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 15600 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 16800 kPa

- **Banjarmasin – Semarang Transmission ( 600 km) (offshore)**

- **Kuala Badak – Balikpapan Transmission (100 km) (onshore)**

ID = 40.4 Inch = 1025.4 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	40.4 Inch =	1025.8 mm
OD	=	42.0 Inch =	1067.0 mm
Wall thickness	=	0.8 Inch =	20.6 mm
weight per unit length	=	531.57 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 42 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 15600 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 16800 kPa

- **Samarinda Distribution (50 km) (onshore)**

- **Banjarmasin Distribution (50 km) (onshore)**

- **Balikpapan Distribution (50 km) (onshore)**

ID = 24.5 Inch = 621.4 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	24.5 Inch =	621.8 mm
OD	=	26.0 Inch =	660.0 mm
Wall thickness	=	0.8 Inch =	19.1 mm
weight per unit length	=	301.87 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 26 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

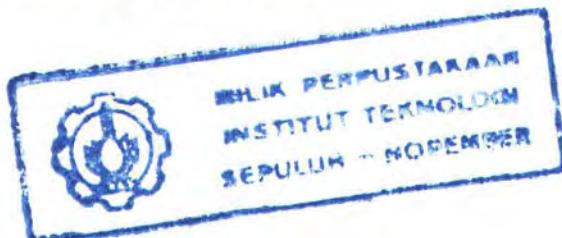
Min.Pressure = 20700 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 20700 kPa

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 900 MMSCFD

- **Balikpapan - Banjarmasin Transmission ( 519 km) (onshore)**



Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	38.7 Inch =	984.2 mm
OD	=	40.0 Inch =	1016.0 mm
Wall thickness	=	0.6 Inch =	15.9 mm
weight per unit length	=	392.13 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 40 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 12600 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 13600 kPa

- Banjarmasin – Semarang Transmission ( 600 km) (*offshore*)
- Kuala Badak – Balikpapan Transmission (100 km) (*onshore*)

ID = 38.7 Inch = 983.6 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	38.7 Inch =	984.2 mm
OD	=	40.0 Inch =	1016.0 mm
Wall thickness	=	0.6 Inch =	15.9 mm
weight per unit length	=	392.13 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 40 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 12600 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 13600 kPa

- Samarinda Distribution (50 km) (*onshore*)
- Banjarmasin Distribution (50 km) (*onshore*)
- Balikpapan Distribution (50 km) (*onshore*)

ID = 23.5 Inch = 596.0 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	24.6 Inch =	625.0 mm
OD	=	26.0 Inch =	660.0 mm
Wall thickness	=	0.7 Inch =	17.5 mm
weight per unit length	=	277.27 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 26 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 20700 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 20700 kPa

Dengan menggunakan Standart Line Pipe API 5 L maka untuk flow rate 500 MMSCFD

- Balikpapan - Banjarmasin Transmission ( 519 km) (*onshore*)

ID = 30.7 Inch = 779.7 mm (dari perhitungan di atas)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	31.1 Inch =	789.2 mm
OD	=	32.0 Inch =	813.0 mm
Wall thickness	=	0.5 Inch =	11.9 mm
weight per unit length	=	235.09 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 32 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 11800 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 12700 kPa

- Banjarmasin – Semarang Transmission ( 600 km) (*offshore*)
- Kuala Badak – Balikpapan Transmission (100 km) (*onshore*)

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	31.1 Inch =	789.2 mm
OD	=	32.0 Inch =	813.0 mm
Wall thickness	=	0.5 Inch =	11.9 mm
weight per unit length	=	235.09 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 32 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 11800 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 12700 kPa

- **Samarinda Distribution (50 km) (onshore)**
- **Banjarmasin Distribution (50 km) (onshore)**
- **Balikpapan Distribution (50 km) (onshore)**

ID	=	18.6 Inch =	472.5 mm	(dari perhitungan di atas)
----	---	-------------	----------	----------------------------

Sebaiknya menggunakan pipa yang memiliki :

ID	=	19.1 Inch =	485.8 mm
OD	=	20.0 Inch =	508.0 mm
Wall thickness	=	0.4 Inch =	11.1 mm
weight per unit length	=	136.01 kg/m	

Dimana dari kriteria di atas maka size pipa adalah 20 inch

Apabila menggunakan standart grade X-65, maka

Min.Pressure = 17600 kPa

dan bila menggunakan standart grade X-70, maka

Min.Pressure = 19000 kPa

Keterangan : Pipa API 5 L Grade X - 65 memiliki SMYS =	65000 Psi	SMTS = 77000 Psi
Pipa API 5 L Grade X - 70 memiliki SMYS =	70000 Psi	SMTS = 82000 Psi
(based on regulatory code : API 5L July 2000)		

Konfigurasi Rute dan Gas Flow Rate	Tanpa Menggunakan Kompresor (berdasarkan Standart Line Pipe API 5 L)					Menggunakan Kompresor (berdasarkan Standart Line Pipe API 5 L)					Daya Kompresor (hp)
	ID*	ID (inchi)	OD (inchi)	Thickness (inchi)	Weight per unit length (kg/m)	ID*	ID (inchi)	OD (inchi)	Thickness (inchi)	Weight per unit length (kg/m)	
	(inchi)	(inchi)	(inchi)	(inchi)	(kg/m)	(inchi)	(inchi)	(inchi)	(inchi)	(kg/m)	
e Kuala Badak-Balikpapan											
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11	30.7	31.1	32.0	0.5	235.09	3231.41
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73	38.7	38.7	40.0	0.6	392.13	
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51	40.4	40.4	42.0	0.8	531.57	
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98	41.9	42.0	44.0	1.0	684.37	
e Balikpapan - Banjarmasin											
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11	30.7	31.1	32.0	0.5	235.09	5816.54
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73	38.7	38.7	40.0	0.6	392.13	
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51	40.4	40.4	42.0	0.8	531.57	
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98	41.9	42.0	44.0	1.0	684.37	
e Banjarmasin - Semarang											
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11	30.7	31.1	32.0	0.5	235.09	6462.81
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73	38.7	38.7	40.0	0.6	392.13	
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51	40.4	40.4	42.0	0.8	531.57	
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98	41.9	42.0	44.0	1.0	684.37	
narinda, Banjarmasin, dan ikpapan Distribution											
Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	35.4	37.1	38.0	0.44	261.11	18.6	19.1	20.0	0.44	136.01	7109.10
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	44.7	44.7	46.0	0.63	451.73	23.5	24.6	26.0	0.69	277.27	
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	46.6	46.6	48.0	0.69	518.51	24.5	24.5	26.0	0.75	301.87	
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	48.4	49.5	52.0	1.25	1010.98	25.4	26.2	28.0	0.87	377.08	

Keterangan :

\* = dari perhitungan menggunakan Gas Calc

Table E-6C (Continued)—Plain-End Line Pipe Dimensions, Weights per Unit Length, and Test Pressures for Sizes 6 $\frac{5}{8}$  through 80 (SI Units)

(1) Size	(2) Specified Outside Diameter <i>D</i> (mm)	(3) Specified Wall Thickness <i>t</i> (mm)	(4) Plain-End Weight per Unit Length <i>w<sub>pe</sub></i> (kg/m)	(5) Calculated Inside Diameter <sup>a</sup> <i>d</i> (mm)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	
Minimum Test Pressure <sup>b</sup> (kPa × 100) <sup>c</sup>															
					Grade A	Grade B	Grade X42	Grade X46	Grade X52	Grade X56	Grade X60	Grade X65	Grade X70	Grade X80	
46	1168.0	30.2	847.36	1107.6	Std.	64	75	135	148	167	180	193	207	207	207
					Alt.	80	93	135	148	167	180	193	209	225	250
46	1168.0	31.8	890.99	1104.4	Std.	68	79	142	155	176	189	203	207	207	207
					Alt.	85	98	142	155	176	189	203	220	237	250
48	1219.0	8.7	259.66	1201.6	Std.	18	21	37	41	46	50	53	58	62	71
					Alt.	22	26	37	41	46	50	53	58	62	71
48	1219.0	9.5	283.35	1200.0	Std.	19	23	41	44	50	54	58	63	68	77
					Alt.	24	28	41	44	50	54	58	63	68	77
48	1219.0	10.3	307.01	1198.4	Std.	21	24	44	48	55	59	63	68	73	84
					Alt.	26	31	44	48	55	59	63	68	73	84
48	1219.0	11.1	330.63	1196.8	Std.	23	26	48	52	59	63	68	73	79	90
					Alt.	28	33	48	52	59	63	68	73	79	90
48	1219.0	11.9	354.23	1195.2	Std.	24	28	51	56	63	68	73	79	85	97
					Alt.	30	35	51	56	63	68	73	79	85	97
48	1219.0	12.7	377.79	1193.6	Std.	26	30	54	59	67	72	78	84	91	104
					Alt.	32	38	54	59	67	72	78	84	91	104
48	1219.0	14.3	424.82	1190.4	Std.	29	34	61	67	76	82	87	95	102	117
					Alt.	36	42	61	67	76	82	87	95	102	117
48	1219.0	15.9	471.73	1187.2	Std.	32	38	68	74	84	91	97	105	113	130
					Alt.	41	47	68	74	84	91	97	105	113	130
48	1219.0	17.5	518.51	1184.0	Std.	36	42	75	82	93	100	107	116	125	143
					Alt.	45	52	75	82	93	100	107	116	125	143
48	1219.0	19.1	565.16	1180.8	Std.	39	45	82	89	101	109	117	126	136	156
					Alt.	49	57	82	89	101	109	117	126	136	156
48	1219.0	20.6	608.78	1177.8	Std.	42	49	88	96	109	117	126	136	147	168
					Alt.	52	61	88	96	109	117	126	136	147	168
48	1219.0	22.2	655.19	1174.6	Std.	45	53	95	104	118	127	136	147	158	181
					Alt.	57	66	95	104	118	127	136	147	158	181
48	1219.0	23.8	701.47	1171.4	Std.	48	56	102	111	126	136	145	157	170	194
					Alt.	61	71	102	111	126	136	145	157	170	194
48	1219.0	25.4	747.63	1168.2	Std.	52	60	109	119	135	145	155	168	181	207
					Alt.	65	75	109	119	135	145	155	168	181	207
48	1219.0	27.0	793.66	1165.0	Std.	55	64	116	126	143	154	165	179	193	207
					Alt.	69	80	116	126	143	154	165	179	193	220
48	1219.0	28.6	839.56	1161.8	Std.	58	68	122	134	152	163	175	189	204	207
					Alt.	73	85	122	134	152	163	175	189	204	233
48	1219.0	30.2	885.34	1158.6	Std.	62	72	129	141	160	172	185	200	207	207
					Alt.	77	90	129	141	160	172	185	200	215	246
48	1219.0	31.8	930.99	1155.4	Std.	65	75	136	149	169	181	194	207	207	207
					Alt.	81	94	136	149	169	181	194	210	227	250
52	1321.0	9.5	307.25	1302.0	Std.	18	21	38	41	46	50	54	58	63	71
					Alt.	22	26	38	41	46	50	54	58	63	71
52	1321.0	10.3	332.92	1300.4	Std.	19	23	41	44	50	54	58	63	68	77
					Alt.	24	28	41	44	50	54	58	63	68	77
52	1321.0	11.1	358.55	1298.8	Std.	21	24	44	48	54	58	63	68	73	83
					Alt.	26	30	44	48	54	58	63	68	73	83
52	1321.0	11.9	384.16	1297.2	Std.	22	26	47	51	58	63	67	73	78	90
					Alt.	28	33	47	51	58	63	67	73	78	90
52	1321.0	12.7	409.74	1295.6	Std.	24	28	50	55	62	67	72	78	84	96
					Alt.	30	35	50	55	62	67	72	78	84	96

Table E-6C (Continued)—Plain-End Line Pipe Dimensions, Weights per Unit Length, and Test Pressures for Sizes 6<sup>5/8</sup> through 80 (SI Units)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	
Size	Specified Outside Diameter <i>D</i> (mm)	Specified Wall Thickness <i>t</i> (mm)	Plain-End Weight per Unit Length <i>w<sub>pe</sub></i> (kg/m)	Calculated Inside Diameter <sup>a</sup> <i>d</i> (mm)	Minimum Test Pressure <sup>b</sup> (kPa × 100) <sup>c</sup>										
	Grade A	Grade B	Grade X42	Grade X46	Grade X52	Grade X56	Grade X60	Grade X65	Grade X70	Grade X80					
52	1321.0	14.3	460.79	1292.4	Std.	27	31	57	62	70	75	81	87	94	108
					Alt.	34	39	57	62	70	75	81	87	94	108
52	1321.0	15.9	511.72	1289.2	Std.	30	35	63	69	78	84	90	97	105	120
					Alt.	37	44	63	69	78	84	90	97	105	120
52	1321.0	17.5	562.53	1286.0	Std.	33	38	69	76	86	92	99	107	115	132
					Alt.	41	48	69	76	86	92	99	107	115	132
52	1321.0	19.1	613.20	1282.8	Std.	36	42	75	83	93	100	108	117	126	144
					Alt.	45	52	75	83	93	100	108	117	126	144
52	1321.0	20.6	660.60	1279.8	Std.	39	45	81	89	101	108	116	126	136	155
					Alt.	48	56	81	89	101	108	116	126	136	155
52	1321.0	22.2	711.03	1276.6	Std.	42	49	88	96	109	117	125	136	146	167
					Alt.	52	61	88	96	109	117	125	136	146	167
52	1321.0	23.8	761.34	1273.4	Std.	45	52	94	103	116	125	134	145	157	179
					Alt.	56	65	94	103	116	125	134	145	157	179
52	1321.0	25.4	811.52	1270.2	Std.	48	56	100	110	124	134	143	155	167	191
					Alt.	60	70	100	110	124	134	143	155	167	191
52	1321.0	27.0	861.57	1267.0	Std.	51	59	107	117	132	142	152	165	178	203
					Alt.	63	74	107	117	132	142	152	165	178	203
52	1321.0	28.5	911.50	1263.8	Std.	54	63	113	124	140	150	161	175	188	207
					Alt.	67	78	113	124	140	150	161	175	188	215
52	1321.0	30.2	961.30	1260.6	Std.	57	66	119	130	148	159	170	184	199	207
					Alt.	71	83	119	130	148	159	170	184	199	227
52	1321.0	31.8	1010.98	1257.4	Std.	60	70	126	137	156	167	179	194	207	207
					Alt.	75	87	126	137	156	167	179	194	209	239
56	1422.0	9.5	330.91	1403.0	Std.	17	19	35	38	43	46	50	54	58	66
					Alt.	21	24	35	38	43	46	50	54	58	66
56	1422.0	10.3	358.57	1401.4	Std.	18	21	38	41	47	50	54	58	63	72
					Alt.	22	26	38	41	47	50	54	58	63	72
56	1422.0	11.1	386.20	1399.8	Std.	19	23	41	45	50	54	58	63	68	78
					Alt.	24	28	41	45	50	54	58	63	68	78
56	1422.0	11.9	413.80	1398.2	Std.	21	24	44	48	54	58	62	67	73	83
					Alt.	26	30	44	48	54	58	62	67	73	83
56	1422.0	12.7	441.37	1396.6	Std.	22	26	47	51	58	62	67	72	78	89
					Alt.	28	32	47	51	58	62	67	72	78	89
56	1422.0	14.3	496.41	1393.4	Std.	25	29	52	57	65	70	75	81	87	100
					Alt.	31	36	52	57	65	70	75	81	87	100
56	1422.0	15.9	551.32	1390.2	Std.	28	32	58	64	72	78	83	90	97	111
					Alt.	35	40	58	64	72	78	83	90	97	111
56	1422.0	17.5	606.11	1387.0	Std.	31	36	64	70	80	86	92	99	107	122
					Alt.	38	44	64	70	80	86	92	99	107	122
56	1422.0	19.1	660.77	1383.8	Std.	33	39	70	77	87	93	100	108	117	133
					Alt.	42	49	70	77	87	93	100	108	117	133
56	1422.0	20.6	711.91	1380.8	Std.	36	42	76	83	94	101	108	117	126	144
					Alt.	45	52	76	83	94	101	108	117	126	144
56	1422.0	22.2	766.32	1377.6	Std.	39	45	81	89	101	108	116	126	136	155
					Alt.	48	56	81	89	101	108	116	126	136	155
56	1422.0	23.8	820.61	1374.4	Std.	42	48	87	96	108	116	125	135	146	166
					Alt.	52	61	87	96	108	116	125	135	146	166
56	1422.0	25.4	874.78	1371.2	Std.	44	52	93	102	115	124	133	144	155	177
					Alt.	55	65	93	102	115	124	133	144	155	177



## **LAMPIRAN C**

### **(Analisa Desain)**

## Pipeline stress checks

### HOOP STRESS CHECKS

$$\sigma = \frac{(P_i - P_e) D - t}{2t}$$

dimana :

- $\sigma$  = hoop stress checks
- $P_i$  = internal pressure
- $P_e$  = external pressure
- $D$  = outside diameter of pipeline
- $t$  = minimum wall thickness of pipeline

#### ASD- formulation

$$P_e = P_w g h$$

, dengan kedalaman perairan 75 m dan massa jenis air ( $P_w$ ) = 1025  
 $= 7.5 \text{ bar}$   
 $= 109 \text{ Psi}$

Dari perhitungan di atas (dengan GasCalc) di dapatkan konfigurasi properties pipa sebagai berikut :

Rute dan Gas Flow Rate	Konfigurasi				Tanpa Kompresor				Dengan Kompresor			
	OD	Pi	Pe	t	$\sigma$	OD	Pi	Pe	t	$\sigma$		

#### Rute Kuala Badak-Balikpapan

Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	32	1200	109	0	36723
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	40	1200	109	1	34312
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	42	1200	109	1	27709
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	44	1200	109	1	23465

#### Rute Balikpapan - Banjarmasin

Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	32	1200	109	0	36723
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	40	1200	109	1	34312
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	42	1200	109	1	27709
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	44	1200	109	1	23465

#### Rute Banjarmasin - Semarang

Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	32	1200	109	0	36723
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	40	1200	109	1	34312
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	42	1200	109	1	27709
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	44	1200	109	1	23465

#### Samarinda, Banjarmasin, dan

#### Balikpapan Distribution

Gas Flow Rate = 500 MMSCFD	38	1200	109	0.44	46879	20	1200	109	0	24420
Gas Flow Rate = 900 MMSCFD	46	1200	109	0.63	39526	26	1200	109	1	20028
Gas Flow Rate = 1000 MMSCFD	48	1200	109	0.69	37452	26	1200	109	1	18304
Gas Flow Rate = 1100 MMSCFD	52	1200	109	1.25	22115	28	1200	109	1	16925

koreksi :  $\sigma \leq \eta \cdot \text{SMYS. kt}$

dimana :  $\eta$  = 0.8 (for offshore pipelines located in the off platform zone)

SMYS = 65000 Psi (dari API 5 L)

kt = 1 (untuk Temperature < 250 F, dari ASMEB31.8)

$\eta \cdot \text{SMYS. kt}$  = 52000 Psi



## **LAMPIRAN D**

### **(Peralatan dan Fasilitas Proyek)**

### Mainline Valves

Alasan pemakaian *mainline valve* dalam jalur transmisi gas :

- 1 keamanan (untuk menghindari adanya kecelakaan apabila terjadi pipa patah atau bocor)
- 2 ekonomis (mengatur pasokan)

Jarak maksimum antara valve adalah :

location	Spacing	
class 1	20 miles	(32km)
class 2	15 miles	(24km)
class 3	10 miles	(16km)
class 4	5 miles	(8km)

(based on ASME B31.8, sec. 846)

Karena secara umum jalur pipeline Kalimantan Timur - Semarang melintasi kawasan yang jarang bangunan dan penduduk, maka jalur ini dapat dikategorikan ke dalam location class 1

Sehingga jarak antara masing-masing valve = 32 km

Sehingga jumlah total valve yang dibutuhkan

Banjarmasin - Semarang	600 km	=	19 (sectional valve)
Kuala Badak - Balikpapan	100 km	=	3 (sectional valve)
Balikpapan - Banjarmasin	519 km	=	16 (sectional valve)
Samarinda Distribution	50 km	=	2 (sectional valve)
Balikpapan Distribution	50 km	=	2 (sectional valve)
Banjarmasin Distribution	50 km	=	2 (sectional valve)
Jumlah Total Valve		=	43 (sectional valve)

Tipe Valve yang sesuai dengan besar beban adalah *Ball Valve*

## OVERVIEW OF OVERALL PROJECT FACILITIES

### Kuala Badak Station (Vico, Unocal, TFE, Ekspan Gas Plant)

Equipment yang harus ada (based on : rules of thumbs of PT.PGN,T.bk)

- Pig Launcher
- Separator dan Filter
- Gas Analyzer
- Pressure Control Device
- Control Building
- Telecomm Building : FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system  
VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

### Samarinda Distribution Grid

Equipment yang harus ada :

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Mastering System
- Control Building
- Telecomm Building : FO Converter  
VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

### Balikpapan Distribution Grid

Equipment yang harus ada :

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Mastering System
- Control Building
- Telecomm Building : FO Converter  
VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

### Banjarmasin Distribution Grid

Equipment yang harus ada :

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Mastering System
- Control Building
- Telecomm Building : FO Converter  
VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

### Banjarmasin Station

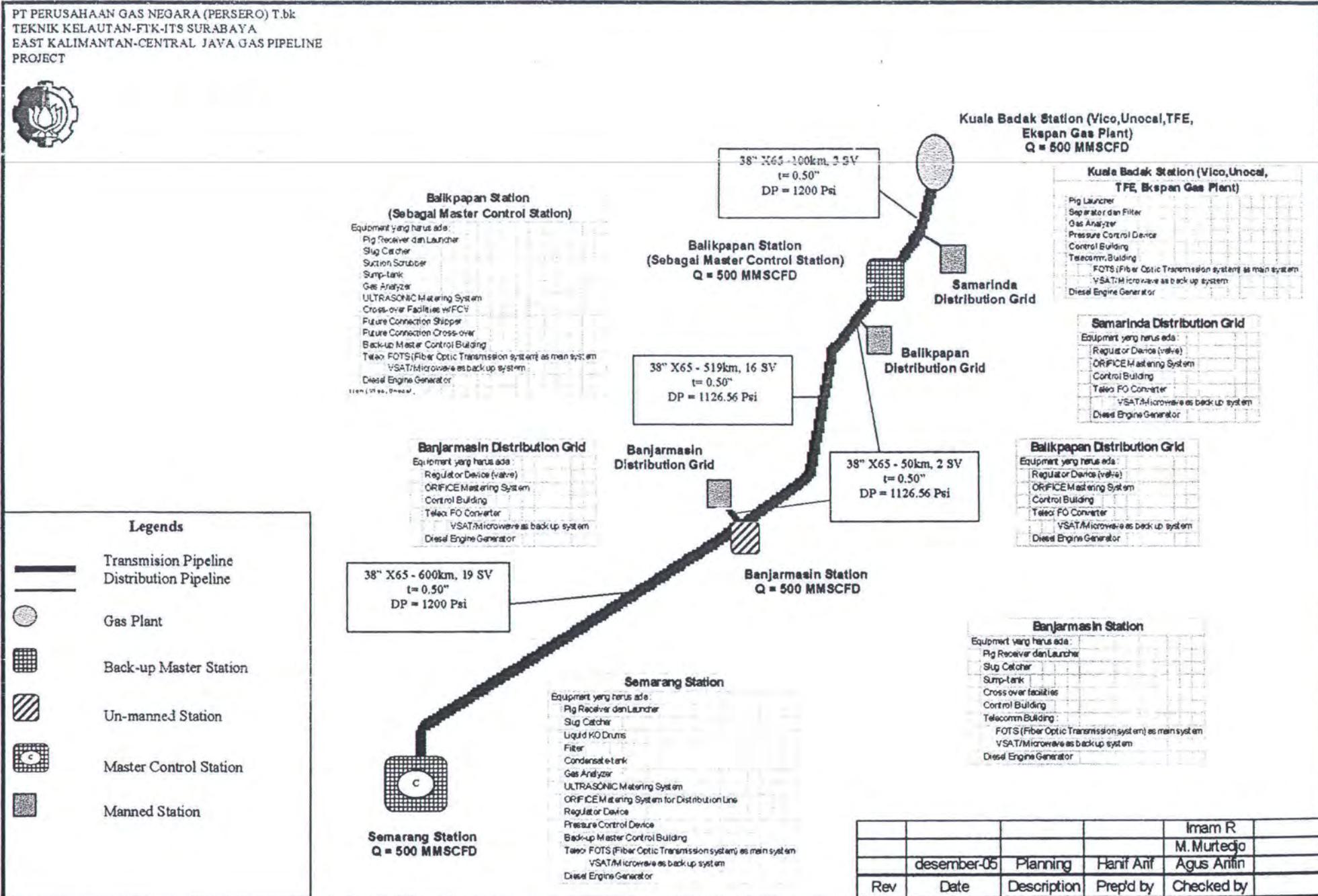
Equipment yang harus ada (based on : rules of thumbs of PT.PGN,T.bk)

- Pig Receiver dan Launcher
- Slug Catcher
- Sump-tank
- Cross over facilities
- Control Building
- Telecomm Building : FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system  
VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator



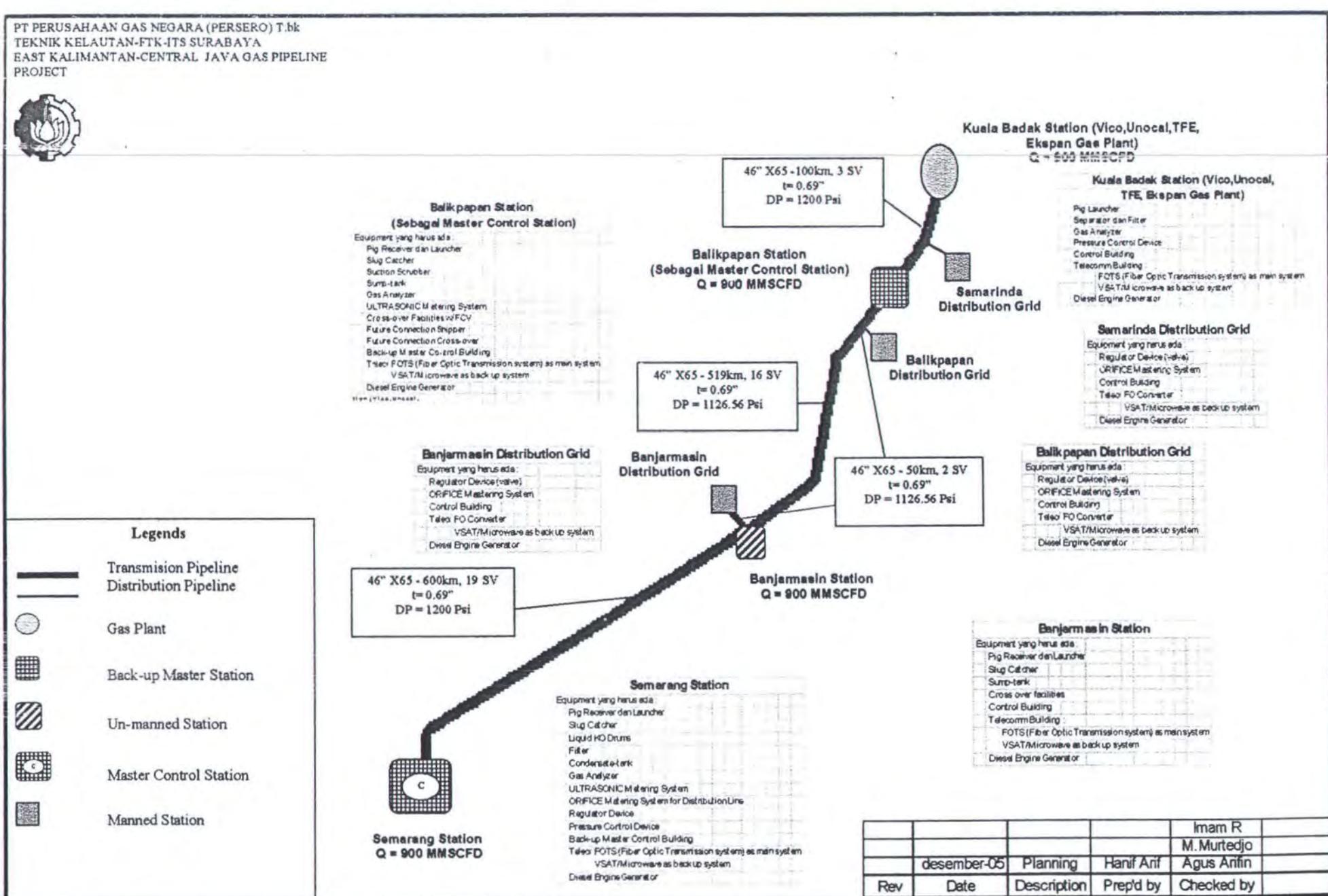
**LAMPIRAN E**  
**(Overview of Overall Project Facilities)**

Planning overview EKCI pipeline project dengan gas flow 500 MMSCFD tanpa kompresor



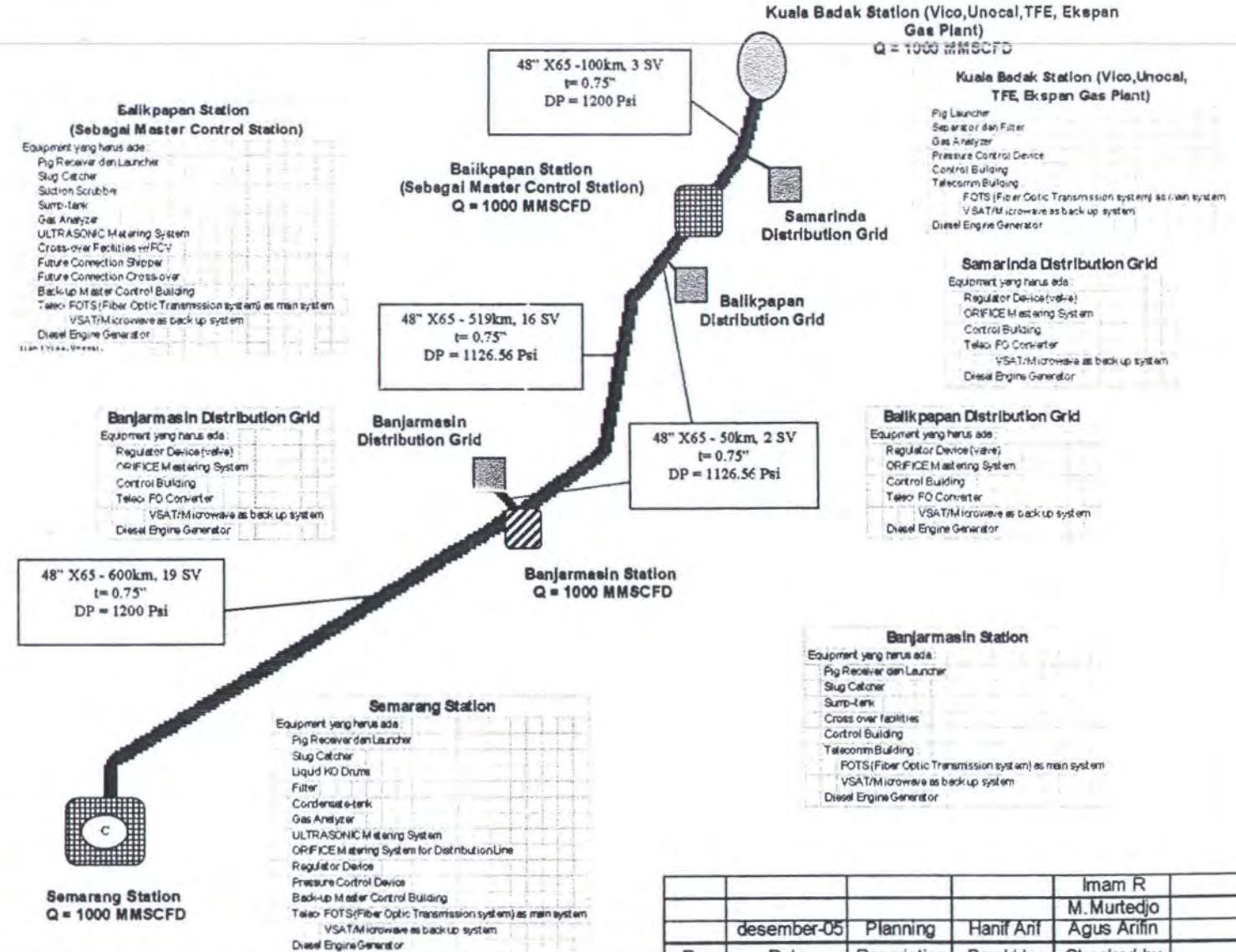
Planning overview EKCJ pipeline project dengan gas flow 900 MMSCFD tanpa kompresor

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA (PERSERO) Tbk  
TEKNIK KELAUTAN-FTK-ITS SURABAYA  
EAST KALIMANTAN-CENTRAL JAVA GAS PIPELINE  
PROJECT



Planning overview EKCJ pipeline project dengan gas flow 1000 MMSCFD tanpa kompresor

P.T PERUSAHAAN GAS NEGARA (PERSERO) Tbk  
TEKNIK KELAUTAN-FTK-JTS SURABAYA  
IAST KALIMANTAN-CENTRAL JAVA GAS PIPELINE  
PROJECT



Planning overview EKCJ pipeline project dengan gas flow 1100 MMSCFD tanpa kompresor

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA (PERSERO) Tbk  
TEKNIK KELAUTAN-FTK-ITS SURABAYA  
EAST KALIMANTAN-CENTRAL JAVA GAS PIPELINE  
PROJECT



## OVERVIEW OF OVERALL PROJECT FACILITIES



**Banjarmasin Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Station**  
**Q = 1100 MMSCFD**

52" X 65 - 600km, 19 SV  
t= 1.25"  
DP = 1200 Psi

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Balikpapan Station (Sebagai Master Control Station)**  
**Q = 1100 MMSCFD**

52" X 65 - 100km, 3 SV  
t= 1.25"  
DP = 1200 Psi

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Samarinda Station**  
**Q = 1100 MMSCFD**

52" X 65 - 519km, 16 SV  
t= 1.25"  
DP = 1126.56 Psi

**Banjarmasin Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Station**  
**Q = 1100 MMSCFD**

52" X 65 - 50km, 2 SV  
t= 1.25"  
DP = 1126.56 Psi

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**

**Q = 1100 MMSCFD**

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

Pig Launcher

Separator dan Filter

Gas Analyzer

Pressure Control Device

Control Building

Telecomm Building

FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)

ORIFICE Metering System

Control Building

Telco FO Converter

VSAT/Microwave as back up system

Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

Regulator Device (valve)



## OVERVIEW OF OVERALL PROJECT FACILITIES

**Balikpapan dan Compressor Station (Sebagai Master Control Station)**

Equipment yang harus ada:

- Gas Booster Compressor 32314 HP
- Pig Receiver dan Launcher
- Slug Catcher
- Suction Scrubber
- Sump-Tank
- Gas Analyzer
- ULTRASONIC Metering System
- Cross-over Facilities w/FPCs
- Future Connection Ships
- Future Connection Cross-over
- Backup Master Control Building
- Telco FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator or Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

32" X65 - 600km, 19 SV  
 $t = 0.6"$   
DP = 1200 Psi

**Semarang Station**  
 $Q = 500 \text{ MMSCFD}$

**Semarang Station**  
 $Q = 500 \text{ MMSCFD}$

Equipment yang harus ada :

- Pig Receiver dan Launcher
- Slug Catcher
- Liquid KO Drums
- Filter
- Condensate-Tank
- Gas Analyzer
- ULTRASONIC Metering System
- ORIFICE Metering System for Distribution Line
- Regulator or Device
- Pressure Control Device
- Backup Master Control Building
- Telco FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

32" X65 - 100km, 3 SV  
 $t = 0.6"$   
DP = 1200 Psi

**Balikpapan dan Compressor Station (Sebagai Master Control Station)**  
 $Q = 500 \text{ MMSCFD}$

32" X65 - 519km, 16 SV  
 $t = 0.6"$   
DP = 1126.56 Psi

20" X65 - 50km, 2 SV  
 $t = 0.7"$   
DP = 1126.56 Psi

**Kuala Badak Station (Vico, Unocal, TFE, Eksan Gas Plant)**  
 $Q = 500 \text{ MMSCFD}$

**Kuala Badak Station (Vico, Unocal, TFE, Eksan Gas Plant)**

Pig Launcher  
Separator dan Filter  
Gas Analyzer  
Pressure Control Device  
Control Building  
Telecomm Building  
FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system  
VSAT/Microwave as back up system  
Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada :

- Regulator or Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada :

- Regulator or Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Station**

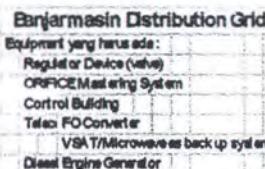
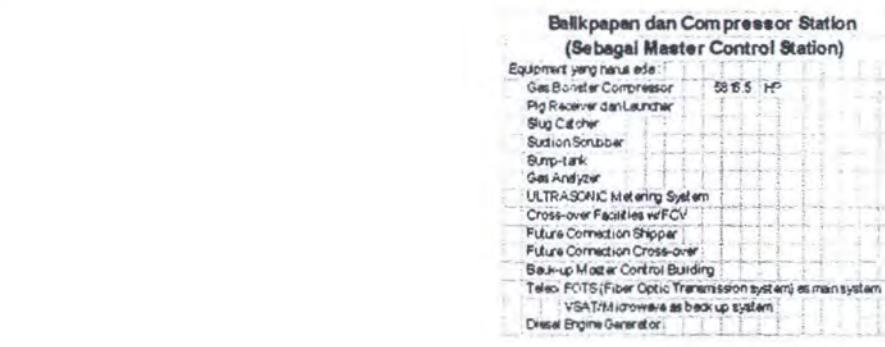
Equipment yang harus ada :

- Pig Receiver dan Launcher
- Slug Catcher
- Sump-Tank
- Cross over facilities
- Control Building
- Telecomm Building
- FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

			Imam R
	desember-05	Planning	M. Murtedjo
		Hanif Arif	Agus Arifin



## OVERVIEW OF OVERALL PROJECT FACILITIES



40" X65 - 600km, 19 SV  
 $t = 0.6"$   
DP = 1200 Psi

Semarang Station  
Q = 900 MMSCFD

40" X65 - 100km, 3 SV  
 $t = 0.6"$   
DP = 1200 Psi

**Balikpapan dan Compressor Station (Sebagai Master Control Station)**  
Q = 900 MMSCFD

40" X65 - 519km, 16 SV  
 $t = 0.6"$   
DP = 1126.56 Psi

26" X65 - 50km, 2 SV  
 $t = 0.69"$   
DP = 1126.56 Psi

Banjarmasin Distribution Grid

**Kuala Badak Station (Vico, Unocal, TFE, Ekepan Gas Plant)**  
Q = 900 MMSCFD

**Kuala Badak Station (Vico, Unocal, TFE, Ekspan Gas Plant)**

- Pig Launcher
- Separator dan Filter
- Gas Analyzer
- Pressure Control Device
- Control Building
- Telecomm Building
- FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Tele FO Converter
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Tele FO Converter
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Station**

Equipment yang harus ada:

- Pig Receiver dan Launcher
- Slug Catcher
- Sump-Tank
- Cross over facilities
- Control Building
- Telecomm Building
- FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

				Imam R
				M.Murledjo



## OVERVIEW OF OVERALL PROJECT FACILITIES

**Balikpapan dan Compressor Station (Sebagai Master Control Station)**

Equipment yang harus ada:

- Gas Booster Compressor 6452.5 HP
- Pig Receiver dan Launcher
- Slip Catcher
- Suction Scrubber
- Sump-Tank
- Gas Analyzer
- ULTRASONIC Metering System
- Cross-over Facilities w/FCV
- Future Connection Shipp.
- Future Connection Cross-over
- Back-up Master Control Building
- Telco FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSAT/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSA/T/Microwave as backup system
- Diesel Engine Generator

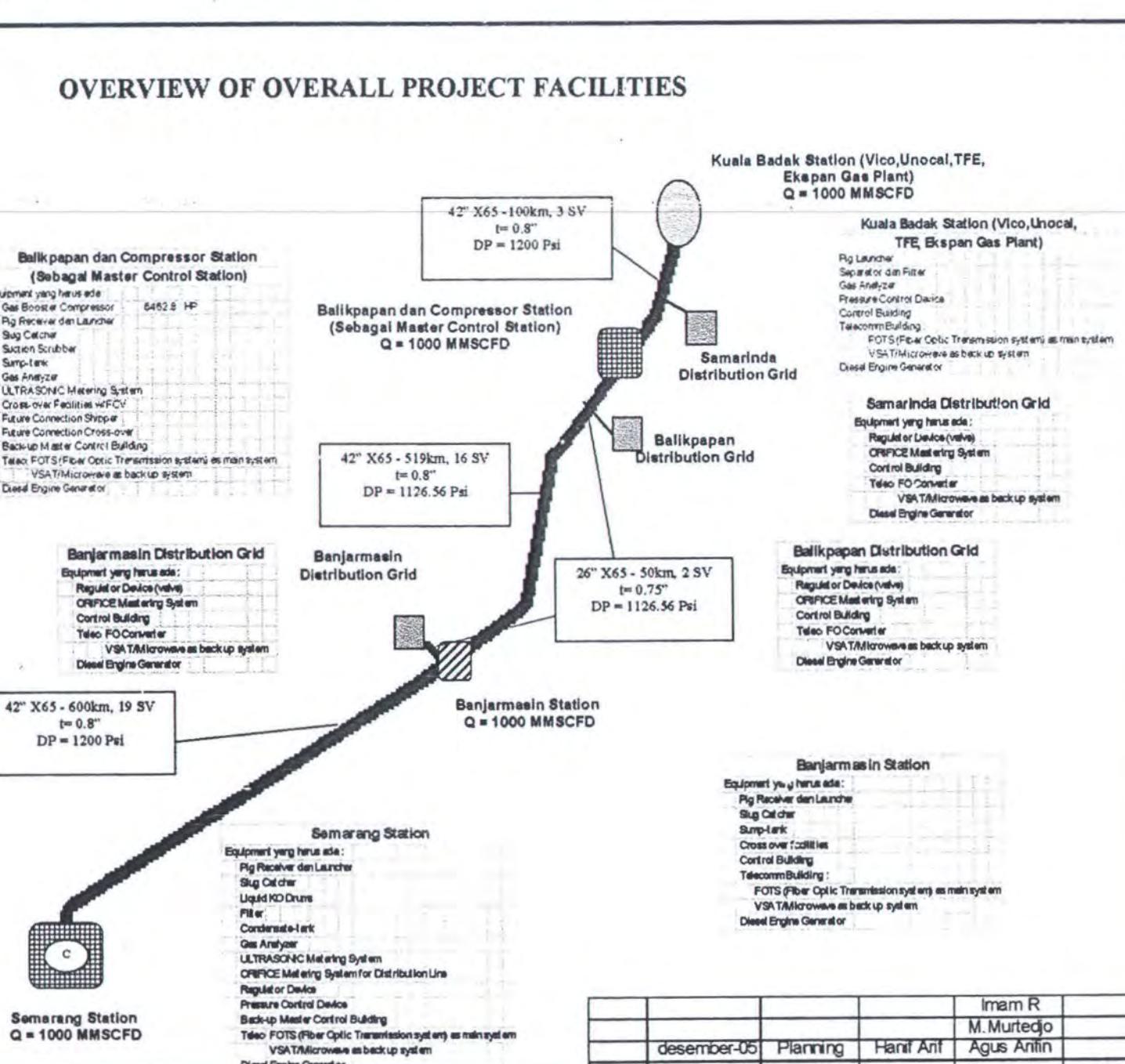
42" X65 - 600km, 19 SV  
 $t = 0.8"$   
DP = 1200 Psi

**Semarang Station**  
 $Q = 1000 \text{ MMSCFD}$

**Semarang Station**

Equipment yang harus ada:

- Pig Receiver dan Launcher
- Slip Catcher
- Liquid KO Drums
- Filter
- Condensate-Tank
- Gas Analyzer
- ULTRASONIC Metering System
- ORIFICE Metering System for Distribution Line
- Regulator Device
- Pressure Control Device
- Back-up Master Control Building
- Telco FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator



**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,TFE,  
Ekspan Gas Plant)**  
 $Q = 1000 \text{ MMSCFD}$

**Kuala Badak Station (Vico,Unocal,  
TFE, Ekspan Gas Plant)**

- Pig Launcher
- Separator dan Filter
- Gas Analyzer
- Pressure Control Device
- Control Building
- Telecomm Building
- FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

**Samarinda Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSA/T/Microwave as backup system
- Diesel Engine Generator

**Balikpapan Distribution Grid**

Equipment yang harus ada:

- Regulator Device (valve)
- ORIFICE Metering System
- Control Building
- Telco FO Converter
- VSA/T/Microwave as backup system
- Diesel Engine Generator

**Banjarmasin Station**

Equipment yang harus ada:

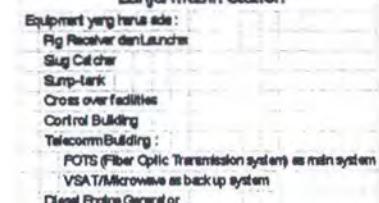
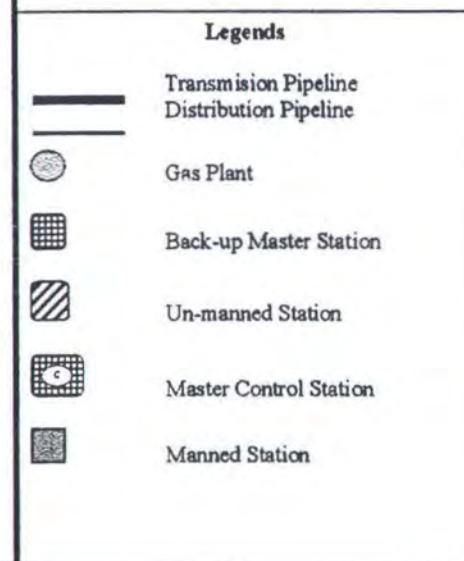
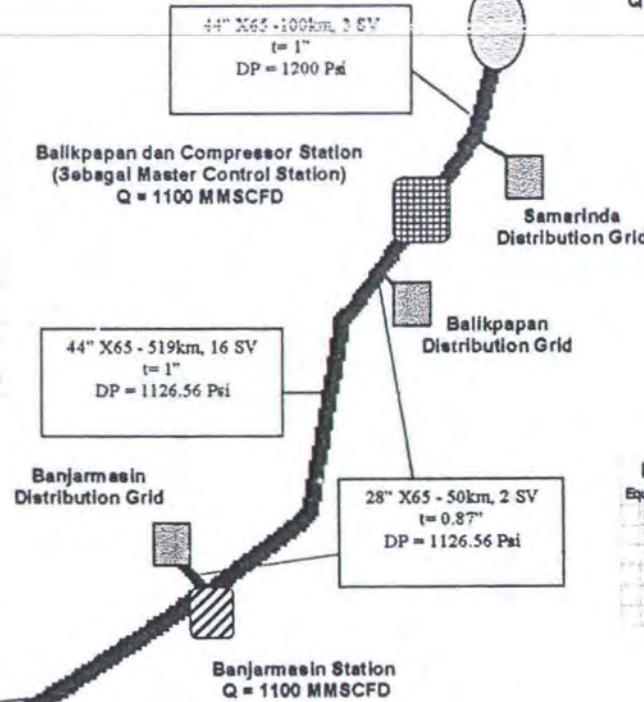
- Pig Receiver dan Launcher
- Slip Catcher
- Sump-Tank
- Cross over Facilities
- Control Building
- Telecomm Building
- FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system
- VSA/T/Microwave as back up system
- Diesel Engine Generator

				Imam R
				M. Murtedjo
desember-05	Planning	Hanif Anif	Agus Anif	

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA (PERSERO) Tbk  
TEKNIK KELAUTAN-FTK-ITS SURABAYA  
EAST KALIMANTAN-CENTRAL JAVA GAS PIPELINE  
PROJECT



## OVERVIEW OF OVERALL PROJECT FACILITIES



			Imam R
desember-05	Planning	Hanif Arif	M.Murledjo
			Agus Arifin



**LAMPIRAN F**  
**(Price List)**

**PRICE LIST ONSHORE PROCUREMENT, CONSTRUCTION, MISCELLANEOUS, STATION  
ADMINISTRATION COST, AND LAND ACQUISITION**

(Based on : data PT.PGN untuk proyek SSWJ tahun 2002)

No.	Item	Specification	Unit	Unit Price
<b>Procurement</b>				
1	Pipe Material Cost		ton	750 USD/ton
2	Pipe Coating			
	External	3 LPE (3 layer of Polyethylene) PE atau Coastar	km-inchi	1150 USD/km-inchi
	Internal		km-inchi	1000 USD/km-inchi
3	Concrete Coat Cost		m3	345.27 USD/m3
4	Line Bend Cost			2% dari pipe material cost
5	Onshore Construction Cost (Pipeline Installation)	ANSI B31.8		99-135% dari pipeline material cost
6	Corrosion Protection	Impressed current (NACE)		0.4-9% dari pipeline material cost
7	Directional Drilling			0.4-0.5% dari pipeline material cost
8	Crossing (rail,railroad,river crossing)			3-10% dari pipeline material cost
9	Commissioning (comm,hydraulic & drying test)	ANSI B31.8		1-5% dari pipeline material cost
<b>Equipment</b>				
1	Cost of Pig Sites (pig launcher/receiver)	ASME sec VIII		3-4% dari pipeline material cost
2	Cost of Block Valve Sites			
	Manual valve	ANSI 500#		1.25-3% dari pipeline material cost
	Manual ball, control and safety	API 5 D		10-40% dari pipeline material cost
3	SCADA (RTU,Fiber optic&instr cost)	NEMA,NEC, dan ISA	unit	2960464.43 USD/unit
4	Metering Station (Meter,Flow optic&instr cost)	AGA 3, AGA 7		1-5% dari pipeline material cost
5	Spare equipment (Pipeline Installation)	ANSI B31.8		2% dari pipe material cost
<b>Cost based on job specification</b>				
1	Detail Design			3-7% dari pipeline material cost
2	Civil Works			1% dari pipeline material cost
3	Administration			2-25% dari pipeline material cost
4	Skill Development		ls	500000 USD
5	Gas Certification		ls	500000 USD
6	Land Acquisition & Compensation			15-25% dari pipeline material cost
7	Building & land		ls	500000 USD
8	Restructuring & Decentralisation		ls	500000 USD
9	Compressor		hp	3280.04 USD/hp

**PRICE LIST OFFSHORE PROCUREMENT, CONSTRUCTION, MISCELLANEOUS, STATION  
ADMINISTRATION COST, AND LAND ACQUISITION**

(Based on : data PT.PGN untuk proyek SSWJ tahun 2002)

No.	Item	Specification	Unit	Unit Price
<b>Procurement</b>				
1	Pipe Material Cost		ton	750 USD/ton
2	Pipe Coating			
	External	3 LPE (3 layer of Polyethylene) PE atau Coastar	km-inchi	1150 USD/km-inchi
	Internal		km-inchi	1000 USD/km-inchi
3	Concrete Coat Cost		m3	345.27 USD/m3
4	Line Band Cost			2% dari pipe material cost
5	Offshore Construction Cost (Pipeline Installation)		km	753609.22 USD/km
6	Corrosion Protection	Impressed current (NACE)	km	19382.4 USD/km
7	Shore Approaches		km	533336.07 USD/km
8	Commissioning (comm,hydraulic & drying test)	ANSI B31.8	m	5.5 USD/m
<b>Equipment</b>				
1	Cost of Block Valve Sites			
	Manual valve	ANSI 500#		1.25-3% dari pipeline material cost
	Manual ball, control and safety	API 5 D		10-40% dari pipeline material cost
2	Spare equipment		ls	100000 USD
<b>Cost based on job specification</b>				
1	Detail Design			3-11% dari pipeline material cost
2	Administration			2-25% dari pipeline material cost
3	Skill Development		ls	500000 USD
4	Gas Certification		ls	500000 USD

**PRICE LIST EQUIPMENT ON STATION**

(Based on : data PT.PGN untuk proyek SSWJ tahun 2002)

No.	Item	Specification	Unit	Unit Price
			sum	
1	Station type 1			1710000 USD
	Pig Receiver dan Launcher			
	Slug Catcher			
	Suction Scrubber			
	Sump-tank			
	Gas Analyzer			
	ULTRASONIC Metering System			
	Cross-over Facilities w/FCV			
	Future Connection Shipper			
	Future Connection Cross-over			
	Back-up Master Control Building			
	Telecomm Building : FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system			
	VSAT/Microwave as back up system			
	Diesel Engine Generator			
2	Station type 2		sum	6792000 USD
	Pig Receiver dan Launcher			
	Slug Catcher			
	Liquid KO Drums			
	Filter			
	Condensate-tank			
	Gas Analyzer			
	ULTRASONIC Metering System			
	ORIFICE Matering System for Distribution Line			
	Regulator Device			
	Pressure Control Device			
	Back-up Master Control Building			
	Telecom FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system			
	VSAT/Microwave as back up system			
	Diesel Engine Generator			
3	Station type 3		sum	1975000 USD
	Regulator Device (valve)			
	ORIFICE Mastering System			
	Control Building			
	Telecom FO Converter			
	VSAT/Microwave as back up system			
	Diesel Engine Generator			
	atau			
	Pig Launcher			
	Separator dan Filter			
	Gas Analyzer			
	Pressure Control Device			
	Control Building			
	Telecomm Building : FOTS (Fiber Optic Transmission system) as main system			
	VSAT/Microwave as back up system			
	Diesel Engine Generator			



## **LAMPIRAN G**

**(Biaya Pertama atau Capital Expenditure/  
CAPEX)**

**COST ESTIMATION FOR EXTENDED LINE**  
**ASSUMED : NO COMPRESSOR, UNDER COST ESTIMATE AND GAS FLOW 500 MMSCFD**

No	Description	KB-BLK	BLK-BJR	BJR-SMRG	SMRD	BLK	BJR
1	Specification						
	Dia ( inch)	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
	Length (km)	100.00	519.00	600.00	50.00	50.00	50.00
2	Procurement&construction	47,163,700.43	244,779,605.24	628,474,670.86	23,581,850.22	23,581,850.22	23,581,850.22
3	Equipment	2,386,248.25	3,844,378.42	8,867,000.00	1,710,822.50	1,710,822.50	1,710,822.50
4	Cost based on job specification	4,318,106.63	22,410,973.38	6,168,723.75	2,159,053.31	2,159,053.31	2,159,053.31
		<b>53,868,055.31</b>	<b>271,034,957.04</b>	<b>643,510,394.61</b>	<b>27,451,726.02</b>	<b>27,451,726.02</b>	<b>27,451,726.02</b>
5	Others						
	PMC (asumsi 3 %)	1,616,041.66	8,131,048.71	19,305,311.84	823,551.78	823,551.78	823,551.78
	Insurance (asumsi 2 %)	1,077,361.11	5,420,699.14	12,870,207.89	549,034.52	549,034.52	549,034.52
	Sub total	56,561,458.07	284,586,704.89	675,685,914.34	28,824,312.33	28,824,312.33	28,824,312.33
	Round up	<b>56,562,000.00</b>	<b>284,587,000.00</b>	<b>675,686,000.00</b>	<b>28,824,000.00</b>	<b>28,824,000.00</b>	<b>28,824,000.00</b>
	inflasi (17.17%)	9,711,695.40	48,863,587.90	116,015,286.20	4,949,080.80	4,949,080.80	4,949,080.80
	Total	<b>66,273,153.47</b>	<b>333,450,292.79</b>	<b>791,701,200.54</b>	<b>33,773,393.13</b>	<b>33,773,393.13</b>	<b>33,773,393.13</b>
	Grand Total	<b>66,273,153.47</b>	<b>333,450,292.79</b>	<b>791,701,200.54</b>	<b>33,773,393.13</b>	<b>33,773,393.13</b>	<b>33,773,393.13</b>
	Total project cost	1,292,744,826.18					
	Rounded	<b>1,292,745,000.00</b>					
	Cost per km inch	17,443.92	16,911.03	34,730.93	17,779.15	17,779.15	17,779.15

Note : Rate Steel = USD 750/ton

laju inflasi tahun 2005, dengan tahun dasar 2002 = 17.17% (Dari data BPS tahun 2005)

## Kuala Badak-Balikpapan (onshore)

100 km

(tanpa kompresor, under cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>				
Pipe material cost (cadangan 5%)	27,416.55	ton	750 USD/ton	20,562,412.50
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	3,989.17	km-inchi	1150 USD/km-in	4,587,549.21
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	749.29	m3	345.27 USD/m3	258,706.29
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)				411,248.25
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			99% dari pipeline cost	20,356,788.38
Corrosion Protection			0.4% dari pipeline cost	82,249.65
Directional Drilling			0.4% dari pipeline cost	82,249.65
Crossing			3% dari pipeline cost	616,872.38
Commissioning			1% dari pipeline material	205,624.13
			Total procurement & construction cost	47,163,700.43
<b>Equipment</b>				
Station tipe 3		sum	1975000 USD	1975000
Pig Launcher				
Separator dan Filter				
Gas Analyzer				
Pressure Control Device				
Control Building				
Telecomm Building : FOTS/VSAT				
Diesel Engine Generator				
Spare equipment			2% dari pipe material cost	411,248.25
			Total equipment cost	2,386,248.25
<b>Cost based on job specification</b>				
Detail Design			3% dari pipeline material	616,872.38
Civil Works			1% dari pipeline material	205,624.13
Administration			2% dari pipeline material	411,248.25
Skill Development		ls	500000 USD	500000
Gas Certification		ls	500000 USD	500000
Land Acquisition & Compensation			15% dari pipeline material	3,084,361.88
Building & land		ls	500000 USD	500000
Restructuring & Decentralisation		ls	500000 USD	500000
			Total cost based on job specification	4,318,106.63
			Total construction cost	53,868,055.31

Kuala Badak-Balikpapan (onshore)

100 km

(tanpa kompresor, under cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	27,416.55	ton	750	USD/ton	20,562,412.50
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	3,989.17	km-inchi	1150	USD/km-in	4,587,549.21
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	749.29	m3	345.27	USD/m3	258,706.29
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)					411,248.25
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			99% dari pipeline cost		20,356,788.38
Corrosion Protection			0.4% dari pipeline cost		82,249.65
Directional Drilling			0.4% dari pipeline cost		82,249.65
Crossing			3% dari pipeline cost		616,872.38
Commissioning			1% dari pipeline material		205,624.13
			Total procurement & construction cost		47,163,700.43
<b>Equipment</b>					
Station tipe 3		sum	1975000 USD		1975000
Pig Launcher					
Separator dan Filter					
Gas Analyzer					
Pressure Control Device					
Control Building					
Telecomm Building : FOTS/VSAT					
Diesel Engine Generator					
Spare equipment			2% dari pipe material cost		411,248.25
			Total equipment cost		2,386,248.25
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design			3% dari pipeline material		616,872.38
Civil Works			1% dari pipeline material		205,624.13
Administration			2% dari pipeline material		411,248.25
Skill Development		Is	500000 USD		500000
Gas Certification		Is	500000 USD		500000
Land Acquisition & Compensation			15% dari pipeline material		3,084,361.88
Building & land		Is	500000 USD		500000
Restructuring & Decentralisation		Is	500000 USD		500000
			Total cost based on job specification		4,318,106.63
			Total construction cost		53,868,055.31

**Banjarmasin - Semarang (offshore)**

600 km

(tanpa kompresor, under cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	164,499.3	ton	750	USD/ton	123,374,475
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	23,935.04	km-inch	1150	USD/km-in	27,525,295
Concrete Coating Cost (asumsi 80% dari panjang)	35,965.77	m3	345.27	USD/m3	12,417,902
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)					2,467,490
Offshore Construction Cost (pipeline installation)	580.00	km	753609.22	USD/km	437,093,348
Corrosion Protection	600.00	km	19382.4	USD/km	11,629,440
Shore Approaches	20.00	km	533336.07	USD/km	10,666,721
Commisioning	600,000.00	m	5.5	USD/m	3,300,000
			Total procurement & construction cost		628,474,670.86
<b>Equipment</b>					
Station tipe 3 (untuk di Banjarmasin)		sum	1975000	USD	1975000
Pig Launcher					
Separator dan Filter					
Gas Analyzer					
Pressure Control Device					
Control Building					
Telecomm Building : FOTS/VSAT					
Diesel Engine Generator					
Station tipe 2 (untuk di Semarang)		sum	6792000	USD	6792000
Pig Receiver dan Launcher					
Slug Catcher					
Liquid KO Drums					
Filter					
Condensate-tank					
Gas Analyzer					
ULTRASONIC Metering System					
ORIFICE Metering System for Distribution Line					
Regulator Device					
Pressure Control Device					

Telecomm Building : FOTS/VSAT					
Diesel Engine Generator					
Spare equipment		100000	USD	100000	
		Total equipment cost			8,867,000.00
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design		3% dari pipeline material		3,701,234.25	
Administration		2% dari pipeline material		2,467,489.50	
Skill Development	ls	500000	USD	500000	
Gas Certification	ls	500000	USD	500000	
		Total cost based on job specification			6,168,723.75
		Total construction cost			643,510,394.61

**SAMARINDA DISTRIBUTION (onshore)**

50 km

(tanpa kompresor, *under cost estimate* dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate	TOTAL	
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	13,708.28	ton	750 USD/ton	10,281,206.25	
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	1,994.59	km-inchi	1150 USD/km-in	2,293,774.61	
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	374.64	m3	345.27 USD/m3	129,353.15	
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)				205,624.13	
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			99% dari pipeline cost	10,178,394	
Corrosion Protection			0.4% dari pipeline cost	41,124.83	
Directional Drilling			0.4% dari pipeline cost	41,124.83	
Crossing			3% dari pipeline cost	308,436.19	
Commissioning			1% dari pipeline material	102,812.06	
			Total procurement & construction cost	23,581,850.22	
<b>Equipment</b>					
Station type 1		sum	1710000 USD	1710000	
Pig Receiver dan Launcher					
Slug Catcher					
Suction Scrubber					
Sump-tank					
Gas Analyzer					
ULTRASONIC Metering System					
Cross-over Facilities w/FCV					
Future Connection Shipper					
Future Connection Cross-over					
Back-up Master Control Building					
Telecomm Building : FOTS/VSAT					
Diesel Engine Generator					
Spare equipment			2% dari pipe material cost	822.50	
			Total equipment cost	1,710,822.50	
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design			3% dari pipeline material	308,436.19	
Civil Works			1% dari pipeline material	102,812.06	

Administration			2% dari pipeline material	205,624.13	
Skill Development		ls	500000 USD	500000	
Gas Certification		ls	500000 USD	500000	
Land Acquisition & Compensation			15% dari pipeline material	1,542,180.94	
Building & land		ls	500000 USD	500000	
Restructuring & Decentralisation		ls	500000 USD	500000	
			Total cost based on job specification		2,159,053.31
			Total construction cost		27,451,726.02

**BALIKPAPAN DISTRIBUTION (onshore)**

50 km

(tanpa kompresor, under cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	13,708.28	ton	750	USD/ton	10,281,206
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	1,994.59	km-inchi	1150	USD/km-in	2,293,775
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	374.64	m3	345.27	USD/m3	129,353
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)					205,624.13
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			99%	dari pipeline cost	10,178,394
Corrosion Protection			0.4%	dari pipeline cost	41,124.83
Directional Drilling			0.4%	dari pipeline cost	41,124.83
Crossing			3%	dari pipeline cost	308,436.19
Commissioning			1%	dari pipeline material	102,812.06
			Total procurement & construction cost		23,581,850.22
<b>Equipment</b>					
Station type 1		sum	1710000	USD	1710000
Pig Receiver dan Launcher					
Slug Catcher					
Suction Scrubber					
Sump-tank					
Gas Analyzer					
ULTRASONIC Metering System					
Cross-over Facilities w/FCV					
Future Connection Shipper					
Future Connection Cross-over					
Back-up Master Control Building					
Telecomm Building : FOTS/VSAT					
Diesel Engine Generator					
Spare equipment			2%	dari pipe material cost	822.50
			Total equipment cost		1,710,822.50

Cost based on job specification				
Detail Design			3% dari pipeline material	308,436.19
Civil Works			1% dari pipeline material	102,812.06
Administration			2% dari pipeline material	205,624.13
Skill Development	ls	500000	USD	500000
Gas Certification	ls	500000	USD	500000
Land Acquisition & Compensation			15% dari pipeline material	1,542,180.94
Building & land	ls	500000	USD	500000
Restructuring & Decentralisation	ls	500000	USD	500000
			Total cost based on job specification	2,159,053.31
			Total construction cost	27,451,726.02

**BANJARMASIN DISTRIBUTION (onshore)**

50 km

(tanpa kompresor, under cost estimate dan gas flow 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
<b>Procurement &amp; Construction</b>					
Pipe material cost (cadangan 5%)	13,708.28	ton	750	USD/ton	10,281,206
Pipe Coating Eksternal (cadangan 5%)	1,994.59	km-inchi	1150	USD/km-in	2,293,775
Concrete Coating Cost (asumsi 10% dari panjang)	374.64	m3	345.27	USD/m3	129,353
Line Bend Cost (asumsi 2% dari pipe material cost)					205,624.13
Onshore Construction Cost (pipeline installation)			99% dari pipeline cost		10,178,394
Corrosion Protection			0.4% dari pipeline cost		41,124.83
Directional Drilling			0.4% dari pipeline cost		41,124.83
Crossing			3% dari pipeline cost		308,436.19
Commissioning			1% dari pipeline material		102,812.06
			Total procurement & construction cost		23,581,850.22
<b>Equipment</b>					
Station type 1		sum	1710000	USD	1710000
Pig Receiver dan Launcher					
Slug Catcher					
Suction Scrubber					
Sump-tank					
Gas Analyzer					
ULTRASONIC Metering System					
Cross-over Facilities w/FCV					
Future Connection Shipper					
Future Connection Cross-over					
Back-up Master Control Building					
Telecomm Building : FOTS/VSAT					
Diesel Engine Generator					
Spare equipment			2% dari pipe material cost		822.50
			Total equipment cost		1,710,822.50
<b>Cost based on job specification</b>					
Detail Design			3% dari pipeline material		308,436.19
Civil Works			1% dari pipeline material		102,812.06

Administration			2 % dari pipeline material	200,024.75	
Skill Development		ls	500000 USD	500000	
Gas Certification		ls	500000 USD	500000	
Land Acquisition & Compensation			15% dari pipeline material	1,542,180.94	
Building & land		ls	500000 USD	500000	
Restructuring & Decentralisation		ls	500000 USD	500000	
			Total cost based on job specification		2,159,053.31
			Total construction cost		27,451,726.02

Perhitungan biaya pertama yang ditampilkan pada lampiran ini hanya untuk konfigurasi jaringan tanpa kompresor, under cost estimate dan gas flow rate 500 MMSCFD .

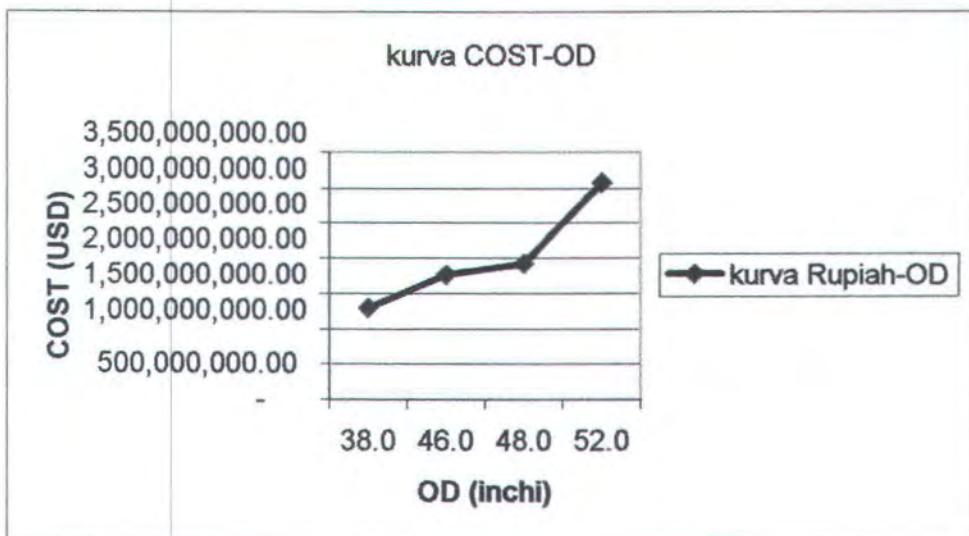
Berikut ini adalah rangkuman biaya pertama untuk semua konfigurasi :

#### UNDER ESTIMATE

(no kompresor)

Gas Flow	OD (in)	Cost (USD)	Cost (Rp)
500 MMSCFD	38.0	1,292,745,000.00	12,927,450,000,000.00
900 MMSCFD	46.0	1,760,198,000.00	17,601,980,000,000.00
1000 MMSCFD	48.0	1,921,780,000.00	19,217,800,000,000.00
1100 MMSCFD	52.0	3,079,265,000.00	30,792,650,000,000.00

catatan : 1 USD = Rp 10.000,00

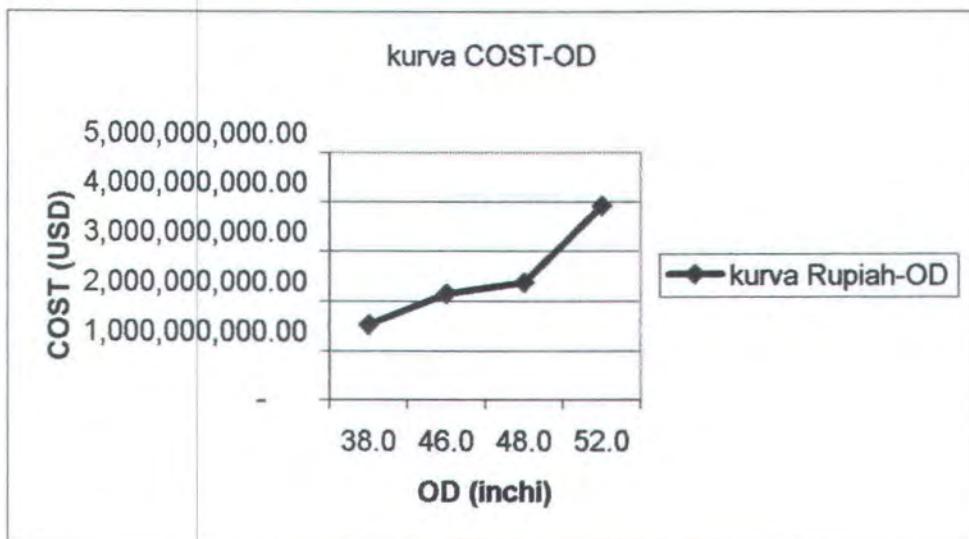


## OVER ESTIMATE

(no kompresor)

Gas Flow	OD (in)	Cost (USD)	Cost (Rp)
500 MMSCFD	38.0	1,514,130,000.00	15,141,300,000,000.00
900 MMSCFD	46.0	2,143,202,000.00	21,432,020,000,000.00
1000 MMSCFD	48.0	2,361,404,000.00	23,614,040,000,000.00
1100 MMSCFD	52.0	3,913,472,000.00	39,134,720,000,000.00

catatan : 1 USD = Rp 10.000,00



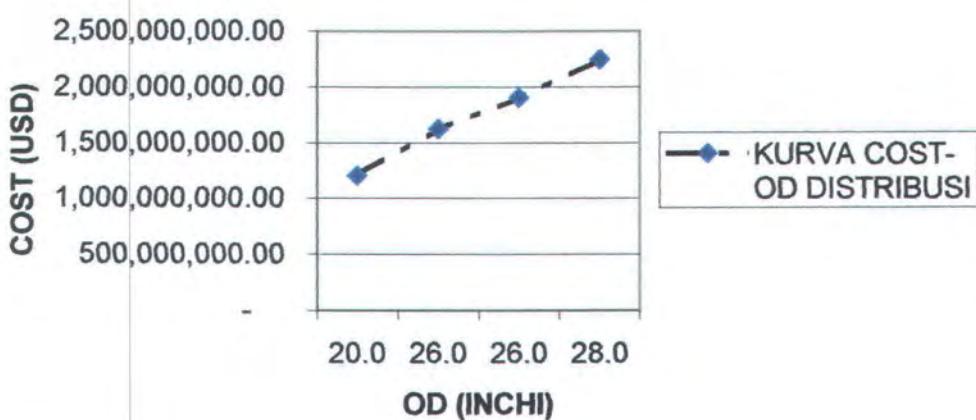
## UNDER ESTIMATE

(with kompresor)

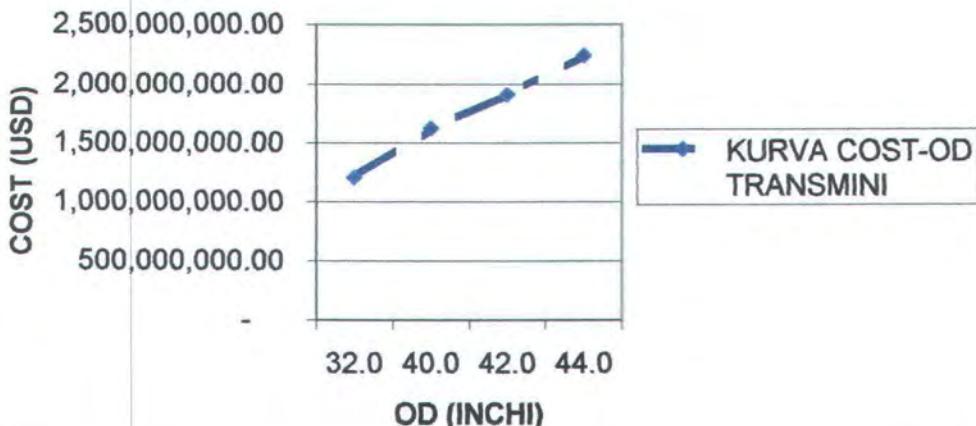
Gas Flow	OD (in) trasmisi	OD (in)distribusi	Cost (USD)	Cost (Rp)
500 MMSCFD	32.0	20.0	1,205,507,000.00	12,055,070,000,000.00
900 MMSCFD	40.0	26.0	1,622,933,000.00	16,229,330,000,000.00
1000 MMSCFD	42.0	26.0	1,905,862,000.00	19,058,620,000,000.00
1100 MMSCFD	44.0	28.0	2,246,759,000.00	22,467,590,000,000.00

catatan : 1 USD = Rp 10.000,00

### KURVA COST-OD



### KURVA COST-OD



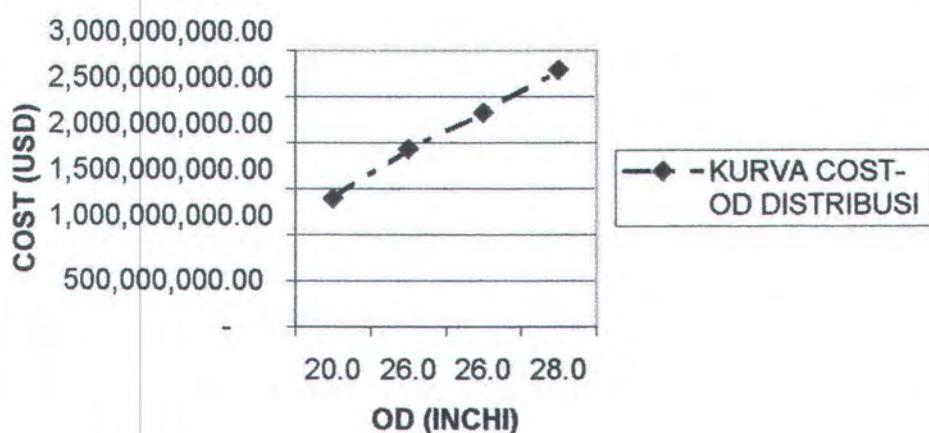
## OVER ESTIMATE

(with kompresor)

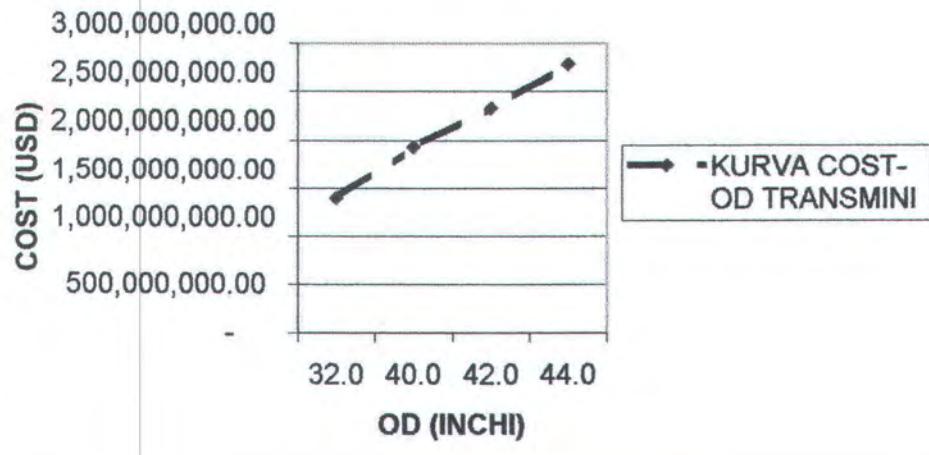
Gas Flow	OD (in)trasmisi	OD (in)distribusi	Cost (USD)	Cost (Rp)
500 MMSCFD	32.0	20.0	1,391,458,000.00	13,914,580,000,000.00
900 MMSCFD	40.0	26.0	1,933,864,000.00	19,338,640,000,000.00
1000 MMSCFD	42.0	26.0	2,325,557,000.00	23,255,570,000,000.00
1100 MMSCFD	44.0	28.0	2,785,535,000.00	27,855,350,000,000.00

catatan : 1 USD = Rp 10.000,00

### KURVA COST-OD



### KURVA COST-OD



## MODAL TETAP

Based on : PSGR Consultans Inc. (th 2002)

### 1 Pengeluaran untuk Studi Kelayakan

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
		sum	563,250.00	USD	563,250.00
Site visits					
Perform market supply/demand study					
Identify/review pipeline options					
Assess relative ROI and operating economics and product qualities for different schemes					
Perform risk assessment					
Develop conceptual design document					
Prepare preliminary equipment list with cost estimates					
Develop capital and O&M costs, schedule					-
Conduct environmental impact assessment					
Develop economic/financial analysis					
Issue report					
Periodic meetings/progress reporting					
Secretarial support					
Drafting support					
Communication					
Administration equipment					
travel ad living expenses (including tax)					
Total Feasibility Study Cost					563,250.00

### 2 Pengeluaran untuk Konsultasi (Gas Flow rate = 500 MMSCFD)

Activity	Quantity	unit	unit rate		TOTAL
		sum	38,782,350.00	USD	38,782,350.00
Project Management Consulting Services (biasanya 3% Total construction cost)					
Operation and Maintenance Consulting (biasanya 1% Total construction cost)			12,927,450.00	USD	12,927,450.00
Total Consulting Cost					51,709,800.00



### Modal Kerja

based on :iman Soeharto 2002

No	activity	Quantity	unit sum	unit rate 5% total investasi	TOTAL
1	Total modal kerja				64,637,250.00
	Bahan Baku untuk start-up				
	Gaji karyawan pada awal operasi				
	Suku cadang				



## **LAMPIRAN H**

### **(Rincian Pendapatan)**

### Total Pendapatan

Estimasi tarif / tol free gas  
dibandingkan dengan transportasi menggunakan tanker (new build Liquefaction/storage/loading capacity)

Kondisi perekonomian	tariff tahun (\$/MCF)	2002	tariff tahun (\$/MCF)	2010
Low GDP	1.3		1.56	
High GDP	1.63		1.956	

Keterangan :  
 1 MCF = 1.067 MMBTU (kandungan gas dari supplier)  
 1 MCF = 1000 CF  
 1 MMCF = 1000000 CF  
 1 MMSCFD = 1000000 CF/D

Dengan tarif yang berlaku di atas maka konfigurasi total tarif yang di dapatkan :

gas flow rate	Dengan kondisi perekonomian		Dengan kondisi perekonomian	
	Low GDP (USD/hari)	High GDP (USD/hari)	Low GDP (USD/thn)	High GDP (USD/thn)
250 MMSCFD	325000	407500	118625000	148737500
500 MMSCFD	650000	815000	237250000	297475000
900 MMSCFD	1170000	1467000	427050000	535455000
1000 MMSCFD	1300000	1630000	474500000	594950000
1100 MMSCFD	1430000	1793000	521950000	654445000



## **LAMPIRAN I**

**(Asumsi-asumsi yang Digunakan Untuk  
Perumusan Arus Kas)**

### ASSUMPTIONS

**Assumptions for Low GDP**

1. Opex of transportation :	2.50% * investment
Opex of Compressor :	10.00% * investment
Opex of distribution :	30% * investment
2. Escalation (opr. Cost):	2.5% /year
3. Interest :	1.7% /year
4. Repayment period :	15 years
5. Depreciation :	
East Kalimantan-Central Java	15 years
6. Annual quantity :	See GAS BALANCE !
7. Days/year :	365
8. Rate of Take :	90%
9. Tax :	30%
10. Gas Tariff :	1.560 USD/MCF
11. Gas Buying Price :	2.134 USD/MCF
12. Engine Gas Usage :	0.020 MMSCFD
13. Gas losses trans :	0.25% *Supply

SL

**14. Disbursement schedule per Phase :**

Year	EKCJ
2003	0.02%
2004	0.02%
2005	0.98%
2006	1.29%
2007	26.82%
2008	26.82%
2009	26.82%
2010	17.23%
T O T A L	100.00%

### Job Schedule Planning

(Based on project digest PT.PGN tbk)

Persiapan awal feasibility study pre-engineering initial survey front end design engineering	Des 2002 - Maret 2005	
Persiapan akhir definitive survey PMC consultant	April 2005 - Des 2009	
Pelaksanaan proyek Transmisi Offshore Transmisi onshore East Kalimantan ditribution	Jan 2007 - Juni 2010	

### ASSUMPTIONS

**Assumptions for High GDP**

1. Opex of transportation :	2.50% * investment
Opex of Compressor :	10.00% * investment
Opex of distribution :	30% * investment
2. Escalation (opr. Cost):	2.5% /year
3. Interest :	1.7% /year (pinjaman lunak)
4. Repayment period :	15 years
5. Depreciation :	
East Kalimantan-Central Java	15 years
6. Annual quantity :	See GAS BALANCE !
7. Days/year :	365
8. Rate of Take :	90%
9. Tax :	30%
10. Gas Tariff :	1.956 USD/MCF
11. Gas Buying Price :	2.134 USD/MCF
12. Engine Gas Usage :	0.020 MMSCFD
13. Gas losses trans :	0.25% *Supply

**14. Disbursement schedule per Phase :**

Year	EKCJ
2003	0.01%
2004	0.01%
2005	0.81%
2006	1.08%
2007	25.73%
2008	25.73%
2009	25.73%
2010	20.88%
<b>T O T A L</b>	<b>100.00%</b>

### Job Schedule Planning

(dit digest PT.PGN tbk)

Persiapan awal feasibility study pre-engineering initial survey front end design engineering	Des 2002 - Maret 2005	
Persiapan akhir definitive survey PMC consultant	April 2005 - Des 2009	
Pelaksanaan proyek Transmisi Offshore Transmisi onshore East Kalimantan ditribution	Jan 2007 - Juni 2010	



## LAMPIRAN J

### (Arus Kas, NPV, IRR dan *Payback Period*)

Pipeline East Kalimantan-Central Java Project

(no compressor, over estimate cost, high GDP dan gas flow rate 500 MMSCFD)

	Opening Capital balance																							
	Addition																							
	Min depr. Available																							
	Ending balance																							
28	Opening Tax Pool																							
	Current Interest																							
	CCA / Depr.																							
	Current Tax Deduction Taken																							
	Closing Pool																							

	FINANCING																							
29	Debt ratio																							
	Lending rate																							
	Equity																							
30	Debt																							
	Bond																							
31	Loan term (years)																							
32	Grace period																							
	5.0																							
	Loan Yr																							
33	33+39																							
	(6.0)	(5.0)	(4.0)	(3.0)	(2.0)	(1.0)	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	
34	34+29+1																							
	0.0	0.0	0.0	0.0	26.8	371.2	716.8	1061.9	1342.1	1262.6	1163.1	1073.7	984.2	894.7	805.2	715.8	626.3	536.8	447.4	357.9	268.4	178.9	89.5	0.0
	35	Capitalized interest																						
36	Current interest payment																							
	36+1*(33+34)																							
37	Principal payment																							
	37+30/31																							
38	Principal Prepayment																							
	39	Closing balance																						
	39+33+34+35+37																							
	0.0	0.0	0.0	26.8	371.2	716.8	1061.9	1342.1	1262.6	1163.1	1073.7	984.2	894.7	805.2	715.8	626.3	536.8	447.4	357.9	268.4	178.9	89.5	0.0	

## Pipeline East Kalimantan-Central Java Project

(no compressor, over estimate cost, low GDP dan gas flow rate 600 MMSCFD)

## ARUS KAS, NPV dan IRR

No	Description	Operation	Input	(6)	(8)	(4)	(3)	(2)	(1)	9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Total	
				(6)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(27)	(30)		
1	<u>PROJECT COSTS</u>																											
	Capex (Biaya tetap)																											
	- modal tetap																											
	total project cost			1514.1	0.2	0.2	12.3	16.4	389.6	389.6	389.6	316.1															1514.1	
	feasibility study cost				0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1														0.6	
	consulting cost				90.0	0.0	0.0	0.7	1.0	23.2	23.2	23.2	19.8														90.0	
	- modal kerja				150.1	0.0	0.0	1.2	1.8	38.6	38.6	38.6	31.3														150.1	
	Total Capex (million USD)				1764.8	0.3	0.3	14.3	19.0	451.6	451.6	451.6	366.4														1764.8	
2	<u>TARIFF (USD/MCF)</u>				1.86	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56			
	EH-CJ									250.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	7750.0			
	Rate of take				0.9																							
	Market day, volume shipped (MmSCFD)									225.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	6975.0			
	Cost inflation				0.025					1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4			
3	<u>INCOME STATEMENT</u>																											
	Revenue									126.1	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	256.2	3971.6			
4	<u>OPERATING COST</u>																											
	Transportasi (million USD)				0.025																						650.2	
	Compressor (million USD)				0.1																						0.0	
	Distribution (million USD)				0.3																						773.5	
	Losses % of volume (million USD)				0.003																						13.4	
	Engine fuel (million USD)				0.020																						0.2	
5	Total Operating Cost (million USD)																										1437.3	
6	Net Operating Income (EBITDA)	6=3-5																									2534.2	
7	Depreciation	SL																										
8	EBIT (earning before interest and taxes)	8=6-7			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	779.4		
9	Interest Payment	9=36			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	162.5		
10	Current deduction taken				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	118.5		
11	Taxable Income	11=6-10			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	596.9		
12	Tax	12=8 * tax rate			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	233.8		
13	After tax income	13=8-12			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	545.6		
14	Project cash flow	14=13+7-1			(0.3)	(0.3)	(14.3)	(19.0)	(451.6)	(451.6)	(451.6)	(303.9)	159.7	158.4	157.0	155.6	154.1	152.6	151.1	149.5	147.9	146.3	144.6	142.8	141.1	139.2	137.4	546.1
15	Cumulative project cash flow				(0.3)	(0.5)	(14.8)	(33.7)	(485.3)	(936.9)	(1388.4)	(1691.7)	(1532.0)	(1378.6)	(1216.6)	(1061.0)	(906.9)	(754.3)	(603.2)	(453.7)	(305.8)	(159.5)	(14.9)	(127.9)	(269.0)	408.2	545.6	
16	Project IRR																											
17	EBT (earning before taxes)	17=5-9			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	596.9		
18	EAT (earning after taxes)	18=17-12			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	363.1		
19	Annual Cash Flow	19=7+18			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1117.9		
20	Accumulated Annual Cash Flow	20=Accm of 20-37			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	775.8		
21	Income tax	21=11 * tax rate			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	179.1		
22	Loan profit	22=34-37			0.2	0.2	10.9	14.5	345.4	345.4	345.4	269.2	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	(89.5)	
23	ATCF	23=22-1-9+10			(0.1)	(0.1)	(3.4)	(4.5)	(106.2)	(106.2)	(106.2)	(23.0)	54.3	54.0	53.7	53.3	52.9	52.5	52.0	51.5	51.0	50.4	49.8	49.1	48.4	47.6	46.8	418.0
24	Cumulative cash flow				(0.1)	(0.1)	(3.5)	(7.9)	(114.1)	(220.4)	(326.6)	(349.6)	(295.3)	(241.3)	(187.7)	(134.3)	(81.4)	(26.9)	23.1	74.7	125.6	176.0	225.8	274.9	323.3	371.0	417.8	

