310098010102

MILIK PERPUSTAKAAN
INSTITUT TEKNOLOGI
SEPULUH – NOPEMBER

TUGAS AKHIR
OE. 1701

STUDI TEKNIS EKONOMIS HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING (HDD)

RSKe
622.338 1
Mun
s-1
1997

PERPUSTAKAAN
ITS
Tgl. Terima 10-Des-97
Terima Dari 4
No. Agenda Prp. 7767

Disusun oleh :

M. MUNARI
NRP. 4388100004

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
1997

STUDI TEKNIS EKONOMIS HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING (HDD)

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Salah Satu Syarat
Untuk Menyelesaikan Studi Program Sarjana
Pada
Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya

Mengetahui / Menyetujui :

Dosen Pembimbing

Ir. J. J. Soedjono, M.Sc.

NIP. 130 359 270

ABSTRAKSI

ABSTRAKSI

Salah satu kendala dalam perancangan instalasi perpipaan adalah adanya kondisi lingkungan yang tidak memungkinkan dibangunnya instalasi perpipaan secara konvensional seperti metoda pembenaman pipa, metoda jembatan pipa atau lainnya. Untuk memecahkan masalah tersebut, maka salah satunya adalah dengan memperkenalkan suatu metoda yang relatif masih baru, yaitu metoda Horizontal Directional Drilling.

Sebelum membuat keputusan untuk menerapkan metoda Horizontal Directional Drilling pada suatu jalur perpipaan, perlu kiranya diadakan studi mengenai segi teknis ekonomisnya.

Dalam tinjauan teknisnya, yang menjadi titik pokoknya adalah bentuk lintasan yang akan dipilih sesuai diameter, panjang dan diameter pipa serta pembebanan yang akan diterima oleh pipa itu sendiri. Kemudian untuk menentukan tinjauan ekonomisnya dilihat dengan besarnya biaya investasi yang dibutuhkan beserta biaya-biaya lainnya dan prakiraan keuntungan yang akan didapatkannya berdasarkan laju alir gas yang melalui pipa itu sendiri, sehingga pada akhirnya dapat ditentukan, apakah instalasi dengan metoda ini layak atau tidak untuk dilanjutkan.

Dari hasil perhitungan serta pembandingan dengan instalasi yang serupa, ternyata secara teknis pada diameter pipa 16 inci, sudut masukan yang sama sebesar 12° dan sudut keluaran yang sama sebesar 8° akan memiliki bentuk lintasan Build Up Section Assembly (BUSA) dan Drop Off Section Assembly (DOSA) yang sama. Sehingga besarnya pembebanan pada daerah tersebut akan sama harganya, dan perbedaan besarnya pembebanannya terletak pada pembebanan di daerah TSA-1, HAS dan TSA-2, akibat panjangnya yang berbeda. Secara teknis memenuhi, walaupun secara ekonomis proyek ini belum layak untuk dilanjutkan, karena memiliki IRR maksimal 12.14% yang berarti lebih kecil daripada suku bunga komersial yang berlaku sebesar 18%, serta masa pengembalian modal yang cukup lama.

KATA PENGANTAR

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadirat ALLAH S.W.T. yang telah melimpahkan rahmatnya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini

Di dalam penulisan tugas akhir ini, penulis merasakan betapa perlunya pengalaman disamping teori yang selama ini didapatkan di bangku kuliah. Dan penulisan ini merupakan salah satu syarat untuk memenuhi kelengkapan kurikulum pada Program Studi Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan ITS.

Disamping itu penulis menyadari bahwa di dalam tulisan ini mungkin banyak kekurangan, baik di dalam suntingan maupun isinya. Hal ini disebabkan keterbatasan kemampuan penulis, sehingga saran dan kritik yang membangun akan sangat membantu.

Akhir kata penulis mengharapkan semoga penulisan ini dapat bermanfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan terutama rekayasa eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi.

Surabaya, 7 September 1997

Penulis

UCAPAN TERIMAKASIH

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada yang terhormat:

- **Bpk. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D**, selaku Ketua Jurusan Program Studi Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan ITS.
- **Bpk. Ir. Paulus Indiyono, M.Sc, Ph.D**, selaku Sekretaris Jurusan Program Studi Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan ITS.
- **Bpk. Ir. Jusuf Sutomo, M.Sc**, selaku Dosen Wali.
- **Bpk. Ir. J.J. Soedjono, M.Sc**, selaku pembimbing tugas akhir ini.
- **Bpk. Ir. Gugun Manurung** selaku kepala cabang **PT. Perusahaan Gas Negara** (Persero) Surabaya.
- **Ibunda dan Ayahanda tercinta** yang dengan kasih sayangnya nan tulus ikhlas telah mendorong penulis baik secara moril maupun materiil selama studi ini.
- Isteriku **Toto Dwi Wuyung Sari** dan anakku **Achmad Mikail Rizki** yang memberi dorongan moral dengan tulus.
- Sahabatku **Aconk (Budiharjo)** yang banyak membantu secara tulus ikhlas serta semua rekan-rekan seperjuangan.

Serta semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu- persatu yang ikut membantu terselesaikannya laporan ini.

Surabaya, 6 September 1997

Penulis

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI

		Halaman
JUDUL		**i**
LEMBAR PENGESAHAN		**ii**
ABSTRAKSI		**iii**
KATA PENGANTAR		**iv**
UCAPAN TERIMA KASIH		**v**
DAFTAR ISI		**vi**
DAFTAR GAMBAR		**x**
DAFTAR TABEL		**xi**
DAFTAR NOTASI		**xii**
BAB I	**PENDAHULUAN**	**I-1**
1.1	**Latar Belakang**	**I-1**
1.2	**Permasalahan**	**I-2**
1.3	**Tujuan**	**I-3**
1.4	**Batasan Permasalahan**	**I-3**
1.5	**Metodologi Pembahasan**	**I-5**
1.6	**Sistimatika Penulisan**	**I-7**
BAB II	**TINJAUAN PUSTAKA**	**II-1**
2.1	**Horizontal Directional Drilling (HDD)**	**II-1**
	2.1.1 Pengertian dan Prinsip Kerja Horizontal Directional Drilling (HDD)	II-1
	2.1.2 Tujuan Dilakukan Horisontal Directional Drilling (HDD)	II-2
	2.1.3 Tipe Horisontal Directional Drilling (HDD)	II-2
	2.1.2.1 Short Radius	II-3
	2.1.2.2 Medium Radius	II-3

		2.1.2.3 Long Radius	II-3
	2.1.4	Metoda Titik Survey Jenis Minimum Radius of Curvature	II-4
	2.1.5	Bottom Hole Assembly (BHA)	II-7
		2.1.5.1 Tangent Section Assembly (TSA1/TSA2)	II-9
		2.1.5.2 Build Up Section Assembly (BUSA)	II-9
		2.1.5.3 Drop Off Section Assembly (DOSA)	II-10
		2.1.5.4 Horisontal Section Assembly (HAS)	II-11
2. 2	**Konfigurasi Motor untuk Build Up Rate (BUR)**		**II-11**
2.3	**Teori Dasar Persamaan Aliran Gas Dalam Pipa**		**II-14**
	2.3.1	Faktor gesekan	II-16
	2.3.2	Persamaan Aplikasi Aliran Gas Dalam Pipa	II-18
	2.3.3	Rugi Tekan (Pressure Drop)	II-20
2.4	**Pembebanan Statis Pada Instalasi Pipa HDD**		**II-20**
	2.4.1	Beban Torsi	II-20
	2.4.2	Beban Drag	II-24
	2.3.1	Beban Tension	II-27
2.5	**Kelayakan Ekonomi Proyek**		**II-29**
	2.5.1	Pengertian Atau Definisi Proyek	II-30
	2.5.2	Tujuan Dari Analisa Proyek	II-30
	2.5.3	Analisa Finansial dan Analisa Ekonomis	II-31
		2.5.3.1 Analisa Finansial	II-31
		2.5.3.2 Analisa Ekonomis	II-31
	2.5.4	Pengertian Biaya	II-32
		2.5.4.1 Biaya Modal (*Capital Cost*)	II-32
		2.5.4.2 Biaya Tahunan (*Annual Cost*)	II-34
	2.5.5	Laju Pengembalian (*Rate of Return : ROR*)	II-35
	2.5.6	Manfaat dan Biaya (*Benefit - Cost*)	II-37
	2.5.7	Break Event Point	II-38
	2.5.8	Pay Back Time	II-39

BAB III	**LAPORAN STUDI LAPANGAN**		**III-1**
3.1	**Tujuan Studi Lapangan**		**III-1**
3.2	**Metodologi Pengumpulan Data Studi Lapangan**		**III-1**
3.3	**Tempat Studi**		**III-2**
3.4	**Material Pipa**		**III-4**
3.5	**Konfigurasi Motor Untuk Build Up Rate (BUR)**		**III-4**
3.6	**Peralatan Bottom Hole Assembly (BHA)**		**III-5**
3.7	**Data Pembiayaan**		**III-7**
3.8	**Data Pelengkap**		**III-10**
BAB IV	**PERHITUNGAN**		**IV-1**
4.1	**Perhitungan Aliran Dan Desain Pipa**		**IV-1**
	4.1.1	Komposisi Gas Bumi dan Karakteristiknya	IV-1
	4.1.2	Desain Pipa	IV-5
	4.1.3	Pengaruh Tekanan dan Temperatur Terhadap Kondensat	IV-10
4.2	**Perhitungan Bottom Hole Assembly (BHA)**		**IV-11**
	4.2.1	Tangent Section Assembly (TSA)	IV-12
	4.2.2	Build Up Section Assembly (BUSA) dan Drop Off Section Assembly (DOSA)	IV-13
	4.2.3	Horisontal Section Assembly (HSA)	IV-15
4.3	**Perhitungan Pembebanan Pipa HDD**		**IV-16**
	4.3.1	Beban Torsi	IV-16
	4.3.2	Beban Drag	IV-21
	4.3.3	Beban Tension	IV-23
4.4	**Perhitungan Ekonomi**		**IV-25**
	4.4.1	Rekapitulasi Biaya Investasi	IV-25
	4.4.2	Perkiraan Biaya Operasi dan Perawatan	IV-25
	4.4.3	Perkiraan Keuntungan	IV-25

4.4.4 Kriteria Investasi IV-27
4.4.4.1 Perhitungan Pinjaman IV-28
4.4.4.2 Perhitungan Biaya dan Manfaat IV-29

BAB V PEMBAHASAN V-1
5.1 Aliran Gas Dalam Pipa HDD V-1
5.2 Bentuk Lintasan V-4
5.3 Rangkaian Bottom Hole Assembly (BHA) V-6
5.4 Konfigurasi Motor untuk Build Up Rate (BUR) V-11
5.5 Pembebanan Statis Pada Saat Installasi Horizontal Directional Drilling V-12
5.6 Desain Pipa dan Aliran Fluida Dalam Pipa V-17
5.7 Kelayakan Ekonomi Proyek V-23

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN VI-1
6.1 Kesimpulan VI-1
6.2 Saran VI-2

DAFTAR PUSTAKA
LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

DAFTAR GAMBAR

Gambar		*Halaman*
1	**Model Lintasan Lengkung Minimum**	**II- 5**
2	**Penempatan Bent Sub Pada BHA**	**II-12**
3	**Geometri Motor Tipe 2**	**II-13**
4	**Elemen Fluida Alir**	**II-14**
5	**Model Beban Torsi dan Drag**	**II-24**
6	**Model Lintasan Tangent Section Assembly (TSA)**	**IV-13**
7	**Model Lintasan Build Section Assembly (BUSA)**	**IV-14**

INSTITUT TEKNOLOGI
SEPULUH – NOPEMBER

DAFTAR TABEL

DAFTAR TABEL

Tabel		*Halaman*
1	**Harga Konstanta C dan Satuan Variabel**	**II-18**
2	**Efisiensi Laju Alir**	**II-19**
3	**Biaya Kebutuhan Khusus**	**III-7**
4	**Biaya Perencanaan dan Desain**	**III-8**
5	**Biaya Pekerjaan**	**III-9**
6	**Rekapitulasi Biaya**	**III-9**
7	**Komposisi Gas Bumi**	**III-10**
8	**Analisa Komposisi Gas Bumi Pagerungan Besar ARBNI-ARII**	**III-11**
9	**Laju Alir (Q) dan Tekanan Operasi (P) Pada Proyek HDD**	**IV-5**
10	**Panjang Segmen BHA**	**IV-15**
11	**Drag Pada HDD Kaliporong**	**IV-23**
12	**Tension Pada HDD Kaliporong**	**IV-24**
13	**Bentuk Lintasan Pada 4 Lokasi HDD**	**V- 3**
14	**Torsi Pada 4 Lokasi HDD**	**V- 5**
15	**Drag Pada 4 Lokasi HDD**	**V- 6**
16	**Tension Pada 4 Lokasi HDD**	**V- 6**
17	**Rekapitulasi Biaya**	**V -9**
18	**Rekapitulasi Keuntungan**	**V -9**
19	**Kriteria Investasi**	**V -9**

DAFTAR NOTASI

DAFTAR NOTASI

α	: Sudut deviasi	(derajat)
α_1	: sudut deviasi awal	(derajat)
α_2	: sudut deviasi akhir	(derajat)
ΔP	: Rugi tekan = ρ x H_L	(Psia)
β	: Sudut terhadap arah horisontal (berdasarkan arah kompas)	
ε	: Angka kekasaran permukaan dalam pipa	
θ	: Sudut terhadap titik semu	
ϕ	: Sudut kemiringan lintasan (TSA-1 =12 dan TSA-2 = 8 derajat)	
$\varnothing$	: Sudut efektif motor (derajat)	
μ	: viskositas kinematis	(m^2 /detik)
μ	: Koefisien friksi	(diambil 0.36)
ν	: Viskositas dinamis	
π	: Bilangan phi = 3.14	
ρ	: Massa jenis	(Kg/m^3)
A	: Luasan penampang Pipa = $\pi/4$ x ID^2 ($inchi^2$)	
B	: Jarak dari Stabilizer 1 ke bent housing (feet)	
B	: Benefit (keuntungan)	
B'	: Sudut ekivalen untuk single bent sub (derajat)	
B_1	: Sudut stabilizer 1 (derajat)	
B_2	: Sudut stabilizer 2 (derajat)	
BHA	: Bottom hole assembly	
BM mix	: Berat Molekul Σ (yi x BMi) gram/mol	

BOR : Build of Ratio $= \frac{SL}{S}$ (derajat/satuan panjang)

BUR : Sudut BOR (° /100 ft)

BUSA : Build Up Section Assembly

C : Cost (biaya)

Cr : Laju korosi dalam pipa (inci/tahun)

D : Diameter pipa (inci)

D : Beban Drag

DOSA : Drop Off Section Assembly

E : Faktor Sambungan Pipa

F : Faktor Desain Pipa

FA : Beban aksial (lb)

Fk : Faktor Kelengkungan

f : Faktor gesekan dalam aliran

GHV mix : Harga panas Kotor campuran Btu/Ft^3 Σ (yi x GHVi)

H : Arah horisontal lintasan lubang (feet, meter) $H_L = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{g}$

H_L : Head loss (feet, meter)

I : Umur desain perpipaan (tahun)

ID : Diameter dalam pipa (inci)

IRR : Suku bunga pembuat nol : Internal Rate of Return (%)

KOP : Kedalaman yang dipilih dari deviasi awal (*Kick of Point*) (feet, meter)

L : panjang segmen pengukuran (feet, meter)

MD : kedalaman pada dua titik acuan (measured depth) (feet, meter)

MMSCFD : Satuan laju alir (Million Million Standard Cubic Feet per Day)

NHV mix : Harga Panas Bersih Btu/Ft^3 = Σ (yi x NHVi)

OD : Diameter luar pipa (inchi)

P : Tekanan kerja (Psig)

PBT : Pay Back Time (tahun)

Pr : Tekanan kritis semu = $\frac{Po}{Pc}$

Q : laju alir (*flow rate*) MMSCFD

R : Jari-jari lintasan semu = FK x OD

Re : Bilangan Reynold = V x ID/ν

ROR : Rate of Return (%)

S : keliling lingkaran semu = 2 x π x R

SG mix : Spesifik Gravity Σ (yi x SGi)

S_1 : Jarak terkecil stabilizer 1 dengan lubang bor (inchi)

S_2 : Jarak terkecil stabilizer 2 dengan lubang bor (inchi)

T : Torsi (Lb-feet)

TCS : Total Capital Investment

TSA : Tangent Section Assembly

t : Temperatur (°C, °F , °R)

Tc : Temperatur Kritis (°C, °F , °R) = Σ (yi x Tci)

t_o : Tebal Desain Pipa = $\frac{P\,D}{2\,S\,F\,E\,T}$ (inchi)

Tr : temperatur semu = $\frac{To}{Tc}$

t_n : Pertambahan tebal akibat faktor korosi = $t_o + t_{cr}$

TVD : (*True Vertical Depth*) = kedalaman lubang terhadap bidang vertikal.

V : Kecepatan = $\frac{Q}{A}$ inci/detik : meter/detik

WOB : Weight on Bit (WOB)

Wm : Berat pipa dalam lumpur (lb/ft)

X : Sudut Bent Housing (derajat)

BAB I

PENDAHULUAN

BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan Gas Bumi yang berasal dari ladang-ladang produksi di lepas pantai dalam proses transportasinya harus melalui berbagai unit-unit proses. Minyak dan gas bumi yang berasal dari sumur dialirkan menuju *well platform* yang selanjutnya dialirkan ke unit proses separator di anjungan proses. Di anjungan inilah minyak dan gas bumi dipisahkan dari air, lumpur, serta gas yang mengandung zat-zat beracun. Air diolah kembali di *water treatment* atau dibuang ke laut. Gas yang masih mengandung zat beracun dialirkan ke menara bakar untuk dibakar. Selanjutnya minyak dan gas bumi dialirkan ke anjungan kompresi untuk dinaikkan tekanannya pada unit kompresor. Pada akhirnya minyak dan gas bumi tersebut ada yang langsung dialirkan melalui jaringan pipa dasar laut menuju SBM (*Single Bouy Mooring*) untuk selanjutnya dialirkan ke Tanker-tanker tujuan ekspor. Ada pula gas yang berasal dari unit kompresor tersebut dikirim kembali ke *well platform* sebagai *gas lift*. Selain itu ada pula yang dialirkan ke daratan untuk diproses lebih lanjut atau dikirim langsung ke daerah sentra-sentra industri. Kesemuanya ini menggunakan pipa sebagai sarana transportasi utamanya.

Pada sistim distribusi pipa di darat, sebagai bagian dari sistim transmisi pipa bawah laut, seringkali jalur pipa melalui daerah-daerah yang memiliki kondisi khusus seperti : selat, teluk, rawa-rawa, danau, gunung, jalan raya, atau lainnya.[7)]

1.2 Permasalahan

Pada pembangunan jalur pipa gas baru untuk transmisi-distribusi di darat, kadang kala tidak dimungkinkan membuat suatu sarana jalur pipa konvensional seperti pada umumnya (seperti jembatan pipa atau pembenaman) mengingat kondisi lingkungan yang dihadapinya, sehingga dibutuhkan sarana jalur pipa yang tidak konvensional, seperti Horizontal Directional Driling. Pada tahap perencanaannya, permasalahan akan timbul terutama dalam segi teknis yang meliputi: pemilihan bentuk lintasan yang sesuai dengan panjang, kedalaman minimal dan diameter pipa yang telah ditetapkan. Pemilihan lintasan yang tidak tepat akan berpengaruh terhadap pembebanan yang akan dialami oleh pipa pada tahap kontruksi, besarnya rugi tekan yang diderita oleh fluida gas saat mengalir di dalam pipa dan pada akhirnya berpengaruh juga pada segi ekonomisnya.

1.3 Tujuan

Dalam studi ini, tujuan yang diharapkan antara lain:

A. Secara Teknis

1. Dapat mengetahui pembentukan sudut dari *Bottom Hole of Assembly* (BHA) dari perpipaan HDD.
2. Dapat mengetahui besarnya rugi tekan (ΔP) dan head loss (H_L) aliran gas bumi dalam perpipaan HDD.
3. Dapat mengetahui besarnya beban torsi, drag dan tension yang terjadi pada perpipaan HDD selama instalasi.

B. Secara Ekonomis

1. Mengetahui besarnya keuntungan penjualan gas yang mengalir.
2. Mengetahui besarnya kriteria investasi dari perpipaan HDD tersebut.

Serta membandingkan masalah di atas dengan tiga pembanding agar dapat disimpulkan kelayakan teknis ekonomisnya.

1.4 Batasan Permasalahan

Sebenarnya dalam studi ini sangatlah luas cakupan permasalahan yang timbul dari aspek teknis maupun aspek lainnya, namun mengingat waktu dan kondisi yang terbatas, maka pada ruang lingkup permasalahan ini penulis membatasi pada cakupan-cakupan sebagai berikut :

Batasan Teknis :

1. Jalur pipa berada pada kondisi lingkungan yang tidak memungkingan dibangunnya suatu sarana jalur pendukung konvensional.
2. Semua pipa HDD direkomendasikan ke **API 5L Grade X46** dengan diameter luar 16 inci dan panjang rata-rata tiap segmen 12 meter.
3. Material pipa diasumsikan *homogen*, *isotropic*, dimana konstanta elastisitasnya (*modulus Young*) mempunyai harga yang sama ke segala arah, atau elastis linier.
4. Analisa beban perhitungannya secara beban statis, meliputi beban torsi, drag dan tension. Beban buckling dan beban dinamis yang berkaitan dengan masalah getaran tidak akan dibahas.

Batasan Ekonomis :

1. Modal berbentuk dollar (US$) dengan bunga tahunan 6 % /tahun berasal dari *world bank* dan dikonversi ke rupiah, besarnya suku bunga komersial 18%.
2. Lama pengembalian modal 15 tahun dengan tenggang waktu 5 tahun pertama.
3. Umur Perencanaan 25 tahun dengan harga akhir peralatan dianggap nol.
4. Depresiasi tiap tahun berdasarkan nilai investasi tetap dengan menggunakan metoda garis lurus.
5. Besarnya keuntungan ditentukan sebesar 0.3% dari keuntungan penjualan gas bumi yang melalui pipa tersebut.

6. Pajak Pendapatan sebesar 10%.

7. Biaya Operasional dan Pemeliharaan (O&P) 0.5% dari biaya investasi.

1.5 Metodologi Pembahasan

Dalam Studi ini dilakukan dengan pendekatan sebagai berikut:

1. Mempelajari literatur tentang Horizontal Directional Drilling terutama pada bentuk lintasan dan pembebanannya, aliran gas dalam suatu perpipaan beserta karakteristiknya, serta literatur tentang ekonomi teknik.
2. mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan studi ini, diperoleh dari data lapangan serta literatur yang berkaitan seperti di atas.
3. Mengolah data dalam bentuk perhitungan dan membandingkan dengan data pembanding lainnya, seperti di bawah ini:

Secara Teknis

A. Perhitungan komposisi gas bumi dengan metoda *de Amagat*, untuk menentukan karakteristik gas bumi yang mengalir.

B. Perhitungan desain pipa dengan persamaan API RP 14E dengan spesifikasi API 5L yang akan digunakan berdasarkan laju alir, tekanan maksimum, kecepatan minimum dan maksimum aliran gas,

SEPULUH - NOPEMBER

C. Perhitungan kembali desain pipa terhadap tekanan turun yang terjadi dengan persamaan *Panhandle-B*. Variabel yang digunakan adalah; diameter dalam pipa, karakteristik fluida, dan laju alir fluida

D. Perhitungan ketebalan pipa dengan persamaan ANSI B31.8-1982.

E. Perhitungan bentuk lintasan Horizontal Directional Drilling termasuk pembentukan sudutnya dengan persamaan *radius lengkung minimum* berdasarkan diameter pipa, kedalaman dan panjang pipa.

F. Perhitungan beban yang terjadi pada saat pipa Horizontal Directional Drilling ditarik, meliputi; beban torsi, beban drag dan beban tension.

Secara Ekonomis

A. Menentukan besarnya biaya investasi

B. Perhitungan besarnya pengembalian modal investasi berdasarkan suku bunga yang diberlakukan dan lamanya waktu pengembalian.

C. Menghitung besarnya keuntungan yang didapat dari penjualan terhadap biaya investasi.

D. Menentukan kriteria-kriteria investasi proyek, sehingga dapat memperkirakan kelayakan ekonomisnya.

4. Membahas hasil perhitungan dengan mengacu pada literatur yang tersedia, serta pembahasan antara hasil perhitungan dengan data pembanding sehingga dapat ditarik suatu kesimpulan.

5. menyimpulkan seluruh hasil studi ini, sehingga tujuan dari penulisan ini dapat tercapai.

1.6 Sistimatika Penulisan

Pada studi ini, sistimatika penulisan terbagi dalam:

Bab I : **Pendahuluan**, berisi tentang latar belakang, permasalahan, tujuan, batasan permasalahan, metodologi pembahasan dan sistimatika penulisan dari studi ini.

Bab II : **Tinjauan Pustaka,** tentang teori dasar Horisontal Directional Drilling (HDD), dasar teori ini menjelaskan tujuan, pertimbangan, jenis HDD, metoda evaluasi titik survey, pembebanan selain itu juga tentang prinsip aliran dalam pipa dan dasar teori ekonomi teknik.

Bab III : **Laporan Studi,** berisi tentang data-data yang diperoleh dari lapangan.

Bab IV : **Perhitungan**:

A. **Secara Teknis**

1. Menentukan karakteristik gas bumi yang mengalir dengan mengetahui komposisinya, perhitungan dilakukan dengan metoda *de Amagat*.

2. Mencari ketebalan pipa sesuai dengan spesifikasi standard (API 5L Grade X-46). Perhitungan ini berdasarkan variabel-variabel seperti ; jenis pipa, standard pipa yang digunakan, pengurangan ketebalan pipa akibat korosi, umur rencana perpipaan, temperatur operasi, serta jenis dan tekanan fluida.
3. Menentukan bentuk lintasan, termasuk pembentukan sudut dari perpipaan HDD dengan persamaan *radius lengkung minimum.*
4. Menghitung rugi tekan dan *head* turun yang terjadi dengan persamaan *Panhandle-B.* Variabel yang digunakan; diameter dalam pipa, karakteristik fluida, laju alir fluida.
5. Menghitung besarnya beban torsi, drag, dan tension yang terjadi.

B. Secara Ekonomis

1. Menentukan besarnya biaya investasi dan biaya tahunan
2. Menghitung keuntungan penjualan terhadap biaya investasi.
3. Menentukan kriteria-kriteria investasi proyek, sehingga dapat memperkirakan kelayakan ekonomisnya.

Bab V : Pembahasan, yang membahas hasil perhitungan serta melakukan pembandingan agar dapat ditarik suatu kesimpulan .

Bab VI : Kesimpulan dan Saran.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

MILIK PERPUSTAKAAN
INSTITUT TEKNOLOGI
SEPULUH - NOPEMBER

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Horizontal Directional Drilling (HDD)

2.1.1 Pengertian dan Prinsip Kerja Horizontal Directional Drilling (HDD)

Horizontal Directional Drilling (HDD) adalah suatu metoda pengeboran berarah yang dipakai dalam instalasi perpipaan di bawah tanah tanpa mengganggu kondisi lingkungan di atasnya.

Prinsip kerjanya adalah semua pekerjaannya dilakukan pada dua lokasi, yaitu lokasi sumber dan lokasi tujuan. Perpipaan yang akan dipasang di las pada lokasi tujuan, sedangkan mesin bor dan pipa bornya terletak di lokasi sumber. *Pilot driver* didorong memutar ke dalam tanah dengan menggunakan mata bor, peralatan pengarah dan tekanan dari cairan bentonite, membentuk suatu lubang lintasan bor dengan sudut tertentu menuju ke permukaan tanah di lokasi tujuan. Lintasan bor dimonitor dengan peralatan "tru-tracker" yang terletak pada peralatan pengarah. Selanjutnya setelah keluar di titik keluaran, mata bor dilepas serta diganti dengan *reamer* yang berfungsi melebarkan diameter lubang hingga 12 inchi lebih besar dari diameter pipa las-lasan yang akan dipasang, kemudian pipa bor akan ditarik kembali ke titik masukan. Setelah proses "*reaming*" telah selesai, pipa bor kemudian ditekan kembali ke titik keluaran. Kemudian *reamer* dilepas dan diganti dengan "swab", *swivel* dan *universal joint*. Pipa las-lasan yang ujungnya diberi *blind flange* selanjutnya dihubungkan ke *swivel*, kemudian pipa bor yang telah disambung dengan perpipaan tersebut ditarik kembali menuju lokasi sumber. Tiap pipa yang

dimasukkan ke alur pengeboran dilas sedemikian rupa dan diadakan pemeriksaan tak merusak (NDT). Selama proses pengeboran berlangsung cairan *bentonite* akan disemprotkan ke dalam alur yang telah terbentuk yang bertujuan untuk menggemburkan tanah, disamping untuk pelumasan dan pembuangan sisa-sisa tanah, dengan remear diameter *pilot hole* akan diperbesar kurang-lebih 1.5 kali diamater pipa yang akan dimasukkan atau 12 inchi lebih lebar. Secara garis besar, installasi Horizontal Directional Drilling terdiri 4 (empat) fase utama: Rig-up, Pilot Hole, Pre-ream, Pullback, dan Rig down [5].

2.1.2 Tujuan dilakukan Horizontal Directional Drilling (HDD)

Tujuan utama pemboran horisontal (Horizontal Directional Drilling /HDD) ini pertama kalinya adalah untuk meningkatkan produktivitas sumur minyak dan gas bumi. Dalam perkembangan selanjutnya menunjukkan bahwa banyak sekali kegunaan pemboran ini antara lain; menambah produktivitas, mengurangi laju peningkatan kerucut air dan gas, menghambat jumlah pasir yang terproduksi, untuk menembus formasi rekah vertikal, dan untuk perpipaan di bawah sungai, dan sebagainya[3].

2.1.3 Tipe Horisontal Directional Drilling (HDD)

Pada praktek di lapangan terdapat dua (2) jenis pengeboran berarah, yaitu dominan ke arah vertikal (VDD) dan dominan ke arah horisontal (HDD). Khusus untuk ke arah horisontal (Horisontal Directional Drilling /HDD) terdapat tiga tipe lintasan horisontal yaitu *short radius, medium radius* dan *long radius*[5].

2.1.3.1 Short Radius

Pemboran tipe ini mempunyai sudut kemiringan antara 1.5° - 3° tiap 100 feet dengan panjang lintasan horisontal dapat mencapai 100 - 900 feet. Akibat diameter lengkung semunya kecil, maka tipe ini seringkali mengalami kegagalan, sehingga jarang digunakan. Peralatan yang digunakan untuk pemboran konvensional praktis tidak dapat dipergunakan dibandingkan dengan jenis lainnya[5].

2.1.3.2 Medium Radius

Pemboran ini merupakan salah satu jenis pemboran HDD yang umum dilakukan di daratan. Jenis ini mempunyai radius lengkung semu 300 - 800 feet, sudut kemiringan antara 8° - 20° tiap 100 feet[1]. Panjang lintasan horisontal dapat mencapai 1500 hingga 3000 feet, dengan penetrasi maksimum mencapai 4000 feet[1]. Medium radius dioperasikan biasanya pada lintasan dengan formasi tekanan tinggi, kondisi tanah berkarang. Kebanyakan dilakukan dengan bukaan lubang diameter 7 inci hingga 9 inci [5].

2.1.3.3 Long Radius

Jenis ini mempunyai radius lengkung semu 1000 - 3000 feet, sudut kemiringan antara 2° - 6° tiap 100 feet[1]. Panjang lintasan horisontal dapat mencapai 2000 hingga 5000 feet, dan penetrasi maksimum dapat mencapai 5700 feet[1]. Pemboran ini disebut juga pemboran horisontal konvensional dan umum digunakan di daerah lepas pantai maupun daratan yang memerlukan displacemen horisontal yang panjang. Peralatan ini dapat digunakan secara umum, namun radius pemboran

yang besar mengakibatkan rangkaian pemboran yang berat akan mengakibatkan gesekan yang besar antara pemboran dengan dinding lintasan. Hal ini membutuhkan pertimbangan tersendiri guna menghindari permasalahan selama proses pemboran[5].

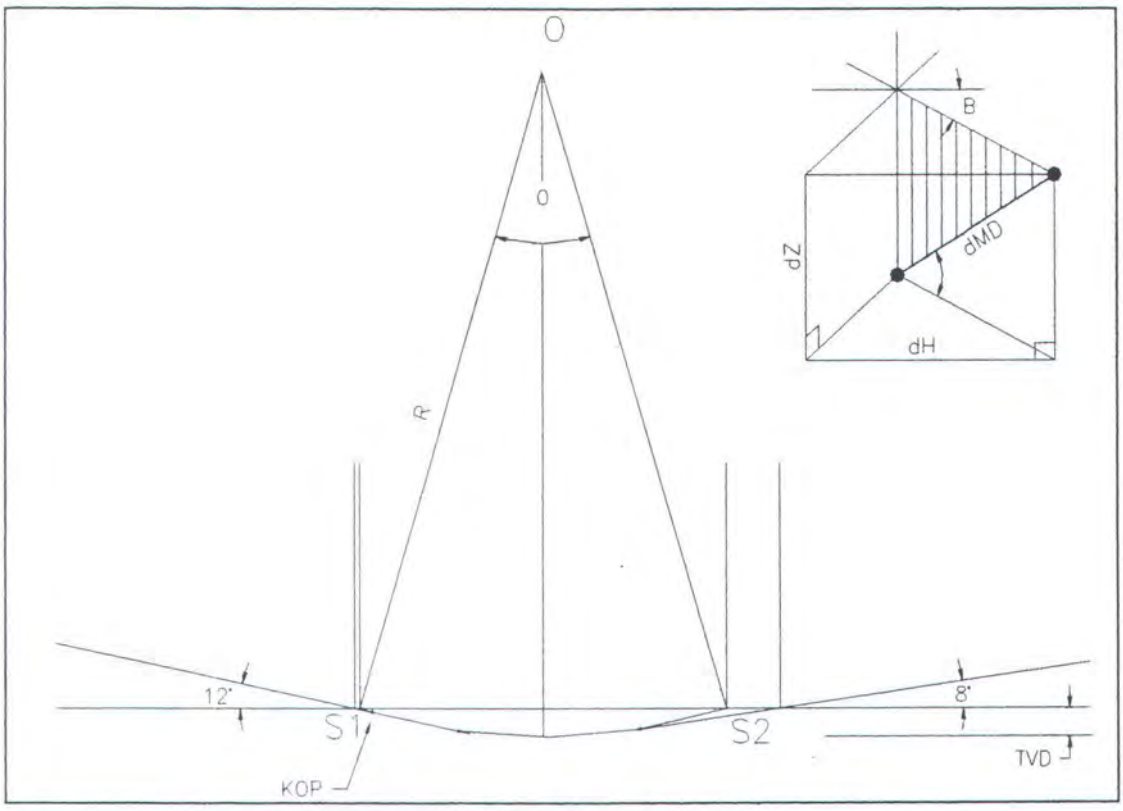
2.1.4 Metoda Titik Survey Jenis *Minimum Radius of Curvature*

Beberapa metoda survey telah dikembangkan guna mendapatkan parameter lubang lintasan yang meliputi: arah, drift, kedalaman sebenarnya (*true vertical depth* : TVD), dan *dog leg severity* (DLS). Untuk menganalisa kondisi lintasan diperlukan data-data yang tercatat selama instalasi berlangsung. Data-data survey tersebut biasanya meliputi: Kedalaman (*measured depth* : MD), inklinasi (α), sudut arah (β), panjang segmen pengukuran, penambahan kedalaman, departure, perubahan dan kumulatif perubahan koordinat. Kemudian dari data ini dapat ditentukan parameter lainnya guna mendeskripsikan lintasan yang terjadi.

Terdapat beberapa metoda survey lintasan, yaitu metoda tangensial, metoda *radius of curvature*, metoda sudut rata-rata dan metoda *minimum radius of curvature*.

Adapun metoda survey yang ditulis di sini adalah metoda *minimum radius of curvature*. [3] Metoda ini berasumsi bahwa lubang lintasan bor berupa lintasan busur (*spheris*) dengan suatu jari-jari kelengkungan minimum. Dalam metoda ini trayektori bit dianggap sebagai lengkungan dengan dua buah stasiun pengamatan serta mempertimbangkan sudut pipa bor antara kedua stasiun pengamatan (*dog leg*) yang didefinisikan sebagai RF (*Ratio Factor*). Metoda ini tidak mudah untuk diterapkan di lapangan, karena perhitungannya sangat komplek dan membutuhkan bantuan sarana komputer.

Metoda lengkungan minimum ini diawali pada *kick of point* (KOP) hingga arah lintasan kembali lurus (*Horisontal Section Assembly:* HSA / daerah tidak terjadi pertambahan sudut). Metoda ini berasumsi bahwa lubang lintasan bor berupa lintasan busur dengan suatu jari-jari kelengkungan semu minimum.



Gambar 1. Model Lintasan Lengkung Minimum

Persamaan yang digunakan adalah:

$$\Delta V = \frac{\Delta MD}{2} (\text{Cos } \alpha_i + \text{Sin } \alpha_{i-1}) RF \qquad (1.1)$$

$$\Delta H = \frac{\Delta MD}{2} (\text{Sin } \alpha_i + \text{Sin } \alpha_{i-1}) RF \quad (1.2)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\text{Sin } \alpha_{i-1} \text{ Cos } \beta_{i-1} + \text{Sin } \alpha_i \text{ Cos } \beta_{i-}) RF \quad (1.3)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} (\text{Sin } \alpha_{i-1} \text{ Sin } \beta_{i-1} + \text{Sin } \alpha_i \text{ Sin } \beta_{i-}) RF \quad (1.4)$$

$$RF = \frac{180}{\Pi} \frac{2}{DL} \tan(\frac{DL}{2}) \quad (1.5)$$

$$H = MD \times \text{Sin } \alpha \quad (1.6)$$

$$z = MD \times \text{Cos } \alpha \quad (1.7)$$

$$y = H \times \text{Cos } \beta \quad (1.8)$$

$$x = H \times \text{Sin } \beta \quad (1.9)$$

dimana:

H : Arah horisontal lintasan lubang

z : Kedalaman antara 2 (dua) titik acuan

MD : Panjang antara 2 (dua) titik acuan

y : Jarak (utara atau selatan) terhadap sumbu barat-timur *(latitude)*

x : Jarak (barat atau timur) terhadap sumbu utara-selatan (*departure*)

α : Sudut deviasi

α_1 : sudut deviasi masuk

α_2 : sudut deviasi keluar

β : Sudut terhadap arah horisontal (berdasarkan arah kompas)

θ : Sudut terhadap titik semu

Selanjutnya dilakukan perhitungan sebagai berikut:

- TVD (True Vertical Depth) dari objek = Total kedalaman dari lubang yang diproyeksi ke bidang vertikal.
- KOP (*Kick of Point*) *depth* = Kedalaman yang dipilih dari deviasi awal dimulai
- Deviasi terhadap arah horisontal, biasanya dihitung terhadap lokasi di permukaan.

- Menentukan jari-jari kelengkungan

R = Jari-jari lintasan dari satu titik acuan semu ke titik-titik yang dimaksud

R = RF x OD Pipa las-lasan

RF = faktor kelengkungan, harus lebih besar daripada faktor kelengkungan minimum yang disyaratkan. Dalam hal ini ditentukan FK = 1200

- Menentukan Batas Pertambahan Sudut (*Build of Rate* /BOR)

Diketahui bahwa :

$S = 2 \times \pi \times R$ (keliling lingkaran semu) (1.10)

$SL = 360°$ (sudut suatu lingkaran) (1.11)

maka, *Build of Rate* /BOR:

$$BOR = \frac{SL}{S} \quad \text{(derajat/satuan panjang)} \qquad (1.12)$$

2.1.5 Bottom Hole Assembly (BHA)

Bottom Hole Assembly (BHA) merupakan serangkaian peralatan bawah permukaan yang dipasang di bagian bawah pipa bor, guna memperoleh kinerja yang baik dalam membentuk lubang lintasan berdasarkan desain lintasan. Pada umumnya BHA merupakan kombinasi dari peralatan; mata bor, *reamer*, peralatan survey, *non*

magnetic drill collar (NM DC), *down hole motor, bent sub, heavy weight drill pipe* (HW DP) dan *jar* dengan susunan tertentu. mengikuti prinsip-prinsip fulcrum, pendulum dan stabilisasi.

Terdapat berbagai susunan dalam peralatan *bottom hole assembly* (BHA) yang digunakan, tergantung pada kondisi lapangan dan sistim pemborannya. Masing-masing rangkaian BHA ini mempunyai karakteristik yang unik. Efisiensi pemboran lintasan horisontal sangatlah ditentukan oleh pemilihan peralatan dan susunan BHA ini. Pemilihan BHA dipengaruhi oleh model lintasan yang diinginkan, kondisi tanah, pengalaman "*driller*" serta kelengkapan peralatan yang tersedia. [4)]

Bottom Hole Assembly (BHA) yang akan digunakan dalam suatu pemboran lintasan miring atau horisontal harus dirancang sesuai dengan kondisi lapangan, sehingga memberikan kinerja yang baik dalam membentuk kemiringan, arah lintasan maupun laju pertambahan sudut.

Laju pertambahan sudut tergantung dari ukuran *drill collar*, berat bit, dan kecepatan putaran. Semakin kecil ukuran drill collar di bawah lubang lintasan, semakin tinggi putaran, akan semakin kecil pertambahan sudut karena menambah kekakuan dari BHA. Laju pertambahan sudut dapat diatur dengan mengubah jarak antara stabilizer dengan bit dengan sedikit terpisah oleh sub. Hal ini akan menambah efek pengungkitan dan laju pertambahan sudut akan naik.

Berikut ini dijelaskan beberapa segmen lintasan Horisontal Directional Drilling.

2.1.5.1 Tangent Section Assembly (TSA1 / TSA2)

Tangent Section adalah daerah lintasan pipa bergerak naik atau turun dengan sudut konstan. Pada TSA1 (pipa turun) daerah ini dimulai dari awal penetrasi hingga sebelum titik belok pertama (*kick of point* /KOP), Pada TSA2 (pipa naik) daerah ini dimulai dari akhir DOSA hingga muncul ke permukaan tanah.

Pada bagian ini agar terbentuk lubang lintasan yang lurus, maka efek stabilisasi dapat dimanfaatkan. Efek stabilisasi dapat dibentuk dengan merancang rangkaian BHA sekaku mungkin, dengan menempatkan stabilizer pada jarak-jarak tertentu agar dapat membantu mengontrol kemiringan lubang lintasan.

Penggunaan steerable motor sangat mempermudah pembentukan tangent section. Dengan cara merotasikan pipa bor, maka steerable motor akan menghasilkan lubang lintasan dengan kemiringan konstan. Sedangkan WOB dan RPM yang diberikan disesuaikan dengan kondisi tanah yang ada. Besarnya WOB dan RPM yang optimum untuk menghasilkan ROP maksimum telah diteliti oleh Gatlin.[3)]

2.1.5.2 Build Up Section Assembly (BUSA)

Build Up Section adalah daerah lintasan pipa bergerak turun dengan mengalami perubahan sudut tiap satuan panjangnya mengikuti jari-jari lengkung semunya, dimulai dari titik belok pertama (*kick of point* /KOP) hingga arah lintasan kembali lurus (*Horisontal Section Assembly:* HSA / daerah tidak terjadi pertambahan sudut).

Pada bagian ini agar dapat membentuk build up rate yang tinggi, maka reamer harus ditempatkan di dekat bit, sehingga memberikan beban pada bit. Sudut

pembentukan yang terjadi tergantung pada WOB, posisi reamer dari bit, jarak stabilizer dari bit, dan ukuran drill collar. Dianjurkan pula untuk menggunakan peralatan dengan karakteristik : WOB tinggi, Ukuran monel drill collar kecil, RPM dan rate pompa kecil, jika menembus tanah lunak Sedangkan untuk build up rate yang rendah, BHA yang digunakan dianjurkan mempunyai karakteristik sebagai berikut: WOB kecil, Ukuran monel drill collar besar, RPM dan rate pompa besar, jika menembus tanah lunak, Memperpanjang jarak reamer dari bit dan menempatkan stabilizer pada puncak monel drill collar [3)]

2.1.5.3 Drop Off Section Assembly (DOSA)

Drop Off Section adalah daerah lintasan pipa bergerak naik dengan mengalami perubahan sudut tiap satuan panjangnya mengikuti jari-jari lengkung semunya, daerah ini dimulai dari akhir daerah tanpa pertambahan sudut (akhir *Horisontal Section Assembly:* HSA) hingga awal *Tangen Section* yang kedua (TSA2).

Pada Bagian ini agar terbentuk lubang lintasan dengan sudut kemiringan yang mengecil, dapat dilakukan dengan menambah jarak reamer dari bit. Hal ini akan memberikan efek pendulum, artinya bagian bawah reamer cenderung membentuk lubang vertikal. Besar kecilnya sudut drop off dapat dikontrol dengan mengatur parameter pemboran seperti WOB, RPM, Rate pompa, dan sebagainya. Efek pendulum dapat diatur dengan menempatkan stabilizer atau reamer pada jarak tertentu dari bit.

Untuk menghasilkan sudut *drop off* yang besar, maka BHA yang digunakan dianjurkan mempunyai karakteristik : WOB kecil, Ukuran monel drill collar besar, RPM dan rate pompa tinggi, jika menembus tanah lunak.

Sedangkan untuk sudut drop off yang kecil, BHA yang digunakan dianjurkan mempunyai karakteristik sebagai berikut: WOB besar, ukuran monel drill collar besar, RPM dan rate pompa kecil, dan jika digunakan untuk menembus tanah lunak dapat dilakukan dengan memperpendek jarak reamer dari bit [3)]

2.1.5.4 Horizontal Section Assembly (HSA)

Setelah pemboran menembus lintasan dasar, maka pemboran dilanjutkan dengan membuat lintasan yang horisontal yang disebut sebagai lintasan HSA.

Rangkaian BHA yang digunakan pada bagian ini dapat bervariasi tergantung pada kondisi tanah yang ada dan parameter pemboran lainnya.

2. 2 Konfigurasi Motor untuk Build Up Rate (BUR)

Harga Build up rate (BUR) yang diinginkan dapat dicapai dengan mengatur posisi stabilizer dengan down hole motor, serta mengatur besarnya sudut bent sub dan bent housing. Build up rate (BUR) yang diharapkan dari rangkaian BHA dapat dihitung dengan persamaan : [5)]

$$\varnothing = B' - B_1 + B_2 \qquad (1.13)$$

$$BUR = \varnothing\, 200 \left(\frac{1}{L1 + L2}\right) \qquad (1.14)$$

$$B_1 = \frac{57.3\ S1}{24}\left(\frac{1}{L1} + \frac{1}{F2}\right) \qquad (1.15)$$

$$B_2 = \frac{57.3\ S2}{24} \left(\frac{1}{L2} \right) \qquad (1.16)$$

Dimana :

∅ = Sudut efektif motor (derajat)

BUR = Sudut BUR (° /100 ft)

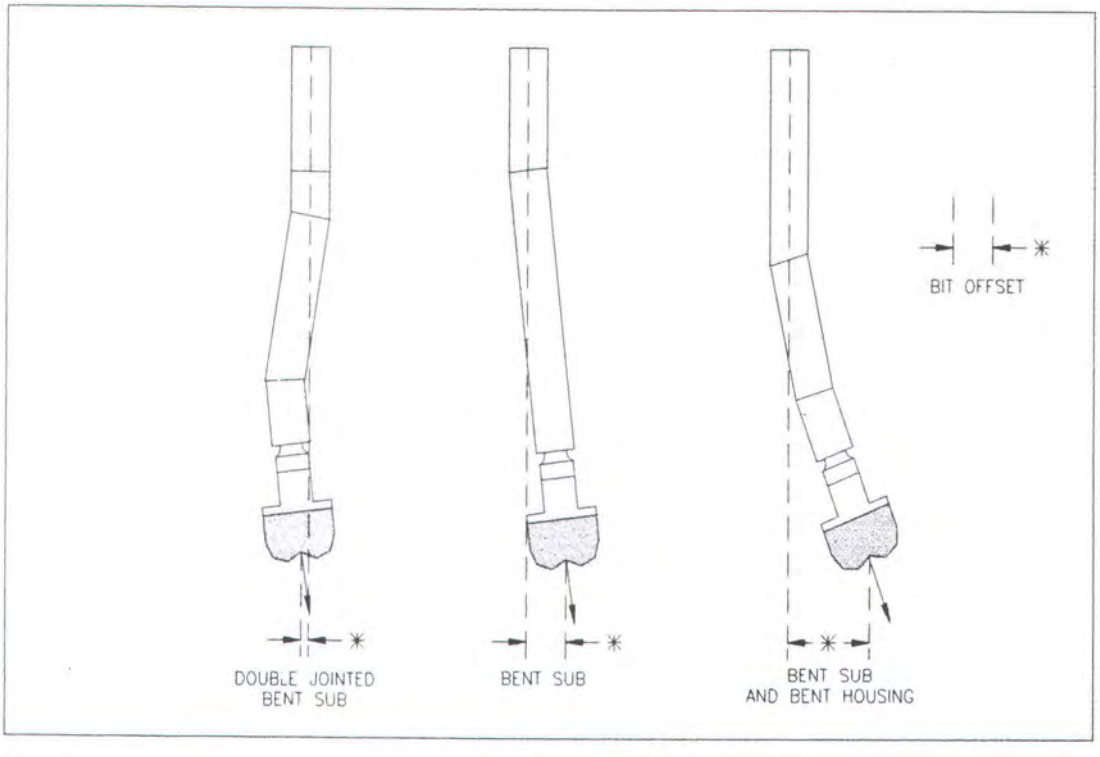
B' = Sudut ekivalen untuk single bent sub (derajat)

B_1 = Sudut stabilizer 1 (derajat)

B_2 = Sudut stabilizer 2 (derajat)

S_1 = Jarak terkecil stabilizer 1 dengan lubang bor (inci)

S_2 = Jarak terkecil stabilizer 2 dengan lubang bor (inci)



Gambar . 2 Penempatan Bent Sub pada BHA

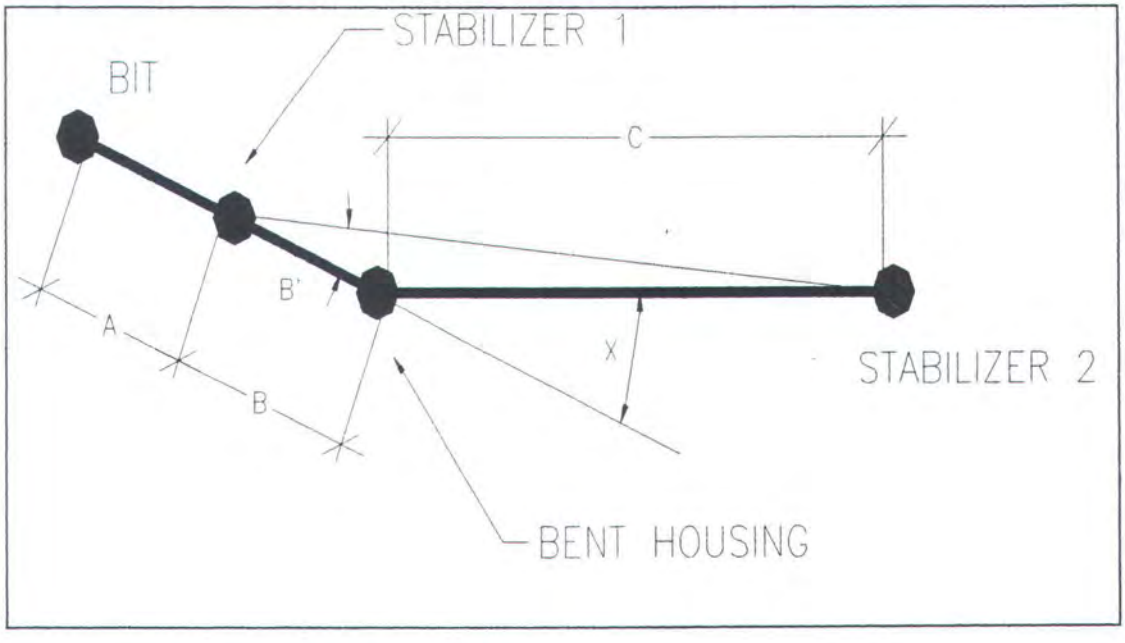
Geometri Motor Tipe 2

Merupakan rangkaian motor pembelok yang menggunakan bent housing dan stabilizer yang ditempatkan di titik belokan di bagian atas motor. Stabilizer yang digunakan sebanyak 2 buah ditempatkan di antara bent housing dan bit (lihat gambar. 2). Sudut ekivalen untuk stabilizer pertama dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$B' = X\left(\frac{C}{B+C}\right) \quad (1.17)$$

$$L_1 = A \quad (1.18)$$

$$L_2 = B + C \quad (1.17)$$



Gambar . 3 Geometri Motor Tipe 2

dimana:

B' = Sudut ekivalen untuk stabilizer 1 (derajat)

X = Sudut Bent Housing (derajat)

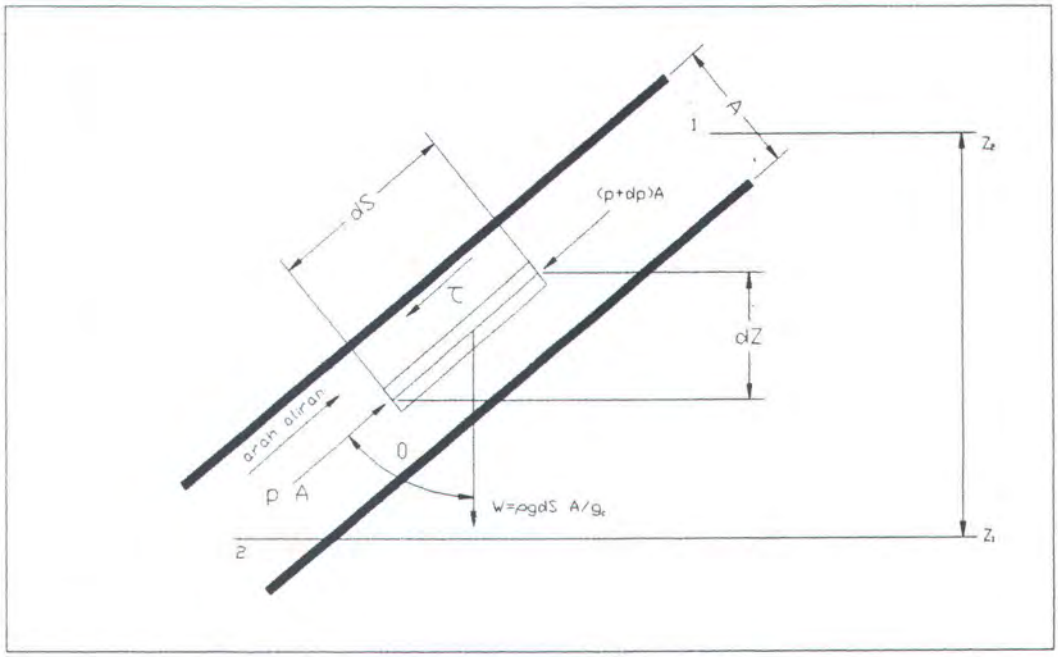
A = Jarak Bit ke Stabilizer 1 (feet)

B = Jarak dari Stabilizer 1 ke bent housing (feet)

C = Jarak dari Stabilizer 2 ke bent housing (feet)

2.3 Teori Dasar Persamaan Aliran Gas Dalam Pipa

Perhatikan gambar suatu elemen kecil fluida yang sedang mengalir di dalam pipa pada gambar. 3 berikut:



Gambar . 4 Elemen Fluida Alir

Gambar. 4 menunjukkan gambaran dari sebagian kecil fluida yang sedang mengalir di dalam pipa. Bagian fliuda kecil yang kita analisa, adalah berbentuk silinder yang mempunyai luasan A dan panjang dS. Fulida kecil ini sedang mengalir ke atas. Ada 4 buah gaya yang beraksi pada fluida kecil ini, yaitu:

1. Gaya dorong (F_1) oleh tekanan fluida yang berada di *upstream* (fluida sebelah bawah) yang arahnya searah aliran.

$$F_1 = P\,A \tag{2.1}$$

2. Gaya dorong (F_2) oleh tekanan fluida yang berada di *downstream* (fluida sebelah atas) yang arahnya berlawanan aliran.

$$F_2 = -(P + dP)\,A \tag{2.2}$$

3. Gaya Gravitas (F_3) atau berat elemen fluida yang arahnya menuju pusat bumi.

$$F_3 = -(\rho\, g\, A\, dS / gc)\, \mathrm{Cos}\, \theta \tag{2.3}$$

4. Gaya Gesek (F_4) yang disebabkan gesekan antara fluida dengan dinding pipa, yang arahnya berlawanan dengan arah aliran.

$$F_4 = -(\tau\, 2\, \pi\, r\, dS) \tag{2.4}$$

Resultan dari keempat gaya tersebut adalah :

$$\Sigma F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 = m\, a / gc \tag{2.5}$$

kemudian dengan beberapa kali penurunan akan didapat :

$$\left[\frac{P_1}{\rho_1} - \frac{P_2}{\rho_2}\right] = \left[\frac{V_2^2}{2\, g_c} - \frac{V_1^2}{2\, g_c}\right] + \frac{g}{g_c}\left[Z_2 + Z_1\right] + \left[\frac{2\, \tau\, S}{\rho\, r}\right] \tag{2.6}$$

dimana:

- suku pertama merupakan penurunan tekanan
- suku kedua merupakan perubahan kecepatan

- suku ketiga merupakan perubahan elevasi
- suku keeempat merupakan tahanan gesek dinding pipa

Sekarang dapat dijabarkan phenomena aliran gas melewati pipa dengan penjabaran persamaan (2.6) di atas. Yaitu gas akan akan mengalami penurunan tekanan di sepanjang pipa, dan besarnya tekanan ini ditimbulkan oleh: Perubahan kecepatan aliran gas di dalam pipa, perubahan elevasi pipa dan tahanan gesek dinding pipa terhadap fluida yang sedang mengalir.[6)]

2.3.1 Faktor Gesekan

Aliran fluida dalam pipa menimbulkan gesekan antara dinding pipa dengan fluida, tahanan gesekan ini akan mengakibatkan rugi tekan dan *head loss*. Oleh **Fanning** dan **Mody** disimpulkan bahwa makin tinggi faktor gesekan pipa, akan makin besar rugi tekan yang dialami fluida yang mengalir di dalamnya. Faktor gesekan dipengaruhi oleh; kekasaran dinding pipa, kecepatan fluida, densitas fluida, viskositas fluida dan diameter dalam pipa. Besaran yang mempengaruhi faktor gesekan (*f*) dijabarkan oleh Nikuradse dengan dua istilah yaitu perbandingan ukuran ketaksempurnaan permukaan dinding pipa sebanding dengan diameter dalam pipa (ε/D) dan bilangan reynold (Re):

Rumus *Darcy-Weisbach* menurunkan suatu dasar penghitungan head turun untuk aliran fluida dalam pipa dan saluran terbuka, dengan persamaan :

$$H_L = \frac{2\tau S}{\rho r} = f \frac{L}{D} \frac{V2}{2g} \qquad (2.7)$$

Dengan f adalah faktor gesekan Mody, yaitu suatu faktor gesekan yang secara matematis berlaku untuk aliran laminer, tetapi tak ada hubungan matematis yang sederhana untuk variasi f dengan bilangan Reynold untuk aliran turbulen.

a. Untuk aliran laminer

Persamaan 3.2 bisa disusun kembali sebagai berikut:

$$H_L = 64 \frac{\upsilon}{VD} \frac{L}{D} \frac{V2}{2g} = \frac{64}{Re} \frac{L}{D} \frac{V2}{2g} \qquad (2.8)$$

Jadi untuk aliran laminer di semua pipa untuk semua fluida, harga f adalah

$$f = \frac{64}{Re} \qquad (2.9)$$

Untuk aliran laminer, Re mempunyai harga maksimum sebesar 2300.

b. Untuk Aliran Turbulen

Akibat faktor f yang tidak matematis untuk aliran turbulen, maka banyak ahli hidraulika telah mencoba menghitung f dari hasil-hasil percobaan pada aliran turbulen tersebut, diantaranya yang layak dipercaya adalah :

Colebrook :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \operatorname{Log}\left[\frac{\varepsilon}{3.7\,D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}}\right] \qquad (2.10)$$

Oleh karena persamaan ini janggal untuk dijawab, disediakan diagram yang memberi hubungan antara f, Re, dan ε/D, dan dikenal sebagai diagram Moody yang diterbitkan oleh ASME. lihat lampiran.

(*Ranald V.Giles, Mekanika Fluida dan Hidraulika,hal 99-103*)

Wymouth:

$$f = \frac{0.032}{D^{1/3}} \tag{2.11}$$

Panhandle-A:

$$f = \frac{0.085}{Re^{0.147}} \tag{2.12}$$

Panhandle-B:

$$f = \frac{0.015}{Re^{00392}} \tag{2.13}$$

(*Wahyu Purwanto Sri,Ir, "Prinsip Aliran dan Tekanan Gas, hal:16-34*)[6)]

2.3.2 Persamaan Aplikasi Aliran Gas pada Pipa

Jika persamaan (2.6) dan (2.7) dikembangkan lebih lanjut dengan mensubstitusi variabel kecepatan (V) dengan laju alir (Q) maka akan didapat persamaan baru:

$$Q = C \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_1^2)\, D^5}{SG\, T_A Z_A f\, L} \right]^{0.5} \tag{2.14}$$

Dimana harga konstanta C dan satuan yang digunakan dapat dilihat pada tabel. 1 di bawah ini:

Tabel 1. Harga Konstanta C dan Satuan Variabel

No.	P	T	D	L	Q	C
1	Psia	°R	inci	mil	SCFD	77.54
2	Psia	°R	inci	feet	SCFD	5634
3	Psia	°R	inci	feet	MMSCFD	0.005634
4	KPa	°K	inci	meter	SCMD	1149000

(*Wahyu Purwanto Sri,Ir, "Prinsip Aliran dan Tekanan Gas, hal:25*)[6)]

Kemudian dengan mengganti harga C dan sesuai dengan persamaan (2.11), (2.12) dan (2.13) akan didapatkan suatu persamaan aplikasi:

Weymoth: (memakai konstanta no.1)

$$Q = 18.062 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_1^2)\, D^{16/3}}{SG\, T_A Z_A L} \right]^{0.5} \qquad (2.15)$$

Panhandle-A: (memakai konstanta no.1)

$$Q = 435.87 \left[\frac{T_b}{P_b}\right]^{1.07881} \left[\frac{P_1^2 - P_1^2}{SG\, T_A Z_A L} \right]^{0.5} D^{2.6182} \qquad (2.16)$$

Panhandle-B: (memakai konstanta no.1)

$$Q = 737 \left[\frac{T_b}{P_b}\right]^{1.02} \left[\frac{P_1^2 - P_1^2}{SG^{0.961}\, T_A Z_A L} \right]^{0.51} D^{2.53} \qquad (2.17)$$

Kemudian dengan mengalikan persamaan di atas dengan faktor efisiensi, akibat adanya kenyataan di dalam pipa, air, kondensat, dan kadang-kadang crude oil terakumulasi di dalam pipa. Untuk mempertimbangkan hal ini, maka persamaan di atas harus dikoreksi dengan faktor koreksi efisiensi di bawah ini:

Tabel. 2 Efisiensi laju Alir

Type of Line	Liquid Content of Oil (gal/MMCF)	Efficiency (E)
Dry Gas Field	0.1	0.92
Casing Head Gas	7.2	0.77
Gas and Condensate	800	0.60

(Wahyu Purwanto Sri,Ir, "Prinsip Aliran dan Tekanan Gas, hal:34)[6)]

2.3.3 Rugi Tekan (Pressure Drop)

Akibat gesekan antara dinding pipa dengan fluida, gesekan ini selain akan mengakibatkan adanya *head* turun juga akan menimbulkan rugi tekan.

Hubungan antara penurunan tekanan dengan head turun adalah :

$$\Delta P = \rho \times H_L \qquad (2.18)$$

2.4 Pembebanan Statis Pada Installasi Pipa HDD

Beban yang terjadi pada suatu rangkaian pipa Horizontal Directional Drilling dapat disebabkan oleh berat beban sendiri yang tergantung di bawah pipa, gesekan antara pipa dengan tanah, tekanan saat melakukan penetrasi dan penarikan pipa dan sebagainya. Besarnya beban yang terjadi tergantung dari dimensi sistim yang berada di bawah permukaan, bentuk lintasan pengeboran, jenis lumpur yang digunakan, dan kondisi tanah. [3)]

Dalam sub bab ini akan diuraikan mengenai perhitungan beban pada pipa HDD yang meliputi beban torsi, beban drag dan beban tension.

2.4.1 Beban Torsi

Beban torsi yang terjadi karena putaran pipa yang mendapat perlawanan gaya dari dinding tanah penahannya. Besarnya beban torsi yang terjadi pada rangkaian HDD, digunakan untuk menentukan besarnya daya yang diperlukan untuk memutar *rotary table* atau *top drive* yang berada di drilling rig.

Kekuatan torsi pada bagian pipa yang paling tipis, pada tool joint dan kemampuan rotary table dalam memutar pipa akan menjadi pembatas dalam pendesainan lintasan bor. Jika beban torsi yang terjadi melebihi batasan tersebut, maka akan terjadi kelelahan atau kegagalan dalam desain perpipaan. Beban torsi yang dapat ditahan pipa pada kondisi tertarik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut (API RP 7.6) [3]:

$$T = \frac{0.096167\ I}{OD}\left(Y^2 - \left(\frac{Te}{A}\right)^2\right)^{0.5} \qquad (4.1)$$

$$I = \frac{\Pi}{32}\left(OD^2 - ID^2\right) \qquad (4.2)$$

dimana :

T = Minimum torsi pada kondisi tertarik, lb-ft

I = Momen Inersia Polar, Inci^4

OD = Outside Diameter, inci

ID = Inside Diameter, inci

Y = Minimum Yield Strength, Psi

Te = Beban Tensile, lb

A = Luas Permukaan pipa, inci^2

Selanjutnya pada Horizontal Directional Drilling, perhitungan torsi diberikan dalam rumus yang dapat dihitung dengan menggunakan suatu persamaan berikut :

$$T = \mu \frac{OD\ tj\ Fc}{24} \qquad (4.3)$$

Fc adalah gaya kontak lateral yang terjadi karena pipa menyentuh dinding tanah. Gaya kontak lateral ini dapat dihitung dengan persamaan berikut :

- Untuk lubang build up (BUSA / DOSA):

$$Fc = \left(\left(\frac{FA\ Bv}{5730} - Wm \sin\phi\right)^2 + \left(\frac{FA\ BL}{5730}\right)^2\right)^{0.5} \quad (4.4)$$

- Untuk lubang lurus (HSA):

$$Fc = Wm \sin\phi \quad (4.5)$$

Beban torsi dapat ditentukan dengan menjumlahkan beban torsi yang terjadi di setiap segmen lengkungan. Berikut ini adalah persamaan yang digunakan dalam menghitung besarnya torsi pada setiap segmen lengkungan.

Untuk lintasan lurus, besarnya torsi dapat ditentukan dengan persamaan :

- Untuk lubang miring (TSA):

$$T = \frac{OD\ Wm\ L\ \mu}{24} \sin\phi \quad (4.6)$$

- Untuk lubang horisontal dengan kemiringan 90° dan koefisien friksi (μ = 0.36) :

$$TH = \frac{1}{24} OD\ Wm\ L\ \mu \quad (4.7)$$

dimana:

T = Torsi pada lintasan miring (lb-ft)

TH = Torsi pada lintasan horisontal (lb-ft)

L = Panjang Pipa (ft)

μ = Koefisien friksi (diambil 0.36)

ϕ = Sudut kemiringan lintasan (derajat)

Sedangkan untuk menentukan torsi pada bagian pertambahan sudut dapat digunakan persamaan berikut :

- Untuk WOB < 0.36 Wm R α

$$TB = \frac{1}{24} OD\ Wm\ R\ \alpha\ \mu \qquad (2.8)$$

- Untuk WOB > 0.36 Wm R α

$$TB = \frac{1}{24} OD\ Wm\ R\ \alpha\ \mu + \frac{OD}{46} (WOB - Wm\ R\ \alpha\ \mu) \qquad (2.9)$$

dimana:

Wm : Berat pipa dalam lumpur (lb-ft)

R : Jari-jari bagian pertambahan sudut (ft)

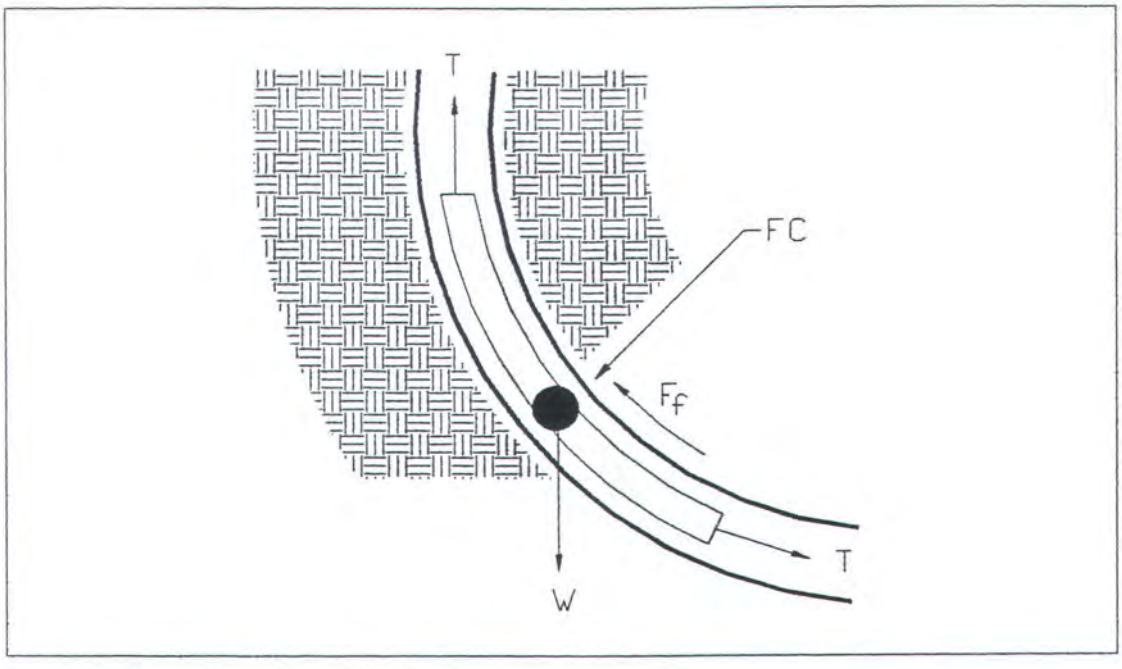
WOB : Berat bit [*Weight on Bit* (lb)]

FA : Beban aksial (lb)

Fc : Gaya kontak terhadap tanah (lb/ft)

Bv : Build curve vertical (°/100 ft)

Bl : Lateral hole curvature (°/100 ft)



Gambar . 5 Model Beban Torsi dan Drag

2.2.2 Beban Drag

Beban drag terjadi karena pipa yang bergerak (naik atau turun) dalam lubang mendapat gaya gesekan dari dinding lintasan yang arahnya berlawanan dengan arah gerakan pipa. Semakin panjang gaya kontak antara dinding lintasan dengan pipa, semakin besar beban drag yang diderita pipa. Beban drag mencapai maksimum saat pemboran telah mencapai daerah horizontal, karena pipa dalam posisi rebah di sepanjang lintasan horizontal.

Secara teknis beban drag yang besar ini sangat merugikan karena memberikan hook load yang tinggi pada saat penarikan pipa dan tekanan yang tinggi pada saat penurunan pipa. Untuk itu diperlukan usaha-usaha guna mengurangi beban *drag* yang

terjadi. Salah satu cara adalah dengan mendesain lintasan pengeboran yang tepat agar daerah kontak antara pipa dengan dinding lintasan menjadi minimal. Hal lain adalah dengan mengurangi koefisien gesek antara dinding tanah deangan pipa, yaitu memberikan efek pelumasan yang baik oleh lumpur pemboran.

Toleransi maksimum beban drag yang terjadi pada pipa ditentukan oleh kekuatan material pipa dan peralatan penyambung lainnya. Sedangkan besarnya beban *drag* yang terjadi menentukan besarnya daya di permukaan yang diperlukan untuk mengangkat, menurunkan dan menahan pipa.

Berikut ini persamaan yang digunakan untuk menentukan besarnya beban *drag* yang terjadi pada pipa di daerah pertambahan sudut dan daerah horizontal [3].

- Untuk lubang miring :

$$D = Wm\ L\ \mu\ \text{Sin}\ \phi \qquad (2.10)$$

- Untuk lubang horizontal :

$$DH = Wm\ L\ \mu \qquad (2.11)$$

karena Sin $\phi = 1$

Persamaan untuk menghitung beban *drag* yang terjadi di daerah pertambahan sudut dibedakan menjadi dua jenis. Pertama adalah pada saat penarikan pipa, dimana pipa menempel pada bagian atas dinding lintasan dan kedua adalah pada saat

menurunkan pipa, dimana pipa menempel pada bagian bawah dari dinding lintasan. Beban *drag* yang terjadi merupakan fungsi dari beban aksial pada pipa di bagian akhir pembentukan sudut (EOC). Gaya aksial ini sama dengan berat pada mata bor (WOB) ditambah dengan beban drag pipa pada bagian horizontal. Gaya ini dihitung di bagian EOC dengan menggunakan persamaan:

$$FA = DH + WOB \qquad (2.12)$$

Beban drag saat menurunkan pipa ke dasar lintasan:

- Jika $FA < 0.25\ Wm\ R\ \alpha$

$$DB = 0.40\ Wm\ R\ \alpha$$

- Jika $FA > 0.25\ Wm\ R\ \alpha$

$$DB = 0.50\ Wm\ R\ \alpha + 0.69\ FA$$

Beban drag saat penarikan pipa dari dasar lintasan:

- Jika $FA < 0.85\ Wm\ R\ \alpha$

$$DB = Wm\ R\ \alpha$$

- Jika $FA > 0.85\ Wm\ R\ \alpha$

$$DB = 0.25\ Wm\ R\ \alpha + 0.25\ FA$$

dengan :

D : drag pada lintasan miring (lbf)

DH : drag pada lintasan horizontal (lbf)

DB : drag pada lintasan pertambahan sudut (lbf)

Wm : Berat pipa dalam lumpur (lb/ft)

L : Panjang pipa yang bersentuhan dengan dinding lintasan (ft)

μ : Koefisien friksi (= 0.36)

ϕ : Sudut kemiringan lintasan (deg)

R : Jari-jari build curve (ft)

FA : Beban kompresi atau tarikan pada EOC (lb)

2.2.4 Beban Tension

Tension yang terjadi pada pipa, pada dasarnya disebabkan oleh beban pipa yang berada di bawahnya. Besarnya tension membesar dari mulai titik netral sampai mencapai maksimal pada pipa paling atas. Besarnya tension yang terjadi harus dievaluasi dengan cermat hingga dapat ditentukan grade pipa yang sesuai untuk suatu desain rangkaian pemboran. Beban tension yang melebihi tension strength pipe, mengakibatkan kelelahan pada pipa.

Berikut ini adalah cara memperkirakan besarnya beban tension yang terjadi pada drill string. Besarnya tension dihitung dengan cara membagi pipa ke dalam beberapa segmen demikian pula pada pipe stringnya. Semakin kecil segmen yang diberikan, akan memberikan hasil perhitungan yang semakin baik. Persamaan yang digunakan adalah persamaan yang dikembangkan oleh C.A Johancsik dkk. Dalam memperkirakan tension pada pipa dibutuhkan data survey arah dan kemiringan, deskripsi pipa dan besarnya koefisien gesek antara pipa dengan dinding lintasan.

Perhitungan dimulai dari titik masuk hingga ke titik keluar. Masing-masing segmen pipa memberikan tambahan beban aksial dan torsi pada pipa di atasnya sehingga perhitungan dilakukan secara terpisah hingga ke titik keluar. Besarnya gaya normal dapat ditentukan dengan persamaan [3]:

$$Fn = ((Ft \sin \Delta\theta \ \sin Ó) + (Ft \sin \Delta\theta + W \sin Ó)^2)^{0.5} \qquad (2.17)$$

Sedangkan pertambahan beban tension yang diberikan oleh tiap segmen dihitung dengan persamaan :

$$dFt = W \cos Ó \pm \mu Fn \qquad (2.18)$$

dan pertambahan beban torsi adalah :

$$DFt = \mu Fn R \qquad (2.19)$$

dimana:

Fn : Gaya normal (lbs)

Ft : Gaya tension pada tiap segmen (lbs)

$\Delta\theta$: Perbedaan sudut arah lintasan (Azimuth) (deg)

W : Berat string dalam lumpur (lbs)

$\Delta Ó$: Perbedaan sudut kemiringan lintasan (deg)

μ : Koefisien friksi

r : Radius segmen pipa (ft)

Tanda positif digunakan saat penarikan pipa karena arahnya melawan gerakan pipa sehingga tension membesar, sedangkan tanda negatif digunakan saat penurunkan pipa. Untuk mendapatkan tension maksimum pada bagian paling atas pipa, maka harga komulatif tension yang dihitung dengan persamaan di atas, harus ditambah lagi dengan beban yang tergantung dari permukaan sampai KOP, yaitu :

$$Ft = Dkop\ W \qquad (2.20)$$

dimana:

Dkop : Kedalaman kick of point (ft)

2.5 Kelayakan Ekonomi Proyek

Analisa kelayakan ekonomi proyek merupakan suatu kajian secara ekonomi apakah ide, sasaran atau rencana suatu proyek akan dapat diwujudkan dengan porsi yang layak secara ekonomi. Hal ini berbeda dengan rencana anggaran biaya proyek yang merupakan biaya yang harus dikeluarkan untuk mewujudkan proyek tersebut sesuai dengan desain yang dibuat.[5)]

Suatu analisa proyek jika dilihat dari sudut ekonomi secara keseluruhan, maka yang perlu diperhatikan ialah hasil total, atau keuntungan yang didapat dari semua sumber yang dipakai dalam proyek untuk masyarakat atau perekonomian sebagai keseluruhan, tanpa melihat siapa yang menyediakan sumber-sumber tersebut

dan siapa dalam masyarakat yang menerima hasil proyek tersebut. Hasil itu disebut "*The Social Return*" atau "*The Economic Return*" dari suatu proyek.[4)]

2.5.1 Pengertian Atau Definisi Proyek

Proyek adalah suatu kebutuhan aktivitas yang menggunakan sumber-sumber untuk mendapatkan kemanfaatan (*benefit*) atau suatu aktivitas pengeluaran uang dengan harapan mendapatkan hasil (*return*) diwaktu yang akan datang, dan yang dapat direncanakan, dibiayai dan dilaksanakan sebagai suatu unit.

Aktivitas suatu proyek selalu ditujukan untuk mencapai suatu tujuan (*objective*) yang mempunyai suatu titik tolok (*starting point*) dan suatu titik akhir (*ending point*). Biaya yang dikeluarkan maupun hasil pokoknya harus dapat diukur. [4)]

2.5.2 Tujuan Dari Analisa Proyek

Maksud dan tujuan dari analisa proyek ialah untuk memperbaiki pemilihan investasi. Hal ini disebabkan sumber-sumber yang tersedia bagi pembangunan terbatas, maka perlu sekali diadakan pemilihan antara berbagai macam proyek. Kesalahan dalam memilih proyek dapat mengakibatkan pengorbanan daripada sumber-sumber langka. Karena itu maka perlu diadakan perhitungan percobaan sebelum proyek dilaksanakan. Untuk menentukan hasil dari alternatif dengan jalan menghitung biaya dan manfaat yang dapat diharapkan dari masing-masing proyek. [4)]

2.5.3 Analisa Finansiil dan Analisa Ekonomis

Ada beberapa aspek daripada evaluasi proyek, yaitu ; aspek teknis, aspek sosial, aspek terhadap dampak lingkungan (AMDAL), aspek finansial - ekonomis. [8] Dalam ilmu evaluasi ekonomi proyek biasanya ditekankan pada; analisa finansial dan analisa ekonomis [8]

2.5.3.1 Analisa Finansial

Dalam analisa finansial proyek dilihat dari sudut badan-badan atau orang-orang yang menanam modalnya dalam proyek atau yang berkepentingan langsung dalam proyek. Dalam analisa finansial yang diperhatikan ialah hasil yang ditanam dalam proyek. Hasil finansial disebut juga "*private return*".

Analisa finansial ini penting artinya dalam memperhitungkan intensif bagi orang-orang yang turut serta dalam mensukseskan pelaksanaan proyek. Sebab tidak ada gunanya untuk melaksanakan proyek yang menguntungkan dilihat dari sudut perekonomian sebagai keseluruhan jika pelaku aktifitas produksi tidak bertambah baik keadaanya. [4]

2.5.3.2 Analisa Ekonomis

Suatu Analisa proyek jika dilihat dari sudut ekonomi secara keseluruhan., maka yang diperhatikan ialah hasil total, atau keuntungan yang didapat dari semua sumber yang dipakai dalam proyek untuk masyarakat atau perekonomian sebagai

keseluruhan, tanpa melihat siapa yang menyediakan sumber-sumber tersebut dan siapa dalam masyarakat yang menerima hasil proyek tersebut. Hasil itu disebut "*The Social Return*" atau "*The Economic Return*" dari suatu proyek[4].

2.5.4 Pengertian Biaya

Pada pelaksanaan pembangunan, mulai dari ide, studi kelayakan, perencanaan, pelaksanaan hingga operasi dan pemeliharaan membutuhkan bermacam-macm biaya. Pada analisa kelayakan ekonomi, biaya-biaya tersebut dikelompokkan menjadi beberapa komponen sehingga memudahkan analisa perhitungannya. Menurut Kuiper (1971) semua biaya dikelompokkan menjadi dua yaitu: **biaya modal** (*capital cost*) dan **biaya tahunan** (*annual cost*).

2.5.4.1 Biaya Modal (*Capital Cost*)

Kuiper mendefinisikan sebagai jumlah semua pengeluaran yang dibutuhkan mulai dari pra studi sampai proyek selesai dibangun. Semua pengeluaran yang termasuk biaya modal ini dibagi menjadi dua bagian yaitu:

1. Biaya Langsung (Direct Cost)

Biaya ini merupakan biaya yang diperlukan untuk pembangunan suatu proyek. Semua biaya inilah yang nantinya menjadi biaya kontruksi yang akan

ditawarkan pada kontraktor kecuali biaya pembebasan tanah. Biaya ini biasanya ditanggung oleh pemilik.

2. Biaya Tak Langsung (*Indirect Cost*)

Biaya ini ada tiga komponen, yaitu:

- Kemungkinan tak diduga dari biaya langsung. Kemungkinan ini bila dikelompokkan dapat dibagi menjadi tiga, yaitu:
  * Pengeluaran yang mungkin timbul walau tidak pasti.
  * Biaya yang mungkin timbul namun belum terlihat.
  * Biaya yang mungkin timbul akibat tidak tetapnya harga pada waktu yang akan datang.

  Biasanya biaya ini merupakan angka prosentase dari biaya langsung yang tergantung pada pihak perencana.
- Biaya teknik (*engineering cost*)

  Biaya untuk pembuatan desain mulai dari studi awal, studi kelayakan, baiay perencanaan dan biaya pengawasan selama masa kontruksi.
- Bunga (*interest*)

  Dari periode waktu dari ide sampai pelaksanaan fisik, bunga berpengaruh terhadap biaya langsung, biaya kemungkinan dan biaya teknik sehingga harus diperhitungkan.

2.5.4.2 Biaya Tahunan (*Annual Cost*)

Waktu suatu proyek selesai dibangun merupakan awaldari umur proyek sesuai rekayasa teknik yang telah dibuat pada tahap desain. Pada saat ini pemanfaatan proyek mulai dilaksanakan. Selama pemanfaatan, proyek masih memerlukan biaya hingga umur proyek usai. Biaya ini merupakan biaya yang masih diperlukan sepanjang umur proyek. Biaya ini terdiri dari tiga komponen yaitu:

- Bunga

  Biaya ini menyebabkan terjadinya perubahan biaya modal karena adanya tingkat suku bunga selama umur proyek. Besarnya bisa berbeda dengan bunga selama waktu dari ide hingga pelaksanaan fisik selesai. Bunga ini merupakan komponen terbesar yang diperhitungkan terhadap biaya modal.

- Depresiasi atau Amortisasi

  Depresiasi diartikan penyusutan nilai terhadap suatu benda yang termasuk dalam asset yang tetap akibat penggunaan atau unsur waktu yang digunakan dalam proses produksi. Ada beberapa metoda menentukan nilai depresiasi seperti: Straight line, Working hour, Unit production, Declining balance, Double declining balance dan Sum of year exit. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu sehingga hutang yang akan datang terbayar pada akhir periode tersebut. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu sehingga hutang yang akan

datang terbayar pada akhir periode tersebut. Perhitungan depresiasi atau amortisasi untuk analisa ekonomi yang akan dihitung disini, dapat diformulasikan 4) :

$$\textbf{Depresiasi} = \frac{\textbf{Modal}}{\textbf{Umur peralatan}} \qquad (5.1)$$

2.5.5 Laju Pengembalian (*Rate of Return : ROR*)

Laju pengembalian adalah besarnya tingkat bunga (discount interest rate) yang menjadikan biaya pengeluaran dan pemasukan besarnya sama. Dapat dikategorikan penyelesaiannya dengan sebutan *cash flow discount method.* Kita tentukan semua biaya yang harus dikeluarkan proyek, kemudian kita tentukan pula semua pemasukan yang ada sehingga bunga yang membuat selisih biaya menjadi nol, hal ini disebut dengan laju pengembalian. Agar dapat dibandingkan, maka semua dibuat dalam kondisi harga sekarang (*present value* : PV).

Dengan melihat Rate of Return, pemilik modal akan dapat meyimpulkan apakah proyek yang dimodalinya menguntungkan atau tidak. Karena keluaran dari analisisnya berupa prosentase, maka bagi investor proyek yang kurang memahami perhitungan ekonomi teknik akan dapat secara mudah membuat suatu keputusan.

Dalam perhitungannya, *Rate of Return* tidak dipengaruhi oleh suku bunga komersial yang berlaku sehingga disebut dengan *Internal Rate of Return* (IRR).

Hanya perlu dicatat , bila ternyata hasilnya lebih besar dari suku bunga komersial yang berlaku, maka dianggap proyek tersebut menguntungkan, tetapi bila lebih kecil, dianggap rugi atau tidak layak. Prosedur perhitungan *Rate of Return* adalah:

PV biaya = PV pemasukan (P/F, i, 10) (5.2)

Harga i didapat dengan cara coba-coba. Riggs, dkk(1986) memberikan solusi terhadap cara di atas dengan cara sebagai berikut:

Pertama kali jumlahkan semua aliran kas dari semua pemasukan dan pengeluaran. Bila hasilnya negatif, maka dapat diketahui bahwa proyek yang diajukan tidak layak karena sebenarnya dengan penjumlahan aliran kas ini kita telah melakukan prosedur perhitungan dengan besarnya IRR (atau nilai I) nol. Sehingga pada tahap ini kita sebenarnya sudah dapat langsung memutuskan bahwa proyek ini tidak layak. Bila angkanya posistif, dengan berdasar pada jumlah dan waktu investasi, maka secara kasar akan menunjuk berapa IRR tersebut. Dengan pendugaan dua kali dari harga sekarang (2 * PV) di waktu yang akan datang (Future Value: FV) dengan periode dan tingkat suku bunga tertentu dapat dipakai sebagai acuan angka coba-coba berikutnya. (dari: peraturan 72 , Analisa Ekonomi Teknik, Robert JK hal : 12)[5)]

IRR dapat lebih mudah dicari dengan angka coba-coba bila variasi permasalahannya tidak banyak. Artinya akan lebih mudah bila:

- Dominasi aliran kasnya ada pada periode awal (nilai sekarang : PV), atau
- Dominasi aliran kasnya ada pada pembayaran tahunan, atau
- Dominasi aliran kasnya ada pada periode akhir (nilai mendatang : FV).

Bila permasalahan merupakan variasi dari periode awal, periode tahunan dan periode akhir, maka pencarian angka IRR akan menjadi sulit. [5)]

2.5.6 Manfaat dan Biaya (*Benefit - Cost*)

Analisa manfaat - biaya digunakan jika pada biaya yang sama memberikan manfaat yang sama dan alternatif yang diajukan memberikan manfaat yang berbeda. Menurut Kuiper, ada tiga parameter yang sering dipakai dalam analisa manfaat - biaya, yaitu:

1. Perbandingan Manfaat dan Biaya (*Benefit/Cost* : B/C)

   Dilakukan dengan memasukkan biaya operasi dan pemeliharaan (O&P) sebagai bagian dari biaya. Bila kita melihat dari awal proyek, seakan-akan biaya yang diperlukan hanya biaya modal, dan biaya O&P dianggap sebagai pengurangan dari biaya manfaat. Jika tidak memasukkan unsur biaya O&P, maka nilai B/C yang dihasilkan lebih besar, karena perbandingan manfaat dan biaya akan lebih besar dari satu. Bila perbandingan nilai B/C dari satu, maka dengan tidak memasukkan unsur O/P dalam biaya, harga B/C* akan menjadi lebih kecil dibandingkan dengan nilai B/C.

2. Selisih Manfaat dan Biaya (*Net Benefit*)

1. laju Pengembalian (*Rate of Return* : ROR)

Rate of Return dapat juga dinyatakan dalam persen laba tahunan terhadap total *Capital Investment* diformulasikan berikut :

sebelum pajak :

$$ROR = \frac{\text{Laba bersih kotor}}{\text{Modal Investasi}} \times 100\ \% \qquad (5.3)$$

setelah pajak

$$ROR = \frac{\text{Laba bersih}}{\text{Modal Investasi}} \times 100\ \% \qquad (5.4)$$

2.5.7 Break Event Point

Dalam mempertimbangkan biaya keseluruhan atau keuntungan dalam operasi, salah satu faktor yang mempengaruhi keberhasilan ekonomis adalah total waktu yang tersedia selama operasi. Laju produksi sangat berpengaruh terhadap biaya produksi dan keuntungan. Titik dimana biaya produksi sampai dengan total pendapatan menunjukkan *Break Event Point* (titik impas). Dengan demikian laju produksi harus ditetapkan di atas laju produksi dimana

Break Event Point terjadi, untuk menilai berapa harus terjual supaya tidak rugi. Bila untuk mengukur kriteria investasi harus dikaitkan dengan *Net Present Value* seperti halnya analisa sensivitas. [4)]

2.5.8 Pay Back Time

Pay Back Time adalah dinyatakan sebagai lamanya waktu minimum secara teoritis yang diperlukan untuk mengambil kembali (*recover*) modal investasi dalam bentuk *Cash Flow* terhadap pemasukan dikurangi seluruh biaya kecuali depresiasi.[4)]

BAB III

LAPORAN STUDI LAPANGAN

BAB III
LAPORAN STUDI LAPANGAN

3.1 Tujuan Studi Lapangan

Tujuan dari studi lapangan ini adalah untuk mendapatkan data-data yang diperlukan dalam penulisan tugas akhir ini. Data tersebut berupa data teknis dan ekonomis, baik secara tertulis maupun lisan ditambah dengan literatur pustaka yang sesuai dengan kebutuhan.

3.2 Metodologi Pengumpulan Data Studi Lapangan

Dalam Metodologi pengumpulan data, penulis melakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Pendekatan secara tidak resmi kepada **PT. Perusahaan Gas Negara cabang Surabaya** untuk mendapatkan kepastian mengenai kesediaan perusahaan untuk memberikan data kondisi subyek dan tempat studi proyek **Horizontal Directional Drilling (HDD)**.
2. Pengumpulan data, sehingga instrumen studi dapat berfungsi sebagaimana mestinya.

SEPULUH – NOPEMBER

3.3 Tempat Studi

Studi ini dilakukan pada di Jawa Timur, yaitu : **Porong Horizontal Directional Drilling Project.** Proyek ini digunakan untuk menyalurkan gas bumi dari stasion penerima Pertamina Porong ke Meter Regulating Station (MRS) PGN Porong di : desa Kedung Cangkring, kec. Jabon, kab. Sidoarjo. Direncanakan menggunakan diamater pipa 16" dan panjang HDD 237.06 meter. Pipa direncanakan dialiri gas bumi dengan laju alir 25 - 30 MMSCFD dengan tekanan Operasi Maksimum 50 Barg, dan tekanan Operasi 30 Barg.

Lokasi	: Di bawah kali Porong (KP.168)
Kondisi di atas	: - jalan inspeksi (w=31 meter)
	- puncak tanggul (w=22 meter)
	- sungai (w=132 meter)
	- puncak tanggul (w=22 meter)
	- jalan inspeksi (w=35 meter)
Tempat	: desa Kedung Cangkring
	kec. Jabon
	kab. Sidoarjo
Lebar Cross	: 197.00 meter
Diamater pipa	: 16"
Wall Thickness	: 406.7 mm
Panjang HDD	: 237.06 meter
Material Pipa	: API 5L Grade X-46
Fitting	: API 5L Grade X-46, ANSI B.16.9

Material Valve	: ANSI #300,ASTM A-105,API-6D
WNF	: ANSI #300,ASTM A-694 Gr.F-46
	ANSI B.16.5
Insulating Joint	: API 5LX-52, ANSI #300
Jenis Pelapisan Pipa	
Inside	: Epoxy Coated
Outside	: Fusion Bounded Epoxy Coated
Welded Joint	: Fusion Bounded Epoxy Coated
Cathodic Protection	: Impressed Current System
Berat Jenis (γ)	: 0.67
Penggunaan	: Pipa Penyalur Gas Bumi
Sudut Masuk	: 12°
Sudut Keluar	: 8°
Jari-jari Tekukan Pipa	: 487.69 meter
Elevasi Ambang Ijin	: - 6.913 meter SHVP
Kedalaman max. HDD	: - 7.000 meter
Pipa tertanam	: 20 pipa
Tekanan Operasi Max	: 50 Barg
Tekanan Operasi	: 30 Barg

3.3 Material Pipa

Dalam penulisan ini digunakan pipa dengan spesifikasi sebagai berikut :

Spesifikasi	: **API 5LX Grade 46**
Nominal Size	: 16 Inchi
Panjang tiap Pipa	: ± 12 meter
Ketebalan pipa	: 0.500 Inchi
Diameter Luar	: 16.00 Inchi
Diamater Dalam	: 15.00 Inchi
Berat Jenis	: 82.77 lb/feet
Luas Permukaan Luar	: 4.19 $feet^2$/feet
Luas Permukaan Dalam	: 3.93 $feet^2$/feet
Luasan Melintang	: 176.7 inci ^{2}/feet
Momen Inersia	: 732 $inci^4$
Modulus Melintang	: 91.5 $inci^3$
Jari-jari Girasi	: 5.48 inchi
Jenis Pelapisan	
Coating Pipa	: Epoxy 400 - 500 mμ
Repair Coating	: Epoxy Rebound 500 - 600 mμ

3.4 Konfigurasi Motor Untuk Build Up Rate (BUR)

Konfigurasi yang digunakan menggunakan geometri motor tipe 2. Yaitu menggunakan pembelok bent housing dan stabilizer sebanyak 2 buah, yang ditempatkan diantara bent housing dengan lokasi bit.

3.6 Peralatan Bottom Hole Assembly (BHA)

Weight of Bit (WOB) :

3.5" Bit	0.8	feet	0.14384	meter
Weight of Bit (WOB)	10	klbs	45.36	Kg
float sub	2.54	feet	0.774192	meter
8-1/4" stabilizer	5.16	feet	1.572768	meter
Float Sub	2.5	feet	0.762	meter

Drill Pipe (DP):

Connection Type	**= HUGHES H-90**	
OD	= 3.5	inci
ID	= 2.602	inci
Wall Area	= 4.304	inci^2
Berat	= 15.5	Lb/Feet
Kapasitas	= 0.0074	bbl/Feet
Displacement	= 0.0058	bbl/Feet
Stretch Constant	= 0.09294	inci/1000 lb - 1000 feet
Free Point Constant	= 10760.0	
Torsion Yield Strength	= 23,800	Feet/Lbs
Rekomendasi Torsi	= 11,800	Feet/Lbs
Box OD	= 5	

Heavy Wate Drill Pipe (HWDP) :

OD	= 3.5	inchi
ID	= 2.06250	inchi
Berat	= 25.3	Lb/Feet
Kapasitas	= 0.00421	bbl/Feet
Displacement	= 0.00921	bbl/Feet

Drill Collar (optional)

Drill Collar 8" OD	150	lb/feet	223.2283	Kg/M

Bent Housing

Angle Change = 1 - 2 degrees/ 3 meter

Hole Capacity

Diamater Pipa Las	= 16.00	Inci
Hole Diameter	= 24.00	Inci

Down Hole Motor (DHM)

D675 Steerable motor w/0.75 deg BH	23.56	7.181088	
Rotary per Menit (RPM)	90		
Rate of Penetration (ROP)	76	ft/hr	7-5/8

Bentonite

Berat Lumpur (Mud Weight)	12.84	ppg
	79.9871	Lb/Feet3
Friction Coeffisien	0.36	
Drag Coeffisien	5	Lb/Feet2

3.7 Data Pembiayaan

Dalam data ini, pembiayaan disajikan dalam tiga (3) kategori biaya, yaitu meliputi biaya untuk kebutuhan khusus, perencanaan dan desain, serta biaya pekerjaan. Biaya untuk kebutuhan khusus seperti perijinan lokasi, mobilisasi peralatan dari pelabuhan ke lokasi yang bersangkutan atau dari lokasi sebelumnya ke lokasi selanjutnya, biaya transportasi secara umum untuk keseluruhan personel, serta pendirian *camp* di lokasi kerja. Untuk biaya perencanaan dan desain meliputi biaya perencanaan dan biaya pendesaian lokasi serta model lintasan yang sesuai. Biaya pekerjaan meliputi segala jenis pekerjaan yang dibutuhkan selama proyek ini berlangsung yang termasuk di dalamnya biaya tenaga kerja. Biaya keseluruhan pada akhirnya ditambah dengan PPN sebesar 10%. Data pembiayaan ini disajikan dalam tabel di bawah ini serta ditambah perhitungan biaya untuk pembangunan instalasi alternatif berupa jembatan pipa gas sebagai proyek pembanding yang terdapat pada bagian lampiran.

Tabel 3. Biaya Kebutuhan Khusus

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Perijinan		Ls	10.000.000.00	10.000.000.00
2	Mobilisasi Peralatan		Ls	125.000.000.00	125.000.000.00
3	Transportasi		Ls	20.000.000.00	20.000.000.00
4	Camp		Ls	3.000.000.00	3.000.000.00
	Jumlah Total				158.000.000.00

Tabel 4. Biaya Perencanaan dan Desain

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Welding Procedure Spec		Ls	2.000.000.00	2.000.000.00
2	Performance Qualification Rec		Ls	750.000.00	750.000.00
3	Welder Performance Test		Ls	1.000.000.00	1.000.000.00
4	Survey				
5	Soil Investigation		Ls	3.250.000.00	3.250.000.00
6	Geotechnical Survey		Ls	1.000.000.00	1.000.000.00
7	Site Survey		Ls	1.000.000.00	1.000.000.00
8	**Desain:**		Ls	8.500.000.00	8.500.000.00
	Profiling				
	Entry and Exit Location				
	Rig Location				
	Geotechnical Survey				
	Hydrostatic Test Procedure				
	Jumlah Total				17.500.000.00

Tabel 5. Biaya Pekerjaan

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	**Procurement of Material :**				
	Pipe Coated as Required	237.06	M	275.000.00	65.191.500.00
	Fitting, Valve and Accesories		Ls	32.000.000.00	32.000.000.00
2	Welding / Jointing	20	Joint	250.000.00	5.000.000.00
3	Welding Inspection and NDT	20	Joint	160.000.00	3.200.000.00
4	Drilling	237.06	M	1.125.000.00	266.692.500.00
5	Handling, Moving, Pulling	237.06	M	50.000.00	11.853.000.00
6	Excavation		Ls	360.000.00	360.000.00
7	Backfilling		Ls	540.000.00	540.000.00
8	Reinstatement		Ls	1.080.000.00	1.080.000.00
9	Cleaning Pig, Hydrostatic Test	237.06	M	60.000.00	14.223.600.00
	and Dewatering				
10	Cathodic Protection Installation		Ls	350.000.00	350.000.00
11	Commisioning		Ls	4.300.000.00	4.300.000.00
12	Prepare As Built Drawing		Ls	1.000.000.00	1.000.000.00
	Jumlah Total				405.790.600.00

Tabel 6. Rekapitulasi Biaya

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
I	Kebutuhan Khusus				158.000.000.00
II	Biaya Perencanaan & desain				17.500.000.00
III	Biaya Pekerjaan				405.790.600.00
IV	Jumlah				581.290.600.00
V	PPN 10%				58.129.060.00
	Jumlah Total				639.419.060.00
	Pembulatan				639.419.000.00

3.8 Data Pelengkap

Gas bumi yang dialirkan berasal dari Atlantic Richfield Bali North Indonesia (ARBNI-ARII) yang terletak di pulau Pagerungan Besar. Gas ini dijual ke PT.Perusahaan Gas Negara (persero) dengan harga $. 2.16 tiap MMBTU pada kondisi 15 °C dan 14.7 Psi (1 atm). Selanjutnya oleh PT.Perusahaan Gas Negara (persero) ke konsumen dengan harga Rp. 270.00 tiap M^3 pada kondisi 27 °C dan 14.7 Psi (1 atm).

Dimana komposisi gas bumi yang dialirkan adalah sebagai berikut:

Tabel 7. Komposisi Gas Bumi

Komposisi	%Vol	Nama
N_2	1.3	Nitrogen
CO_2	1.75	Karbon Dioksida
O_2	0	Oksigen
CO	0	Karbon Monoksida
H_2	0	Hidrogen
CH_4	90.64	Metana
C_2H_6	3.47	Etana
C_3H_8	1.60	Propana
i-C_4H_{10}	0.37	Iso - Butana
n-C_4H_{10}	0.41	Normal Butana
i-C_5H_{12}	0.19	Iso - Pentana
n-C_5H_{12}	0.10	Normal Pentana
C_6H_{14}	0	Heksana
+ C_7H_{16}	0.17	Heptana dan selebihnya
Total	100.00	

BAB IV

PERHITUNGAN

BAB IV
PERHITUNGAN

Tujuan perhitungan ini adalah untuk mendapatkan suatu nilai yang akan dibandingkan dengan data yang sudah ada dalam pokok pembahasan sehingga dapat ditarik suatu kesimpulan.

4.1 Perhitungan Aliran Gas dan Desain Pipa

4.1.1 Komposisi Gas Bumi dan karakteristiknya

Perhitungan komposisi gas bumi mutlak diperlukan dalam mencari beberapa karakteristik yang diperlukan dalam perencanaan pipa HDD. Data mengenai komposisi dan variabel karakteristik gas bumi berdasarkan Bab III adalah sebagai berikut:

Tabel 8. Analisa Komposisi Gas Bumi Pagerungan Besar ARBNI-ARII

Komponen	Yi	BM	Rho	SG	Pc	Tc	GHV	NHV
			Kg/M^3		Psia	°F	Btu/Ft^3	Btu/Ft^3
CH_4	0.9064	16.0420	0.6785	0.5537	666.4000	-116.670	1010.0000	909.4000
C_2H_6	0.0347	30.0680	1.2718	1.0378	706.5000	89.9200	1769.6000	1618.700
C_3H_8	0.0160	44.0940	1.8650	1.5219	616.0000	206.0600	2516.1000	2314.900
i-C_4H_{10}	0.0037	58.1200	2.4583	2.0058	527.9000	274.4600	3251.9000	3000.400
n-C_4H_{10}	0.0041	58.1200	3.0515	2.0058	550.6000	305.6200	3262.3000	3010.800
i -C_5H_{12}	0.0019	72.1460	3.7900	2.4912	490.4000	369.1000	4000.9000	3699.000
n-C_5H_{12}	0.0010	72.1460	3.7900	2.4912	488.6000	385.8000	4008.9000	3706.900
C_6H_{14}	0.0000	86.1720	4.5267	2.9755	436.9000	453.6000	4755.9000	4403.800
+ C_7H_{16}	0.0017	99.1740	5.2498	3.4508	396.9000	511.7100	5502.5000	5100.000
N_2	0.0130	28.0160	3.7245	2.4482	493.1000	-232.510	0.0000	0.0000
CO_2	0.0175	44.0100	2.3117	1.5195	1071.000	87.9100	0.0000	0.0000
	1.0000							

- Berat Molekul BM mix = Σ (yi x BMi)

  BM mix = 18.2549 gram/mol

- Spesifik Gravity SG mix = Σ (yi x SGi)

  SG mix = 0.6494

- Berat Jenis ρ mix = Σ (yi x ρi)

  ρ mix = 0.8194 Kgf/m^3

- Temperatur kritis Tc mix = Σ (yi x Tci)

  Tc mix = -96.5912 °F

- Tekanan kritis Pc mix = Σ (yi x Pci)

  Pc mix = 669.8551 Psia

- Gross Heating Value GHV mix = Σ (yi x GHVi)

  GHV mix = 1063.4990 Btu/Ft^3

- Net Heating Value NHV mix = Σ (yi x NHVi)

  NHV mix = 960.3382 Btu/Ft^3

Untuk lebih lengkapnya dapat dilihat dalam lampiran tabel.

Selanjutnya gas bumi ini akan dioperasikan dengan keadaan sebagai berikut:

laju alir (*flow rate*) (Q) = 30 MMSCFD

Tekanan operasi (P) = 30 Barg = 449.81 Psia

Temperatur operasi t = 27 °C.

- Menghitung besarnya Faktor kompresibilitas (Z) :

Dihitung dengan menggunakan metoda *Pseudo Reduced Pressure*, yaitu:

- Tentukan kondisi kritis gas bumi campuran, didapat :

Tc mix = -96.5912 °F

Pc mix = 669.8551 Psia

- Tentukan kondisi operasi gas bumi campuran, didapat :

To = 27 °C = 80.6 °F

Po = 30 Barg = 449.81 Psia

- Tentukan kondisi operasi semu campuran, didapat :

$$Tr = \frac{To}{Tc} = \frac{80.6}{-96.5912} = -0.8344$$

$$Pr = \frac{Po}{Pc} = \frac{449.81}{669.8551} = 0.6715$$

- Tentukan Faktor kompresibiltas gas bumi pada kondisi operasi ($Z_{27,449.81\ Psia}$)

Hubungan Tr,Pr,Z dapat dilihat dalam tabel **Compresibility Factors For Natural Gas** (*HandBook of Natural Gas Engineering, Courtesy GPA*, hal 40 - 43), dapat dilihat pada lampiran, didapat harga $Z_{27,449.81\ Psia} = 0.9998$.

- Tentukan Faktor kompresibiltas gas pada kondisi Standar transaksi PGN ($Z_{27,14.696\ Psia}$)

- Kondisi standar transaksi PGN adalah :

To = 27 °C = 300.15 °K = 80.6 °F = 621.2 °R = 540 °Rk

Po = 1 Atm = 14.969 Psia

- Tentukan kondisi operasi semu campuran, didapat :

$$Tr = \frac{To}{Tc} = \frac{80.6}{-96.5912} = -0.8344$$

$$Pr = \frac{Po}{Pc} = \frac{14.9691}{669.8551} = 0.021939$$

didapat harga $Z_{27,14.696\ Psia} \equiv 0.9998$.

- Tentukan Faktor kompresibilitas gas pada kondisi Standar transaksi Pertamina ($Z_{27,14.696\ Psia}$)

- Kondisi standar transaksi Pertamina adalah :

To = 15.55 °C = 288.70 °K = 60 °F = 520 °R

Po = 1 Atm = 14.969 Psia

- Tentukan kondisi operasi semu campuran, didapat :

$$Tr = \frac{To}{Tc} = \frac{60}{-96.5912} = -0.62117$$

$$Pr = \frac{Po}{Pc} = \frac{14.9691}{669.8551} = 0.021939$$

didapat harga $Z_{27,14.696\ Psia} \equiv 0.9998$.

- Viskositas gas pada (P dan T rata-rata):

dari grafik Viskositas gas pada lampiran diperoleh:

μ_1 pada 80 °F = 0.0097 centipoise (pada 1 atm)

μ_1 / μ pada (P dan T semu) = 1 sehingga

μ pada 80 °F = 0.0097 centipoise

Viskositas dinamis (μ) = 0.0097 cp = 0.0097 gr/cm-dt

Viskositas kinematis (ν) = 11.8379 cm^2 /detik = 0.00118 m^2 /detik

4.1.2 Desain Pipa

Tujuan dari perhitungan ini adalah untuk mengetahui apakah diameter dan ketebalan pipa yang dipakai berdasarkan spesifikasi seperti bab III sudah memenuhi terhadap tekanan desainnya. Seperti diketahui, pipa Horisontal Directional Drilling (HDD) ini akan dialiri gas bumi dengan spesifikasi berdasarkan data dari bab III, yaitu:

Tabel 9. Laju Alir (Q) dan Tekanan Operasi (P) Pada Proyek HDD

Proyek	Laju Alir (Q) MMSCFD	Tekanan (P) Barg
Kali Porong HDD Proyek	30	30

Tekanan maksimum = 50 Barg, Tekanan Operasi maksimum = 30 Barg viskositas kinematis ν = 0.00118 m^2 /detik, temperatur operasi rata-rata t = 27 °C. Spesifikasi pipa adalah API 5L X46 seamless, dengan diameter luar pipa (OD)

dikehendaki adalah 16 inchi dan diameter dalam pipa (ID) adalah 15 inchi, dengan laju korosi Cr = 0.005 inchi/tahun. Umur pipa didesain selama 25 tahun.

Dari *Specification For Line Pipe API Spec. 5L, edisi 1992*, untuk pipa API 5L X46 adalah:

Yield Strength (S) = 46,000 Psia

Tensile Strength = 58,000 Psia

Ultimate Strength = 63,000 Psia

Desain faktor F = 0.6 (daerah berkembang dan fasilitas masih jarang)

Faktor Sambungan E = 1

Faktor Temperatur T = 1 (t = 80 °F atau di bawah 250 °F),

A. Mencari Diameter Pipa

- Cek kecepatan aliran yang dapat menimbulkan korosi pengikisan dinding pipa[6]:

$$Ue = 0.6\ C \sqrt{\left(\frac{T\ Z}{SG\ Pmax}\right)}$$

C diambil 125 untuk non continuous service (API RP 14E) , Z = 0.9998, Umax = 60 feet/detik dan Umin = 15 feet/detik [6]

$$Ue = 0.6\ (125)\ \sqrt{\left(\frac{540\ \ 0.9998}{0.6494\ 739.88}\right)}$$

$$= 79.50 \text{ feet/detik} = 24.23 \text{ meter/detik}$$

karena Umax < Ue, maka diambil U = 60 feet/detik = 18.2880 meter/detik

- Diameter pipa yang dipilih berdasarkan kecepatan maksimum [6]:

$$d = \sqrt{\left(\frac{60\ Qg\ T\ Z}{Umax\ P}\right)}$$

$$= \sqrt{\left(\frac{60 \times 30 \times 540 \times 0.9998}{60 \times 739.88}\right)}$$

$$= 4.678 \text{ inci}$$

dipakai pipa diameter 4 inci, namun karena pipa 4 inchi, diameter dalamnya adalah 4.263 < 4.678, maka dipakai pipa diameter minimum 6 inci.

- Diameter pipa dipilih berdasarkan kecepatan minimum (Umin = 15 feet/dt) [6]:

dicoba dengan menggunakan diameter minimum 6 inci (ID = 6.345 inci)

Kecepatan gas pada pipa standar 6 inci adalah:

$$U = \frac{60 \times 30 \times 540 \times 0.9998}{(6.345)^2 \times 739.88} = 32.6253 \text{ feet/detik} = 9.9441 \text{ meter/detik}$$

Umax = 60 feet/detik > 32.6253 feet/detik > Umin = 15 feet/detik

sehingga dari segi kecepatan gas, pipa diameter 6 inci ternyata <u>memenuhi</u>.

- dicoba dengan menggunakan diameter 16 inci (ID = 15 inci)

Kecepatan gas pada pipa standar 15 inci adalah:

$$U = \frac{60 \times 30 \times 540 \times 0.9998}{(15)^2 \times 739.88} = 5.8376 \text{ feet/detik}$$

sehingga dari segi kecepatan gas, pipa diameter 16 inci ternyata <u>tidak memenuhi</u>.

- Diameter pipa yang dipilih berdasarkan rugi tekan :

dicari dengan persamaan Panhandle-B (persamaan 2.17) dengan faktor efisiensi pipa untuk gas kering (E) = 0.95, yaitu :

$$Q = 737 \left[\frac{Tb}{Pb}\right]^{1.02} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{T\ L\ Z\ SG^{0.961}}\right]^{0.510} D^{2.530}\ E$$

Untuk pipa diameter 6 inci:

$$Q = 737 \left[\frac{520}{14.7}\right]^{1.02} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{540 \times 0.147 \times 0.9998 \times 0.6469^{0.961}}\right]^{0.510} (6.345)^{2.530}\ 0.95$$

$$30.000.000 = \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{540 \times 0.147 \times 0.9998 \times 0.6469^{0.961}}\right]^{0.510}\ 2.851.036,89$$

$$10,522487 = \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{540 \times 0.147 \times 0.9998 \times 0.6469^{0.961}}\right]$$

$P_1^2 - P_2^2$ = 5. 272,2074

P_2^2 = 739.88^2 - 5. 272,2074 = 5.421.509,2

P_2 = 736.3085 Psia

sehingga ΔP = $P_1 - P_2$ = 739.88 - 736.30 = 3.58 Psia (rugi tekan)

karena ΔP berharga positif , maka diameter 6 inci <u>memenuhi</u>.

Untuk pipa diameter 16 inci:

$$Q = 737 \left[\frac{520}{14.7}\right]^{1.02} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{540 \times 0.147 \times 0.9998 \times 0.6469^{0.961}}\right]^{0.510} (15)^{2.530} \quad 0.95$$

$$30.000.000 = \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{540 \times 0.147 \times 0.9998 \times 0.6469^{0.961}}\right]^{0.510} \quad 30046646.54$$

$$0.996958 = \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{540 \times 0.147 \times 0.9998 \times 0.6469^{0.961}}\right]$$

$P_1^2 - P_2^2 = 52.0613$

$P_2^2 = 739.88^2 - 52.0613 = 547370.35$

$P_2 = 739.84$ Psia

sehingga $\Delta P = P_1 - P_2 = 739.88 - 739.84 = 0.04$ Psia (rugi tekan)

karena ΔP berharga positif minimum, maka diameter 16 inci lebih <u>memenuhi</u>.

B. <u>Mencari Ketebalan Pipa</u>

Penentuan ketebalan minimum (*Gas Transmission and Distibution Piping Systems, ANSI/ASME B31.8-1982* Chapter IV, Design, Installation and testing hal: 29 - 35):

$t_o = \frac{P\,D}{2\,S\,F\,E\,T}$ (inci)

$t_{cr} = Cr / I$ (inci) ditambahkan untuk mengantisipasi pengurangan akibat korosi di dalam pipa.

$t_n = t_o + t_{cr}$

$$t_o = \frac{50 \text{ Barg x } 16 \text{ inchi}}{2 \text{ x } 46000 \text{ Psi x } 1 \text{ x } 0.72 \text{ x } 1} \; \frac{14.696 \text{ Psi}}{1.01325 \text{ bar}}$$

t_o = 0.17516696 inci

t_{cr} = 0.005 inci/tahun / 25 tahun = 0.0002 inci

t_n = 0.107052 inci + 0.0002 inchi = 0.175366 inci,

t_1 = 0.500 inci, adalah ketebalan yang ada.

Tersedia $t_1 > t_n$, sehingga tekanan operasi desain memenuhi.

4.1.3 Pengaruh Tekanan dan Temperatur Terhadap Kondensat

Pada tekanan operasi maksimum P = 50 Barg dan temperatur t = 27 °C, akan dicari besarnya kondensat yang berupa uap air yang terjadi. Hal ini penting, sebab dengan timbulnya kondensat pada tekanan kerja yang relatif tinggi dan temperatur tertentu, kondensat tersebut akan mengembun berupa bintik-bintik air. Bintik-bintik itu akan menghantam permukaan dalam pipa sehingga pipa cenderung akan mengalami korosi erosi. Selain itu dengan adanya CO_2 dalam komposisi gas bumi, ditambah dengan adanya uap air dalam batas-batas tertentu akan menurunkan pH kandungan gas bumi. Selain itu, kondisi tertentu CO_2 dan H_2O akan bereaksi menjadi H_2CO_3. Hal ini berbahaya, sebab dengan turunnya pH akan meningkatkan keasaman kandungan gas bumi. Untuk mengetahui kadar kandungan kondensat maka dapat ditentukan dengan

melihat grafik 5.1 *Water content of natural gas in equilibrim with water (McKetta's data, GPA 1-28* hal 198, yang terdapat pada lampiran.

Untuk P = 50 Barg atau 739.88 Psia dan t = 27 °C, dari grafik di dapat kandungan uap airnya setara dengan 55 pound uap air tiap 1,000,000 Ft^3 gas bumi kering atau 900 mg uap air tiap 1 M^3 gas bumi kering pada kondisi 60 °F dan 1 atm dengan densitas uap air adalah 0.822 kg/M^3 pada kondisi tersebut. Sehingga nilai konsentrasi kondensatnya adalah 0.109 % dan ini masih jauh di bawah batas toleransi, sehingga masih memenuhi.

4.2 Perhitungan Bottom Hole Assembly (BHA)

Tujuan perhitungan ini adalah untuk mengetahui masing-masing segmen pada lintasan HDD. Dalam perhitungan ini terdapat 5 (lima) buah segmen, yaitu : Tangent Section Assembly (TSA1 dan TSA2), Build Up Section Assembly (BUSA), Horizontal Section Assembly (HSA) dan Drop Off Section Assembly (DOSA). Segmen lintasan ini dianalisa dengan metoda lengkungan minimum (*minimum curvature*). Bentuk Tangent Section Assembly (TSA) adalah lintasan yang tidak terjadi belokan, dan membentuk sudut tertentu terhadap bidang horisontal bumi, hingga daerah pertambahan sudut (*kick of point*). Bentuk Build Up Section Assembly (BUSA), adalah lintasan lengkung dengan sudut tertentu, diawali pada *kick of point* hingga arah lintasan pada posisi horisontal (tidak terjadi pertambahan sudut). Kemudian dilanjutkan dengan Horizontal Section Assembly (HSA) hingga berakhir pada Drop Off Section Assembly (DOSA) point. Keempat bentuk ini adalah pembentuk model lintasan Horizontal Directional Drilling (HDD).

4.2.1 Tangent Section Assembly (TSA)

H = MD x Sin α

z = MD x Cos α

y = H x Cos β (β dianggap sama dengan nol, karena acuannya adalah lokal distance, dan lintasan diasumsikan lurus terhadap bidang penampangnya)

x = H x Sin β

dimana:

H : Arah horisontal lintasan lubang

z : Kedalaman antara 2 (dua) titik acuan

MD : Panjang antara 2 (dua) titik acuan

y : Jarak (utara atau selatan) terhadap sumbu barat-timur *(latitude)*

x : Jarak (barat atau timur) terhadap sumbu utara-selatan (*departure*)

α : Sudut deviasi

α_1 : 12° (sudut masuk)

α_2 : 8° (sudut keluar)

β : Sudut terhadap arah horisontal (berdasarkan arah kompas)

θ : Sudut terhadap titik semu

Selanjutnya dilakukan perhitungan sebagai berikut:

- TVD (*True Vertical Depth*) dari objek = Total kedalaman dari lubang yang diproyeksikan ke bidang vertikal = -10.150 meter
- KOP (*Kick of Point*) *depth* = Kedalaman yang dipilih dari deviasi awal dimulai = -0.7027 meter

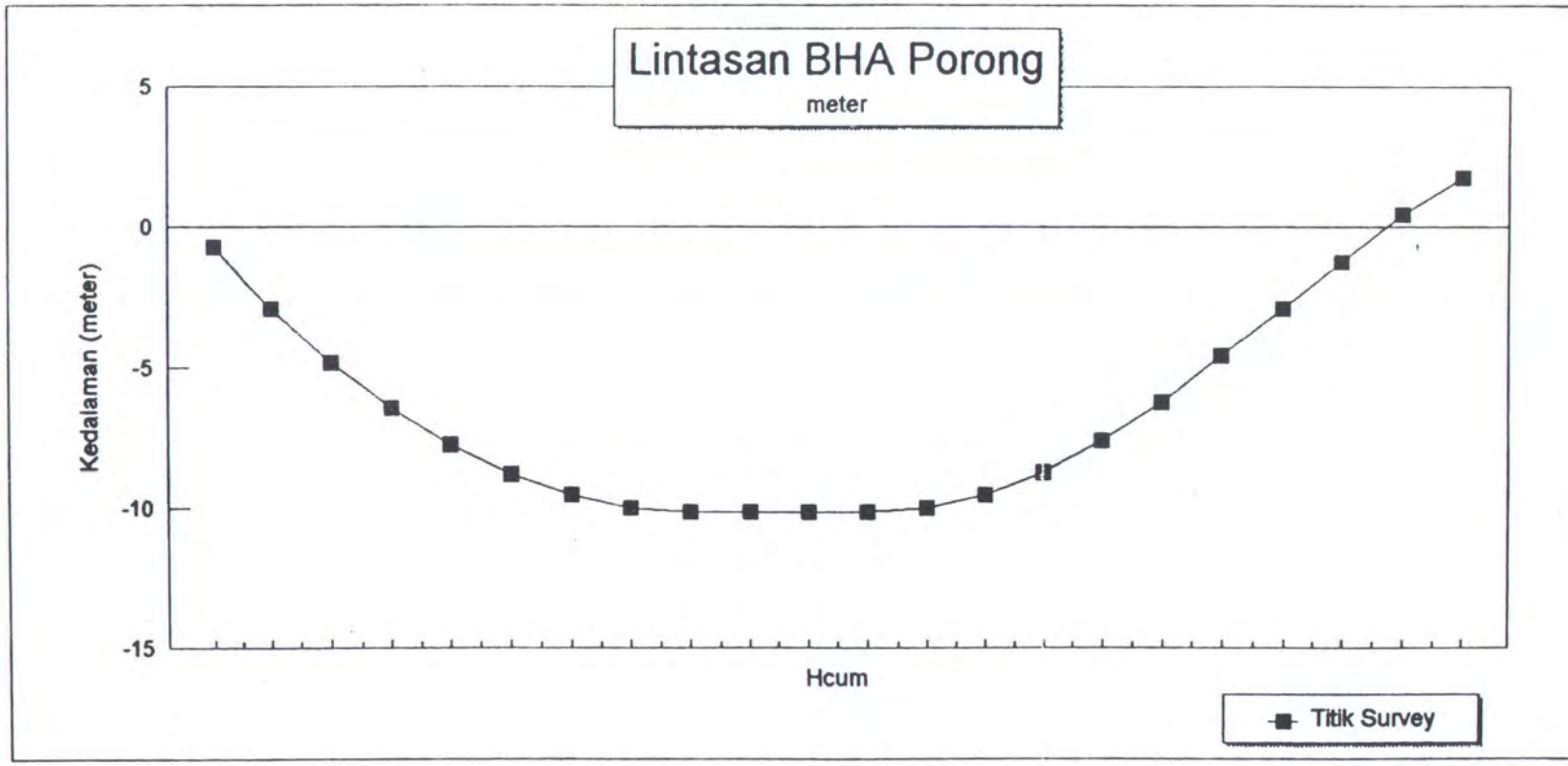
HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

LOKASI Kaliporong

Jarak Horisontal	237,060433	meter
Minimum Jarak Horisontal	217,700433	meter
Panjang Pipa tertanam	238,48	meter
Entry		
Titik Masuk	-40	
Sudut Masuk	12	derajat
Ketinggian	4,84968066	meter
Kedalaman	-10,1503193	meter
Radius	487,69	meter
Exit		
Titik Keluar	197,060433	
Sudut Keluar	8	derajat
Ketinggian	4,63486192	meter
Kedalaman	-9,51497412	meter
Radius	487,69	meter
Build Of Rate		
Build Dropp	0,11748402	degrees/meter
Build Up	0,11748402	degrees/meter
Bentonite	80	Lb/Feet3
Friction Coeff.	0,36	
Drag Coeff.	5	Lb/Feet2

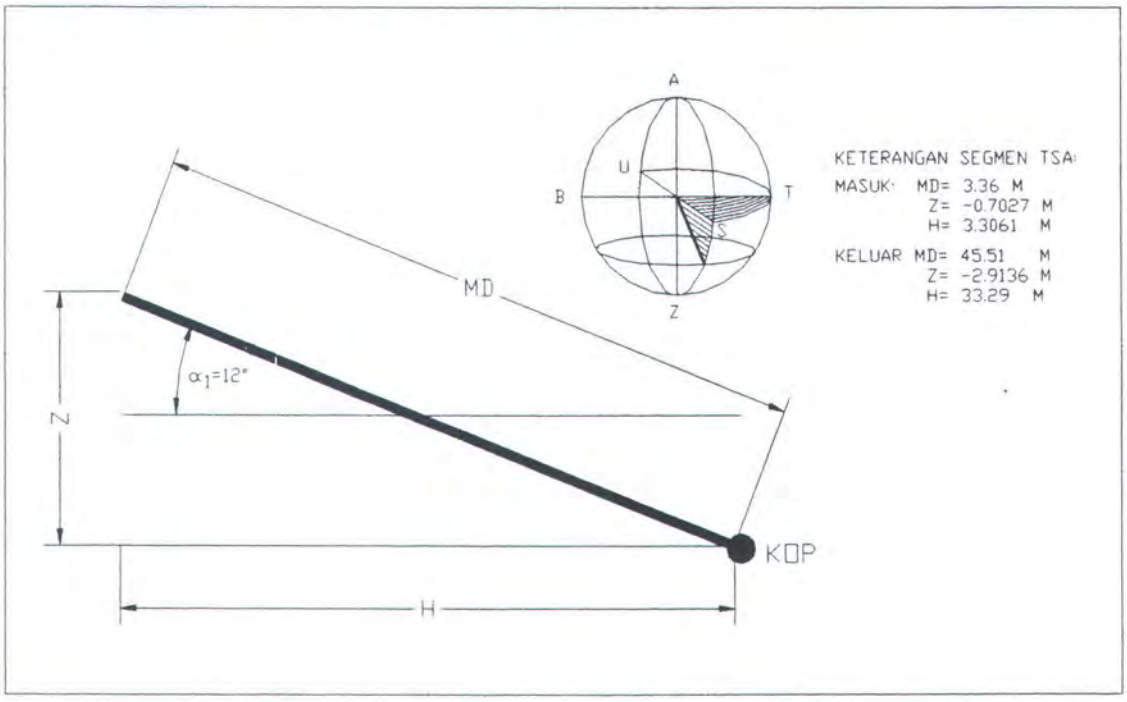
No	H	Z	Hcum	TVD	MD	MDcum	VD	Keterangan
	MD Cos(a)	MD Sin(a)	H i+1	Z i+1	L	L i+1	a	
1	3,306139	-0,7027415	3,30613889	-0,7027415	3,3800	3,3800	12,0000	Kick of Point
2	11,795602	-2,205397	15,1017408	-2,9081385	12,0000	15,3800	10,5902	BUR (dropp)
3	11,846291	-1,9145185	26,9480321	-4,8226571	12,0000	27,3800	9,1804	
4	11,889809	-1,622481	38,837841	-6,4451381	12,0000	39,3800	7,7706	
5	11,926128	-1,3294612	50,7639692	-7,7745993	12,0000	51,3800	6,3608	
6	11,955227	-1,0356365	62,7191964	-8,8102358	12,0000	63,3800	4,9510	
7	11,977088	-0,7411848	74,6962847	-9,5514206	12,0000	75,3800	3,5412	
8	11,991698	-0,4462844	86,6879831	-9,997705	12,0000	87,3800	2,1313	
9	11,999048	-0,1511138	98,6870316	-10,148819	12,0000	99,3800	0,7215	
10	6,020000	-0,0015005	104,707031	-10,150319	6,0200	105,4000	0,0143	Depth 1
11	12,000000	-2,94E-15	116,707031	-10,150319	12,0000	117,4000	0,0000	Straight Tangent
12	7,360000	-1,803E-15	124,067031	-10,150319	7,3600	124,7600	0,0000	
13	8,208837	-0,1382044	132,275868	-10,012115	8,2100	132,9700	0,9645	BUR (Up)
14	11,989698	-0,4971408	144,265566	-9,5149741	12,0000	144,9700	2,3744	DEPTH 2
15	11,973837	-0,7919766	156,239403	-8,7229975	12,0000	156,9700	3,7842	
16	11,950727	-1,0863329	168,19013	-7,6366647	12,0000	168,9700	5,1940	
17	11,920382	-1,3800315	180,110512	-6,2566332	12,0000	180,9700	6,6038	
18	11,882821	-1,6728946	191,993333	-4,5837385	12,0000	192,9700	8,0136	
19	11,883217	-1,6700772	203,87655	-2,9136613	12,0000	204,9700	8,0000	
20	11,883217	-1,6700772	215,759766	-1,2435841	12,0000	216,9700	8,0000	
21	11,883217	-1,6700772	227,642983	0,4264931	12,0000	228,9700	8,0000	
22	9,4174493	-1,3235362	237,060433	1,7500293	9,5100	238,4800	8,0000	

Grafik Lintasan BHA



Grafik 1

- Deviasi adalah deviasi horisontal, biasanya dihitung terhadap lokasi di permukaan, dianggap lurus sempurna sehingga = 0° (terhadap sumbu horisontal relartif).



Gambar 6. Model Lintasan Tangent Section Asembly (TSA)

4.2.2 Build Up Section Assembly (BUSA) dan Drop Off Section Assembly (DOSA)

- <u>Menentukan jari-jari kelengkungan BUSA/DOSA</u>

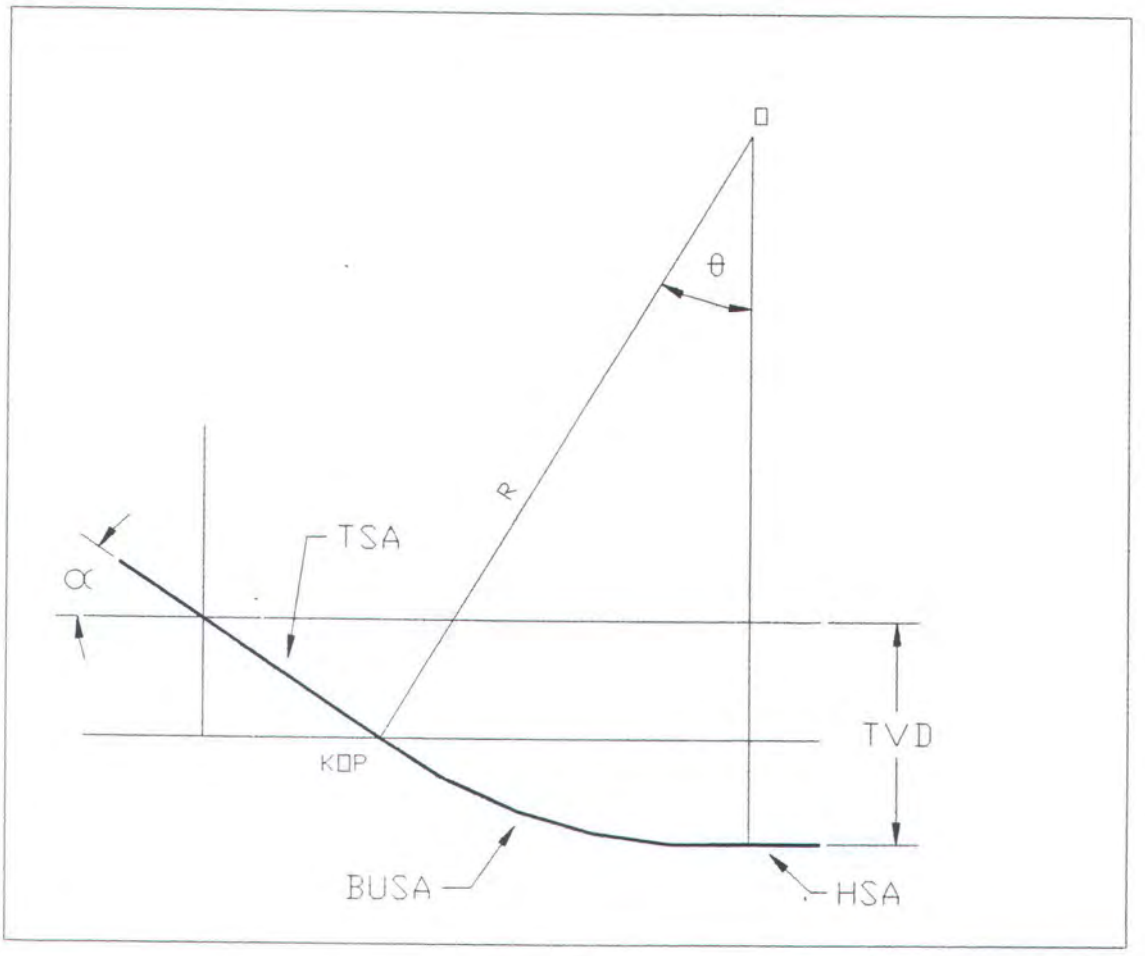
R = Jari-jari lintasan dari satu titik acuan semu ke titik-titik yang dimaksud

R = FK x OD Pipa las-lasan

FK = faktor kelengkungan, harus lebih besar daripada faktor kelengkungan minimum yang disyaratkan. Dalam hal ini ditentukan FK = 1200 [3)]

R = 1200 x 16 = 19200 inchi

= 487.68 meter



Gambar 7. Model Lintasan Build Up Section Assembly (BUSA)

- <u>Menentukan Batas Pertambahan Sudut *Build Up Rate* /BOR atau *Drop Up Rate*</u>

S = 2 x π x R (keliling lingkaran semu)

= 2 x π x 487.68 meter

= 3064.1838 meter

SL = 360° (sudut suatu lingkaran)

maka, *Build of Rate* /BOR:

$BOR = \frac{SL}{S}$ (derajat/satuan panjang)

BOR = 360/ 3064.1838

= 0.117486 °/meter

= 3.58°/100 ft > 3.00°/100 ft (memenuhi)

Dari kedalaman TSA hingga KOP = Z, selanjutnya dapat dicari besarnya α_1 dan α_2 dengan cara:

$TVD\text{-}Z = R\,(1 - \cos(\alpha_1))$ sehingga $\cos(\alpha_1) = 1 - \frac{(TVD\text{-}Z)}{R}$,sedang $\theta = \alpha_2 + \alpha_1$

4.2.3 Horisontal Section Assembly (HSA)

- Menentukan panjang segmen HSA

Panjang segmen berada pada posisi sejajar dengan sumbu horisontal, sehingga panjang nya adalah:

$$H_{HSA} = H_{HDD} - (H_{TSA1} + H_{TSA2} + H_{BUSA} + H_{DOSA})$$

Selanjutnya hasil lengkap perhitungan dapat dilihat pada tabel Analisa Bottom Hole Assembly (BHA).

Tabel. 10. Panjang Segmen BHA

Lokasi HDD	**TSA-1** meter	**BUSA** meter	**HSA** meter	**DOSA** meter	**TSA-2** meter	**HDD** meter
Porong	3.38	102.01	19.36	68.21	45.52	238.48

4.3 Perhitungan Pembebanan Pipa HDD

4.3.1 Beban Torsi

Beban torsi yang dapat ditahan pipa pada kondisi tertarik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (4.1) (*API RP 7.6*) :

$$T = \frac{0.096167\ I}{OD}\ (Y^2 - (\frac{Te}{A})^2)^{0.5}$$

$$= \frac{0.096167\ 3.043417}{16}\ (46000^2 - (\frac{58000}{176.7})^2)^{0.5}$$

$$= 841.4231 \text{ lb - feet}$$

$$= 10097.0776 \text{ lb-inci}$$

dimana :

I = Momen Inersia Polar, 3.043417 Inci^4

$$I = \frac{\Pi}{32}\ (OD^2 - ID^2)$$

$$= \frac{\Pi}{32} \times (16^2 - 15^2)$$

$$= 3.043417 \text{ Inchi}^4$$

T = torsi pada kondisi tertarik, (841.42289 lb-ft)

OD = Outside Diameter, 16 inci

ID = Inside Diameter, 15 inci

Y = Minimum Yield Strength, 46,000 Psi

Te = Beban Tensile, 58,000 Psi

A = Luas Permukaan pipa, 176.7 inci^2/Feet

perhitungan torsi diberikan dalam persamaan (4.3) berikut :

$$T = \mu \frac{OD\ tj\ Fc}{24}$$

Gaya kontak lateral ini dapat dihitung dengan persamaan berikut :

- Untuk lubang build up (BUSA dan DOSA):

BUSA:

$$Fc = \left(\left(\frac{FA\ Bv}{5730} - Wm \sin\phi\right)^2 + \left(\frac{FA\ BL}{5730}\right)^2\right)^{0.5}$$

$$= ((10{,}000 - 28.7278\ L)\ 3.58/5730) - 3.3851)^2 \quad \text{lb-feet / feet}$$

$$= (2.8671 - 0.01794\ L)^2 \quad \text{lb/feet}$$

untuk L = 102.01 meter didapat Fc = 1.07545 Lb/Feet, maka

Fc = 1.07545 x 102.01/ 0.3048 = 359.9299 Lb

$$T = 0.36 \frac{16\ 359.9299}{24} \text{ Lb-feet}$$

$$= 86.3831 \text{ lb - feet} \quad (T < 404724.527 \text{ lb - feet, memenuhi})$$

DOSA:

$$Fc = \left(\left(\frac{FA\ Bv}{5730} - Wm \sin\phi\right)^2 + \left(\frac{FA\ BL}{5730}\right)^2\right)^{0.5}$$

$$= ((10{,}000 - 3.3851\ L)\ 3.58/5730) - 3.3851)^2 \quad \text{lb/feet}$$

$$= (2.8671 - 0.002115\ L)^2 \quad \text{lb/feet}$$

untuk L = 68.21 meter didapat Fc = 7.413835 Lb/Feet, maka

Fc = 68.21 x 7.413835 / 0.3048 = 1659.1131 Lb

$$T = 0.36 \frac{16\ 1659.1131}{24} \text{ Lb-feet}$$

$= 398.1871$ lb - feet ($T < 404724.527$ lb - feet, memenuhi)

- Untuk lubang lurus (TSA-1 dan TSA-2) :

TSA-1:

$Fc = Wm \sin \phi$

$= -24.3229$ lb/feet x Sin (12)

$= -5.057$ lb/feet (tanda minus menunjukkan pipa tertekan ke atas oleh perbedaan densitas pipa dan cairan bentonite)

TSA-2:

$Fc = Wm \sin \phi$

$= -24.3229$ lb/feet x Sin (8)

$= -3.3851$ lb/feet (tanda minus menunjukkan pipa tertekan ke atas oleh perbedaan densitas pipa dan cairan bentonite)

Beban torsi dapat ditentukan dengan menjumlahkan beban torsi yang terjadi di setiap segmen lengkungan. Berikut ini adalah persamaan yang digunakan dalam menghitung besarnya torsi pada setiap segmen lengkungan.

Untuk lintasan lurus, besarnya torsi dapat ditentukan dengan persamaan :

- Untuk lubang miring (TSA-1 dan TSA-2):

TSA-1:

$$T = \frac{OD\ Wm\ L\ \mu}{24} \sin \phi$$

= 16 x -24.3229 x L x 0.36 x sin (12) / (24 x 0.3048)

= -3.9819 L lb-ft, untuk L = 3.38 meter = 11.0892 feet

= -44.1562 lb-feet (T < 404724.527 lb - feet, memenuhi)

TSA-2

$$T = \frac{OD\ Wm\ L\ \mu}{24} \sin \phi$$

= 16 x -24.3229 x L x 0.36 x sin (8) / (24 x 0.3048)

= -2.665427 L lb-ft untuk L = 45.52 meter =149.3438 feet

= -121.330 lb-feet (T < 404724.527 lb - feet, memenuhi)

- Untuk lubang horisontal (HSA) dengan kemiringan sudut 90° dan koefisien gesek (μ = 0.36) :

$$TH = \frac{1}{24} OD\ Wm\ L\ \mu$$

$$= \frac{1}{24} 16 \text{ inchi} \times -24.3229 \text{ Lb/ Feet} \times L \times 0.36 / 0.3048$$

= -19.151889 L lb-ft , untuk L = 19.36 meter

= -370.7805 lb-feet

dimana:

μ = Koefisien friksi (diambil 0.36)

ϕ = Sudut kemiringan lintasan (TSA-1 =12 dan TSA-2 = 8 derajat)

Sedangkan untuk menentukan torsi pada bagian pertambahan sudut (BUSA dan DOSA) dapat digunakan:

WOB = 10,000 Lbs

Wm R μ = -24.3229 Lb/ Feet 0.36 x 487.68 meter / 0.3048 feet/meter

= -14,009.99 Lbs (tanda minus hanya menunjukkan arah gaya)

- Untuk WOB < Wm R μ

$$TB = \frac{1}{24} OD\ Wm\ R\ \mu$$

$$= \frac{1}{24} \text{x16 inch x -24.3229 Lb/ft 0.36 x 487.68 mtr / 0.3048 feet/mtr}$$

= -25,944.42 lb-ft (T < 404724.527 lb - feet, memenuhi)

dimana:

Wm : Berat pipa dalam lumpur (-24.3229 lb/ft)

R : Jari-jari bagian pertambahan sudut (1600 ft = 487.69 meter)

WOB : Berat bit [*Weight on Bit* (10.000 lb)]

Bv : Build curve vertical (3.58°/100 ft)

Bl : Lateral hole curvature (0°/100 ft) dianggap tidak ada

Untuk hasil lengkapnya dapat dilihat pada tabel perhitungan torsi

Tabel. 10 Torsi Pada HDD Kaliporong

Lokasi	TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	HDD
Panjang	3.38	102.01	19.36	68.21	45.52	238.48
Torsi	-44.15	86.38	-370.78	398.18	-121.33	1020.82

4.3.2 Beban Drag

Beban drag terjadi karena pipa yang bergerak (naik atau turun) dalam lubang mendapat gaya gesekan dari dinding lintasan yang arahnya berlawanan dengan arah gerakan pipa. Semakin panjang gaya kontak antara dinding lintasan dengan pipa, semakin besar beban drag yang diderita pipa:

- Untuk lubang miring (TSA-1 dan TSA-2) :

D = Wm L μ Sin ϕ

= -24.3229 x 0.36 x L Sin ϕ / 0.3048 , L = 3.38 meter

TSA-1 :

D = -24.3229 x 0.36 x L Sin 12 / 0.3048

= -5.9728 L Lbs

= -20.1880 Lbs

TSA-2 :

D = -24.3229 x 0.36 x L Sin 8 / 0.3048 L = 3.38

= -3.99814 L Lbs

= -13.5137 Lbs

- Untuk lubang horizontal (HSA):

DH = Wm L μ

= -24.3229 x 0.36 x L / 0.3048

= -28.7278 L Lbs karena Sin ϕ = 1

= -556.1702 Lbs

- Untuk lubang BUSA dan DOSA:

Beban *drag* yang terjadi merupakan fungsi dari beban aksial pada pipa di bagian akhir pembentukan sudut (EOC). Gaya ini dihitung di bagian EOC dengan menggunakan persamaan:

FA = DH + WOB

= (-24.3229 x 0.36 x L / 0.3048) - 10000 = -10,000 - (28.7278 L) lb

= -10556.1702 Lbs

- Untuk lubang BUSA:

Beban drag saat menurunkan pipa ke dasar lintasan:

Wm R = -24.3229 Lb/ Feet x 487.68 meter / 0.3048 feet/meter

= - 38,916.64 Lbs

0.25 Wm R = -9,729.16 lbs

- Jika FA < 0.25 Wm R

DB = 0.40 Wm R = -15,566.65 lbs

- Jika FA > 0.25 Wm R (ini yang memenuhi)

- Untuk lubang DOSA:

Beban drag saat penarikan pipa dari dasar lintasan:

- Jika FA < 0.85 Wm R

Wm R = - 38,916.64 Lbs

DB = Wm R

= - 38,916.64 Lbs

- Jika FA > 0.85 Wm R

DB = 0.25 Wm R α + 0.25 FA

= 0.25 x 1600 ft x α + 0.25 (10,000 - (28.7278 L)) Lb

= 7200 + 2475.725 Lb

= 4724.2749 Lb

Tabel. 11 Drag Pada HDD Kaliporong

Lokasi	TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	HDD
Panjang	3.38	102.01	19.36	68.21	45.52	238.48
Torsi	-20.1880	-15566.6	-556.17	4724.27	-13.5137	-20880.67

4.3.3 Beban Tension

Besarnya gaya normal dapat ditentukan dengan persamaan (2.17):

$$Fn = ((Ft \sin \Delta\theta \ \sin \phi) + (Ft \sin \Delta\theta + W \sin \phi)^2)^{0.5}$$

namun karena perbedaan sudut ke arah sumbu horisontal dianggap nol, $\Delta\theta=0$, maka persamaan menjadi :

$$Fn = W \sin \phi$$

$$= Wm \ L \sin \phi$$

$$= -24.3229 \sin (\phi) \text{ Lb/feet}$$

Sedangkan pertambahan beban tension yang diberikan oleh tiap segmen dihitung dengan persamaan :

Fn = W Sin ϕ , menunjukkan gaya normal akibat beban pipa sendiri.

dFt = W Cos ϕ $\pm$ μ Fn, menjadi:

$$dFt = W \cos\phi \pm \mu W \sin\phi = W(\cos\phi \pm \mu \sin\phi) = Wm\, L(\cos\phi \pm \mu \sin\phi)$$

Tabel. 12 Tension Pada HDD Kaliporong

Lokasi	TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	HDD
Panjang	3.38	102.01	19.36	68.21	45.52	238.48
Torsi	264.07	893.22	169.52	597.26	1040.93	2965

dan pertambahan beban torsi adalah :

$$DFt = \mu\, Fn\, R$$

Tanda positif digunakan saat penarikan pipa karena arahnya melawan gerakan pipa sehingga tension membesar, sedangkan tanda negatif digunakan saat penurunkan pipa. Untuk mendapatkan tension maksimum pada bagian paling atas pipa, maka harga kumulatif tension yang dihitung dengan persamaan di atas, harus ditambah lagi dengan beban yang tergantung dari permukaan sampai KOP, yaitu :

$$Ft = Dkop\ Wm$$
$$= 3.38 \times 24.3229$$
$$= 82.21 \text{ Lb}$$

4.4 Perhitungan Ekonomi

4.4.1 Rekapitulasi Biaya Investasi

Dari Bab III, didapat rekapitulasi pembiayaan sebagai berikut:

Kali Porong HDD Proyek

- Biaya Kebutuhan Khusus	Rp. 158,000,000.00
- Biaya Perencanaan & Desain	Rp. 17,500,000.00
- Biaya Pekerjaan	Rp. 405,790,600.00
Jumlah	Rp. 581,290,600.00
- PPN 10%	Rp. 58,129,060.00
Jumlah total	Rp. 639,419,660.00

4.4.2 Perkiraan Biaya Operasi dan Perawatan

Kali Porong HDD Proyek

Diasumsikan biaya Operasi adalah 0.5% dari biaya pembelian dan biaya perawatan 0.5% dari modal investasi, maka:

Laju alir (Q) = 30 MMSCFD atau 849505.3978 M^3/hari

Pembelian = Rp. 176.03 / M^3 x849505.3978 M^3/hari

= Rp. 149,538,435.20 /hari

= Rp. 4,486,153,056.00 / bulan

Biaya operasi dan perawatan dianggap 0.5% per tahun dari modal sehingga:

Biaya O-P = 0.005 x Rp. 639,419,660.00 = Rp. 3,197,098.30 / tahun.

4.4.3 Perkiraan Keuntungan

Keuntungan didapat dari penjualan gas bumi yang dibeli oleh PT. Perusahaan Gas Negara (persero) dari pertamina pada kondisi standar transaksi Pertamina , yaitu 15.55 °C dan 1 Atm dengan harga $.2.16 tiap MMBTU, ($.1.00 = Rp. 2,170.00).

Kemudian PT. Perusahaan Gas Negara (persero) menjual gas bumi tersebut dengan harga Rp. 300.00 tiap M^3 pada kondisi 27 °C dan 1 Atm. Jika diketahui nilai panas kotor atau *Gross Heating Value* (GHV) dari gas bumi tersebut adalah 1063.499 BTU/ $Feet^3$ atau 37557.1127 BTU/ M^3. Atau dengan kata lain:

Harga beli = Rp. 2.16 x 2,170 x 37557.1127 / 1,000,000 M^3

= Rp. 176.03 / M^3

Harga jual = Rp. 300.00 / M^3

Selisih = Rp. 123.97 / M^3

Konversi dari kondisi standar transaksi Pertamina ke kondisi standar transaksi PT. Perusahaan Gas Negara (persero) untuk satuan volume (V_1) adalah :

Dengan persamaan *Boyle -Gay Lussac* :

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2}$$

- Kondisi standar transaksi Pertamina adalah :

T_1 = 15.55 °C = 288.70 °K = 60 °F = 520 °R

P_1 = 1 Atm = 14.969 Psia dan $Z_{15,14.696\ Psia} \equiv 0.9998$

- Kondisi standar transaksi PGN adalah :

T_2 = 27 °C = 300.15 °K = 80.6 °F = 621.2 °R

P_2 = 1 Atm = 14.969 Psia dan $Z_{27,14.696\ Psia} \equiv 0.9998$.

karena $P_1 = P_2$, $Z_{15,14.696\ Psia} = Z_{15,14.696\ Psia}$ sehingga persamaan menjadi:

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \text{ atau } V_2 = T_2 \frac{V_1}{T_1}$$

$V_2 = 300.15\ °K \times V_1 / 288.70\ °K$

$V_2 = 1.03966\ V_1$

Sehingga keuntungan penjualan ke konsumen dari PT. Perusahaan Gas Negara (persero) adalah :

Untung = Rp. 1.03966 x 123.97 / M^3

= Rp. 128.8866 / M^3

Selanjutnya di bawah ini akan diuraikan keuntungan proyek HDD, yaitu :

Kali Porong HDD Proyek

Laju alir (Q)	= 30 MMSCFD atau 849505.3978 M^3/hari
Keuntungan	= Rp. 128.8866 / M^3 x849505.3978 M^3/hari
	= Rp. 109,489,862.40 /hari
	= Rp. 3,284,695,872.00 / bulan

0.3% dari keuntungan dialokasikan untuk proyek ini, sehingga :

keuntungan proyek	= Rp 9,854,087.61 / bulan atau
	= Rp. 118,249,051.40 / tahun

4.4.4 Kriteria Investasi

Tujuan Perhitungan ini dalah untuk mempelajari sampai sejauh mana kelayakan proyek ini jika ditinjau dari segi kriteria investasinya terhadap manfaat ekonomi yang akan didapatkannya.

Dalam perhitungan ini diberikan asumsi-asumsi, yaitu :

- Depresiasi dengan metoda garis lurus.
- Bunga pinjaman sebesar 6% dari Bank Dunia dengan sistem pinjaman lunak dengan jangka waktu efektif 15 tahun dan tenggang waktu 5 tahun, dan pengembalian dengan nilai mata uang dollar ($ USD). Dalam perhitungan ini, mata uang dollar akan dikonversikan ke dalam rupiah (Rp.)
- Pajak Pendapatan Negara (PPN) sebesar 10 %
- Umur peralatan adalah 25 tahun.

Data Perhitungan:

Modal Investasi	=	Rp.	639,419,660.00
Biaya Operasi & perawatan	=	Rp.	3,197,098.30 / tahun
Keuntungan	=	Rp.	118,249,051.40 / tahun
PPN 10%	=	Rp.	11,824,905.10 / tahun
Keuntungan Bersih	=	Rp.	106,424,146.30 / tahun

4.4.4.1 Perhitungan Pinjaman

A. Depresiasi

Nilai Depresiasi tiap tahun dihitung dengan metoda garis lurus sehingga:

Depr = Rp. 639,419,660.00 / 25 tahun = Rp. 25,576,786.40 / tahun

B. Bunga Pinjaman

Bunga sebesar 6% /tahun, dengan masa pengembalian 15 tahun dan tenggang waktu 5 tahun.

Dari tabel perhitungan pembayaran (dalam lampiran) di dapat:

Pinjaman efektif = Rp. 639,419,660.00

Pembayaran tiap tahun	= Rp. 64,749,437.52	(setelah 5 tahun pertama)
Jumlah bunga	= Rp. 331,821,902.80	
Total Pinjaman	= Rp. 971,241,562.80	

4.4.4.2 Perhitungan Biaya dan Manfaat

Berdasarkan tahunan:

Keuntungan Bersih	= Rp.	106,424,146.30 / tahun
Total bunga Bulanan	= Rp.	37,627,382.58 / tahun
Depresiasi	= Rp.	25,576,786.40 / tahun
Operasi dan Perawatan	= Rp.	3,197,098.30 / tahun
Bunga Komersial	= 18%	

didapat:

A. Rasio Biaya-Manfaat (B/C):

Dalam bentuk prosentase disebut juga sebagai Rate of Return (ROR)

B/C= keuntungan / (Bunga + Depresiasi + Biaya Operasi & Perawatan)

=Rp. 106,424,146.30/ (Rp. 37,627,382.58+ Rp.25,576,786.4+ 3,197,098.30)

= Rp. 106,424,146.30/ Rp. 66,401,267.28

= 1.6027

B. Internal Rate of Return (B/C = 1)

Rate of return adalah besarnya bunga yang membuat B/C = 1

B/C= keuntungan / (Bunga + Depresiasi + Biaya Operasi & Perawatan)

1 =Rp. 106,424,146.30/ (X+ Rp.25,576,786.4+ 3,197,098.30)

= Rp. 106,424,146.30/ (X + Rp. 28,773,884.70)

X = Rp. 106,424,146.30 - Rp. 28,773,884.70

= Rp. 77,650,261.16

IRR = (X / Modal investasi) x 100%

= (Rp. 77,650,261.16 / Rp. 639,419,660.00) x 100%

= 12.1438 %

karena besarnya IRR lebih kecil dari 18% maka dianggap tidak menguntungkan.

C. Selisih Biaya-Manfaat (B-C):

B-C = keuntungan - (Bunga + Depresiasi + Biaya Operasi & Perawatan)

= Rp. 106,424,146.30-(Rp. 37,627,382.58+ Rp.25,576,786.4+ 3,197,098.30)

= Rp. 106,424,146.30- Rp. 66,401,267.28 = Rp. 40,022,879.02 / tahun

Sehingga keuntungan bersih (net benefit cost) Rp.40,022,879.02 / tahun

D. Waktu Pengambilan Modal Kembali (Pay Back Time)

Pengambilan modal investasi dalam bentuk aliran kas dikurangi seluruh biaya kecuali depresiasi, atau rasio modal terhadap (B-C kecuali depresiasi)

Total Pinjaman Modal	= Rp. 639,419,660.00
B-C + Depresiasi	= Rp. 40,022,879.02 + Rp.25,576,786.4 / tahun
	= Rp. 65,599,665.42 /tahun
maka PBT	= Rp. 639,419,660.00 / Rp. 65,599,665.42
	= 9.74 tahun

BAB V

PEMBAHASAN

BAB V

PEMBAHASAN

Dari bab IV. perhitungan dan penyelesaian matematis seperti yang telah dijelaskan pada bab-bab terdahulu dan dengan bantuan perangkat lunak telah dilakukan perhitungan pembentukan lintasan (bottom hole assembly) pada suatu pipa dengan diameter 16 inci, beban torsi, drag, tension dan aliran gas yang ada dalam pipa serta perhitungan ekonomisnya.

Dari sajian grafik dan tabel yang diperoleh akan dapat diketahui karakteristik dari bentuk lintasan yang terjadi, pembebanan yang diderita oleh pipa, serta karakteristik aliran fluida yang mengalir di dalamnya, serta beberapa kriteria ekonomis yang selanjutnya akan dibandingkan dengan variabel pembanding, sehingga dapat diambil suatu simpulan.

5.1 Bentuk Lintasan

Bentuk lintasan yang terjadi ditentukan oleh jarak horisontal dan kedalaman yang dikehendaki pada tahap perencanaan. Seperti pada bab IV, bentuk lintasan HDD kaliporong dan data pembanding di bagian lampiran dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

- **Porong Horizontal Directional Drilling Project**

Lebar Cross	: 197.00 meter
Panjang HDD	: 237.06 meter
Jari-jari Tekukan Pipa	: 487.69 meter
Elevasi Ambang Ijin	: - 6.913 meter SHVP
Kedalaman max. HDD	: - 7.000 meter

- **Brantas River Horizontal Directional Drilling Project**

Lebar Cross	: 157 meter
Panjang HDD	: 285.50 meter
Jari-jari Tekukan Pipa	: 487.69 meter
Elevasi Ambang Ijin	: - 7.246 meter SHVP
Kedalaman max. HDD	: - 8.69 meter dari river bed

- **Bambe River Horizontal Directional Drilling Project**

Lebar Cross	: 115.84 meter
Panjang HDD	: 288.88 meter
Jari-jari Tekukan Pipa	: 487.69 meter
Elevasi Ambang Ijin	: - 5.000 meter dari SHVP
Kedalaman max. HDD	: - 7.800 meter dari river bed

- **Mojokerto Horizontal Directional Drilling Project**

Lebar Cross	: 235.86 meter
Panjang HDD	: 285.50 meter
Jari-jari Tekukan Pipa	: 487.69 meter
Elevasi Ambang ijin	: - 0.321 meter SHVP

Tabel 13. Bentuk Lintasan pada 4 Lokasi HDD

	TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	Total
	meter	meter	meter	meter	meter	meter
Kaliporong	3.38	102.02	19.36	56.21	45.51	238.48
Mojokerto	0.64	102.01	72.47	56.21	55.50	286.84
Mojosari	28.97	102.01	14.09	56.22	100.77	302.06
Bambe	24.98	102.01	11.20	56.22	96.74	291.16

Ternyata terdapat suatu pola yang serupa dengan kesamaan pada segmen Build Up section assembly (BUSA) dengan panjang 102.01 hingga 102.02 meter, dan pada bagian Drop Off section assembly (DOSA) dengan panjang 56.21 meter hingga 56.22 meter. Hal ini terjadi karena diameter pipa yang diambil adalah sama yaitu 16 inci, sehingga dengan faktor kelengkungan FK= 1200 akan didapat radius semu R= 487.68 meter dan batas pertambahan sudut minimal (build of rate : BOR) sebesar 3.58° /100 feet atau 0.01175°/meter. Hal ini memenuhi batas jangkauan BOR yang diperkenankan untuk bentuk lintasan long radius, yaitu antara 2° hingga 6°. Demikian juga pada segmen drop off section assembly (DOSA) yang terbentuk juga memiliki pola kesamaan akibat digunakan diameter pipa yang sama sehingga memiliki BOR yang sama, yaitu 3.58° /100 feet.

Jadi untuk diameter pipa yang sama akan memiliki panjang lintasan Build Up section assembly (BUSA) dan Drop Off section assembly (DOSA) yang sama hingga lintasan mencapai daerah horisontal. Untuk mengantisipasi jarak dan kedalaman total lintasan yang berbeda dapat dilakukan dengan mengatur tiga segmen lainnya, yaitu; tangensial section assembly yang pertama (TSA-1) untuk

faktor kedalaman awal yang dimulai dari permukaan tanah hingga kick of point (KOP) , horisontal section assembly (HSA) untuk mengatur jarak horisontal yang dimulai dari akhir BUSA hingga awal DOSA, tangent section assembly yang kedua (TSA-2) untuk mengatur / mengubah kedalaman yang kedua dimulai dari akhir DOSA hingga pipa muncul kembali ke atas permukaan tanah. Jika panjang segmen TSA-1, HSA, dan TSA-2 dianggap nol, maka akan didapat panjang lintasan minimal sebesar 158.2 meter pada sudut deviasi masuk sebesar 12° dan sudut deviasi keluar 8°.

Bila panjang segmen TSA-1, HSA, dan TSA-2 dibuat tak terhingga, maka panjang lintasan akan menjadi tak terhingga pula, namun hal ini dibatasi oleh kemampuan material dalam menerima pembebanan maksimalnya. Untuk beban torsi maksimum menurut API RP 76 adalah 841.4231 Lb-feet

5.2 Pembebanan

Mengingat kemampuan material yang terbatas, maka panjang lintasan maksimum dibatasi oleh kemampuan motor yang digunakan serta kemampuan pipa dalam menerima pembebanan. Untuk batas pembebanan torsi maksimum pada pipa 16 inci adalah :

Y = Minimum Yield Strength, 46,000 Psi

Te = Beban Tensile, 58,000 Psi

T = 841.4231 Lb-feet.

Pada lokasi yang dibahas dan lokasi pembanding memiliki beban seperti pada tabel-tabel di bawah ini:

Tabel 14. Torsi pada 4 Lokasi HDD

		TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	Total
Kaliporong	meter	3.38	102.02	19.36	56.21	45.51	238.48
TORSI	Lb-Feet	7.2445	222.7633	42.4220	123.1432	125.5582	521.1321
Mojokerto	meter	0.64	102.01	72.47	56.21	55.50	286.84
TORSI	Lb-Feet	1.3717	223.5329	158.7976	123.1834	120.4291	627.3147
Mojosari	meter	28.97	102.01	14.09	56.22	100.77	302.06
TORSI	Lb-Feet	62.09	223.53	30.8743	123.1863	218.6601	658.3431
Bambe	meter	24.98	102.01	11.20	56.22	96.74	291.16
TORSI	Lb-Feet	53.54	223.53	131.04	123.18	209.91	634.3707

Ternyata dari segi pembebanan torsi keempat lokasi ini memenuhi syarat, karena memiliki total torsi jauh di bawah torsi maksimum yang diperkenankan untuk pipa diameter 16 inci yaitu 841.4231 lb-feet.

Beban drag terjadi karena pipa yang bergerak (naik atau turun) dalam lubang mendapat gaya gesekan dari dinding lintasan yang arahnya berlawanan dengan arah gerakan pipa. Semakin panjang gaya kontak antara dinding lintasan dengan pipa, semakin besar beban drag yang diderita pipa. Pada daerah lintasan lurus, beban drag mencapai maksimum tiap satuan panjangnya saat pemboran telah mencapai daerah lintasan horizontal. Hal ini terjadi karena pipa dalam posisi rebah di sepanjang lintasan horizontal.

Tabel 15. Drag pada 4 Lokasi HDD

		TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	Total
Kaliporong	meter	3.38	102.02	19.36	56.21	45.51	238.48
DRAG	Lb	150.92	5954.06	883.791	1232.66	2599.80	10821.24
Mojokerto	meter	0.64	102.02	72.47	56.21	55.50	286.84
DRAG	Lb	28.5778	20489.70	3308.28	4606.41	2508.93	30941.91
Mojosari	meter	28.97	102.01	14.09	56.22	100.77	302.06
DRAG	Lb	1293.59	4460.04	643.21	1092.76	4555.41	12045.02
Bambe	meter	24.98	102.01	11.20	56.22	96.74	291.16
DRAG	Lb	1115.42	3640.77	511.28	767.05	4373.238	10407.78

Ternyata pada beban drag, walaupun keempat lokasi memiliki panjang build section assembly (BUSA) dan drop off section assembly (DOSA) yang sama, namun besarnya drag pada daerah tersebut berbeda, hal ini disebabkan besarnya drag pada daerah tersebut dipengaruhi juga oleh besarnya drag pada daerah lintasan lurus horisontal (HAS). Semakin panjang lintasan horisontalnya, maka beban drag pada daerah BUSA dan DOSA akan semakin besar.

Tabel 16. Tension pada 4 Lokasi HDD

		TSA-1	BUSA	HSA	DOSA	TSA-2	Total
Kaliporong	meter	3.38	102.02	19.36	68.01	45.51	238.28
TENSION	Lb-Feet	3.185	99.52	19.39	57.41	59.87	239.39
Mojokerto	meter	0.64	102.01	72.47	56.22	55.50	286.84
TENSION	Lb-Feet	0.603	99.52	72.60	57.33	57.78	287.84
Mojosari	meter	28.97	102.01	14.09	56.22	100.77	302.06
TENSION	Lb-Feet	27.30	99.52	14.11	57.41	104.91	303.26
Bambe	meter	24.98	102.02	11.20	56.23	96.74	291.16
TENSION	Lb-Feet	23.5449	99.54	11.22	57.42	100.71	292.43

Tension yang terjadi pada pipa pada dasarnya disebabkan oleh beban pipa yang berada di bawahnya. Besarnya tension membesar dari mulai titik netral sampai mencapai maksimal pada pipa paling atas.

Tanda positif digunakan saat penaikan pipa karena arah gerakan pipa berlawanan dengan berat pipa yang diproyeksikan ke sumbunya pusat pipanya, sehingga tension membesar , sedangkan tanda negatif digunakan saat penurunkan pipa, pada kondisi ini tension cenderung kecil diakibatkan berat pipa yang diproyeksikan ke sumbu pusat pipa berada searah dengan gerakan pipa.

Ternyata dari lokasi bahasan dan lokasi pembanding dapat dibuat suatu pola: terdapat suatu pola kesamaan besarnya beban drag pada daerah BUSA dan DOSA yang dipengaruhi oleh panjang bagian Horisontal section assembly (HAS), semakin panjang segmen HAS, maka besarnya drag pada daerah BUSA dan DOSA akan semakin besar. Besarnya tension dipengaruhi oleh arah gerakan relatif pipa terhadap arah proyeksi pusat berat dari pipa tersebut. Terdapat kesamaan pada segmen Build Up section assembly (BUSA) dengan panjang 102.01 hingga 102.02 meter, dan pada bagian Drop Off section assembly (DOSA) dengan panjang 56.21 meter hingga 56.22 meter, sehingga beban torsi pada daerah tersebut harganya sama yaitu berkisar Tbusa = 223 lb-feet dan Tdosa = 123 lb-feet, yang secara kumulatif masih di bawah harga torsi maksimum yang diperkenankan.

5.3 Aliran Gas Dalam Pipa HDD

Aliran gas yang mengalir dalam pipa HDD ini dipengaruhi oleh kandungan komposisi gas itu sendiri, yang dipengaruhi oleh besarnya temperatur dan tekanan yang bekerja pada gas. Dengan metoda *de amagat* dapat diketahui besaran dari komposisi itu. Kemudian jika suatu aliran gas mengalir dalam suatu laju alir tertentu akan berpengaruh terhadap pengambilan harga diameter pipa HDD. Dengan persamaan panhandle-B (2.17) pada bab II, dapat diketahui besarnya diameter pipa yang dikehendaki. Dari hasil perhitungan untuk mengalirkan gas dengan laju alir 30 MMSCFD dipakai pipa dengan diameter 16 inci. Diameter pipa ini sebenarnya jika dilakukan kontrol perhitungan terhadap

kecepatan minimum yang disyaratkan ternyata tidak memenuhi, sebab akan memiliki kecepatan sebesar 5.8376 feet/detik , yaitu di bawah kecepatan minimum yang disyaratkan sebesar 15 feet/detik, sebab akan memiliki kecepatan sebesar 5.8376 feet/detik. Jika dilakukan kontrol perhitungan terhadap kecepatan maksimum yang disyaratkan (60 feet/detik), ternyata yang paling memenuhi adalah pipa dengan diameter dalam 4.678 inci,. Akan tetapi jika dilakukan kontrol perhitungan terhadap rugi tekan, maka diameter pipa 16 inci akan memiliki rugi tekan yang paling minimum, yaitu sebesar 3.58 Psia. Dalam pertimbangan selanjutnya akan dipilih pipa dengan diameter 16 inci.

Pada pipa dengan diameter 16 inci ini pada tekanan maksimum 50 barg dan temperatur 27 ° C akan terbentuk kondensat yang besarnya 55 Lb uap air tiap 1000.000 Ft^3gas bumi , atau nilai konsentrasi kondensat sebesar 0.109 %, ini masih jauh dari ambang batasnya. Sehingga pipa dengan diameter 16 inci ini dianggap cukup memenuhi syarat untuk dipakai sebagai pipa HDD dalam konteks ini.

5.4 Ekonomis

Dalam pembahasan ini kita sebelumnya dapat melihat hasil perhitungan dari bab sebelumnya yaitu:

Modal Investasi	= Rp. 639,419,660.00
Biaya Operasi & perawatan	= Rp. 3,197,098.30 / tahun
Keuntungan	= Rp. 118,249,051.40 / tahun
PPN 10%	= Rp. 11,824,905.10 / tahun
Keuntungan Bersih	= Rp. 106,424,146.30 / tahun
Pinjaman efektif	= Rp. 639,419,660.00
Jumlah bunga	= Rp. 331,821,902.80
Total Pinjaman	= Rp. 971,241,562.80

Kemudian dengan meninjau dari seluruh pembiayaan dan keuntungan yang didapat, diperoleh :

(B/C) atau rate of return (ROR)	= 1.6027
(B/C = 1) atau IRR	= 12.1438 %
(B-C) atau (net benefit cost)	Rp.40,022,879.02 / tahun
(Pay Back Time : PBT)	= 9.74 tahun

Dari hal di atas dapat ditarik suatu bahasan :

Pinjaman ini berasal dari Bank Dunia dengan masa pengembalian 15 tahun dengan tenggang waktu 5 tahun untuk memberikan keleluasaan dalam pengembalian pinjaman. Kemudian dari pinjaman efektif seluruhnya digunakan untuk membiayai proyek, atau sebagian dana pinjamannya tidak disimpan, sehingga nilai depresiasi tiap tahunnya jika dihitung dengan metoda garis lurus diperoleh = Rp. 25,576,786.40 / tahun dalam jangka waktu 25 tahun. Artinya barang investasi pada akhir tahun ke -25 dianggap sudah tidak memiliki nilai ekonomis lagi , atau nilai ekonomisnya Rp. 0

Akhirnya dengan melihat besarnya IRR sebesar 12.1438 % , yang berarti lebih kecil dari suku bunga komersial sebesar 18% ,maka dapat disimpulkan bahwa proyek tersebut tidak menguntungkan.

Sekarang bandingkan dengan proyek pembanding lainnya seperti di bawah ini:

tabel 17. Rekapitulasi Biaya

no.		Mojokerto	Bambe	Mojosari	Porong
	Deskripsi	Jumlah	Jumlah	Jumlah	Jumlah
I	Kebutuhan Khusus	158,000,000.00	158,000,000.00	158,000,000.00	158,000,000.00
II	Biaya Perencanaan	17,500,000.00	17,500,000.00	17,500,000.00	17,500,000.00
III	Biaya Pekerjaan	482,598,400.00	489,531,600.00	480,575,000.00	405,790,600.00
	PPN 10%	65,809,840.00	66,503,160.00	65,607,500.00	58,129,060.00
	Jumlah Total	723,908,240.00	731,534,760.00	721,682,500.00	639,419,660.00

Tabel 18. Rekapitulasi Keuntungan

no.	Deskripsi	Keuntungan	Bunga Pinjaman	Biaya O&P	Depresiasi
I	Mojokerto	98,540,876.16	42,599,209.88	3,619,541.20	28,956,329.60
II	Bambe	94,599,241.13	43,048,001.19	3,657,673.80	29,261,390.40
III	Mojosari	78,832,700.93	42,468,233.66	3,608,412.50	28,867,300.00
	Porong	106,424,146.30	37,627,382.58	3,197,098.30	25,576,786.40

Tabel. 19 Kriteria Investasi

no.	Deskripsi	B/C	B/C = 1	B-C	PBT
			%		
I	Mojokerto	1.31	9.11	23,365,795.48	13.84
II	Bambe	1.25	8.43	18,632,175.74	15.27
III	Mojosari	1.05	6.42	3,888,754.77	22.03
	Porong	1.60	12.14	40,022,879.02	9.75

Dari tabel di atas, terlihat bahwa Kaliporong Horisontal Directional Drilling mempunyai kriteria yang lebih baik, yaitu IRR paling tingg sebesar 12.14%, keuntungan kas bersih paling besar yaitu Rp. 40.022.879.02 dan jangka pengembalian modal paling cepat 9.75 tahun.

Secara kumulatif, seperti yang terlihat pada tabel di atas, bahwa semua proyek memiliki IRR di bawah suku bunga komersial sebesar 18%, sehingga semua proyek Horisontal Directional Drilling dianggap tidak layak secara ekonomis.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari penjelasan dan perhitungan serta pembahasan dengan membandingkan pada empat lokasi HDD seperti pada bab-bab sebelumnya dapat ditarik suatu simpulan :

1. Untuk diameter pipa yang sama dengan sudut masuk 12° dan sudut keluar 8°, Horisontal Directional Drilling akan memiliki Build Up section assembly (BUSA) yang sama yaitu sebesar 102.2 meter dan Drop Off section assembly (DOSA) sebesar 56.22 meter.
2. Jika panjang segmen TSA-1, HSA, dan TSA-2 dianggap nol, maka didapat panjang lintasan minimal sebesar 158.2 meter pada sudut masuk sebesar 12° dan sudut keluar 8°. Untuk membentuk variasi panjang dan kedalaman lintasan, dengan mengubah-ubah segmen horisontal section assembly (HSA) dan tangent section assembly TSA-1 dan TSA-2.
3. Panjang lintasan Horisontal Directional Drilling maksimum dibatasi oleh kemampuan motor yang digunakan serta kemampuan pipa dalam menerima pembebanan, seperti beban torsi maksimal pipa diameter luar 16 inci adalah 841.4231 lb-feet.

4. Besarnya Drag pada daerah BUSA dan DOSA dipengaruhi oleh drag pada daerah HAS, semakin panjang HAS, maka drag pada BUSA dan DOSA akan semakin besar pula, sehingga berpengaruh dalam pembentukan lintasan secara kumulatif.
5. Besarnya Tension mencapai maksimal pada daerah pipa bagian atas, yaitu pada bagian TSA-2, maka Tension berpengaruh pula dalam pembentukan lintasan secara kumulatif.
6. Dengan Persamaan panhandle-B, pada HDD diameter 16 inci panjang 238.48 meter dan laju alir gas 30 MMSCFD diperoleh besarnya rugi tekan 3.58 Psia yang berharga positif minimal sehingga dianggap memenuhi syarat terhadap perhitungan rugi tekan pipa.
7. Horisontal Directional Drilling ini dianggap tidak layak secara ekonomis sebab memiliki IRR di bawah suku bunga komersial 18% serta masa pengembalian modal yang cukup lama atau di atas masa pengembalian modal ideal selama 5 tahun.

6.2 Saran

1. Untuk membentuk lintasan Build Section Assembly (BUSA) dan Drop off section assembly (DOSA) yang berbeda, perlu diadakan kajian lebih lanjut mengenai faktor kelengkungan yang masih memenuhi batas toleransi, sehingga didapat bentuk lintasan yang lebih baik lagi.
2. Dari segi AMDAL, Horisontal Directional Drilling ini merupakan suatu Proyek yang berorientasi lingkungan sehingga perlu dipertimbangkan kelanjutannya.

3. Proyek Horisontal Directional Drilling ini masih dianggap perlu untuk dipelajari segi teknologinya, agar dihasilkan suatu cara yang lebih murah sehingga mampu menekan biaya investasi,

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

1. Boivin R.P, "**Criteria for Evaluating Directionally Drilled Crossing** ", Edisi Juni 1994, Pipeline & Gas Journal Magazine, Page : 12-22.
2. Cherrington, " **Horizontal Directional Drilling** ", Cherrington Asia LTD.1994
3. French Oil & Gas Industry Association, " **Directional Drilling and Deviation Control Technology** ", Technip, 1990, Paris - France.
4. Husnan Suad, "**Manajemen Keuangan, Keputusan Investasi dan Pembelanjaan**" Bagian penerbitan Fakultas Ekonomi Universitas Gadjah Mada, Andi Offset, 1982, Yogyakarta
5. Kodoatie Robert J, "**Analisis Ekonomi Teknik**" Andi Offset-Yogykarta, 1995, Yogyakarta.
6. Purwanto Sri Wahyu,"**Prinsip Aliran dan Tekanan Gas**", AKAMIGAS-PPT.MIGAS, 1995, Cepu
7. Skonberg Eric R. PE "**Directionally Drilled Crossing Require Mutual Responsibility-Environmental Factors**" June 1994, Pipeline & Gas Journal Magazine Page : 56-61.
8. The American Society of Mechanical Engineers, "**Gas Transmission and Distribution Piping Systems**" ASME B 31.8 - revison at ANSI B31.8 - 1975, The American Society of Mechanical Engineers, New York - USA.

LAMPIRAN

FIG. 23-2 (Cont'd)

Physical Constants

*See the Table of Notes and References.

Number	Compound	K. Heating value, 60°F, Net: Btu/ft³ NHV Ideal gas, 14.696 psia	K. Net: Btu/lbm Liquid	K. Gross: Btu/ft³ GHV ideal gas, 14.696 psia	K. Gross: Btu/lbm Liquid	K. Gross: Btu/gal. Liquid	L. Heat of vaporization 14.696 psia at boiling point, Btu/lbm	M. Air required for combustion ideal gas ft³(air)/ft³(gas)	Flammability limits, vol % in air mixture: Lower	Flammability limits: Higher	ASTM octane number: Motor method D-357	ASTM octane number: Research method D-908	Number
	See Note No. ->												
1	Methane	909.4	—	1010.0	—	—	219.45	9.548	5.0	15.0	—	—	1
2	Ethane	1618.7	20277.*	1769.6	22181.*	65869.*	211.14	16.710	2.9	13.0	+0.05	+1.6*	2
3	Propane	2314.9	19757.*	2516.1	21489.*	90830.*	183.01	23.871	2.0	9.5	97.1	+1.8*	3
4	Isobutane	3000.4	19437.*	3251.9	21079.*	98917.*	157.23	31.032	1.8	8.5	97.6	+0.1*	4
5	n-Butane	3010.8	19494.*	3262.3	21136.*	102911.*	165.93	31.032	1.5	9.0	89.6*	93.8*	5
6	Isopentane	3699.0	19303.	4000.9	20891.	108505.	147.12	38.193	1.3	8.0	90.3	92.3	6
7	n-Pentane	3706.9	19335.	4008.9	20923.	110091.	153.57	38.193	1.4	8.3	62.6*	61.7*	7
8	Neopentane	3682.9	19235.*	3984.7	20822.*	103577.*	135.58	38.193	1.3	7.5	80.2	85.5	8
9	n-Hexane	4403.8	19232.	4755.9	20783.	115021.	143.94	45.555	1.1	7.7	26.0	24.8	9
10	2-Methylpentane	4395.2	19202.	4747.3	20753.	113822.	138.45	[illegible]	1.18	7.0	73.5	73.4	10
11	3-Methylpentane	4398.2	19213.	4750.3	20764.	115813.	140.05	[illegible]	1.2	7.7	74.3	74.5	11
12	Neohexane	4394.0	19163.	4736.2	20714.	112916.	131.23	[illegible]	1.2	7.0	93.4	91.8	12
13	2,3-Dimethylbutane	4392.9	19195.	4745.0	20746.	115246.	136.07	[illegible]	1.2	7.0	94.3	40.3	13
14	n-Heptane	5100.0	19155.	5502.5	20679.	118648.	136.00	52.516	1.0	7.0	0.0	0.0	14
15	2-Methylhexane	5092.2	19133.	5494.6	20657.	117644.	131.58	[illegible]	1.0	7.0	46.4	42.4	15
16	3-Methylhexane	5095.0	19146.	5498.6	20671.	119197.	132.10	[illegible]	(1.01)	(6.6)	55.8	52.0	16
17	3-Ethylpentane	5098.3	19154.	5500.7	20679.	121158.	132.82	52.516	(1.00)	(6.5)	69.3	65.0	17
18	2,2-Dimethylpentane	5079.6	19095.	5481.9	20620.	116505.	125.12	52.516	(1.09)	(6.8)	95.6	92.8	18
19	2,4-Dimethylpentane	5084.2	19111.	5486.7	20635.	116526.	126.57	52.516	(1.08)	(6.8)	83.8	83.1	19
20	3,3-Dimethylpentane	5086.4	19119.	5488.8	20643.	120080.	127.20	52.516	(1.04)	(7.0)	86.8	80.8	20
21	Triptane	5081.2	19103.	5483.5	20628.	119451.	124.21	52.516	(1.08)	(6.8)	40.1	41.8	21
22	n-Octane	5796.1	19096.	6248.9	20601.	121422.	129.52	59.677	0.8	6.5	—	—	22
23	Diisobutyl	5780.5	19047.	6233.5	20552.	119586.	122.83	59.677	(0.93)	(6.3)	55.7	55.2	23
24	Isooctane	5778.8	19063.	6231.7	20568.	119389.	112.94	59.677	0.95	6.0	100.0	100.0	24
25	n-Nonane	6493.2	19054.	5996.5	20543.	123634.	124.36	66.839	0.7	5.6	—	—	25
26	n-Decane	7169.6	19018.	7742.9	20494.	125448.	119.65	74.000	0.7	5.4	—	—	26
27	Cyclopentane	3512.1	18825.	3763.7	20165.	126304.	167.33	35.806	(1.48)	(8.3)	84.9*	+0.1	27
28	Methylcyclopentane	4189.4	18771.	4501.2	20132.	126467.	148.54	42.968	1.0	8.35	80.0	91.3	28
29	Cyclohexane	4179.7	18675.	4481.7	20038.	130873.	153.03	42.968	1.2	8.35	77.2	83.0	29
30	Methylcyclohexane	4803.6	18640.	5216.9	20002.	129071.	136.39	50.129	1.1	6.7	71.1	74.8	30
31	Ethane(Ethylene)	1499.1	—	1599.8	—	—	207.41	14.323	2.7	36.0	75.8	40.0	31
32	Propene(Propylene)	2181.8	(19858.)	2332.7	(21208.)	(92113.)	188.12	21.484	2.0	11.7	84.9	40.2	32
33	1-Butene(Butylene)	2878.7	19309.*	3079.9	20670.*	103582.*	167.96	28.645	1.6	10.	80.5*	97.4	33
34	cis-2-Butene	2871.0	19241.*	3072.2	20602.*	107724.*	178.89	28.645	1.6	10.	83.5	100.0	34
35	trans-2-Butene	2868.8	19221.	3068.0	20582.*	104666.*	174.37	28.645	1.6	10.	—	—	35
36	Isobutene	2859.9	19162.	3061.1	20543.*	102830.*	169.47	28.645	1.6	10.	—	—	36
37	1-Pentene	3575.0	19184.	3826.5	20545.	110602.	154.48	35.806	1.3	10.	77.1	90.9	37
38	1,2-Butadiene	2769.0	19378.*	2939.9	20437.*	112111.*	191.88	26.258	(1.62)	(10.3)	—	—	38
39	1,3-Butadiene	2729.0	18967.*	2879.9	20025.*	101717.*	185.23	26.258	2.0	12.5	—	—	39
40	Isoprene	3410.6	18832.	3612.1	19953.	114141.	163.48	33.419	(1.12)	(8.8)	81.0	89.1	40
41	Acetylene	1423.2	(20887.)	1473.5	(21613.)	(75204.)	151.90	11.935	.5	100.	—	—	41
42	Benzene	3590.9	17256.	3741.8	17989.	132651.	169.24	35.806	1.2	8.0	42.8	—	42
43	Toluene	4273.6	17421.	4475.0	18250.	132661.	154.83	42.968	1.2	7.1	40.3	45.8	43
44	Ethylbenzene	4970.5	17593.	5222.2	18492.	134387.	144.02	50.129	1.0	6.0	97.9	40.8	44
45	o-Xylene	4958.2	17544.	5209.9	18444.	136036.	149.10	50.129	1.0	7.6	100.0	—	45
46	m-Xylene	4956.3	17541.	5207.9	18440.	133559.	147.24	50.129	1.0	7.0	42.8	44.0	46
47	p-Xylene	4957.1	17545.	5208.8	18444.	133131.	145.71	50.129	1.0	7.0	41.2	43.4	47
48	Styrene	4829.8	17414.	5031.1	18147.	137841.	152.85	47.742	1.1	8.0	40.2	43.4	48
49	Isopropylbenzene	5530.0	17709.	5962.8	18582.	134792.	134.24	57.290	0.8	6.5	99.3	98.1	49
50	Methyl alcohol	765.1	8559.	856.7	9751.	64731.	462.55	7.161	5.5	44.0	—	—	50
51	Ethyl alcohol	1448.1	11530.	1599.1	12770.	84539.	359.07	14.323	3.28	10.0	—	—	51
52	Carbon monoxide	320.5	—	320.5	—	—	92.77	2.387	12.50	74.20	—	—	52
53	Carbon dioxide	0.0	—	0.0	—	—	246.47*	—	—	—	—	—	53
54	Hydrogen sulfide	586.8	6337.*	637.1	6897.*	45086.*	235.63	7.161	4.30	45.50	—	—	54
55	Sulfur dioxide	0.0	—	0.0	—	—	167.22	—	—	—	—	—	55
56	Ammonia	359.0	—	434.4	—	—	589.48	3.581	15.50	27.00	—	—	56
57	Air	0.0	—	0.0	—	—	88.20	—	—	—	—	—	57
58	Hydrogen	273.8	—	324.2	—	—	192.74	2.387	4.00	74.20	—	—	58
59	Oxygen	0.0	—	0.0	—	—	91.59	—	—	—	—	—	59
60	Nitrogen	0.0	—	0.0	—	—	85.59	—	—	—	—	—	60
61	Chlorine	—	—	—	—	—	123.75	—	—	—	—	—	61
62	Water	0.0	*	*	0.0	0.0	970.18	—	—	—	—	—	62
63	Helium	0.0	—	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	63
64	Hydrogen chloride	—	—	—	—	—	190.43	—	—	—	—	—	64

12/12/66

NOTE: Numbers in this table do not have accuracies greater than 1 part in 1000; in some cases extra digits have been added to calculated values to achieve consistency or to permit recalculation of experimental values.

FIG. 23-2

Physical Constants

*See the Table of Notes and References.

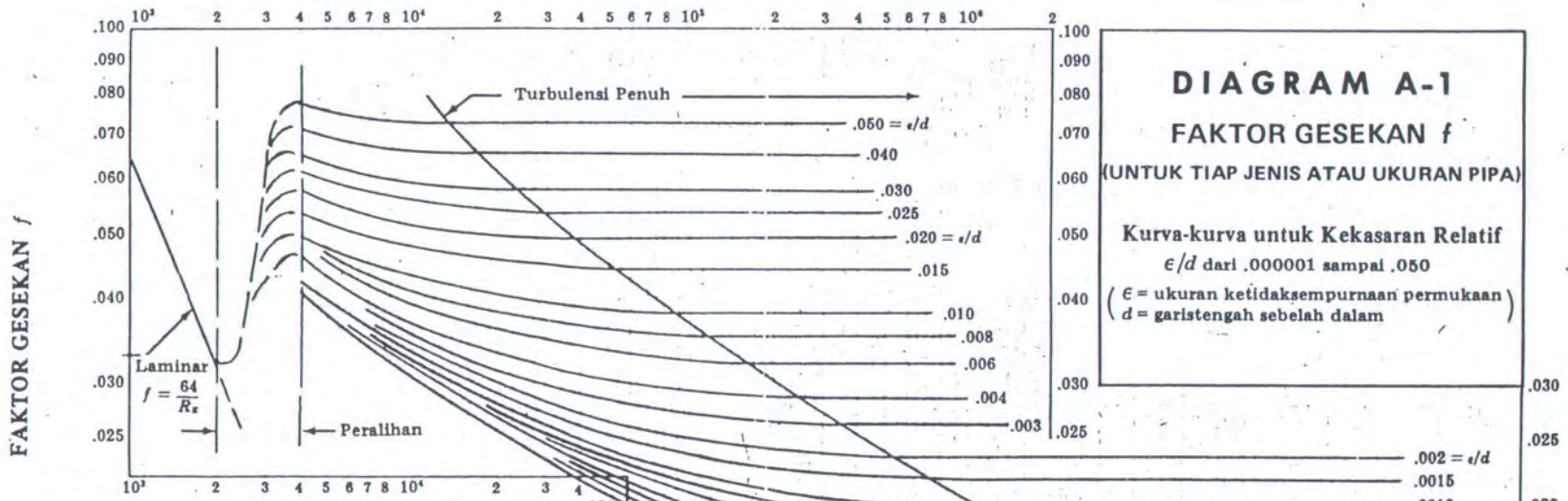
Number	Compound	Formula	A. Molar mass (molecular weight)	B. Boiling point, °F 14.696 psia	Vapor pressure, psia 100 °F	C. Freezing point, °F 14.696 psia	D. Refractive index, n_D 60 °F	Critical constants: Pressure, psia	Critical constants: Temperature, °F	Critical constants: Volume, ft³/lbm	Number
	See Note No. ->		A.	B.		C.	D.				
1	Methane	CH_4	16.043	−258.73	(5000)•	−296.44•	1.00042•	666.4	−116.67	0.0988	1
2	Ethane	C_2H_6	30.070	−127.49	(800)•	−297.04•	1.20971•	706.5	89.92	0.0783	2
3	Propane	C_3H_8	44.097	−43.75	188.64	−305.73•	1.29480•	616.0	206.06	0.0727	3
4	Isobutane	C_4H_{10}	58.123	10.78	72.581	−255.28	1.3245•	527.9	274.46	0.0714	4
5	n-Butane	C_4H_{10}	58.123	31.03	51.706	−217.05	1.33588•	550.6	305.62	0.0703	5
6	Isopentane	C_5H_{12}	72.150	82.12	20.445	−255.82	1.35631	490.4	369.10	0.0679	6
7	n-Pentane	C_5H_{12}	72.150	96.92	15.574	−201.51	1.35992	488.6	385.8	0.0675	7
8	Neopentane	C_5H_{12}	72.150	49.10	36.69	2.17	1.342•	464.0	321.13	0.0673	8
9	n-Hexane	C_6H_{14}	86.177	155.72	4.9597	−139.58	1.37708	436.9	453.6	0.0688	9
10	2-Methylpentane	C_6H_{14}	86.177	140.47	6.769	−244.62	1.37387	436.6	435.83	0.0682	10
11	3-Methylpentane	C_6H_{14}	86.177	145.89	6.103	——	1.37888	453.1	448.4	0.0682	11
12	Neohexane	C_6H_{14}	86.177	121.52	9.659	−147.72	1.3712[illegible]	446.8	420.13	0.0667	12
13	2,3-Dimethylbutane	C_6H_{14}	86.177	136.36	7.406	−199.38	1.3773[illegible]	453.5	440.29	0.0665	13
14	n-Heptane	C_7H_{16}	100.204	209.16	1.620	−131.05	1.33989	396.8	512.7	0.0691	14
15	2-Methylhexane	C_7H_{16}	100.204	194.09	2.272	−180.89	1.38714	396.5	495.00	0.0673	15
16	3-Methylhexane	C_7H_{16}	100.204	197.33	2.131	——	1.39091	408.1	503.80	0.0646	16
17	3-Ethylpentane	C_7H_{16}	100.204	200.25	2.013	−181.48	1.39566	419.3	513.39	0.0655	17
18	2,2-Dimethylpentane	C_7H_{16}	100.204	174.54	3.494	−190.86	1.38446	402.2	477.23	0.0665	18
19	2,4-Dimethylpentane	C_7H_{16}	100.204	176.89	3.293	−182.63	1.38379	396.9	475.95	0.0668	19
20	3,3-Dimethylpentane	C_7H_{16}	100.204	186.91	2.774	−210.01	1.38564	427.2	505.87	0.0662	20
21	Triptane	C_7H_{16}	100.204	177.58	3.375	−12.81	1.39168	428.4	496.44	0.0636	21
22	n-Octane	C_8H_{18}	114.231	258.21	0.53594	−70.18	1.39956	360.7	564.22	0.0690	22
23	Diisobutyl	C_8H_{18}	114.231	228.39	1.102	−132.11	1.39461	360.6	530.44	0.0676	23
24	Isooctane	C_8H_{18}	114.231	210.63	1.709	−161.27	1.38624	372.4	519.46	0.0656	24
25	n-Nonane	C_9H_{20}	128.258	303.47	0.17953	−64.28	1.40746	331.8	610.68	0.0684	25
26	n-Decane	$C_{10}H_{22}$	142.285	345.48	0.06088	−21.36	1.41385	305.2	652.0	0.0679	26
27	Cyclopentane	C_5H_{10}	70.134	120.65	9.915	−136.91	1.40896•	653.8	461.2	0.0594	27
28	Methylcyclopentane	C_6H_{12}	84.161	161.25	4.503	−224.40	1.41210	548.9	499.35	0.0607	28
29	Cyclohexane	C_6H_{12}	84.161	177.29	3.266	43.77	1.42862	590.8	536.6	0.0586	29
30	Methylcyclohexane	C_7H_{14}	98.188	213.68	1.609	−195.87	1.42538	503.5	570.27	0.0500	30
31	Ethene(Ethylene)	C_2H_4	28.054	−154.73	(1400)•	−272.47•	(1.228)•	731.0	48.54	0.0746	31
32	Propene(Propylene)	C_3H_6	42.081	−53.84	227.7	−301.45•	1.3130•	658.6	197.17	0.0639	32
33	1-Butene(Butylene)	C_4H_8	56.108	20.79	62.10	−301.63•	1.3494•	583.5	295.48	0.0685	33
34	cis-2-Butene	C_4H_8	56.108	38.69	45.95	−218.06	1.3665•	612.1	324.37	0.0668	34
35	trans-2-Butene	C_4H_8	56.108	33.58	49.87	−157.96	1.3563•	587.4	311.86	0.0679	35
36	Isobutene	C_4H_8	56.108	19.59	63.02	−220.65	1.3512•	580.2	292.55	0.0682	36
37	1-Pentene	C_5H_{10}	70.134	85.93	19.12	−265.39	1.37426	511.8	376.93	0.0676	37
38	1,2-Butadiene	C_4H_6	54.092	51.53	36.53	−213.16	——	(653.)•	(340.)•	(0.065)•	38
39	1,3-Butadiene	C_4H_6	54.092	24.06	59.46	−164.02	1.3975•	627.5	305.[illegible]	0.0654	39
40	Isoprene	C_5H_8	68.119	93.31	16.68	−230.73	1.42498	(558.)•	(412.)•	(0.065)•	40
41	Acetylene	C_2H_2	26.038	−120.49•	——	−114.5•	——	890.4	95.34	0.0595	41
42	Benzene	C_6H_6	78.114	176.18	3.225	41.95	1.50393	710.4	552.22	0.0531	42
43	Toluene	C_7H_8	92.141	231.13	1.033	−139.00	1.49942	595.5	605.57	0.0550	43
44	Ethylbenzene	C_8H_{10}	106.167	277.16	0.3716	−138.966	.49826	523.0	651.29	0.0565	44
45	o-Xylene	C_8H_{10}	106.167	291.97	0.2643	−13.59	.50767	541.6	674.92	0.0557	45
46	m-Xylene	C_8H_{10}	106.167	282.41	0.3265	−54.18	.49951	512.9	651.02	0.0567	46
47	p-Xylene	C_8H_{10}	106.167	281.07	0.3424	55.83	1.49810	509.2	649.54	0.0570	47
48	Styrene	C_8H_8	104.152	293.25	0.2592	−23.10	1.54937	587.8	(703.)	0.0534	48
49	Isopropylbenzene	C_9H_{12}	120.194	306.34	0.1884	−140.814	1.49372	465.4	676.3[illegible]	0.0572	49
50	Methyl alcohol	CH_4O	32.042	148.44	4.629	−143.79	1.33034	1174.	463.08	0.0590	50
51	Ethyl alcohol	C_2H_6O	46.069	172.90	2.312	−173.4	1.36346	890.1	465.39	0.0581	51
52	Carbon monoxide	CO	28.010	−312.68	——	−337.00•	1.00036•	507.5	−220.43	0.0532	52
53	Carbon dioxide	CO_2	44.010	−109.257•	——	−69.83•	1.00048•	1071.	87.91	0.0344	53
54	Hydrogen sulfide	H_2S	34.08	−76.497	394.59	−121.88•	1.00060•	1300.	212.45	0.0461	54
55	Sulfur dioxide	SO_2	64.06	14.11	85.46	−103.86•	1.00062•	1143.	315.8	0.0305	55
56	Ammonia	NH_3	17.0305	−27.99	211.9	−107.88•	1.00036•	1646.	270.2	0.0681	56
57	Air	N_2+O_2	28.9625	−317.8	——	——	1.00028•	546.9	−221.31	0.0517	57
58	Hydrogen	H_2	2.0159	−422.955•	——	−435.26•	1.00013•	188.1	−399.9	0.5165	58
59	Oxygen	O_2	31.9988	−297.332•	——	−361.820•	1.00027•	731.4	−181.43	0.0367	59
60	Nitrogen	N_2	28.0134	−320.451	——	−346.00•	1.00028•	493.1	−232.51	0.0510	60
61	Chlorine	Cl_2	70.906	−29.13	157.3	−149.73•	1.3878•	1157.	290.75	0.0280	61
62	Water	H_2O	18.0153	212.000•	0.9501	32.00	1.33335	3198.8	705.16	0.0497s	62
63	Helium	He	4.0026	−452.09	——	——	1.00003•	32.99	−450.31	0.2300	63
64	Hydrogen chloride	HCl	36.461	−121.27	906.71	−173.52•	1.00042•	1205.	124.77	0.0356	64

12/12/66

OTE: Numbers in this table do not have accuracies greater than 1 part in 1000; in some cases extra digits have been ded to calculated values to achieve consistency or to permit recalculation of experimental values.

Tabel 1. Perhitungan Komposisi Gas Bumi

Komponen	Yi	BM	Rho	SG	Pc	Tc	GHV	NHV	Yi * BMi	Yi * Rho	Yi * SG	Yi * Pc	Yi*Tc	Yi*GHV	Yi*NHV
			Kg/M3		Psia	F	Btu/Ft3	Btu/Ft3							
CH4	0.9114	16.0420	0.6785	0.5537	666.4000	-116.6700	1010.0000	909.4000	14.6207	0.6184	0.5046	607.3570	-106.3330	920.5140	828.8272
C2H6	0.0251	30.0680	1.2718	1.0378	706.5000	89.9200	1769.6000	1618.7000	0.7547	0.0319	0.0260	17.7332	2.2570	44.4170	40.6294
C3H8	0.0130	44.0940	1.8650	1.5219	616.0000	206.0600	2516.1000	2314.9000	0.5732	0.0242	0.0198	8.0080	2.6788	32.7093	30.0937
i-C4H10	0.0050	58.1200	2.4583	2.0059	527.9000	274.4600	3251.9000	3000.4000	0.2906	0.0123	0.0100	2.6395	1.3723	16.2595	15.0020
n-C4H10	0.0100	58.1200	3.0515	2.4900	550.6000	305.6200	3262.3000	3010.8000	0.5812	0.0305	0.0249	5.5060	3.0562	32.6230	30.1080
i-C5H12	0.0020	72.1460	3.0515	2.4900	490.4000	369.1000	4000.9000	3699.0000	0.1443	0.0061	0.0050	0.9808	0.7382	8.0018	7.3980
n-C5H12	0.0030	72.1460	3.0515	2.4900	488.6000	385.8000	4008.9000	3706.9000	0.2164	0.0092	0.0075	1.4658	1.1574	12.0267	11.1207
n-C6H14	0.0000	86.1720	3.0515	2.4900	436.9000	453.6000	4755.9000	4403.8000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
N2	0.0134	28.0160	3.0515	2.4900	493.1000	-232.5100	0.0000	0.0000	0.3754	0.0409	0.0334	6.6075	-3.1156	0.0000	0.0000
CO2	0.0170	44.0100	3.0515	2.4900	1071.0000	87.9100	0.0000	0.0000	0.7482	0.0519	0.0423	18.2070	1.4945	0.0000	0.0000
	0.9999								18.3047	0.8254	0.6736	668.5048	-96.6943	1066.5513	963.1789



Jenis Pipa atau Lapisan (Baru)	Harga ε dalam mm	
	Daerah	Harga Rancangan
Kuningan	0.0015	0.0015
Tembaga	0.0015	0.0015
Beton	0.3—3.0	1.20
Besi Tuang — tanpa lapisan	0.12—0.61	0.24
Besi Tuang — tercelup aspal	0.061—0.183	0.12
Besi Tuang — berlapis semen	0.0024	0.0024
Besi Tuang — berlapis bitumen	0.0024	0.0024
Besi Tuang — diputar sentrifugal	0.003	0.003
Besi Disepuh	0.061—0.24	0.150
Besi Kasar (Wrought)	0.030—0.091	0.061
Baja Dilas & Komersial	0.030—0.091	0.061
Baja Dikeling	0.91—9.1	1.83
Transite	0.0024	0.0024
Lembaran Kayu	0.18—0.91	0.61

M-29

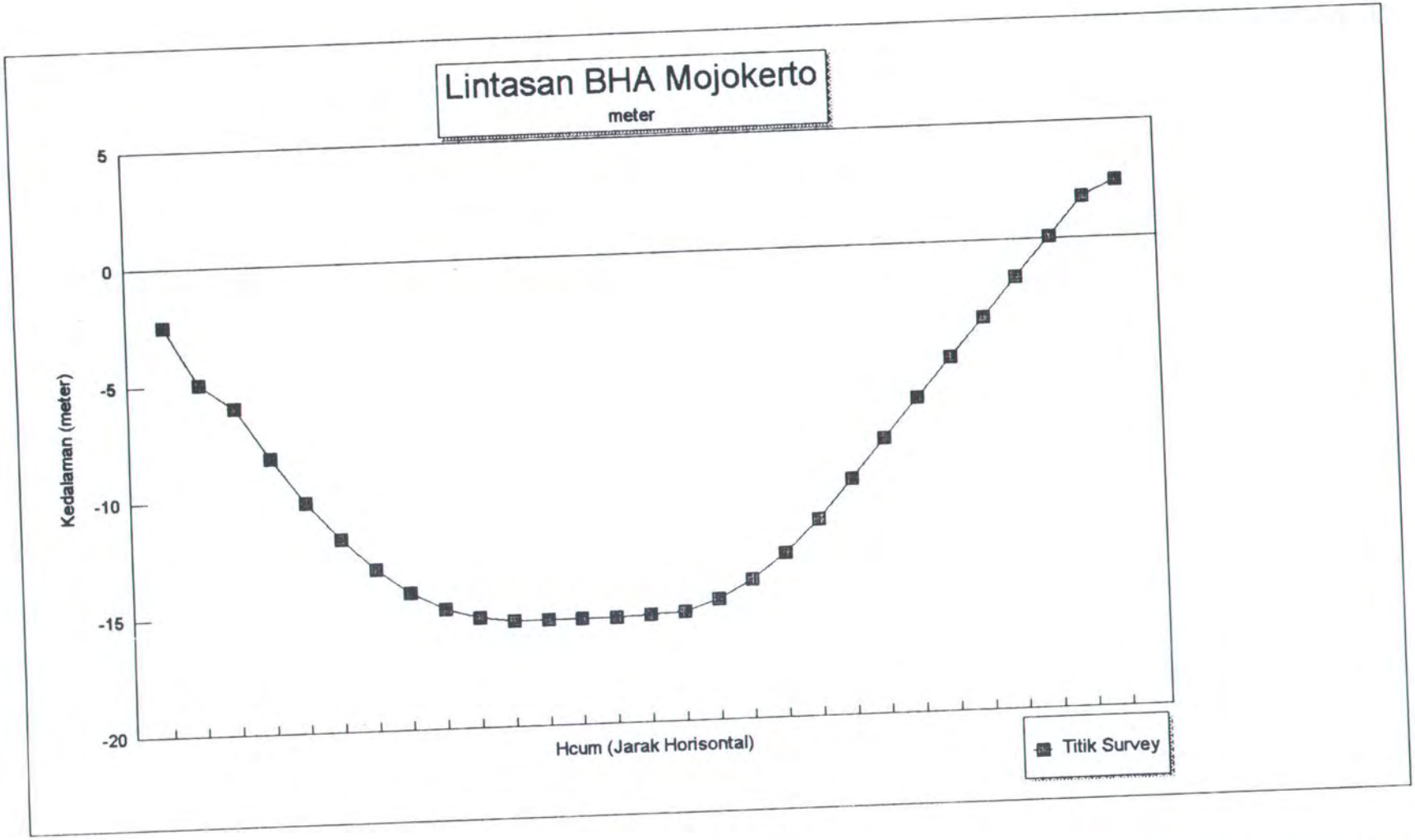
HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

LOKASI Mojosari

Jarak Horisontal	299.66133	meter
Minimum Jarak Horisontal	280.30133	meter
Panjang Pipa tertanam	302.06	meter
Entry		
Titik Masuk	235.86	
Sudut Masuk	12	derajat
Ketinggian	25.154869	meter
Kedalaman	-15.46487	meter
Radius	487.69	meter
Exit		
Titik Keluar	-63.80133	
Sudut Keluar	8	derajat
Ketinggian	25.081053	meter
Kedalaman	-15.39105	meter
Radius	487.69	meter
Build Of Rate		
Build Dropp	0.1175436	degrees/meter
Build Up	0.117484	degrees/meter
Bentonite	80	Lb/Feet3
Friction Coeff.	0.36	
Drag Coeff.	5	Lb/Feet2

No	H	Z	Hcum	TVD	MD	MDcum	VD	Keterangan
	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
1	11.737771	-2.49494	11.737771	-2.49494	12.0000	12.0000	12.0000	
2	11.737771	-2.49494	23.475542	-4.989881	12.0000	24.0000	12.0000	
3	4.861394	-1.033321	28.336936	-6.023202	4.9700	28.9700	12.0000	
4	11.795629	-2.20525	40.132565	-8.228451	12.0000	40.9700	10.5895	Kick of Point
5	11.846339	-1.914223	51.978905	-10.14267	12.0000	52.9700	9.1790	BUR (dropp)
6	11.889870	-1.622036	63.868774	-11.76471	12.0000	64.9700	7.7684	
7	11.926195	-1.328866	75.794969	-13.09358	12.0000	76.9700	6.3579	
8	11.955292	-1.03489	87.75026	-14.12847	12.0000	88.9700	4.9474	
9	11.977144	-0.740288	99.727404	-14.86875	12.0000	100.9700	3.5369	
10	11.991737	-0.445237	111.71914	-15.31399	12.0000	112.9700	2.1263	
11	11.999064	-0.149916	123.71821	-15.46391	12.0000	124.9700	0.7158	
12	6.011800	-0.000962	129.73001	-15.46487	6.0118	130.9818	0.0092	
13	12.000000	0	141.73001	-15.46487	12.0000	142.9818	0.0000	Straight Tangent
14	2.09	0	143.82001	-15.46487	2.0900	145.0718	0.0000	Depth 1
15	5.9995459	-0.073816	149.81955	-15.39105	6.0000	151.0718	0.7049	
16	2.2178851	-0.037378	152.03744	-15.35368	2.2182	153.2900	0.9655	
17	11.989689	-0.497342	164.02713	-14.85633	12.0000	165.2900	2.3753	
18	11.973824	-0.792178	176.00095	-14.06416	12.0000	177.2900	3.7851	
19	11.950709	-1.086534	187.95166	-12.97762	12.0000	189.2900	5.1949	
20	11.920359	-1.380232	199.87202	-11.59739	12.0000	201.2900	6.6047	
21	11.883217	-1.670077	211.75523	-9.927312	12.0000	213.2900	8.0000	
22	11.883217	-1.670077	223.63845	-8.257235	12.0000	225.2900	8.0000	
23	11.883217	-1.670077	235.52167	-6.587158	12.0000	237.2900	8.0000	
24	11.883217	-1.670077	247.40488	-4.917081	12.0000	249.2900	8.0000	
25	11.883217	-1.670077	259.2881	-3.247003	12.0000	261.2900	8.0000	
26	11.883217	-1.670077	271.17132	-1.576926	12.0000	273.2900	8.0000	
27	11.883217	-1.670077	283.05453	0.0931511	12.0000	285.2900	8.0000	
28	11.883217	-1.670077	294.93775	1.7632283	12.0000	297.2900	8.0000	
29	4.7235787	-0.663856	299.66133	2.427084	4.7700	302.0600	8.0000	

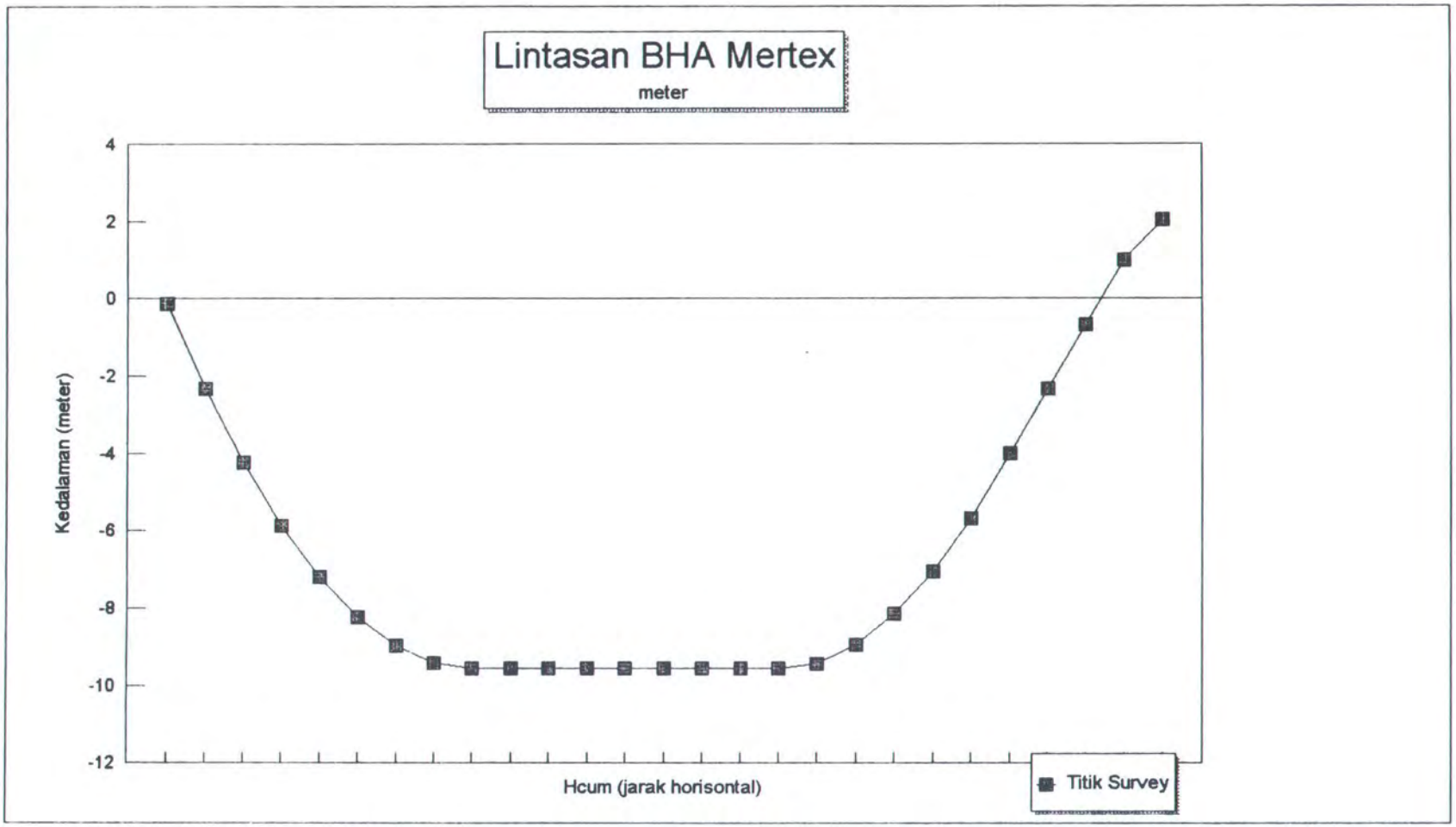
Grafik Lintasan BHA



Grafik 2

M.Munari -4884300139

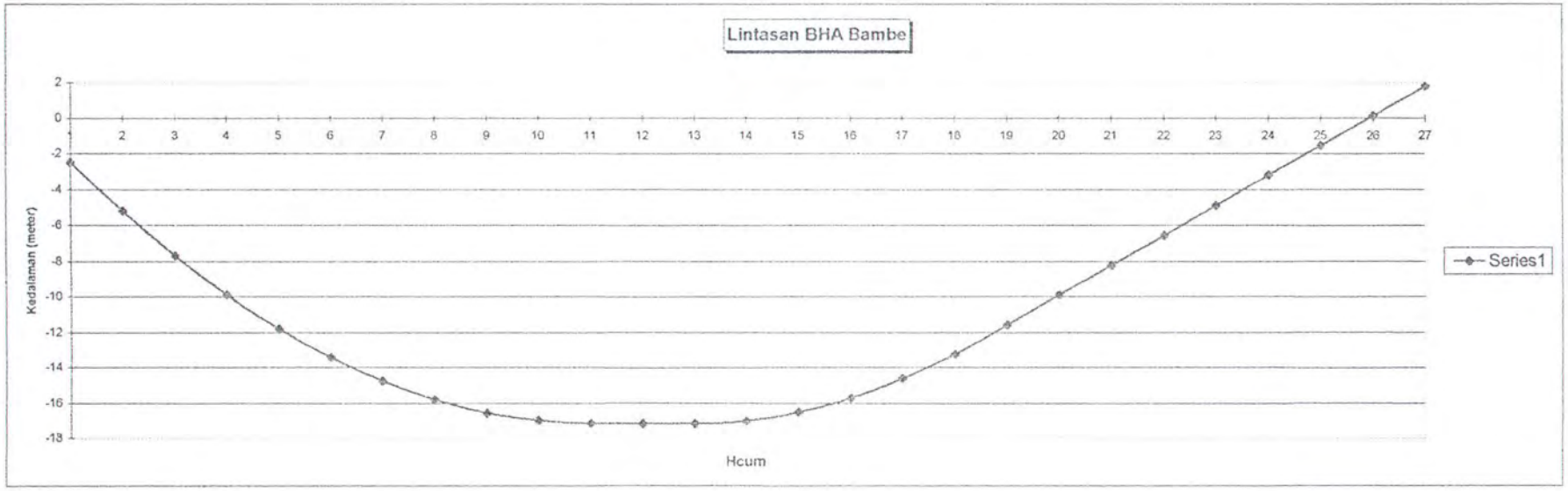
Grafik Lintasan BHA



Grafik 3

M.Munari -4884300139

Grafik Lintasan BHA



Grafik 3

M.Munari

IZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

KALIPORONG

risontal	237.0604	meter
Jarak Horisontal	217.7004	meter
Pipa tertanam	238.48	meter
uk	-40	
asuk	12	derajat
n	4.8496807	meter
an	-10.15031	meter
	487.69	meter
ar	197.0604	
luar	8	derajat
n	4.6348619	meter
an	-9.5149472	meter
	487.69	meter
Rate		
pp	0.1175436	degrees/meter
	0.117484	degrees/meter
	80	Lb/Feet3
Coeff.	0.36	
eff.	5	Lb/Feet2

LUMPUR	12.84	IB/GALLON
LUMPUR	79.98715	IB/FEET3
PIPA	82.77	IB/FEET3
PIPA	2.782846	IB/FEET3
WOB	< 0.36 WMm R a u	
	0	335.9136

DH	883.7911	Lb-feet
WOB	0	Lb-feet
FA	883.7911	Lb-feet
0.25 Wm R	232.8397	
0.85 Wm R	436.2988	
FA >	0.25 WMm R a u	
883.7911	232.8397	
FA >	0.85 WMm R a u	
883.7911	436.2988	

	Z	Hcum	TVD	MD	MDcum	VD	Keterangan		TORSI	TORSIcum	DRAG	DRAGcum	TENSION	TENScum
(a)	MD Sin(a)	H i+1	Z i+1	L	L i+1	a			Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb
139	-0.7027415	3.3061389	-0.7027415	3.3800	3.3800	12.0000	Kick of Poin	3.3800	7.2445	7.2445	150.9264	150.9264	-3.1858	3.1858
602	-2.2053987	15.10174	-2.9081402	12.0000	15.3800	10.5902	BUSA		25.8467	33.0912	664.5963	815.5227	-11.3944	14.5803
291	-1.9145219	26.948031	-4.8226621	12.0000	27.3800	9.1804	BUSA		25.9578	59.0490	664.5963	1480.1190	-11.4782	26.0584
808	-1.6224861	38.837839	-6.4451482	12.0000	39.3800	7.7706	BUSA		26.2946	85.3436	664.5963	2144.7152	-11.5619	37.6203
144	-1.3293175	50.763984	-7.7744657	12.0000	51.3800	6.3601	BUSA		26.2946	111.6382	664.5963	2809.3115	-11.6456	49.2659
253	-1.0353432	62.719236	-8.8098089	12.0000	63.3800	4.9496	BUSA		26.2946	137.9328	664.5963	3473.9078	-11.7291	60.9950
116	-0.7407415	74.696352	-9.5505505	12.0000	75.3800	3.5390	BUSA		26.2946	164.2274	664.5963	4138.5040	-11.8127	72.8077
720	-0.4456909	86.688072	-9.9962414	12.0000	87.3800	2.1285	BUSA		26.2946	190.5220	664.5963	4803.1003	-11.8961	84.7038
049	-0.1511066	98.687121	-10.147348	12.0000	99.3800	0.7215	BUSA		26.2946	216.8167	664.5963	5467.6965	-11.9793	96.6831
000	-0.0014591	104.70712	-10.148807	6.0200	105.4000	0.0139	BUSA	102.0200	13.1911	230.0078	637.2973	6104.9939	-6.0306	102.7137
000	-2.94E-15	116.70712	-10.148807	12.0000	117.4000	0.0000	HAS		26.2946	256.3024	547.8044	6652.7983	-12.0219	114.7356
000	-1.803E-15	124.06712	-10.148807	7.3600	124.7600	0.0000	HAS	19.3600	16.1274	272.4298	335.9867	6988.7849	-7.3734	122.1090
837	-0.1382044	132.27596	-10.010603	8.2100	132.9700	0.9645	DOSA		17.9873	290.4171	239.6846	7228.4695	8.2639	130.3729
977	-0.4971408	144.26566	-9.5134619	12.0000	144.9700	2.3744	DOSA		26.2720	316.6891	248.3145	7476.7840	12.1620	142.5349
837	-0.7919766	156.23949	-8.7214853	12.0000	156.9700	3.7842	DOSA		26.2946	342.9837	248.2783	7725.0623	12.2451	154.7800
272	-1.0863329	168.19022	-7.6351525	12.0000	168.9700	5.1940	DOSA		26.2946	369.2784	248.2255	7973.2878	12.3281	167.1081
823	-1.3800315	180.1106	-6.2551209	12.0000	180.9700	6.6038	DOSA	56.2100	26.2946	395.5730	248.1563	8221.4440	12.4110	179.5192
168	-1.6700772	191.99382	-4.5850437	12.0000	192.9700	8.0000	TSA-2		26.2946	421.8676	542.4732	8763.9172	12.4931	192.0123
168	-1.6700772	203.87704	-2.9149665	12.0000	204.9700	8.0000	TSA-2		26.2946	448.1622	542.4732	9306.3904	12.4931	204.5054
168	-1.6700772	215.76025	-1.2448893	12.0000	216.9700	8.0000	TSA-2		26.2946	474.4568	542.4732	9848.8636	12.4931	216.9985
168	-1.6700772	227.64347	0.4251879	12.0000	228.9700	8.0000	TSA-2		26.0387	500.4955	542.4732	10391.3367	12.4931	229.4916
933	-1.3235362	237.06092	1.7487241	9.5100	238.4800	8.0000	TSA-2	45.5100	20.6357	521.1312	429.9100	10821.2467	9.9008	239.3924

HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

LOKASI MOJOSARI

Jarak Horisontal	299.66133	meter
Minimum Jarak Horisontal	280.30133	meter
Panjang Pipa tertanam	302.0600	meter
Entry		
Titik Masuk	235.86	
Sudut Masuk	12	derajat
Ketinggian	4.84968066	meter
Kedalaman	-10.15031	meter
Radius	487.69	meter
Exit		
Titik Keluar	-44.4413304	
Sudut Keluar	8	derajat
Ketinggian	25.081053	meter
Kedalaman	-15.4648687	meter
Radius	487.69	meter
Build Of Rate		
Build Dropp	0.11754361	degrees/meter
Build Up	0.11748402	degrees/meter
Bentonite	80	Lb/Feet3
Friction Coeff	0.36	
Drag Coeff.	5	Lb/Feet2

LUMPUR	12.84	IB/GALLON
LUMPUR	79.987154	IB/FEET3
PIPA	82.77	IB/FEET3
PIPA	2.7828462	IB/FEET3

WOB < 0.36 WMm R a u
0 335.91364

DH	643.2136	Lb-feet
WOB	0	Lb-feet
FA	643.2136	Lb-feet
0.25 Wm R a	232.83968	
0.85 Wm R a	436.29879	
FA >	0.25 WMm R a u	
643.2136	232.83968	
FA >	0.85 WMm R a u	
643.2136	436.29879	

No	H	Z	Hcum	TVD	MD	MDcum	VD	Keterangan		TORSI	TORSIcum	DRAG	DRAGcum	TENSION	TENScum
	MD Cos(a)	MD Sin(a)	H i+1	Z i+1	L	L i+1	a			Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb
1	11.737771	-2.49494029	11.7377712	-2.49494029	12.0000	12.0000	12.0000	TSA-1		25.7200	25.7200	535.8335	535.8335	-11.3106	11.3106
2	11.737771	-2.49494029	23.4755424	-4.98988058	12.0000	24.0000	12.0000	TSA-1		25.7200	51.4400	535.8335	1071.6671	-11.3106	22.6212
3	4.861394	-1.0333211	28.336936	-6.02320168	4.9700	28.9700	12.0000	KOP	28.9700	10.6524	62.0924	221.9244	1293.5914	-4.6845	27.3057
4	11.795629	-2.20524979	40.1325654	-8.22845148	12.0000	40.9700	10.5895	BUSA		26.2946	88.3870	498.5978	1792.1893	-11.3945	38.7001
5	11.846339	-1.91422285	51.9789045	-10.1426743	12.0000	52.9700	9.1790	BUSA		26.2946	114.6816	498.5978	2290.7871	-11.4783	50.1784
6	11.889870	-1.62203584	63.8687742	-11.7647102	12.0000	64.9700	7.7684	BUSA		26.2946	140.9762	498.5978	2789.3850	-11.5620	61.7404
7	11.926195	-1.32886582	75.7949687	-13.093576	12.0000	76.9700	6.3579	BUSA		26.2946	167.2708	498.5978	3287.9828	-11.6457	73.3861
8	11.955292	-1.03489047	87.7502605	-14.1284665	12.0000	88.9700	4.9474	BUSA		26.2946	193.5654	498.5978	3786.5807	-11.7293	85.1154
9	11.977144	-0.74028795	99.7274043	-14.8687544	12.0000	100.9700	3.5369	BUSA		26.2946	219.8600	498.5978	4285.1785	-11.8128	96.9282
10	11.991737	-0.4452368	111.719142	-15.3139912	12.0000	112.9700	2.1263	BUSA		26.2946	246.1547	498.5978	4783.7764	-11.8962	108.8244
11	11.999064	-0.14991582	123.718205	-15.463907	12.0000	124.9700	0.7158	BUSA		26.2946	272.4493	498.5978	5282.3742	-11.9796	120.8041
12	6.011800	-0.00096167	129.730005	-15.4648687	6.0118	130.9818	0.0092	BUSA	102.0118	13.1732	285.6224	471.2615	5753.6357	-6.0225	126.8266
13	12.000000	-2.9404E-15	141.730005	-15.4648687	12.0000	142.9818	0.0000	HAS		26.2946	311.9170	547.8044	6301.4401	-12.0219	138.8485
14	2.09	-5.1211E-16	143.820005	-15.4648687	2.0900	145.0718	0.0000	HAS	14.0900	4.5796	316.4967	95.4093	6396.8493	-2.0938	140.9423
15	5.999545922	-0.07381552	149.819551	-15.3910532	6.0000	151.0718	0.7049	DOSA		13.1473	329.6440	174.4975	6571.3468	6.0318	146.9740
16	2.217885061	-0.03737774	152.037436	-15.3536754	2.2182	153.2900	0.9655	DOSA		4.8606	334.5045	165.8658	6737.2126	2.2328	149.2068
17	11.98968934	-0.49734239	164.027125	-14.8563331	12.0000	165.2900	2.3753	DOSA		26.2946	360.7992	188.1701	6925.3827	12.1621	161.3689
18	11.97382371	-0.7921779	176.000949	-14.0641552	12.0000	177.2900	3.7851	DOSA		26.2946	387.0938	188.1339	7113.5165	12.2452	173.6140
19	11.95070894	-1.08653382	187.951658	-12.9776213	12.0000	189.2900	5.1949	DOSA		26.2946	413.3884	188.0811	7301.5977	12.3282	185.9422
20	11.92035905	-1.38023194	199.872017	-11.5973894	12.0000	201.2900	6.6047	DOSA	56.2182	26.2946	439.6830	188.0118	7489.6095	12.4111	198.3533
21	11.88321682	-1.67007721	211.755234	-9.92731218	12.0000	213.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	465.7217	542.4732	8032.0827	12.4931	210.8464
22	11.88321682	-1.67007721	223.638451	-8.25723497	12.0000	225.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	491.7604	542.4732	8574.5559	12.4931	223.3395
23	11.88321682	-1.67007721	235.521668	-6.58715776	12.0000	237.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	517.7991	542.4732	9117.0290	12.4931	235.8326
24	11.88321682	-1.67007721	247.404884	-4.91708054	12.0000	249.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	543.8378	542.4732	9659.5022	12.4931	248.3257
25	11.88321682	-1.67007721	259.288101	-3.24700333	12.0000	261.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	569.8765	542.4732	10201.9754	12.4931	260.8188
26	11.88321682	-1.67007721	271.171318	-1.57692612	12.0000	273.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	595.9153	542.4732	10744.4486	12.4931	273.3119
27	11.88321682	-1.67007721	283.054535	0.09315109	12.0000	285.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	621.9540	542.4732	11286.9217	12.4931	285.8050
28	11.88321682	-1.67007721	294.937752	1.7632283	12.0000	297.2900	8.0000	TSA-2		26.0387	647.9927	542.4732	11829.3949	12.4931	298.2981
29	4.723576688	-0.66385569	299.66133	2.42708399	4.7700	302.0600	8.0000	TSA-2	100.7700	10.3504	658.3431	215.6331	12045.0280	4.9660	303.2642

HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

LOKASI MOJOKERTO

Jarak Horisontal	285.500586	meter
Minimum Jarak Horisontal	213.030586	meter
Panjang Pipa tertanam	286.8400	meter
Entry		
Titik Masuk	235.86	
Sudut Masuk	12	derajat
Ketinggian	-0.13306348	meter
Kedalaman	-9.57376883	meter
Radius	487.69	meter
Exit		
Titik Keluar	22.8294138	
Sudut Keluar	8	derajat
Ketinggian	-1.04379826	meter
Kedalaman	-9.57376883	meter
Radius	487.69	meter
Build Of Rate		
Build Dropp	0.11754361	degrees/meter
Build Up	0.11748402	degrees/meter
Bentonite	80	Lb/Feet3
Friction Coeff	0.36	
Drag Coeff	5	Lb/Feet2

LUMPUR	12.84	IB/GALLON
LUMPUR	79.987154	IB/FEET3
PIPA	82.77	IB/FEET3
PIPA	2.7828462	IB/FEET3

WOB < 0.36 WMm R a u
0 335.91364

DH	3582.7821	Lb-feet
WOB	0	Lb-feet
FA	3582.7821	Lb-feet
0.25 Wm R a	232.83968	
0.85 Wm R a	436.29879	
FA >	0.25 WMm R a u	
3582.7821	232.83968	
FA >	0.85 WMm R a u	
3582.7821	436.29879	

No	H	Z	Hcum	TVD	MD	MDcum	VD	Keterangan		TORSI	TORSIcum	DRAG	DRAGcum	TENSION	TENScum
	MD Cos(a)	MD Sin(a)	H i+1	Z i+1	L	L i+1	a			Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb
1	0.626014	-0.13306348	0.62601446	-0.13306348	0.6400	0.6400	12.0000	TSA-1	0.6400	1.3717	1.3717	28.5778	28.5778	-0.6032	0.6032
2	11.795629	-2.20524979	12.4216439	-2.33831328	12.0000	12.6400	10.5895	BUSA		26.2946	27.6663	2526.9001	2555.4779	-11.3945	11.9977
3	11.846339	-1.91422285	24.267983	-4.25253613	12.0000	24.6400	9.1790	BUSA		26.2946	53.9610	2526.9001	5082.3780	-11.4783	23.4760
4	11.889870	-1.62203584	36.1578526	-5.87457197	12.0000	36.6400	7.7684	BUSA		26.2946	80.2556	2526.9001	7609.2781	-11.5620	35.0380
5	11.926195	-1.32886582	48.0840472	-7.20343779	12.0000	48.6400	6.3579	BUSA		26.2946	106.5502	2526.9001	10136.1781	-11.6457	46.6837
6	11.955292	-1.03489047	60.0393389	-8.23832826	12.0000	60.6400	4.9474	BUSA		26.2946	132.8448	2526.9001	12663.0782	-11.7293	58.4130
7	11.977144	-0.74028795	72.0164828	-8.97861622	12.0000	72.6400	3.5369	BUSA		26.2946	159.1394	2526.9001	15189.9783	-11.8128	70.2258
8	11.991737	-0.4452368	84.0082201	-9.42385301	12.0000	84.6400	2.1263	BUSA		26.2946	185.4340	2526.9001	17716.8784	-11.8962	82.1220
9	11.999064	-0.14991582	96.0072836	-9.57376883	12.0000	96.6400	0.7158	BUSA		26.2946	211.7286	2526.9001	20243.7785	-11.9796	94.1016
10	6.013100	-1.4734E-15	102.020384	-9.57376883	6.0131	102.6531	0.0000	HAS	102.0131	13.1760	224.9046	274.5002	20518.2787	-6.0241	100.1257
11	12.000000	-2.9404E-15	114.020384	-9.57376883	12.0000	114.6531	0.0000	HAS		26.2946	251.1992	547.8044	21066.0831	-12.0219	112.1476
12	12.000000	-2.9404E-15	126.020384	-9.57376883	12.0000	126.6531	0.0000	HAS		26.2946	277.4938	547.8044	21613.8874	-12.0219	124.1695
13	12.000000	-2.9404E-15	138.020384	-9.57376883	12.0000	138.6531	0.0000	HAS		26.2946	303.7885	547.8044	22161.6918	-12.0219	136.1914
14	12	-2.9404E-15	150.020384	-9.57376883	12.0000	150.6531	0.0000	HAS		26.2946	330.0831	547.8044	22709.4962	-12.0219	148.2133
15	12	-2.9404E-15	162.020384	-9.57376883	12.0000	162.6531	0.0000	HAS		26.2946	356.3777	547.8044	23257.3005	-12.0219	160.2352
16	12	-2.9404E-15	174.020384	-9.57376883	12.0000	174.6531	0.0000	HAS		26.2946	382.6723	547.8044	23805.1049	-12.0219	172.2571
17	0.47	-1.1516E-16	174.490384	-9.57376883	0.4700	175.1231	0.0000	HAS	72.4700	1.0299	383.7022	21.4557	23826.5606	-0.4709	172.7279
18	8.215733738	-0.13843682	182.706117	-9.43533201	8.2169	183.3400	0.9654	DOSA		18.0050	401.7072	914.4481	24741.0087	-8.1928	180.9208
19	11.98969067	-0.49731043	194.695808	-8.93802159	12.0000	195.3400	2.3752	DOSA		26.2946	428.0018	923.0622	25664.0709	12.1621	193.0828
20	11.97382582	-0.79214599	206.669634	-8.1458756	12.0000	207.3400	3.7850	DOSA		26.2946	454.2964	923.0260	26587.0969	12.2451	205.3280
21	11.95071184	-1.08650197	218.620346	-7.05937363	12.0000	219.3400	5.1948	DOSA		26.2946	480.5910	922.9732	27510.0701	12.3282	217.6561
22	11.92036273	-1.38020017	230.540708	-5.67917347	12.0000	231.3400	6.6046	DOSA	56.2169	26.2946	506.8856	922.9040	28432.9741	12.4111	230.0672
23	11.88321682	-1.67007721	242.423925	-4.00909626	12.0000	243.3400	8.0000	TSA-2		26.0387	532.9243	542.4732	28975.4473	12.4931	242.5603
24	11.88321682	-1.67007721	254.307142	-2.33901905	12.0000	255.3400	8.0000	TSA-2		26.0387	558.9630	542.4732	29517.9205	12.4931	255.0534
25	11.88321682	-1.67007721	266.190359	-0.66894183	12.0000	267.3400	8.0000	TSA-2		26.0387	585.0017	542.4732	30060.3936	12.4931	267.5465
26	11.88321682	-1.67007721	278.073576	1.00113538	12.0000	279.3400	8.0000	TSA-2		26.0387	611.0405	542.4732	30602.8668	12.4931	280.0396
27	7.427010516	-1.04379826	285.500586	2.04493363	7.5000	286.8400	8.0000	TSA-2	55.5000	16.2742	627.3147	339.0457	30941.9125	7.8082	287.8478

HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

LOKASI TAMAN-TROSOBO-BAMBE

Jarak Horisontal	288.887288	meter
Minimum Jarak Horisontal	277.687288	meter
Panjang Pipa tertanam	291.1600	meter
Entry		
Titik Masuk	115.84	
Sudut Masuk	12	derajat
Ketinggian	-2.49494029	meter
Kedalaman	-14.6352621	meter
Radius	487.69	meter
Exit		
Titik Keluar	-161.847288	
Sudut Keluar	8	derajat
Ketinggian	-0.10298809	meter
Kedalaman	-14.6352621	meter
Radius	487.69	meter
Build Of Rate		
Build Dropp	0.11754361	degrees/meter
Build Up	0.11748402	degrees/meter
Bentonite	80	Lb/Feet3
Friction Coeff.	0.36	
Drag Coeff.	5	Lb/Feet2

LUMPUR	12.84	lB/GALLON
LUMPUR	79.987154	lB/FEET3
PIPA	82.77	lB/FEET3
PIPA	2.7828462	lB/FEET3

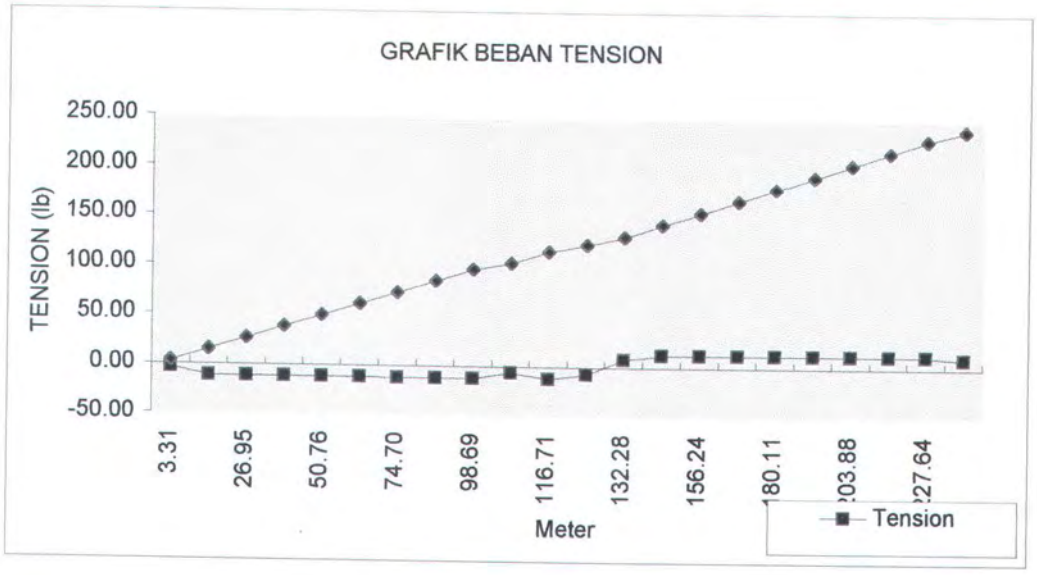
WOB < 0.36 WMm R a u
0 335.91364

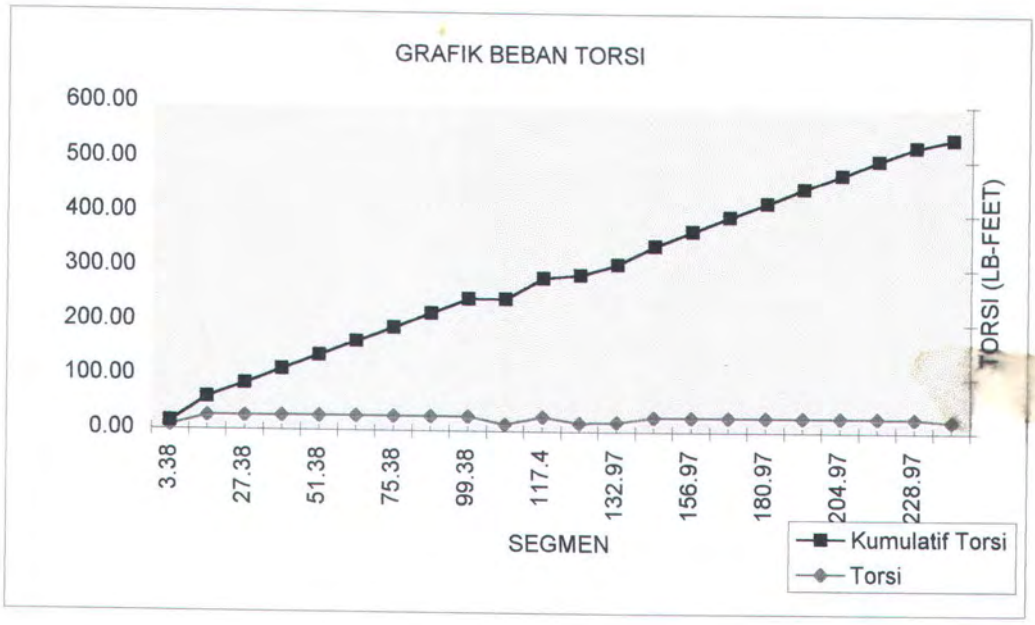
DH	511.2841	Lb-feet
WOB	0	Lb-feet
FA	511.2841	Lb-feet
0.25 Wm R a	232.83968	
0.85 Wm R a	436.29879	
FA >	0.25 WMm R a u	
511.2841	232.83968	
FA >	0.85 WMm R a u	
511.2841	436.29879	

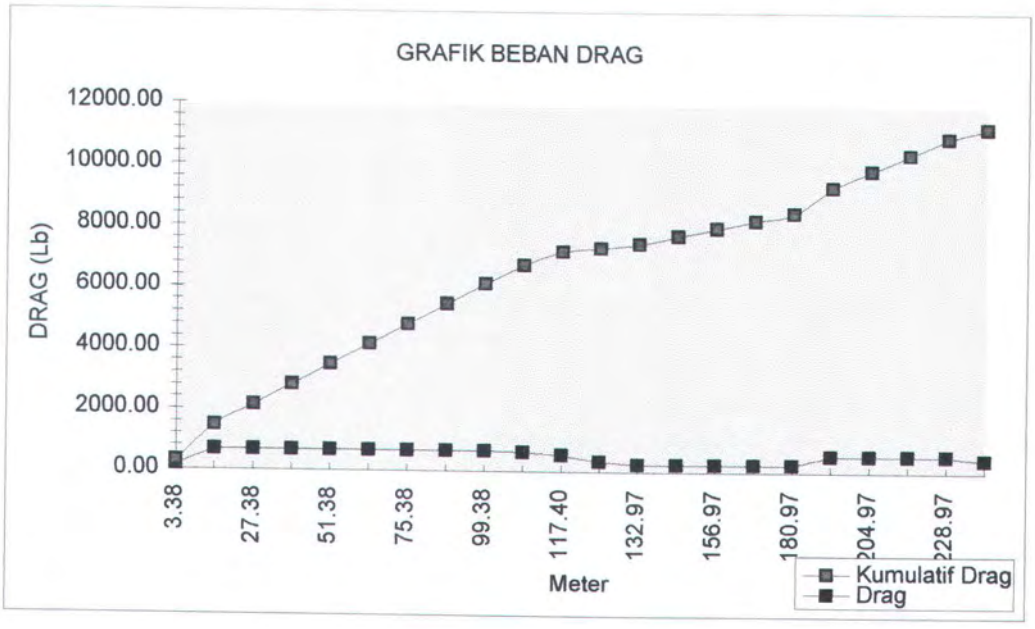
No	H	Z	Hcum	TVD	MD	MDcum	VD	Keterangan		TORSI	TORSIcum	DRAG	DRAGcum	TENSION	TENScum
	MD Cos(a)	MD Sin(a)	H i+1	Z i+1	L	L i+1	a			Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb-feet	Lb
1	11.737771	-2.49494029	11.7377712	-2.49494029	12.0000	12.0000	12.0000	TSA-1		25.7200	25.7200	535.8335	535.8335	-11.3106	11.3106
2	11.737771	-2.49494029	23.4755424	-4.98988058	12.0000	24.0000	12.0000	TSA-1		25.7200	51.4400	535.8335	1071.6671	-11.3106	22.6212
3	0.958585	-0.20375346	24.4341271	-5.19363404	0.9800	24.9800	12.0000	TSA-1	24.9800	2.1005	53.5405	43.7597	1115.4268	-0.9237	23.5449
4	11.795629	-2.20524979	36.2297565	-7.39888383	12.0000	36.9800	10.5895	BUSA		26.2946	79.8351	407.5665	1522.9933	-11.3945	34.9394
5	11.846339	-1.91422285	48.0760956	-9.31310668	12.0000	48.9800	9.1790	BUSA		26.2946	106.1297	407.5665	1930.5597	-11.4783	46.4176
6	11.889870	-1.62203584	59.9659652	-10.9351425	12.0000	60.9800	7.7684	BUSA		26.2946	132.4243	407.5665	2338.1262	-11.5620	57.9797
7	11.926195	-1.32886582	71.8921598	-12.2640083	12.0000	72.9800	6.3579	BUSA		26.2946	158.7189	407.5665	2745.6926	-11.6457	69.6254
8	11.955292	-1.03489047	83.8474515	-13.2988988	12.0000	84.9800	4.9474	BUSA		26.2946	185.0135	407.5665	3153.2591	-11.7293	81.3546
9	11.977144	-0.74028795	95.8245954	-14.0391868	12.0000	96.9800	3.5369	BUSA		26.2946	211.3081	407.5665	3560.8255	-11.8128	93.1674
10	11.991737	-0.4452368	107.816333	-14.4844236	12.0000	108.9800	2.1263	BUSA		26.2946	237.6028	407.5665	3968.3920	-11.8962	105.0637
11	11.999064	-0.14991582	119.815396	-14.6343394	12.0000	120.9800	0.7158	BUSA		26.2946	263.8974	407.5665	4375.9584	-11.9796	117.0433
12	6.015000	-0.0009227	125.830396	-14.6352621	6.0150	126.9950	0.0088	BUSA	102.0150	13.1802	277.0775	380.2447	4756.2031	-6.0257	123.0690
13	11.200000	-2.7443E-15	137.030396	-14.6352621	11.2000	138.1950	0.0000	HAS	11.2000	24.5416	301.6192	511.2841	5267.4872	-11.2204	134.2894
14	8.223830286	-0.13870987	145.254226	-14.4965522	8.2250	146.4200	0.9663	DOSA		18.0202	319.6394	146.5921	5414.0793	8.2791	142.5685
15	11.98968241	-0.49750956	157.243909	-13.9990426	12.0000	158.4200	2.3761	DOSA		26.2720	345.9114	155.1877	5569.2670	12.1621	154.7307
16	11.97381266	-0.79234486	169.217721	-13.2066978	12.0000	170.4200	3.7859	DOSA		26.2372	372.1486	155.1515	5724.4184	12.2452	166.9758
17	11.95069379	-1.08670046	181.168415	-12.1199973	12.0000	182.4200	5.1957	DOSA		26.1866	398.3352	155.0987	5879.5171	12.3282	179.3041
18	11.9203398	-1.38039815	193.088755	-10.7395992	12.0000	194.4200	6.6055	DOSA	56.2250	26.1201	424.4552	155.0294	6034.5465	12.4111	191.7152
19	11.88321682	-1.67007721	204.971972	-9.06952197	12.0000	206.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	450.4939	542.4732	6577.0197	12.4931	204.2083
20	11.88321682	-1.67007721	216.855189	-7.39944476	12.0000	218.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	476.5327	542.4732	7119.4929	12.4931	216.7014
21	11.88321682	-1.67007721	228.738406	-5.72936755	12.0000	230.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	502.5714	542.4732	7661.9661	12.4931	229.1945
22	11.88321682	-1.67007721	240.621622	-4.05929034	12.0000	242.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	528.6101	542.4732	8204.4392	12.4931	241.6876
23	11.88321682	-1.67007721	252.504839	-2.38921313	12.0000	254.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	554.6488	542.4732	8746.9124	12.4931	254.1807
24	11.88321682	-1.67007721	264.388056	-0.71913591	12.0000	266.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	580.6875	542.4732	9289.3856	12.4931	266.6739
25	11.88321682	-1.67007721	276.271273	0.9509413	12.0000	278.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	606.7262	542.4732	9831.8588	12.4931	279.1670
26	11.88321682	-1.67007721	288.15449	2.62101851	12.0000	290.4200	8.0000	TSA-2		26.0387	632.7649	542.4732	10374.3319	12.4931	291.6601
27	0.732798371	-0.10298809	288.887288	2.7240066	0.7400	291.1600	8.0000	TSA-2	96.7400	1.6057	634.3707	33.4525	10407.7845	0.7704	292.4305

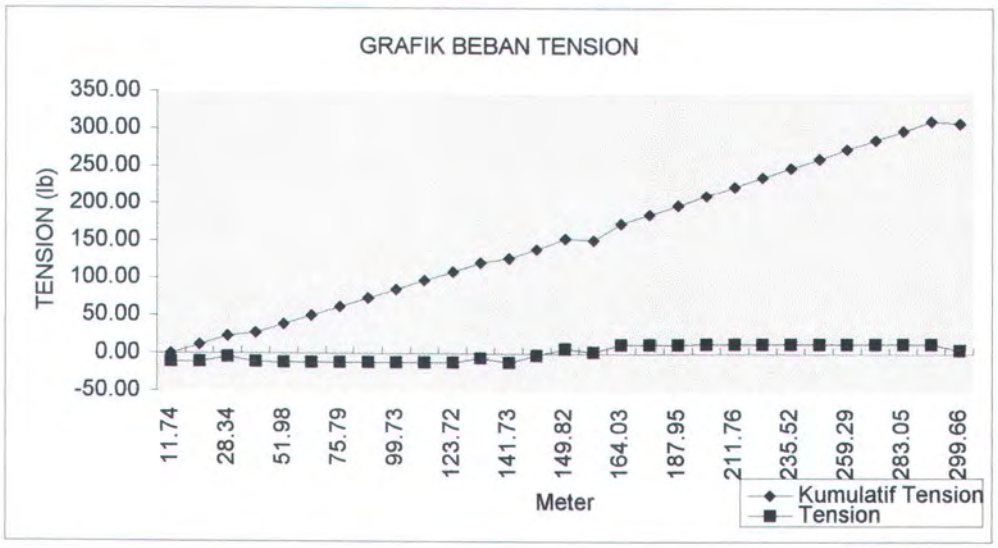
Lembar Perhitungan

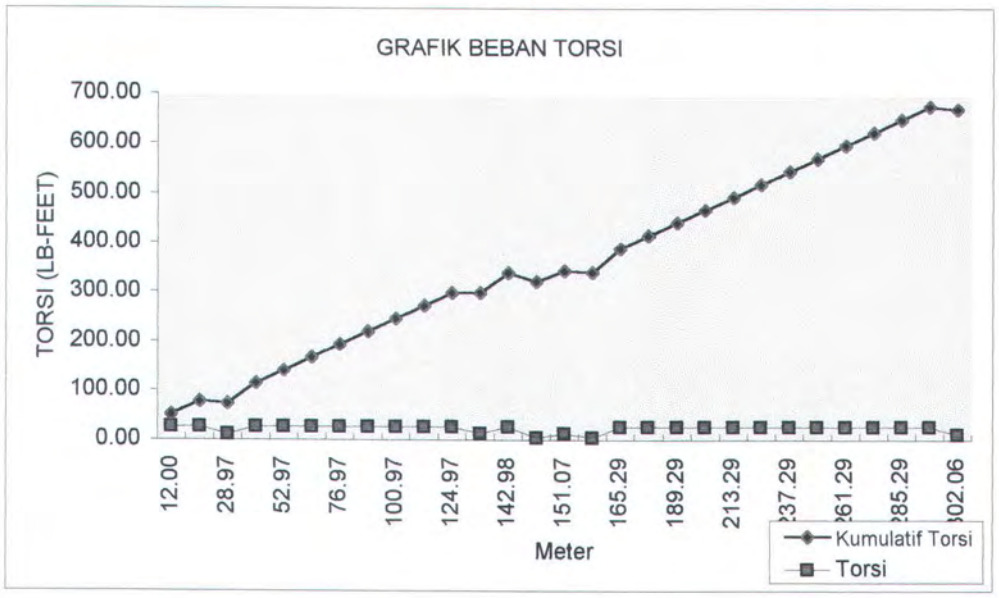
KALIPORONG HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

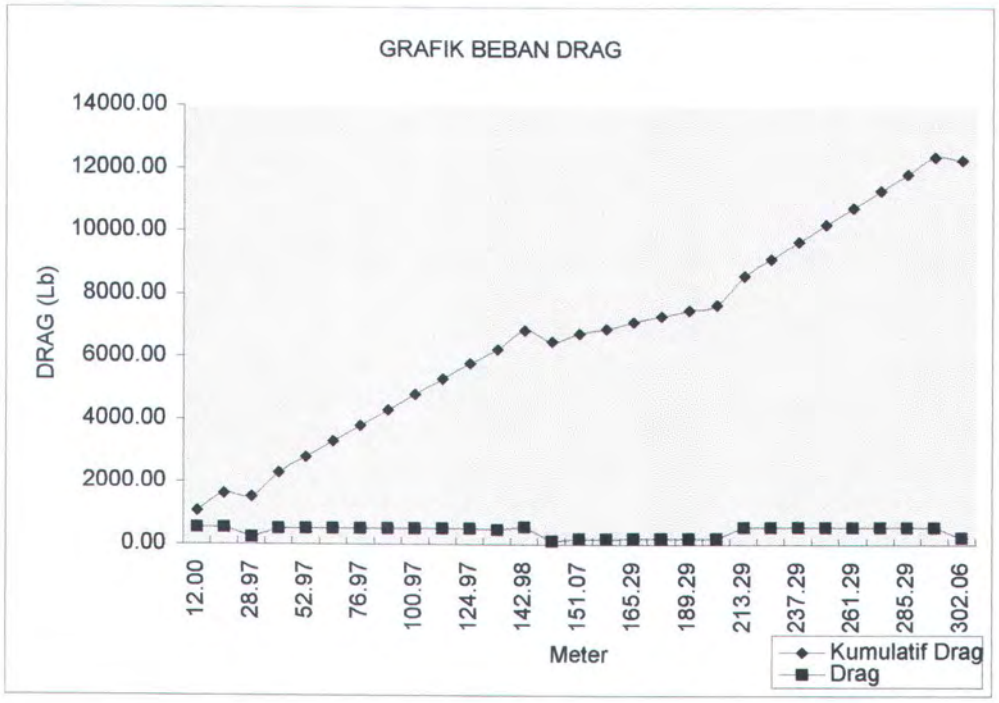


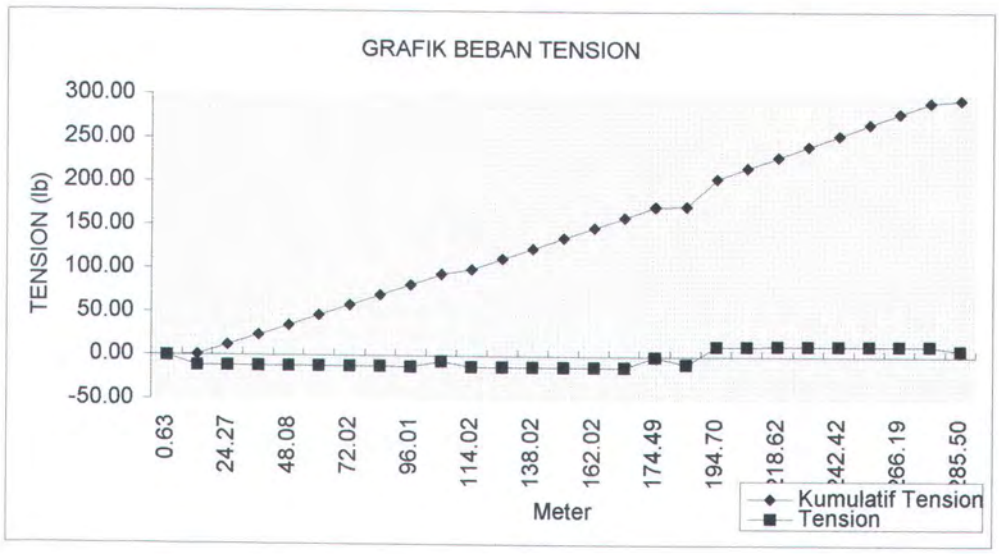


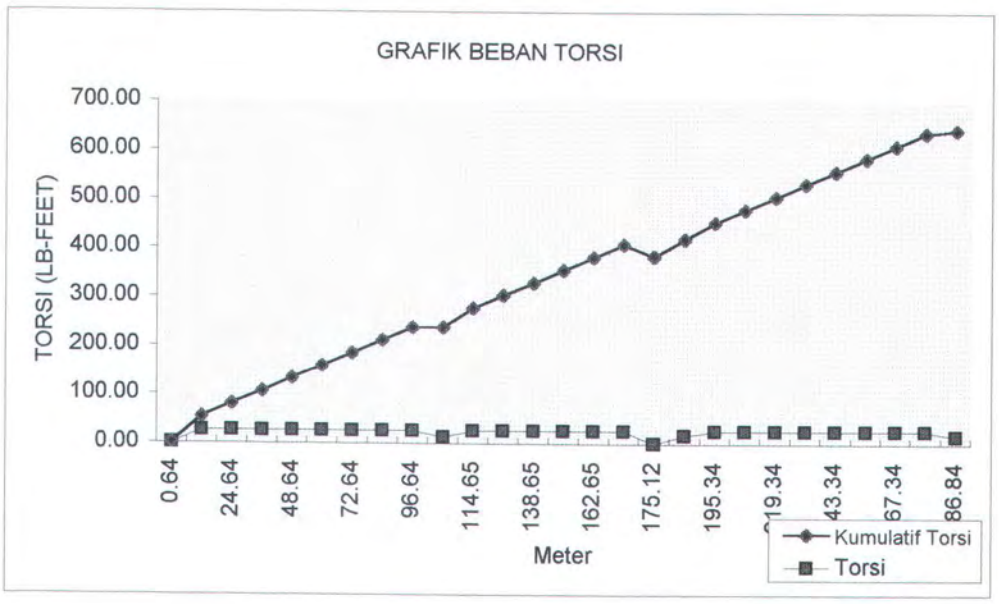


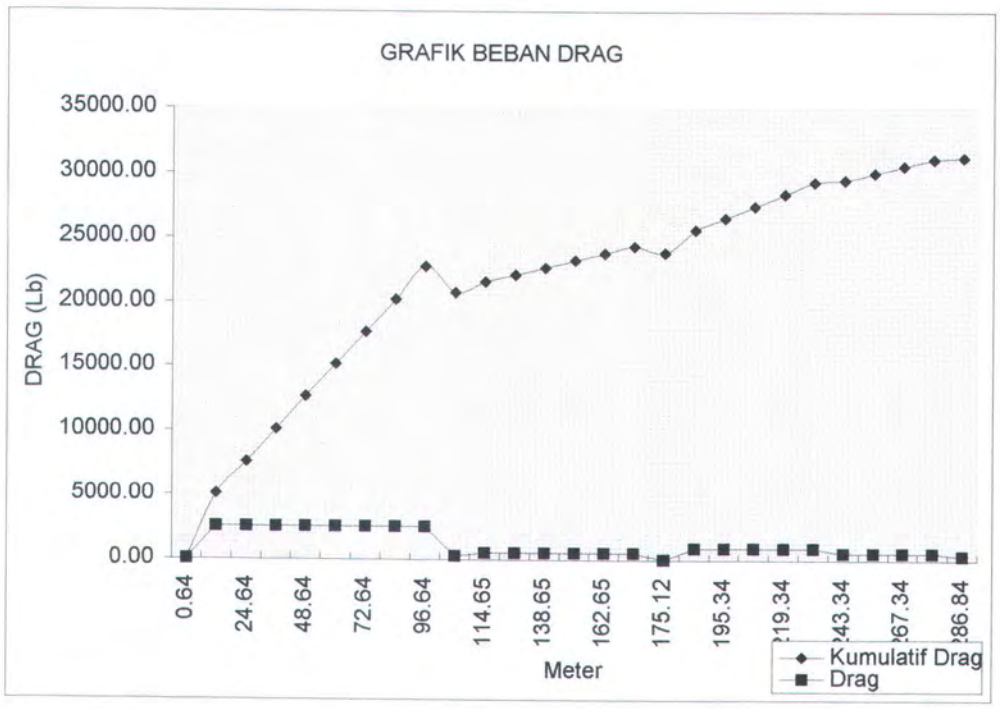

GRAFIK BEBAN TENSION
TENSION (lb)
350.00
300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
-50.00
11.74
28.34
51.98
75.79
99.73
123.72
141.73
149.82
164.03
187.95
211.76
235.52
259.29
283.05
299.66
Meter
Kumulatif Tension
Tension


GRAFIK BEBAN TORSI
TORSI (LB-FEET)
700.00
600.00
500.00
400.00
300.00
200.00
100.00
0.00
12.00
28.97
52.97
76.97
100.97
124.97
142.98
151.07
165.29
189.29
213.29
Meter
Kumulatif Torsi
Torsi


GRAFIK BEBAN DRAG
DRAG (Lb)
14000.00
12000.00
10000.00
8000.00
6000.00
4000.00
2000.00
0.00
12.00
28.97
52.97
76.97
100.97
124.97
142.98
151.07
165.29
189.29
213.29
237.29
261.29
285.29
302.06
Meter
Kumulatif Drag
Drag

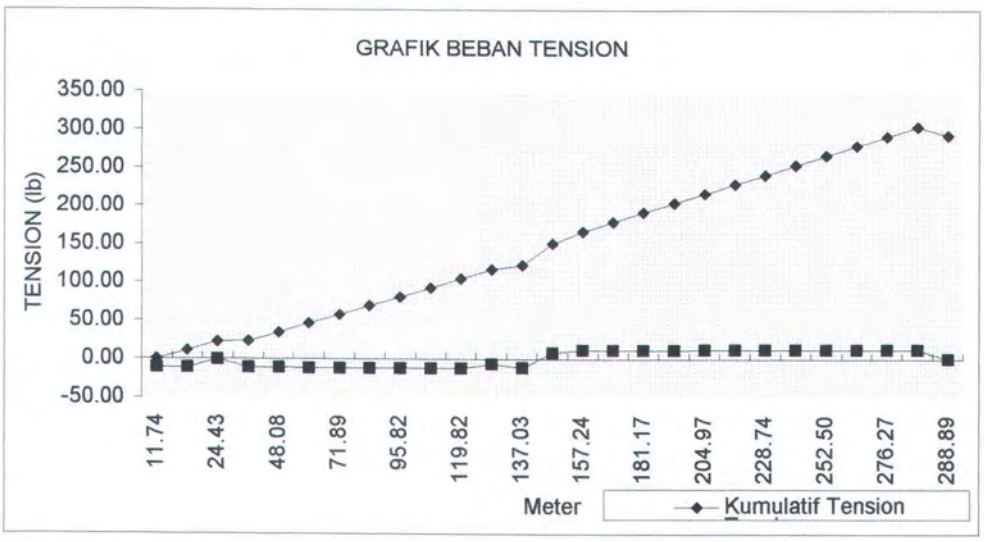

GRAFIK BEBAN TENSION
TENSION (lb)
300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
-50.00
0.63
24.27
48.08
72.02
96.01
114.02
138.02
162.02
174.49
194.70
Meter
Kumulatif Tension
Tension

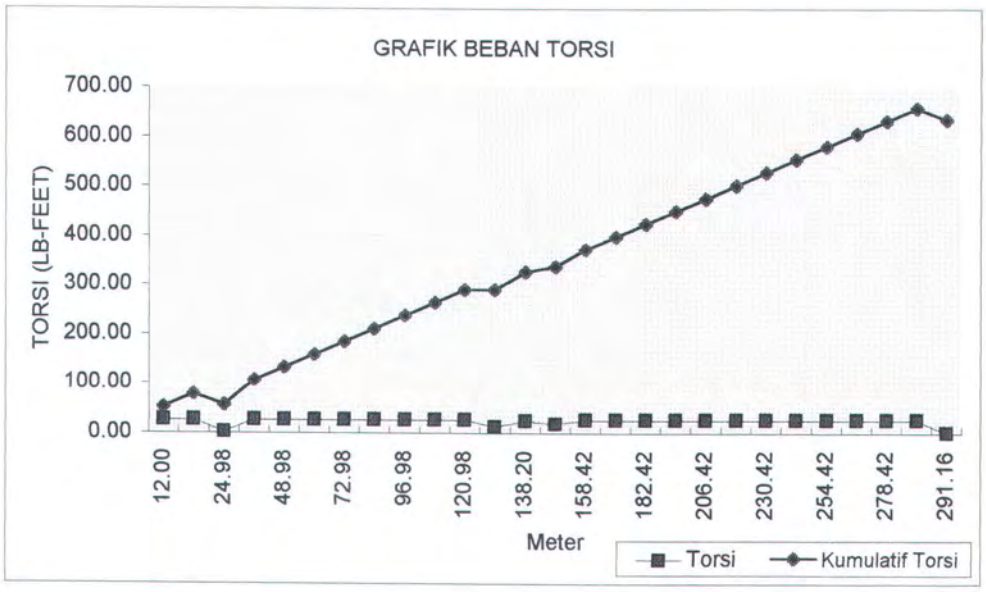

GRAFIK BEBAN TORSI
TORSI (LB-FEET)
700.00
600.00
500.00
400.00
300.00
200.00
100.00
0.00
0.64
24.64
48.64
72.64
96.64
114.65
138.65
162.65
175.12
195.34
Meter
Kumulatif Torsi
Torsi

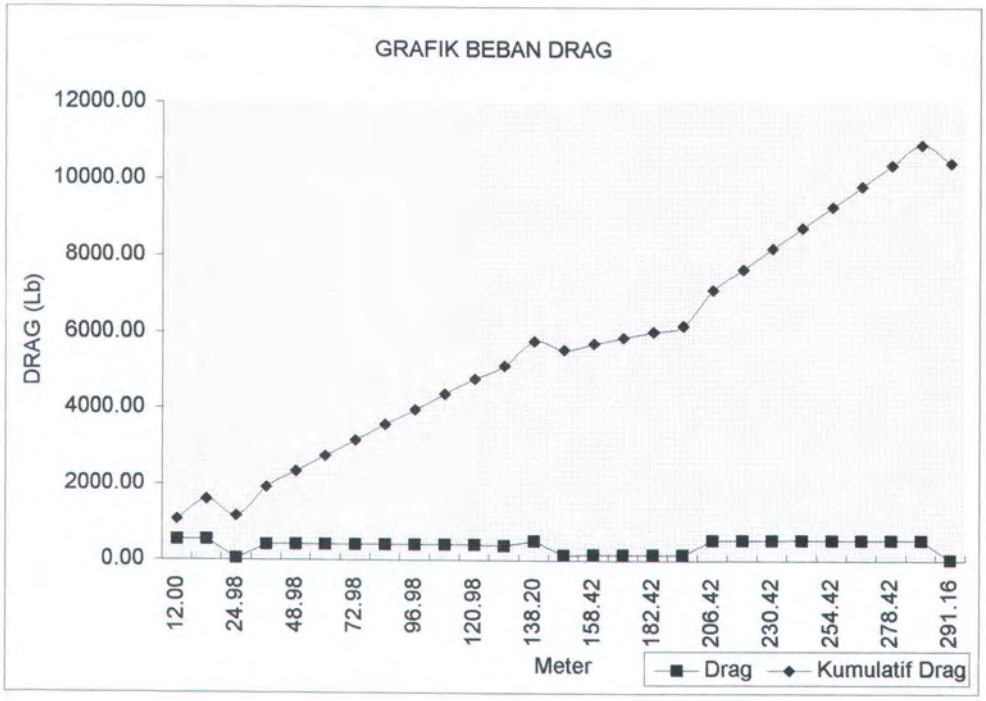

GRAFIK BEBAN DRAG
DRAG (Lb)
35000.00
30000.00
25000.00
20000.00
15000.00
10000.00
5000.00
0.00
0.64
24.64
48.64
72.64
96.64
114.65
138.65
162.65
175.12
195.34
Meter
Kumulatif Drag
Drag

Lembar Perhitungan

TAMAN-TROSOBO-BAMBE HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING







M.Munari -4884300139

3.6.1 Mojokerto / Brantas HDD Proyek

A. Kebutuhan Khusus

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Perijinan		Ls	10,000,000.00	10,000,000.00
2	Mobilisasi Peralatan		Ls	125,000,000.00	125,000,000.00
3	Transportasi		Ls	20,000,000.00	20,000,000.00
4	Camp		Ls	3,000,000.00	3,000,000.00
	Jumlah Total				158,000,000.00

B. Biaya Perencanaan dan Desain

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Welding Procedure Spec.		Ls	2,000,000.00	2,000,000.00
2	Performance Qualification Rec.		Ls	750,000.00	750,000.00
3	Welder Performance Test		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
4	Survey				
5	Soil Investigation		Ls	3,250,000.00	3,250,000.00
6	Geotechnical Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
7	Site Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
8	**Desain:**		Ls	8,500,000.00	8,500,000.00
	Profiling				
	Entry and Exit Location				
	Rig Location				
	Geotechnical Survey				
	Hydrostatic Test Procedure				
	Jumlah Total				17,500,000.00

C.Biaya Pekerjaan

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	**Procurement of Material :**				
	Pipe Coated as Required	286.84	M	275,000.00	78,881,000.00
	Fitting, Valve and Accesories		Ls	32,000,000.00	32,000,000.00
2	Welding / Jointing	24	Joint	250,000.00	6,000,000.00
3	Welding Inspection and NDT	24	Joint	160,000.00	3,840,000.00
4	Drilling	286.84	M	1,125,000.00	322,695,000.00
5	Handling, Moving, Pulling	286.84	M	50,000.00	14,342,000.00
6	Excavation		Ls	360,000.00	360,000.00
7	Backfilling		Ls	540,000.00	540,000.00
8	Reinstatement		Ls	1,080,000.00	1,080,000.00
9	Cleaning,Pig, Hydrostatic Test	286.84	M	60,000.00	17,210,400.00
	and Dewatering				
10	Cathodic Protection Installation		Ls	350,000.00	350,000.00
11	Commisioning		Ls	4,300,000.00	4,300,000.00
12	Prepare As Built Drawing		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
	Jumlah Total				482,598,400.00

D. Rekapitulasi Biaya

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
I	Kebutuhan Khusus				158,000,000.00
II	Biaya Perencanaan & desain				17,500,000.00
III	Biaya Pekerjaan				482,598,400.00
	Jumlah Total				658,098,400.00

3.6.2 Taman - Trosobo - Bambe HDD Proyek

A. Kebutuhan Khusus

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Perijinan		Ls	10,000,000.00	10,000,000.00
2	Mobilisasi Peralatan		Ls	125,000,000.00	125,000,000.00
3	Transportasi		Ls	20,000,000.00	20,000,000.00
4	Camp		Ls	3,000,000.00	3,000,000.00
	Jumlah Total				158,000,000.00

B. Biaya Perencanaan dan Desain

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Welding Procedure Spec.		Ls	2,000,000.00	2,000,000.00
2	Performance Qualification Rec.		Ls	750,000.00	750,000.00
3	Welder Performance Test		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
4	Survey				
5	Soil Investigation		Ls	3,250,000.00	3,250,000.00
6	Geotechnical Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
7	Site Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
8	**Desain:**		Ls	8,500,000.00	8,500,000.00
	Profiling				
	Entry and Exit Location				
	Rig Location				
	Geotechnical Survey				
	Hydrostatic Test Procedure				
	Jumlah Total				17,500,000.00

C.Biaya Pekerjaan

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	**Procurement of Material :**				
	Pipe Coated as Required	291.16	M	275,000.00	80,069,000.00
	Fitting, Valve and Accesories		Ls	32,000,000.00	32,000,000.00
2	Welding / Jointing	25	Joint	250,000.00	6,250,000.00
3	Welding Inspection and NDT	25	Joint	160,000.00	4,000,000.00
4	Drilling	291.16	M	1,125,000.00	327,555,000.00
5	Handling, Moving, Pulling	291.16	M	50,000.00	14,558,000.00
6	Excavation		Ls	360,000.00	360,000.00
7	Backfilling		Ls	540,000.00	540,000.00
8	Reinstatement		Ls	1,080,000.00	1,080,000.00
9	Cleaning,Pig, Hydrostatic Test	291.16	M	60,000.00	17,469,600.00
	and Dewatering				
10	Cathodic Protection Installation		Ls	350,000.00	350,000.00
11	Commisioning		Ls	4,300,000.00	4,300,000.00
12	Prepare As Built Drawing		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
	Jumlah Total				489,531,600.00

D. Rekapitulasi Biaya

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
I	Kebutuhan Khusus				158,000,000.00
II	Biaya Perencanaan & desain				17,500,000.00
III	Biaya Pekerjaan				489,531,600.00
	Jumlah Total				665,031,600.00

3.6.3 Mojosari HDD Proyek

A. Kebutuhan Khusus

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Perijinan		Ls	10,000,000.00	10,000,000.00
2	Mobilisasi Peralatan		Ls	125,000,000.00	125,000,000.00
3	Transportasi		Ls	20,000,000.00	20,000,000.00
4	Camp		Ls	3,000,000.00	3,000,000.00
	Jumlah Total				158,000,000.00

B. Biaya Perencanaan dan Desain

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Welding Procedure Spec.		Ls	2,000,000.00	2,000,000.00
2	Performance Qualification Rec.		Ls	750,000.00	750,000.00
3	Welder Performance Test		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
4	Survey				
5	Soil Investigation		Ls	3,250,000.00	3,250,000.00
6	Geotechnical Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
7	Site Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
8	**Desain:**		Ls	8,500,000.00	8,500,000.00
	Profiling				
	Entry and Exit Location				
	Rig Location				
	Geotechnical Survey				
	Hydrostatic Test Procedure				
	Jumlah Total				17,500,000.00

C.Biaya Pekerjaan

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	**Procurement of Material :**				
	Pipe Coated as Required	285.50	M	275,000.00	78,512,500.00
	Fitting, Valve and Accesories		Ls	32,000,000.00	32,000,000.00
2	Welding / Jointing	24	Joint	250,000.00	6,000,000.00
3	Welding Inspection and NDT	24	Joint	160,000.00	3,840,000.00
4	Drilling	285.50	M	1,125,000.00	321,187,500.00
5	Handling, Moving, Pulling	285.50	M	50,000.00	14,275,000.00
6	Excavation		Ls	360,000.00	360,000.00
7	Backfilling		Ls	540,000.00	540,000.00
8	Reinstatement		Ls	1,080,000.00	1,080,000.00
9	Cleaning,Pig, Hydrostatic Test	285.50	M	60,000.00	17,130,000.00
	and Dewatering				
10	Cathodic Protection Installation		Ls	350,000.00	350,000.00
11	Commisioning		Ls	4,300,000.00	4,300,000.00
12	Prepare As Built Drawing		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
	Jumlah Total				480,575,000.00

D. Rekapitulasi Biaya

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
I	Kebutuhan Khusus				158,000,000.00
II	Biaya Perencanaan & desain				17,500,000.00
III	Biaya Pekerjaan				480,575,000.00
	Jumlah Total				656,075,600.00

3.6.3 Kaliporong HDD Proyek

A. Kebutuhan Khusus

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Perijinan		Ls	10,000,000.00	10,000,000.00
2	Mobilisasi Peralatan		Ls	125,000,000.00	125,000,000.00
3	Transportasi		Ls	20,000,000.00	20,000,000.00
4	Camp		Ls	3,000,000.00	3,000,000.00
	Jumlah Total				158,000,000.00

B. Biaya Perencanaan dan Desain

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	Welding Procedure Spec.		Ls	2,000,000.00	2,000,000.00
2	Performance Qualification Rec.		Ls	750,000.00	750,000.00
3	Welder Performance Test		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
4	Survey				
5	Soil Investigation		Ls	3,250,000.00	3,250,000.00
6	Geotechnical Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
7	Site Survey		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
8	**Desain:**		Ls	8,500,000.00	8,500,000.00
	Profiling				
	Entry and Exit Location				
	Rig Location				
	Geotechnical Survey				
	Hydrostatic Test Procedure				
	Jumlah Total				17,500,000.00

C.Biaya Pekerjaan

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
1	**Procurement of Material :**				
	Pipe Coated as Required	237.06	M	275,000.00	65,191,500.00
	Fitting, Valve and Accesories		Ls	32,000,000.00	32,000,000.00
2	Welding / Jointing	20	Joint	250,000.00	5,000,000.00
3	Welding Inspection and NDT	20	Joint	160,000.00	3,200,000.00
4	Drilling	237.06	M	1,125,000.00	266,692,500.00
5	Handling, Moving, Pulling	237.06	M	50,000.00	11,853,000.00
6	Excavation		Ls	360,000.00	360,000.00
7	Backfilling		Ls	540,000.00	540,000.00
8	Reinstatement		Ls	1,080,000.00	1,080,000.00
9	Cleaning,Pig, Hydrostatic Test	237.06	M	60,000.00	14,223,600.00
	and Dewatering				
10	Cathodic Protection Installation		Ls	350,000.00	350,000.00
11	Commisioning		Ls	4,300,000.00	4,300,000.00
12	Prepare As Built Drawing		Ls	1,000,000.00	1,000,000.00
	Jumlah Total				405,790,600.00

D. Rekapitulasi Biaya

no.	Deskripsi	Volume	Satuan	Harga	Jumlah
I	Kebutuhan Khusus				158,000,000.00
II	Biaya Perencanaan & desain				17,500,000.00
III	Biaya Pekerjaan				405,790,600.00
	Jumlah Total				581,290,600.00

Evaluasi Pembayaran Pinjaman Proyek HDD

Proyek :Kali Porong Horizontal Directional Drilling

Keterangan

Pembayaran Pinjaman /Tahun	Rp.64,749,437.52
Pembayaran / Bulan	Rp.5,395,786.46
Interest in First Calendar Year	Rp.25,265,872.58
Interest Over Term of Loan	Rp.331,821,902.80
Jumlah PinjamanTotal	Rp.971,241,562.80

Masukan

Jumlah Pinjaman	Rp.639,419,660.00
Bunga Tahunan	6.00%
Periode Pinjaman dlm tahun	15
Tahun Pertama Pinjaman	1994
Bulan Pertama Pinjaman	May

Pembayaran untuk 12 bulan pertama

Year	Month	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
	May	639,419,660.00	5,395,786.46	2,198,688.16	3,197,098.30	2,198,688.16	3,197,098.30	637,220,971.84
	Jun	637,220,971.84	5,395,786.46	2,209,681.60	3,186,104.86	4,408,369.76	6,383,203.16	635,011,290.24
	Jul	635,011,290.24	5,395,786.46	2,220,730.01	3,175,056.45	6,629,099.77	9,558,259.61	632,790,560.23
	Aug	632,790,560.23	5,395,786.46	2,231,833.66	3,163,952.80	8,860,933.43	12,722,212.41	630,558,726.57
	Sep	630,558,726.57	5,395,786.46	2,242,992.83	3,152,793.63	11,103,926.26	15,875,006.04	628,315,733.74
	Oct	628,315,733.74	5,395,786.46	2,254,207.79	3,141,578.67	13,358,134.05	19,016,584.71	626,061,525.95
	Nov	626,061,525.95	5,395,786.46	2,265,478.83	3,130,307.63	15,623,612.88	22,146,892.34	623,796,047.12
	Dec	623,796,047.12	5,395,786.46	2,276,806.22	3,118,980.24	17,900,419.10	25,265,872.58	621,519,240.90
1995	Jan	621,519,240.90	5,395,786.46	2,288,190.26	3,107,596.20	20,188,609.36	28,373,468.78	619,231,050.64
	Feb	619,231,050.64	5,395,786.46	2,299,631.21	3,096,155.25	22,488,240.57	31,469,624.03	616,931,419.43
	Mar	616,931,419.43	5,395,786.46	2,311,129.36	3,084,657.10	24,799,369.93	34,554,281.13	614,620,290.07
	Apr	614,620,290.07	5,395,786.46	2,322,685.01	3,073,101.45	27,122,054.94	37,627,382.58	612,297,605.06

Yearly Schedule of Balances and Payments

Year	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
1995	621,519,240.90	64,749,437.52	28,226,113.72	36,523,323.80	46,126,532.82	61,789,196.38	Rp.593,293,127
1996	593,293,127.18	64,749,437.52	29,967,039	34,782,399	76,093,571.37	96,571,595.35	563,326,089
1997	563,326,088.63	64,749,437.52	31,815,340	32,934,098	107,908,911.29	129,505,692.95	531,510,749
1998	531,510,748.71	64,749,437.52	33,777,640	30,971,797	141,686,551.75	160,477,490.01	497,733,108
1999	497,733,108.25	64,749,437.52	35,860,971	28,888,466	177,547,523.17	189,365,956.11	461,872,137-
2000	461,872,136.83	64,749,437.52	38,072,798	26,676,640	215,620,320.84	216,042,595.96	423,799,339
2001	423,799,339.16	64,749,437.52	40,421,045	24,328,393	256,041,365.36	240,370,988.96	383,378,295
2002	383,378,294.64	64,749,437.52	42,914,126	21,835,311	298,955,491.46	262,206,300.38	340,464,169
2003	340,464,168.54	64,749,437.52	45,560,975	19,188,462	344,516,466.95	281,394,762.41	294,903,193
2004	294,903,193.05	64,749,437.52	48,371,077	16,378,361	392,887,543.72	297,773,123.16	246,532,116
2005	246,532,116.28	64,749,437.52	51,354,499	13,394,939	444,242,042.66	311,168,061.74	195,177,617
2006	195,177,617.34	64,749,437.52	54,521,932	10,227,505	498,763,974.73	321,395,567.19	140,655,685
2007	140,655,685.27	64,749,437.52	57,884,726	6,864,712	556,648,700.26	328,260,279.18	82,770,960
2008	82,770,959.74	64,749,437.52	61,454,929	3,294,509	618,103,629.01	331,554,787.95	21,316,031
2009	21,316,030.99	21,583,145.84	21,316,031	267,115	639,419,660.00	331,821,902.80	0

Evaluasi Pembayaran Pinjaman Proyek HDD

Proyek : Mojokerto Horizontal Directional Drilling

Keterangan

Pembayaran Pinjaman /Tahun	Rp.73,304,989.32
Pembayaran / Bulan	Rp.6,108,749.11
Interest in First Calendar Year	Rp.28,604,333.72
Interest Over Term of Loan	Rp.375,666,599.80
Jumlah PinjamanTotal	Rp.1,099,574,839.80

Masukan

Jumlah Pinjaman	Rp.723,908,240.00
Bunga Tahunan	6.00%
Periode Pinjaman dlm tahun	15
Tahun Pertama Pinjaman	1994
Bulan Pertama Pinjaman	May

Pembayaran untuk 12 bulan pertama

Year	Month	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
	May	723,908,240.00	6,108,749.11	2,489,207.91	3,619,541.20	2,489,207.91	3,619,541.20	721,419,032.09
	Jun	721,419,032.09	6,108,749.11	2,501,653.95	3,607,095.16	4,990,861.86	7,226,636.36	718,917,378.14
	Jul	718,917,378.14	6,108,749.11	2,514,162.22	3,594,586.89	7,505,024.08	10,821,223.25	716,403,215.92
	Aug	716,403,215.92	6,108,749.11	2,526,733.03	3,582,016.08	10,031,757.11	14,403,239.33	713,876,482.89
	Sep	713,876,482.89	6,108,749.11	2,539,366.70	3,569,382.41	12,571,123.81	17,972,621.74	711,337,116.19
	Oct	711,337,116.19	6,108,749.11	2,552,063.53	3,556,685.58	15,123,187.34	21,529,307.32	708,785,052.66
	Nov	708,785,052.66	6,108,749.11	2,564,823.85	3,543,925.26	17,688,011.19	25,073,232.58	706,220,228.81
	Dec	706,220,228.81	6,108,749.11	2,577,647.97	3,531,101.14	20,265,659.16	28,604,333.72	703,642,580.84
1995	Jan	703,642,580.84	6,108,749.11	2,590,536.21	3,518,212.90	22,856,195.37	32,122,546.62	701,052,044.63
	Feb	701,052,044.63	6,108,749.11	2,603,488.89	3,505,260.22	25,459,684.26	35,627,806.84	698,448,555.74
	Mar	698,448,555.74	6,108,749.11	2,616,506.33	3,492,242.78	28,076,190.59	39,120,049.62	695,832,049.41
	Apr	695,832,049.41	6,108,749.11	2,629,588.86	3,479,160.25	30,705,779.45	42,599,209.87	693,202,460.55

Yearly Schedule of Balances and Payments

Year	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
1995	703,642,580.84	73,304,989.32	31,955,721.20	41,349,268.12	52,221,380.36	69,953,601.84	Rp.671,686,860
1996	671,686,859.64	73,304,989.32	33,926,680	39,378,309	86,148,060.27	109,331,911.25	637,760,180
1997	637,760,179.73	73,304,989.32	36,019,203	37,285,786	122,167,263.55	146,617,697.29	601,740,976
1998	601,740,976.45	73,304,989.32	38,240,789	35,064,200	160,408,052.48	181,681,897.68	563,500,188
1999	563,500,187.52	73,304,989.32	40,599,397	32,705,592	201,007,449.60	214,387,489.88	522,900,790
2000	522,900,790.40	73,304,989.32	43,103,479	30,201,510	244,110,928.69	244,589,000.11	479,797,311
2001	479,797,311.31	73,304,989.32	45,762,007	27,542,982	289,872,936.06	272,131,982.06	434,035,304
2002	434,035,303.94	73,304,989.32	48,584,508	24,720,481	338,457,443.90	296,852,463.54	385,450,796
2003	385,450,796.10	73,304,989.32	51,581,094	21,723,895	390,038,537.89	318,576,358.87	333,869,702
2004	333,869,702.11	73,304,989.32	54,762,503	18,542,486	444,801,040.88	337,118,845.20	279,107,199
2005	279,107,199.12	73,304,989.32	58,140,134	15,164,855	502,941,175.23	352,283,700.17	220,967,065
2006	220,967,064.77	73,304,989.32	61,726,091	11,578,899	564,667,265.85	363,862,598.87	159,240,974
2007	159,240,974.15	73,304,989.32	65,533,221	7,771,768	630,200,486.67	371,634,367.37	93,707,753
2008	93,707,753.33	73,304,989.32	69,575,166	3,729,823	699,775,653.15	375,364,190.21	24,132,587
2009	24,132,586.85	24,434,996.44	24,132,587	302,410	723,908,240.00	375,666,599.80	0

Evaluasi Pembayaran Pinjaman Proyek HDD

Proyek : Bambe River Horizontal Directional Drilling

Keterangan

Pembayaran Pinjaman /Tahun	Rp.74,077,272.24
Pembayaran / Bulan	Rp.6,173,106.02
Interest in First Calendar Year	Rp.28,905,686.17
Interest Over Term of Loan	Rp.379,624,323.60
Jumlah PinjamanTotal	Rp.1,111,159,083.60

Masukan

Jumlah Pinjaman	Rp.731,534,760.00
Bunga Tahunan	6.00%
Periode Pinjaman dlm tahun	15
Tahun Pertama Pinjaman	1994
Bulan Pertama Pinjaman	May

Pembayaran untuk 12 bulan pertama

Year	Month	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
	May	731,534,760.00	6,173,106.02	2,515,432.22	3,657,673.80	2,515,432.22	3,657,673.80	729,019,327.78
	Jun	729,019,327.78	6,173,106.02	2,528,009.38	3,645,096.64	5,043,441.60	7,302,770.44	726,491,318.40
	Jul	726,491,318.40	6,173,106.02	2,540,649.43	3,632,456.59	7,584,091.03	10,935,227.03	723,950,668.97
	Aug	723,950,668.97	6,173,106.02	2,553,352.68	3,619,753.34	10,137,443.71	14,554,980.37	721,397,316.29
	Sep	721,397,316.29	6,173,106.02	2,566,119.44	3,606,986.58	12,703,563.15	18,161,966.95	718,831,196.85
	Oct	718,831,196.85	6,173,106.02	2,578,950.04	3,594,155.98	15,282,513.19	21,756,122.93	716,252,246.81
	Nov	716,252,246.81	6,173,106.02	2,591,844.79	3,581,261.23	17,874,357.98	25,337,384.16	713,660,402.02
	Dec	713,660,402.02	6,173,106.02	2,604,804.01	3,568,302.01	20,479,161.99	28,905,686.17	711,055,598.01
1995	Jan	711,055,598.01	6,173,106.02	2,617,828.03	3,555,277.99	23,096,990.02	32,460,964.16	708,437,769.98
	Feb	708,437,769.98	6,173,106.02	2,630,917.17	3,542,188.85	25,727,907.19	36,003,153.01	705,806,852.81
	Mar	705,806,852.81	6,173,106.02	2,644,071.76	3,529,034.26	28,371,978.95	39,532,187.27	703,162,781.05
	Apr	703,162,781.05	6,173,106.02	2,657,292.11	3,515,813.91	31,029,271.06	43,048,001.18	700,505,488.94

Yearly Schedule of Balances and Payments

Year	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
1995	711,055,598.01	74,077,272.24	32,292,381.16	41,784,891.08	52,771,543.15	70,690,577.25	Rp.678,763,217
1996	678,763,216.85	74,077,272.24	34,284,104	39,793,168	87,055,647.51	110,483,745.13	644,479,112
1997	644,479,112.49	74,077,272.24	36,398,673	37,678,599	123,454,320.40	148,162,344.48	608,080,440
1998	608,080,439.60	74,077,272.24	38,643,663	35,433,609	162,097,983.80	183,595,953.32	569,436,776
1999	569,436,776.20	74,077,272.24	41,027,120	33,050,152	203,125,103.79	216,646,105.57	528,409,656
2000	528,409,656.21	74,077,272.24	43,557,583	30,519,689	246,682,686.77	247,165,794.83	484,852,073
2001	484,852,073.23	74,077,272.24	46,244,119	27,833,153	292,926,806.16	274,998,947.68	438,607,954
2002	438,607,953.84	74,077,272.24	49,096,355	24,980,917	342,023,161.64	299,979,864.44	389,511,598
2003	389,511,598.36	74,077,272.24	52,124,511	21,952,761	394,147,672.91	321,932,625.41	337,387,087
2004	337,387,087.09	74,077,272.24	55,339,437	18,737,835	449,487,109.97	340,670,460.59	282,047,650
2005	282,047,650.03	74,077,272.24	58,752,652	15,324,620	508,239,762.42	355,995,080.38	223,294,998
2006	223,294,997.58	74,077,272.24	62,376,387	11,700,885	570,616,149.91	367,695,965.13	160,918,610
2007	160,918,610.09	74,077,272.24	66,223,627	7,853,646	636,839,776.49	375,549,610.79	94,694,984
2008	94,694,983.51	74,077,272.24	70,308,155	3,769,117	707,147,931.46	379,318,728.06	24,386,829
2009	24,386,828.54	24,692,424.08	24,386,829	305,596	731,534,760.00	379,624,323.60	0

Evaluasi Pembayaran Pinjaman Proyek HDD

Proyek : Mojosari Horizontal Directional Drilling

Keterangan

Pembayaran Pinjaman /Tahun	Rp.73,079,671.44	43,300,989.60
Pembayaran / Bulan	Rp.6,089,972.62	
Interest in First Calendar Year	Rp.28,516,412.46	
Interest Over Term of Loan	Rp.374,511,911.60	
Jumlah PinjamanTotal	Rp.1,096,195,071.60	

Masukan

Jumlah Pinjaman	Rp.721,683,160.00
Bunga Tahunan	6.00%
Periode Pinjaman dlm tahun	15
Tahun Pertama Pinjaman	1994
Bulan Pertama Pinjaman	May

Pembayaran untuk 12 bulan pertama

Year	Month	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
	May	721,683,160.00	6,089,972.62	2,481,556.82	3,608,415.80	2,481,556.82	3,608,415.80	719,201,603.18
	Jun	719,201,603.18	6,089,972.62	2,493,964.60	3,596,008.02	4,975,521.42	7,204,423.82	716,707,638.58
	Jul	716,707,638.58	6,089,972.62	2,506,434.43	3,583,538.19	7,481,955.85	10,787,962.01	714,201,204.15
	Aug	714,201,204.15	6,089,972.62	2,518,966.60	3,571,006.02	10,000,922.45	14,358,968.03	711,682,237.55
	Sep	711,682,237.55	6,089,972.62	2,531,561.43	3,558,411.19	12,532,483.88	17,917,379.22	709,150,676.12
	Oct	709,150,676.12	6,089,972.62	2,544,219.24	3,545,753.38	15,076,703.12	21,463,132.60	706,606,456.88
	Nov	706,606,456.88	6,089,972.62	2,556,940.34	3,533,032.28	17,633,643.46	24,996,164.88	704,049,516.54
	Dec	704,049,516.54	6,089,972.62	2,569,725.04	3,520,247.58	20,203,368.50	28,516,412.46	701,479,791.50
1995	Jan	701,479,791.50	6,089,972.62	2,582,573.66	3,507,398.96	22,785,942.16	32,023,811.42	698,897,217.84
	Feb	698,897,217.84	6,089,972.62	2,595,486.53	3,494,486.09	25,381,428.69	35,518,297.51	696,301,731.31
	Mar	696,301,731.31	6,089,972.62	2,608,463.96	3,481,508.66	27,989,892.65	38,999,806.17	693,693,267.35
	Apr	693,693,267.35	6,089,972.62	2,621,506.28	3,468,466.34	30,611,398.93	42,468,272.51	691,071,761.07

Yearly Schedule of Balances and Payments

Year	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
1995	701,479,791.50	73,079,671.44	31,857,498.82	41,222,172.62	52,060,867.32	69,738,585.08	Rp.669,622,293
1996	669,622,292.68	73,079,671.44	33,822,399	39,257,272	85,883,266.64	108,995,857.20	635,799,893
1997	635,799,893.36	73,079,671.44	35,908,491	37,171,181	121,791,757.54	146,167,037.74	599,891,402
1998	599,891,402.46	73,079,671.44	38,123,248	34,956,423	159,915,005.58	181,123,461.14	561,768,154
1999	561,768,154.42	73,079,671.44	40,474,607	32,605,065	200,389,612.14	213,728,526.02	521,293,548
2000	521,293,547.86	73,079,671.44	42,970,992	30,108,680	243,360,603.87	243,837,205.73	478,322,556
2001	478,322,556.13	73,079,671.44	45,621,348	27,458,323	288,981,952.35	271,295,528.69	432,701,208
2002	432,701,207.65	73,079,671.44	48,435,173	24,644,498	337,417,125.77	295,940,026.71	384,266,034
2003	384,266,034.23	73,079,671.44	51,422,549	21,657,123	388,839,674.71	317,597,149.21	332,843,485
2004	332,843,485.29	73,079,671.44	54,594,179	18,485,492	443,433,853.95	336,082,641.41	278,249,306
2005	278,249,306.05	73,079,671.44	57,961,429	15,118,243	501,395,282.70	351,200,884.10	220,287,877
2006	220,287,877.30	73,079,671.44	61,536,363	11,543,309	562,931,645.55	362,744,192.69	158,751,514
2007	158,751,514.45	73,079,671.44	65,331,791	7,747,880	628,263,436.62	370,492,073.06	93,419,723
2008	93,419,723.38	73,079,671.44	69,361,313	3,718,358	697,624,749.60	374,210,431.52	24,058,410
2009	24,058,410.40	24,359,890.48	24,058,410	301,480	721,683,160.00	374,511,911.60	0

Evaluasi Pembayaran Pinjaman Proyek HDD

Proyek :Kali Porong Horizontal Directional Drilling

Keterangan

Pembayaran Pinjaman /Tahun	Rp.64,749,437.52
Pembayaran / Bulan	Rp.5,395,786.46
Interest in First Calendar Year	Rp.25,265,872.58
Interest Over Term of Loan	Rp.331,821,902.80
Jumlah PinjamanTotal	Rp.971,241,562.80

Masukan

Jumlah Pinjaman	Rp.639,419,660.00
Bunga Tahunan	6.00%
Periode Pinjaman dlm tahun	15
Tahun Pertama Pinjaman	1994
Bulan Pertama Pinjaman	May

Pembayaran untuk 12 bulan pertama

Year	Month	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
	May	639,419,660.00	5,395,786.46	2,198,688.16	3,197,098.30	2,198,688.16	3,197,098.30	637,220,971.84
	Jun	637,220,971.84	5,395,786.46	2,209,681.60	3,186,104.86	4,408,369.76	6,383,203.16	635,011,290.24
	Jul	635,011,290.24	5,395,786.46	2,220,730.01	3,175,056.45	6,629,099.77	9,558,259.61	632,790,560.23
	Aug	632,790,560.23	5,395,786.46	2,231,833.66	3,163,952.80	8,860,933.43	12,722,212.41	630,558,726.57
	Sep	630,558,726.57	5,395,786.46	2,242,992.83	3,152,793.63	11,103,926.26	15,875,006.04	628,315,733.74
	Oct	628,315,733.74	5,395,786.46	2,254,207.79	3,141,578.67	13,358,134.05	19,016,584.71	626,061,525.95
	Nov	626,061,525.95	5,395,786.46	2,265,478.83	3,130,307.63	15,623,612.88	22,146,892.34	623,796,047.12
	Dec	623,796,047.12	5,395,786.46	2,276,806.22	3,118,980.24	17,900,419.10	25,265,872.58	621,519,240.90
1995	Jan	621,519,240.90	5,395,786.46	2,288,190.26	3,107,596.20	20,188,609.36	28,373,468.78	619,231,050.64
	Feb	619,231,050.64	5,395,786.46	2,299,631.21	3,096,155.25	22,488,240.57	31,469,624.03	616,931,419.43
	Mar	616,931,419.43	5,395,786.46	2,311,129.36	3,084,657.10	24,799,369.93	34,554,281.13	614,620,290.07
	Apr	614,620,290.07	5,395,786.46	2,322,685.01	3,073,101.45	27,122,054.94	37,627,382.58	612,297,605.06

Yearly Schedule of Balances and Payments

Year	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
1995	621,519,240.90	64,749,437.52	28,226,113.72	36,523,323.80	46,126,532.82	61,789,196.38	Rp.593,293,127
1996	593,293,127.18	64,749,437.52	29,967,039	34,782,399	76,093,571.37	96,571,595.35	563,326,089
1997	563,326,088.63	64,749,437.52	31,815,340	32,934,098	107,908,911.29	129,505,692.95	531,510,749
1998	531,510,748.71	64,749,437.52	33,777,640	30,971,797	141,686,551.75	160,477,490.01	497,733,108
1999	497,733,108.25	64,749,437.52	35,860,971	28,888,466	177,547,523.17	189,365,956.11	461,872,137
2000	461,872,136.83	64,749,437.52	38,072,798	26,676,640	215,620,320.84	216,042,595.96	423,799,339
2001	423,799,339.16	64,749,437.52	40,421,045	24,328,393	256,041,365.36	240,370,988.96	383,378,295
2002	383,378,294.64	64,749,437.52	42,914,126	21,835,311	298,955,491.46	262,206,300.38	340,464,169
2003	340,464,168.54	64,749,437.52	45,560,975	19,188,462	344,516,466.95	281,394,762.41	294,903,193
2004	294,903,193.05	64,749,437.52	48,371,077	16,378,361	392,887,543.72	297,773,123.16	246,532,116
2005	246,532,116.28	64,749,437.52	51,354,499	13,394,939	444,242,042.66	311,168,061.74	195,177,617
2006	195,177,617.34	64,749,437.52	54,521,932	10,227,505	498,763,974.73	321,395,567.19	140,655,685
2007	140,655,685.27	64,749,437.52	57,884,726	6,864,712	556,648,700.26	328,260,279.18	82,770,960
2008	82,770,959.74	64,749,437.52	61,454,929	3,294,509	618,103,629.01	331,554,787.95	21,316,031
2009	21,316,030.99	21,583,145.84	21,316,031	267,115	639,419,660.00	331,821,902.80	0

Evaluasi Pembayaran
Pinjaman Kumulatif Proyek HDD

Keterangan

Pembayaran Pinjaman /Tahun	Rp.285,211,370.64
Pembayaran / Bulan	Rp.23,767,614.22
Interest in First Calendar Year	Rp.111,292,304.96
Interest Over Term of Loan	Rp.1,461,624,739.60
Jumlah PinjamanTotal	Rp.4,278,170,559.60

Masukan

Jumlah Pinjaman	Rp.2,816,545,820.00
Bunga Tahunan	6.00%
Periode Pinjaman dlm tahun	15
Tahun Pertama Pinjaman	1994
Bulan Pertama Pinjaman	May

Pembayaran untuk 12 bulan pertama

Year	Month	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
	May	2,816,545,820.00	23,767,614.22	9,684,885.12	14,082,729.10	9,684,885.12	14,082,729.10	2,806,860,934.88
	Jun	2,806,860,934.88	23,767,614.22	9,733,309.55	14,034,304.67	19,418,194.67	28,117,033.77	2,797,127,625.33
	Jul	2,797,127,625.33	23,767,614.22	9,781,976.09	13,985,638.13	29,200,170.76	42,102,671.90	2,787,345,649.24
	Aug	2,787,345,649.24	23,767,614.22	9,830,885.97	13,936,728.25	39,031,056.73	56,039,400.15	2,777,514,763.27
	Sep	2,777,514,763.27	23,767,614.22	9,880,040.40	13,887,573.82	48,911,097.13	69,926,973.97	2,767,634,722.87
	Oct	2,767,634,722.87	23,767,614.22	9,929,440.61	13,838,173.61	58,840,537.74	83,765,147.58	2,757,705,282.26
	Nov	2,757,705,282.26	23,767,614.22	9,979,087.81	13,788,526.41	68,819,625.55	97,553,673.99	2,747,726,194.45
	Dec	2,747,726,194.45	23,767,614.22	10,028,983.25	13,738,630.97	78,848,608.80	111,292,304.96	2,737,697,211.20
1995	Jan	2,737,697,211.20	23,767,614.22	10,079,128.16	13,688,486.06	88,927,736.96	124,980,791.02	2,727,618,083.04
	Feb	2,727,618,083.04	23,767,614.22	10,129,523.80	13,638,090.42	99,057,260.76	138,618,881.44	2,717,488,559.24
	Mar	2,717,488,559.24	23,767,614.22	10,180,171.42	13,587,442.80	109,237,432.18	152,206,324.24	2,707,308,387.82
	Apr	2,707,308,387.82	23,767,614.22	10,231,072.28	13,536,541.94	119,468,504.46	165,742,866.18	2,697,077,315.54

Yearly Schedule of Balances and Payments

Year	Beginning Balance	Payments	Principal	Interest	Cumulative Principal	Cumulative Interest	Ending Balance
1995	2,737,697,211.20	285,211,370.64	124,331,713.76	160,879,656.88	203,180,322.56	272,171,961.84	Rp.2,613,365,497
1996	2,613,365,497.44	285,211,370.64	132,000,222	153,211,148	335,180,544.74	425,383,110.30	2,481,365,275
1997	2,481,365,275.26	285,211,370.64	140,141,707	145,069,664	475,322,251.79	570,452,773.89	2,341,223,568
1998	2,341,223,568.21	285,211,370.64	148,785,341	136,426,030	624,107,592.69	706,878,803.63	2,192,438,227
1999	2,192,438,227.31	285,211,370.64	157,962,095	127,249,275	782,069,687.84	834,128,079.12	2,034,476,132
2000	2,034,476,132.16	285,211,370.64	167,704,852	117,506,519	949,774,539.39	951,634,598.21	1,866,771,281
2001	1,866,771,280.61	285,211,370.64	178,048,520	107,162,851	1,127,823,059.21	1,058,797,449.03	1,688,722,761
2002	1,688,722,760.79	285,211,370.64	189,030,163	96,181,208	1,316,853,222.15	1,154,978,656.73	1,499,692,598
2003	1,499,692,597.85	285,211,370.64	200,689,130	84,522,241	1,517,542,351.91	1,239,500,897.61	1,299,003,468
2004	1,299,003,468.09	285,211,370.64	213,067,196	72,144,174	1,730,609,548.06	1,311,645,072.10	1,085,936,272
2005	1,085,936,271.94	285,211,370.64	226,208,715	59,002,656	1,956,818,262.65	1,370,647,728.15	859,727,557
2006	859,727,557.35	285,211,370.64	240,160,773	45,050,598	2,196,979,035.78	1,415,698,325.66	619,566,784
2007	619,566,784.22	285,211,370.64	254,973,364	30,238,007	2,451,952,399.89	1,445,936,332.19	364,593,420
2008	364,593,420.11	285,211,370.64	270,699,563	14,511,807	2,722,651,963.18	1,460,448,139.54	93,893,857
2009	93,893,856.82	95,070,456.88	93,893,857	1,176,600	2,816,545,820.00	1,461,624,739.60	0

DEPARTEMEN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
Kampus ITS - Sukolilo, Surabaya 60111 Telp. 5947254, 597274 psw. 144 Telex 34224 Fax 5947254

FORMULIR EVALUASI KEMAJUAN TUGAS AKHIR

Kami , dosen pembimbing Tugas Akhir dari mahasiswa :

Nama : M. MUNARI
NRP : 4388100004
Judul TA : STUDI TEKNIS EKONOMIS HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING (HDD)

Setelah mempertimbangkang butir-butir berikut :

a. Keaktifan mahasiswa dalam mengadakan asistensi.
b. Proporsi Materi TA yang telah diselesaikan sampai saat ini.
c. Prospek penyelesaian TA dalam jangka waktu yan relevan .
d. Masa Studi yang tersisa.

Dengan ini kami mengusulkan agar TA mahasiswa tersebut diputuskan untuk :

☐ Dibatalkan keseluruhannya dan mengajukan judul baru
☐ Diperkenankan menyelesaikan tanpa perubahan
☐ Diperkenankan mengikuti Ujian Tugas Akhir dengan Judul :

.....

.....

Selanjutnya mahasiswa diatas diharuskan untuk dapat menyelesaikan Tugas Akhirnya dan dapat mengikuti ujian Tugas Akhir untuk Wisuda ..... 19.....

tan untuk diperhatikan
simpulan dan saran
lak mengacu ke Tujuan
n Topik masalah
alisa pembahasan belum
ta (Kesimpulan adalah bagian dari pembahasan,
ebaiki Abstrak

Surabaya , 8 - 10 1997
Dosen Pembimbing ;

(IR. J.J. SOEDJONO, M.SC)