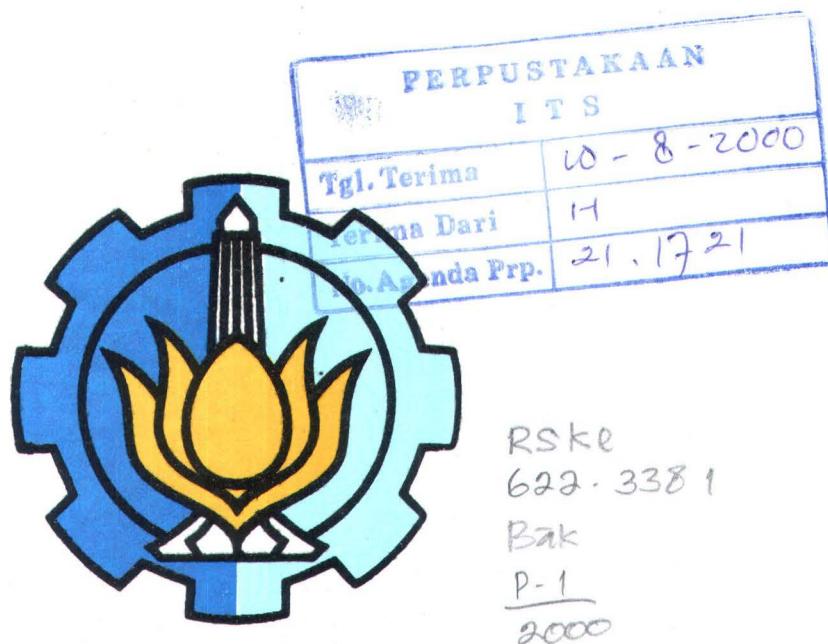


14.881/H/02

**TUGAS AKHIR
(KL 1702)**

**PERENCANAAN BERBASIS KEANDALAN
DRILL PIPE TERHADAP BUCKLING
PADA PROSES PENGEBORAN**



Disusun Oleh :

BAKHRUDIN

NRP. 4394.100.043

**JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2000**

**PERENCANAAN BERBASIS KEANDALAN
DRILL PIPE TERHADAP BUCKLING
PADA PROSES PENGEBORAN**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya**

Mengetahui / Menyetujui

Dosen Pembimbing I



Ir. J.J. SOEDJONO, M.Sc.
NIP. 130 359 270

Dosen Pembimbing II

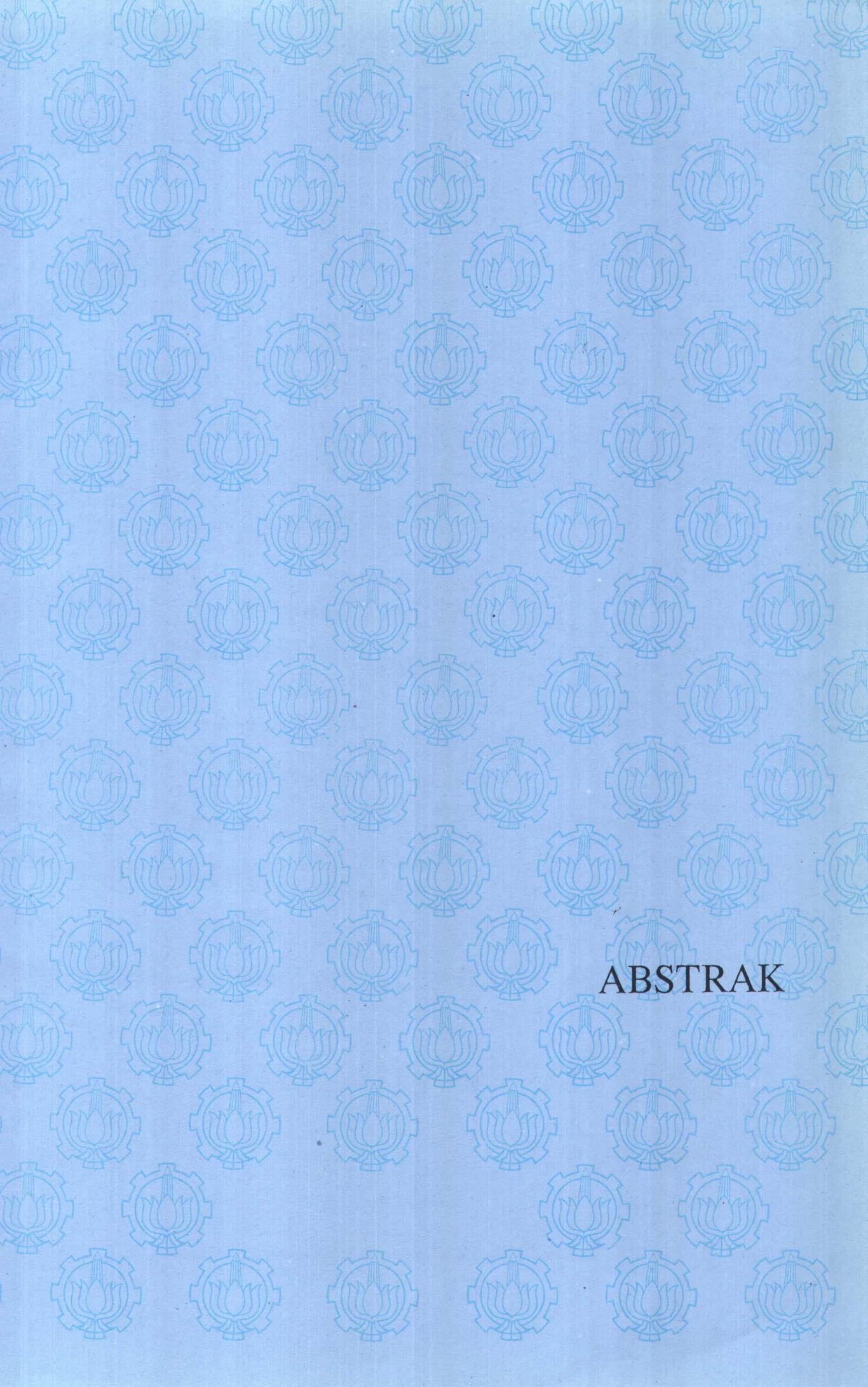
Dr. Ir. DANIEL M. ROSYID, PhD
NIP. 131 782 038

**S U R A B A Y A
Februari, 2000**

Kupersembahkan Tugas Akhir ini kepada :

*Aba dan Ibunda
H. Fadelan dan Hj. Mufarokhah*

*Adik-adikku tercinta
Hidayati Rohmah
Sri Wahyuni
Maria Rusdiana*



ABSTRAK

ABSTRAK

Tugas Akhir ini merupakan studi perencanaan drill pipe untuk mengurangi peluang terjadinya buckling dan juga untuk mengetahui tingkat keandalannya pada proses pengeboran. Penentuan nilai keandalannya menggunakan perhitungan metode Advanced First Order Second Moment (AFOSM) dan standar drill pipe yang dipakai mengikuti API RP 7G.

Dalam studi kasus untuk menerapkan metode ini telah dipilih sumur pengeboran NGL - PA Globo milik Pertamina Operasi EP Cepu. Pada metode ini moda kegagalan yang digunakan adalah buckling dengan perubah acak : Koefisien Gesek, Pengaruh Drag, Diameter luar, Dogleg Severity. Dengan drill pipe berukuran DiameterLuar(OD)= 4,5 in yang digunakan dilapangan, menunjukkan bahwa frekwensi terjadinya buckling cukup besar. Hal tersebut terbukti setelah dilakukan analisa dan perhitungan, diperoleh indeks keandalannya sebesar 0,13 dan peluang kegagalan dilokasi sebesar 57,53 % .

Untuk target indeks keandalan(β) antara 1-3 pada kondisi pembebahan selama proses pengeboran yang sama, maka hasil komputasi dengan menggunakan metode AFOSM memperlihatkan perencanaan drill pipe yang sesuai dengan lokasi pengeboran ialah Diameter Luar (OD)= 3,5 in, Diameter Dalam (ID)=2,83 in, dan Berat Nominal (W_n)= 13,30 lbm/ft, dengan Indeks keandalan sebesar 1,123 dan peluang kegagalannya sebesar 13,14% .

KATA PENGANTAR

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, segala puji bagi Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya kepada seluruh hamba-Nya. Dan tak lupa shalawat serta salam semoga tetap terlipahkan kepada junjungan kita Rasulullah Muhammad SAW yang telah membimbing dan mengentaskan umatnya dari jalan kegelapan menuju ke jalan yang benar.

Atas kehendak-Nya juga, setelah melalui perjalanan yang panjang dan melelahkan, selesai sudah tugas akhir dengan judul : ***Perencanaan Berbasis Keandalan Drill Pipe terhadap Buckling pada Proses Pengeboran*** yang dibuat sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan studi Strata-1 (S-1) di jurusan Teknik Kelautan ITS.

Drill pipe dipilih sebagai obyek penelitian, karena *drill pipe* ini merupakan peralatan yang sangat dominan dalam suatu proses pengeboran. *Drill pipe* tersebut membantu untuk menuju sumur reservoir yang akan dituju. Tetapi dalam proses bekerjanya *drill pipe* tersebut seringkali mengalami buckling (tekuk), sehingga menyebabkan kegagalan dalam proses pengeboran.

Sehubungan dengan hal tersebut, tidak berlebihan kiranya apabila dilakukan analisa buckling dan perencanaan *drill pipe*, diambil sebagai topik bahasan dalam tugas akhir ini. Untuk lebih memantapkan jaminan akan keselamatan dan keberhasilan, maka kriteria perencanaan *drill pipe* yang dilakukan tadi harus bisa dikuatifikasikan secara lebih eksplisit. Untuk tujuan ini, konsep keandalan dan resiko (*reliability and risk concept*) digunakan sebagai basis perencanaan *drill*



pipe. Hal ini juga menjadi topik bahasan yang perlu dan cukup menarik dalam tugas akhir ini.

Secara garis besar, penulisan tugas akhir ini dibagi menjadi 6 bagian yaitu :

1). Pendahuluan yang terdiri dari latar belakang, tujuan penulisan serta perumusan masalah dan beberapa asumsi dan batasan masalah. 2). Dasar teori yang meliputi beberapa hal tentang proses pengeboran, beberapa tentang buckling dan metode analisis keandalan. 3). Analisa perhitungan beban yang terjadi pada proses pengeboran. 4). Analisa keandalan yang muat analisis keandalan *drill pipe* yang digunakan pada lokasi pengeboran. 5). Perencanaan yang terdiri dari ukuran geometri *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran, dan terakhir 6).Kesimpulan dan saran yang memuat kesimpulan dari hasil analisis dan beberapa saran untuk meningkatkan akurasi hasil analisis topik serupa dimasa yang akan datang.

Tak ada gading yang tak retak, begitu juga dengan tugas akhir ini yang masih banyak kekurangannya sehingga hasil yang diperoleh mungkin masih jauh dari yang diharapkan. Saran dan kritik membangun dari pembaca, khususnya di lingkungan Teknik Kelautan ITS sangat diharapkan.

Akhirnya, semoga tulisan ini bermanfaat.

Bakhrudin

UCAPAN TERIMA KASIH

UCAPAN TERIMA KASIH

Selesainya tugas akhir ini juga tidak luput dari kontribusi beberapa pihak. Untuk itu terima kasih yang sedalam-dalamnya kepada mereka yang secara langsung atau tak langsung, sengaja atau tidak sengaja telah berperan dalam penyelesaian tugas akhir ini, mudah-mudahan Allah SWT akan membalasnya.

Secara khusus, ucapan terima kasih ini juga ditujukan bagi mereka yang secara langsung terkait dalam tugas akhir ini yaitu :

1. Bapak dan Ibu atas kasih dan do'anya yang tak mungkin terbalas juga adik-adik tercinta atas semua dukungan moral maupun fisik yang telah diberikan selama ini
2. Bapak Dr. Ir. Daniel M. Rosyid, PhD. selaku dosen wali, atas keikhlasannya memberi nasehat selama penulis menempuh studi di Jurusan T. Kelautan ITS.
3. Bapak Ir J.J Soedjono, MSc. selaku dosen pembimbing pertama, atas bimbingan dan arahannya sejak dari proses pengalian ide sampai selesaiya tugas akhir ini.
4. Bapak Dr. Ir. Daniel M. Rosyid, PhD. selaku dosen pembimbing kedua, atas bimbingan dan nasehat yang diberikan selama ini.
5. Bapak Dr. Ir. Paulus Indiyono, MSc. selaku Ketua Jurusan Teknik Kelautan.
6. Bapak Dr. Ir. Wahyudi, MSc. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Kelautan.
7. Seluruh dosen Jurusan Teknik Kelautan dan karyawan di lingkungan Teknik Kelautan tanpa terkecuali atas segala bantuannya.
8. Pimpinan dan Staf Pertamina Operasi EP Cepu atas bantuan dan dukungannya.
9. Keluarga Besar Asem Payung 27A dan Gebang Roda 2 atas dukungan dan do'anya.

10. Teman-teman *Laut'94*, DJ, Midi, Sempel, Setan, Singo, Sayang (Gm) dan khususnya teman-teman seperjuangan *Kloter 2 Laut'94* dalam Ujian Tugas Akhir. Tak lupa adik-adik Laut'95, '96, '97.
11. Teman-teman *Argres*, Faris, Agus, Abrak, (Wartel Laju) dan sobat Illiyin, Fatkhur, Hakim (Pemuda Café) serta spesial Thank buat “Christiana Dewi” (Christine)

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI

	Halaman
LEMBAR JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
ABSTRAK	iii
KATA PENGANTAR	iv
UCAPAN TERIMA KASIH	vi
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABLE	xii

BAB I : PENDAHULUAN

1. 1. Latar Belakang Masalah	I - 1
1. 2. Perumusan Masalah	I - 2
1. 3. Batasan Masalah	I - 2
1. 4. Tujuan	I - 3
1. 5. Metodologi Pembahasan	I - 4

BAB II : DASAR TEORI

2. 1. Directional Drilling	II - 1
2.1.1. Pengertian dan Prinsip Kerja Directional Drilling	II - 2
2.1.2. Botom Hole Assembly (BHA)	II - 4
2.1.3. Metode Radius of Curvature	II - 4
2.2. Buckling	II - 6
2.2.1. Tipe Buckling	II - 8
2.2.2. Beban Kritis pada Drill pipe	II - 9
2.3. Pembebanan pada Saat Pengeboran	II - 10

2.3.1. Beban Tension	II - 10
2.3.2. Beban Torsi	II - 12
2.3.3. Beban Drag	II - 14
 2.4. Keandalan Drill pipe	 II - 18
2.4.1. Margin Keselamatan	II - 19
2.4.2. Metode AFOSM	II - 22

BAB III : ANALISA PERHITUNGAN BEBAN

3.1. Perhitungan Beban Buckling	III - 1
3.2. Perhitungan Beban Kritis	III - 3
3.3. Panjang Lintasan Miring	III - 4
3.4. Panjang Lintasan Lurus	III - 5
3.5. Radius of Curvature	III - 5
3.6. Analisa Beban pada Proses pengeboran	III - 6
3.6.1. Perhitungan Beban Torsi	III - 6
3.6.2. Perhitungan Beban Drag	III - 7
3.6.3. Perhitungan Beban Tension	III - 8

BAB IV : ANALISA KEANDALAN DRILL PIPE

4.1. Moda Kegagalan	IV - 1
4.2. Faktor-faktor Ketidakpastian	IV - 2
4.2.1. Perubah Dasar	IV - 2
4.2.2. Model Probabilistik	IV - 3
4.3. Penentuan Indeks Keandalan	IV - 4
4.3.1. Fungsi Bidang Keandalan	IV - 4
4.4. Perhitungan Indeks Keandalan	IV - 8
4.5. Peluang Kegagalan	IV - 10

BAB V : PERENCANAAN DRILL PIPE	V - 1
5.1. Penentuan Indeks Keandalan	V - 1
5.2. Perhitungan Diameter Drill pipe	
5.3. Perencanaan Drill Pipe	V - 3
5.4. Peluang Kegagalan	V - 6

BAB VI : KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan	VI - 1
6.2. Saran	VI - 2

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN A

LAMPIRAN B

LAMPIRAN C



DAFTAR GAMBAR

DAFTAR GAMBAR

	Halaman	
Gambar 1.1	Diagram Alir Pengerajan Tugas Akhir	I - 4
Gambar 2.1	Directional Drilling	II - 1
Gambar 2.2	Bottom Hole Assembly	II - 3
Gambar 2.3	Radius of Curvature	II - 5
Gambar 2.4	Tipe Buckling	II - 9
Gambar 2.5	Pembebanan Selama Proses Pengeboran	II - 17
Gambar 2.6	Diagram Interferensi dengan Kedua <i>pdf</i> yang Terpisah	II - 20
Gambar 2.7	Diagram Interferensi dengan Cukup Berarti	II - 20
Gambar 2.8	Interprestasi Geometri Indeks Keandalan β	II - 23
Gambar 2.9	Indeks Keandalan untuk Fungsi Kinerja Non-linear	II - 23
Gambar 2.10	Diagram Alir Metode AFOSM	II - 24
Gambar 4.1	Diagram Alir Iterasi Program	IV - 9
Gambar 5.1	Grafik Perbandingan β dan μ_D	V - 2

DAFTAR TABEL

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 4.1 Perubah - perubah Dasar	IV - 3
Tabel 4.2 Hasil Iterasi α dan β	IV - 8
Tabel 5.1 Hasil Iterasi Perbandingan β dan μ D	V - 2

BAB I

PENDAHULUAN

MILIK PERPUSTAKAAN
ITS

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

Pada proses pengeboran biasanya terjadi buckling pada beberapa *drill pipe* yang digunakan untuk pengeboran. Hal tersebut diakibatkan dari beban yang diberikan pada *drill pipe* untuk memutar dan menekan pipa disamping itu juga akibat beban drag (beban gesekan) yang terjadi antara pipa dan tanah. Karakteristik dari tanah yang akan di bor merupakan faktor yang sangat mempengaruhi terjadinya buckling pada *drill pipe*, sebab gaya gesek dan tekanan dari dalam tanah sangat berpengaruh pada besarnya beban yang akan diberikan pada *drill pipe* agar bor dapat masuk kedalam tanah.

Untuk mengatasi permasalahan tersebut maka perlu studi dan perencanaan *drill pipe* yang akan digunakan untuk proses pengeboran. Dengan adanya perencanaan *drill pipe* ini diharapkan beban-beban terutama beban drag (gesek) dan tekanan dari dalam tanah pada proses pengeboran dapat dikurangi, sehingga diharapkan peluang terjadinya buckling pada *drill pipe* dapat dikurangi. Karena apabila terjadi buckling pada proses pengeboran akan dapat mengakibatkan patah pada *drill pipe* sehingga akan memakan waktu (*down time*) yang lama dan biaya yang cukup mahal untuk mengambil patahan *drill pipe* yang berada didalam tanah. Alternatif yang dapat kita lakukan adalah memilih jenis dan material *drill pipe*



yang sesuai dengan kondisi tanah dan penentuan peletakan pipa pemberat yang tepat selama proses pengeboran agar terjadinya buckling tidak terlalu besar.

Perencanaan *drill pipe* ini didahului dengan melakukan analisa-analisa kondisi tanah pada lokasi dan analisa beban yang terjadi selama proses pengeboran dan analisa keandalan material dan geometri *drill pipe*, dari analisa yang telah dilakukan diharapkan dapat diperoleh perencanaan *drill pipe* yang sesuai sehingga dapat mengatasi masalah-masalah pengeboran terutama buckling pada *drill pipe*.

1.2. Perumusan Masalah

1. Bagaimanakah menentukan keandalan *drill pipe* agar dapat mengurangi buckling yang terjadi selama proses pengeboran ?
2. Bagaimanakah perencanaan *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran?

1.3. Batasan Masalah

Dalam melakukan analisa ini, untuk mempermudah penyelesaian, maka dilakukan beberapa batasan masalah yaitu :

1. Penelitian dilakukan di sumur NGL-PA Globo milik Pertamina Operasi EP Cepu .
2. Proses pengeboran yang digunakan untuk penelitian adalah jenis pengeboran directional (*Directional Drilling*).
3. Jenis lumpur yang digunakan adalah lumpur *bentonite* dan serangkaian *Bottom Hole Assembly* (BHA) diabaikan dalam analisa perhitungan



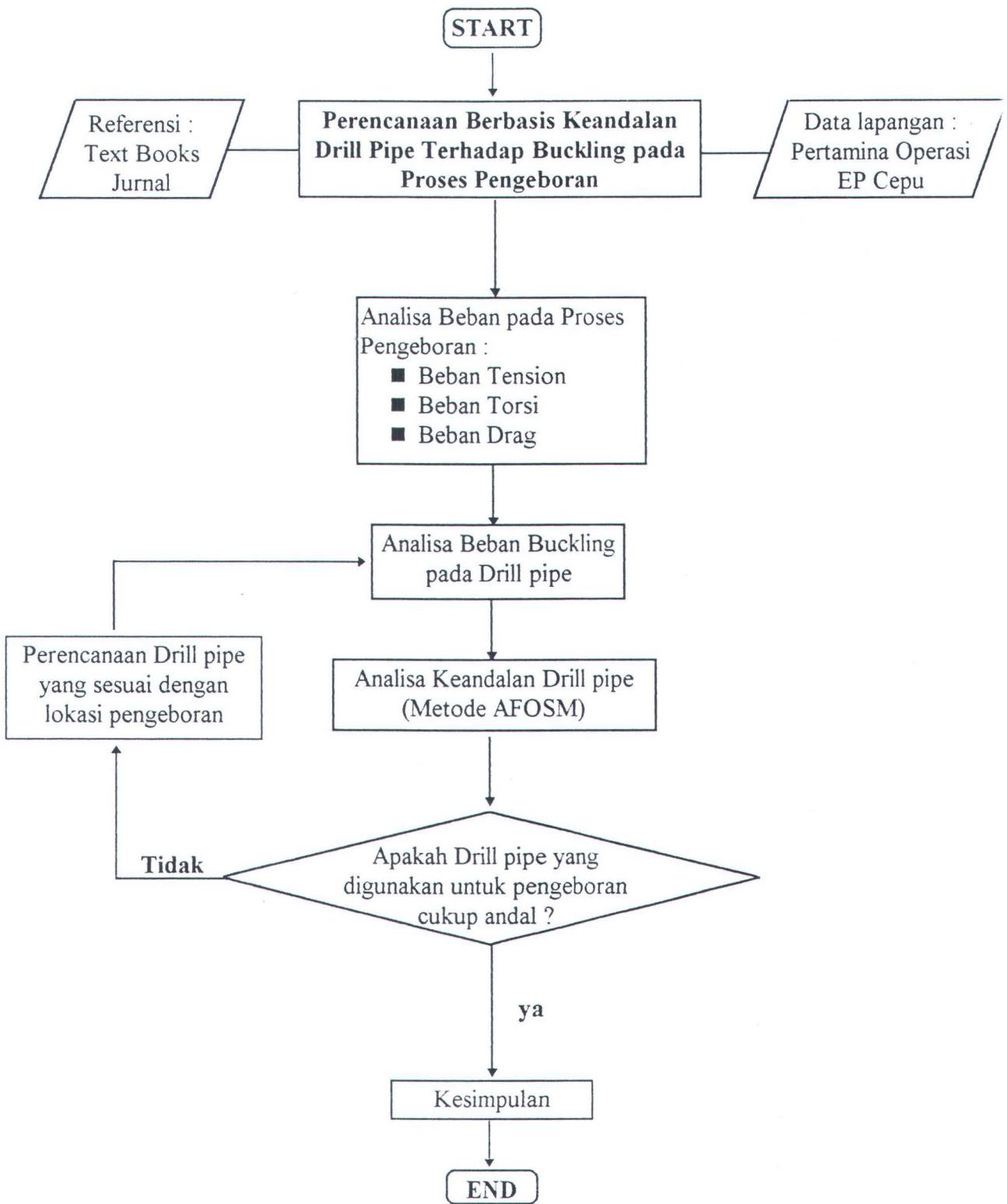
1.4. Tujuan

Tujuan utama dari penulisan Tugas Akhir ini adalah menghasilkan ukuran geometri *drill pipe* yang andal dan effektif agar peluang terjadinya buckling dapat dikurangi pada proses pengeboran tersebut. Sehingga dapat memberikan alternatif *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran.

1.5. Metodologi Pembahasan

Perencanaan dan analisa yang dilakukan berdasarkan konsep-konsep dasar yang digali dari beberapa referensi dan literatur. Berdasarkan data-data yang ada tersebut maka perencanaan *drill pipe* dapat kita mulai dengan perhitungan beban buckling maksimum yang mampu diterima oleh *drill pipe*, selanjutnya dilakukan perhitungan beban-beban yang terjadi pada saat pengeboran untuk menentukan tipe terjadinya buckling. Kemudian kita analisa keandalan dari *drill pipe* terhadap beban buckling, dengan menggunakan metode AFOSM akan kitaapatkan indeks keandalan dan juga kita dapatkan *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran.





Gambar 1.1. Diagram Alir Metodologi Tugas Akhir



BAB II

DASAR TEORI

BAB II

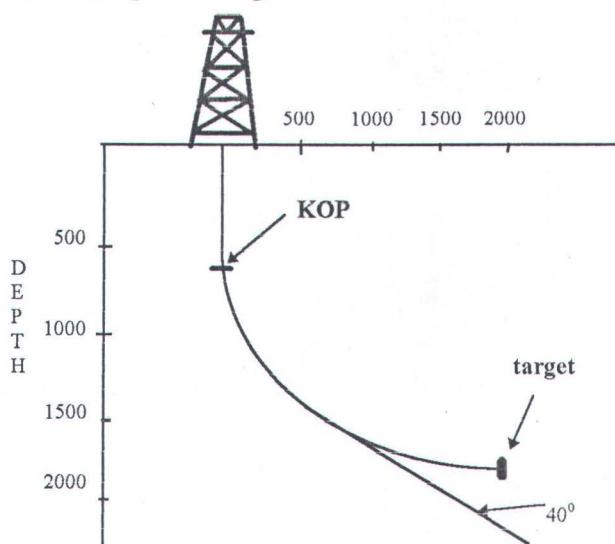
DASAR TEORI

2.1. Directional Drilling

2.1.1. Pengertian dan Prinsip Kerja Directional Drilling

Directional Drilling adalah suatu metode pengeboran berarah dengan menggunakan pertambahan sudut (1°) per 100 ft sampai ke reservoir yang dituju. Pada proses pengeboran *directional drilling* biasanya desain sumurnya terbagi menjadi 2 bagian :

1. Pengeboran vertikal sampai kedalaman tertentu yaitu sampai titik KOP (*kick off point*)
2. Pengeboran dengan menggunakan pertambahan sudut tertentu ($1-3^\circ$) per 30 meter sampai ke target.



Gambar 2.1. Directional Drilling



Prinsip kerjanya semua pekerjaan dilakukan pada dua lokasi, yaitu lokasi sumber dan lokasi tujuan, untuk pengeboran yang vertikal pengarah dan tekanan dilakukan dengan menggunakan *rotary table* sedangkan untuk pembentukan lubang lintasan bor dengan sudut tertentu menuju ke lokasi tujuan menggunakan pelaratan pengarah dan tekanan dari cairan *bentonite* (lumpur). Selama proses pengeboran berlangsung cairan *bentonite* akan disemprotkan ke dalam alur yang telah terbentuk dengan tujuan untuk menggemburkan tanah untuk mempermudah pengeboran, disamping untuk pelumasan dan pembuangan sisa-sisa tanah.

2.1.2. Bottom Hole Assembly (BHA)

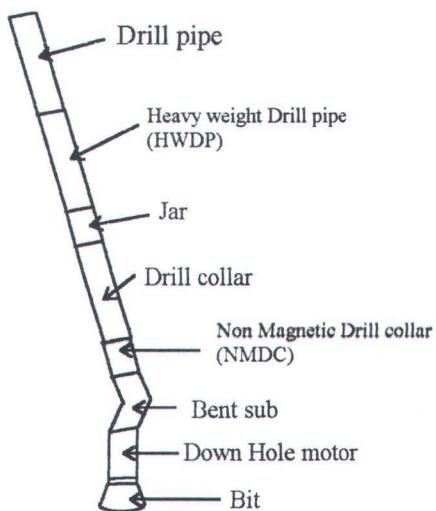
Bottom Hole Assembly (BHA) merupakan serangkaian peralatan bawah permukaan yang dipasang di bagian bawah pipa bor, guna memperoleh hasil kerja yang baik dalam membentuk lubang lintasan berdasarkan desain lintasan yang direncanakan. Pada umumnya BHA merupakan kombinasi dari peralatan-peralatan pengeboran yang meliputi : Mata bor (*bit*), *reamer*, Peralatan survey, *Non Magnetic Drill Collar* (NMDC), *Down hole motor*, *Bent Sub*, *Heavy Weight Drill Pipe* (HWDP), dan *Jar*, yang dipasang dengan susunan tertentu dengan mengikuti prinsip-prinsip pendulum dan stabilisasi.

Terdapat berbagai susunan dalam peralatan *Bottom Hole Assembly* (BHA) yang digunakan, tergantung pada kondisi lapangan dan sistem pengeborannya. Masing-masing rangkaian BHA ini mempunyai karakteristik yang unik dalam penyusunannya tergantung pada desain lubang lintasan. Effisiensi pengeboran



lintasan directional sangatlah tergantung oleh pemilihan peralatan dan susunan BHA. Pemilihan BHA dipengaruhi oleh model lintasan yang diinginkan, kondisi tanah, pengalaman *driller* serta kelengkapan peralatan yang tersedia.

Bottom Hole Assembly (BHA) yang akan digunakan suatu pengeboran *directional* 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. Laju pertambahan sudut dapat diatur dengan mengubah jarak antara *stabiliser* dengan *bit* dengan sedikit terpisah oleh *bent sub*. Hal ini akan menambah efek pengungkitan dan laju pertambahan sudut akan naik.



Gambar 2.2. Bottom Hole Assembly

2.1.3. Metode Titik Survey

Metode titik survey digunakan dan dikembangkan untuk mendapatkan parameter lubang lintasan yang meliputi : arah, *drift*, kedalaman sebenarnya dan *dogleg severity* (DLS). Untuk menganalisa kondisi lintasan diperlukan data-data yang tertacat selama instalasi berlangsung, data - data survey tersebut biasanya meliputi : kedalaman, inklinasi (α), sudut arah (β), panjang segmen pelengkungan, penambahan kedalaman, *departure*, perubahan dan komulatif perubahan koordinat. Kemudian dari data ini dapat ditentukan parameter lainnya guna mendeskripsikan lintasan yang terjadi.

Terdapat beberapa metode survey lintasan, yang biasanya dipakai untuk pengeboran jenis directional yaitu:

1. Metode Tangensial.
2. Metode sudut rata-rata
3. Metode Radius of Curvature

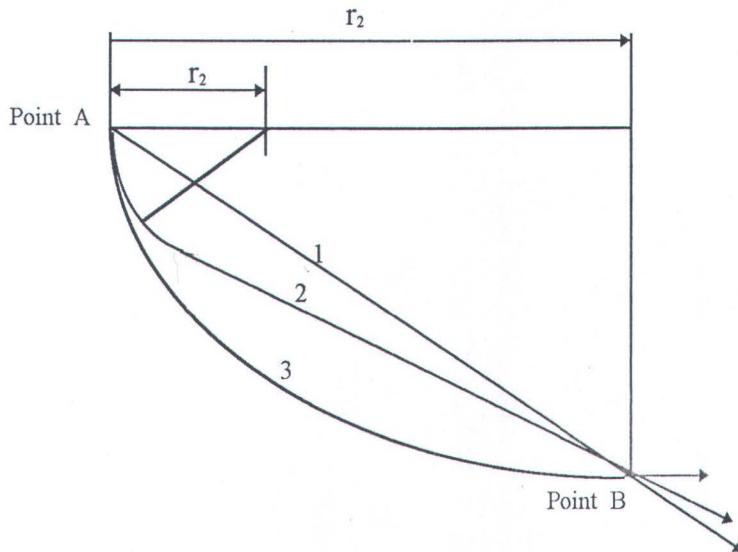
Adapun metode yang digunakan untuk pengeboran ini ialah jenis metode *radius of curvature*.

2.1.4. Metode Radius of Curvature

Metode ini berasumsi bahwa lubang lintasan bor berupa lintasan busur dengan suatu jari-jari kelengkungan tertentu. Dalam metode ini base trayektori bit dianggap sebagai lengkungan, metode ini tidak mudah untuk diterapkan karena perhitungan komplek dan membutuhkan bantuan komputer.



Metode *Radius of Curvature* ini diawali pada *Kick off Point* (KOP) hingga ke target.



Gambar 2.3. Radius of Curvature

Persamaan yang digunakan :

$$a = \sqrt{\left(\frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L}\right)^2 \sin^2\left(\frac{\phi_1 - \phi_2}{2}\right) + \left(\frac{\phi_2 - \phi_1}{\Delta L}\right)^2} \quad (2 - 1)$$

Jika pada kurva pengeborannya dilihat secara vertikal, dimana $\Delta\theta = 0$ maka

$$a = \frac{\phi_2 - \phi_1}{\Delta L} \quad (2 - 2)$$

Jika pada kurva pengeborannya dilihat secara horisontal, dimana $\phi_1 = \phi_2 = 90^\circ$ maka

$$a = \frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L} \quad (2 - 3)$$

Curvature yang sesuai dengan *Dogleg Severity* pengeboran :

$$a = \frac{\pi T}{18000} \quad (2 - 4)$$

maka *Radius of Curvature* diperoleh :

$$R = \frac{1}{a} = \frac{18000}{\pi T} \quad (2 - 5)$$

dimana :

a : Kurva Curvature pengeboran , (rad/m)

T : *Dogleg Severity*, (degree/100 m)

R : *Radius of Curvature*, (m)

2.2. Buckling

Buckling akan terjadi bila pipa bor menerima beban melebihi beban kritis dari pipa tersebut, maka pipa tersebut akan mengalami tekuk dan pada keadaan ini pipa dianggap tidak stabil. Buckling pada pipa bor disebabkan oleh beban torsion, tension dan drag selama proses pengeboran.

Terdapat dua tipe terjadinya buckling dimana kedua tipe tergantung dari besarnya rasio silender effectif (SR) dan ratio silender kolom (C_c).

Rasio silender colom (C_c) dapat kita hitung dengan persamaan:

$$C_c = \pi \left(\frac{2E}{F_y} \right)^{0.5} \quad (2 - 6)$$



Rasio slender effektif (SR) dapat kita hitung:

$$SR = \frac{KL_e}{r} \quad (2-7)$$

$$r = \left(\frac{1}{A_s} \right)^{0.5} \quad (2-8)$$

$$I = \frac{\pi(OD^4 - ID^4)}{32} \quad (2-9)$$

$$A_s = \frac{\pi(OD^2 - ID^2)}{4} \quad (2-10)$$

dimana:

OD : Outside diameter,(in)

ID : Inside diameter ,(in)

E : Modulus elastisitas, (Psi)

Fy : Tegangan yield pipa,(Psi)

r : Jari-jari girasi

I : Momen inersi,(in⁴)

A_s : Luas penampang pipa, (in²)

L_e : Panjang pipa (panjang efektif pipa), (in)

K : Faktor panjang efektif yang tergantung pada pengekang ujung

dimana;

K= 1.0 untuk kedua ujung sendi tidak tergerak lateral

K= 0,5 untuk ujung jepit

K= 0,7 untuk ujung sendi dan jepit

K= 2,0 untuk ujung jepit ujung lain bebas



2.2.1. Tipe buckling

Tipe buckling yang terjadi pada proses pengeboran :

1. Lokal buckling (Inelastic buckling)

Lokal buckling akan terjadi jika $SR < C_c$. Beban buckling maksimum yang terjadi pada lokal buckling dapat dicari dengan persamaan:

$$BL = F_y A_s \left(1 - \frac{(SR)^2}{2(C_c)^2} \right) \quad (2 - 11)$$

Lokal buckling dapat dikurangi dengan :

- memperkecil ukuran pipa (diameter)
- mengurangi tebal pipa
- mengurangi tegangan yield pipa

2. Major axis buckling (elastis buckling)

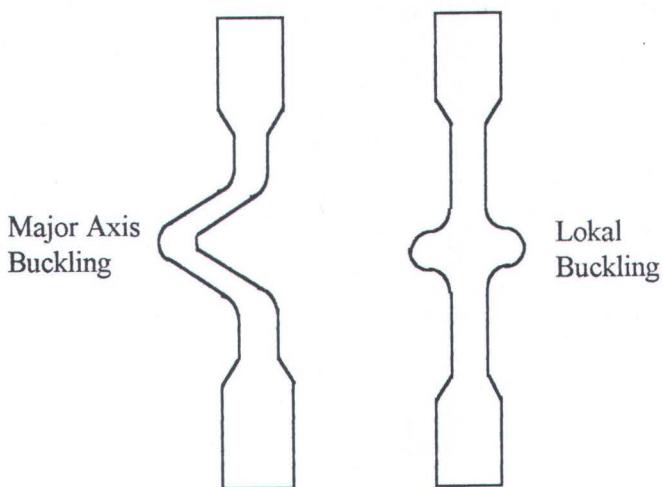
Major axis buckling akan terjadi jika $SR > C_c$. Beban buckling maksimum yang terjadi pada lokal buckling dapat dicari dengan persamaan:

$$BL = A_s \left(286 \times \frac{10^6}{(SR)^2} \right) \quad (2 - 12)$$

Major axisl buckling dapat dikurangi dengan :

- memperpendek panjang pipa
- mengurangi tebal pipa
- memperkecil ukuran pipa (diameter)





Gambar 2.4. Tipe buckling

2.2.2. Beban Kritis Pada Drill pipe

Beban kritis pada *drill pipe* adalah merupakan beban batas yang mampu diterima oleh *drill pipe* pada saat pengeboran, dimana diharapkan pada saat pengeboran besarnya beban kritis ini tidak terlampaui oleh besarnya beban pada pengeboran. Apabila besarnya beban kritis tersebut lebih kecil dari beban pada pengeboran akan dapat menimbulkan buckling pada *drill pipe*.

Analisis stabilisasi terhadap Buckling ini dirumuskan oleh *Paslay and Bogy* dengan persamaan sebagai berikut :

$$F_{\text{crit}} = 2 \left(\frac{EI\rho Ag \sin\theta}{r} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2 - 13)$$

Persamaan diatas lalu disederhanakan menjadi lebih simple dengan *Euler*

$$F_{\text{crit}} = EI \left(\frac{\pi}{L} \right)^2 \quad (2 - 14)$$

2.3 PEMBEBANAN PADA SAAT PENGEBORAN

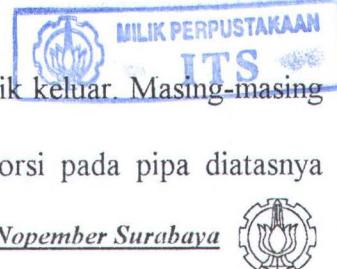
Beban yang terjadi pada suatu rangkaian pipa *directional drilling* dapat disebabkan oleh berat dari pipa itu sendiri, gesekan antara pipa dengan tanah, tekanan saat melakukan penetrasi, penarikan pipa dan sebagainya. Besarnya beban yang terjadi tergantung dari dimensi sistem yang berada dibawah permukaan, bentuk lintasan, jenis lumpur yang digunakan, dan kondisi tanah

2.3.1. Beban Tension

Tension yang terjadi pada pipa bor, pada dasarnya disebabkan oleh beban pipa yang berada dibawahnya. Besarnya tension membesar dari mulai titik netral sampai mencapai maksimal pada pipa bor paling atas. Besarnya tension yang terjadi harus dievaluasi dengan cermat hingga dapat ditentukan jenis pipa bor yang akan digunakan sesuai dengan desain rangkaian pengeboran. Beban tension yang melebihi *tension strength pipe* dapat mengakibatkan buckling pada pipa.

Cara memperkirakan besarnya beban tension yang terjadi pada pipa bor dihitung dengan cara membagi pipa kedalam segmen-segmen. Semakin kecil segmen yang diberikan, akan memberikan hasil perhitungan yang semakin baik. 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 diatasnya



sehingga perhitungan dilakukan secara terpisah hingga ketik keluar. Besarnya gaya normal dapat ditentukan dengan persamaan

$$F_n = ((P_t \sin \Delta\theta \sin \Delta\phi)^2 + (P_t \sin \Delta\theta + W \sin \Delta\phi)^2)^{0.5} \quad (2 - 15)$$

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

$$F_t = W \cos \Delta\phi \pm \mu F_n \quad (2 - 16)$$

dan pertambahan beban torsi adalah :

$$\Delta M = \mu F_n r \quad (2 - 17)$$

dimana:

F_n : Gaya normal (lbf)

F_t : Gaya tension pada tiap segmen (lbf)

$\Delta\theta$: Perbedaan sudut arah lintasan

$\Delta\phi$: Perbedaan sudut kemiringan lintasan

W : Berat pipa (lbf)

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 penurunan pipa. Untuk mendapatkan tension maksimum pada bagian paling atas pipa, maka harga komulatif tension yang dihitung dengan persamaan diatas, harus



ditambah lagi dengan beban yang tergantung dari permukaan sampai KOP, yaitu :

$$P_t = D_{kop} W \quad (2-18)$$

dimana:

D_{kop} : Kedalaman Kick of point (ft)

2.3.2. Beban Torsi

Beban torsi yang terjadi karena putaran pipa yang mendapat perlawanan gaya dari dinding tanah penahannya. Besarnya beban torsi yang terjadi pada rangkaian pengeboran, 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 mendesain lintasan bor. Jika beban torsi yang terjadi melebihi batasan tersebut, maka akan terjadi kelelahan atau kegagalan dalam pengeboran. Beban torsi yang dapat ditahan pipa pada kondisi tertarik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut (API RP 7.6):

$$T = \frac{0.096167I}{OD} \left(Y^2 - \left(\frac{T_e}{A} \right)^2 \right)^{0.5} \quad (2-19)$$

$$I = \frac{\pi}{32} (OD^4 - ID^4) \quad (2-20)$$



dimana:

T : Minimum torsi pada kondisi tertarik, (lb-ft)

I : Momen Inersia Polar, (inci⁴)

OD : *Outside Diameter*, (inci)

ID : *Inside Diameter*, (inci)

Y : *Minimum Yield Strength*, (psi)

Te : Beban tensile, (lb)

A : Luas permukaan pipa, (inci²)

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

■ Untuk lubang miring (TSA) :

$$T = \frac{OD Wm L \mu}{24} \sin\Phi \quad (2 - 21)$$

■ Untuk lubang lurus:

$$TV = \frac{1}{24} OD Wm L \mu \quad (2 - 22)$$

dimana:

T : Torsi pada lintasan lengkung (lb-ft)

TV : Torsi pada lintasan lurus (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 $WOB < 0.36 Wm R \alpha$

$$TB = \frac{1}{24} OD Wm R \alpha \mu \quad (2 - 23)$$

- Untuk $WOB > 0.36 Wm R \alpha$

$$TB = \frac{1}{24} OD Wm R \alpha \mu + \frac{OD}{46} (WOB - Wm R \alpha \mu) \quad (2 - 24)$$

dimana:

WOB : Berat bit (*weight on bit*) (lb)

Wm : Berat pipa dalam lumpur (lb-ft)

R : Jari-jari bagian pertambahan sudut (ft)

2.3.3. 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 miring.

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 pengboran yang tepat agar daerah kontak antara pipa dengan dinding lintasan menjadi minimal. Hal lain adalah dengan mengurangi koefisien gesek antara dinding tanah dengan 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 lurus.

■ Untuk lubang miring :

$$D = Wm L \mu \sin \phi \quad (2 - 25)$$

■ Untuk lubang lurus :

$$DH = Wm L \mu \quad (2- 26)$$

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 horisontal. Gaya ini dihitung dibagian EOC dengan menggunakan persamaan :

$$FA = DH + WOB \quad (2 - 27)$$

Beban drag saat menurunkan pipa kedasar lintasan :

- Jika $FA < 0,25 Wm R \alpha$

$$DB = 0,40 Wm R \alpha \quad (2 - 28)$$

- Jika $FA > 0,25 Wm R \alpha$

$$DB = 0,50 Wm R \alpha + 0,69 FA \quad (2 - 29)$$

Beban drag saat penarikan pipa dari dasar lintasan :

- Jika $FA < 0,85 Wm R \alpha$

$$DB = Wm R \alpha \quad (2 - 30)$$

- Jika $FA > 0,25 Wm R \alpha$

$$DB = 0,25 Wm R \alpha + 0,25 FA \quad (2 - 31)$$

dimana :

D : Drag pada lintasan miring (lbf)

DH : Drar pada lintasan lutur (lbf)

DB : Drag pada lintasan pertambahan sudut (lbf)

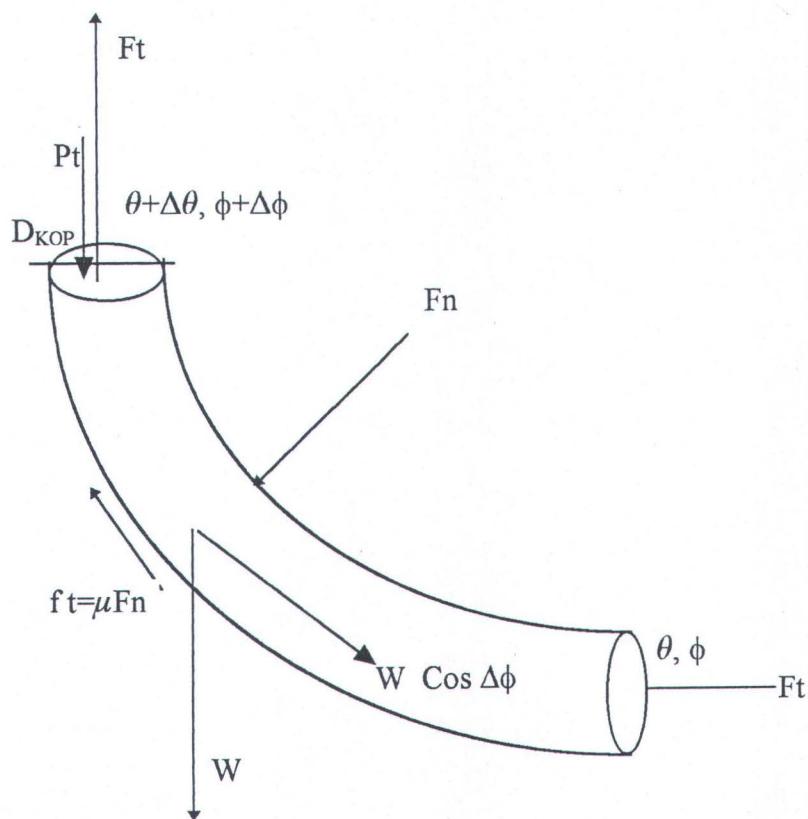
Wm : Berat dalam lumpur (lb/ft)

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)



Gambar 2.5 Pembebanan Selama Proses Pengeboran



2.4. Keandalan Drill pipe

Untuk mengetahui faktor kekuatan suatu alat (*drill pipe*), dalam menerima beban pada proses pengeboran, kebanyakan perancang secara tradisional masih menggunakan konsep angka keamanan (*safety faktor*). Dalam batas-batas tertentu konsep ini masih bisa diterima terutama dari segi teknis, karena dengan konsep tersebut drill pipe dirancang untuk lebih kuat daripada beban yang sebenarnya dengan cara mengalikan faktor kekuatan perancangan dengan angka keamanannya. Akan tetapi jika perancangan tersebut mempertimbangkan aspek ekonomis, sebaiknya perancang perlu mengkaji ulang untuk menerapkan konsep tersebut.

Dasar pemikiran dari konsep diatas sebenarnya bersumber diri adanya ketidaktentuan (*uncertainty*) baik dari efek beban maupun kekuatan drillpipe. *Thoft-Christensen and Baker* (1982) membagi ketentuan ini menjadi tiga beban :

1. Ketidaktentuan fisik yang berkaitan dengan variabilitas baik dari efek beban, maupun dari dimensi suatu alat tersebut.
2. Ketidaktentuan statistik yang berhubungan erat dengan pengolahan data yang dipakai untuk membuat model probabilistik dari berbagai keragaman fisik diatas, seperti rentangan, harga rat-rata maupun simpangan baku dari besaran tertentu.
3. Ketidaktentuan model yang behubungan dengan respon alat yang dimodelkan secara matematis, yang disitu banyak terdapat asumsi dan kondisi batas.



Adanya ketidaktentuan diatas akan menyebabkan adanya peluang kegagalan dan peluang keberhasilan sebuah sistem rekayasa. Untuk mengakomodasikan hal tersebut, dewasa ini telah diterapkan suatu pendekatan secara jelas memasukan sebaran atau variabilitas pada besaran-besaran desain ke dalam perhitungan. Pendekatan ini lebih dikenal dengan dengan konsep keandalan dan resiko (*reliability and risk concept*). Perlu disadari bahwa meskipun konsep ini juga berbasis pada ketidaktentuan (*uncertainty*), tetapi bila dibandingkan dengan konsep yang pertama maka pertimbangan peluang dalam kerangka rekayasa keandalan akan memberikan basis yang rasional untuk mengakomodasi ketidakpastian ini (Rosyid.D.M ,1996).

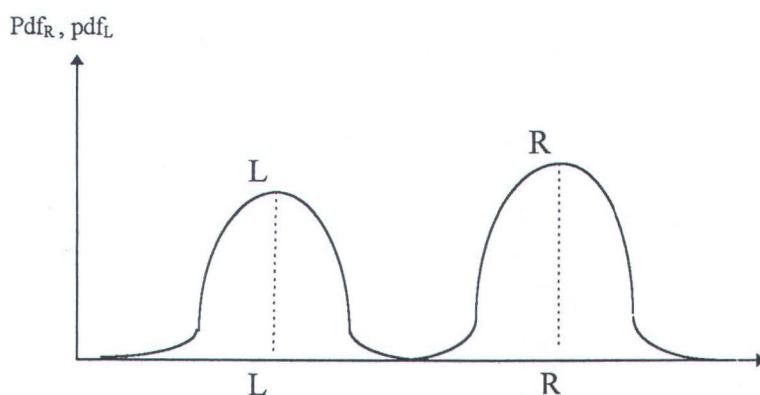
Keandalan berarti suatu pernyataan tentang besarnya peluang sebuah peralatan atau sistem untuk bekerja tanpa mengalami kegagalan dalam suatu kurun waktu dan lingkungan tertentu. Untuk memahami hal tersebut sampai pada tingkatan yang memungkinkan aplikasinya menjadi lebih mudah.

2.4.1. Margin Keselamatan

Pada perancangan peralatan, **R** adalah merupakan notasi untuk kekuatan (*resistance*), dan **L** adalah beban (*load*). Apabila dapat diasumsikan bahwa sebuah komponen, perangkat atau sistem memiliki kekuatan yang terdistribusikan mengikuti suatu kerapatan peluang (*probability density function*) pdf_R , dan efek pembebanan yang terdistribusi menurut pdf_L , maka mudah dipahami bahwa apabila

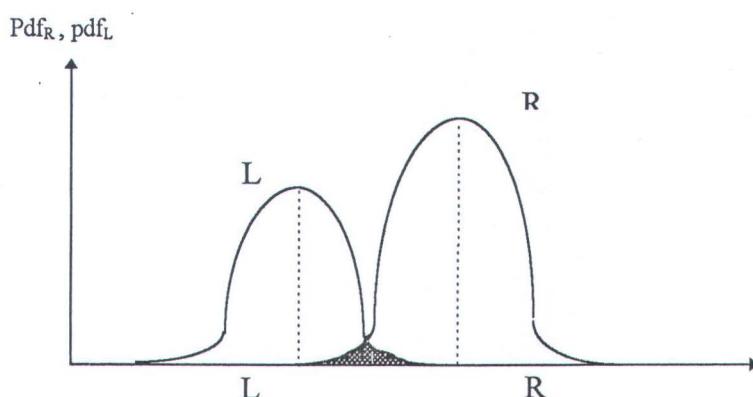


pdf_R terpisah dengan pdf_L , secara teoritis komponen tersebut memiliki keandalan 1, yaitu tidak akan pernah gagal.



Gambar 2.5. Diagram interferensi dengan kedua pdf yang terpisah

Apabila kedua pdf memiliki bagian yang berhimpitan, maka peluang terjadinya kegagalan pada komponen tidak lagi nol. Ini ditunjukkan pada daerah yang diarsir pada gambar 2.6, sebagai suatu indikasi bahwa suatu ketika akan terjadi sebuah kejadian dimana efek beban L melebihi komponen kekuatan R, yaitu terjadinya kegagalan.



Gambar 2.6. Diagram interferensi dengan interferensi cukup berarti



Sebuah teknik yang sudah mapan dalam konsep diagram interferensi ini adalah pemakaian parameter baru yang disebut margin keselamatan (*safety margin*). Margin keselamatan dinyatakan sebagai berikut :

$$MK = \frac{R - L}{\sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_L^2}} \quad (2-32)$$

Lebih lanjut, Mansour (1990) menyatakan bahwa dalam konsep keandalan, suatu masalah akan didefinisikan dalam hubungan permintaan dan penyediaan, yang keduanya merupakan variabel-variabel acak. Peluang terjadinya kegagalan (P_g) suatu sistem, dimana penyediaan (dalam hal ini adalah ketahanan atau kekuatan sistem) tidak dapat memenuhi permintaan (yaitu beban yang bekerja pada sistem) dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$P_g = P(R < L) \quad (2-33)$$

atau, bila ingin diketahui tingkat keselamatan (keandalannya) maka korelasi diatas dapat dituliskan sebagai :

$$\text{Keselamatan} = P(R > L) = 1 - P_g \quad (2-34)$$

Karena kedua variabel, yaitu kekuatan dan beban adalah bersifat acak, maka variabel ambang keselamatan Z juga akan bersifat acak. Dengan begitu keselamatan tidak hanya bergantung kepada harga mean dari ambang batas keselamatan Z , yang merupakan jarak antara harga-harga mean dari kekuatan R dan beban L , tetapi juga pada koefisien variasinya (COV). Bila koefisien variasi dari Z (COV_Z) cukup besar maka derajat keselamatan struktur akan berkurang,



demikian sebaliknya. Dengan mengganti beberapa notasi yang bersesuaian, maka peluang kegagalan diatas bisa ditulis kembali sebagai :

$$P_g = \Phi(-\beta) \quad (2-35)$$

Dimana $\Phi(-\beta)$ adalah fungsi komulatif peluang normal yang harganya dapat dilihat pada tabel distribusi komulatif normal.

2.4.2. Metode Advanced First Order Second Moment

Metode ini dipakai untuk memperkirakan langsung dengan memperhatikan fungsi kerapatan peluang perubah-perubah acak yang mengatur perilaku kegagalan komponen tersebut. Metode ini lazim dipakai dalam analisis keandalan struktur, efek pembebanan dan kekuatan komponen struktur yang dinyatakan dalam sebuah moda kegagalan (MK) sebagai perubah-perubah acak.

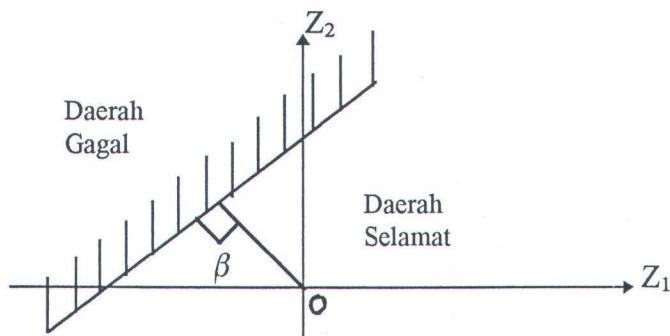
Masukan yang diperlukan dalam perhitungan adalah harga rata-rata (*mean value* atau *first momen*) dan simpangan baku (*standard deviasi* atau *second momen*) dari perubah-perubah acak tersebut. Menurut *Hosofer-Lind* metode ini dikembangkan berdasarkan interpretasi geometri atas moda kegagalan yang linear. Apabila semua perubah dasar X ditransformasikan menjadi perubah dasar baku Z melalui transformasi berikut :

$$Z_1 = \frac{X_i - \mu_{xi}}{\sigma_{xi}} \quad (2 - 36)$$

maka indeks keandalan β adalah jarak terdekat dari titik origin O ke bidang kegagalan (*failure surface*), untuk $MK(x)=0$. Interpretasi ini dipakai untuk

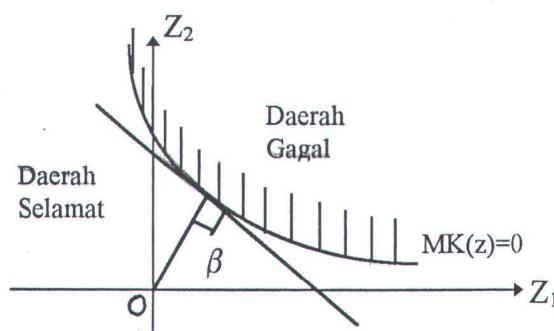


menentukan titik linearisasi untuk moda kegagalan $MK(x)$ non-linear, Melalui transformasi dengan persamaan 2-35. μ_{xi} dipetakan ketitik O dalam ruang perubah acak baku Z .



Gambar 2.7 Interpretasi geometri indeks keandalan β

Selanjutnya, indeks keandalan β untuk bidang kegagalan $MK(x)$ non linear adalah jarak terdekat dari sebuah bidang singgung atas bidang kegagalan $MK(x)$ ke titik origin O. Hal ini bisa dilihat pada gambar 2.8



Gambar 2.8 Indeks keandalan untuk fungsi kinerja non-linear

Relasi dalam persamaan 2-35 juga berlaku untuk indeks keandalan β menurut Hasofer dan Lind ini, apabila semua perubah dasar X terdistribusi secara



normal. Perhitungan untuk menentukan β apabila $MK(x)$ non-linear harus dilakukan secara iteratif, dengan persamaan dibawah ini.

$$MK(\beta\alpha_1, \beta\alpha_2, \dots, \beta\alpha_n) = 0$$

$$\alpha_i = -\frac{1}{k} \frac{\delta(MK)}{\delta z_i} (\beta\alpha), \quad i = 1, \dots, n \quad (2-37)$$

$$k = \left[\sum_{j=1}^n \left(\frac{\delta(MK)}{\delta z_j} (\beta\alpha) \right)^2 \right]^{0.5}$$

dimana :

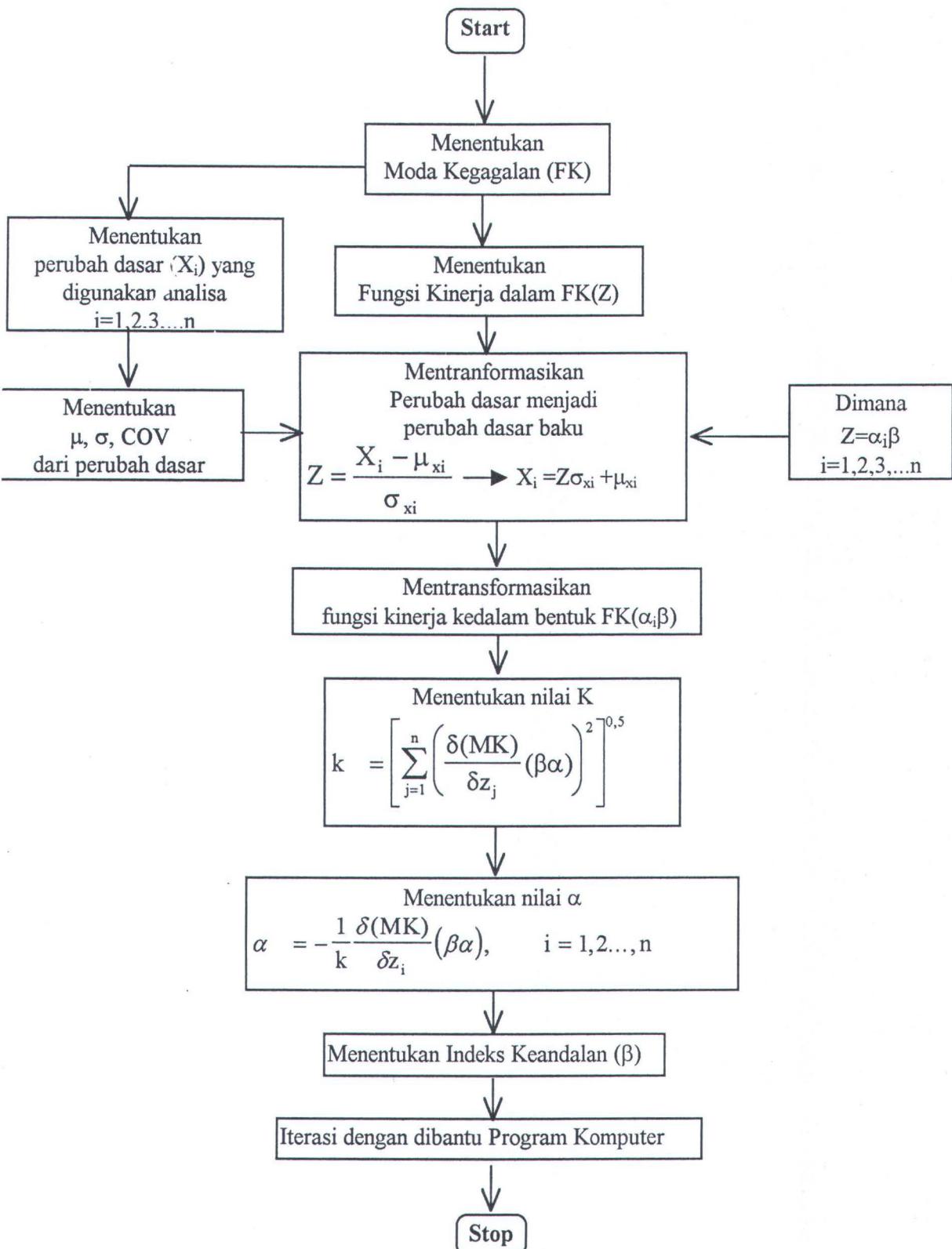
β : Indeks keandalan

α : Vektor normal yang tegak lurus terhadap bidang singgung di titik A pada bidang kegagalan $MK(z)=0$

Z_i : $\beta\alpha_i$, jarak titik O ke A

k : Resultan panjang vektor satuan yang dipakai sebagai pembagi untuk memperoleh vektor satuan pada arah Z_i





Gambar 2.1. Diagram Alir Metode AFOSM



BAB III

ANALISA PERHITUNGAN BEBAN

BAB III

ANALISA PERHITUNGAN BEBAN

Data :

Data *drill pipe* yang digunakan dilapangan adalah sebagai berikut :

Material drill pipe : Steel

Grade : E

Size : $4\frac{1}{2}$

Outside Diameter : 4,5 in

Inside Diameter : 3,83 in

Berat Nominal : 16,60 lbm/ft

Modulus Elastisitas : $30 \cdot 10^6$ Psi

Tegangan Yield : $80 \cdot 10^3$ Psi

Panjang drill pipe : 7 m (22,96 ft)

Handwritten notes:
1. 4,5
3,83
0,67
2,89
0,67

3.1. Perhitungan Beban Buckling

Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui besarnya beban yang mampu diterima oleh *drill pipe*, buckling akan terjadi bila beban pada pengeboran lebih besar dibandingkan dengan beban yang mampu diterima *drill pipe*. Dimana beban tersebut dapat dihitung dari ukuran geometri *drill pipe* yang digunakan.



Rasio Silinder Kolom (C_c) :

$$C_c = \pi \left(\frac{2E}{F_y} \right)^{0.5}$$

$$C_c = 3,14 \left(\frac{2 \cdot 30 \cdot 10^6}{80 \cdot 10^3} \right)^{0.5}$$

$$= 85,99$$

Rasio silinder effektif (SR) dapat kita hitung:

Momen Inersia:

$$I = \frac{\pi (OD^4 - ID^4)}{64}$$

$$= 3,14 \frac{(4,5^4 - 3,8^4)}{64}$$

$$= 9,89 \text{ in}^4$$

Luas Penampang:

$$A_s = \pi \frac{(OD^2 - ID^2)}{4}$$

$$= 3,14 \frac{(4,5^2 - 3,8^2)}{4}$$

$$= 4,38 \text{ in}^2$$

Radius Girasi:

$$r = \left(\frac{I}{A_s} \right)^{0.5}$$

$$= \frac{9,89}{4,38}$$

$$= 1,49$$

maka Rasio Silinder Efektif:



$$\begin{aligned}
 SR &= \frac{kL}{r} \\
 &= \frac{1 \cdot 7(39,37)}{1,49} \\
 &= 184,95
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diatas dapat kita bandingkan bahwa harga $SR > C_C$, maka pada drill pipe akan terjadi Major axis buckling (elastis buckling), sedangkan beban maksimum yang mampu diterima oleh drill pipe dapat dihitung dengan persamaan (2-12).

$$\begin{aligned}
 BL &= A_s \left(286 \times \frac{10^6}{(SR)^2} \right) \\
 &= 4,38 \left(286 \frac{10^6}{236,22} \right) \\
 &= 22,45 \cdot 10^3 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

3.2. Perhitungan Beban Kritis

Beban kritis pada *drill pipe* adalah merupakan beban batas yang mampu diterima oleh *drill pipe* pada saat pengeboran, dimana diharapkan pada saat pengeboran beban kritis ini tidak terlampaui akan dapat menimbulkan buckling pada *drill pipe*. Sebenarnya beban kritis ini pengertian dan besarnya hampir sama dengan beban maksimum yang mampu diterima oleh *drill pipe*. Besarnya beban kritis tersebut dapat dihitung dengan persamaan (2-14)



$$\begin{aligned}
 F_{\text{crit}} &= EI \left(\frac{\pi}{L} \right)^2 \\
 &= 30 \cdot 10^6 \cdot 9,89 \left(\frac{3,14}{275,59} \right)^2 \\
 &= 38,55 \cdot 10^3 \text{ lbf}
 \end{aligned}$$

Jadi beban maksimum yang mampu diterima oleh *drill pipe* adalah sebesar beban kritis dari pipa, dan akan dapat menyebabkan buckling jika beban yang terjadi pada proses pengeboran lebih besar dari beban kritis *drill pipe*.

3.3. Panjang Lintasan Miring

Analisa panjang lintasan miring dapat dihitung dari data yang ada, yaitu data-data sudut dan jarak titik masuk ke target pada sumbu horizontal pada proses pengeboran di lokasi.

Data Lapangan :

Sudut arah lintasan masuk (θ_1)	: $0,25^\circ$
Sudut arah lintasan keluar (θ_2)	: 10°
Sudut kemiringan lintasan (ϕ_1)	: $28,5^\circ$
Sudut kemiringan lintasan (ϕ_2)	: 57°
Jarak titik masuk ke titik keluar(x_2-x_1)	: 216,93 m (711,53 ft)
Dogleg severity	: $0,51^\circ / 30 \text{ m}$ ($1,65^\circ / 100 \text{ ft}$)



Panjang lintasan miring dapat dihitung dengan persamaan :

$$\begin{aligned} X_2 - X_1 &= \left| \frac{(L_2 - L_1)(\cos\phi_1 - \cos\phi_2)(\sin\theta_2 - \sin\theta_1)}{(\phi_2 - \phi_1)(\theta_2 - \theta_1)} \right| \\ L_2 - L_1 &= \left| \frac{X_2 - X_1 \cdot (\phi_2 - \phi_1)(\theta_2 - \theta_1)}{(\cos\phi_1 - \cos\phi_2)(\sin\theta_2 - \sin\theta_1)} \right| \\ &= \left| \frac{711,53 \cdot 37,299 \cdot 10^{-2}}{0,0566} \right| \\ &= 4688,924 \text{ ft} \end{aligned}$$

3.4. Panjang Lintasan Lurus

Panjang lintasan lurus dapat diukur dari jarak/kedalaman permukaan tanah sampai dengan KOP (*kick of point*). Panjang dari lintasan lurus pada lokasi pengeboran tersebut 950 m (3116 ft).

3.5. Radius of Curvature

Perhitungan *radius curvature* ini tergantung dari sudut kemiringan lintasan dan sudut arah lintasan pada pengeboran, apabila $\Delta\theta < \pi$ maka perhitungan *Radius of Curvature* menggunakan persamaan (2-4 dan 2-5) yaitu dengan menggunakan *Dogleg severity* yang dipakai pada pengeboran.

Curvature yang sesuai dengan *Dogleg Severity* pengeboran :



$$a = \frac{\pi T}{18000}$$

$$= \frac{3,14 \cdot 1,65}{18000}$$

$$= 2,87 \cdot 10^{-4}$$

maka *Radius of Curvature* diperoleh :

$$R = \frac{1}{a} = \frac{18000}{\pi T}$$

$$= \frac{1}{2,87 \cdot 10^{-4}}$$

$$= 3484,32 \text{ ft}$$

3.6. Analisa Beban pada Proses Pengeboran

3.6.1. Perhitungan Beban Torsi

Perhitungan beban torsi yang terjadi pada drill pipe tidak boleh melebihi beban torsi maksimumnya, dimana menurut standart API RP 76 dapat dihitung dari ukuran geometri *drill pipe*. Dengan menggunakan persamaan (2-19)

$$T = \frac{0,096167 I}{OD} \left(Y^2 - \left(\frac{T_e}{A} \right)^2 \right)^{0,5}$$

$$= \frac{0,096167 \cdot 9,61}{4,5} \left((75 \cdot 10^3)^2 - \left(\frac{100 \cdot 10^3}{4,38} \right)^2 \right)^{1/2}$$

$$= 14,67 \cdot 10^3 \text{ psi in}$$



Sedangkan beban torsi pada saat pengeboran dibedakan :

Beban Torsi Lintasan Miring

$$\begin{aligned}
 T &= \frac{OD Wm L \mu}{24} \sin\Phi \\
 &= \frac{0,374 \cdot 16,6 \cdot 0,031 \cdot 32,144 \cdot 4688,924 \cdot 0,36}{24} \sin 57^\circ \\
 &= 0,367 \cdot 10^3 \text{ lbf.ft}
 \end{aligned}$$

Beban Torsi lintasan Lurus:

$$\begin{aligned}
 TV &= \frac{1}{24} OD Wm L \mu \\
 &= \frac{1}{24} 0,374 \cdot 16,6 \cdot 0,031 \cdot 3116 \cdot 0,36 \\
 &= 0,291 \cdot 10^3 \text{ lbf ft}
 \end{aligned}$$

3.6.2. Perhitungan Beban Drag

Beban drag merupakan beban yang sangat besar pada pengeboran directional, karena faktor gesekan antara dinding pipa dengan tanah besar. Terutama pada daerah pertambahan sudut kemiringan pengeboran. Beban drag pada daerah pertambahan sudut dibedakan menjadi 2 jenis. Beban drag yang terjadi merupakan fungsi dari beban aksial pada pipa dibagian akhir pembentukan sudut, gaya aksial ini sama dengan berat mata bor (WOB) ditambah dengan beban drag pada lintasan lurus.



Beban Drag pada Lintasan lurus

$$\begin{aligned} DH &= Wm \cdot L \cdot \mu \\ &= 16,6 \cdot 32,14 \cdot 3116 \cdot 0,36 \\ &= 598,478 \text{ lbf} \end{aligned}$$

sedangkan berat mata bor (WOB) = 50 kg
 $= 226,75 \text{ lbm}$

maka :

$$\begin{aligned} FA &= DH + WOB \\ &= 598,478 + 7287,745 \\ &= 7886,215 \text{ lbf} \end{aligned}$$

Beban drag saat menurunkan drill pipe :

dimana $FA < 0,25 \cdot Wm \cdot R \cdot \alpha$

$$\begin{aligned} \text{Beban Drag} &= 0,4 \cdot Wm \cdot R \cdot \alpha \\ &= 0,4 \cdot 16,6 \cdot 0,031 \cdot 3484,32 \cdot 57 \cdot 1,745 \cdot 10^{-1} \\ &= 229,33 \cdot 10^3 \text{ lbf} \end{aligned}$$

3.6.3. Perhitungan Beban Tension

Perhitungan beban dimulai dari titik masuk hingga ke titik keluar, masing-masing *drill pipe* memberikan tambahan beban aksial dan torsi pada *drill pipe* diatasnya sehingga perhitungan dilakukan secara terpisah hingga titik keluar. Perhitungan dimulai dengan beban aksial pada pengeboran yaitu beban pada lintasan lurus.



$$\begin{aligned}
 Pt &= Dkop Wm \\
 &= 3116 \cdot 16,6 \cdot 0,031 \cdot 32,144 \\
 &= 49873,82 \text{ lbf}
 \end{aligned}$$

Besarnya gaya normal dapat dengan persamaan (2-15)

$$\begin{aligned}
 Fn &= ((Pt \Delta\theta \sin \Delta\phi)^2 + (Pt \Delta\theta + W \sin \Delta\phi)^2)^{0.5} \\
 &= ((49873,82 \cdot 0,75 \cdot 1,745 \cdot 10^{-1} \sin 28,5)^2 + \\
 &\quad (49873,82 \cdot 0,75 \cdot 0,1745 + 49873,82 \sin 28,5)^2)^{0.5} \\
 &= 30,484 \cdot 10^3 \text{ lbf}
 \end{aligned}$$

Sedangkan pertambahan beban tension yang diberikan oleh tiap segmen dihitung dengan persaman (2-16):

$$\begin{aligned}
 \Delta F_t &= W \cos \Delta\phi \pm \mu F_n \\
 &= 49873,82 \cdot \cos 28,5 - 0,36 \cdot 30484 \\
 &= 32,855 \cdot 10^3 \text{ lbf}
 \end{aligned}$$

Perhitungan menggunakan tanda negatif menunjukkan arahnya berlawanan dengan gerakan *drill pipe* pada saat penurunan, sehingga tension akan mengecil. Dan pertambahan beban torsi adalah :

$$\begin{aligned}
 \Delta M &= \mu F_n r \\
 &= 0,36 \cdot 30,484 \cdot 10^3 \cdot 0,187 \\
 &= 2,05 \cdot 10^3 \text{ lbf.ft}
 \end{aligned}$$



BAB IV

ANALISA KEANDALAN DRILL PIPE

BAB IV

ANALISA KEANDALAN DRILL PIPE

4.1. Moda Kegagalan

Kegagalan *drill pipe* pada proses pengeboran terjadi apabila jumlah beban drag dan beban tension lebih besar dari beban kritis yang dimiliki oleh *drill pipe* yang digunakan.

Untuk analisa keandalan *drill pipe* ini, kegagalan dianggap terjadi apabila pada proses pengeboran, *drill pipe* yang digunakan terjadi buckling dengan persamaan moda kegagalan (MK) dapat dilihat pada persamaan (4-1) dibawah ini :

$$MK = P_{CR} - P \quad (4-1)$$

$$\begin{aligned} &= EI \left(\frac{\pi}{L} \right)^2 - \{0,4 W_m R \alpha + W \cos \Delta\phi - \mu F_n\} \\ &= \frac{295,79 \cdot 10^6 I}{L^2} + \mu W_m (8,982 \cdot 10^3) - W_m (11,77 \cdot 10^3 + \frac{101,719 \cdot 10^3}{T}) \\ &= 171933 + 3493990,14 \mu D - 4578532,13 D - \frac{ND}{T} \end{aligned}$$

4.2. Faktor-faktor Ketidakpastian

Jenis dan sumber-sumber ketidakpastian *drill pipe* perlu diperhatikan sebelum kita melakukan analisa keandalan yang mana ketidakpastian tersebut akan sangat berpengaruh terhadap keandalan dari *drill pipe* yang digunakan untuk proses pengeboran. Untuk analisa keandalan *drill pipe* ini kita kosentrasikan pada ketidakpastian fisik karena besaran-besaran fisik seperti beban sifat bahan dan dimensi sangat berpengaruh terhadap struktur.



Untuk menentukan faktor-faktor ketidakpastian tersebut didefinisikan perubah-perubah dasar dari parameter-parameter yang dianggap memiliki faktor ketidakpastian.

4.2.1. Perubah Dasar

Sesuai dengan analisa keandalan drill pipe dan moda kegagalan yang telah ditentukan pada persamaan (4-1), parameter-parameter yang berpengaruh besar terhadap dimensi drill pipe ditentukan sebagai perubah dasar. Dan dinyatakan dalam bentuk perubah acak x_i , $i = 1, 2, \dots, n$. Perubah-perubah dasar yang digunakan dalam analisa ini adalah :

x_1 = Pengaruh drag (N)

x_2 = Diameter pipe (D)

x_3 = Koefisien gesek (μ)

x_4 = Dogleg severity (T)

Semua perubah dasar tersebut diasumsikan tidak terkorelasi (*uncorrelated*) dan *independen* secara statistik

4.2.2. Model Probabilistik

Penentuan model probabilistik digunakan pada perubah acak untuk menyatakan perubah-perubah dasar diatas. Penentuan model probabilistik yang sesuai untuk suatu perubah dasar dipertimbangkan berdasarkan model distribusi hasil percobaan atau pengukuran masing-masing parameter.



Pemilihan model probabilistik dibagi menjadi dua bagian yaitu :

1. Pemilihan distribusi probabilitas yang sesuai untuk setiap perubah dasar
2. Penentuan parameter-parameter yang diperlukan dalam analisa untuk masing-masing distribusi.

Berdasarkan teori nilai-nilai ekstrim (Thoft - Christensen and Baker, 1982) pertimbangan pemilihan model dibedakan untuk perubah dasar yang berpengaruh terhadap ketahanan dan perubah dasar yang berpengaruh terhadap beban. Jenis distribusi probabilitas yang ditentukan berdasarkan analisa distribusi data yang didapat dari, data percobaan, atau pengukuran. model distribusi probabilitas untuk perubah-perubah dasar yang telah ditentukan dalam analisa ini diberikan dalam tabel (4-1).

Tabel 4.1. Perubah-perubah Dasar

No	Perubah dasar	μ	σ	Distribusi
1	Pengaruh Drag (N)	39568,691 (Kg/dt ²)	0,2	Normal
2	Diameter drill pipe (D)	0,105 (m)	0,05	Normal
3	Koeffisien gesek (μ)	0,35	0,3	Normal
4	Dogleg severity (T)	0,34 Rad	0,25	Normal

4.3. Penentuan Indeks Keandalan

Keandalan *drill pipe* akan dianalisa dengan menggunakan metode *Advanced First Order Second Moment* (AFOSM) dengan fungsi kegagalan linear dengan perubah-perubah normal.



4.3.1. Fungsi Bidang Kegagalan

Suatu fungsi bidang kegagalan F ditentukan untuk menyatakan moda kegagalan diatas. Fungsi FK didefinisikan sebagai $FK(x_1, x_2, \dots, x_n)$ pada moda kegagalan yang diberikan. Di mana akan kita tentukan fungsi FK yang merupakan batas keamanan untuk moda kegagalan diatas. Struktur dapat kita katakan dalam keadaan aman bila :

$$FK(x_1, x_2) > 0 \quad (4-2)$$

Struktur kita katakan gagal bila :

$$FK(x_1, x_2) < 0 \quad (4-3)$$

Dan struktur dalam batas keamanan, apabila $FK=0$, sehingga :

$$FK = f_{(R)}(x_1, x_2) - f_{(L)}(x_3, x_4) \quad (4-4)$$

$$0 = f_{(R)}(x_1, x_2) - f_{(L)}(x_3, x_4)$$

dimana:

$f_{(R)}$ = fungsi beban kritis yang mampu diterima oleh *drill pipe* untuk menahan beban yang terjadi

$f_{(L)}$ = fungsi beban yang terjadi selama proses pengeboran

4.4. Perhitungan Indeks keandalan

Persamaan matematis dari moda kegagalan :

$$MK = 177933 + 3493990,14 \mu D - 4578532,13 D - \frac{N D}{T} \quad (4-5)$$



Dari persamaan moda kegagalan tersebut kemudian kita transformasikan perubah acak dasar dalam fungsi kinerja *drill pipe* menjadi perubah acak baku dengan menggunakan persamaan (2-36) :

$$Z_1 = \frac{N - \mu_N}{\sigma_N} \quad \text{sehingga} \quad N = Z_1 \sigma_N + \mu_N$$

$$Z_2 = \frac{D - \mu_D}{\sigma_D} \quad \text{sehingga} \quad D = Z_2 \sigma_D + \mu_D$$

$$Z_3 = \frac{\mu - \mu_\mu}{\sigma_\mu} \quad \text{sehingga} \quad \mu = Z_3 \sigma_\mu + \mu_\mu$$

$$Z_4 = \frac{T - \mu_T}{\sigma_T} \quad \text{sehingga} \quad T = Z_4 \sigma_T + \mu_T$$

Dalam sistem koordinat perubah acak baku yang baru ini, Fungsi kinerja *drill pipe* FK dapat kita tulis dalam bentuk Z sebagai berikut :

$$\begin{aligned} FK &= 177993 + 3493990,14 \mu D - 4578532,13 D - \frac{N D}{T} \\ &= 177993 T + 3493990,14 \mu DT - 4578532,13 DT - ND \\ &= X T + Y \mu DT - Z DT - ND \end{aligned}$$

dimana:

$$X = 177993$$

$$Y = 3493990,14$$

$$Z = 4578532,13$$

Selanjutnya variabel D,N,T, μ kedalam Z seperti pada persamaan (2-35) diatas:



$$X(Z_T \sigma_T + \mu_T) + Y(Z_\mu \sigma_\mu + \mu_\mu)(Z_D \sigma_D + \mu_D)(Z_T \sigma_T + \mu_T) \\ - Z(Z_D \sigma_D + \mu_D)(Z_T \sigma_T + \mu_T) - (Z_N \sigma_N + \mu_N)(Z_D \sigma_D + \mu_D) \quad (4-6)$$

atau

$$X(Z_4 \sigma_4 + \mu_4) + Y \left(\begin{array}{l} Z_2 Z_3 Z_4 \sigma_2 \sigma_3 \sigma_4 + Z_3 Z_4 \sigma_3 \sigma_4 \mu_2 + Z_2 Z_4 \sigma_2 \sigma_4 \mu_3 + Z_4 \sigma_4 \mu_2 \mu_3 \\ + Z_2 Z_3 \sigma_2 \sigma_3 \mu_4 + Z_3 \sigma_3 \mu_2 \mu_4 + Z_2 \sigma_2 \mu_3 \mu_4 + \mu_3 \mu_2 \mu_4 \end{array} \right) - \\ Z (Z_2 Z_4 \sigma_2 \sigma_4 + Z_2 \sigma_2 \mu_4 + Z_4 \sigma_4 \mu_2 + \mu_2 \mu_4) - (Z_1 Z_2 \sigma_1 \sigma_2 + Z_1 \sigma_1 \mu_2 + Z_2 \sigma_2 \mu_1 + \mu_1 \mu_4) \quad (4-7)$$

dimana:

$$Z_i = \beta \alpha_i$$

kemudian variabel fungsi FK ditransformasikan dalam bentuk β dan α_i

$$X(\beta \alpha_4 \sigma_4 + \mu_4) + Y \left(\begin{array}{l} \beta \beta \beta \alpha_2 \alpha_3 \alpha_4 \sigma_2 \sigma_3 \sigma_4 + \beta \beta \alpha_3 \alpha_4 \sigma_3 \sigma_4 \mu_2 + \beta \beta \alpha_2 \alpha_4 \sigma_2 \sigma_4 \mu_3 + \\ \beta \alpha_4 \sigma_4 \mu_2 \mu_3 + \beta \beta \alpha_2 \alpha_3 \sigma_2 \sigma_3 \mu_4 + \beta \alpha_3 \sigma_3 \mu_2 \mu_4 + \beta \alpha_2 \sigma_2 \mu_3 \mu_4 + \mu_2 \mu_3 \mu_4 \end{array} \right) - \\ Z (\beta \beta \alpha_2 \alpha_4 \sigma_2 \sigma_4 + \beta \alpha_2 \sigma_2 \mu_4 + \beta \alpha_4 \sigma_4 \mu_2 + \mu_2 \mu_4) - \left(\begin{array}{l} \beta \beta \alpha_1 \alpha_2 \sigma_1 \sigma_2 + \beta \alpha_1 \sigma_1 \mu_2 + \\ \beta \alpha_2 \sigma_2 \mu_1 + \mu_1 \mu_2 \end{array} \right) \quad (4-8)$$

Indeks keandalan (β) dan titik linearisasi kemudian ditentukan oleh penyelesaian atas sistem persamaan simultan berikut :



$$\beta = \frac{-X\mu_4 - Y\mu_2\mu_3\mu_4 + Z\mu_2\mu_4 + \mu_1\mu_2}{X\alpha_4\sigma_4 + Y\left(\begin{array}{l} \beta\beta\alpha_2\alpha_3\alpha_4\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_3\alpha_4\sigma_3\sigma_4\mu_2 + \beta\alpha_2\alpha_4\sigma_2\sigma_4\mu_3 + \\ \beta\alpha_2\alpha_3\sigma_2\sigma_4\mu_4 + \alpha_4\sigma_4\mu_2\mu_3 + \alpha_3\sigma_3\mu_2\mu_4 + \alpha_2\sigma_2\mu_3\mu_4 \end{array}\right) - (Z(\beta\alpha_1\alpha_2\sigma_1\sigma_4 + \alpha_1\sigma_1\mu_4 + \alpha_4\sigma_4\mu_1) - Z(\beta\alpha_2\alpha_4\sigma_2\sigma_4 + \alpha_2\sigma_2\mu_4 + \alpha_4\sigma_4\mu_2))} \quad (4-9)$$

Sedangkan untuk nilai α dapat dicari dengan persamaan dibawah ini :

$$\alpha_1 = -\frac{1}{k} \{ (\beta\alpha_2\sigma_1\sigma_2 + \sigma_1\mu_2) \} \quad (4-10)$$

$$\alpha_2 = -\frac{1}{k} \{ Y(\beta\beta\alpha_3\alpha_4\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_4\sigma_2\sigma_4\mu_3 + \beta\alpha_3\sigma_2\sigma_3\mu_4 + \sigma_2\mu_3\mu_4) - Z(\beta\alpha_4\sigma_2\sigma_4 + \sigma_2\mu_4) - (\beta\alpha_1\sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\mu_1) \} \quad (4-11)$$

$$\alpha_3 = -\frac{1}{k} \{ Y(\beta\beta\alpha_2\alpha_4\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_4\sigma_3\sigma_4\mu_2 + \beta\alpha_2\sigma_2\sigma_3\mu_4 + \sigma_3\mu_2\mu_4) \} \quad (4-12)$$

$$\alpha_4 = -\frac{1}{k} \{ X(\sigma_4) + Y(\beta\beta\alpha_2\alpha_3\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_3\sigma_3\sigma_4\mu_2 + \beta\alpha_2\sigma_2\sigma_4\mu_3 + \sigma_4\mu_2\mu_3) - Z(\beta\alpha_2\sigma_2\sigma_4 + \sigma_4\mu_2) \} \quad (4-13)$$

Sedangkan untuk mendapatkan nilai K pada persamaan diatas dapat kita cari dengan menggunakan persamaan (2-36) dibawah ini :

$$k = \left[\sum_{j=1}^n \left(\frac{\delta(FK)}{\delta z_j} (\beta\alpha) \right)^2 \right]^{0,5}$$



$$\begin{aligned}
 &= \left[\{(\beta\alpha_2\sigma_1\sigma_2 + \sigma_1\mu_2)\}^2 + \right. \\
 &\quad \{Y(\beta\beta\alpha_3\alpha_4\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_4\sigma_2\sigma_4\mu_3 + \beta\alpha_3\sigma_2\sigma_3\mu_4 + \sigma_2\mu_3\mu_4) - \right. \\
 &\quad Z(\beta\alpha_4\sigma_2\sigma_4 + \sigma_2\mu_4) - (\beta\alpha_1\sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\mu_1)\}^2 + \\
 &\quad \{Y(\beta\beta\alpha_2\alpha_4\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_4\sigma_3\sigma_4\mu_2 + \beta\alpha_2\sigma_2\sigma_3\mu_4 + \sigma_3\mu_2\mu_4)\}^2 + \\
 &\quad \left. \{X(\sigma_4) + Y(\beta\beta\alpha_2\alpha_3\sigma_2\sigma_3\sigma_4 + \beta\alpha_3\sigma_3\sigma_4\mu_2 + \beta\alpha_2\sigma_2\sigma_4\mu_3 + \sigma_4\mu_2\mu_3) - \right. \\
 &\quad \left. Z(\beta\alpha_2\sigma_2\sigma_4 + \sigma_4\mu_2)\}^2 \right]^{0,5} \quad (4-14)
 \end{aligned}$$

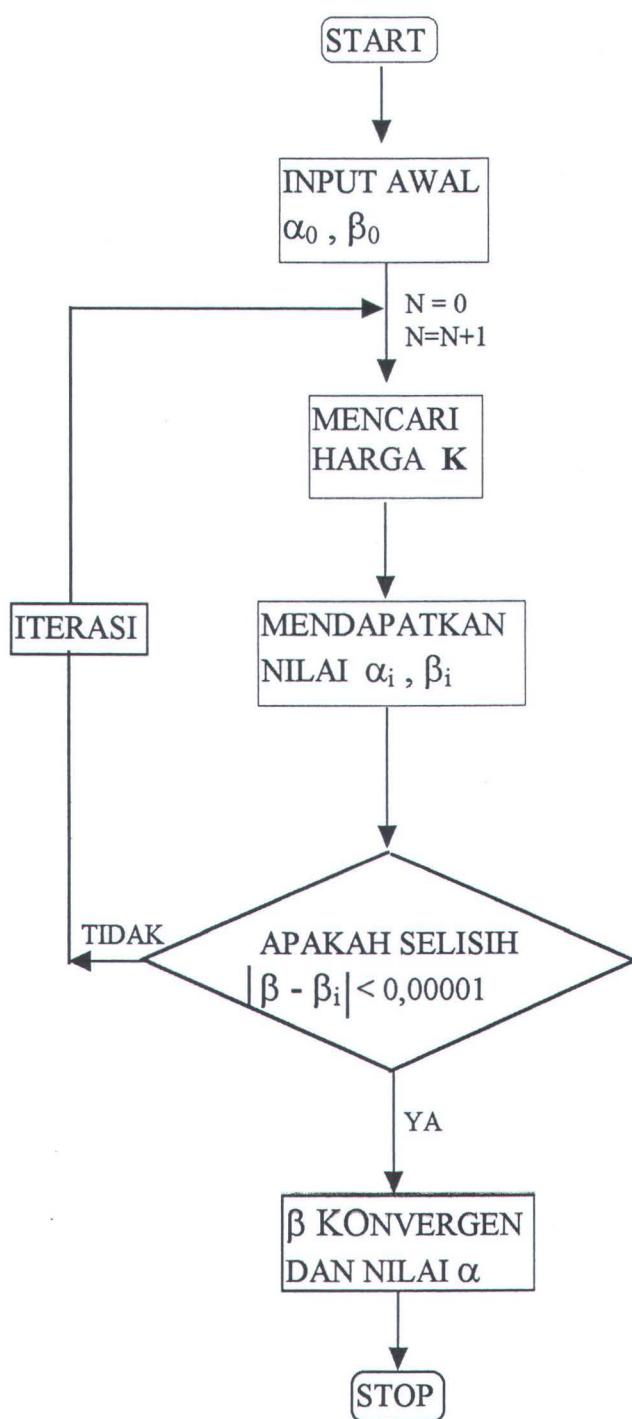
Dimana sistem persamaan simultan diatas dapat diselesaikan secara iteratif, dengan memilih harga-harga awal untuk nilai β , α_1 , α_2 , α_3 , α_4 , dan kemudian dihitung dengan program komputer untuk mendapatkan harga-harga baru dari persamaan tersebut. Hasil iterasi ini diperlihatkan dalam tabel (4.2) dibawah ini :

Tabel 4.2. Hasil Iterasi α dan β

ITERASI KE					
	AWAL	1	2	3	4
β	3	0.36629	0.13147	0.13009	0.13008
α_1	0.2	0.00045	0.00034	0.00009	0.00009
α_2	0.2	-0.40672	0.40721	0.40721	0.40922
α_3	-0.2	-0.64787	-0.32022	-0.37098	-0.36997
α_4	0.2	-0.64408	-0.82004	-0.83460	-0.83406

untuk harga vektor satuan α pada input awal, dipakai harga negatif untuk perubah kekuatan (R), dan harga positif untuk perubah efek beban (P atau L)





Gambar 4.1. Diagram Alir Iterasi Program



4.5. Peluang kegagalan

Dari hasil perhitungan dan iterasi diatas didapatkan indeks keandalan(β) dari proses pengeboran tersebut sebesar 0,13. Maka peluang kegagalan dapat dicari dengan menggunakan persamaan (2-35) :

$$P_g = \phi(-\beta)$$

$$\text{Keandalan} = 1 - P_g$$

dimana $\phi(-\beta)$ adalah fungsi komulatif peluang normal yang harganya dapat dilihat di tabel distribusi komulatif normal, (lihat lamp C-2)

$$P_g = 0,5753$$

$$= 57,53 \%$$

$$\text{Keandalan} = 1 - 0,5753$$

$$= 0,4247$$

$$= 42,47 \%$$

dari hasil diatas menunjukan bahwa Keandalan (keberhasilan) dari proses pengeboran pada lokasi sebesar 42,47% sehingga peluang terjadinya kegagalan pada pengeboran lebih besar yaitu sebesar 57,53 %.



BAB V

PERENCANAAN DRILL PIPE

MILIK PERPUSTAKAAN

ITS

BAB V

PERENCANAAN DRILL PIPE

5.1. Penentuan Indeks Keandalan

Dalam analisa keandalan pada proses pengeboran untuk keandalan pada *drill pipe* dapat kita katakan andal jika indeks keandalan (β) yang dihasilkan dalam proses pengeboran tersebut menghasilkan nilai antara 1-3.

Untuk menghasilkan indeks keandalan (β) antara 1-3 kita lakukan perhitungan ulang dimana perhitungannya seperti pada bab IV diatas. Dan yang kita jadikan acuan ialah nilai diameter luar (OD) yang sesuai dengan standart API RP 7G dengan kita pilih yang menghasilkan indeks keandalan 1-3. Dengan mengacu tabel distribusi kumulatif normal menunjukan bahwa nilai indeks keandalan 1-3 akan dapat menghasilkan nilai keandalan yang lebih besar dibandingkan dengan peluang kegagalannya. Dimana dari hasil iterasi pada persamaan simultan pada bab IV diperoleh nilai β dan nilai μ_D yang memenuhi standart.

Proses pengeboran akan dapat berhasil (tidak mengalami kegagalan), jika peluang kegagalannya lebih kecil dari 50 % untuk itu dari indeks keandalan (β) yang didapatkan kita bisa menentukan nilai mana dari berberapa hasil iterasi yang memiliki nilai keandalan yang lebih besar.

5.2. Perhitungan Diameter Luar Drill pipe (OD)

Pada perhitungan diameter *drill pipe* langkah yang kita lakukan sama dengan langkah pada bab IV hanya saja *output* yang akan kita dapatkan nilai indeks keandalan (β) 1-3 sehingga kita akan mendapatkan μ_D yang sesuai dengan harga indeks keandalannya.

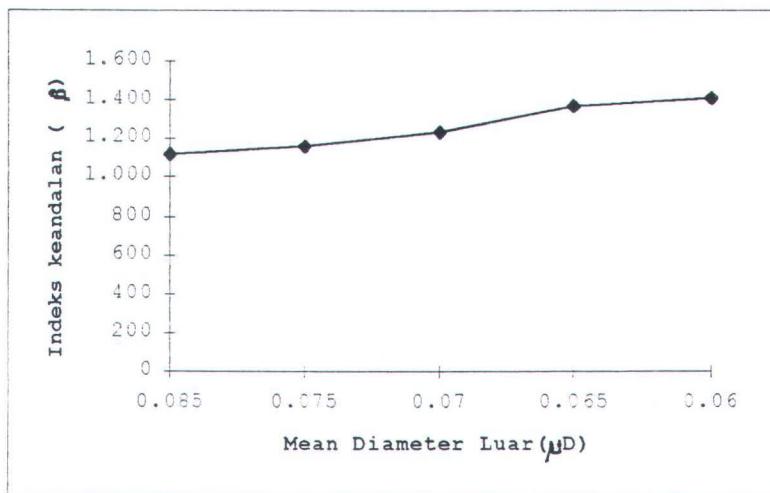


Dimana harga perubah dasar lainnya seperti koefisien gesek (μ),*dogleg severity* (T), pengaruh drag (N) tidak kita lakukan perubahan. Dan hasil iterasi dapat kita lihat pada tabel dibawah ini:

Tabel 5.1. Hasil Iterasi Perbandingan μD dan β

μD	β	$\alpha 1$	$\alpha 2$	$\alpha 3$	$\alpha 4$
0,085	1,123	0.00027	0.14572	-0.45124	0.88043
0,075	1,162	0.00036	0.14943	-0.43381	0.88853
0,07	1,233	0.00043	0.15742	-0.39561	-0.90486
0,065	1,372	0.00078	0.15506	-0.34723	-0.92495
0,06	1,411	0.00089	0.17893	-0.27744	0.99405

dari hasil iterasi diatas diperoleh harga indeks keandalan (β) yang berbeda dengan input μD yang berbeda pula untuk lebih jelasnya bisa kita lihat pada gambar grafik dibawah ini



Gambar 5.1. Grafik perbandingan μD dan β

dari hasil diatas dapat kita tentukan/hitung untuk mendapatkan nilai diameter *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran.



5.3. Perencanaan Drill pipe

Melihat dari hasil perhitungan iterasi diatas kita dapat menentukan *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran dan diharapkan drill pipe yang akan kita pilih tersebut sesuai pada standar *drill pipe* yang digunakan API RP 7G :

1. Diameter luar Drill pipe (OD)

- hasil iterasi yang pertama :

$$\begin{aligned} Z &= \alpha D \cdot \beta \\ &= 0,146 \cdot 1,123 \\ &= 0,1639 \end{aligned}$$

maka OD dapat dicari

$$\begin{aligned} OD &= Z \cdot \sigma D + \mu D \\ &= 0,1639 \cdot 0,05 + 0,085 \\ &= 0,0932 \text{ m} \\ &= 3,65 \text{ in} \end{aligned}$$

- hasil iterasi yang kedua :

$$\begin{aligned} Z &= \alpha D \cdot \beta \\ &= 0,149 \cdot 1,162 \\ &= 0,173 \end{aligned}$$

maka OD dapat dicari

$$\begin{aligned} OD &= Z \cdot \sigma D + \mu D \\ &= 0,173 \cdot 0,05 + 0,075 \\ &= 0,0836 \text{ m} \end{aligned}$$



$$= 3,29 \text{ in}$$

- hasil iterasi yang ketiga :

$$Z = \alpha D \cdot \beta$$

$$= 0,157 \cdot 1,23$$

$$= 0,193$$

maka OD dapat dicari

$$OD = Z \cdot \sigma D + \mu D$$

$$= 0,193 \cdot 0,05 + 0,07$$

$$= 0,0796 \text{ m}$$

$$= 3,13 \text{ in}$$

- hasil iterasi yang keempat :

$$Z = \alpha D \cdot \beta$$

$$= 0,155 \cdot 1,37$$

$$= 0,212$$

maka OD dapat dicari

$$OD = Z \cdot \sigma D + \mu D$$

$$= 0,212 \cdot 0,05 + 0,065$$

$$= 0,0756 \text{ m}$$

$$= 2,97 \text{ in}$$

- hasil iterasi yang kelima :

$$Z = \alpha D \cdot \beta$$

$$= 0,1789 \cdot 1,41$$



$$= 0,252$$

maka OD dapat dicari

$$OD = Z \cdot \sigma D + \mu D$$

$$= 0,252 \cdot 0,05 + 0,06$$

$$= 0,0687 \text{ m}$$

$$= 2,704 \text{ in}$$

Dengan melihat tabel standar *drill pipe* yang digunakan API RP 7G nilai yang paling mendekati ialah hasil iterasi yang pertama 3,65 in ~ 3,5 in

2. Diameter Dalam (ID)

$$ID = OD - t$$

$$= 3,65 - 0,67$$

$$= 2,98 \text{ in} \sim 2,83 \text{ in}$$

3. Berat Nominal Drill Pipe (W_m)

$$W_m = \rho \pi D t$$

$$= 240 \cdot 3,14 \cdot 2,91 \cdot 0,083 \cdot 0,67 \cdot 0,083$$

$$= 12,17 \text{ lbm / ft}$$

Dengan melihat tabel standar *drill pipe* yang digunakan API RP 76 (lihat lamp C - 3) nilai yang paling mendekati ialah :

$$OD = 3,5 \text{ in}$$

$$ID = 2,83 \text{ in}$$

$$W_m = 13,30 \text{ lbm/ft}$$



5.4. Peluang Kegagalan

Dari hasil perhitungan diatas menunjukan bahwa indeks keandalan yang sesuai ialah 1,123

$\phi(-\beta) = 0,1314$ (lihat Tabel distribusi komulatif normal - lamp C - 2)

Sehingga menunjukan :

$$P_g = \phi(-\beta)$$

$$= 0,1314$$

$$= 13,14 \%$$

Dari hasil diatas menunjukan peluang terjadinya kegagalan pada proses pengeboran tersebut adalah sebesar 13,14 %, dan keandalannya sebesar 86,86 %.

Untuk itu indeks keandalan tersebut diatas menunjukkan nilai yang paling sesuai dapat kita jadikan acuan untuk perhitungan perencanaan *drill pipe* di lokasi pengeboran.



BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

Sesuai dengan studi dan penelitian yang penulis lakukan di lapangan di sumur NGL-PA Globo milik Pertamina Operasi EP Cepu, serta berdasarkan pembahasan pada bab-bab sebelumnya, maka penulis dapat menarik beberapa kesimpulan dan beberapa saran-saran yang sekiranya bermanfaat dan dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan dalam melakukan proses pengeboran agar dalam proses pengeboran dapat mengurangi peluang terjadi buckling yang dapat menyebabkan kegagalan pada pengeboran.

6.1. Kesimpulan

1. Hasil analisa perhitungan menunjukkan pada lokasi pengeboran terjadi buckling, tipe buckling yang terjadi Major Axis Buckling (Elastis Buckling), dan Indeks keandalan (β) sebesar 0,13 sehingga peluang terjadinya kegagalan pada proses pengeboran sebesar 57,53 %.
2. Hasil analisa keandalan dan perencanaan alternatif drill pipe yang sesuai dengan lokasi pengeboran diperoleh Indeks keandalan (β) sebesar 1,123 dengan nilai keandalannya sebesar 86,868 %.
3. Perencanaan *drill pipe* yang sesuai dengan lokasi pengeboran, diperoleh harga Diamater Luar (OD) = 3,5 in , Diameter Dalam (ID) = 2,83 in , Berat Nominal (W_m) = 13,30 lbm/ft.



6.2. Saran-saran

1. Pada proses pengeboran pada sumur NGL-PA Globo milik Pertamina Operasi EP Cepu agar supaya pengeboran tidak mengalami kegagalan (buckling) maka, koefisien gesek (μ) antara pipa dengan tanah diperkecil dan pertambahan sudut pada tiap 30 m (*dogleg severity*) diperbesar.
2. Pemilihan *drill pipe* yang akan digunakan untuk pengeboran haruslah tepat agar tidak sering mengalami buckling pada *drill pipe*, untuk itu perlu dilakukan perencanaan *drill pipe* yang sesuai sebelum melakukan proses pengeboran.



DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

- Baker, R., 1979. **A Primer of Oilwell Drilling**, International Association of Drilling Contractor, Houton Texas.
- Boivin, R. P., June 1994. **Criteria For Evaluating Directionally Drilled Crossing**, Pipeline & Gas Journal Magazine, page 12-22.
- Dawson, R and Paslay P. R., 1984. **Drillpipe Buckling in Inclined Holes**, SPE, Richardson, Texas.
- Eric, S. R., June 1994. **Directionall Drilled Crossing Required Mutual Responsibility Environment Factor**, Pipeline & Gas Journal Magazine, page 56-61.
- Johancsik, C.A and Dawson R., Juni 1984. **Torque and Drag in Directional Wells - Prediction and Measurement**, JPT, page 87-92.
- Karlsson, H., April 1987. **Drilling Systems Increase effeciency**, Offshore International Journal of Ocean Busines Magazine, page 31-34.
- Kelsay, W. R., 1987 **SI Drilling Manual**, Canadian Association of Drilling Contractor, Houston.
- Mansour, A. E., 1990. **An Introduction to Structural Reliability Theory**, Ship Structure Committee, Washington DC.
- McMillan, W. H., 1981. **Planing The Directional Well - A Calculation Method**, JPT.
- Rosyid, D. M., 1996. **Analisis Keandalan dan Resiko**, Buku Pegangan Kuliah, Teknik kelautan ITS, Surabaya.

Thoft-Christensen and Murotsu., 1986. **Application of Structural Systems Reliability Theory**, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.

Wolf , L. J., 1986. **Statics and Strength of Material**, University of Houston.

LAMPIRAN

LAMPIRAN A

LISTING PROGRAM AFOSM

```

Program D_Pipe;
Uses Crt;
Var
  t1, t2, t3, t4 : Real;
  m1, m2, m3, m4 : Real;
  b, a1, a2, a3, a4 : Real;
  turn1, turn2, turn3, turn4 : Real;
  turn11, turn12 : real;
  turn21, turn22, turn23, turn24, turn25, turn26, turn27,
  turn28 : Real;
  x, y, z, k, selisih : Real;
  fk, fk1, fk2, fk3, fk4 : Real;
  fk21, fk22, fk23, fk24, fk25, fk26, fk27, fk28 : Real;
  alaks, azaks, a3aks, a4aks : Real;
  baks, baks_a, baks_b : Real;
  baks_b1, baks_b2, baks_b3, baks_b4 : Real;
  baks_b21, baks_b22, baks_b23, baks_b24, baks_b25, baks_b26,
  baks_b27 : Real;
  br : Byte;
  tekan : Char;

Procedure Entry1;
Begin
  Clrscr;
  Gotoxy(10,01);Write('=====');
  Gotoxy(10,02);Write('= Analisa Keandalan Drill Pipe =');
  Gotoxy(10,03);Write('=====');

  Gotoxy(10,04);Write('=====');
  Gotoxy(10,05);Write('°');
  Gotoxy(10,06);Write('°Mean Drag           (μN) : °');
  Gotoxy(10,07);Write('°STD Drag             (σN) : °');
  Gotoxy(10,08);Write('°Mean Diameter Drill Pipe (μD) : °');
  Gotoxy(10,09);Write('°STD Diameter Drill Pipe (σD) : °');
  Gotoxy(10,10);Write('°Mean Koefisien Gesek   (μM) : °');
  Gotoxy(10,11);Write('°STD Koefisien Gesek   (σM) : °');
  Gotoxy(10,12);Write('°Mean Dogleg Severity   (μT) : °');
  Gotoxy(10,13);Write('°STD Dogleg Severity   (σT) : °');
  Gotoxy(10,14);Write('°');
  Gotoxy(10,15);Write('=====');
  Gotoxy(10,16);Write('°');
  Gotoxy(10,17);Write('°Masukan nilai awal β   : °');
  Gotoxy(10,18);Write('°Masukan nilai awal α_1 : °');
  Gotoxy(10,19);Write('°Masukan nilai awal α_2 : °');
  Gotoxy(10,20);Write('°Masukan nilai awal α_3 : °');
  Gotoxy(10,21);Write('°Masukan nilai awal α_4 : °');
  Gotoxy(10,22);Write('°');
  Gotoxy(10,23);Write('=====4');

```

```

Gotoxy(53,06); Readln(m1);
Gotoxy(53,07); Readln(t1);
Gotoxy(53,08); Readln(m2);
Gotoxy(53,09); Readln(t2);
Gotoxy(53,10); Readln(m3);
Gotoxy(53,11); Readln(t3);
Gotoxy(53,12); Readln(m4);
Gotoxy(53,13); Readln(t4);

Gotoxy(50,17); Readln(b);
Gotoxy(50,18); Readln(a1);
Gotoxy(50,19); Readln(a2);
Gotoxy(50,20); Readln(a3);
Gotoxy(50,21); Readln(a4);

End;

Procedure Proses1;
Begin
  turn11:= b*a2*t1*t2;
  turn12:= t1*m2;
  turn1 := -(turn11+turn12);

  turn21 := b*b*a3*a4*t2*t3*t4;
  turn22 := b*a4*t2*t4*m3;
  turn23 := b*a3*t2*t3*m4;
  turn24 := t2*m3*m4;
  turn25 := b*a4*t2*t4;
  turn26 := t2*m4;
  turn27 := b*a1*t1*t2;
  turn28 := t2*m1;

  turn2 := y*(turn21+turn22+turn23+turn24)-
  (z*(turn25+turn26))-(turn27+turn28);

  turn3:=y*((b*b*a2*a4*t2*t3*t4)+(b*a4*t3*t4*m2)+
  (b*a2*t2*t3*m4)+(t3*m2*m4));

  turn4:=(x*t4)+(y*((b*b*a2*a3*t2*t3*t4)+(b*a3*t3*t4*m2)+
  (t4*m2*m3)+(b*a2*t2*t4*m3)))-(z*((b*a2*t2*t4)+(t4*m2)));

  k := sqrt(sqr(turn1)+sqr(turn2)+sqr(turn3)+sqr(turn4));

End;

Procedure Proses2;
Begin
  a1aks := (turn1/k);
  a2aks := -(turn2/k);
  a3aks := -(turn3/k);
  a4aks := -(turn4/k);

End;

```

```

Procedure Proses3;
Begin
  baks_a := -(x*m4) - (y*m2*m3*m4) + (z*m2*m4) + (m1*m2);
  baks_b1 := x*a4aks*t4;
  baks_b21 := b*b*a2aks*a3aks*a4aks*t2*t3*t4;
  baks_b22 := b*a3aks*a4aks*t3*t4*m2;
  baks_b23 := b*a2aks*a4aks*t2*t4*m3;
  baks_b24 := b*a2aks*a3aks*t2*t3*m4;
  baks_b25 := a4aks*t4*m2*m3;
  baks_b26 := a3aks*t3*m2*m4;
  baks_b27 := a2aks*t2*m3*m4;
  baks_b2 := y*(baks_b21+baks_b22+baks_b23+baks_b24+baks_b25+
               baks_b26+baks_b27);
  baks_b3 := z*((b*a2aks*a4aks*t2*t4)+(a2aks*t2*m4) +
                 (a4aks*t4*m2));
  baks_b4 := (b*a1aks*a2aks*t1*t2)+(a1aks*t1*m2)+(a2aks*t2*m1);
  baks_b := baks_b1 + baks_b2 - baks_b3 - baks_b4;
  baks := baks_a/baks_b;
End;

Procedure Proses4;
Begin
  fk1 := x*((baks*a4aks*t4)+m4);

  fk21 := baks*baks*a2aks*a3aks*a4aks*t2*t3*t4;
  fk22 := baks*baks*a3aks*a4aks*t3*t4*m2;
  fk23 := baks*baks*a2aks*a4aks*t2*t4*m3;
  fk24 := baks*a4aks*t4*m2*m3;
  fk25 := baks*baks*a2aks*a3aks*t2*t3*m4;
  fk26 := baks*a3aks*t3*m2*m4;
  fk27 := baks*a2aks*t2*m3*m4;
  fk28 := m2*m3*m4;

  fk2 := y*(fk21 + fk22 + fk23 + fk24 + fk25 + fk26 +
            fk27 + fk28);
  fk3 := z*((baks*baks*a2aks*a4aks*t2*t4)+(baks*a2aks*t2*m4) +
            (baks*a4aks*t4*m2)+(m2*m4));
  fk4 := (baks*baks*a1aks*a2aks*t1*t2)+(baks*a1aks*t1*m2) +
         (baks*a2aks*t2*m1)+(m1*m2);

  fk := fk1 + fk2 - fk3 - fk4;
End;

```

```

Begin
  x := 171933;
  y := 3493990.14;
  z := 4578532.13;
  br := 2;

  Entry1;

  Repeat
    Clrscr;
    Gotoxy(05,01); Writeln('β : α_1 : α_2 : α_3 : α_4:');
    Gotoxy(05,02); Writeln('=====');

    Repeat
      br := br + 1;

      Proses1;
      Proses2;
      Proses3;

      Gotoxy(05,br); Writeln(baks:1:5);
      Gotoxy(20,br); Writeln(alaks:1:5);
      Gotoxy(35,br); Writeln(a2aks:1:5);
      Gotoxy(50,br); Writeln(a3aks:1:5);
      Gotoxy(65,br); Writeln(a4aks:1:5);

      selisih:= baks - b;

      Proses4;
      Gotoxy(32,br+10); Writeln('FK : ',fk:1:5);

      b := baks;
      a1 := alaks;
      a2 := a2aks;
      a3 := a3aks;
      a4 := a4aks;

      Until abs (selisih) <= 0.00001;

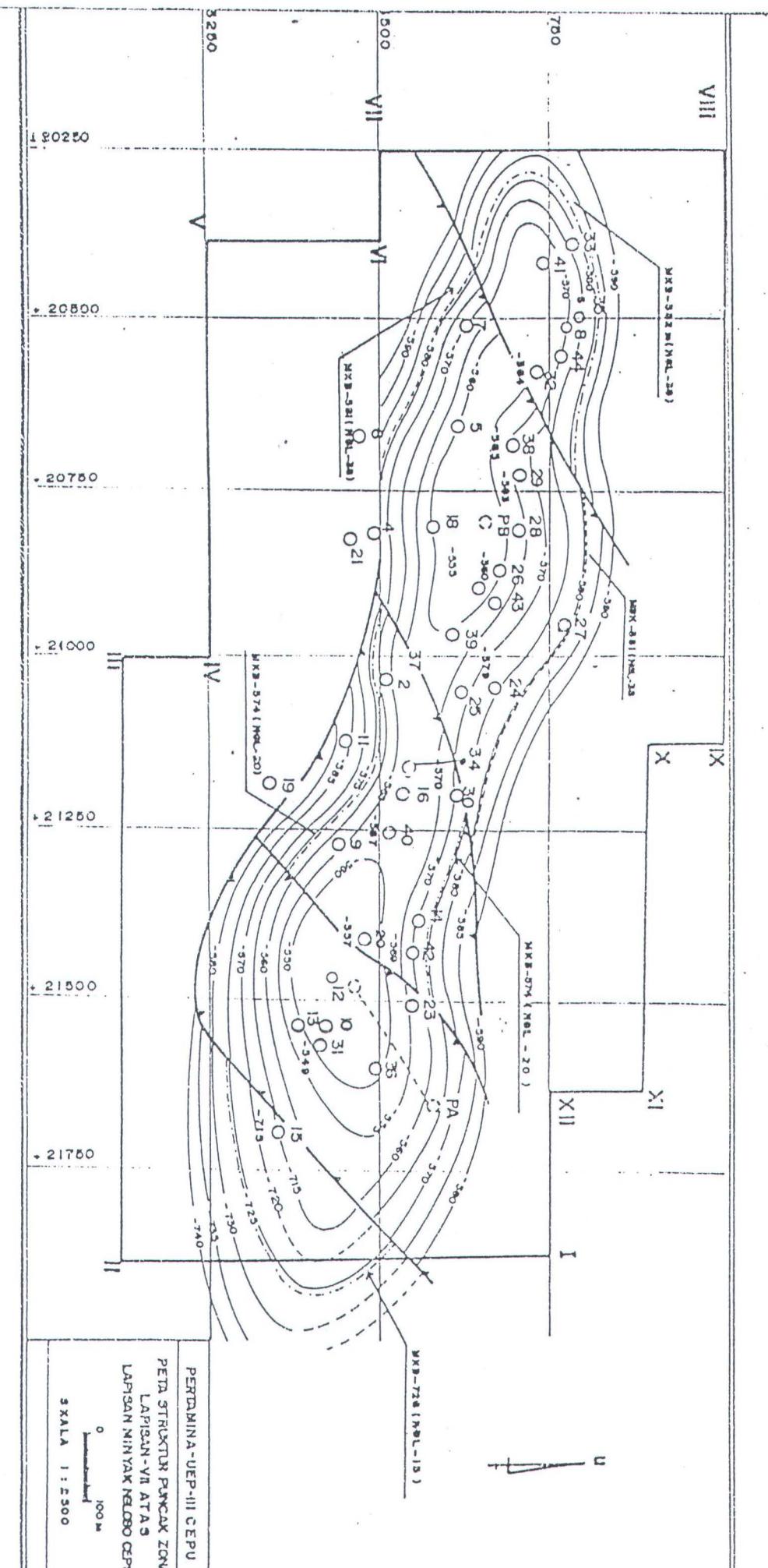
      Gotoxy(23,23); Write('Anda Akan Melanjutkan ?[Y/N]:');
      Readln(tekan);
      if (tekan = 'Y') or (tekan = 'y') Then
        Entry1;
        br := 2;
    Until(tekan = 'N') or (tekan = 'n');

End.

```

LAMPIRAN B

**DATA PENGEBORAN
NGL-PA GLOBO PERTAMINA EP CEPU**



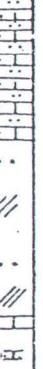
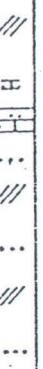
DIRECTIONAL DRILLING PROPOSED

513307 -

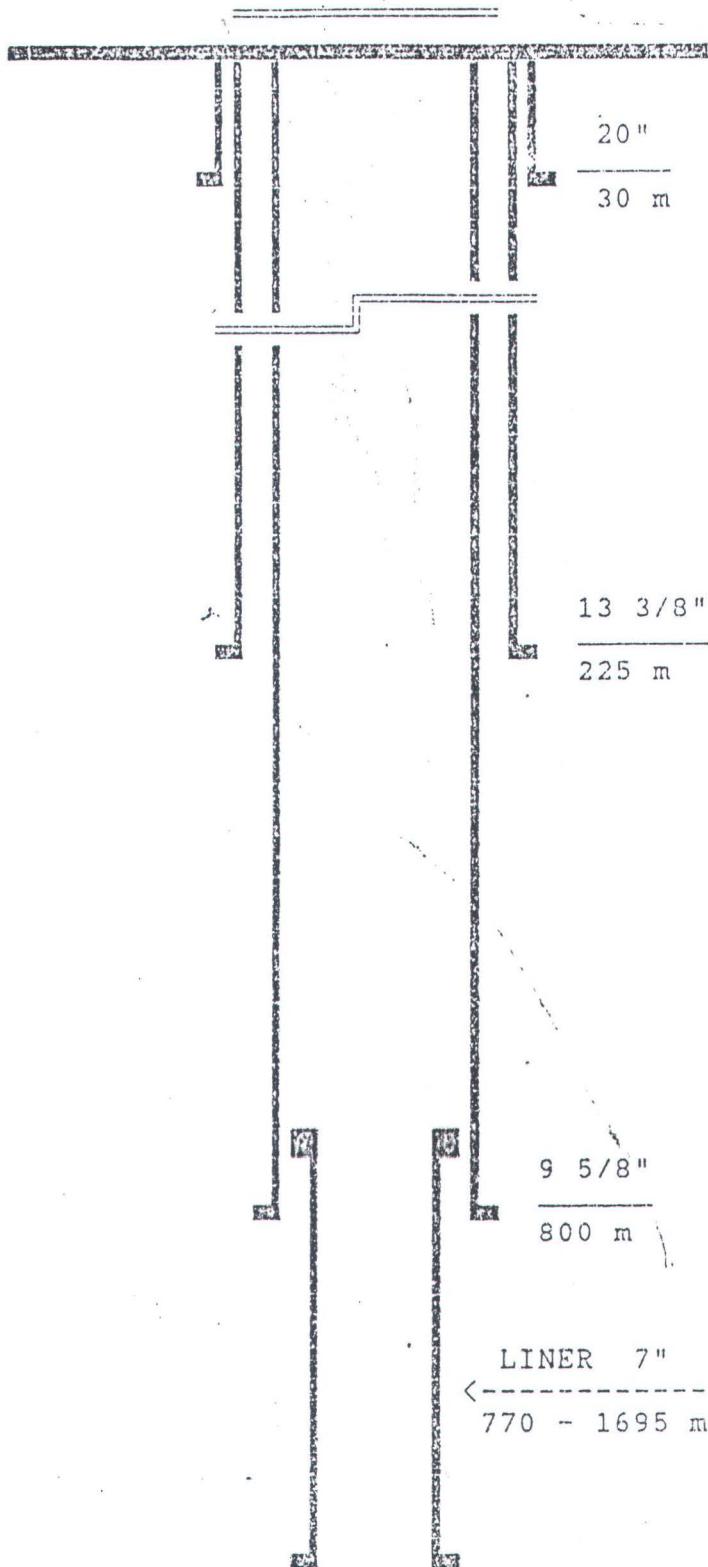
Field : CEPU Surface Coordinate : Z = + 21,632.00 Y = + 13,551.00 VARIANCE :
 Location : NGL-PA Subsurface Coordinate : X = + 21,477.50 Y = + 13,465.00 S E N W

MEAS.	COURSE	DEPTH (m)	DRIFT LENGTH (m)	AVG. ANGLE (o)	VERTICAL DEPTH (z)		COURSE DEV. (z)	DIRECT. OF DEV. (o)	AVG. DIRECT. (o)	SECTION (a)	TOTAL SECTION (n)	C O U R S E CO-ORDINATES		REVERSEABLE CO-ORDINATES		BIG LEG SEVERITY (o/30 m)
					COURSE	TOTAL						S	X	S	X	
-110		.00			-110.00						.00	.00	.00	.00	.00	.00
-140	-30	.25	.13	-30.00	-140.00	.07	S 57.00 W	28.50	-.06	.06	.06	.02	-.03	-.03	-.03	.23
-170	-30	.50	.38	-30.00	-170.00	.20	S 57.00 W	57.00	.20	.25	.11	.18	-.15	-.20	-.25	
-200	-30	1.00	.75	-30.00	-200.00	.39	S 57.00 W	57.00	.39	.65	.21	.33	-.33	-.53	-.51	
-230	-30	1.50	1.25	-29.99	-229.99	.65	S 57.00 W	57.00	.65	1.30	.36	.55	-.55	-.73	-.73	.51
-260	-30	2.00	1.75	-29.99	-259.98	.92	S 57.00 W	57.00	.92	2.22	.50	.77	-.13	-.24	-.24	.51
-290	-30	2.50	2.00	-29.96	-289.96	1.05	S 57.00 W	57.00	1.05	3.26	.57	.89	-.39	-.72	-.72	.51
-320	-30	3.00	2.75	-29.97	-319.92	1.44	S 57.00 W	57.00	1.44	4.70	.78	1.21	-.59	-.93	-.93	.51
-350	-30	3.50	3.25	-29.95	-349.87	1.70	S 57.00 W	57.00	1.70	6.40	.93	1.43	-.61	-.95	-.95	.51
-380	-30	4.00	3.75	-29.94	-379.81	1.96	S 57.00 W	57.00	1.96	8.37	1.07	1.65	-.53	-.98	-.98	.51
-410	-30	4.50	4.25	-29.92	-409.73	2.22	S 57.00 W	57.00	2.22	10.59	1.21	1.86	-.53	-.98	-.98	.51
-440	-30	5.00	4.75	-29.90	-439.62	2.48	S 57.00 W	57.00	2.48	13.07	1.35	2.09	-.13	-.95	-.95	.51
-470	-30	5.50	5.25	-29.87	-469.50	2.75	S 57.00 W	57.00	2.75	15.82	1.50	2.30	-.61	-.73	-.73	.51
-500	-30	6.00	5.75	-29.85	-499.35	3.01	S 57.00 W	57.00	3.01	18.82	1.64	2.52	-.13	-.77	-.77	.51
-530	-30	6.50	6.25	-29.82	-529.17	3.27	S 57.00 W	57.00	3.27	22.09	1.78	2.74	-.13	-.81	-.81	.51
-560	-30	7.00	6.75	-29.79	-558.96	3.53	S 57.00 W	57.00	3.53	25.62	1.92	2.96	-.13	-.83	-.83	.51
-590	-30	7.50	7.25	-29.76	-588.72	3.79	S 57.00 W	57.00	3.79	29.40	2.06	3.13	-.13	-.84	-.84	.51
-620	-30	8.00	7.75	-29.73	-618.45	4.05	S 57.00 W	57.00	4.05	33.45	2.20	3.39	-.13	-.84	-.84	.51
-650	-30	8.50	8.25	-29.69	-648.14	4.30	S 57.00 W	57.00	4.30	37.75	2.34	3.61	-.13	-.85	-.85	.51
-680	-30	9.00	8.75	-29.65	-677.79	4.56	S 57.00 W	57.00	4.56	42.32	2.49	3.83	-.13	-.87	-.87	.51
-710	-30	9.50	9.25	-29.61	-707.40	4.82	S 57.00 W	57.00	4.62	47.14	2.63	4.04	-.23	-.89	-.89	.51
-740	-30	10.00	9.75	-29.57	-736.96	5.08	S 57.00 W	57.00	5.08	52.22	2.77	4.26	-.23	-.93	-.93	.51
-770	-30	10.00	10.00	-29.54	-765.51	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	57.43	2.84	4.37	-.33	-.95	-.95	.51
-800	-30	10.00	10.00	-29.54	-796.05	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	62.64	2.84	4.37	-.33	-.95	-.95	.51
-830	-30	10.00	10.00	-29.54	-825.60	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	67.85	2.84	4.37	-.33	-.95	-.95	.51
-860	-30	10.00	10.00	-29.54	-855.14	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	73.06	2.84	4.37	-.33	-.95	-.95	.51
-890	-30	10.00	10.00	-29.54	-884.69	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	78.27	2.84	4.37	-.43	-.93	-.93	.51
-920	-30	10.00	10.00	-29.54	-914.23	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	83.48	2.84	4.37	-.43	-.93	-.93	.51
-950	-30	10.00	10.00	-29.54	-943.77	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	88.69	2.84	4.37	-.43	-.93	-.93	.51
-980	-30	10.00	10.00	-29.54	-973.32	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	93.89	2.84	4.37	-.53	-.93	-.93	.51
-1010	-30	10.00	10.00	-29.54	-1002.86	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	99.10	2.84	4.37	-.63	-.94	-.94	.51
-1040	-30	10.00	10.00	-29.54	-1032.41	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	104.31	2.84	4.37	-.73	-.94	-.94	.51
-1070	-30	10.00	10.00	-29.54	-1061.95	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	109.52	2.84	4.37	-.83	-.94	-.94	.51
-1100	-30	10.00	10.00	-29.54	-1091.50	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	114.73	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1130	-30	10.00	10.00	-29.54	-1121.04	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	119.94	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1160	-30	10.00	10.00	-29.54	-1150.58	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	125.15	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1190	-30	10.00	10.00	-29.54	-1180.13	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	130.36	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1220	-30	10.00	10.00	-29.54	-1209.67	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	135.57	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1250	-30	10.00	10.00	-29.54	-1239.22	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	140.78	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1280	-30	10.00	10.00	-29.54	-1268.76	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	145.99	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1310	-30	10.00	10.00	-29.54	-1298.31	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	151.20	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1340	-30	10.00	10.00	-29.54	-1327.85	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	156.41	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1370	-30	10.00	10.00	-29.54	-1357.39	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	161.62	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1400	-30	10.00	10.00	-29.54	-1386.94	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	166.83	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1430	-30	10.00	10.00	-29.54	-1416.48	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	172.04	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1460	-30	10.00	10.00	-29.54	-1446.03	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	177.25	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1490	-30	10.00	10.00	-29.54	-1475.57	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	182.46	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1520	-30	10.00	10.00	-29.54	-1505.11	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	187.66	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1550	-30	10.00	10.00	-29.54	-1534.66	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	192.87	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1580	-30	10.00	10.00	-29.54	-1564.20	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	198.08	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1610	-30	10.00	10.00	-29.54	-1593.75	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	203.29	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51
-1640	-30	10.00	10.00	-29.54	-1623.29	5.21	S 57.00 W	57.00	5.21	208.50	2.84	4.37	-.93	-.94	-.94	.51

PERKIRAAN HARI KERJA PENGEBORAN SUMUR NGL-P1 (LOKASI NGL-PA)

SELUBUNG	S.G. LUMPUR	LITHOLOGI	KEDALAMAN (m)	H A R I K E R J A , (Hari)				
				7	14	21	28	35
20" 30 m	AIR		0-30	+a	b			a-b : Bor lubang 26" Pasang dan semen stove pipe 20" 2 hr
13 3/8" 225 m	AIR BENT.		30-225	c	d			b-c : Bor lubang 17 1/2" 2 hr
770 m	1,05-1,30		225-800	e	f	g		c-d : Pasang/semen sel. 13 3/8" pasang PSL. 2 hr
9 5/8" 800 m								d-e : Bor lubang 12 1/4" 5 hr
7" 1695 m	1,10-1,50		DA-1700					e-f : Logging 1 hr
								f-g : Pasang/semen sel. 9 5/8" 2 hr
								g-h : Bor dan arahkan lubang 10 hr
								h-i : Logging 2 hr
								i-j : Masuk dan semen liner 7" pasang PSL. 2 hr
								j-k : Penyelesaian sumur 7 hr
								Jumlah : 35 hr

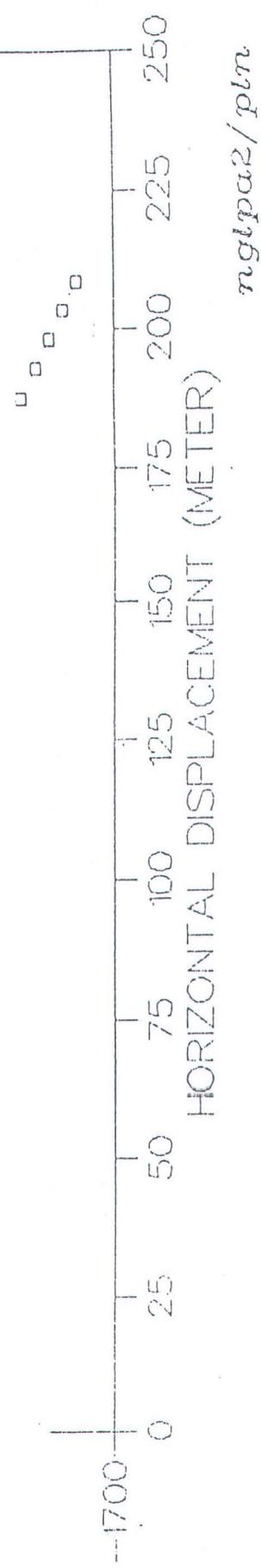
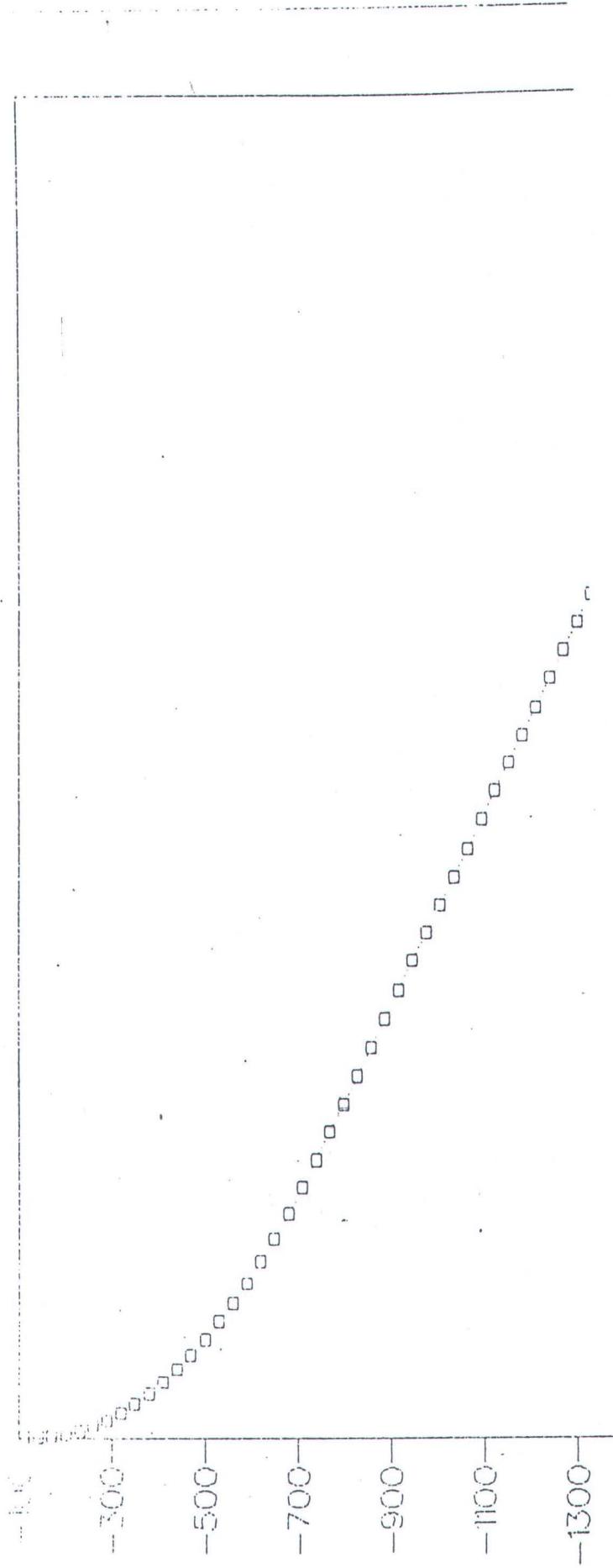
LOKASI NGL-PA
SUMUR NGL-P1



DALAM AKHIR 1700 M

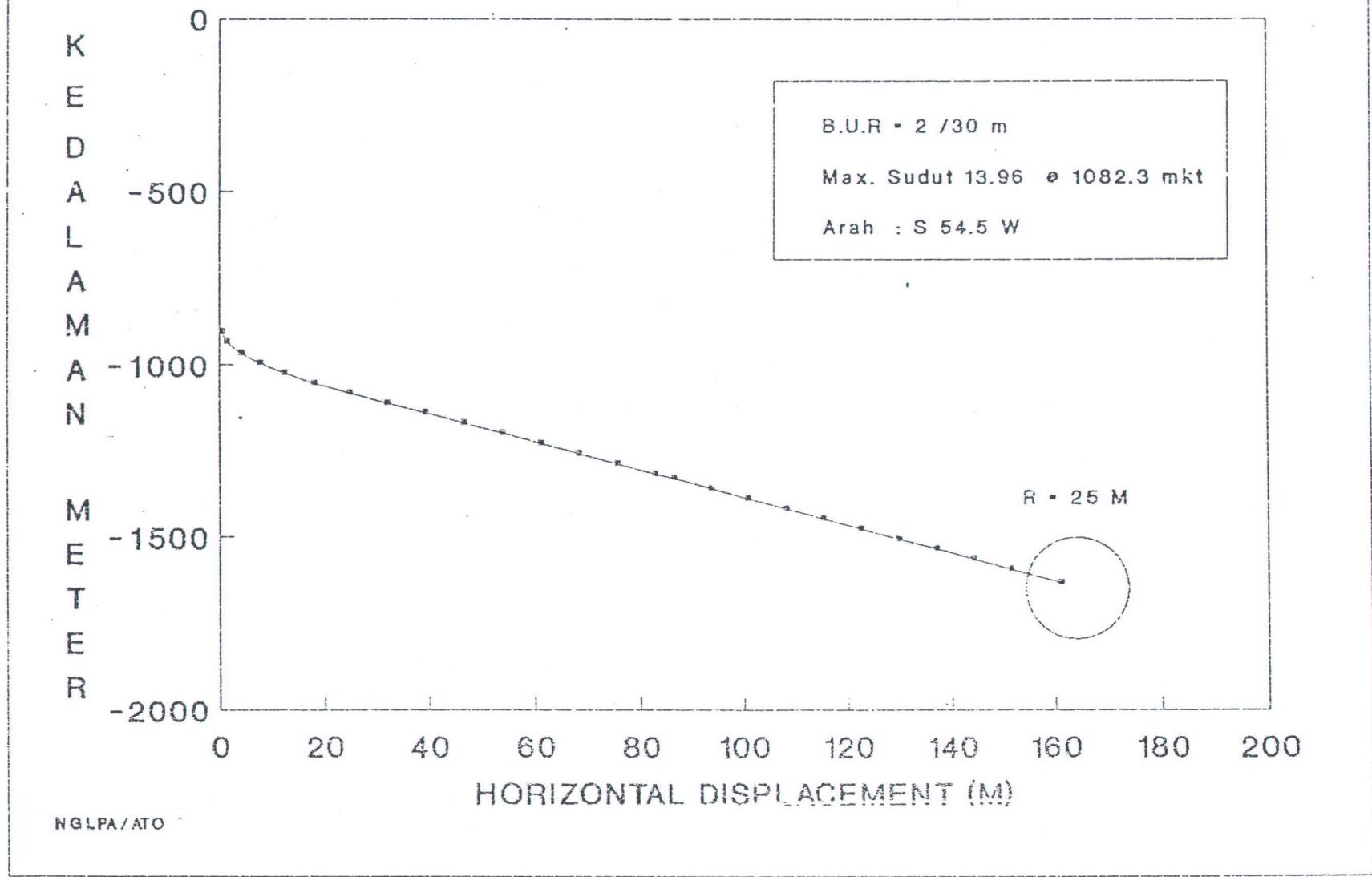
LAMPIRAN B - 5

MAX. ANGLE = 10 DEG @ 740 MIKU / 737 TVD & BUR = 0.5 DEG / 30 MTR
 MD / TVD : 1650 / 1633 M HORIZ. DISPL. : 210 M KOP di 110 M

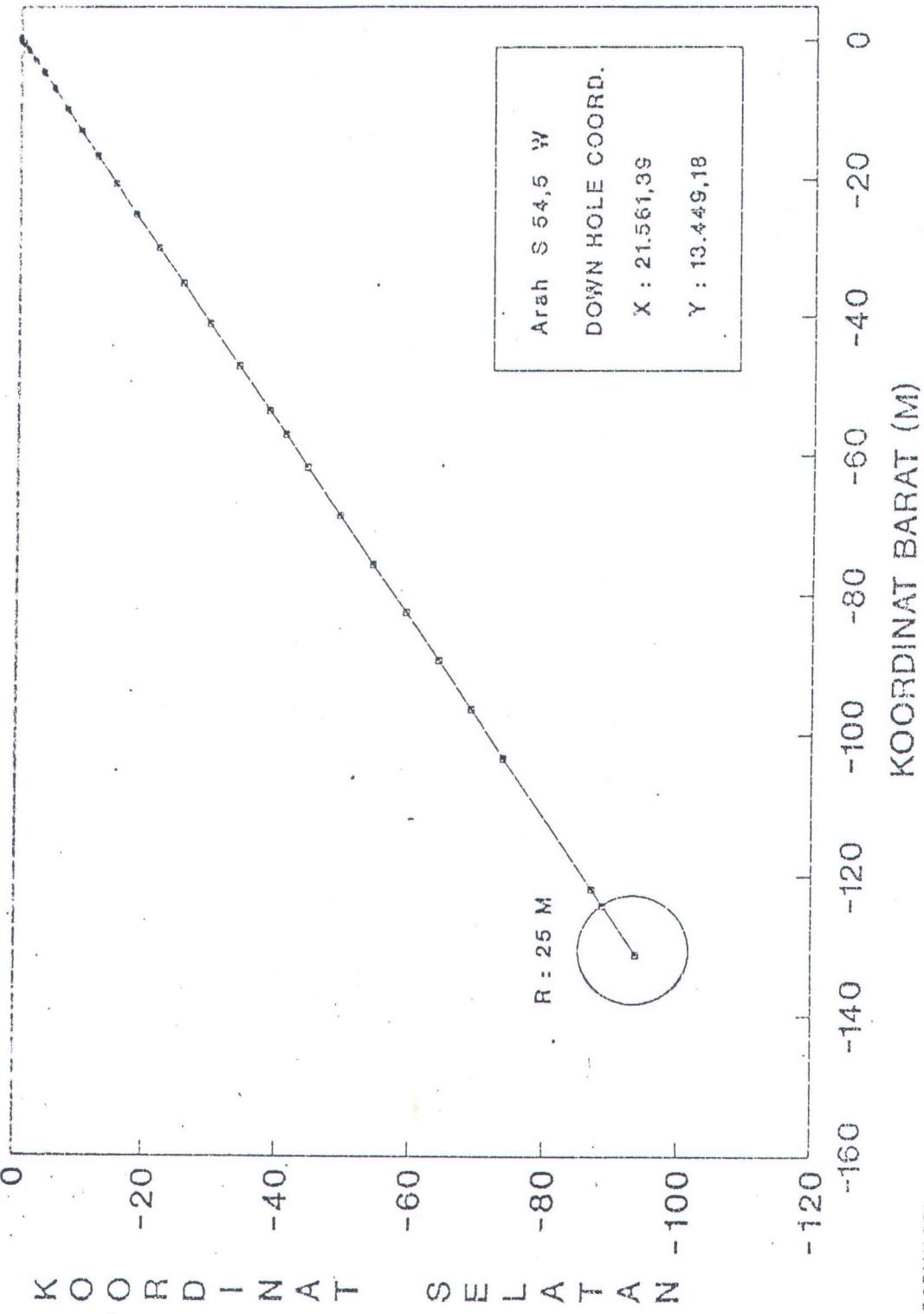


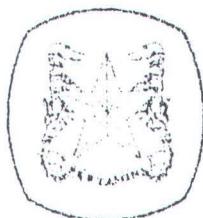
nglapaz / pln

PENAMPANG TEGAK SUMUR NGL-PA STRUKTUR NGLOBO LAPANGAN CEPU



PENAMPANG MENDATA SUMUR NGEL-PA
STRUKTUR NGLOBO LAPANGAN GEPUJ

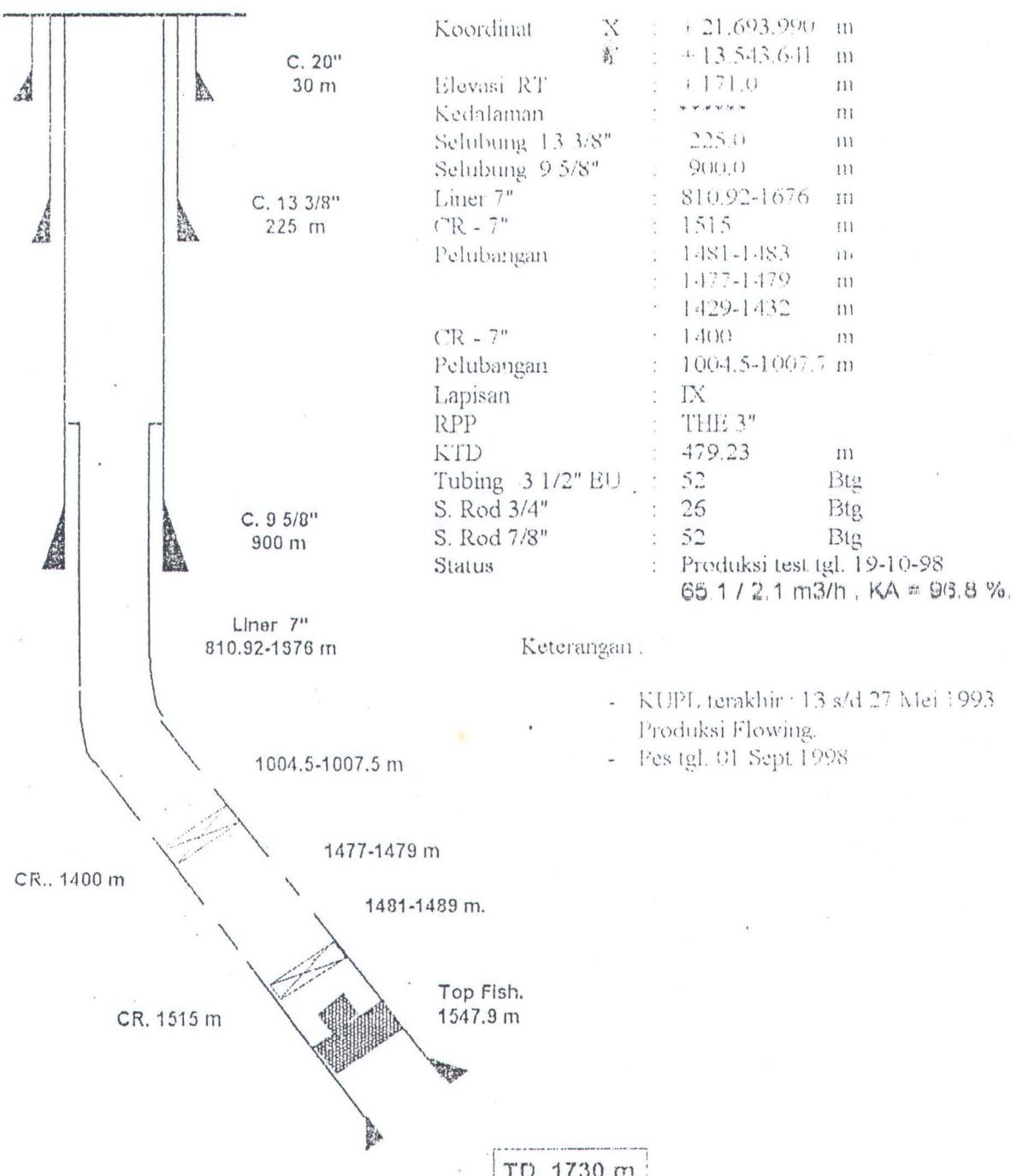




PERTAMINA
OP EP CEPU

LAPANGAN : KAWENGAN
TIN ANGG. : 1998/1999
SP : 544.42.0
PK : 8.34.NP.1
RIG : AB - 100

I DATA TEKNIS



DATA PENAMPANG SUMUR K.U.P.L NG-P1
RIG : AB - 100

PENAMPANG SUMUR**DATA TEKNIK**

C. 13 3/8"
225 m

1. Koordinat permukaan : X = + 21.693.990
: Y = + 13.543.641
2. bawah : X = + 21.561.390
: Y = + 13.449.180
3. Tinggi lantai bor : + 171.0 m
4. Selubung 20" K.55 BTC : 30.0 m
- 13 3/8" K.55 BTC R2 : 225.0 m
- 9 5/8" K.55 BTC. R2 : 900.0 m
- Liner 7" N-80, 26 # : 810.9-1676.0 m
- 5 Kedalaman Akhir : 1730.0 m
- Open Hole : 1676.0-1730 m
6. Packer 7" GUP IV : 1629.0 m
- Puncak ikan 2 7/8" EUIP : 1547.9 m
- CR 7" K1-3BB : 1515.0 m
- CR 7" K1-3BB 18-05-93 : 1400.0 m
7. Prforasi LAP. TAWUN : 1447.0 - 1449.0 m
- : 1481.0 - 1483.0 m
- Tgl 16-05-93 L XII : 1429.0 - 1432.0 m
- Tgl 20-05-93 L IX : 1004.5 - 1007.5 m
8. Lapisan Prcduksi :
9. Tubing 2 7/8" EU : 991.19 m
10. Sandi perkiraan : 035.XXX
11. M.A : 3D3031

C. 9 5/8"
900 m

1004.5 m
1007.5 m
1400 m →
1429 m
1432 m
1447 m
1449 m
1481 m
1483 m

1515 m →
1547.9 →

D. 1730 m

LAMPIRAN C

TABEL - TABEL

Table A Area under the normal curve

Proportion of the total area of the standard normal curve from $-\infty$ to z (z represents a normalized statistic)

z	0.09	0.08	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.00
-3.5	0.00017	0.00017	0.00018	0.00019	0.00019	0.00020	0.00021	0.00022	0.00022	0.00023
-3.4	0.00024	0.00025	0.00026	0.00027	0.00028	0.00029	0.00030	0.00031	0.00033	0.00034
-3.3	0.00035	0.00036	0.00038	0.00039	0.00040	0.00042	0.00043	0.00045	0.00047	0.00048
-3.2	0.00050	0.00052	0.00054	0.00056	0.00058	0.00060	0.00062	0.00064	0.00066	0.00069
-3.1	0.00071	0.00074	0.00076	0.00079	0.00082	0.00085	0.00087	0.00090	0.00094	0.00097
-3.0	0.00100	0.00104	0.00107	0.00111	0.00114	0.00118	0.00122	0.00126	0.00131	0.00133
-2.9	0.0014	0.0014	0.0015	0.0015	0.0016	0.0016	0.0017	0.0017	0.0018	0.0019
-2.8	0.0019	0.0020	0.0021	0.0021	0.0022	0.0023	0.0023	0.0024	0.0025	0.0026
-2.7	0.0026	0.0027	0.0028	0.0029	0.0030	0.0031	0.0032	0.0033	0.0034	0.0035
-2.6	0.0036	0.0037	0.0038	0.0039	0.0040	0.0041	0.0043	0.0044	0.0045	0.0047
-2.5	0.0048	0.0049	0.0051	0.0052	0.0054	0.0055	0.0057	0.0059	0.0060	0.0062
-2.4	0.0064	0.0066	0.0068	0.0069	0.0071	0.0073	0.0075	0.0078	0.0080	0.0082
-2.3	0.0084	0.0087	0.0089	0.0091	0.0094	0.0096	0.0099	0.0102	0.0104	0.0107
-2.2	0.0110	0.0113	0.0116	0.0119	0.0122	0.0125	0.0129	0.0132	0.0136	0.0139
-2.1	0.0143	0.0146	0.0150	0.0154	0.0158	0.0162	0.0166	0.0170	0.0174	0.0179
-2.0	0.0183	0.0188	0.0192	0.0197	0.0202	0.0207	0.0212	0.0217	0.0222	0.0223
-1.9	0.0231	0.0239	0.0244	0.0250	0.0256	0.0262	0.0268	0.0274	0.0281	0.0287
-1.8	0.0294	0.0301	0.0307	0.0314	0.0322	0.0329	0.0336	0.0344	0.0351	0.0359
-1.7	0.0357	0.0375	0.0384	0.0392	0.0411	0.0409	0.0418	0.0427	0.0436	0.0446
-1.6	0.0435	0.0465	0.0475	0.0485	0.0495	0.0505	0.0516	0.0526	0.0537	0.0548
-1.5	0.0529	0.0571	0.0602	0.0644	0.0676	0.0618	0.0636	0.0643	0.0655	0.0668
-1.4	0.0681	0.0694	0.0708	0.0721	0.0733	0.0749	0.0764	0.0778	0.0793	0.0808
-1.3	0.0823	0.0838	0.0853	0.0869	0.0885	0.0901	0.0918	0.0934	0.0951	0.0968
-1.2	0.0983	0.1003	0.1020	0.1038	0.1057	0.1075	0.1093	0.1112	0.1131	0.1151
-1.1	0.1170	0.1190	0.1210	0.1230	0.1251	0.1271	0.1292	0.1314	0.1335	0.1355
-1.0	0.1379	0.1401	0.1423	0.1446	0.1469	0.1492	0.1515	0.1539	0.1562	0.1587
-0.9	0.1611	0.1635	0.1660	0.1685	0.1711	0.1736	0.1762	0.1788	0.1814	0.1841
-0.8	0.1867	0.1894	0.1922	0.1949	0.1977	0.2005	0.2033	0.2061	0.2090	0.2119
-0.7	0.2148	0.2177	0.2207	0.2236	0.2266	0.2297	0.2327	0.2358	0.2389	0.2420
-0.6	0.2451	0.2483	0.2514	0.2546	0.2578	0.2611	0.2643	0.2676	0.2709	0.2743
-0.5	0.2776	0.2810	0.2843	0.2877	0.2912	0.2946	0.2981	0.3015	0.3050	0.3085
-0.4	0.3121	0.3156	0.3192	0.3228	0.3264	0.3300	0.3335	0.3372	0.3409	0.3446
-0.3	0.3483	0.3520	0.3557	0.3594	0.3632	0.3669	0.3707	0.3745	0.3783	0.3821
-0.2	0.3859	0.3897	0.3936	0.3974	0.4013	0.4052	0.4093	0.4129	0.4168	0.4207
-0.1	0.4247	0.4286	0.4325	0.4364	0.4404	0.4443	0.4481	0.4522	0.4562	0.4602
-0.0	0.4641	0.4681	0.4721	0.4761	0.4801	0.4840	0.4881	0.4920	0.4950	0.5000

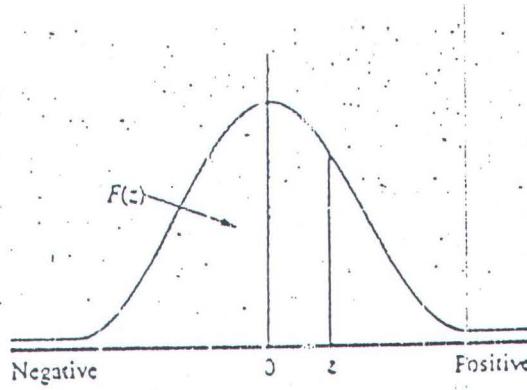


Table A (continued)

<i>z</i>	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
+0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
+0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
+0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
+0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
+0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
+0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
+0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
+0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
+0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8079	0.8106	0.8133
+0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
+1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
+1.1	0.8643	0.8663	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
+1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
+1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
+1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
+1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
+1.6	0.9451	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
+1.7	0.9554	0.9554	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
+1.8	0.9641	0.9643	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
+1.9	0.9713	0.9719	0.9728	0.9737	0.9741	0.9744	0.9746	0.9748	0.9751	0.9757
+2.0	0.9773	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
+2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
+2.2	0.9851	0.9854	0.9858	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9893
+2.3	0.9893	0.9895	0.9898	0.9901	0.9904	0.9908	0.9910	0.9911	0.9913	0.9915
+2.4	0.9915	0.9920	0.9924	0.9928	0.9932	0.9937	0.9940	0.9942	0.9944	0.9946
+2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
+2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
+2.7	0.9955	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
+2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
+2.9	0.9981	0.9982	0.9983	0.9983	0.9984	0.9984	0.9984	0.9985	0.9986	0.9986
+3.0	0.99863	0.99869	0.99874	0.99878	0.99882	0.99886	0.99889	0.99893	0.99896	0.99900
+3.1	0.99903	0.99906	0.99910	0.99913	0.99915	0.99918	0.99921	0.99924	0.99926	0.99929
+3.2	0.99931	0.99934	0.99936	0.99938	0.99940	0.99942	0.99944	0.99946	0.99948	0.99950
+3.3	0.99952	0.99953	0.99955	0.99957	0.99958	0.99960	0.99961	0.99962	0.99964	0.99965
+3.4	0.99966	0.99967	0.99969	0.99970	0.99971	0.99972	0.99973	0.99974	0.99975	0.99976
+3.5	0.99977	0.99978	0.99978	0.99979	0.99980	0.99981	0.99981	0.99982	0.99983	0.99983

Characteristic	Statistic	Normalized statistic <i>z</i>
Measurement	<i>X</i>	$\frac{X - \mu_x}{\sigma}$
Subgroup average	\bar{X}	$\frac{\bar{X} - \mu_{\bar{x}}}{\sigma/\sqrt{n}}$
Binomial count	$NR = c$	$\frac{c + 0.5 - n\mu_p}{\sqrt{n\mu_p(1 - \mu_p)}}$
Binomial fraction	$P = \frac{c}{n}$	$\frac{(c + 0.5)/n - \mu_p}{\sqrt{\mu_p(1 - \mu_p)/n}}$
Poisson count	<i>c</i>	$\frac{c + 0.5 - \mu_r}{\sqrt{\mu_r}}$



DRILLING MANUAL

DRILL PIPES
New Drill Pipe Data
DimensionsSection B12
Page 1

NEW DRILL PIPE DIMENSIONAL DATA

Size	OD mm	Nominal Weight lb/ft	Threads & Couplings kg/m	Plain End Weight ¹ kg/m	Wall Thickness mm	ID d mm	Section Area		Polar Sectional Modulus ³ Z m ³
							Body of Pipe ² A m ²	Section Area Body of Pipe ² A m ²	
7/8	60.5	† 4.85	7.23	6.60	4.83	50.67	841	21647	28399
		6.65	9.91	9.33	7.11	46.10	1189	36723	
1/2	73.2	† 6.85	10.21	9.18	5.51	62.00	1169	52904	84295
		10.40	15.50	14.48	9.19	54.64	1844	64286	
11/2	88.9	9.50	14.16	13.13	6.45	76.00	1671	95815	105827
		13.30	19.82	18.34	9.35	70.21	2336	117282	
11/2	101.6	15.50	23.10	21.80	11.40	66.09	2777	1985	139994
		11.85	17.66	15.59	6.65	88.29	2323	2455	
11/2	114.3	14.00	20.86	19.27	8.38	84.84	2844	34561	167672
		†15.70	23.39	21.89	9.65	82.30	3547	4277	
11/2	127.0	*13.75	20.49	18.24	6.88	100.53	2822	159249	187058
		16.60	24.73	22.32	8.56	97.18	3403	3461	
11/2	139.7	20.00	29.80	27.85	10.92	92.46	4561	237464	257079
		16.25	24.21	22.16	7.52	111.96	3202	3760	
11/2	162.5	19.50	29.06	26.72	9.19	108.61	4277	500266	230434
		25.60	38.14	35.80	12.70	101.60	200266	257079	
11/2	168.4	25.20	37.55	33.06	8.38	151.51	4211	320726	

Dimensions and weights are non-API and are not included in API Spec 5A or 5AX.

Dimensions and weights are classified as *tentative* and are not subject to API monogram.

This table is based on API RP7G, eighth edition April 1978, TABLE 2.1. Data may have been omitted or added to suit the specific use of the table.

Konversi faktor.

Length	1 m = 3.28084 ft 1 ft = 0.3048 m 1 in. = 2.54 cm 1 mile = 5280 ft = 1.60934 km 1 micron (μ) = 10^{-6} m = 3.28084×10^{-6} ft
Volume	1 m ³ = 35.31 ft ³ = 1000 liter 1 in. ³ = 16.387 cm ³ 1 liter = 1000 cm ³ = 0.03531 ft ³ 1 gal = 231 in. ³
Mass	1 kg = 2.20462 lbm 1 lbm = 0.453592 kg 1 slug = 32.174 lbm
Density	1 kg/m ³ = 0.062428 lbm/ft ³ 1 lbm/ft ³ = 16.0185 kg/m ³
Specific volume	1 m ³ /kg = 16.0185 ft ³ /lbm = 1 liter/g 1 ft ³ /lbm = 0.062428 m ³ /kg
Force	1 liter/gmole = 1 m ³ /kgmole 1 N = 1 kg·m/s ² = 0.224809 lbf 1 dyne = 1 g·cm/s ² = 1×10^{-5} N
Pressure	1 lbf = 1 slug·ft/s ² = 4.44822 N = 4.44822×10^5 dynes 1 Pa = 1 N/m ² 1 lbf/in. ² = 6894.76 N/m ² 1 bar = 10^5 Pa = 0.986923 atm. 1 atm = 14.6959 lbf/in. ² = 1.01325 bars = 760 mmHg at 32°F = 29.92 in. Hg at 32°F
Temperature	T(°R) = 1.8 T(K) or 1 K = 1.8 °R T(°F) = $1.8 T(^\circ C) + 32$ T(K) = T(°C) + 273.15 T(°R) = T(°F) + 459.67
Energy	1 J = 1 N·m = 10^7 ergs 1 kJ = 0.947817 Btu 1 Btu = 778.169 ft·lbf = 1.055056 kJ 1 cal (International Table) = 4.1868 J 1 erg = 1 dyne·cm = 9.86923×10^{-10} atm·cm ³ 1 atm·m ³ = 101.325 kJ
Specific energy	1 J/g = 0.429923 Btu/lbm = 334.553 ft·lbf/lbm 1 Btu/lbm = 2.326 J/g = 0.555556 cal/g 1 Btu/lbmole = 2.326 kJ/kgmole 1 kJ/kgmole = 0.429923 Btu/lbmole 1 cal/gmole = 4.1868 kJ/kgmole
Power	1 W = 1 J/s 1 kW = 3412.14 Btu/h 1 hp = 550 ft·lbf/s = 2544.43 Btu/h
Specific entropy, specific heat, gas constant	1 kJ/kg·K = 0.2388 Btu/lbm·°R 1 Btu/lbm·°R = 4.1868 kJ/kg·K 1 kJ/kgmole·K = 0.2388 Btu/lbmole·°R 1 Btu/lbmole·°R = 4.1868 kJ/kgmole·K
Velocity	1 mph = 1.467 ft/s = 0.4470 m/s 1 ft/s = 0.3048 m/s

FORMULIR UNTUK MAJU UJIAN TUGAS AKHIR

Setelah mengevaluasi kemajuan yang telah dicapai oleh :

Nama mhs : BAKTHRIDIN
NRP : 7899100098

Judul TA : PERENCANAAN BERBASIS KEMAMPUAN ARILL PIPE
TERHADAP BUCKLING PADA PROSES PENGFORAN

Masa Berlaku
SK TA : _____

Maka kami dosen pembimbing dari mahasiswa tersebut mengijinkan untuk maju ujian Tugas Akhir (P-3) yang akan diadakan pada tanggal : _____

Surabaya, 2 - FEBRUARI - 2000

Dosen Pembimbing I

~~Ir. J.J. SOFO JONCO Msc.
NIP. 130 359 270~~

Dosen Pembimbing II

Dr. DANIEL M. RARYKI.
NIP : 131 782 038

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

LEMBAR PRESENSI KONSULTASI TUGAS AKHIR

NAMA MAHASISWA	:	BAKTIRUDIN
NOMOR POKOK / NRP	:	1394100043
NAMA DOSEN PEMBIMBING	:	Ir. J.J. Soedjono, Msc./A. Ir. DM Rosyid
TUGAS DIMULAI	:	13 Oktober 1998
DISELESAIKAN	:	
JUDUL TUGAS AKHIR	:	PERENCANAAN BERPADAAN KEMBALIAN DRILL PIPE TERHADAP Buckling PADA PROSES PENGEBORAN

TANGGAL	KONSULTASI MENGENAI	TANDA TANGAN DOSEN PEMBIMBING
11-11-98	Bab I, II	
2-12-98	Bab III & IV dan bisa digunakan	
14/12/98	- Tentukan permasalahan moda kegagalan yg akan	
12/5/99	- Penulisan pada pers	
	M.K : agar bisa d d.t, muncul dln MK.	
21/5/99	- Penentuan penulisan dsa dlr MK, Komunikasi	
	Statistik penulisan dsa bg	
7/07/99	- Modelkan Pers FK.	
13/7/99	- Perbaiki Printout 1 yang spt. diberikan kmgngsay	

**ATASAN : LEMBAR PRESENSI INI HARUS DITUNJUKKAN PADA SAAT UJIAN
TUGAS AKHIR.**

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

LEMBAR PRESENTASI KONSULTASI TUGAS AKHIR

NAMA MAHASISWA	:	Bakhrudin
NOMOR POKOK/NRP	:	4394100043
NAMA DOSEN PEMBIMBING	:	Ir. J.J. Soedjono, MSc/Dr.Ir .D.M Rosyid
TUGAS DIMULAI	:	13 Oktober 1998
DISELESAIKAN	:	
JUDUL	:	Perencanaan berbasis keandalan Drill pipe terhadap buckling pada proses pengeboran

NO	TANGGAL	KONSULTASI MENGENAI	TANDA TANGAN DOSEN PEMBIMBING
1	27/07/99	- Sesi konsultasi dan pembahasan D. roshi	<i>D. Rud</i>
2		Stage 2, 5 / 3.	
3	2/8/99	- Selain itu untuk berdasarkan D. Standart	<i>D. Rud</i>
4		untuk melihat per- baikan pada	
5	5/8/99	- Perbaiki osotarang dan kerangka	<i>D. Rud</i>
6	9/8 - 99	Konsultasi/Assesmen	<i>D. Rud</i>
7	10/8 - 99	- Sesasi - sog	<i>D. Rud</i>
8		maju TA.	
9			

**CATATAN : LEMBAR PRESENTASI INI HARUS DITUNJUKKAN PADA
SAAT UJIAN TUGAS AKHIR**