

**PERENCANAAN PROFIL DAN RANGKAIAN PIPA BOR SUMUR  
*DIRECTIONAL* “DS-1” LAPANGAN “JTB” PERTAMINA EP CEPU**

**TESIS**



**Oleh:**

**DESHINTA PUTRI HERINAWIJAYA**

**NIM. 213190040**

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN  
JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2022**

**PERENCANAAN PROFIL DAN RANGKAIAN PIPA BOR SUMUR  
DIRECTIONAL “DS-1” LAPANGAN “JTB” PERTAMINA EP CEPU**

**TESIS**

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar  
Magister Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan,  
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta**

**Oleh:**

**DESHINTA PUTRI HERINAWIJAYA**

**NIM. 213190040**

**Disetujui Oleh :**

**Pembimbing I**



**(Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascarvo, MT)**  
NIP : 19610517 198803 1 001

**Pembimbing II**



**(Dr. Ir. Hj. Dyah Rini Ratnaningsih, MT)**  
NIP: 19600129 198503 2 001

**Mengetahui,**

**Koordinator Program Studi Magister Teknik Perminyakan**



**(Dr. Ir. Hj. Dyah Rini Ratnaningsih, MT)**  
NIP. 19600129 198503 2 001

**PERENCANAAN PROFIL DAN RANGKAIAN PIPA BOR  
SUMUR DIRECTIONAL "DS-1" LAPANGAN "JTB"  
PERTAMINA EP CEPU**

**DESHINTA PUTRI HERINA WIJAYA**  
NIM. 213190040

Yogyakarta, Januari 2022

**Pembimbing I**



**Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascarvo, MT**  
NIP. 19610517 198803 1 001

**Pembimbing II**



**Dr. Ir. Hj. Dyah Rini R., MT**  
NIP. 19600129 198503 2 001

**Penguji I**



**Dr. Ir. H. Aris Buntoro, MT**  
NIP. 19590318 198303 1 001

**Penguji II**



**Dr. Suranto, ST, MT**  
NIP. 19720417 202121 1 003

**Menyetujui,  
Ketua Jurusan**



**Dr. Bohl Swadesi, ST, MT**  
NIP. 19711207 202121 2 003

## HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Dengan ini saya

Nama : Deshinta Putri Herinawijaya

NIM : 213190040

Judul : Perencanaan Profil Dan Rangkaian Pipa Bor Sumur *Directional*  
“DS-1” Lapangan “JTB” Pertamina EP Cepu

Menyatakan bahwa keseluruhan isi Tesis yang saya buat sebagai karya saya sendiri dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar, serta saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, konsultasi dengan dosen pembimbing, hingga menyelesaikan Tesis ini, tidak melakukan penjiplakan terhadap karya orang atau pihak lain baik secara lisan maupun tertulis, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan, bahwa apabila di kemudian hari terbukti bahwa Tesis saya ini mengandung unsur penjiplakan dari pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, di luar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan atau dicabut gelar saya oleh otoritas atau Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta, dan diumumkan ke khalayak ramai.

Yogyakarta, Januari 2022



Deshinta Putri Herinawijaya  
NIM. 213190040



## RINGKASAN

Kegiatan lapangan migas selalu dilakukan penambahan sumur pengembangan untuk meningkatkan produksi. Untuk itu di perlukan perencanaan sumur directional agar operasi pemboran dapat berjalan dengan baik dan optimum. Perencanaan sumur yang optimum dengan hambatan minimal perlu dilakukan dengan desain yang tepat berdasarkan referensi sumur eksisting. Problem yang terjadi pada sumur referensi adalah batasan kekuatan pada rangkaian yang kritis saat operasi disebabkan oleh pipa terjepit, maka dari itu dalam mendesain rangkaian pipa bor perlu menambahkan nilai *safety factor* serta memperhatikan parameter beban dan *stress* pada rangkaian.

Perencanaan pemboran ini di lakukan dengan 2 tahapan yaitu perencanaan profil sumur dan trayektori menggunakan *software* Compas dengan memperhatikan data geologi dan parameter pemboran sehingga menghasilkan suatu profil sumur yang optimum dengan KOP, BUR, dan inklinasi maksimum yang sesuai sebagai pedoman untuk *directional drilling engineer*. Perencanaan rangkaian pipa bor rangkaian pipa bor dengan mempertimbangkan beban-beban saat operasi dengan bantuan *software* WellPlan. Parameter beban yang dianalisa antara lain beban torsi, *stress* saat *tripping in*, *tripping out*, *bottom rotating*, *tension load*, dan *hook load* sehingga dipeoleh rangkaian pipa bor yang optimum pada sumur ini dengan pertimbangan *safety factor* diatas 1.1.

Hasil yang diperoleh adalah profil sumur tipe *sliding deviation type* dengan KOP pada kedalaman 891.5 ftTVD, *build up rate* 2°/100ft sampai sudut maksimum sebesar 37.7° hingga ke kedalaman target 6,355.8 ftTVD / 7,637.5 ftMD. Pada perencanaan rangkaian pipa bor diambil trayek terdalam yang terbesar bebannya yaitu trayek *tangential liner hole size* 8-1/2" dengan *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dan *torque limit* sebesar 47,230 ft-lb menghasilkan *safety factor* sebesar 1.26. Hasil desain profil sumur dan rangkaian pipa bor ini dianggap optimum sehingga dapat menjadi rekomendasi sebagai pedoman dalam pemboran sumur *directional* pengembangan "DS-1" lapangan "JTB".

## *ABSTRACT*

Oil and gas field activities are always carried out with additional development wells to increase production. For this reason, it is necessary to plan directional wells so that drilling operations can run properly and optimally. Optimum well planning with minimal resistance needs to be done with the right design based on the existing well reference. The problem that occurs in the reference well is that the strength limit in the critical circuit during operation is caused by the pipe being pinched, therefore in designing the drill pipe circuit it is necessary to add the value of the safety factor and pay attention to the load and stress parameters in the string.

This drilling plan is carried out in 2 stages, planning the well profile and trajectory using the Compass software by paying attention to geological data and drilling parameters so as to produce an optimum well profile with KOP, BUR, and the appropriate maximum inclination as guidelines for directional drilling engineers. Planning a series of drill pipes, a series of drill pipes by considering the loads during operation with the help of the WellPlan software. The load parameters analyzed include torsion load, stress during tripping in, tripping out, bottom rotating, tension load, and hook load so that the optimum drill pipe circuit is obtained in this well with the safety factor considered above 1.1.

The result obtained is a sliding deviation type well profile with KOP at a depth of 891.5 ftTVD, build up rate of 2o/100ft to a maximum angle of 37.7o with target depth of 6,355.8 ftTVD / 7,637.5 ftMD. In planning the drill pipe circuit the deepest route with the largest load is taken, the tangential liner hole size 8-1/2" route with a torque rating of 37,500 ft-lb and a torque limit of 47,230 ft-lb resulting in a safety factor of 1.26. The results of the design of the well profile and drill pipe series are considered optimum so that they can be recommended as guidelines in drilling the directional well for the "DS-1" development in the "JTB" field.

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis dengan judul Perencanaan Profil Dan Rangkaian Pipa Bor Sumur Directional “DS-1” Lapangan “JTB” Pertamina EP Cepu. Tesis ini diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar kesarjanaan pada Program Strata 2 (S2) Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Terselesainya Tesis ini tidak lepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak yang telah membantu penyusunan Tesis ini. Oleh karena itu, dalam kesempatan ini penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sangat mendalam kepada:

1. Prof. Dr. M. Irhas Effendi, SE, M.Si selaku Rektor UPN “Veteran” Yogya.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
4. Dr. Ir. Hj. Dyah Rini Ratnaningsih, MT selaku Koordinator Program Studi Magister Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dan Pembimbing II Tesis .
5. Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascaryo, MT sebagai Pembimbing I Tesis.
6. Wagie Wagianto, Drilling Manager Pertamina EP Cepu, dan Drilling Team Pertamina Ep Cepu yang telah membantu dalam pengerjaan Tesis.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan Tesis ini masih terdapat kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun.

Yogyakarta, Januari 2022



Deshinta Putri Herinawijaya

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	ii
<b>HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH</b> .....	iii
<b>RINGKASAN</b> .....	iv
<b>ABSTRACT</b> .....	v
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	vi
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	x
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xiv
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Batasan Masalah .....	2
1.4. Maksud dan Tujuan .....	2
1.5. Flowchart Metodologi.....	3
<b>BAB II TINJAUAN LAPANGAN “DS”</b> .....	4
2.1. Struktur Umum Jawa Bagian Timur.....	4
2.2. Struktur Regional Jawa Bagian Timur .....	6
2.3. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara .....	7
2.4. Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Timur Utara .....	11
<b>BAB III TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	14
3.1. Desain <i>Well Trajectory</i> .....	14
3.2. Desain <i>Drill String</i> .....	14
<b>BAB IV DASAR TEORI DAN METODOLOGI</b> .....	17
4.1. Tujuan dan Alasan Dilakukan Pemboran Berarah .....	18
4.2. Tipe Profil Sumur <i>Directional Drilling</i> .....	24
4.3. Metode – Metode Perhitungan Profil Sumur .....	27
4.3.1. Metode <i>Tangential</i> .....	27
4.3.2. Metode <i>Balanced Tangential</i> .....	28
4.3.3. Metode <i>Angle Averaging</i> .....	29
4.3.4. Metode <i>Radius of Curvature</i> .....	30

**DAFTAR ISI  
(LANJUTAN)**

	<b>Halaman</b>
4.3.5. Metode <i>Minimum of Curvature</i> .....	31
4.4. Perhitungan Profil Sumur <i>Directional Drilling</i> .....	32
4.4.1. Perhitungan <i>Vertical Section &amp; Horizontal Section</i> .....	32
4.4.2. Perhitungan Radius Pembelokan & Sudut Inklinasi.....	34
4.4.2.1. Penentuan Jari – Jari Radius Pembelokan (r1).....	34
4.4.2.2. Penentuan Sudut Inklinasi .....	35
4.4.2.3. Penentuan <i>Build Up Section</i> .....	36
4.4.2.4. Penentuan <i>Tangent Section</i> .....	36
4.4.2.5. Penentuan Total Jarak Terukur ( <i>Measured Depth</i> )37	37
4.5. Peralatan Pemboran Berarah .....	38
4.5.1. <i>Badger Bit</i> .....	38
4.5.2. <i>Spud Bit</i> .....	39
4.5.3. <i>Knuckle Joint</i> .....	39
4.5.4. <i>Whipstock</i> .....	40
4.5.5. <i>Bent Sub</i> .....	40
4.5.6. <i>Positive Displacement Motor</i> .....	41
4.5.7. <i>Rotary Steerable System (RSS)</i> .....	43
4.5.8. <i>Non-Magnetic Drill Collar</i> .....	45
4.5.9. <i>Stabilizer</i> .....	45
4.6. Pengontrol Penyimpangan Arah Lubang Bor .....	46
4.6.1. <i>Bottom Hole Assembly</i> Pada Pemboran Berarah .....	46
4.6.2. Konsep <i>Fulcrum</i> .....	48
4.6.3. Konsep <i>Pendulum</i> .....	49
4.6.4. Konsep Stabilisasi.....	51
4.7. Desain Drillstring Pemboran Berarah .....	52
4.7.1. Mekanika <i>Drillstring</i> .....	53
4.7.2. Komponen <i>Drillstring</i> .....	54
4.7.3. Beban Yang Terjadi Pada <i>Drillstring</i> .....	59
4.8. Software yang Digunakan .....	69
4.8.1. <i>COMPASS</i> .....	69
4.9. Metodologi .....	70
<b>BAB V PERHITUNGAN DAN METODOLOGI</b> .....	<b>75</b>
5.1. Perencanaan Profil Sumur <i>Directional</i> .....	75

**DAFTAR ISI  
(LANJUTAN)**

	<b>Halaman</b>
5.2. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor .....	78
5.2.1. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor pada <i>Vertical Section</i> ....	79
5.2.2. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor pada <i>Build Up Section</i> ..	85
5.2.3. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor pada <i>Tangential Section</i>	92
<b>BAB VI PEMBAHASAN</b> .....	<b>107</b>
<b>BAB VII KESIMPULAN</b> .....	<b>111</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	<b>113</b>
<b>LAMPIRAN</b> .....	<b>115</b>

## DAFTAR GAMBAR

	<b>Halaman</b>
<b>Gambar 1.1.</b> <i>Flowchart</i> Metodologi.....	3
<b>Gambar 2.1.</b> Arah Pola Struktur Jawa Bagian Timur .....	4
<b>Gambar 2.2.</b> Penampang Seismik BL-TENG yang Menunjukkan Jejak-Jejak Struktur Arah Meratus yang Berkembang menjadi Struktur Regangan dan Membentuk Pola Struktur Tinggian dan Dalam ..... 5	5
<b>Gambar 2.3.</b> Penampang Geologi Berbasis-Seismik U-S yang Menunjukkan Zona Overthrust Membatasi Zona Rembang dan Zona Kendeng ..... 6	6
<b>Gambar 2.5.</b> Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara .....	7
<b>Gambar 4.1.</b> Alasan Topografis 1 .....	19
<b>Gambar 4.2.</b> Alasan Topografis 2 .....	20
<b>Gambar 4.3.</b> Alasan Geologis 1 .....	21
<b>Gambar 4.4.</b> Alasan Geologis 2 .....	21
<b>Gambar 4.5.</b> Alasan Ekonomis .....	22
<b>Gambar 4.6.</b> Pemboran Relief Well .....	23
<b>Gambar 4.7.</b> Pemboran Sidetrack .....	24
<b>Gambar 4.8.</b> Build and Hold Type(J-Shaped).....	24
<b>Gambar 4.9.</b> S-Shaped Type .....	25
<b>Gambar 4.10.</b> Modified S-Shaped Type .....	26
<b>Gambar 4.11.</b> Continuous Build Type (J-Shaped).....	26
<b>Gambar 4.12.</b> Horizontal Single Curve.....	27
<b>Gambar 4.13.</b> Horizontal Double-Curve.....	27
<b>Gambar 4.14.</b> Tangential Method: Vertical Section & Plan View .....	28
<b>Gambar 4.15.</b> Balanced Tangential Method: (a) Vertical Section; (b) Plan View .....	29
<b>Gambar 4.16.</b> Radius of Curvature Method.....	31

**DAFTAR GAMBAR**  
**(LANJUTAN)**

	<b>Halaman</b>
<b>Gambar 4.17.</b> <i>Minimum of Curvature</i> .....	32
<b>Gambar 4.18.</b> <i>Vertical Calculation</i> .....	33
<b>Gambar 4.19.</b> <i>Horizontal Trajectory</i> .....	34
<b>Gambar 4.20.</b> Pola Kuadran dan Perhitungan Kompas .....	35
<b>Gambar 4.21.</b> <i>Build and Hold Trajectory</i> .....	36
<b>Gambar 4.22.</b> <i>Badger Bit</i> .....	39
<b>Gambar 4.23.</b> <i>Spud Bit</i> .....	40
<b>Gambar 4.24.</b> <i>Knuckle Joint</i> .....	41
<b>Gambar 4.25.</b> <i>Whipstock</i> .....	41
<b>Gambar 4.26.</b> <i>Bent Sub</i> .....	42
<b>Gambar 4.27.</b> <i>Positive Displacement Motor</i> .....	42
<b>Gambar 4.28.</b> Rangkaian <i>Rotary Steerable System</i> .....	45
<b>Gambar 4.29.</b> <i>Stabilizer</i> .....	46
<b>Gambar 4.30.</b> Penempatan <i>Stabilizer</i> Konsep <i>Fulcrum</i> .....	50
<b>Gambar 4.31.</b> Konsep <i>Fulcrum</i> .....	50
<b>Gambar 4.32.</b> Penempatan <i>Stabilizer</i> Untuk Konsep <i>Pendulum</i> .....	51
<b>Gambar 4.33.</b> Konsep <i>Pendulum</i> .....	51
<b>Gambar 4.34.</b> Penempatan <i>Stabilizer</i> untuk Konsep Stabilisasi .....	52
<b>Gambar 4.35.</b> Konsep Stabilisasi .....	53
<b>Gambar 4.36.</b> Peristiwa <i>Bouyancy</i> .....	56
<b>Gambar 4.37.</b> Sistem Kode Warna API untuk Klasifikasi <i>Drillpipe</i> .....	58
<b>Gambar 4.38.</b> Tension pada <i>Drillstring</i> .....	60
<b>Gambar 4.39.</b> Gesekan Pada Lubang Saat Penurunan <i>Drillstring</i> .....	68
<b>Gambar 4.40.</b> Gesekan Pada Lubang Saat Penarikan <i>Drillstring</i> .....	68



**DAFTAR GAMBAR**  
**(LANJUTAN)**

	<b>Halaman</b>
<b>Gambar 5.1.</b> <i>Hole Geometry Plan</i> Sumur “DS-1” .....	75
<b>Gambar 5.2.</b> Trajectory Plan Sumur “DS-1” .....	75
<b>Gambar 5.3.</b> Trajectory Plan Sumur “DS-1” dengan Lithologi .....	76
<b>Gambar 5.4.</b> 3D Plan Trajectory Sumur “DS-1” .....	76
<b>Gambar 5.5.</b> Grafik <i>Toque</i> Skenario 1 Trayek BHA 24” .....	80
<b>Gambar 5.6.</b> Grafik <i>Toque</i> Skenario 2 Trayek BHA 24” .....	82
<b>Gambar 5.7.</b> Hasil Analisa Stress - Trip In BHA Trayek 24” .....	83
<b>Gambar 5.8.</b> Hasil Analisa Stress - Trip Out BHA Trayek 24” .....	83
<b>Gambar 5.9.</b> Hasil Analisa Stress – Rotating BHA Trayek 24” .....	84
<b>Gambar 5.10.</b> Hasil Analisa String BHA Trayek 24” .....	84
<b>Gambar 5.11.</b> Skema lubang bor dan BHA Trayek 24” .....	85
<b>Gambar 5.12.</b> Grafik <i>Toque</i> Skenario 2 Trayek BHA 17-1/2” .....	87
<b>Gambar 5.13.</b> Grafik <i>Toque</i> Skenario 2 Trayek BHA 17-1/2” .....	89
<b>Gambar 5.14.</b> Hasil Analisa <i>Stress</i> - Trip In BHA Trayek 17-1/2” .....	89
<b>Gambar 5.15.</b> Hasil Analisa Stress - Trip Out BHA Trayek 17-1/2” .....	90
<b>Gambar 5.16.</b> Hasil Analisa Stress – Rotating BHA Trayek 17-1/2” .....	90
<b>Gambar 5.17.</b> Hasil Analisa String BHA Trayek 17-1/2” .....	91
<b>Gambar 5.18.</b> Skema lubang bor dan BHA Trayek 17-1/2” .....	91
<b>Gambar 5.19.</b> Grafik <i>Toque</i> Skenario 1 Trayek BHA 12-1/4” .....	93
<b>Gambar 5.20.</b> Grafik <i>Toque</i> Skenario 1 Trayek BHA 12-1/4” .....	95
<b>Gambar 5.21.</b> Hasil Analisa Stress - Trip In BHA Trayek 12-1/4” .....	96
<b>Gambar 5.22.</b> Hasil Analisa Stress - Trip Out BHA Trayek 12-1/4” .....	96
<b>Gambar 5.23.</b> Hasil Analisa Stress – Rotating BHA Trayek 12-1/4” .....	97
<b>Gambar 5.24.</b> Hasil Analisa String BHA Trayek 12-1/4” .....	97
<b>Gambar 5.25.</b> Skema lubang bor dan BHA Trayek 12-1/4” .....	98

**DAFTAR GAMBAR**  
**(LANJUTAN)**

	<b>Halaman</b>
<b>Gambar 5.26.</b> Grafik Toque Skenario 2 Trayek BHA 8-1/2” .....	102
<b>Gambar 5.27.</b> Hasil Analisa Stress - Trip In BHA Trayek 8-1/2” .....	103
<b>Gambar 5.28.</b> Hasil Analisa Stress - Trip Out BHA Trayek 8-1/2” .....	103
<b>Gambar 5.29.</b> Hasil Analisa Stress – Rotating BHA Trayek 8-1/2” .....	104
<b>Gambar 5.30.</b> Hasil Analisa String BHA Trayek 8-1/2” .....	104
<b>Gambar 5.31.</b> Skema lubang bor dan BHA Trayek 8-1/2” .....	105
<b>Gambar 5.32.</b> Gambar Hasil Analisa Hook Load BHA Trayek 12-1/4” .....	106
<b>Gambar 5.33.</b> Hasil Analisa Tension Load BHA Trayek 12-1/2” .....	106

## DAFTAR TABEL

	<b>Halaman</b>
<b>Tabel IV-1.</b> Parameter Profil Sumur Pemboran Berarah .....	38
<b>Tabel IV-2.</b> Ukuran dan Berat <i>Drill Pipe</i> yang Umum Digunakan.....	56
<b>Tabel IV-3.</b> Ukuran dan Berat HWDP yang Umum Digunakan .....	57
<b>Tabel IV-4.</b> Range Panjang <i>Drillpipe</i> .....	57
<b>Tabel IV-5.</b> Yield dan Tensile Stress pada Berbagai <i>Grade</i> Pipa .....	58
<b>Tabel IV-6.</b> Standar API Spesifikasi <i>Drillpipe Premium Class</i> .....	62

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Pada metode-metode awal, saat media informasi dan teknologi yang belum begitu maju, semua sumur di bor secara vertikal kebawah. Pengeboran berarah lahir dan berkembang dari kebutuhan pengeboran lubang sumur ke berbagai arah, tidak hanya kebawah. Peralatan pengeboran khusus dan bermacam metode digunakan untuk mengubah arah pemboran dari vertikal ke arah tertentu atau bahkan kearah horizontal dengan tujuan untuk mencapai target yang tidak dapat dicapai dengan metode pemboran biasa.

Pengeboran berarah digambarkan sebagai pembelokan lubang sumur untuk mencapai tujuan yang telah ditentukan sebelumnya di bawah permukaan bumi dengan mengarahkan lubang sumur di sepanjang lintasan untuk mencapai ke target dimana target berada di koordinat yang berbeda dari titik permukaan. (Gabolde dan Nguyen, 1991).

*Directional drilling* kini telah menjadi elemen penting dalam pengembangan lapangan minyak baik pengeboran di darat maupun di lepas pantai. *Directional drilling* sudah banyak digunakan dan semakin diterima dalam industri perminyakan. Beberapa aplikasi pengeboran berarah antara lain seperti *sidetracking*, pengendalian sumur vertikal, pengeboran di bawah lokasi yang tidak dapat diakses, pengeboran *cluster*, pengeboran pengembangan lepas pantai, pengeboran *salt dome*, pengeboran kontrol pada patahan, sumur relief, sumur horizontal, sumur jangkauan luas, pengeboran multilateral, dan pengeboran non perminyakan. (Inglis 1987; Short 1993; Chen 2011).

Dewasa ini pengembangan teknologi *directional drilling* memerlukan sudut inklinasi tinggi terutama pada kasus pemboran dengan *horizontal displacement* panjang atau titik lokasi permukaan dengan titik target reservoir mempunyai jarak yang jauh.

Dalam penelitian ini akan dibahas tentang perencanaan program pemboran perhitungan beban rangkaian pipa bor pada sumur dengan inklinasi tinggi menggunakan Software *Compass* dan *Stresscheck*.

## **1.2. Rumusan Masalah**

Problem yang terjadi saat pemboran salah satunya disebabkan oleh desain profil sumur dan desain rangkaian pipa bor yang kurang sesuai dengan lithologi dan parameter pemboran. Problem yang umum terjadi saat pemboran adalah terjepit dan atau putusnya rangkaian pipa bor. Perencanaan desain profil dan rangkaian pipa bor yang baik perlu dilakukan agar operasi pemboran dapat berjalan dengan baik dan optimum.

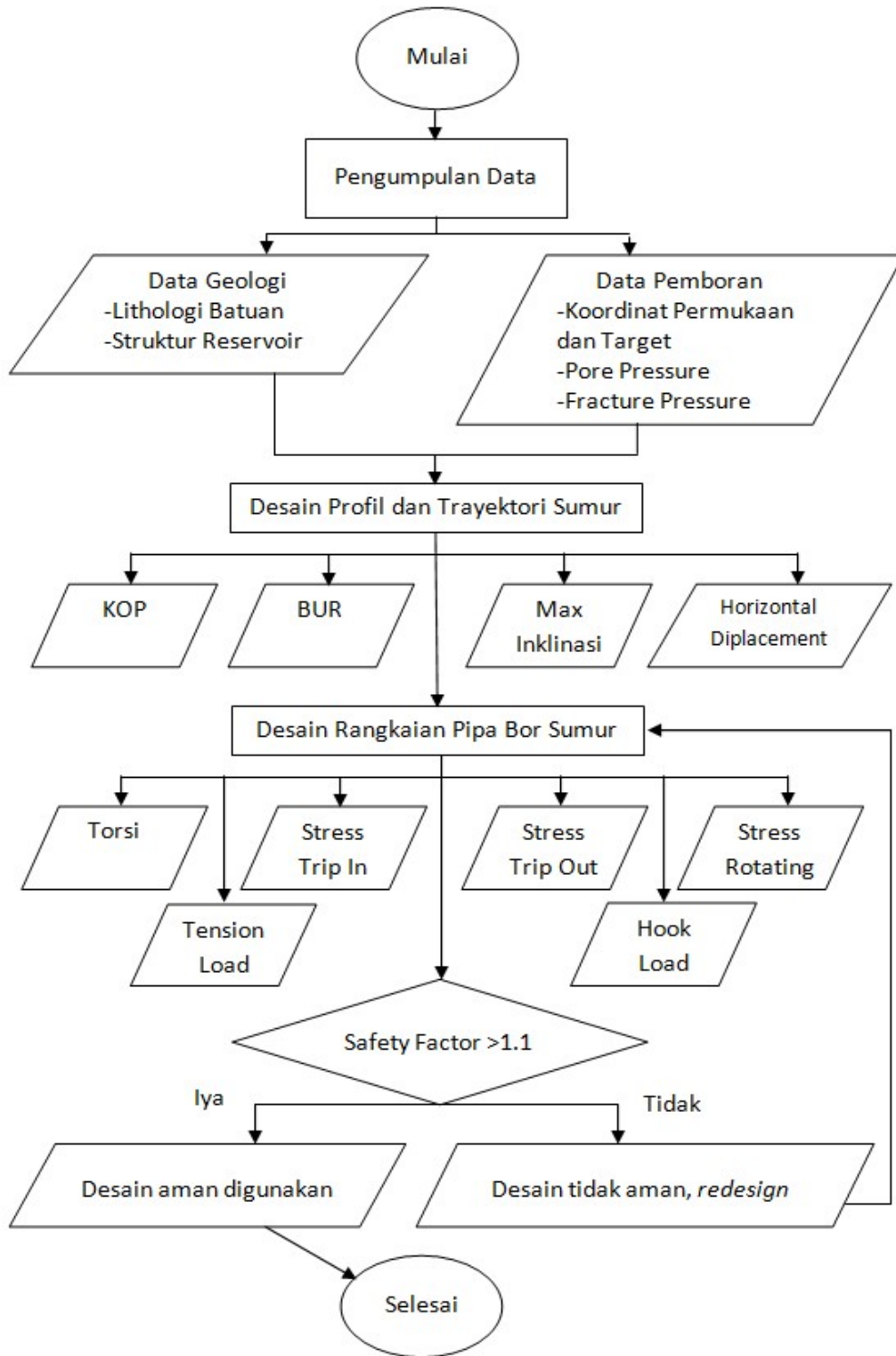
## **1.3. Batasan Masalah**

1. Perencanaan profil sumur ini tidak mempertimbangkan konsep geomekanik dan analisa arah stress.
2. Tidak terdapat potensi patahan yang dapat menggunting struktur profil sumur.
3. Faktor hidrolika dianggap optimum dan tidak didapatkan potensi loss pada formasi sehingga perhitungan loss dapat diabaikan.
4. Perencanaan rangkaian pipa bor dengan asumsi faktor mekanik dan hidrolika dianggap optimum sehingga hanya mempertimbangkan beban torsi, stress saat tripping dan beban load.

## **1.4. Maksud dan Tujuan**

Maksud dari penelitian ini adalah untuk mendesain profil sumur berarah serta mendesain dan menganalisa beban rangkaian pipa bor yang optimum untuk sumur pengembangan "DS-1" lapangan "JTB". Sedangkan tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendapatkan desain profil sumur yang optimum menggunakan *software* *Compass* berdasarkan data lithologi formasi dan parameter pemboran, serta mendapatkan desain rangkaian pipa bor menggunakan *software* *WellPlan* dengan mempertimbangkan parameter torsi, *stress trip in*, *stress trip out*, *stress rotating*, *hook load*, dan *tension load* pada pemboran berarah sumur "DS-1"

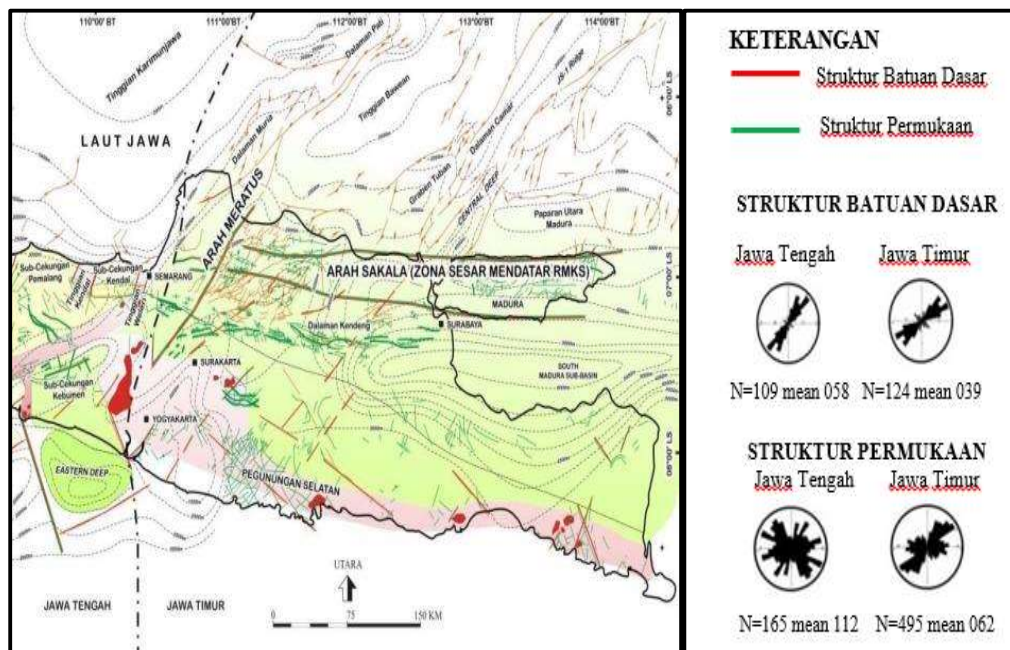
### 1.5. Flowchart Metodologi



## BAB II TINJAUAN LAPANGAN “JTb”

### 2.1. Struktur Umum Jawa Bagian Timur

Jawa bagian timur merupakan daerah perpotongan dua struktur utama yaitu antara struktur arah Meratus yang berarah timurlaut-baratdaya dan struktur arah Sakala yang berarah timur-barat (Pertamina- BPPKA,1996, Sribudiyani et al., 2003). (**Gambar 2.1.**) Arah Meratus lebih berkembang di daerah lepas pantai Cekungan Jawa Timur, sedangkan arah Sakala berkembang sampai ke daratan Jawa bagian Timur.

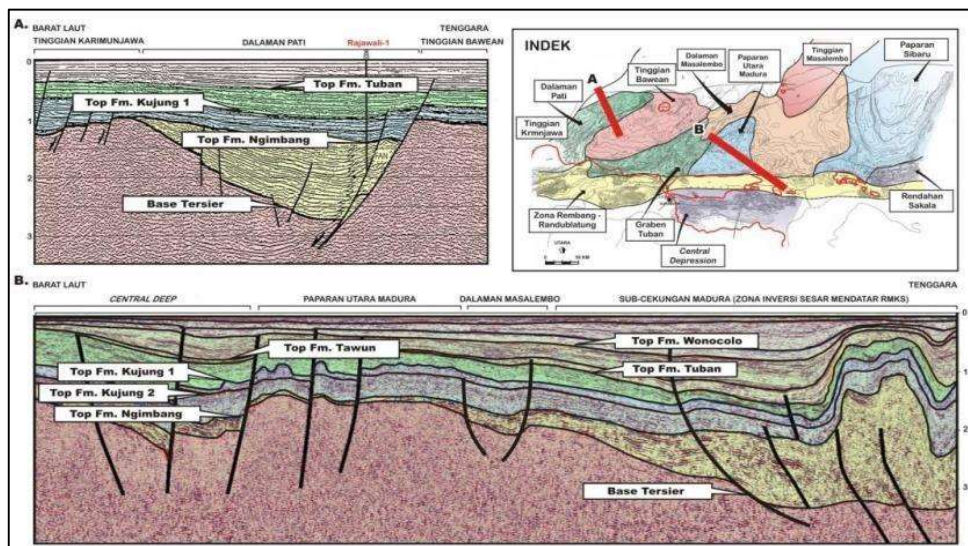


**Gambar 2.1.** Arah Pola Struktur Jawa Bagian Timur  
(modifikasi dari Sribudyaniv et al., 2003)

Struktur arah Meratus merupakan struktur yang sejajar dengan arah konvergensi Kapur Karangsambung-Meratus. Pada awal tersier, setelah jalur konvergensi Karangsambung-Maratus tidak aktif, jejak struktur Meratus berkembang menjadi

struktur regangan dan membentuk pola struktur tinggian dan dalaman seperti dari barat ke timur, tinggian Karimunjwa, Dalaman Muria- Pati, Tinggian Bawean, Graben Tuban, (**Gambar 2.2.**). Semakin ke arah timur endapan yang mengisi dalaman semakin tebal, yang paling tua berupa endapan klastik terestrial yang dikenal sebagai Formasi Ngimbang berumur Eosen. Distribusi endapan ini menunjukkan pembentukan struktur tinggian dan dalaman ini tidak terjadi secara bersamaan melainkan dimulai dari arah timur. Struktur arah Sekala yang berarah barat-timur saat ini dikenal sebagai zona sesar mendatar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakala).

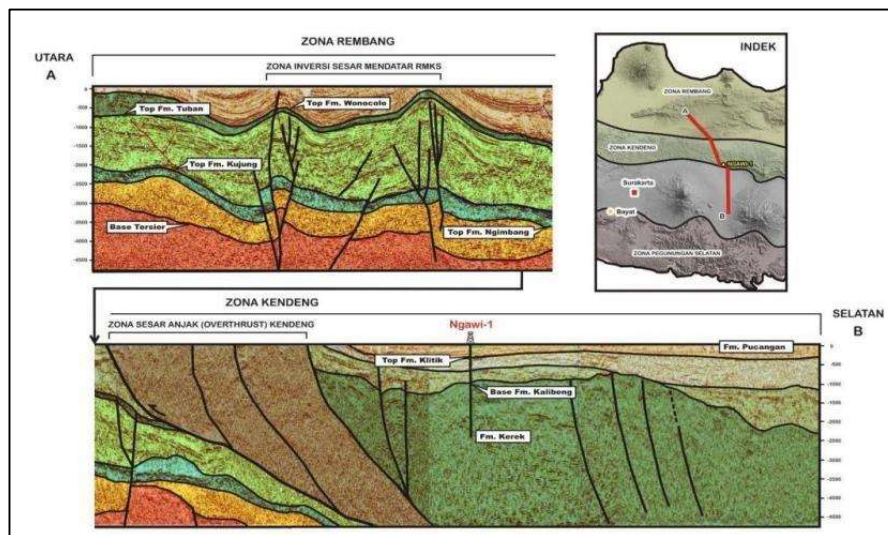
Pada mulanya struktur ini merupakan struktur graben yang diisi oleh endapan paling tua dari Formasi Pra-Ngimbang yang berumur Paleosen-Eosen Awal (Phillips et al., 1991; Sribudiyani et al 2003). (**Gambar 2.2.b**) Graben ini kemudian mulai terinvansi pada Miosen menjadi zona sesar mendatar RMKS. Berdasarkan sedimen pengisi cekungan dapat disimpulkan sesar arah Meratus lebih muda dibandingkan dengan sesar arah Sakala.



**Gambar 2.2.** Penampang Seismik BL-TENG yang Menunjukkan Jejak-Jejak Struktur Arah Meratus yang Berkembang menjadi Struktur Regangan dan Membentuk Pola Struktur Tinggian dan Dalaman (Prasetyadi, 2007; Pertamina-Beicip, 1985; Ditjen Migas)



Selain arah Sakala, struktur arah barat-timur lainnya adalah struktur yang oleh Pulunggono dan Martodjojo (1994) disebut sebagai arah Jawa. Struktur ini pada umumnya merupakan jalur lipatan dan sesar naik akibat kompresi yang berasal dari subduksi Neogen Lempeng Indo-Australia. Jalur lipatan dan sesar naik ini terutama berkembang di Zona Kendeng yang membentuk batas sesar berupa zona *overthrust* antara Zona Rembang dan Zona Kendeng (**Gambar 2.3.**). Bidang *overthrust* yang nampak memotong sampai ke lapisan yang masih berkedudukan horisontal menunjukkan pensesarannya terjadi paling akhir dibandingkan dengan pembentukan struktur yang lain (Arah Meratus dan Arah Sakala).



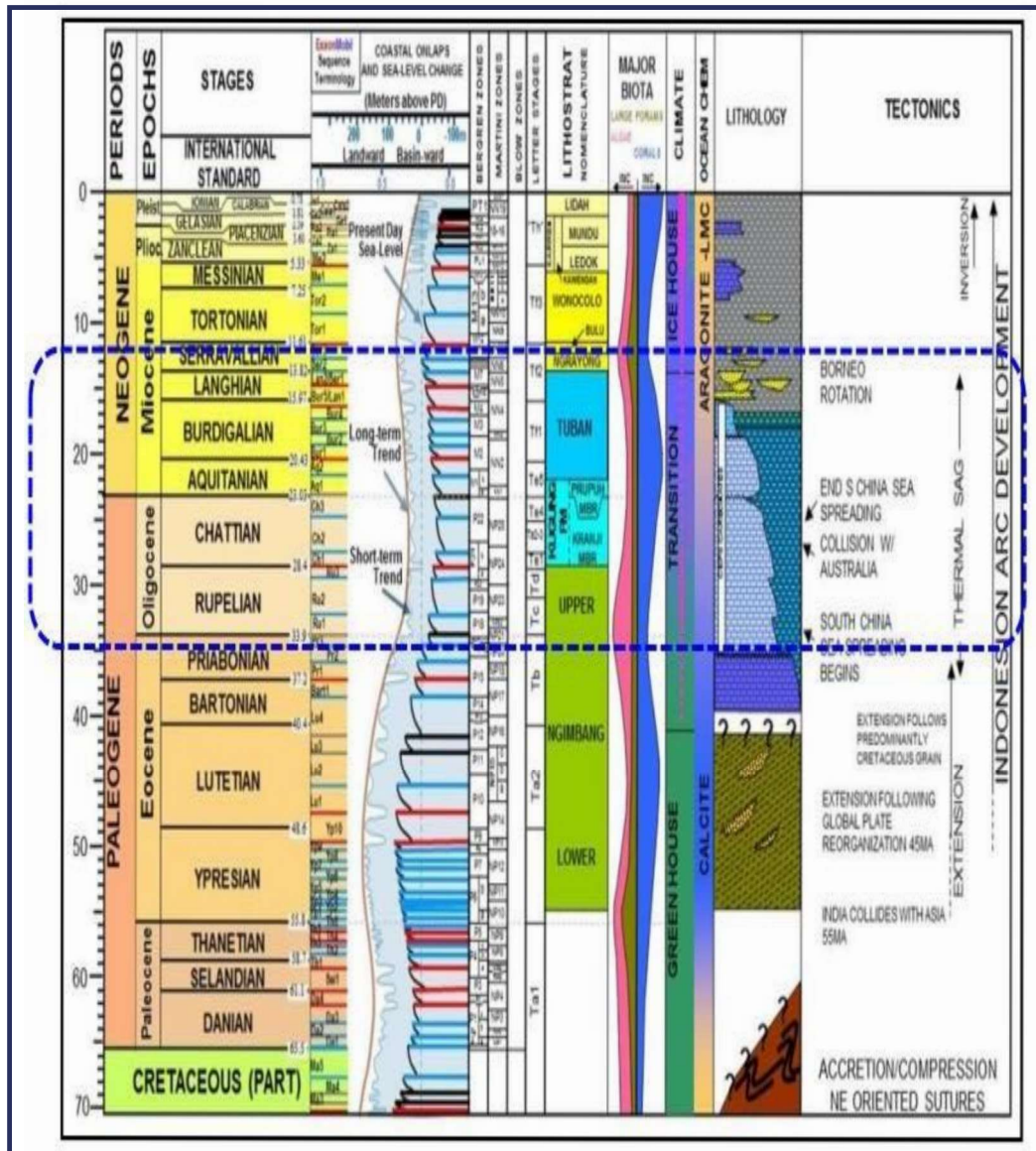
**Gambar 2.3.** Penampang Geologi Berbasis-Seismik U-S yang Menunjukkan Zona Overthrust Membatasi Zona Rembang dan Zona Kendeng  
(Prasetyadi, 2007; Sumber: Data seismik dari PND-Ditjen Migas)

## 2.2. Struktur Regional Jawa Bagian Timur

Berdasarkan aspek struktur dan stratigrafi, Smyth et al. (2005) membagi Jawa bagian timur menjadi empat zona tektonostratigrafi, dari selatan ke utara: (1) Zona Pegunungan Selatan (*Southern Mountain Zone*), (2) Busur Vulkanik masa kini (*Present-day Volcanic Arc*), (3) Zona Kendeng (*Kendeng Zone*), dan (4) Zona Rembang (*Rembang Zone*).

### 2.3. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Bagian Utara dibagi menjadi beberapa Formasi (berdasarkan Mudjiono, et. al, 2001), yaitu:



Gambar 2.4. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara (Mudjiono, et. al, 2001)

1. Batuan dasar Pra – Tersier

Batuan dasar Pra – Tersier yang mengalasi batuan sedimen di Cekungan Jawa Timur Utara terdiri atas batuan beku, ofiolit, metasedimen, dan metamorf yang dipisahkan oleh tinggian – tinggian berarah timurlaut – baratdaya. Terdapat variasi persebaran litologi dari barat ke timur.

2. Formasi Pra – Ngimbang

Batuan berumur Eosen Awal ini terdiri atas batupasir sisipan serpih, batulanau, dan batubara yang merupakan endapan synrift dan tidak selaras Formasi Ngimbang di atasnya. Pada Cekungan Jawa Timur, formasi ini hanya ditemukan pada bagian timur, yaitu daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Kangean Timur.

3. Formasi Ngimbang

Sedimentasi Formasi Ngimbang berlangsung pada pada kala Eosen Tengah hingga Oligosen Awal. Pengendapan Formasi Ngimbang bagian bawah dipengaruhi oleh konfigurasi half-graben pra-Tersier yang berarah timurlaut – baratdaya. Transgresi yang terjadi menyebabkan sedimen pengisi graben yang awalnya dimulai dari endapan silisiklastik laut dangkal menjadi semakin mendalam ke arah atas. Kenaikan air laut mengendapkan batugamping “CD” sebagai endapan Formasi Ngimbang bagian atas, yang terdiri dari batugamping, dengan perselingan serpih dan batupasir. Formasi Ngimbang bagian bawah terdiri dari perulangan batupasir, serpih, dan lanau dengan sisipan tipis batubara.

4. Formasi Kujung

Pada Oligosen akhir – Miosen awal diendapkan Formasi Kujung dengan batuan yang didominasi oleh batugamping dan marl dengan sisipan tipis batupasir. Terdapat fosil foraminifera, pecahan koral, dan alga pada batugamping. Formasi Kujung tersebar luas, meliputi daerah Purwodadi menerus ke arah timur ke arah Tuban dan Madura.

- a. Satuan Kujung III (Oligosen Akhir bagian Awal) Satuan ini terdiri atas perselingan batupasir konglomeratik, sisipan batubara, batugamping dan serpih. Pada daerah rendahan di dominasi oleh serpih, sedangkan daerah tinggian merupakan tempat sedimentasi karbonat paparan dangkal.
  - b. Satuan Kujung II (Oligosen Akhir bagian Akhir) Satuan ini berada selaras diatas satuan Kujung III dan dibedakan berdasarkan peningkatan kandungan karbonat. Satuan ini terdiri atas batugamping dan serpih dengan sisipan batupasir dan batulanau. Litologi dan ketebalan satuan ini bervariasi di tiap tempat sesuai konfigurasi batuan dasar purba. Pengendapan satuan Kujung II dan Kujung III sebagian besar dikontrol oleh konfigurasi struktur timurlaut – baratdaya. Pengendapan satuan Kujung I yang terjadi pada fase transgresi telah menutupi hampir seluruh Jawa Timur dengan batugamping tebal yang umumnya berupa terumbu.
  - c. Satuan Kujung I (Oligosen Akhir – Miosen Awal) Satuan Kujung I batugamping masif dan menerus berada selaras diatas satuan Kujung II dengan ketebalan bervariasi sesuai perkembangan terumbu secara lokal. Terumbu berkembang baik pada daerah tinggian batuan dasar purba tetapi secara cepat berubah menjadi fasies serpih dan mengandung lapisan tipis batugamping dari fasies sedimen energi rendah yang dibentuk di sekitar rendahan. Fasies serpih ini menumpu (onlap) terhadap terumbu satuan Kujung I. Kenampakan paleogeografi yang dominan adalah tepi paparan (shelf edge) berarah timur – barat kurang lebih sejajar dengan garis pantai utara Madura dan Jawa sebelum masuk ke daratan Pulau Jawa. Pada beberapa daerah, terlihat perubahan fasies dari karbonat terumbu tepi paparan satuan Kujung I yang tebal dan bersih menjadi serpih laut dalam yang diendapkan di daratan Jawa dan Madura.
5. Formasi Tuban
- Bagian bawah dari pengendapan Formasi Tuban didefinisikan sebagai perubahan fasies dari endapan batugamping Formasi Kujung menjadi

silisiklastik Formasi Tuban yang dipengaruhi regresi. Periode regresi ini merupakan peristiwa regional terjadi di sebagian besar wilayah Asia Tenggara. Hal ini menyebabkan pengangkatan daerah sumber sedimen kawasan hulu (hinterland) di sebelah utara dan erosi sedimen klastik hingga mengalir ke tempat yang lebih rendah. Setelah itu terjadi transgresi selama pertengahan hingga akhir Miosen Awal kemudian terendapkan serpih dengan perselingan batugamping, napal, dan batupasir. Pada akhir Miosen Awal, bagian atas Formasi Tuban terendapkan batugamping terumbu (Terumbu Rancak) yang dibedakan menjadi fasies terumbu dengan energi pengendapan tinggi dan energi rendah.

6. Formasi Ngrayong

Pengangkatan daerah sumber sedimen di kawasan hulu menjadi sumber sedimen di Formasi Ngrayong yang terendapkan selama Miosen Tengah. Formasi ini terdiri atas satuan batupasir kuarsa dengan perselingan batulempung, lanau, lignit, dan batugamping bioklastik. Pada batupasir kuarsa terkadang ditemukan cangkang moluska laut. Lingkungan pengendapan Formasi Ngrayong di paparan laut dangkal hingga lingkungan batial (laut dalam).

7. Formasi Wonocolo

Pada Miosen Tengah terjadi pengendapan transgresi. Formasi Wonocolo terdiri dari batulempung karbonat didominasi oleh napal, napal lempungan, dan napal pasiran dan kalkarenit yang tersebar dengan arah timur – barat dan meyakini ke arah timur dan utara.

8. Formasi Ledok (Miosen Awal – Pliosen Awal)

Terdiri atas perulangan napal pasiran, kalkarenit dengan napal dan batupasir. Semakin atas bagian formasi, ukuran butir batupasir karbonatan menjadi lebih kasar dengan kandungan mineral glaukonit meningkat. Formasi ini diendapkan pada lingkungan neritik. Batugamping terumbu pada formasi ini oleh sebagian peneliti disebut Karren *Limestone*.

9. Formasi Mundu (Pliosen Awal – Pliosen Akhir)

Terdiri atas napal berwarna kehijauan, masif dan kaya foraminifera. Bagian atas terdiri dari Anggota Solerejo dengan perselingan batugamping pasiran dan pasir napalan. Penyebaran formasi cukup luas. Diperkirakan formasi ini diendapkan pada laut terbuka, zona batial pada bagian bawah dan berkembang ke arah atas pada lingkungan paparan dangkal dengan kedalaman antara 100-200 meter.

10. Formasi Paciran

Dicirikan oleh batugamping terumbu yang menyebar pada zona reembang. Berumur Pleistosen dan diendapkan pada laut dangkal, secara lateral menjemari dengan Formasi Mundu dan Formasi Lidah.

11. Formasi Lidah

12. Transgresi yang berlangsung dari Pliosen hingga Plistosen mengendapkan Formasi Lidah yang tersusun oleh batu lempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir.

#### **2.4. Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Timur Utara**

1. *Source Rock*

Batuan induk hidrokarbon utama di Cekungan Jawa bagian Timur berasal dari serpih karbonat yang berasal dari lingkungan marginal marine, deltaik, dan lakustrin Formasi Ngimbang, terutama berasal dari *Central Deep Basin* (Manur dan Barraclough, 1994) dengan tipe kerogen II dan III sehingga dapat menghasilkan minyak dan gas. Serpih laut dalam pada bagian bawah Formasi Kujung berpotensi sebagai batuan induk.

2. *Reservoir Rock*

Batuan dengan porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirnya hidrokarbon. Reservoar utama yang berada pada cekungan ini adalah batuan karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung interval I serta

reservoir silisiklastik dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Ngrayong.

Pada lapangan Jambaran Tiung – Biru reservoir utama berada pada formasi kujung, memiliki panjang reservoir 10 km dan lebar 1 km, dengan porositas ( $\emptyset$ ) dan permeabilitas masing-masing sebesar 21% dan 46 mD, pada tekanan 2948 psia temperature sebesar 268°F @ JTB 216,2 m TVDSS, saturasi air 13%, Highest Gas Coloum: 1450 ft, OGIP sebesar 2735 BCF, sedangkan GOC dan OWC masing-masing yaitu 6546 ft TVDSS dan 6692 ft TVDSS.

### 3. *Cap Rock*

Cap rock peran sebagai penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung. Cap rock pada cekungan ini adalah serpih Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Mundu. Shale Formasi Tuban merupakan batuan tudung yang memiliki tebal 500' – 1500' di Cekungan Jawa Timur Utara.

### 4. *Migration*

Migrasi hidrokarbon terbagi atas migrasi primer, sekunder, dan tersier. Migrasi primer adalah perpindahan fluida hidrokarbon dari batuan induk menuju batuan reservoir. Migrasi sekunder adalah pergerakan fluida dalam reservoir melalui trap. Migrasi tersier adalah pergerakan fluida hidrokarbon setelah pembentukan akumulasi yang nyata. Migrasi lateral terjadi pada lapisan batuan dengan permeabilitas lateral yang baik. Hidrokarbon mengalir dari source rock ke carrier bed, hal ini terjadi karena fluida bergerak dari tekanan yang tinggi ke tekanan yang lebih rendah. Distribusi dari minyak dan gas dikontrol oleh kemampuan lapisan tudung untuk menahan gas. Minyak akan mengisi trap dan gas akan menggantikannya sampai kolom gas mampu untuk mendesak lapisan tudung.

### 5. *Trap*

Jenis perangkap di semua sistem minyak bumi Jawa Timur umumnya memiliki kesamaan yaitu perangkap kombinasi. Hal ini disebabkan evolusi tektonik yang

terjadi pada semua cekungan sedimen di sepanjang batas selatan dari kraton Sunda sehingga tipe struktur geologi dan mekanisme perangkap menjadi relatif memiliki kesamaan. Perangkap struktur yang berkembang berupa antiklin dan patahan serta perangkap stratigrafi ditemukan ketika unit batupasir menumpu (onlap) dan menutupi bagian tinggian batuan dasar.



## **BAB III**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **3.1. Desain *Well Trajectory***

Perencanaan profil sumur diperlukan untuk mengetahui lintasan mana yang tepat dan efisien untuk mencapai target pemboran. Perencanaan profil sumur perlu dilakukan analisa beban yaitu *tension*, *torsion*, *drag* dan *buckling* pada *drillstring* agar tidak terjadi masalah pemboran seperti *key seating*, *pipe sticking*, *buckling*. Kondisi *stuck pipe* membutuhkan respon yang cepat dan efektif. Sehingga melakukan perhitungan torsi/ *drag* yang disesuaikan dengan cepat dan akurat pada gaya pada *stuck pipe* yang diberikan bobot terukur (Haduch, G.A, 1994).

Perencanaan lintasan lubang sumur sangat penting untuk merancang pengeboran terarah dan horizontal. Kepentingannya muncul terutama dalam kasus platform multi-sumur di mana sejumlah aspek harus diperiksa dengan cermat sebelum merancang lintasan akhir sumur ke target. Dalam desain lintasan sumur, target biasanya ditentukan oleh ahli geologi dengan toleransi yang dapat diterima. Untuk mencapai target, zona target harus dipilih sebesar mungkin. Jika ada lebih dari satu zona yang dicapai, maka lintasan pemboran yang dirancang harus masuk akal dan dapat dicapai tanpa menyebabkan masalah-masalah pemboran. (Halafawi dkk, 2019).

Desain *well trajectory* pada directional drilling dilakukan dengan menghitung directional coordinates sumur directional drilling. Setelah itu, menghitung *true vertical depth* (TVD) dan *departure* dari *vertical section*, *true vertical depth* pada *EOB section* dan *total depth* (TD) dengan menggunakan beberapa metode seperti *tangential*, *balanced tangential*, *average angle*, *radius of curvature* dan *minimum of curvature* (Farah Omar Farah, 2013).

#### **3.2. Desain *Drill string***

Dalam operasi pemboran, penting untuk melakukan analisa beban pada *drill string*. Hal ini bertujuan agar operasi pemboran dapat berjalan dengan aman. Beban-beban yang perlu dianalisa pada *drill string* antara lain beban *drag*, torque,

tension dan buckling. *Drag* merupakan kelebihan beban dibandingkan dengan berat *drill string* berputar yang bisa bernilai positif pada saat menarik *drill string* dan negatif ketika pada saat meluncur menurunkan *drill string* (Perhatikan bahwa tidak ada gaya hambat gesekan aksial dalam *drill string* yang berputar, jadi berat *drill string* yang berputar adalah titik referensi gaya nol). *Drag* dikaitkan dengan gesekan yang dihasilkan oleh kontak tali bor dengan lubang sumur. Saat berputar, gesekan yang sama ini akan mengurangi torsi permukaan yang ditransmisikan ke bit. Hal ini berguna untuk dapat memperkirakan besar gaya *drag* saat merencanakan sumur atau melakukan analisis post-mortem (Mitchel, 2015).

Dalam mendesain rangkaian drillstring pada directional drilling perlu diperhitungkan beberapa faktor. Pertama, jenis dan nilai beban yang diharapkan harus ditentukan. Kemudian, rangkaian drillstring harus dipilih sedemikian rupa sehingga memungkinkan menahan beban tertentu. Beberapa faktor lainnya, misalnya kondisi geologi lubang bor, *trajectory*, parameter *rig*, dan lain sebagainya. (Bednarz, 2004).

Model *drill string* standar yang digunakan saat ini adalah model torsi- *drag* karena kesederhanaan dan ketersediaannya secara umum. Pengalaman lapangan menunjukkan bahwa model ini umumnya memberikan hasil yang baik tetapi terkadang berkinerja buruk. Misalnya, beberapa beban gesekan yang diprediksi untuk *casing* yang berjalan di sumur horizontal tidak konsisten dengan data lapangan (F. Mitchell, 2013). Oleh karena itu, perlu dilakukan analisa torsi *drag* dalam berbagai skenario agar dapat meminimalisir kesalahan prediksi.

Pada masa sekarang, beban yang dipergunakan untuk perhitungan beban hanya beban torsi dan beban *drag*, karena umum dan mudah. Pengalaman di lapangan mengindikasikan bahwa dengan menggunakan 2 beban ini saja dapat diperoleh hasil yang baik. (Mitchel, 2015).

*Drag* adalah gaya berlawanan yang diterapkan pada arah gerakan karena hambatan permukaan kontak. Ketika *drag* berlaku, kecepatan benda yang bergerak akan berkurang. Dalam pengeboran, *drag* adalah gaya yang meningkatkan beban hookload ketika *drill string* ditarik ke atas dan sebaliknya ketika string ditarik ke bawah (Eren, 2017).

BHA berfungsi untuk memberikan kekuatan pada pahat dan untuk mengontrol arah dari sumur. BHA dipasang dibawah pipa bor dan memberikan beban ke inti bit untuk mendorong gigi bit menembus formasi (Fayaz, 2014). Drill pipe merupakan komponen terpanjang dari rangkaian alat pemboran dan karenanya ia memiliki peran yang penting dalam pergerakan rangkaian pemboran. Selain itu, penelitiannya berfokus pada analisis kombinasi beberapa desain *drill pipe* dan HWDP yang memiliki kekakuan dan karakteristik yang berbeda untuk menghasilkan getaran yang lebih kecil. (Prasetyo, 2019).

Ketidakmampuan drill pipe untuk menahan beban rangkaian dapat menyebabkan masalah pada rangkaian drillstring yaitu pipa terjepit dan rangkaian BHA putus. Masalah ini disebabkan oleh beban toris maupun *drag* yang melebihi kekuatan dari *drill pipe* nya. Torsi dan *drag* disebabkan oleh adanya gesekan antara rangkaian *drillstring* dengan dinding lubang bor. (Chewaroungroaj, 2021). Selain itu, mekanika batuan dan kestabilan lubang bor merupakan kunci dalam pemboran berarah supaya dapat terhindar dari masalah yang dapat terjadi. (Halafawi, 2019).

## **BAB IV**

### **DASAR TEORI DAN METODOLOGI**

Pemboran berarah (*directional drilling*) adalah suatu cara membelokan lubang sumur untuk menuju sasaran tertentu di dalam formasi yang tidak terletak vertikal di kepala sumur. Pada awalnya pemboran berarah dimanfaatkan untuk mengoreksi pembelokan yang terjadi pada sumur vertikal. Namun seiring dengan perkembangannya, pemboran berarah semakin banyak diaplikasikan seperti pada pemboran *sidetrack*, *relief well*, *horizontal well*, pemboran lepas pantai dari satu platform *drilling* dan pemboran dimana pemboran vertikal tidak bisa dilakukan karena pengaruh kondisi alam.

Ada beberapa istilah yang sering digunakan dalam operasi pemboran berarah, diantaranya adalah:

1. Posisi di Permukaan (*Surface Location*)  
Posisi Lintang dan busur di atas permukaan bumi dimana lubang bor berada. Tujuan pemboran miring biasanya dipertimbangkan sebagai titik nol untuk pertimbangan dan pengukuran target.
2. Titik Lokasi Target (*Target Location*)  
Titik lokasi target (*target location*) didefinisikan sebagai posisi di permukaan posisinya diberikan pada jarak dan arah dari posisi dipermukaan.
3. Kedalaman Terukur (*Measured Depth*)  
Kedalaman terukur (*measured depth*) adalah kedalaman pengukuran atau jarak yang ditembus oleh pemboran (diukur dengan wireline).
4. Kedalaman Tegak (*True Vertical Depth*)  
Kedalaman tegak (*true vertical depth*) adalah kedalaman tegak lurus dari permukaan sampai ke formasi yang sebenarnya,
5. Titik Belok (*Kick Off Point*)

Titik belok (*kick off point*) adalah titik dimana lubang bor dibelokkan pertama kali, yang dinyatakan dengan parameter (meter atau *feet*). Pada titik atau kedalaman ini dipasang alat pembelok pertama kali.

6. Deviasi Horisontal (*Horizontal Displacement*)

Deviasi Horisontal (*Horizontal Displacement*) adalah jarak dari dasar lubang terhadap sumbu vertikal.

7. Sudut Inklinasi (*Inclination Angle*)

Sudut inklinasi adalah sudut yang dibentuk oleh sumbu lubang bor dengan sumbu vertikal ( $\alpha$ ).

8. Kenaikan Sudut Inklinasi (*Drift Angle Build-up*)

Kenaikan sudut inklinasi (*drift angle build-up*) adalah besar kenaikan sudut persatuan jarak (*rate of build-up*), atau kenaikan sudut antara dua buah survey yang diukur dalam derajat per 100 ft atau 30 meter.

9. Arah (*Direction*)

Arah (*Direction*) adalah arah dari lubang bor yang dilihat secara horizontal dan dinyatakan dengan sudut yang dibentuk oleh arah utara-selatan dengan proyeksi deviasi horizontal ( $\beta$ ). Pembacaan sudut arah dilakukan dengan dua cara, yaitu cara azimuth dan cara kuadran:

- Cara azimuth

Merupakan cara dimana titik nol adalah titik utara, sudut dibaca searah jarum jam

- Cara kuadran

Merupakan cara dengan membagi lingkaran menjadi 4 kuadran. Pembacaan sudut dimulai dari titik utara atau selatan terhadap arah barat atau timur

10. *Survey*

Adalah pengukuran terhadap arah azimuth dan sudut inklinasi dari arah lubang bor terhadap suatu kedalaman

11. *Build up Section*

Adalah bagian dari lubang bor yang berbentuk busur akrobat adanya kenaikan sudut inklinasi

12. *Tangent Section*

Adalah bagian dari lubang bor yang mempunyai arah dan sudut yang konstan setelah kenaikan sudut inklinasinya

13. *Vertical Section*

Adalah proyeksi total penyimpangan horizontal dari sumur ke dalam bidang lurus dari lokasi permukaan ke target.

#### 4.1. Tujuan dan Alasan Dilakukan Pemboran Berarah

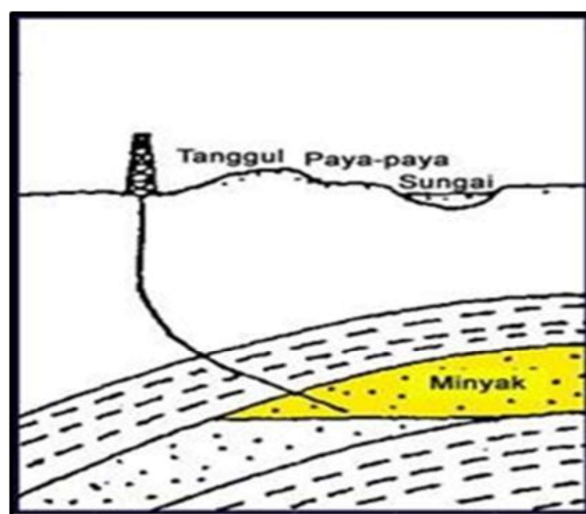
Pemboran berarah dilakukan dengan tujuan untuk memudahkan dalam mencapai formasi yang ditargetkan berdasarkan arah yang telah direncanakan sebelumnya tanpa arus menembus formasi yang tidak ingin dilewati. Penggunaan sumur berarah diarpakan dapat menjangkau zona produktif yang lebih luas dibandingkan dengan sumur vertical, sehingga produksi hidrokarbon dapat meningkatkan meskipun dilakukan dengan resiko dan biaya yang cukup tinggi bila dibandingkan dengan sumur vertical (Rubiandini,2009). Berikut beberapa alasan dilakukannya pemboran berarah.

##### 1. Alasan Topografis

Pemboran berarah dilakukan apabila keadaan di permukaan yang tidak memungkinkan untuk mendirikan lokasi pemboran. Alasan topografis menjadi salah satu alasan yang umum untuk mencapai lapisan yang tidak dapat dicapai dengan cara yang biasa. Contoh alasan topografis antara lain:

##### a. Formasi produktif berada di bawah paya-paya atau sungai

Terdapat pemasangan platform di atas sungai. Pertimbangan topografis dapat dilihat pada **Gambar 4.1**. Formasi produktif yang terletak di bawah sungai yang mengharuskan untuk menggunakan metode directional drilling, karena tidak memungkinkan untuk melakukan (Rubiandini,2009)

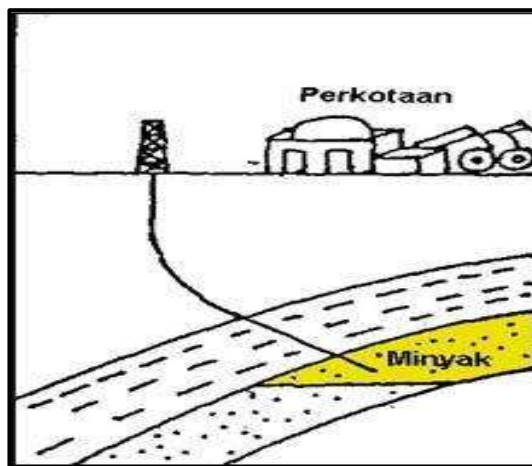


**Gambar 4.1.** Alasan Topografis 1

(Rubiandini,2009)

- b. Formasi produktif terletak di bawah bangunan pemukiman atau perkantoran

Terdapat formasi produktif yang terletak di bawah bangunan atau perkantoran yang mengharuskan untuk menggunakan metode *directional drilling* karena tidak memungkinkan untuk dapat melakukan pengeboran di pertengahan bangunan pemukiman ataupun area gedung-gedung perkantoran (Rubiandini,2009).



**Gambar 4.2.** Alasan Topografis 2

(Rubiandini,2009)

- c. Formasi produktif terletak di bawah tebing terjal

Lokasi yang seperti ini disebut juga rough condition. Apabila dibuat straight hole drilling untuk menembus reservoir, harus dibuat lokasi pada tebing-tebing yang terjal, tebing-tebing akan diratakan dan dikeraskan, jalan harus dibuat untuk dapat mencapai lokasi. Selain pekerjaanya berat, akan memerlukan biaya yang sangat tinggi. Titik lokasi dibuat pada daerah yang memungkinkan, kemudian lubang diarahkan menembus target.

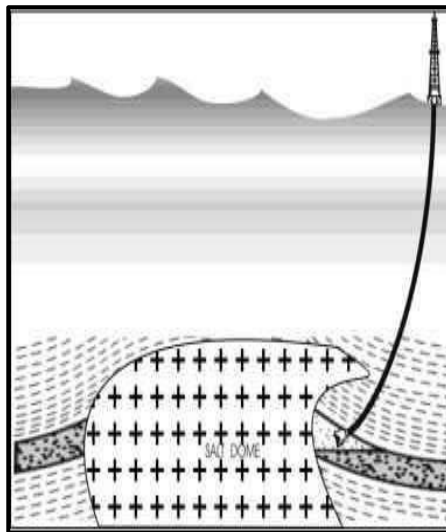
## 2. Alasan Geologis

Pemboran berarah pada kondisi untuk menghindari kesulitan maupun masalah yang dapat dihadapi apabila dilakukan pemboran secara vertikal, contoh alasan geologis adalah sebagai berikut:



a. Adanya kubah garam (salt dome)

Pemboran berarah yang dilakukan pada reservoir yang berada di bawah lapisan kubah garam (salt dome), teknik-teknik pengeboran berarah digunakan untuk mengarahkan sudut-sudut yang sulit dan mengandung cadangan minyak atau gas. Apabila dilakukan pemboran secara vertikal dari permukaan sampai target, maka akan menembus kubah garam yang berisiko membuat garam akan larut dan dinding lubang nantinya akan runtuh. Selain itu juga pengeboran melalui suatu kubah garam dapat menimbulkan berbagai macam masalah seperti contohnya adalah washout, lost circulation, dan masalah korosi. Dalam situasi seperti ini akan lebih baik untuk menghindari formasi garam tersebut. (Rubiandini,2009).



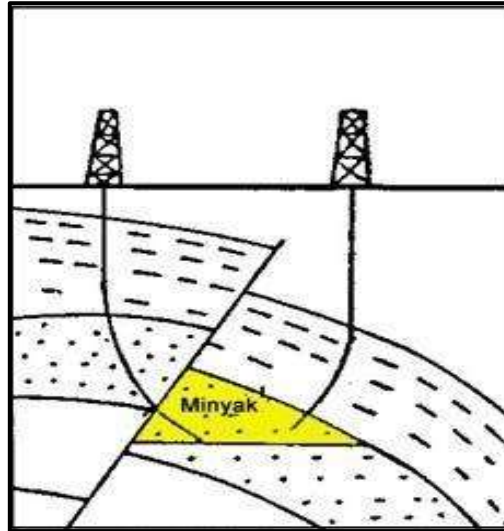
**Gambar 4.3.** Alasan Geologis 1

(Rubiandini,2009)

b. Adanya patahan (fault)

Patahan yang ada sebaiknya dihindari karena akan mengakibatkan terjadinya kehilangan lumpur (loss circulation) yang akan memasuki formasi dengan bertekanan tinggi atau juga dapat mengakibatkan terjadinya penyimpangan arah maupun sudut kemiringan terhadap lubang bor pada pemboran berarah. Reservoir dengan bentuk rekahan

vertikal akan lebih menguntungkan jika dilakukan horizontal drilling (Carden and Grace, 2007).

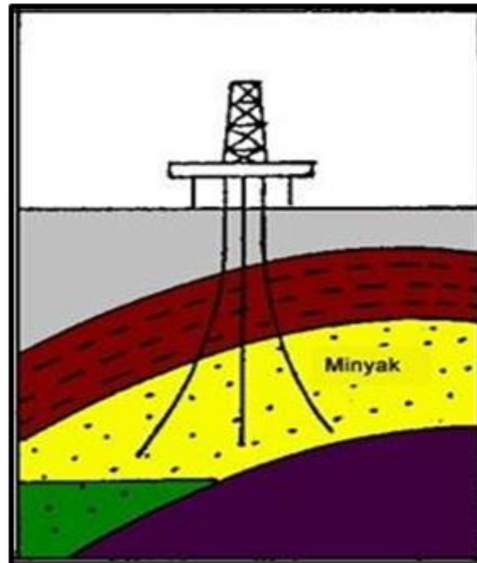


**Gambar 4.4.** Alasan Geologis 2  
(Rubiandini, 2009)

### 3. Alasan Ekonomi

Dalam beberapa hal pelaksanaan pemboran secara berarah relatif lebih menguntungkan jika dibandingkan dengan pemboran secara vertikal, yaitu apabila lapangan tersebut terletak di daerah pegunungan atau di lapangan dengan kondisi seperti yang disebutkan pada alasan geografis dengan memperhitungkan faktor-faktor sebagai berikut:

- a. Biaya pembebasan lahan
- b. Pemindahan peralatan
- c. Pengolahan limbah



**Gambar 4.5.** Alasan Ekonomis

(Rubiandini,2009)

4. Alasan Lainnya

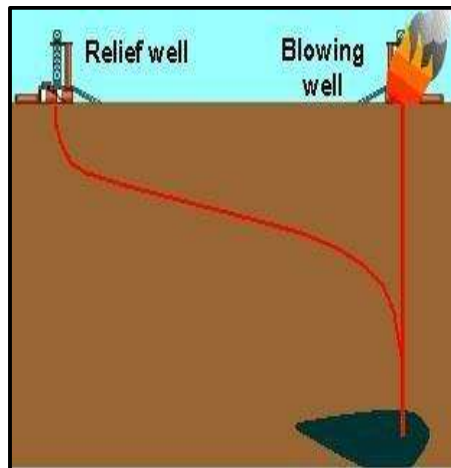
Alasan lain untuk penggunaan pemboran berarah terdapat beberapa macam. Contoh alasan tersebut akan diterangkan dibawah ini:

a. *Cluster System*

Pemboran yang dilakukan dengan sistem gugusan sumur (*cluster system*) untuk menghemat luasnya lokasi pemboran (seperti di lepas pantai). Di permukaan dibuat beberapa sumur, kemudian di bawah permukaan lubang sumur tersebut menyebar. Sistem ini juga dapat dilakukan pada pemboran di daratan (Rubiandini,2009). Berikut merupakan gambar dari pertimbangan ekonomi dilakukannya pemboran berarah.

b. *Relief Well*

Teknik pemboran berarah dibuat menembus target pada sumur yang sedang bermasalah, contohnya adalah sumur yang sedang mengalami *blowout* yang terbakar. Target dari *relief well* adalah titik pada sumur dengan formasi yang dapat menimbulkan *blowout*, melalui *relief well* dipompakan cairan untuk memadamkan api. Gambarnya dapat dilihat pada **Gambar 4.6.** (Rubiandini,2009)

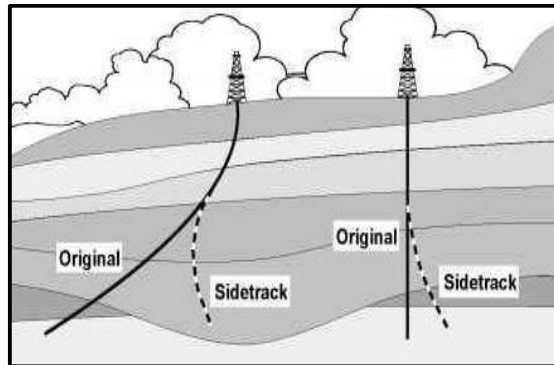


**Gambar 4.6.** Pemboran Relief Well

(Rubiandini,2009)

c. *Sidetrack*

Pada waktu pelaksanaan pemboran suatu sumur, rangkaian pemboran (drill string) mungkin akan terjadi stuck (terjepit) di dalam lubang sumur dan tidak dapat dibebaskan (handis,2014). Pemboran *sidetrack* dapat digunakan untuk melakukan pemboran ulang. Jika sumur yang dibor tidak terletak di formasi yang diinginkan atau produksi dari suatu zona telah menurun atau habis, maka lubang tersebut dapat disumbat dan dilakukan *sidetrack* ke target baru. Jika titik belok terletak di bagian lubang yang tertutup casing, maka suatu jendela (window) harus dibuat pada casing tersebut agar pekerjaan *sidetrack* dapat dilakukan. Pemboran *sidetrack* dapat dilakukan dalam kondisi *cased hole* maupun *open hole*, syaratnya diameter lubang mempunyai ukuran yang tepat untuk dapat dilewati peralatan pemboran berarah. Pada pemboran *sidetrack* biasanya sudah ada lubang yang dibor secara vertikal untuk mencari ketebalan formasi yang produktif kemudian dilakukan *sidetrack* lalu dilakukan pemboran horizontal. Perbedaan pemboran *sidetrack* pada sumur *open hole* dan *cased hole* adalah pemotongan bagian casing dengan menggiling (milling) lubang melalui sisi casing (bayu,2011).



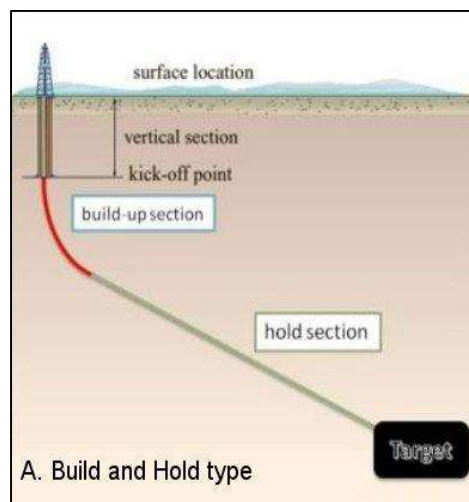
**Gambar 4.7.** Pemboran *Sidetrack*  
(Rubiandini, 2009)

#### 4.2. Tipe Profil Sumur Directional Drilling

Pada bagian berikut, berbagai jenis profil sumur directional drilling serta metode yang diketahui akan ditinjau:

1. *Build and Hold (Shallow Deviation)*

Pola ini menggunakan defleksi awal yang dangkal (*shallow*) dan pendekatan sudut lurus ke target. Lubang sumur menembus target pada sudut yang sama dengan sudut build up maksimum. Dibutuhkan inklinasi terendah untuk mencapai target seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.8**. Model *Build and Hold* sebagian besar digunakan untuk sumur dengan kedalaman sedang tanpa *intermediate casing* dan sumur yang lebih dalam tanpa lateral displacement yang besar. (Musa et al, 2017)



**Gambar 4.8.** *Build and Hold Type (J-Shaped)*

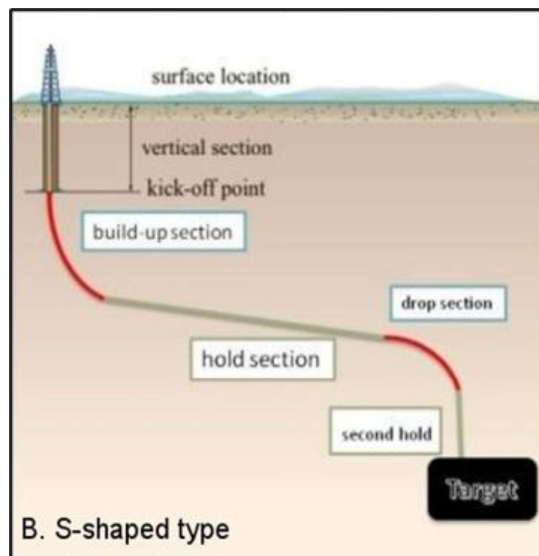
(Musa et al, 2017)

2. *Build, Hold, and Drop (S-Shaped)*

Pola ini terdiri dari bagian *vertikal*, *kick of point*, *build-up section*, *tangent section*, *drop-off section*, dan *hold section* untuk mencapai target. **Gambar 4.9.** menggambarkan bentuk S yang membutuhkan inklinasi tinggi untuk mencapai target. Untuk bentuk S, lintasan lubang sumur menembus target secara vertikal. (Musa et al, 2017)

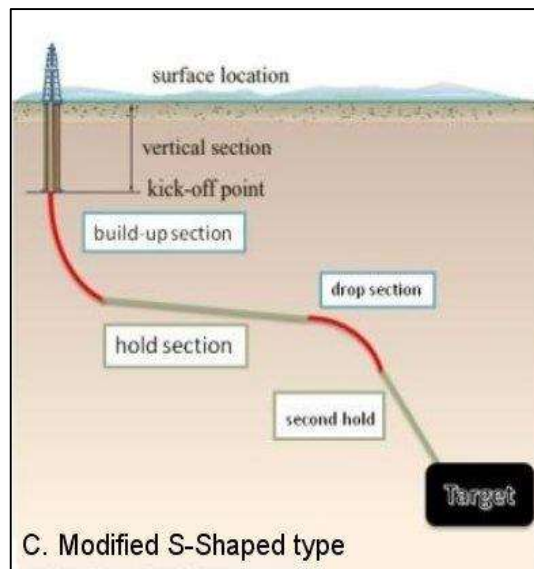
3. *Build, Hold, Partial Drop, and Hold (modified S-Shaped)*

Pola ini diilustrasikan pada **Gambar 4.10.** Setelah defleksi yang relatif dangkal (*shallow*), pola ini menahan sudut hingga sumur mencapai sebagian besar *horizontal displacement* yang diperlukan. Pada titik ini, sudut dikurangi hingga beberapa derajat untuk mencapai target. Lubang sumur menembus target pada inklinasi kurang dari inklinasi maksimum di bagian *hold section*. (Musa et al, 2017).



**Gambar 4.9.** S-Shaped Type

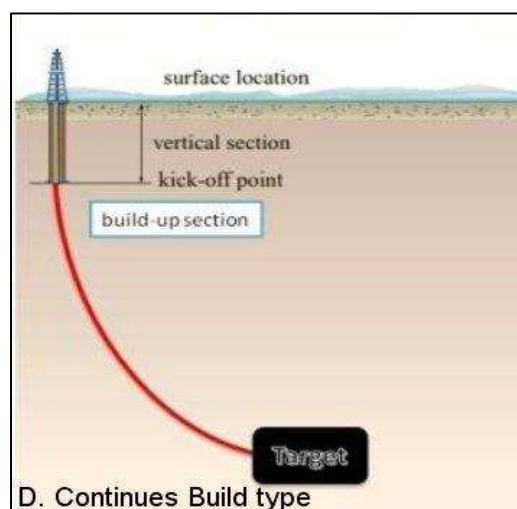
(Musa et al, 2017)



**Gambar 4.10.** *Modified S-Shaped Type*  
(Musa et al, 2017)

4. *Continuous Build (Deep Deviation)*

Pola *continuous build* ditunjukkan pada **Gambar 4.11**. Profil Sumur ini memiliki defleksi awal yang relatif dalam (*deep*). Ini membutuhkan inklinasi tertinggi dari semua jenis profil sumur untuk mencapai target. Dalam hal ini, inklinasi terus meningkat hingga atau melalui target. Pola *continuous build* sangat cocok untuk pengeboran *salt-dome*, pengeboran *fault* dan untuk *side-tracking*. (Musa et al, 2017)

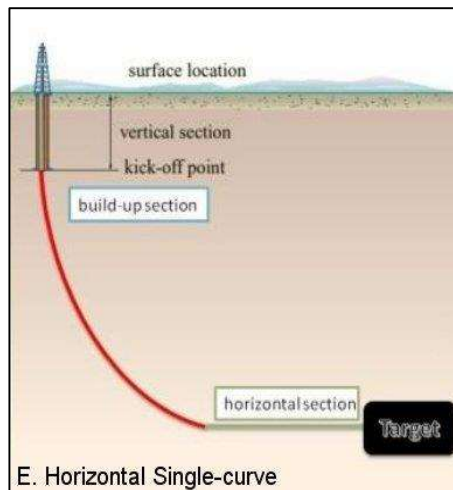


**Gambar 4.11.** *Continuous Build Type (J-Shaped)*

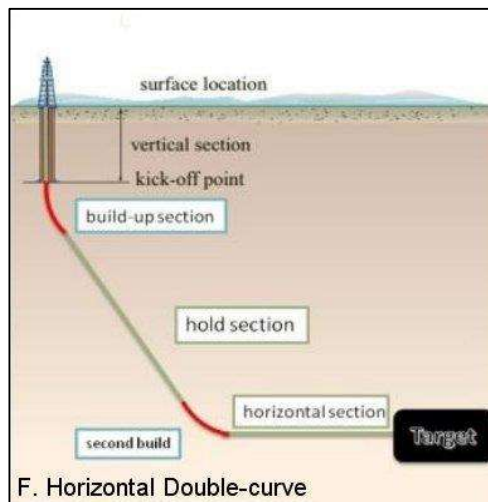
(Musa et al, 2017)

### 5. Horizontal Drilling

*Horizontal Drilling* adalah salah satu tipe *drilling* yang kemiringannya mencapai  $90^\circ$  melalui *reservoir section*. Ini memiliki aplikasi penting dalam meningkatkan produksi dari reservoir tertentu yang tidak ekonomis. (Musa et al, 2017). Pada dasarnya ada dua jenis *horizontal drilling*, baik *horizontal single curve* di mana defleksi ke  $90^\circ$  dicapai dalam satu kurva seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.12.**, atau *horizontal double curve* di mana target berada *build section* kedua seperti pada **Gambar 4.13.**



**Gambar 4.12.** *Horizontal Single Curve*  
(Musa et al, 2017)





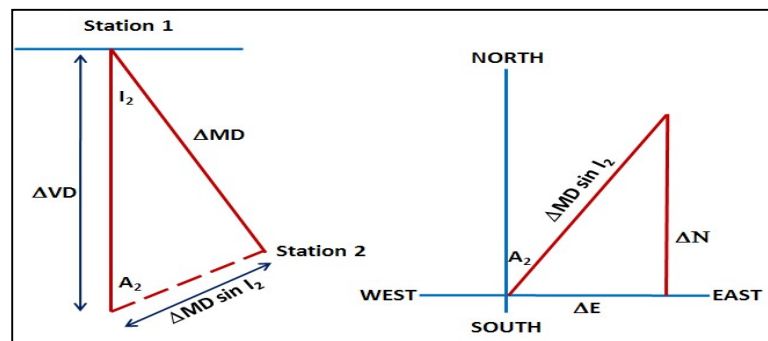
**Gambar 4.13. Horizontal Double-Curve**  
(Musa et al, 2017)

**4.3. Metode-Metode Perhitungan Profil Sumur**

**4.3.1. Metode *Tangential***

Prinsip dari metode *tangential* adalah menggunakan inklinasi dan azimuth dari titik awal interval untuk menghitung “vertical depth”, “departure”, dan posisi. (Rubiandini, 2018) Prinsip perhitungan menggunakan metode ini ditunjukkan

**Gambar 4.14.**



**Gambar 4.14. Tangential Method: Vertical Section & Plan View**  
(Rubiandini, 2018)

$$\Delta VD = \Delta MD \cos I_2 \dots\dots\dots (4-1)$$

$$\Delta H = \Delta MD \sin I_2 \dots\dots\dots (4-2)$$

$$\Delta E = \Delta MD \sin I_2 \sin A_2 \dots\dots\dots (4-3)$$

Keterangan:

$\Delta MD$  = Pertambahan *Measured Depth*, ft

$\Delta VD$  = Pertambahan TVD, ft

$\Delta H$  = Pertambahan *Departure*, ft

$\Delta N$  = Pertambahan arah utara, ft

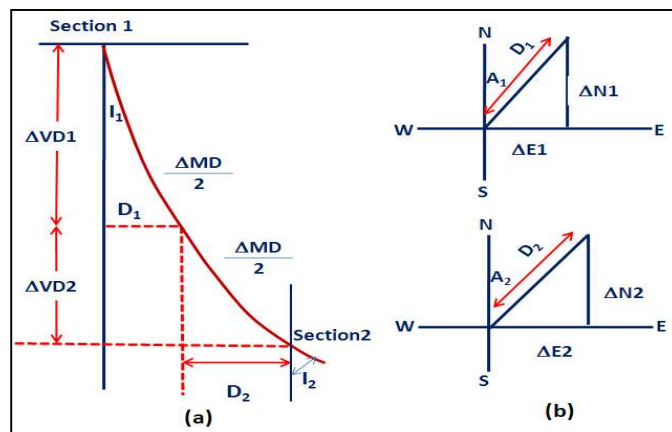
$\Delta E$  = Pertambahan arah timur, ft

$I$  = Perubahan sudut kemiringan, *degree* °

$A$  = Sudut arah, *degree* °

### 4.3.2. Metode *Balanced Tangential*

Metode ini membagi dua interval dimana untuk bagian atas interval digunakan sudut inklinasi dan azimuth pada titik awal interval dan untuk bagian bawah interval digunakan sudut inklinasi dan azimuth pada titik akhir interval. (Rubiandini, 2018) Prinsip dari metode ini ditunjukkan oleh **Gambar 4.15**.



**Gambar 4.15.** *Balanced Tangential Method: (a) Vertical Section; (b) Plan View* (Rubiandini, 2018)

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) \dots\dots\dots (4-4)$$

$$\Delta D = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 + \sin I_2) \dots\dots\dots (4-5)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) \dots\dots\dots (4-6)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) \dots\dots\dots (4-7)$$

Keterangan:

$\Delta MD$  = Pertambahan *Measured Depth*, ft

$\Delta VD$  = Pertambahan TVD, ft

$\Delta D$  = Pertambahan *Departure*, ft

$\Delta N$  = Pertambahan arah Utara, ft

$\Delta E$  = Pertambahan arah Timur, ft

- I = Perubahan sudut kemiringan, degree °
- A = Sudut arah, degree °

### 4.3.3. Metode *Angle Averaging*

Prinsip dari metode ini adalah menggunakan rata-rata sudut inklinasi dan rata-rata sudut azimuth dalam menghitung “*vertical depth*”, “*departure*”, dan posisi. Perhitungan dengan menggunakan metode ini hampir sama dengan menggunakan metoda *tangential*.

$$\Delta VD = \Delta MD \cos \frac{I_1 + I_2}{2} \dots\dots\dots (4-8)$$

$$\Delta D = \Delta MD \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \dots\dots\dots (4-9)$$

$$\Delta N = \Delta MD \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \cos \frac{A_1 + A_2}{2} \dots\dots\dots (4-10)$$

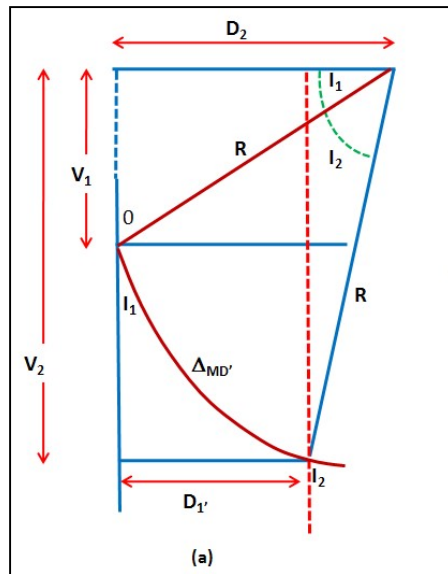
$$\Delta E = \Delta MD \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \sin \frac{A_1 + A_2}{2} \dots\dots\dots (4-11)$$

Keterangan:

- MD = Pertambahan *Measured Depth*, ft
- $\Delta VD$  = Pertambahan TVD, ft
- $\Delta D$  = Pertambahan *Departure*, ft
- $\Delta N$  = Pertambahan arah Utara, ft
- $\Delta E$  = Pertambahan arah Timur, ft
- I = Perubahan sudut kemiringan, degree °
- A = Sudut arah, degree °

### 4.3.4. Metode *Radius of Curvature*

Metode ini menganggap bahwa lintasan yang melalui dua station berbentuk kurva yang mempunyai *radius of curvature* tertentu. (Rubiandini, 2018) Prinsip perhitungan dengan menggunakan metode ini ditunjukkan oleh **Gambar 4.16**.



**Gambar 4.16.** Radius of Curvature Method  
(Rubiandini, 2018)

$$\Delta VD = \frac{360 \Delta MD}{2 \pi (I_2 - I_1)} (\sin I_1 - \sin I_2) \dots\dots\dots(4-12)$$

$$\Delta D = \frac{360 \Delta MD}{2 \pi (I_2 - I_1)} (\cos I_1 - \cos I_2) \dots\dots\dots(4-13)$$

$$\Delta N = \frac{360^2 \Delta MD (\cos I_1 - \cos I_2) (\sin A_2 - \sin A_1)}{4 \pi^2 (A_2 - A_1) (I_2 - I_1)} \dots\dots\dots(4-14)$$

$$\Delta E = \frac{360^2 \Delta MD (\cos I_1 - \cos I_2) (\cos A_2 - \cos A_1)}{4 \pi^2 (A_2 - A_1) (I_2 - I_1)} \dots\dots\dots(4-15)$$

Keterangan:

$\Delta MD$  = Pertambahan *Measured Depth*, ft

$\Delta VD$  = Pertambahan TVD, ft

$\Delta D$  = Pertambahan Departure, ft

$\Delta N$  = Pertambahan arah Utara, ft

$\Delta E$  = Pertambahan arah Timur, ft

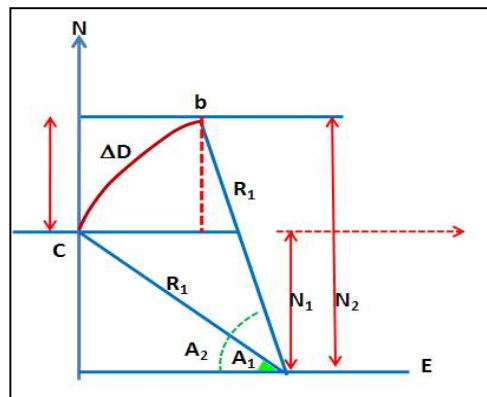
$I$  = Perubahan sudut kemiringan, degree °

$A$  = Sudut arah, degree °

$R$  = *Radius of Curvature*, ft

### 4.3.5. Metode *Minimum of Curvature*

Persamaan metode *Minimum of Curvature* hampir sama dengan persamaan metode *Balanced Tangential*, kecuali data survey dikalikan dengan faktor RF. (Rubiandini, 2018) Prinsip perhitungan menggunakan metode ini ditunjukkan Gambar 4.17.



Gambar 4.17. *Minimum of Curvature*  
(Rubiandini, 2018)

$$RF = \left( \frac{2}{DL} \right)_{\text{Radian}} \tan \left( \frac{DL}{2} \right)_{\text{derajat}} \dots \dots \dots (4-16)$$

Keterangan:

DL = Dog Leg Angle

$$\cos DL = \cos (I_2 - I_1) - \sin I_1 \times \sin I_2 [1 - \cos (A_2 - A_1)] \dots \dots \dots (4-17)$$

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) RF \dots \dots \dots (4-18)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) RF \dots \dots \dots (4-19)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) RF \dots \dots \dots (4-20)$$

Keterangan:

Δ MD = Pertambahan *Measured Depth*, ft

Δ VD = Pertambahan TVD, ft

Δ D = Pertambahan Departure, ft

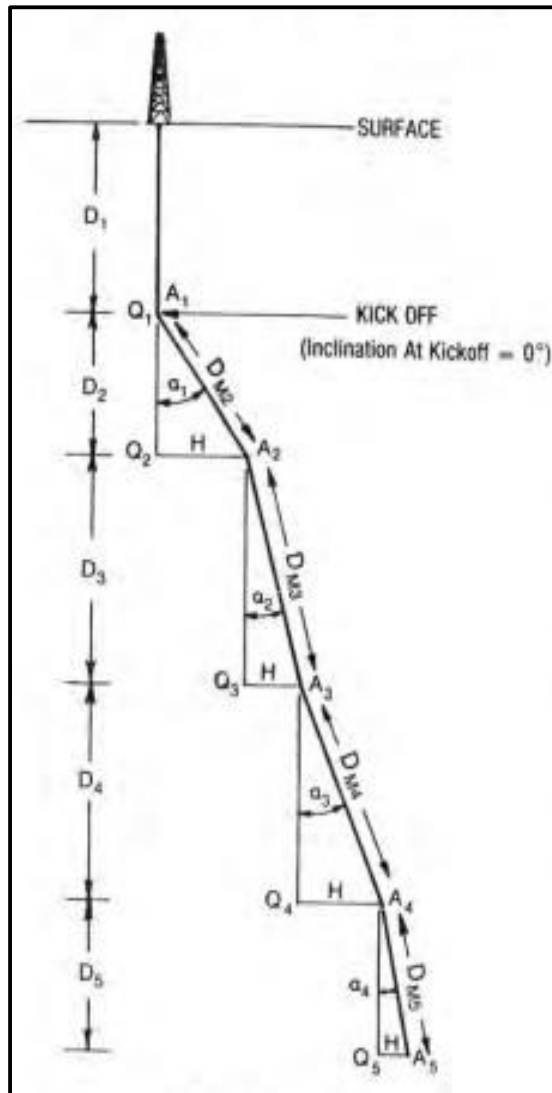
$\Delta N$  = Pertambahan arah Utara, ft

$\Delta E$  = Pertambahan arah Timur, ft

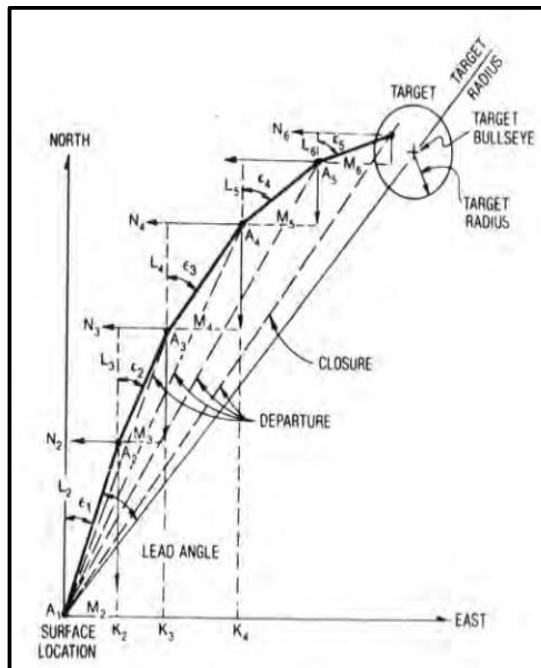
#### 4.4. Perhitungan Profil Sumur *Directional Drilling*

##### 4.4.1. Perhitungan *Vertical Section & Horizontal Section*

Proyeksi vertikal merupakan suatu *trajectory* sumur pada suatu bidang vertikal antara lokasi permukaan dan sasaran. **Gambar 4.18.** menunjukkan suatu *trajectory* vertikal yang memotong sasaran pada kedalaman vertikal sesungguhnya (*True Vertical Depth*) dan jarak horizontal *Horizontal Displacement* (HD).



**Gambar 4.18.** *Vertical Calculation*  
(Bourgoyne, 1986)



**Gambar 4.19.** *Horizontal Trajectory*  
(Bourgoyne, 1986)

Dalam perencanaan trayek sumur hanya ada dua dimensi yang dipertimbangkan yaitu kedalaman vertikal dan arah horizontal. Trayek ini adalah kedalaman dari permukaan lubang sampai target akhir dimana dipasang *casing* dengan ukuran tertentu. Trayek pemboran tersebut akan menyimpang dari bidang vertikal antara lokasi dan target. Jarak antara dasar lubang dan sumbu sudut arah yang dibentuk oleh arah utara selatan dan proyeksi deviasi horizontal. Titik lokasi maupun target akan terbagi menjadi komponen X dan Y yang menyatakan jarak terhadap sumbu arah. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada rumus yang digunakan untuk perencanaan profil sumur (Bourgoyne, 1986):

Titik Koordinat *Surface*       => E1 dan N1 (*East*<sub>1</sub> dan *North*<sub>1</sub>)

Titik Koordinat *Subsurface*   => E2 dan N2 (*East*<sub>2</sub> dan *North*<sub>2</sub>)

$$x = E_2 - E_1 \dots\dots\dots(4-21)$$

$$y = N_2 - N_1 \dots\dots\dots(4-22)$$

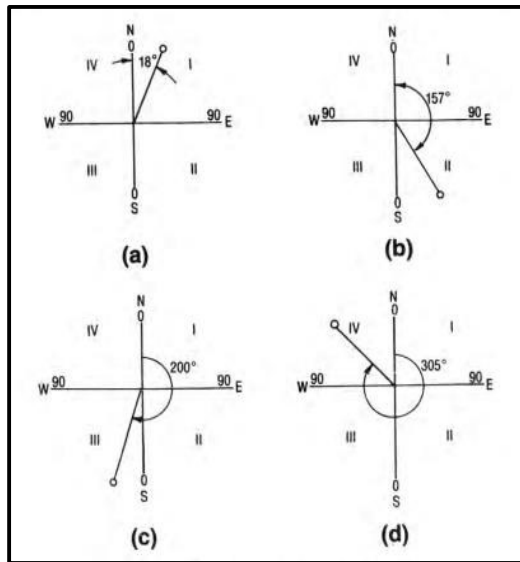
$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{x}{y}\right) \dots\dots\dots(4-23)$$

$$HD = \sqrt{(x^2 + y^2)} \dots\dots\dots(4-24)$$

Keterangan:

- x = Perubahan Jarak Koordinat *East*
- y = Perubahan Jarak Koordinat *North*
- HD = Jarak target secara horizontal, ft
- $\alpha$  = *Azimuth*, N°E

Proyeksi horizontal merupakan suatu proyeksi *trajectory* sumur pada suatu bidang horizontal, yang memperlihatkan *trajectory* sumur dengan kenampakan dari atas yang mempunyai arah tertentu dengan acuan sumbu utara bumi.



Gambar 4.20. Pola Kuadran dan Perhitungan Kompas  
(Bourgoyne, 1986)

#### 4.4.2. Perhitungan Radius Pembelokan & Sudut Inklinasi

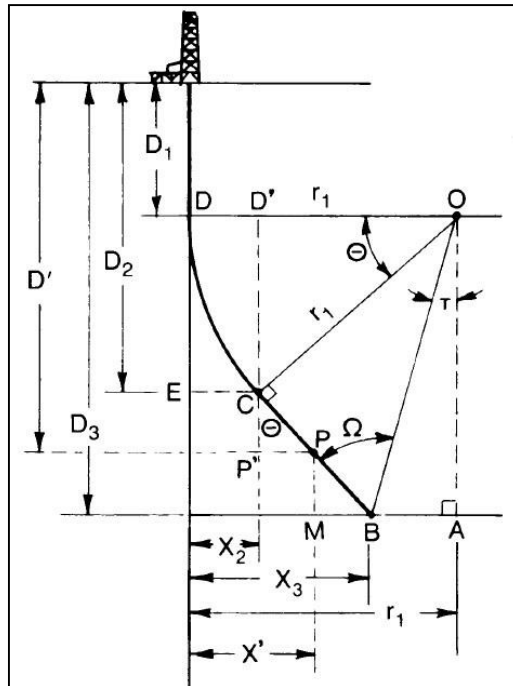
Untuk melihat pada keadaan yang sebenarnya, parameter yang ada seperti *Measured Depth* (MD), *True Vertical Depth* (TVD), *Horizontal Displacement* (X), *Azimuth* (A), dan *Inclination* ( $\theta$ ) dapat digambarkan secara vertical pada **Gambar 4.21**.

##### 4.4.2.1. Penentuan Jari-jari Radius Pembelokan (r1)

Harga r1 dapat dicari dengan,

$$r1 = \frac{180}{\pi \times BUR} \dots\dots\dots (4-25)$$





**Gambar 4.21.** Build and Hold Trajectory  
(Bourgoyne, 1986)

Keterangan **4.21:**

$TVD_1=D_1$ = Kedalaman *Kick Off Point*, ft

$TVD_2=D_2$ = Kedalaman *End of Build*, ft

$TVD_3=D_3$ = Kedalaman Vertikal Sesungguhnya, ft

$r_1$  = *Radius of Curvature*, ft

$X_{1,2,3}$  = *Horizontal Displacement*, ft

DC = *Build Up Section*, ft ( $MD_2$ )

CB = *Tangent Section*, ft ( $MD_3$ )

$\theta$  = Sudut inklinasi maksimum, degree °

BUR = *Rate of Inclination Angle*, °/ft

#### 4.4.2.2. Penentuan Sudut Inklinasi

Harga sudut inklinasi ( $\theta$ ) yang dibentuk oleh sumbu vertikal dan garis singgung kurva, tergantung dengan harga  $r_1$  dan HD. Dimana  $\theta$  dapat diterangkan dengan harga  $r_1 > X_3$  dan harga  $r_1 < X_3$  pada persamaan (4-26) dan persamaan (4-27) (Bourgoyne, 1991).

$$\theta = \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right)\right)\right)$$

..... (4-26)

Dan

$$\theta = 180 - \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right)\right)\right)$$

..... (4-27)

Keterangan:

TVD<sub>3</sub> = *Total Vertical Depth*, ft

TVD<sub>1</sub> = *Kick Off Point*, ft

R1 = *Jari-Jari Radius Pembelohan*, ft

X<sub>3</sub> = *Horizontal Displacement*, ft

#### 4.4.2.3. Penentuan *Build Up Section*

*Build up section* atau pembukaan sudut mulai pada saat kedalaman titik belok atau *kick off point* hingga dimulainya kedalaman titik *tangent section* dan perhitungannya dapat dilihat pada persamaan (4-28).

$$MD_2 = \frac{\theta}{BUR}$$

..... (4-28)

Perhitungan penentuan kedalaman (TVD) pada *build up section* dilihat pada persamaan (4-29) sebagai berikut.

$$TVD_2 = r1 \times \sin \theta + TVD_1$$

..... (4-29)

Perhitungan penentuan deviasi horizontal (*departure*) pada *build up section* dengan menggunakan persamaan (4-30) sebagai berikut.

$$X_2 = r1 \times (1 - \cos \theta)$$

..... (4-30)

#### 4.4.2.4. Penentuan *Tangent Section*

Penentuan *tangent section* pada perencanaan lintasan dilakukan untuk sebagai titik kedalaman acuan dimana *tangent section* merupakan akhir dari *build up section*. Perhitungan penentuan jarak (*measured depth*) pada *tangent section* dengan menggunakan persamaan (4-31) sebagai berikut.

$$MD_3 = \frac{TVD_3 - TVD_2}{\cos \theta}$$

..... (4-31)

Perhitungan TVD pada *tangent section* dapat dihitung menggunakan persamaan (4-32) sebagai berikut.

$$TVD_3 - TVD_2 = MD_3 \times \cos \theta \dots\dots\dots(4-32)$$

Perhitungan penentuan deviasi horizontal pada *tangent section* dengan menggunakan persamaan (4-33) sebagai berikut.

$$X_3 - X_2 = (MD_3 \times \sin \theta) \dots\dots\dots(4-33)$$

**4.4.2.5. Penentuan Total Jarak Terukur (*Measured Depth*)**

Jumlah jarak terukur (*measured depth*) pada tipe sumur ini dapat dihitung dengan menjumlahkan jarak dari permukaan menuju *kick off point*, jarak pada *build up section* dan jarak pada *tangent section* seperti pada persamaan sebagai berikut.

$$TMD = MD_1 + MD_2 + MD_3 \dots\dots\dots(4-34)$$

Parameter dalam perencanaan profil sumur pemboran berarah dapat dilihat pada **Tabel IV-1**.

**Tabel IV-1.**  
Parameter Profil Sumur Pemboran Berarah  
(Rubiandini, 2009)

Vertical Section	Titik Lokasi Permukaan
	<i>Kick off Point (KOP)</i>
	<i>TVD Vertical Section</i>
	<i>Measured Depth Vertical Section</i>
Build Up Section	<i>Kick off Point (KOP)</i>
	<i>Build Up Rate (BUR)</i>
	<i>Radius of Curvature (r1)</i>
	Inklinasi Maksimum
	<i>TVD Build Up Section</i>
	<i>Measured Depth Build Up Section</i>
	<i>Horizontal Displacement Build Up Section</i>
Tangential Section	Inklinasi Tangential
	TVD Tangential
	<i>Measured Depth Target</i>
	<i>Horizontal Displacement Target</i>

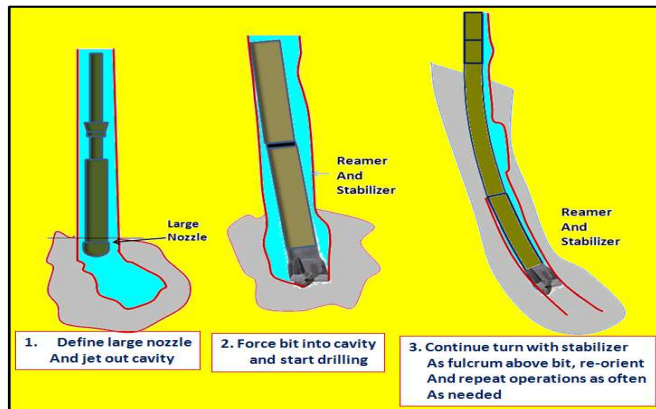
#### 4.5. Peralatan Pemboran Berarah

Untuk membuat suatu lubang pemboran secara berarah diperlukan peralatan pemboran khusus untuk menunjang kegiatan ini dan dilakukan teknik untuk membelokkan mata bor. Peralatan ini dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu peralatan defleksi dan *Bottom Hole Assembly* (BHA).

##### 4.5.1. *Badger Bit*

*Badger bit* biasanya digunakan pada formasi yang lunak, dimana laju pemborannya 40 ft/jam atau lebih. Pahat ini menggunakan jet biasa dengan dua atau tiga *cone*. Prinsip kerjanya terletak pada tidak seimbangannya jet lumpur pada pahat tersebut, dengan salah satu jetnya berukuran lebih besar dari jet lainnya.

Pahat yang telah sampai di dasar lubang bor, jet terbesar diarahkan ke arah yang dikehendaki. Rangkaian pipa pemboran (*drillstring*) dikunci agar tidak dapat berputar. Sedangkan lumpur pemborannya dipompakan dengan kapasitas pemompaan yang dapat menghasilkan semburan cukup kuat untuk menghancurkan batuan (*jet effect* yang tinggi), untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada penjelasan mekanisme kerja *badger bit* pada **Gambar 4.22**. Apabila dalam pelaksanaannya dijumpai batuan yang cukup keras, kadang-kadang pahat ditumbuk-tumbukkan.



**Gambar 4.22.** *Badger Bit*  
(Rubiandini, 2018)

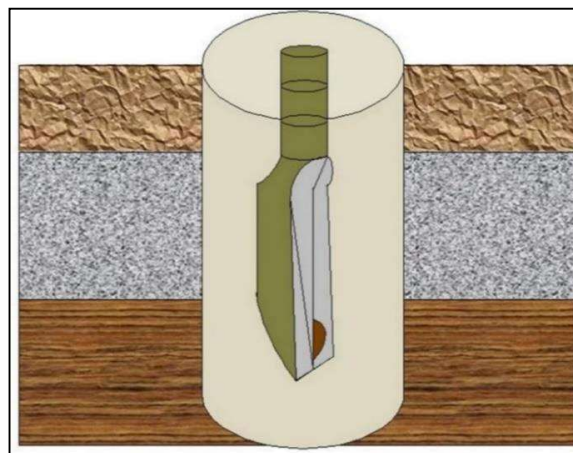
Sudut kemiringan lubang bor yang telah terbentuk dengan arah seperti pada *drilling planning*, kemudian pahat dicabut dan diganti dengan pahat biasa. Apabila arah lubang bornya belum tercapai, maka pengarahannya *badger bit* dan proses *jet effect* diulangi terus sampai diperoleh arah lubang bor yang dikehendaki.

Kadang-kadang pada pembelokan pertama (KOP), BHA sudah dilengkapi dengan susunan untuk menaikkan sudut kemiringan. Setelah terbentuk sudut kemiringan dan arah lubang bor yang sesuai, pemboran dilanjutkan dengan memutar pahat tanpa harus mengganti pahat yang lain dan BHA.

Cara ini menghasilkan beberapa keuntungan, antara lain penghematan waktu untuk *round trip* dan tidak perlu mengadakan pembesaran lubang bor (*reaming*), namun cara ini hanya terbatas digunakan pada batuan yang lunak dan menggunakan *jet effect* yang efektif.

#### 4.5.2. *Spud Bit*

*Spud bit* merupakan *bit* tanpa *roller cutter*, bentuknya seperti baji sekop. Prinsip kerja pahat ini adalah seperti pada *badger bit*, yaitu dengan mengarahkan jet lumpur ke arah pembelokan lubang yang diinginkan. Seperti juga pada *badger bit*, adanya penggunaan jet mengakibatkan alat ini terbatas untuk formasi lunak saja dan untuk gambarnya pada **Gambar 4.23**.



**Gambar 4.23.** *Spud Bit*  
(Rubiandini, 2018)

#### 4.5.3. *Knuckle Joint*

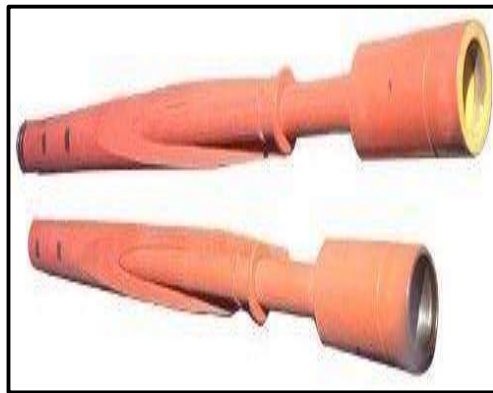
Merupakan pembelok arah pada pemboran berarah dan alat ini merupakan jenis *drill string* yang diperpanjang dengan menggunakan suatu sendi peluru. Oleh karena itu memungkinkan terjadinya putaran bersudut antara rangkaian pipa pemboran dengan pahat, dimana antara *drill string* dan bitnya disetel pada sudut tertentu. (Bhakti, 2010)



**Gambar 4.24. Knuckle Joint**  
(Bhakti, 2010)

#### 4.5.4. *Whipstock*

Merupakan peralatan pembelok lubang paling tua dan digunakan pertama kali secara luas untuk membuat sudut. Peralatan ini terbuat dari baja tiang dan berbentuk baji dengan konkaf melengkung ke dalam sebagai tempat pergerakan pahat. *Whipstock* harus ditempatkan pada dasar yang keras supaya tidak ikut berputar selama *drill string* sedang berputar (Deni Bhakti 2010).



**Gambar 4.25. Whipstock**  
(Bhakti, 2010)

#### 4.5.5. *Bent Sub*

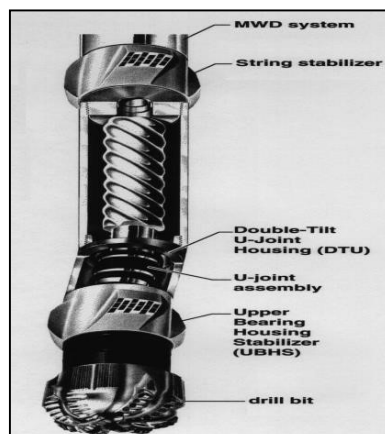
Merupakan alat utama untuk mengarahkan pemboran yang dipasang di atas *down hole motor*. Rangkaian pipa yang menggunakan *bent sub* akan diturunkan sampai dasar lubang tempat defleksi dibutuhkan. Defleksi dari lubang dapat ditingkatkan dan dikontrol dengan menggunakan *bent sub* yang berbeda-beda sudutnya (berkiras antara 1.5 °-3°). (Bhakti 2010).



**Gambar 4.26.** *Bent Sub*  
(Bakti, 2010)

#### 4.5.6. *Positive Displacement Motor*

*Positive displacement motor* adalah *downhole* motor yang bekerja dengan sistem hidraulik berdasarkan prinsip *Moineau* untuk memutar *bit*. Seperti juga *turbo drill*, PDM akan memutar *bit* tanpa harus memutar *drillstring*. Adanya *bent sub* pada peralatan ini akan menghasilkan lengkungan yang halus (*smooth*). **Gambar 4.27.** merupakan gambar rangkaian *positive displacement motor*.



**Gambar 4.27.** *Positive Displacement Motor*  
(Bourgoyne, 1986)

Pemakaian PDM terbatas pada beberapa faktor, diantaranya penggunaan jenis stator, bantalan (*thrust bearing*), dan sambungan. Di dalam pemakaian yang optimum, PDM sangat tergantung pada kecepatan sirkulasi dan beda tekanan pada pompa. *Positive displacement motor* tersusun atas beberapa bagian, yaitu *by-pass valve* atau *dump sub*, motor, bagian sambungan, dan bantalan (*bearing section*):

- *By-Pass Valve* atau *Dump Sub*  
*By-pass valve* adalah *valve* yang berfungsi untuk mengatur fluida pemboran yang mengisi rangkaian pemboran saat rangkaian dimasukkan kedalam lubang bor atau saat rangkaian akan dicabut. Kebanyakan jenis valvenya adalah tipe piston pegas yang bekerja pada tekanan tertentu untuk menutup aliran menuju annulus lubang bor. Ketika didalam lubang bor tidak terdapat tekanan dari bawah, pegas akan menahan piston untuk tetap terbuka sehingga fluida pemboran dapat masuk ke dalam saluran yang kemudian akan keluar melewati annulus.
- Motor  
Pada bagian motor terdapat karet stator dan besi rotor. Tipe paling sederhana dari motor adalah helical motor yang bersambung dan berputar. Stator terletak didalam ruang besi dan tersusun atas komponen elastomer. Stator selalu mempunyai satu *lobe* (bagian) lebih banyak dari rotor, seperti didalam motor terdapat 1/2, 3/4, 5/6 atau 9/10 motor.  
Rotor dan stator mempunyai panjang tertentu dan perbandingan panjangnya sama dengan perbandingan jumlah lobe pada rotor dan stator. Pada saat lumpur pemboran dipompakan kedalam motor, lumpur akan mengisi rongga pada bagian-bagian rotor dan stator. Bagian rotor bergerak dengan cara berputar atau berpindah. Perputaran ini kemudian akan memutar poros (*shaft*) yang selanjutnya memutar mata bor.
- Bagian Sambungan  
Pada dasarnya rotor berbentuk pilin (*spiral*) dan tidak berputar secara terpusat hanya mengikuti gerakan mundur dan maju. Gerakan ini diubah oleh *drive sub* yang dihubungkan dengan *rod assembly* menjadi gerakan konsentris untuk memutar bit.
- Bantalan atau *Bearing Section*  
Pada umumnya PDM menggunakan 3 bantalan (*bearings*) yang dipasang untuk menggerakkan *shaft* (poros) PDM, dimana 2 bantalan dipasang radial (*upper* dan *lower*) dan yang lainnya dipasang sebagai bantalan gaya aksial. Bantalan aksial berfungsi untuk mendukung kerja dari sistem *on* dan *off*



serta daya hidraulik. Bantalan aksial terdiri dari bagian-bagian bantalan peluru (*ball bearing*) dan terletak dibagian atas. Jumlah dari bantalan ini bervariasi tergantung dari ukuran alat yang digunakan.

Prinsip kerja PDM ini adalah bila rotor diputar, pompa akan menghisap cairan dan mengalirkannya ke saluran yang telah ditentukan. Pada PDM ini tenaga hidrolis (volume dan tekanan) dari cairan pemboran akan mengubah rotor yang berbentuk *helicoidal* menjadi tenaga mekanis (torsi dan putaran). Ditinjau dari kegunaan sebagai alat pembelok, PDM mempunyai beberapa keuntungan, antara lain:

1. Dapat digunakan pada lapisan keras maupun lunak pada segala kedalaman.
2. Penghematan waktu *round trip*
3. Setelah pembelokan lubang tidak diperlukan *reamer* maupun *hole opener* untuk memperbesar lubang bor.
4. Seluruh *build up section* dapat dibor secara kesinambungan tanpa harus mencabut pahat.
5. Lubang bor yang dihasilkan lebih rata, sehingga dapat dihindari terbentuknya *dog leg* yang tajam.
6. Kecepatan pemboran lebih besar.

Selain dari beberapa keuntungan penggunaan, terdapat juga kekurangannya antara lain:

1. Harga PDM jauh lebih mahal dibandingkan dengan alat pembelok konvensional.
2. Diperlukan pemeliharaan lumpur yang cermat untuk memperoleh kadar pasir yang rendah.
3. Bila terjadi *Mud Lost* atau *Loss Circulation*, pemasukan *Loss Circulation Material* (LCM) terbatas pada yang halus dan halus-kasar.

#### **4.5.7. Rotary Steerable System (RSS)**

*Rotary steerable system* (RSS) atau lebih dikenal dengan *power drive* merupakan alat pembelok lubang bor generasi terbaru. Prinsip kerja alat ini mirip dengan mud motor, tetapi alat ini dapat juga ikut berputar (*rotate*) seperti rangkaian

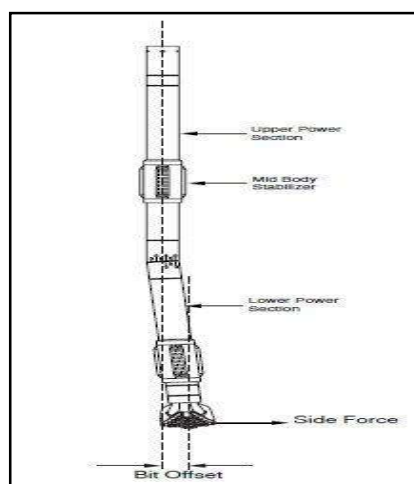
pemboran saat membuat sudut atau saat mempertahankan sudut lubang bor. Rangkaian *power drive* terdiri dari elektronik dan baterai *module short op*, *mechanical unit* dan *pivot stabilizer*. *Rotary steerable system* (RSS) diatur dari permukaan menggunakan prinsip pengiriman sinyal (telemetri), sehingga *bit* dapat diarahkan menuju arah dan sudut inklinasi yang diinginkan. Rangkaian *rotary steerable system* dapat dilihat pada **Gambar 4.28**.

Keuntungan menggunakan *Rotary Steerable System*:

1. Lebih akurat dalam membangun dan mempertahankan sudut, karena dapat dimonitor dan dapat dikendalikan dengan komputer.
2. Dalam membuat sudut atau mempertahankan sudut rangkaian pemboran ikut berputar, sehingga menjaga kestabilan lubang bor dari *pipe sticking*.
3. Lubang bor yang dihasilkan lebih *smooth* (halus).
4. Power drive dapat dirangkai dengan MWD / LWD tools.
5. Dapat bekerja sampai temperature 165 °C.
6. Dapat bekerja sampai tekanan 25.000 psi.

Kekurangan menggunakan *Roraty Steerable System*:

1. Lebih mahal karena alat penuh dengan komponen elektronik.
2. Susah untuk mengatur atau merubah arah lintasan ketika berada dilapisan yang lunak karena memerlukan dukungan untuk PAD pada *power drive*.



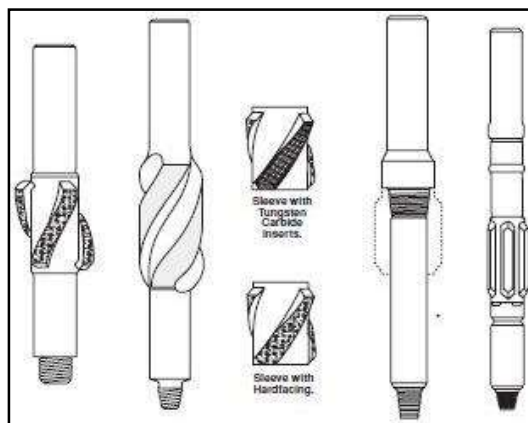
**Gambar 4.28.** Rangkaian *Rotary Steerable System*  
(*Bourgoyne, 1986*)

#### 4.5.8. *Non-magnetic drill collar*

*Non-magnetic drill collar* atau disebut juga *kinematic monel collar* (*K-monel collar*) adalah *drill collar* yang telah dihilangkan sifat kemagnetikannya. Pada pengarahannya alat belok, *non-magnetic drill collar* dipasang di atas UBHO Sub.

#### 4.5.9. *Stabilizer*

Pemakaian *stabilizer* ini adalah untuk mengontrol letak titik singgung antara *drill collar* dengan dinding lubang bor. Dengan pemasangan *stabilizer* pada tempat dan jarak tertentu dari pahat, maka kemiringan lubang bor yang dihasilkan oleh *deflection tools* dapat dikendalikan. **Gambar 4.29.** menjelaskan tipe-tipe *stabilizer*.



**Gambar 4.29.** *Stabilizer*  
(Rabia, 2002)

Keuntungan penggunaan alat ini adalah sebagai berikut:

1. Mencegah terjadinya pembelokan lubang bor yang mendadak (*dog leg*).
2. Memberikan penambahan dan pengurangan sudut secara perlahan-lahan.
3. Menghindari tersandarnya *drill collar* pada dinding lubang bor sehingga dapat mencegah terjepitnya rangkaian pipa pemboran (*differential sticking*).

Jenis *stabilizer* yang umum dipakai di lapangan ada dua yaitu *rotating sleeve stabilizer* dan *non rotating sleeve stabilizer*, dan berikut penjelasannya.

##### 1. *Rotating Sleeve Stabilizer*

Jenis ini terdiri dari beberapa macam *stabilizer*, yaitu *permanent blade stabilizer*, *replaceable blade stabilizer*, *integral blade stabilizer*.

Perbedaannya yaitu:

- *Permanent blade stabilizer*, adalah *stabilizer* yang mempunyai pisau-pisau yang diikatkan pada *body*-nya dengan cara dilas.
- *Replaceable blade stabilizer*, adalah *stabilizer* yang pisau-pisaunya diikatkan pada *body* dengan pasak dan ditahan dengan menggunakan sekrup.
- *Integral blade stabilizer*, adalah *stabilizer* yang pisau-pisaunya menjadi satu dengan *body*-nya.

#### 2. *Non-Rotating Sleeve Stabilizer*

*Sleeve* dapat dinaik-turunkan dan berputar pada *body*-nya. Sewaktu *drill string* berputar, *stabilizer* ini tidak ikut berputar.

### 4.6. Pengontrol Penyimpangan Arah Lubang Bor

Hal terpenting dalam *directional drilling* adalah pemilihan tipe *Bottom Hole Assembly* (BHA) yang akan digunakan untuk mengebor lubang berdasarkan rencana *trajectory* pemboran.

#### 4.6.1. *Bottom Hole Assembly* Pada Pemboran Berarah

*Bottom hole assembly* adalah peralatan yang terdapat pada rangkaian pipa pemboran yang digunakan di bawah permukaan. Susunan BHA yang baik digunakan pada suatu sumur yang belum tentu baik digunakan pada sumur yang lain, karena tergantung dari formasi yang akan dibor. Berikut adalah fungsi-fungsi dari *bottom hole assembly*:

- ✓ Untuk mendapatkan lubang bor yang bagus.
- ✓ Meneruskan putaran sampai ke pahat bor.
- ✓ Mengendalikan arah dan kemiringan lubang bor.

Terdapat berbagai penggunaan susunan rangkaian *bottom hole assembly* yang umumnya digunakan sebagai dasar dalam pemilihan posisi *bottom hole assembly*.

##### 1. *Vertical Hole Assembly*

Rangkaian ini umumnya disusun untuk membor secara tegak lurus dari menara bor di permukaan sebelum dicapainya titik belok (*kick off point*), atau bagian setelah *drop off* (pada saat kembali vertikal lagi).

Apabila formasi yang dibor lunak maka dianjurkan hal-hal dibawah ini:

- a. ROP tinggi
- b. WOB rendah

## 2. *Build Up Assembly*

Susunan rangkaian ini menggunakan *stabilizer* sebagai titik tumpu yang memberikan gaya pada sisi pahat bor. Pada lubang bor yang memiliki inklinasi lebih 3° di atas titik pengungkit akan bersandar pada bagian bawah dari lubang bor, keadaan ini akan mendorong pahat bor bergerak ke atas dari lubang bor dan memiliki kecenderungan untuk menaikkan sudut. Untuk menaikkan sudut yang lebih besar maka ditempatkan *stabilizer* yang kedua berjarak sekitar 33 meter dari *stabilizer* pertama dan dengan posisi ini maka drill collar akan melenturkan pada bagian tengah di antara kedua *stabilizer* tersebut. (OGCI/Petroskill, 2007)

Untuk perubahan sudut *build up* yang besar, maka dianjurkan:

- a. WOB tinggi.
- b. RPM dan rate pemompaan kecil jika formasi lunak.
- c. Ukuran monel drill collar kecil

Untuk perubahan sudut *build up* yang kecil, maka dianjurkan:

- a. WOB kecil.
- b. RPM dan rate pemompaan besar jika formasi lunak.
- c. Ukuran monel *drill collar* besar.
- d. Tempatkan *stabilizer* pada puncak monel drill collar.
- e. Tambah jarak *bit - reamer*.

## 3. *Tangent Assembly*

Mengombinasikan *stabilizer* dan *drill collar* pada susunan rangkaian pemboran yang mengakibatkan pembelokan pada pipa menjadi sangat minim, sehingga mengurangi efek dari pengungkitan dan efek bandul. Namun pada kenyataannya sangat sukar menentukan tangent assembly yang ideal dengan kombinasi yang tepat sekaligus dapat mempertahankan kemiringan dan arah lubang bor karena hal ini juga dipengaruhi oleh formasi yang akan ditembusnya. Dalam pelaksanaannya

sejumlah stabilizer ditempatkan pada jarak relatif dekat dengan menggunakan drill collar di dekat pahat. (OGCI/Petroskill, 2007)

#### 4. *Drop off Assembly*

Merupakan suatu rangkaian yang lentur dan ditopang oleh satu buah stabilizer yang berada pada satu atau dua batang drill collar di bagian atas pahat sehingga dengan posisi tersebut pahat cenderung untuk menggantung dan bergerak ke arah bawah. Kecenderungan tersebut disebabkan oleh berat rangkaian yang hanya ditopang oleh satu stabilizer. Pada rangkaian ini jarak stabilizer harus ditempatkan pada jarak tertentu sesuai dengan panjang drill collar yang dipakai di atas pahat. (OGCI/Petroskill, 2007)

Untuk perubahan sudut *drop off* yang besar dianjurkan:

- a. WOB kecil.
- b. RPM dan rate pemompaan besar jika formasi lunak.
- c. Ukuran drill collar di atas stabilizer.
- d. Ukuran *drill collar* kecil diatas *reamer*

Untuk perubahan sudut *drop off* yang kecil dianjurkan:

- a. WOB besar.
- b. RPM dan rate pemompaan kecil jika formasi lunak.
- c. Gunakan monel *drill collar* yang besar

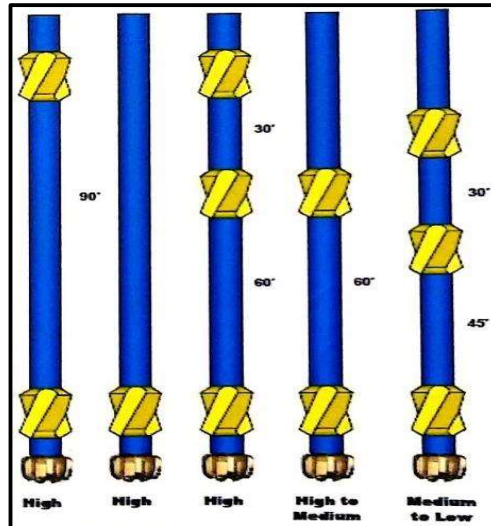
Pengontrolan kemiringan dan arah lubang bor dapat diatasi dengan tiga konsep, yaitu konsep *fulcrum*, konsep *pendulum* dan konsep stabilisasi. Berikut penjelasan mengenai ketiga konsep tersebut.

#### 4.6.2. Konsep *Fulcrum*

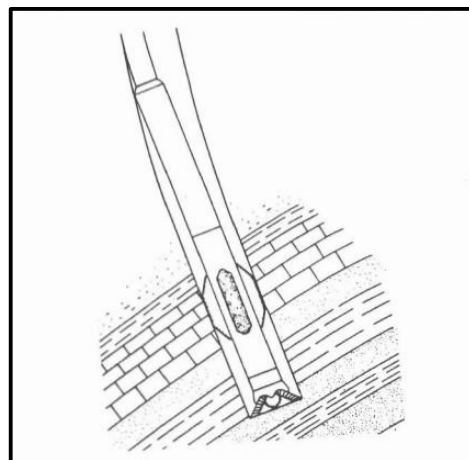
Konsep *fulcrum* menunjukkan penempatan *stabilizer* dekat bit, maka akan memperkecil jarak titik *tangential* dari bit serta akan memperbesar sudut inklinasi. Jarak dari *stabilizer* pertama ke *stabilizer* berikutnya 40 sampai 120 ft, atau tidak ada *string stabilizer* sama sekali, maka hal ini akan membangun sudut ketika beban WOB dinaikkan. Penempatan *stabilizer* dapat dilihat dari **Gambar 4.30**.

Pada saat ada pembebanan di pahat bor, *stabilizer* akan menjadi titik tumpu peralatan dan akan memberikan efek menggeser pada arah pahat bor sehingga

memperbesar sudut kemiringan yang akan dihasilkan, sehingga memperbesar sudut kemiringan. Untuk lebih jelas dapat dilihat di **Gambar 4.31**.



**Gambar 4.30.** Penempatan *Stabilizer* Konsep *Fulcrum*  
(Richard S., 2007)

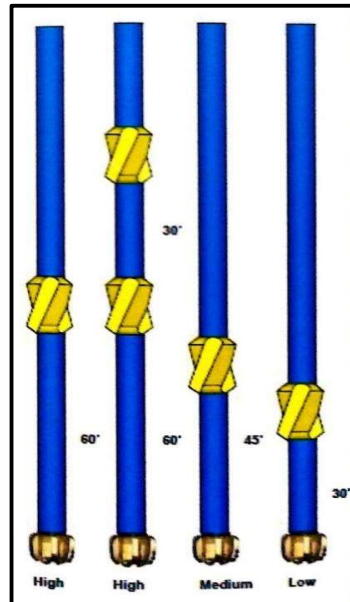


**Gambar 4.31.** Konsep *Fulcrum*  
(Adams, 1985)

#### 4.6.3. Konsep *Pendulum*

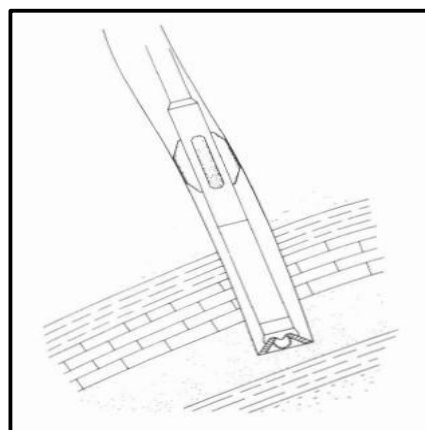
Prinsip *pendulum* memperlihatkan jika jarak *tangential* diperbesar dengan penempatan *stabilizer* jauh dari bit, maka gravitasi cenderung menarik bit ke arah vertikal lubang. Konsep *pendulum* menunjukkan penempatan *stabilizer* jauh dari bit, maka akan memperbesar jarak titik *tangential* dari bit serta akan memperkecil sudut inklinasi. Jarak dari *stabilizer* pertama ke *stabilizer* berikutnya 30 sampai 60

ft, atau tidak ada *string stabilizer* sama sekali. Penempatan *stabilizer* untuk konsep *pendulum* dapat dilihat **Gambar 4.32**.



**Gambar 4.32.** Penempatan *Stabilizer* Untuk Konsep *Pendulum*  
(Richard S., 2007)

Pada saat ada pembebanan di pahat bor, *stabilizer* akan menjadi titik tumpu peralatan dan akan memberikan efek menggeser. Pada efek *pendulum* ini menyebabkan sudut kemiringan mengecil, pengaturan jarak dan ukuran *stabilizer* dapat dilakukan untuk mengukur laju kemiringan lubang bor. Konsep *pendulum* dapat dilihat pada **Gambar 4.33**.



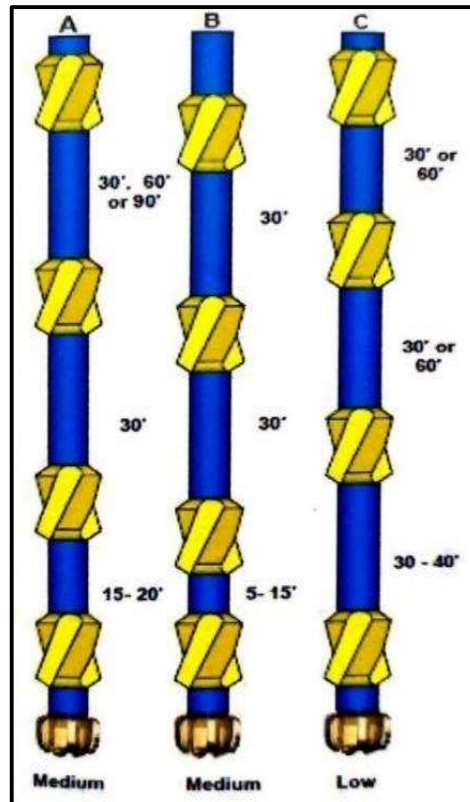
**Gambar 4.33.** Konsep *Pendulum*  
(Adams, 1985)



#### 4.6.4. Konsep Stabilisasi

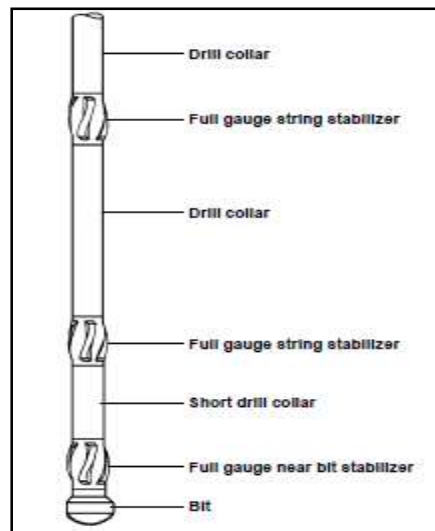
Konsep stabilisasi digunakan untuk mempertahankan sudut kemiringan lubang bor yang telah dicapai. Hal ini dapat dicapai dengan pola susunan BHA yang kekar untuk mengimbangi pembebanan dan titik *tangential*.

Susunan BHA yang kekar adalah dengan diperbanyak pemasangan *stabilizer* pada rangkaian pemboran. Rangkaian pemboran yang menggunakan prinsip stabilisasi dengan salah satu *stabilizer* terletak di dekat bit, dan biasa digunakan untuk mengebor pada seksi *tangent* pada pemboran berarah karena dapat menjaga sudut dan arah lubang bor. Penempatan *stabilizer* untuk konsep stabilisasi ditunjukkan pada **Gambar 4.34**.



**Gambar 4.34.** Penempatan *Stabilizer* untuk Konsep Stabilisasi  
(Richard S., 2007)

Penentuan letak *stabilizer* yang tepat akan menghasilkan berat pada *bit* (WOB) yang sesuai, sehingga pengontrolan terhadap penyimpangan dapat dilakukan. Ilustrasi efek stabilisasi yang diberikan oleh BHA ditunjukkan oleh **Gambar 4.35**.



**Gambar 4.35.** Konsep Stabiliasi  
(Rubiandini, 2018)

Wood dan Lubinski membuat beberapa kesimpulan berdasarkan penempatan *stabilizer* tersebut, yaitu:

- Pada lubang bor dengan formasi yang relatif keras, penambahan beban WOB yang diijinkan adalah 25%
- Pada lubang bor dengan formasi yang tidak terlalu keras persentase penambahan WOB antara 30 sampai 40%

Pada WOB yang sama dapat dipilih antara penggunaan *collar* tanpa *stabilizer* atau penggunaan *stabilizer* dengan ukuran *collar* terbesar.

#### 4.6. Desain *Drillstring* Pemboran Berarah

*Drill string* merupakan rangkaian pipa pemboran yang memberikan beban pada bit sehingga mampu menembus suatu lapisan batuan tertentu. Selain itu *drill string* juga memberikan fungsi kedalaman dan sebagai jalan sirkulasi fluida pemboran. Dalam proses pemboran, suatu rangkaian *drill string* akan mengalami berbagai macam pembebanan seperti torsi, *drag*, dan *buckling* sehingga suatu *drill string* harus didesain dengan beberapa pertimbangan agar *drill string* tersebut tidak mengalami kegagalan dalam proses pemboran. Salah satu bentuk kegagalan *drill string* yaitu terjadinya *buckling* karena telah melebihi *yield strength* rangkaian pipa yang digunakan, maka pipa tersebut akan patah.

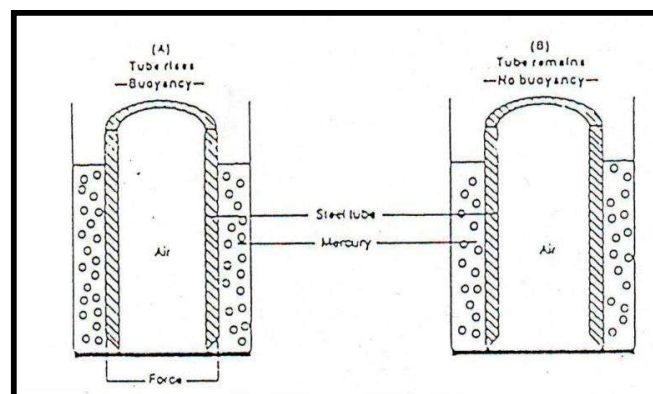
#### 4.7.1. Mekanika *Drillstring*

Ada dua proses yang terjadi pada *drillstring* adalah:

1. Menahan berat komponen yang ada dibawahnya.
2. Memberikan beban kepada bit (*drill collar*)

Gaya-gaya yang menyebabkan terjadinya pembebanan pada *drillstring* tersebut bekerja pada satu garis kerja (yaitu vertikal) dimana satu sama lain saling berlawanan. **Gambar 4.36** memperlihatkan suatu bentuk pipa yang tergantung di udara dan **Gambar 4.37** menunjukkan perlengkungan *drillstring*. Pada gambar tersebut sumbu mendatar menyatakan *tension* dan *compression*, sumbu tegak menyatakan panjang pipa yang tergantung. *Tension* pada setiap titik merupakan berat pipa yang berada dibawahnya dan karena tergantung bebas maka tidak terdapat *axial stress* pada bagian terbawah pipa.

Tanda minus (-) dan tanda (+) menunjukkan pengaruh gaya-gaya tersebut terhadap kecenderungan untuk *buckling tendency*, minus (-) artinya memperkecil pengaruh gaya dan plus (+) sebaliknya. Kondisi ini berbeda ditemui apabila string tergantung pada suatu fluida pemboran, maka akan terjadi gaya *buoyancy* akibat tekanan hidrostatik lumpur. **Gambar 4.36** menunjukkan peristiwa *buoyancy*.



**Gambar 4.36.** Peristiwa *Bouyancy*  
(Adams, 1985)

Adanya gaya ini akan menyebabkan berat pipa yang harus ditahan ketika pipa diturunkan ke dalam fluida lebih kecil daripada pipa tergantung di udara, gradien tekanan udara dapat diabaikan. Gaya *buoyancy* timbul hanya jika terdapat suatu ujung yang terbuka dan/atau *cross sectional area*, yaitu tempat tekanan hidrostatik dapat bereaksi secara vertikal.

#### 4.7.2. Komponen *Drillstring*

Komponen *drill string* bermacam-macam dengan tujuan pemasangan yang beragam pula. Peralatan ini disambungkan satu sama lainnya oleh *thread* (ulir) dengan arah putaran mengencang kekanan. Suatu *drillstring* terdiri dari *drill pipe* dan BHA (*bottom hole assembly*).

##### 1. *Drillpipe*

adalah suatu bentuk pipa yang dilengkapi oleh alat hubung berulir pada kedua ujungnya. Tiap ujung harus kuat/tebal (disebut “*Upset*”) karena stress terbesar terjadi pada ujung ini. *Upset* ini memberikan ketebalan tambahan untuk ulir khusus yang disebut *tool joint* untuk menyambung tiap *joint* dari *drill pipe*.

Fungsi dari *drillpipe* adalah sebagai alat transmisi torsi dari *kelly* ke *bit*, memberikan suatu saluran bagi fluida pemboran ke *bit*, dan *drillpipe* digunakan untuk menggantung *drillbit* pada suatu kedalaman pemboran tertentu. Karakteristik *drillpipe* dapat dicirikan oleh beberapa sifat yaitu tipe, ukuran, *grade* dan *class*. Berikut penjelasan mengenai masing-masing karakter dari *drillpipe*.

##### a. Tipe

Ada dua tipe dari *drill pipe* berdasarkan beratnya, yaitu: *drillpipe standard* dan HWDP (*heavy weight drill pipe*). Ukuran dan berat DP & HWDP yang umum digunakan dapat dilihat pada **Tabel IV – 2** dan **Tabel IV – 3**.

**Tabel IV-2.**  
**Ukuran dan Berat Drill Pipe Yang Umum Digunakan**  
*(Adams, 1985)*

1	2	3	4	5	6
Size OD, in.	Nominal Weight Threads & Couplings, lb/ft	Plain End Weight*, lb/ft	Wall Thickness, in.	ID in.	Section Area Body of Pipe,** in. <sup>2</sup> A
2¾	† 4.85	4.43	0.190	1.995	1.3042
	6.65	6.26	0.280	1.815	1.8429
2⅞	† 6.85	6.16	0.217	2.441	1.8120
	10.40	9.72	0.362	2.151	2.8579
3½	9.50	8.81	0.254	2.992	2.5902
	13.30	12.31	0.368	2.764	3.6209
4	15.50	14.63	0.449	2.602	4.3037
	†11.85	10.46	0.262	3.476	3.0767
4½	14.00	12.93	0.330	3.340	3.8048
	†15.70	14.69	0.380	3.240	4.3216
5	13.75	12.24	0.271	3.958	3.6004
	16.60	14.98	0.337	3.826	4.4074
5½	20.00	18.69	0.430	3.640	5.4981
	†16.25	14.87	0.296	4.408	4.3743
6	19.50	17.93	0.362	4.276	5.2746
	25.60	24.03	0.500	4.000	7.0686
6¼	†19.20	16.87	0.304	4.892	4.9624
	21.90	19.81	0.361	4.778	5.8282
6½	24.70	22.54	0.415	4.670	6.6296
	25.20	22.19	0.330	5.965	6.5262

\*lb/ft = 3.3996 × A (col. 6)  
\*\*A = 0.7854 (D<sup>2</sup> - d<sup>2</sup>)  
†These sizes and weights are non-API and are not included in API Spec 5A or 5AX.  
Courtesy American Petroleum Institute

**Tabel IV-3.**  
Ukuran dan Berat HWDP Yang Umum Digunakan  
(Adams, 1985)

<b>HWDP</b>		
<b>OD (in)</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Weight (lb/ft)</b>
3-1/2	2-1/16	26
4	2-9/16	28
4-1/2	2-3/4	42
5	3	50

b. Ukuran

Suatu *drillpipe* digunakan dalam suatu interval ukuran dan dalam ukuran yang paling umum, digunakan bermacam-macam ketebalan dinding yang memungkinkan bisa dipilih untuk mencocokkan suatu tipe tertentu dengan program pemboran. *Range* panjang *drillpipe* dibagi dalam tiga kategori seperti pada **Tabel IV-4**.

*Range 2* merupakan *range* panjang yang paling sering digunakan. Sedangkan dimensi ketebalan dinding biasanya dinyatakan sebagai *weight/ft* dari *drill pipe*.

**Tabel IV-4.**  
**Range Panjang Drillpipe**  
(Adams, 1985)

<b>Range</b>	<b>Panjang (ft)</b>
1	18 – 22
2	27 – 30
3	38 – 40

c. *Grade*

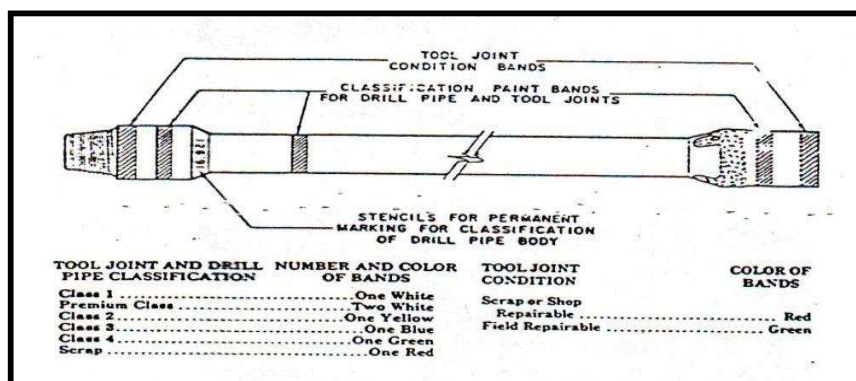
*Grade* suatu *drillpipe* melukiskan suatu *minimum yield strength* pipa. Harga ini penting karena *grade* digunakan dalam perhitungan *burst*, *collapse* dan *tension*. Harga ini dapat dilihat pada **Tabel IV-5**.

**Tabel IV-5.**  
*Yield dan Tensile Stress pada Berbagai Grade Pipa*  
 (Adams, 1985)

API Grade	Min. Yield Stress (psi)	Min. Tensile Stress (psi)	Min. Yield Stress / Min. Tensile Stress
D	55.000	95.000	0.58
E	75.000	100.000	0.75
95 (X)	95.000	105.000	0.90
105 (G)	105.000	115.000	0.91
135 (S)	135.000	145.000	0.93

d. *Class*

Dalam hal ini kualitas pada saat pemakaian, *drill pipe* tidak sama dengan pipa lainnya, misalnya *tubing* dan *casing*, sebab *drill pipe* digunakan pada kondisi yang sudah usang. Akibatnya ada sebuah class *drill pipe* yang dapat digunakan sebagai pertimbangan pemakaiannya. Sistem kode warna API (*American Petroleum Institute*) untuk klasifikasi *drill pipe* dapat dilihat pada **Gambar 4.37.**



**Gambar 4.37.** Sistem Kode Warna API untuk Klasifikasi *Drillpipe*  
 (Bourgoyne, 1986)

2. *Bottom Hole Assembly* (BHA)

Adalah serangkaian kombinasi peralatan bawah permukaan yang dipasang pada rangkaian *drillstring* sehingga diperoleh suatu performansi yang baik dalam membentuk kemiringan atau arah dari lintasan lubang bor.

a. *Drill Collar*

*Drill collar* dipasang di bagian bawah *drillpipe* untuk memberikan berat yang cukup pada *bit* yang biasa digunakan dalam suatu operasi pemboran. *Drill collar* tidak mempunyai *tool joint* yang dipasangkan pada badan pipa, dinding *drill collar* yang tebal memungkinkan untuk ulir yang dipasang langsung pada dindingnya.

b. *Stabilizer*

Digunakan untuk menjaga arah pemboran sesuai dengan yang direncanakan. Teknik *stabilizer* yang paling populer adalah *pendulum* yang menggunakan berat *drill collar* untuk bergerak pada *stabilizer* yang menjadi poros untuk mengatur agar *bit* menghasilkan penurunan sudut kemiringan lubang bor, dan *fulcrum principle* yang bertujuan menaikkan sudut kemiringan lubang bor, serta teknik *packed hole* menggunakan sejumlah tambahan *stabilizer* dengan spasi yang berdekatan untuk mencegah efek *pendulum* maupun *fulcrum*.

c. *Roller Reamer*

Terdiri dari *blade stabilizer* ditambah suatu seri *rollers* yang dibuat dari baja keras (atau menggunakan sisipan tungsten carbide). Disamping bereaksi seperti *stabilizer*, juga membantu mempertahankan ukuran lubang dan menanggulangi *stuck pipe* yang disebabkan oleh *dog leg* atau *key seat*.

d. *Shock Sub*

Alat yang ditempatkan di bawah *drill collar* untuk mengabsorb vibrasi dan bebas *shock* yang dapat terjadi karena aksi *cutting* ketika pemboran menembus formasi keras sehingga kerusakan *drill string* dapat dikurangi.

e. *Subs*

Berupa *joint* yang pendek yang memberikan suatu *cross over* untuk sambungan yang berbeda pada *drill string*.

f. *Drilling Jar*

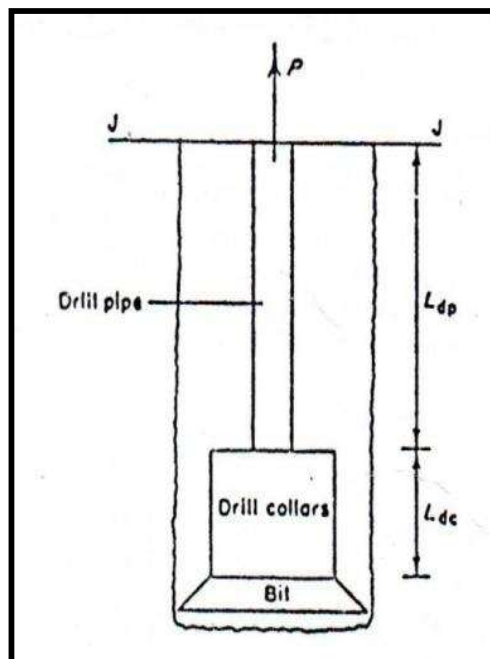
Suatu alat yang berfungsi untuk memberikan suatu aksi sentakan ke arah atas pada saat pipa terjepit.



### 4.7.3. Beban Yang Terjadi Pada *Drillstring*

#### 1. Beban Tension

Sebelum menurunkan persamaan, harus diperhatikan bahwa hanya *drill string* yang terbenam yang dipertimbangkan, karena semua bagian yang terbenam akan mengalami pengangkatan atau daya apung. Daya apung mengurangi total berat tubuh dan besarnya tergantung pada densitas fluida pemboran yang digunakan. Skema *tension* pada *drilling string* ditunjukkan pada **Gambar 4.38**.



**Gambar 4.38.** *Tension* pada *Drillstring*  
(Rabia, 2002)

Berdasarkan **Gambar 4.40**, harga *tension drill string* ( $P$ ) yang ditanggung oleh *top joint* dari *drill pipe* pada J-J dapat dihitung melalui persamaan Rabia (2002) dengan mengesampingkan faktor kemiringan lubang:

$$P = [L_{dp} \times W_{dp} + L_{dc} \times W_{dc}] \times BF \dots\dots\dots(4-35)$$

Keterangan:

- $P$  = Berat Total *Drillstring* Dalam Lumpur, lbs
- $L_{dp}$  = Panjang Dari *Drill pipe*, ft
- $W_{dp}$  = Berat Dari *Drill pipe*, lb/ft

$L_{dc}$  = Panjang Dari *Drill collar*, ft

$W_{dc}$  = Berat Dari *Drill collar*, lbs/ft

Untuk menentukan *buoyancy factor* dapat digunakan persamaan:

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}\right) = \left(1 - \frac{\gamma_m}{\gamma_s}\right) \dots\dots\dots(4-36)$$

Keterangan:

BF = *Buoyancy Factor*

$\gamma_m$  = *Spesific Gravity* (SG) Lumpur

$\gamma_s$  = *Spesific Gravity* (SG) Besi, (7,85)

$\rho_m$  = Densitas Lumpur, ppg

$\rho_s$  = Densitas Besi, (489,5 lb/ft<sup>3</sup> : 65,5 ppg)

Kekuatan *drill pipe* ditunjukkan dalam *yield strength* (*premium class*), seperti yang dapat dilihat dari **Tabel IV-6**. *Yield strength* dapat didefinisikan sebagai beban maksimal yang dapat ditanggung *drill pipe* sebelum terjadi deformasi. Dalam suatu pembebanan, besi pada awalnya memanjang secara linear dikarenakan beban yang diderita hingga mencapai batas elastis besi. Sebelum batas ini terlewati, mengurangi beban yang diderita besi dapat dilakukan untuk mencegah pipa berubah ukuran dimensionalnya. Pembebanan pipa baja melebihi batas *elastic* akan menimbulkan deformasi permanen, bahkan setelah beban tersebut dihilangkan. Deformasi ini digambarkan sebagai *yield* dan menghasilkan berkurangnya *pipe strength*.

Kondisi pipa dan masa pakai dalam prakteknya juga perlu dipertimbangkan ketika merancang *drill string*. API telah menabulasi kekuatan *drill pipe* berdasarkan kelasnya, yaitu: baru, premium, kelompok 2 dan kelompok 3. **Tabel IV-6** menunjukkan salah satu kekuatan *drill pipe* dari *premium class*.

**Tabel IV-6.**  
Standar API Spesifikasi *Drillpipe Premium Class*  
(Adams, 1985)

1 Size OD (in)	2 New wt. nc. m. wt./ thds and couplings (lb/ft)	3 Torsional yield strength based on uniform wear (ft-lb)*†				7 Tensile data based on uniform wear load at minimum yield strength (lb)†			
		4 E	X95	G105	S135	7 E	X95	G105	S135
2½	4.85	3730	4720	5220	6710	76 880	97 380	107 640	138 380
	6.65	4810	6090	6730	8660	107 620	136 330	150 660	193 730
2¾	6.85	6330	8020	8860	11 400	106 950	135 470	149 730	192 510
	10.40	8850	11 220	12 400	15 940	166 500	210 900	233 100	299 700
3½	9.50	11 090	14 050	15 530	19 970	153 000	193 800	214 200	275 400
	13.30	14 360	18 190	20 100	25 850	212 250	268 850	297 150	382 050
	15.50	16 140	20 450	22 600	29 060	250 500	317 300	350 700	450 900
4	11.85	15 310	19 390	21 430	27 560	182 020	230 560	254 840	327 640
	14.00	18 200	23 050	25 470	32 750	224 180	283 860	313 850	403 520
	15.70	20 070	25 420	28 090	36 120	253 880	321 680	355 430	456 980
4½	13.75	20 400	25 840	28 580	36 730	213 220	270 080	298 510	383 800
	16.60	24 130	30 670	33 790	43 450	260 100	329 460	364 140	468 180
	20.00	28 660	36 330	40 150	51 630	322 950	409 070	452 130	581 310
	22.82	31 590	40 010	44 220	56 860	367 570	465 590	514 690	661 620
5	16.25	27 610	34 970	38 650	49 690	259 120	328 220	362 780	466 420
	19.50	32 290	40 690	45 200	58 110	311 540	394 600	436 150	560 760
	25.60	40 540	51 360	56 760	72 900	414 690	525 270	580 570	746 440
5½	21.90	39 890	50 490	55 810	71 750	344 780	436 720	482 690	620 600
	24.70	44 320	56 140	62 050	79 780	391 280	495 630	547 800	704 310

\*Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.  
†Torsional data based on 20% uniform wear on outside diameter and tensile data based on 20% uniform wear on outside diameter.

Desain *drill string* tidak pernah berdasarkan pada tabel API, namun berdasarkan pada 90% dari *yield strength*, untuk memberikan keamanan tambahan dalam desain yang dihasilkan. Jadi, beban desain daya regang maksimum,  $P_a$  kekuatan *yield teoritis* (diambil dari **Tabel IV-6** untuk *premium class*) x 90%

$$P_a = P_i \times 0,9 \dots\dots\dots(4-37)$$

Keterangan:

$P_i$  = *Drill pipe Yield Strength*, lb-ft

$P_a$  = *Kekuatan Yield Teoritis*, lb-ft

Dari persamaan (4-35) dan persamaan (4-37) dapat diturunkan untuk menghitung MOP (*Margin of Overpull*):

$$MOP = P_a - P \dots\dots\dots(4-38)$$

Keterangan:

$P$  = *Berat Total Drillstring* dalam lumpur, lbs

$P_a$  = *Kekuatan Yield Teoritis*, lbs

Perbandingan antara Persamaan (4-35) dan Persamaan (4-37), dapat diturunkan untuk mendapatkan *safety factor*:

$$SF = \frac{P_a}{P} = \frac{P_i \times 0,9}{(L_{dp} + W_{dp} + L_{dc} + W_{dc})BF} \dots\dots\dots(4-39)$$

Keterangan:

- SF = *Safety Factor*
- P<sub>i</sub> = *Drillpipe Yield Strenght*, lb-ft
- P<sub>a</sub> = *Kekuatan Yield Teoritis*, lb-ft
- L<sub>dp</sub> = *Panjang Dari Drill pipe*, ft
- W<sub>dp</sub> = *Berat Dari Drill pipe*, lb/ft
- L<sub>dc</sub> = *Panjang Dari Drill Collar*, ft
- W<sub>dc</sub> = *Berat Dari Drill Collar*, lb/ft
- BF = *Buoyancy Factor*

2. **Beban Torsi**

Beban torsi didefinisikan sebagai perkalian antara gaya dan jari-jari. Beban torsi terjadi pada saat *drill string* dirotasi dan gigi bit tertahan oleh batuan formasi, maka *drill string* mengalami puntiran. Selain itu, pada pemboran berarah beban torsi juga diakibatkan karena *drill string* yang dirotasi mengalami kontak dan bergesekan dengan dinding lubang bor. Torsi yang berlebihan akan membatasi panjang bagian lubang yang dapat ditembus. Torsi yang mampu memutar bit dalam pemboran menggunakan metode *rotary* dibatasi oleh:

1. Torsi maksimal yang dapat dilakukan oleh *rotary table*
2. Kekuatan torsi pada sambungan
3. Kekuatan torsi pada bagian pipa yang tipis.

Perhitungan beban torsi akan semakin kritis apabila pemboran sudah memasuki fase pertambahan sudut dengan membentuk suatu busur dengan kelengkungan tertentu (*build up*) serta pada phase pemboran bagian horizontal. Dengan diketahui beban torsi pada masing-masing fase pemboran, maka total beban torsi yang diderita *drillstring* dapat

diperhitungkan. Dengan demikian kita dapat memperkirakan besar prime mover yang harus disiapkan untuk mengatasi beban torsi tersebut.

Beban torsi juga dibatasi oleh kekuatan *tool joint* serta jenis pipa yang digunakan. Apabila kita menghadapi kendala seperti ini, maka langkah selanjutnya adalah pendesainan ulang lintasan lubang bor sehingga diperoleh beban torsi yang minimum.

Puntiran terjadi apabila beban torsi yang terjadi pada pipa lebih besar daripada *torsional yield strength* pipa. Dalam hal ini sebuah persamaan dapat digunakan untuk mencari *minimum torsional yield strength* menurut (Rabia, 2002):

$$Q = \frac{0,096167 \cdot J \cdot Y_m}{OD} \dots\dots\dots(4-40)$$

Keterangan:

- Q = *Minimum Torsional Yield Strength*, lb-ft
- Y<sub>m</sub> = *Minimum Unit Yield Strength*, psi
- J = *Polar Moment of Inertia*
- OD = *Outside Diameter Drill pipe*, inch

Berikut adalah persamaan untuk menghitung besarnya *polar moment of inertia (J)*:

$$J = \frac{\pi}{32} (OD^4 - ID^4) \dots\dots\dots(4-41)$$

Dan di bawah ini adalah persamaan untuk menghitung besarnya *minimum unit yield strength (Ym)*:

$$Y_m = \frac{P_i}{A} \dots\dots\dots(4-42)$$

Dimana besaran A adalah besarnya *cross sectional area* yang ditentukan oleh persamaan di bawah ini:

$$A = \frac{\pi}{4} \times \frac{OD^4}{ID^4} \dots\dots\dots(4-43)$$

Keterangan :

- P<sub>i</sub> = *Theoretical Tensile Strength API*, lb
- OD = *Outside Diameter Drill pipe*, inch

ID = Inside Diameter Drill pipe, inch

Apabila rangkaian pipa dalam pemboran tidak hanya mengalami beban puntir tetapi juga beban dari rangkaian maka Persamaan (4-40), menjadi:

$$Q_t = \frac{0,096167J}{OD} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \dots\dots\dots(4-44)$$

Keterangan:

- Q = Minimum Torsional Yield Strength dalam beban, lb-ft
- J = Polar Moment of Inertia
- D = Outside Diameter Drill pipe, in
- P = Total Beban Tension Yang Ditanggung, lb
- A = Cross Sectional Area, in<sup>2</sup>

Pada *directional drilling* (Hussain Rabia, 2002) memberikan persamaan pada daerah tangent section (4-45), dan pada daerah build up dengan persamaan (4-46), (4-47), dan (4-48).

$$T = \frac{OD.Wm.L.\mu.Sin I}{24} \dots\dots\dots(4-45)$$

$$K = WOB - 0.33Wm.R \dots\dots\dots(4-46)$$

Untuk K negative:

$$T_B = \frac{OD.Wm.R}{72} \dots\dots\dots(4-47)$$

Untuk K positif:

$$T_B = \frac{OD.Wm.R}{72} + \frac{OD}{46} (WOB - 0.33Wm.R) \dots\dots\dots(4-48)$$

Keterangan :

- T = Torsi friksi pada sumur miring (ft-lbf)
- TB = Torsi friksi pada bagian pertambahan sudut (ft-lbf)
- OD = Diameter luar collar (in)
- L = Panjang pipa (ft)
- μ = Koefisien friksi (diambil harga 0.33)
- Wm = berat pipa dalam lumpur (lb/ft)

R = Jari-jari pertambahan sudut (ft)

WOB = *Weight on Bit* (lb)

K = Konstanta Perhitungan (lb)

Untuk mengetahui *safety factor* dari *drill pipe* yang digunakan terhadap beban torsi rangkaian dapat dihitung menggunakan persamaan (4-49).

$$SF = \frac{\text{makeup torque drill pipe}}{\text{Total beban Torque}} \dots\dots\dots(4-49)$$

### 3. Beban Drag

*Drag* adalah gaya yang harus dilawan oleh rangkaian *drill string* akibat kontak dan gesekan antara *drill string* dengan dinding lubang bor ketika *drill string* bergerak turun (*compressive*) atau bergerak naik (*tensile*). Dalam pengeboran, *drag* adalah gaya yang meningkatkan beban hookload ketika *drill string* ditarik ke atas dan sebaliknya (Eren, Tuna et.al, 2017). Idealnya pemboran vertikal, *drill string* yang digunakan tidak akan mengalami beban *drag*. Tetapi dengan adanya daerah pertambahan sudut akan menyebabkan *drill string* rebah dan menempel pada dinding lubang bor, sehingga menimbulkan beban *drag* yang arahnya berlawanan dengan gerak *drill string*.

Semakin besar sudut kemiringan sumur, beban *drag* akan semakin besar. Beban *drag* maksimum terjadi pada saat sumur membentuk sudut 90° atau pada saat pemboran ke arah horizontal. Beban *drag* yang timbul pada kondisi ini sama dengan berat benda yang menempel di sepanjang sumur horizontal setelah dikurangi gaya apung.

Tepatnya desain lintasan lubang bor akan dapat mengurangi *drag* yang terjadi, namun untuk pendesainan pada bagian horizontal, tergantung dari desain *drill string* yang digunakan serta WOB yang diderita bit. Semakin berat rangkaian pipa yang tergeletak pada dinding sumur semakin besar beban *drag* yang harus dihadapi. Secara keseluruhan *drag* dapat diturunkan dengan baiknya pendesainan lumpur sehingga diperoleh

kemampuan pelumasan dan pengangkatan *cutting* yang baik sehingga terhindar dari kemungkinan terjepitnya pipa. Berikut beberapa persamaan yang digunakan untuk memperkirakan beban *drag*.

Persamaan (4-50) digunakan untuk menghitung beban *drag* pada *tangent section*.

$$D = \mu Wm.L.\sin \theta \dots\dots\dots(4-50)$$

Persamaan (4-51) digunakan untuk menghitung beban *drag* pada *horizontal section*.

$$D_H = \frac{Wm.L}{3} \dots\dots\dots(4-51)$$

Sementara untuk fase *build up section*, beban *drag* dapat diperkirakan dengan menggunakan persamaan berikut yang hanya berlaku pada saat penurunan *drill string* ke dasar sumur (**Gambar 4.39** dan **Gambar 4.40**)

$$K = Fa - 0.25Wm.R \dots\dots\dots(4-52)$$

Untuk K negative:

$$Db = 0.4Wm.R \dots\dots\dots(4-53)$$

Untuk K positif:

$$Db = 0.25Wm.R + 0.69Fa \dots\dots\dots(4-54)$$

Sedangkan perhitungan untuk fase *build up section* pada saat penarikan *drill string*, besar beban *drag* dapat diperkirakan dengan menggunakan persamaan berikut.

$$K = Fa - 0.85Wm.R \dots\dots\dots(4-55)$$

Untuk K negatif:

$$Db = \frac{Wm.R}{3} \dots\dots\dots(4-56)$$

Untuk K positif:

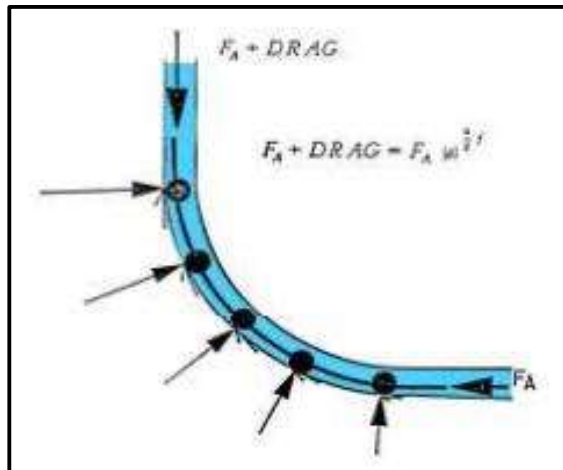
$$Db = 0.69Fa - 0.25Wm.R \dots\dots\dots(4-57)$$

Keterangan :

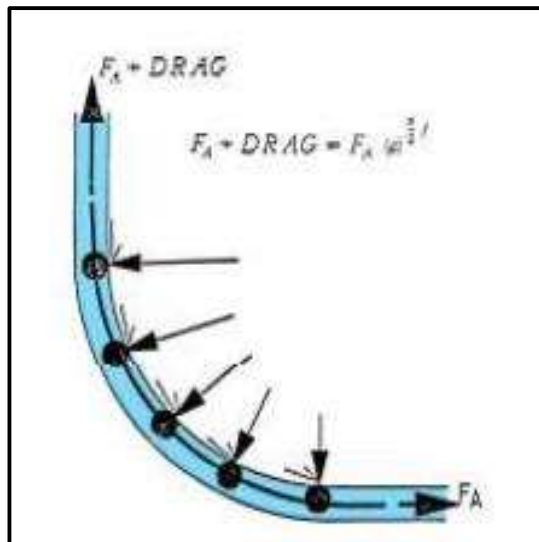
- Db = Drag pada lubang phase *build up* (lbf)
- Dh = Drag pada lubang horizontal (lbf)
- Wm = berat pipa dalam lumpur (lb/ft)



- L = Panjang pipa yang bersentuhan dengan *drag* (ft)
- $\mu$  = Koefisien friksi (diambil 0.33)
- R = Jari-jari *build up* curve (ft)
- Fa = Beban kompresi pada EOC (lb)



**Gambar 4.39** Gesekan Pada Lubang Saat Penurunan *Drillstring*  
(Rubiandini, 2009)



**Gambar 4.40** Gesekan Pada Lubang Saat Penarikan *Drillstring*  
(Rubiandini, 2009)

Beban total penarikan *drill string* dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$\text{Total Beban} = \text{Tensile Drag} + (W_{DP} + W_{BHA}) \dots\dots\dots(4-58)$$

Untuk mengetahui *safety factor* dari *drill pipe* yang digunakan terhadap beban torsi rangkaian dapat dihitung menggunakan persamaan (4-59).

$$SF = \frac{\text{tensile strength drill pipe}}{\text{Total beban Drag}} \dots\dots\dots(4-59)$$

4. Beban *Buckling*

(S. Carden & R. Grace, 2007) telah menurunkan persamaan untuk mengetahui tertekuknya pipa pada lubang miring pada bukannya yang berjudul “***Horizontal & Directional Drilling***”. Inti dasar dari *buckling* adalah gaya gravitasi bumi menarik pipa ke arah bagian bawah lubang yang cenderung akan melengkungkan pipa. Kekakuan pipa cenderung mempertahankan kelurusan pipa dan beban pada bagian akhir pipa cenderung melengkungkan pipa. Adapun persamaan yang dikembangkan adalah:

$$B_L = 1.617 \left[ \frac{BF(OD^2 - ID^2) \sin I}{H - OD} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(4-60)$$

Keterangan:

- B<sub>L</sub> = Beban minimum penyebab tertekuknya pipa (lbs)
- BF = Gaya Apung (psi)
- I = Sudut kemiringan lubang (deg)
- OD = Diameter luar pipa (in)
- ID = Diameter dalam pipa (in)
- H = Diameter lubang (bukan ukuran bit) (in)

Berikut ini adalah persamaan lain yang dikembangkan untuk menentukan besar aksial load yang dapat menyebabkan pipa melengkung.

$$F_c = 550 \left[ \frac{In.Wa.(65.5 - Mw) \sin I}{Dh - Dtj} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(4-61)$$

$$In = As \frac{OD^2 + ID^2}{16} \dots\dots\dots(4-62)$$

$$As = 0.7854(OD^2 - ID^2) \dots\dots\dots(4-63)$$

Keterangan:

- In = Moment Inersia (in<sup>4</sup>)
- As = Luas Penampang (in<sup>2</sup>)
- OD = Diameter luar pipa (in)
- ID = Diameter dalam pipa (in)
- Wa = Berat pipa udara (lb/ft)
- Mw = Densitas lumpur (ppg)
- Dh = Diameter lubang bor (in)
- Dtj = Diameter Tool Joint (in)

Beban aksial pada EOC dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$F_{EOC} = 0.59F + 0.39Wm.R \dots\dots\dots(4-64)$$

Keterangan:

- F<sub>EOC</sub> = Aksial load pada EOC (lbs)
- F<sub>c</sub> = Aksial load di KOP (lbs)
- MW = Berat pipa dalam lumpur (lb/ft)
- R = *Radius Build Curve*

## 4.8. Software yang Digunakan

### 4.8.1. COMPASS

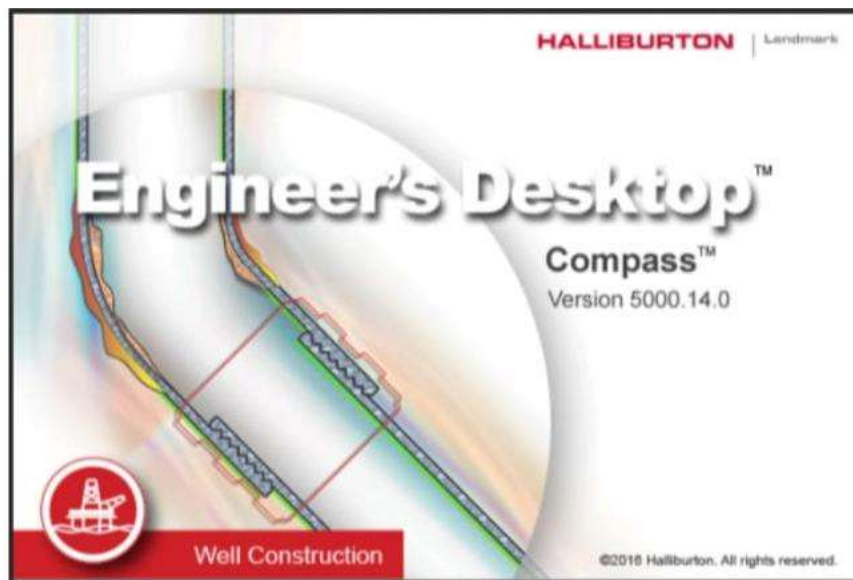
COMPASS adalah sebuah perangkat lunak atau *software* yang digunakan untuk merencanakan sumur dan mengidentifikasi potensi masalah pada tahap sedini mungkin dengan cepat dan akurat. Terdapat semua fitur penting yang dibutuhkan untuk pekerjaan desain lintasan sumur yang kompleks, pemantauan, dan analisis.

Daftar fitur dalam *software Compass* antara lain sebagai berikut:

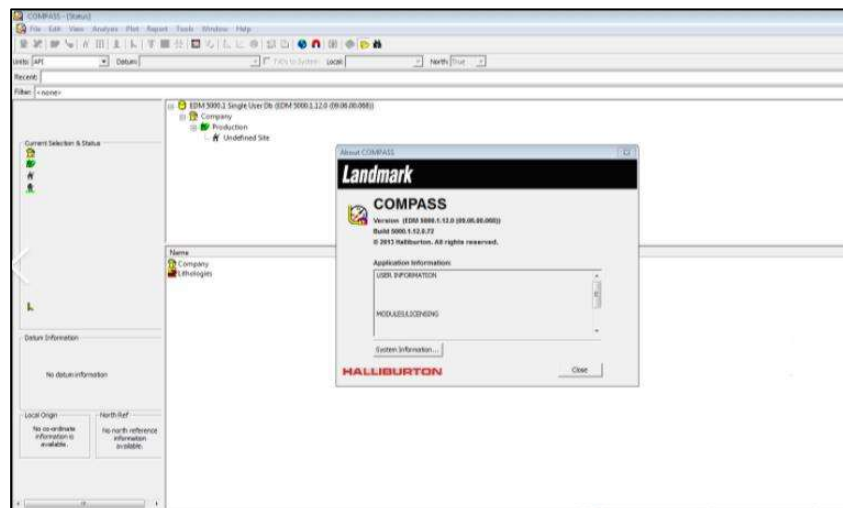
1. *Survey and planning methods*
2. *Torque-drag optimization*
3. *Anticollision plotting with traveling cylinder and ellipse of uncertainty.*

Perangkat lunak COMPASS dirancang untuk meningkatkan efisiensi dan efektivitas biaya perencanaan sumur terarah dan pemantauan lubang sumur dengan menyediakan *interface* atau antarmuka yang mudah digunakan dan berbagai fitur lainnya. Perangkat lunak COMPASS memungkinkan perencanaan sumur yang

cepat dan akurat serta identifikasi potensi masalah pengeboran terarah sedini mungkin. Gambar *interface* pada *software COMPASS* ditunjukkan pada **Gambar 4.43** berikut.



**Gambar 4.41.** *Interface software COMPASS*



**Gambar 4.42.** *COMPASS Software*  
(Penulis, 2022)

Perangkat lunak COMPASS dapat digunakan untuk pekerjaan sebagai berikut :

1. Merancang bentuk lubang sumur dengan menggunakan modul Perencanaan.
2. Menghitung bentuk lubang sumur dengan menggunakan modul Survey.

3. Menghitung ketidakpastian posisi dan pemisahan lubang sumur dengan menggunakan modul Anticollision.
4. Membuat plot hard copy dengan menggunakan modul Wallplot Composer
5. Menampilkan hasil dengan menggunakan berbagai grafik online dan hardmenyalin laporan.
6. Membangun repositori data untuk menyimpan data penyimpangan yang dapat dihubungkan dengan model data lainnya.

Plan Editor dipergunakan untuk mendesain bentuk dari wellbore yang diajukan. Planning environment memiliki model worksheet yang interaktif yang memungkinkan untuk membuat well trajectory pada setiap section.

#### **4.8.1. WellPlan**

Perangkat lunak WellPlan adalah perangkat lunak yang digunakan untuk pekerjaan konstruksi sumur. Perangkat lunak WellPlan menyediakan berbagai macam fitur antara lain :

1. Analisa torque and drag
2. Analisa Hydraulics
3. Casing centralization
4. Swab & surge and underbalanced hydraulics.

Analisa torque and drag dapat digunakan untuk merencanakan dan menganalisis operasi pengeboran, selubung, dan penyelesaian yang berjalan, dan menilai dampak beban yang diprediksi terkait dengan torsi dan drag. Perhitungan utama adalah: Stress, Torsi, Gaya samping, Fatigue, dan Tegangan Tri-aksial. Analisis ini memungkinkan pengguna untuk mengetahui gaya akurat yang bekerja di sepanjang tali sampai ke dasar sumur berdasarkan parameter permukaan. Perangkat lunak ini juga memperhitungkan efek parameter hidrolis seperti sifat fluida, laju aliran, kolom fluida yang beragam, dan tekanan. Efek suhu pada senar juga dipertimbangkan untuk perhitungan regangan pipa. Konfigurasi riser-less dan inner-string juga dimodelkan serta efek dari perangkat stand-off seperti centralizer dan perangkat pengurangan gesekan.

**BAB V**  
**PERHITUNGAN DAN METODOLOGI**

**5.1. Perencanaan Profil Sumur *Directional***

Untuk perencanaan profil sumur directional diperlukan data antara lain, titik koordinat lokasi di permukaan, kedalaman KOP, koordinat dan kedalaman titik target. Faktor lain yang harus dipertimbangan dalam profil sumur adalah koordinat pengurasan di reservoir dan sistem cluster di permukaan.

Data perencanaan profil sumur pada pemboran directional Sumur “DS-1”

Lapangan “JTB” sebagai berikut:

Nama Sumur	: “DS-1”
Lapangan	: “JTB”
Klasifikasi Sumur	: Sumur pengembangan
Koordinat Permukaan	: 7° 14' 30.327 S      111° 43' 8.686 E
Koordinat Target	: 7° 14' 44.751 S      111° 42' 30.955 E
Target Depth	: 6,355 ftTVD / 7,637.5 ftMD
Formasi Target / Tipe HC	: Formasi Kujung / Gas
KOP	: 891.5 ftTVD
BUR	: 2°/100ft
Inklinasi Max	: 37.7°

### 5.1.1. Data Sumur Referensi

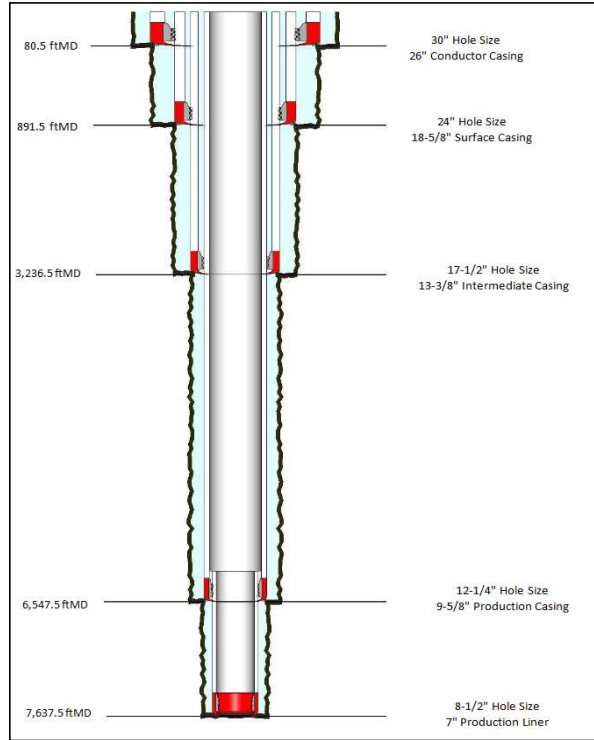
Perencanaan profil sumur directional "DS-1" menggunakan referensi dari sumur eksisting sebelumnya yaitu sumur "REF-01". Dari pemboran sumur sebelumnya untuk dijadikan acuan seperti KOP pada formasi yang kompak dan arah pemboran yang berlawanan dengan harapan pengurasan reservoir yang lebih maksimal.

Data profil sumur pada pemboran directional Sumur referensi "REF-1" Lapangan "JTB" sebagai berikut:

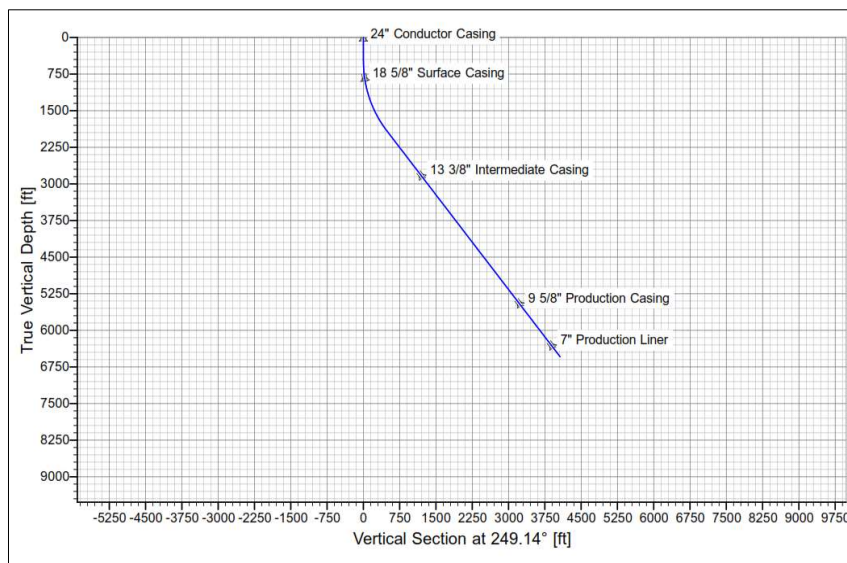
Nama Sumur	: "REF-1"
Lapangan	: "JTB"
Klasifikasi Sumur	: Sumur pengembangan
Koordinat Permukaan	: 4° 21' 25.223 N      105° 48' 5.861 W
Koordinat Target	: 4° 20' 32.372 N      105° 28' 42.934 W
Target Depth	: 6,295 ftTVD / 7,728.5 ftMD
Formasi Target / Tipe HC	: Formasi Kujung / Gas
KOP	: 880.5 ftTVD
BUR	: 2.5°/100ft
Inklinasi Max	: 39°

Pada sumur eksisting sebelumnya yaitu sumur "REF-01" dengan BUR 2.5o/100 ft dianggap terlalu beresiko pada operasi sehingga direncanakan desain dengan nilai BUR yang lebih rendah. Problem lain yang terjadi yaitu tingkat kritis ddari margin of overpull saat terjadi stuck pada string, sehingga direncanakan desain dengan kekuatan yang lebih baik dari sumur sebelumnya dengan harapan operasi berjalan optimum dan minim hambatan.

Data acuan dari sumur referensi dan data sumur perencanaan kemudian dioalh menggunakan *software compass* untuk mendesain profil sumur *trajectory* dan *hole geometry* didapat hasil yang dapat dilihat pada gambar dan tabel berikut.

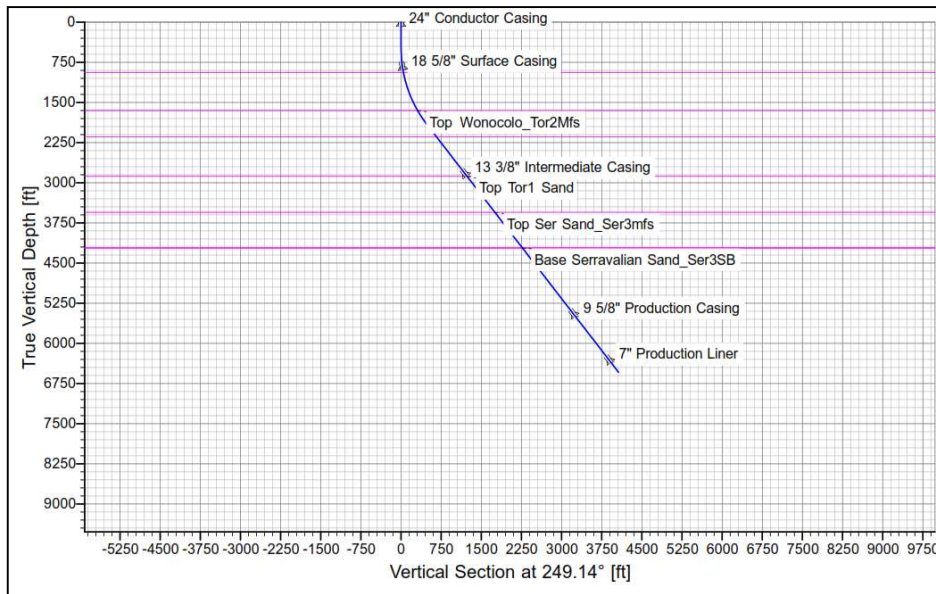


**Gambar 5.1. Hole Geometry Plan Sumur "DS-1"**

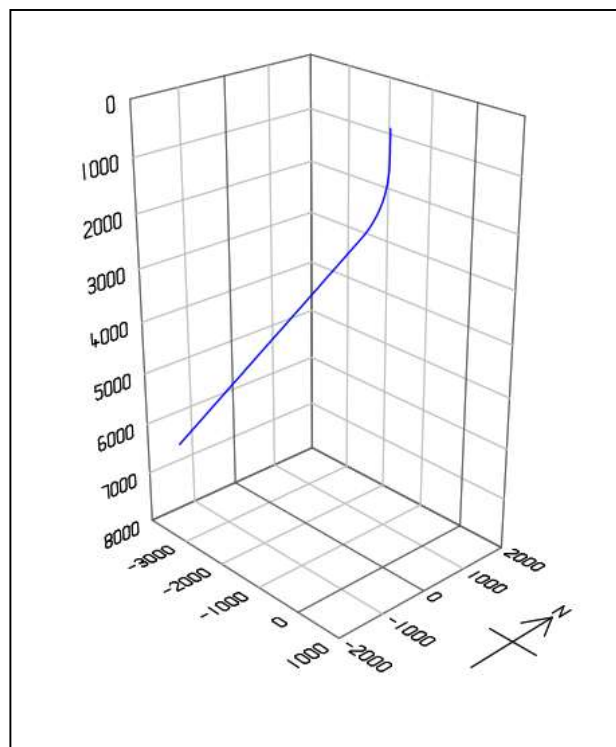


**Gambar 5.2. Trajectory Plan Sumur "DS-1"**





**Gambar 5.3. Trajectory Plan Sumur “DS-1” dengan Lithologi**



**Gambar 5.4. 3D Plan Trajectory Sumur “DS-1”**

**Tabel V-1**  
**Data Profil Sumur dan Geometri Sumur “DS-1”**

<i>Section</i>	<i>Trayek</i>	<i>Depth TVD, ft</i>	<i>Depth MD, ft</i>	<i>Hole Size, in</i>	<i>Casing Size, in</i>
<i>Vertical</i>	<i>Conductor</i>	80.5	80.5	30	26
	<i>Surface</i>	891.5	891.5	24	18.625
BUR	<i>Intermediate</i>	2,874.5	3,236.5	17.5	13.375
<i>Tangential</i>	<i>Production</i>	5,493.6	6,547.5	12.25	9.625
	<i>Liner</i>	6,355.8	7,637.5	8.5	7

Dari data sumur yang diinput dalam software didapatkan desain perencanaan sumur “DS-1”. Dibagi menjadi 3 section yaitu section vertical, build up rate (BUR), dan Tangential.

Dalam section vertical terdapat dua trayek yaitu trayek *conductor* dan *surface*. Perencanaan trayek *conductor* dengan ukuran lubang bor 30 *inch* dan ukuran casing 26 *inch* pada kedalaman 0 ftMD - 80.5 ftMD. Pada trayek *surface* dengan ukuran lubang bor 24 *inch* dan ukuran casing 18.625 *inch* pada kedalaman 80.5 ftMD - 891.5ftMD.

Dalam *section build up rate* (BUR) dimana pembentukan sudut mulai dilakukan, terdapat satu trayek *intermediate*. Pada trayek *surface* dengan ukuran lubang bor 17.5 *inch* dan ukuran casing 13.375 *inch* pada kedalaman 891.5 ftMD - 3,236.5 ftMD.

Dalam section tangential dimana sudut dipertahankan hingga menuju titik target, terdapat dua trayek yaitu trayek *production* dan *liner*. Perencanaan trayek *conductor* dengan ukuran lubang bor 12.25 *inch* dan ukuran casing 9.625 *inch* pada kedalaman 3,236.5 ftMD - 6,547.5 ftMD. Pada trayek *surface* dengan ukuran lubang bor 8.5 *inch* dan ukuran casing 7 *inch* pada kedalaman 6,547.5 ftMD - 7,637.5 ftMD.

## 5.2. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor

Setelah mendapatkan desain profil semur, dilanjutkan dengan perencanaan rangkaian pipa bor pada sumur “DS-1”. Perencanaan rangkaian pipa bor dilakukan menggunakan software WellPlan. Data data yang diperlukan seperti profil rig, data *well trajectory*, *hole section*, *pump rate*, data torsi dan *drag*.

Untuk lebih lengkapnya data perencanaan rangkaian pipa bor pada pemboran directional Sumur “DS-1” Lapangan “JTB” sebagai berikut:

Rig : PDSI 40,3 2000 HP

*Elevation* : 190 ft

*Datum elevation* : 224.5 ft

*Air gap* : 34.5 ft

*Ground elevation* : 190 ft

*Pump rate* : 600 gpm

Beban blok : 50 kip

*Mechanical efisiensi* : 97 %

*Buckling limit factor* : 1

*Maximum overpull* : 90% of yield

Sedangkan data *wellpath trajectory* menggunakan desain yang telah dihasilkan pada sub bab perencanaan sebelumnya dapat dilihat pada **Tabel 5.1**. Data perencanaan pipa bor dari drilling engineer akan diinput kedalam software dan dianalisa terhadap parameter torsi, *stress tripping in*, *tripping out*, dan *rotating off bottom stress*. Desain pipa bor dipilih dengan safety factor minimum 1.1 dimana beban rangkaian tidak boleh melebihi kekuatan rangkaian. Dalam analisa ini didapati desain rangkaian pipa bor oleh DE (skenario 1) belum memenuhi syarat aman sehingga dipilih desain yang memenuhi tingkat keamanan (skenario 2).

### 5.2.1. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor pada *Vertical Section*

#### A. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor Trayek Surface BHA 24"

Analisa desain pada *vertical section* trayek *surface* menggunakan data BHA yang direncanakan oleh *drilling engineer*, disebut sebagai skenario 1 dapat dilihat pada **Tabel 5.2.** dibawah ini.

**Tabel V-2**  
**Skenario 1 Trayek BHA 24"**

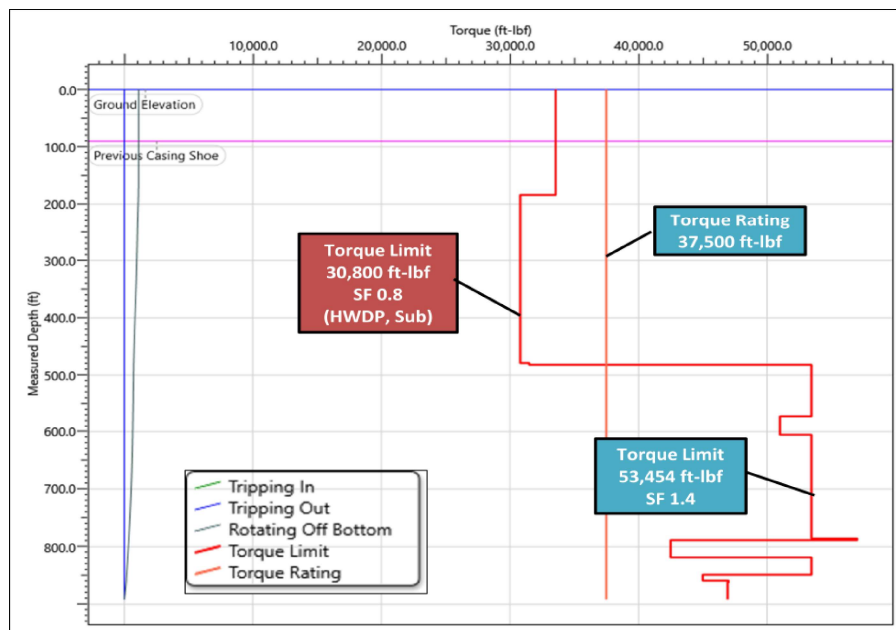
Section Type	Desc	Length, ft	MD, ft	OD, in	ID, in
Drill Pipe	Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, S, FH, 1	183.6	183.6	5.5	4.778
Heavy Weight	Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	295.28	478.9	5.5	3.625
Sub	Non-Mag Crossover 8, 8 x3 1/4 in	3	481.9	6.72	2.16
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	90	571.9	8	2.5
Jar	Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 8 in	33.6	605.5	8	2.5
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	150.14	755.6	8	2.5
Drill Colar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30	785.6	8	2.5
Sub	8, 8 x3 1/4 in	3	788.6	7.92	2.4
MWD	MWD Tool (Dir + Pulser), 8" in	30	818.6	8	3.25
Drill Collar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30	848.6	8	2.5
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in	10.08	858.7	7.75	2.125
Sub	Float Sub, 8, 8 x2 1/2 in	3	861.7	7.92	3.24
Mud Motor	Mud Motor, 9 5/8" in	28.8	890.5	9.625	3.75
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	1	891.5	24	
<b>Total Length, ft</b>		<b>891.5</b>			

Desain BHA skenario 1 yang dalam program yang diajukan oleh *drilling engineer*, pada desain HWDP dan sub melebihi dari *safety limit*. Dari hasil perhitungan menggunakan software *WellPlan* untuk perhitungan nilai torsi, didapatkan hasil *torque rating* (beban) yang melebihi dari *torque limit* (kekuatan) pada rangkaian *heavy weight drill pipe* (HWDP) dan *sub* pada kedalaman 0 ftMD hingga 481.9 ftMD dengan hasil *safety factor* sebesar 0.8. Sehingga perlu dilakukan desain rangkaian pipa bor ulang. Hasil analisa torsi dari skenario 1 dapat dilihat pada **Gambar 5.5.** dan didapatkan hasil torque limit dan torque rating sebagai berikut:

**Tabel V-3.**

**Perhitungan Safety Factor Tension Skenario 1 Trayek BHA 24”**

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	30,800.00	0	
Trip Out	30,800.00	0	
Rotating	30,800.00	1,104.70	27.88
Torque	30,800.00	37,500.00	0.82
Torque	53,454.00	37,500.00	1.42



**Gambar 5.5. Grafik Toque Skenario 1 Trayek BHA 24”**

Dengan hasil tersebut, diperlukan perencanaan ulang terhadap desain BHA trayek 24” agar desain BHA aman digunakan. Hasil skenario 2 untuk desain Rangkaian Pipa Bor Trayek *Surface* BHA 24” dapat dilihat pada Tabel 5.4 dan hasil analisa torsi dapat dilihat pada Gambar 5.6. Terlihat pada desain skenario 2. Dengan mengubah spek dan ukuran dari desain HWDP dan *Sub* dapat menaikkan torsi limit dari sebelumnya 30,800 ft-lbf menjadi 42,000 ft-lbf sehingga didapatkan nilai *safety factor* min sebesar 1.12 dan desain aman untuk digunakan.

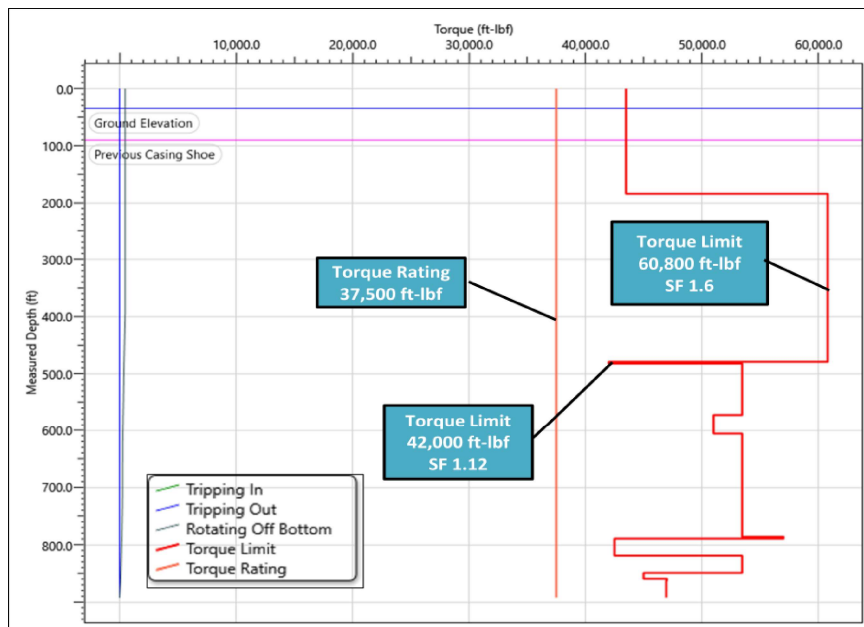
**Tabel V-4.**  
**Skenario 2 Trayek BHA 24”**

Section Type	Desc	Length, ft	MD, ft	OD, in	ID, in
Drill Pipe	Drill Pipe 5 in, 25.60 ppf, G, 5 1/2 FH, 1	183.6	408.1	5	4
Heavy Weight	Heavy Weight Drill Pipe, SMFI, 6 5/8 in, 67.93 ppf	295.28	478.9	6.625	5
Sub	NM Crossover 7 1/2, 7 1/2 x2 1/4 in	3	706.4	7.44	2.16
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	90	571.9	8	2.5
Jar	Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 8 in	33.6	605.5	8	2.5
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	150.14	755.6	8	2.5
Drill Colar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30	785.6	8	2.5
Sub	8, 8 x3 1/4 in	3	788.6	7.92	2.4
MWD	MWD Tool (Dir + Pulser), 8" in	30	818.6	8	3.25
Drill Collar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30	848.6	8	2.5
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in	10.08	858.7	7.75	2.125
Sub	Float Sub, 8, 8 x2 1/2 in	3	861.7	7.92	3.24
Mud Motor	Mud Motor, 9 5/8" in	28.8	890.5	9.625	3.75
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	1	891.5	24	

Tabel V-5.

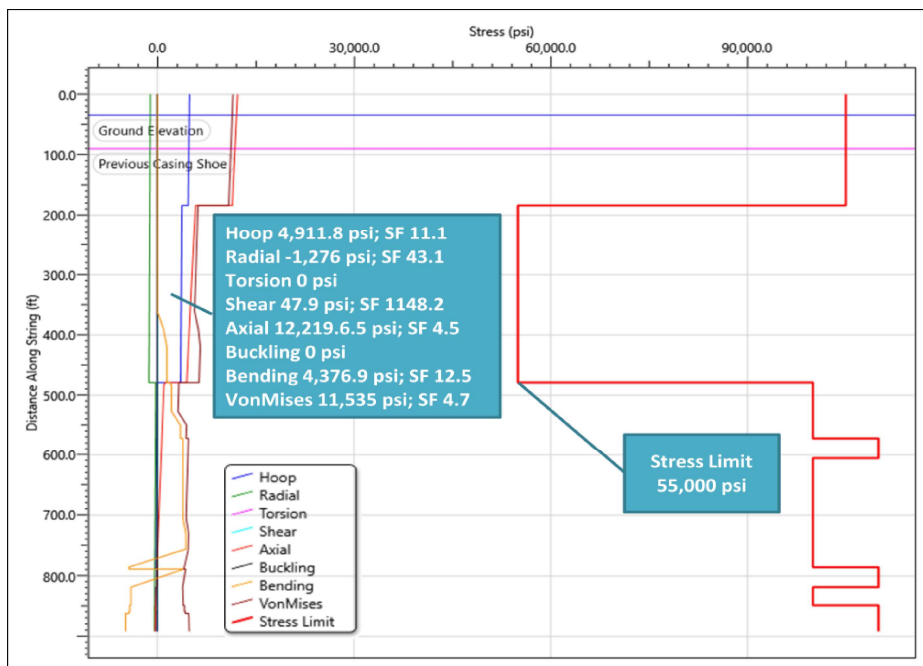
Perhitungan Safety Factor *Tension* Skenario 2 Trayek BHA 24”

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	30,800.00	0	
Trip Out	30,800.00	0	
Rotating	30,800.00	1,104.70	27.88
Torque	60,800.00	37,500.00	1.62
Torque	42,000.00	37,500.00	1.12

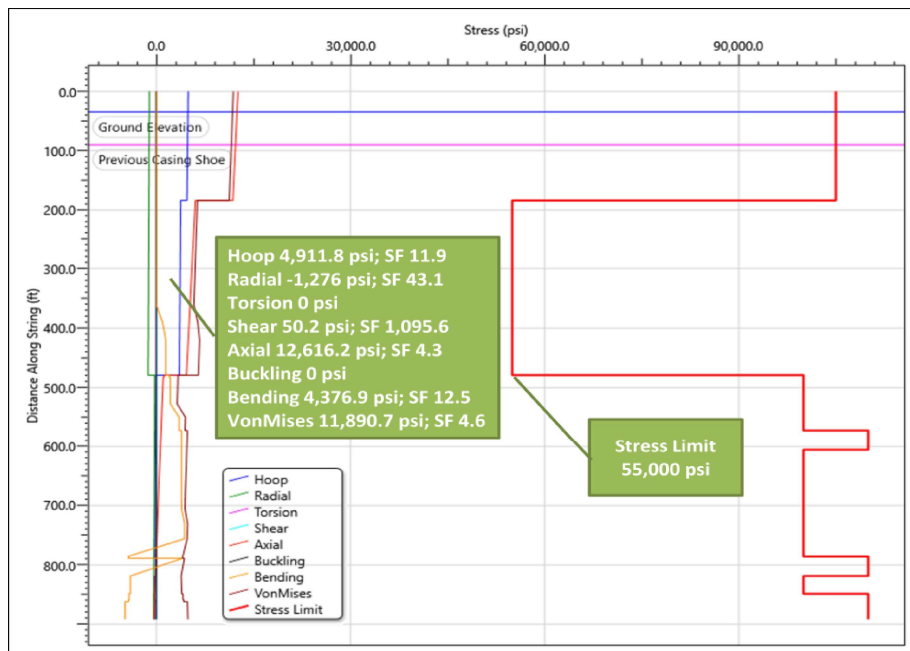


Gambar 5.5. Grafik Toque Skenario 2 Trayek BHA 24”

Selain parameter torsi dilakukan analisa perhitungan *stress* saat *trip in*, *trip out*, dan *rotating stress* pada desain rangkaian BHA skenario 2. Ketiga analisa ini dilakukan untuk mengetahui beban yang terjadi saat running masuk pipa, cabut pipa bor dan saat *drilling rotating* berlangsung dan menilai harga *stress* limit dan *stress* rating juga safety factornya untuk mendapatkan desain BHA yang aman untuk digunakan. Hasil analisa *trip in*, *trip out*, dan *rotating* dapat dilihat pada gambar dibawah ini.

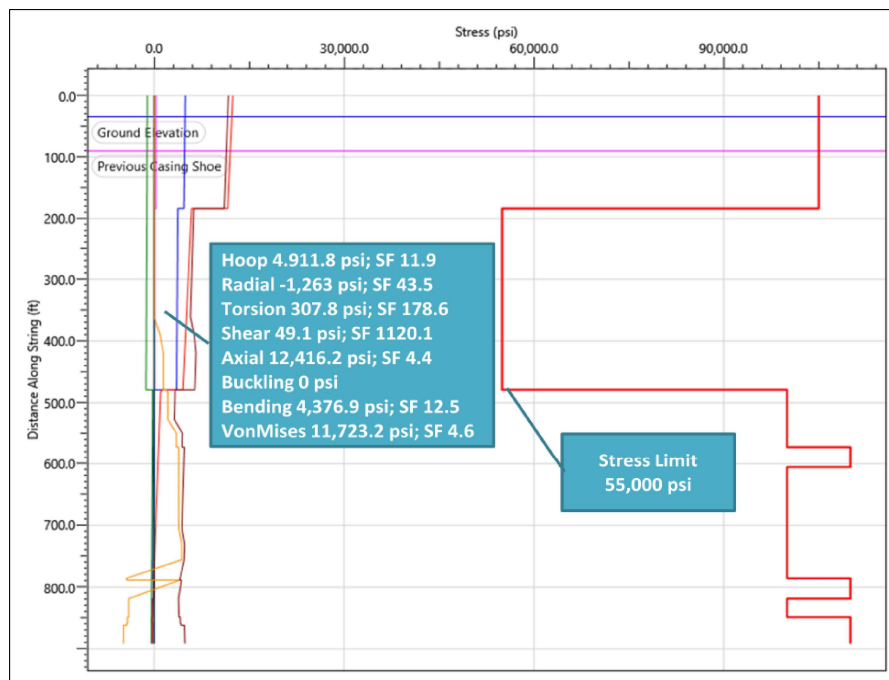


**Gambar 5.6. Hasil Analisa *Stress* - Trip In BHA Trayek 24”**



**Gambar 5.7. Hasil Analisa *Stress* - Trip Out BHA Trayek 24”**





Gambar 5.8. Hasil Analisa *Stress* – Rotating BHA Trayek 24”

String Analysis | T&D Well Schematic | Deviated Schematic | Introduction

Minimum WOB (Rotating) to:  
 Sinusoidal Buckle **66.5 kip** begins at **360.8 ft**  
 Helical Buckle **69.4 kip** begins at **360.8 ft**

Minimum WOB (Sliding) to:  
 Sinusoidal Buckle **61.4 kip** begins at **360.8 ft**  
 Helical Buckle **73.2 kip** begins at **183.6 ft**

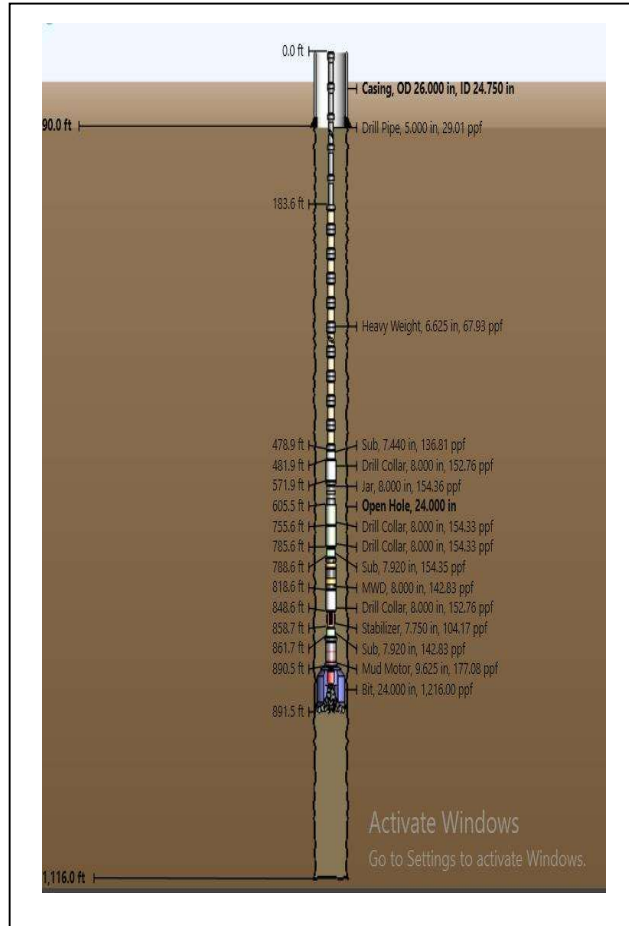
Overpull Margin (Tripping Out): **590.8 kip** at **90.00 % of yield**

Pick-Up Drag: **1.4 kip**

Slack-Off Drag: **1.4 kip**

Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		Torque Failure	Mechanical	Ballooning	Thermal					
Tripping In							123.0	0.1	0.0	NaN	NaN	0.0	0.0	0.0	98.6	0.0
Tripping Out							125.8	0.1	0.0	NaN	NaN	0.0	0.0	0.0	91.3	0.0
Rotating Off Bottom							124.4	0.1	0.0	NaN	NaN	485.5	0.0	0.0	95.0	0.0

Gambar 5.9. Hasil Analisa *String* BHA Trayek 24”



**Gambar 5.10. Skema lubang bor dan BHA Trayek 24”**

## **5.2.2. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor pada Build Up Rate Section**

### **A. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor Trayek Intermediate BHA 17-1/2”**

Analisa desain pada vertical section trayek surface menggunakan data BHA yang direncanakan oleh drilling engineer, disebut sebagai skenario 1 dapat dilihat pada **Tabel 5.2.** dibawah ini.

Desain BHA skenario 1 yang dalam program yang diajukan oleh *drilling engineer*, pada desain HWDP dan sub melebihi dari *safety limit*. Dari hasil perhitungan menggunakan software *WellPlan* untuk perhitungan nilai torsi, didapatkan hasil *torque rating* (beban) yang melebihi dari *torque limit* (kekuatan) pada rangkaian *heavy weight drill pipe* (HWDP) dan *sub* pada kedalaman 0 ftMD hingga 481.9 ftMD dengan hasil *safety factor* sebesar 0.8. Sehingga perlu dilakukan desain rangkaian pipa bor ulang. Hasil analisa torsi dari skenario 1 dapat dilihat pada **Gambar 5.5**. dan didapatkan hasil torque limit dan torque rating sebagai berikut:

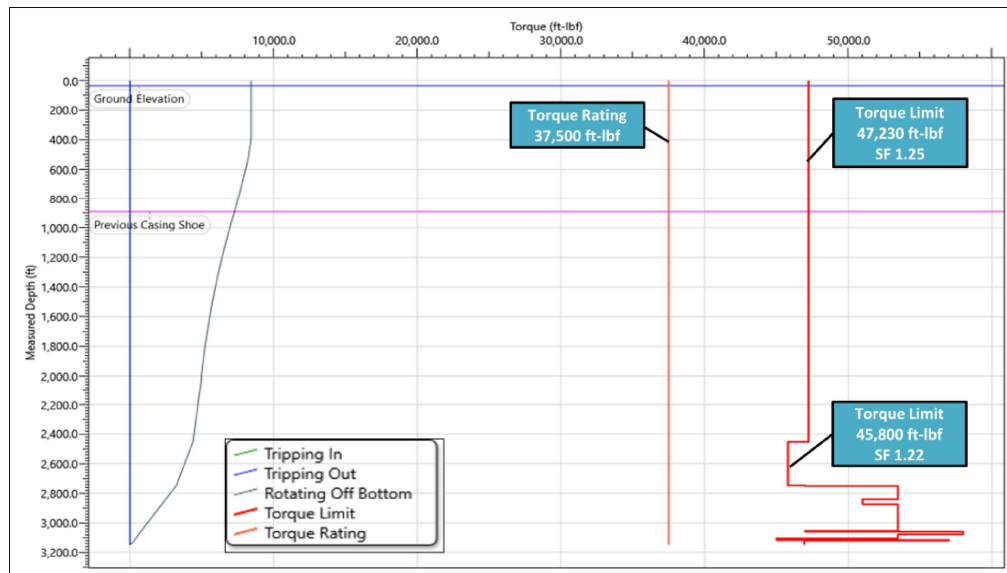
**Tabel V-6.**  
**Skenario 1 Trayek BHA 17.5”**

<i>Section Type</i>	<i>Description</i>	<i>Length, ft</i>	<i>MD, ft</i>	<i>OD, in</i>	<i>ID, in</i>
Drill Pipe	Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, S, FH, 1	1,322.42	2454.4	5.500	4.670
Heavy Weight	Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	295.28	2749.6	5.500	3.250
Sub	Non-Mag Crossover 8, 8 x3 1/4 in	3.00	2,752.60	7.920	3.240
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	90.01	2,842.60	8.000	2.500
Jar	Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 8 in	33.60	2,876.20	8.000	2.500
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	150.14	3,026.40	8.000	2.500
Drill Colar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30.00	3,078.40	8.000	2.500
Sub	8, 8 x3 1/4 in	5.00	3,061.40	7.920	3.240
MWD	MWD Tool (Dir + Pulsar), 8" in	17.60	3,108.40	8.000	3.250
Drill Collar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30.00	3,116.70	8.000	2.500
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in	8.25	3,116.70	9.500	2.375
Sub	Float Sub, 8, 8 x2 1/2 in	3.00	3,119.70	7.920	2.400
Mud Motor	Mud Motor, 9 5/8" in	28.80	3,148.50	9.625	3.750
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	1.00	3,149.50	17.500	
<b>Total Length, ft</b>		<b>2,018.1</b>			

Tabel V-7.

Perhitungan Safety Factor *Tension* Skenario 1 Trayek BHA 17-1/2”

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	30,800.00	0	
Trip Out	30,800.00	0	
Rotating	30,800.00	1,104.70	27.88
Torque	47,230.00	37,500.00	1.25
Torque	45,800.00	37,500.00	1.22



Gambar 5.11. Grafik Toque Skenario 2 Trayek BHA 17-1/2”

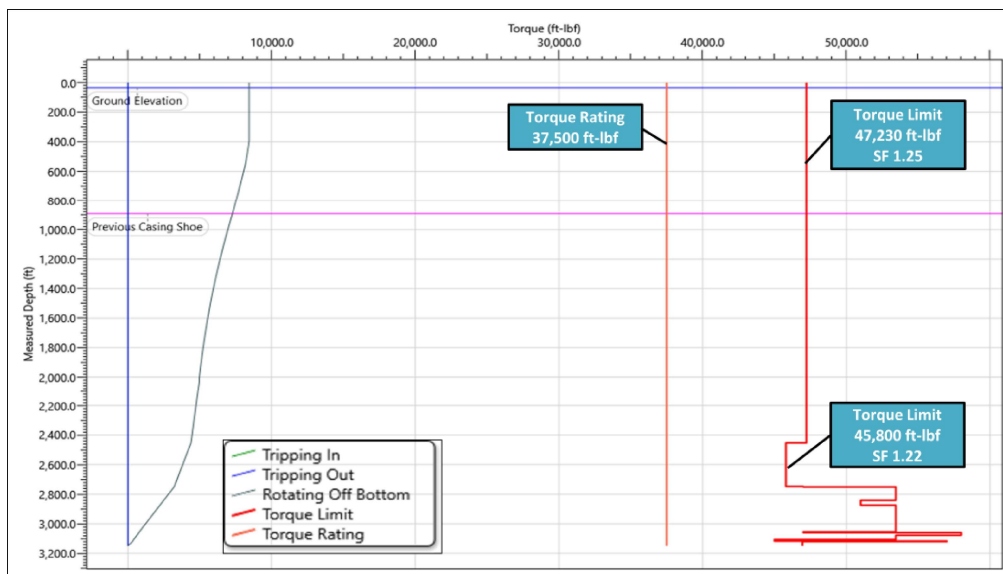
Dengan hasil tersebut, diperlukan perencanaan ulang terhadap desain BHA trayek 24” agar desain BHA aman digunakan. Hasil skenario 2 untuk desain Rangkaian Pipa Bor Trayek *Surface* BHA 24” dapat dilihat pada Tabel 5.4 dan hasil analisa torsi dapat dilihat pada Gambar 5.6. Terlihat pada desain skenario 2. Dengan mengubah spek dan ukuran dari desain HWDP dan *Sub* dapat menaikkan torsi limit dari sebelumnya 30,800 ft-lbf menjadi 42,000 ft-lbf sehingga didapatkan nilai *safety factor* min sebesar 1.12 dan desain aman untuk digunakan.

**Tabel V-8.**  
**Skenario 2 Trayek BHA 17.5”**

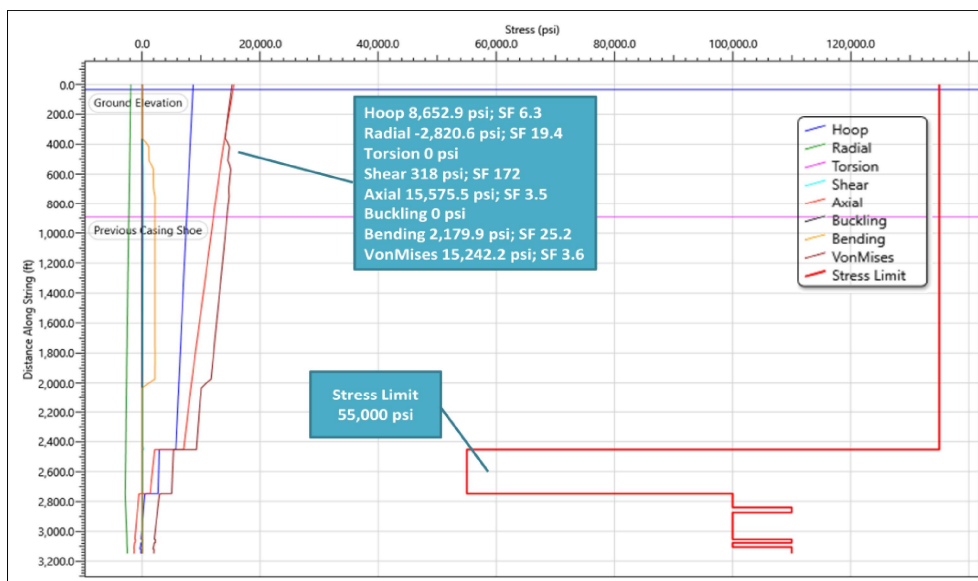
<i>Section Type</i>	<i>Description</i>	<i>Length, ft</i>	<i>MD, ft</i>	<i>OD, in</i>	<i>ID, in</i>
Drill Pipe	Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, S, FH, 1	1,322.42	2454.4	5.500	4.670
Heavy Weight	Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	295.28	2749.6	5.500	3.250
Sub	Non-Mag Crossover 8, 8 x3 1/4 in	3.00	2,752.60	7.920	3.240
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	90.01	2,842.60	8.000	2.500
Jar	Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 8 in	33.60	2,876.20	8.000	2.500
Drill Colar	Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	150.14	3,026.40	8.000	2.500
Drill Colar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30.00	3,078.40	8.000	2.500
Sub	8, 8 x3 1/4 in	5.00	3,061.40	7.920	3.240
MWD	MWD Tool (Dir + Pulser), 8" in	17.60	3,108.40	8.000	3.250
Drill Collar	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90	30.00	3,116.70	8.000	2.500
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in	8.25	3,116.70	9.500	2.375
Sub	Float Sub, 8, 8 x2 1/2 in	3.00	3,119.70	7.920	2.400
Mud Motor	Mud Motor, 9 5/8" in	28.80	3,148.50	9.625	3.750
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	1.00	3,149.50	17.500	
<b>Total Length, ft</b>		<b>2,018.1</b>			

**Tabel V-9.**  
**Perhitungan Safety Factor *Tension* Skenario 2 Trayek BHA 17-1/2”**

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	30,800.00	0	
Trip Out	30,800.00	0	
Rotating	30,800.00	1,104.70	27.88
Torque	47,230.00	37,500.00	1.25
Torque	45,800.00	37,500.00	1.22



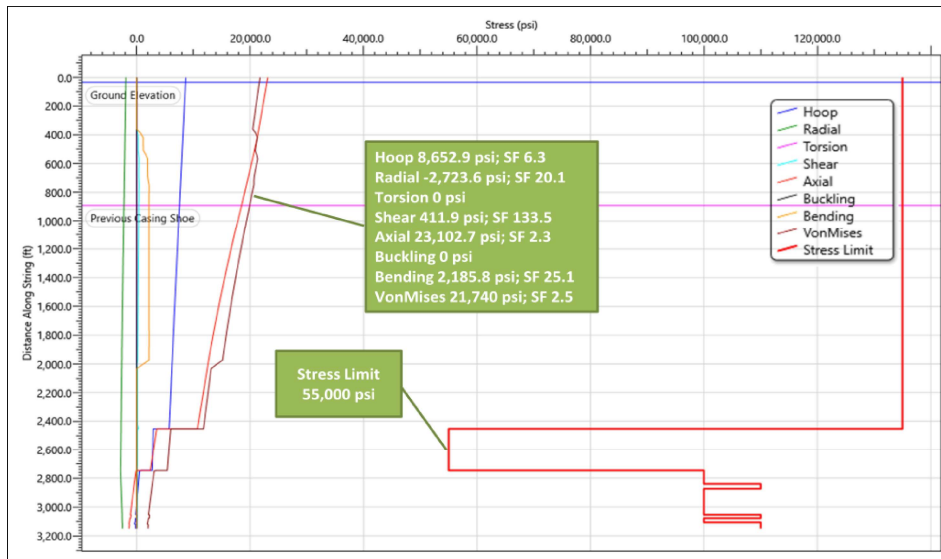
**Gambar 5.12. Grafik Toque Skenario 2 Trayek BHA 17-1/2”**



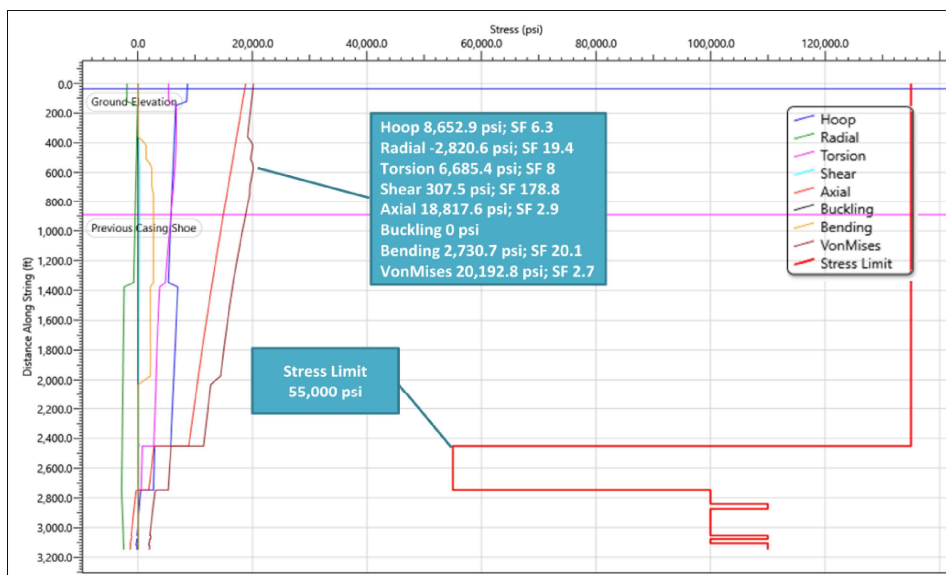
**Gambar 5.13. Hasil Analisa Stress - Trip In BHA Trayek 17-1/2”**

Selain parameter torsi dilakukan analisa perhitungan *stress* saat *trip in*, *trip out*, dan *rotating stress* pada desain rangkaian BHA skenario 2. Ketiga analisa ini dilakukan untuk mengetahui beban yang terjadi saat running masuk pipa, cabut pipa bor dan saat *drilling rotating* berlangsung dan menilai harga *stress* limit dan

stress rating juga safety factornya untuk mendapatkan desain BHA yang aman untuk digunakan. Hasil analisa *trip in*, *trip out*, dan *rotating* dapat dilihat pada Gambar 5.13, 5.14, dan 5.15.



Gambar 5.14. Hasil Analisa *Stress - Trip Out* BHA Trayek 17-1/2”



Gambar 5.15. Hasil Analisa *Stress - Rotating* BHA Trayek 17-1/2”

Minimum WOB (Rotating) to:  
 Sinusoidal Buckle **77.8 kip** begins at **2,452.5 ft**  
 Helical Buckle **87.6 kip** begins at **2,452.5 ft**

Minimum WOB (Sliding) to:  
 Sinusoidal Buckle **64.9 kip** begins at **2,452.5 ft**  
 Helical Buckle **84.0 kip** begins at **358.9 ft**

Overpull Margin (Tripping Out): **717.6 kip** at **90.00 % of yield**  
 Pick-Up Drag: **30.3 kip**  
 Slack-Off Drag: **22.9 kip**

Operation	Stress Failure		Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)	
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical		Lockup	Torque Failure	Mechanical	Ballooning						Thermal
Tripping In							136.6	0.9	-0.1	-0.7	0.1	0.0	0.0	0.0	401.7	0.0
Tripping Out							189.8	1.3	-0.1	-0.7	0.5	0.0	0.0	0.0	398.7	0.0
Rotating Off Bottom							159.5	1.1	-0.1	-0.7	0.3	8,436.0	0.9	0.9	401.7	0.0

**Gambar 5.16. Hasil Analisa *String* BHA Trayek 17-1/2”**



### 5.2.1. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor pada *Tangential Section*

#### A. Perencanaan Rangkaian Pipa Bor Trayek Surface BHA 12-1/4"

Analisa desain pada tangential section trayek surface menggunakan data BHA yang direncanakan oleh drilling engineer, disebut sebagai skenario 1 dapat dilihat pada **Tabel 5.2.** dibawah ini.

**Tabel V-10.**  
**Skenario 1 Trayek BHA 12-1/4"**

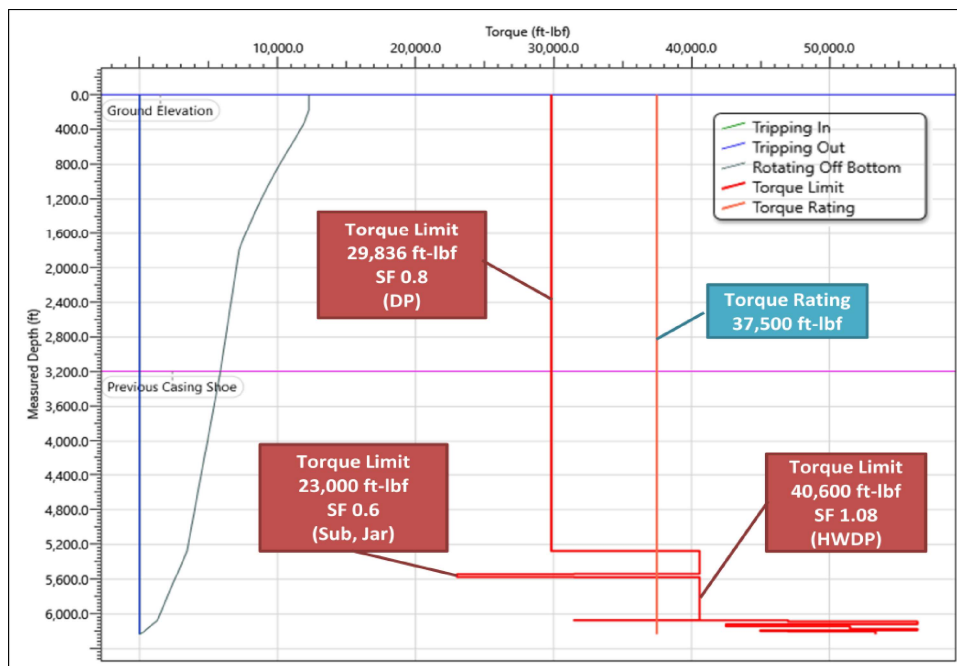
<i>Section Type</i>	<i>Description</i>	<i>Length, ft</i>	<i>MD, ft</i>	<i>OD, in</i>	<i>ID, in</i>
Drill Pipe	Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, G, FH, P	5,287.40	5,287.00	5.5	4.67
Heavy Weight	HWDP, Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	262.47	5,549.40	5.5	3.25
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x3 in	3.77	5,553.20	6.72	3
Jar	Hydraulic Jar, Dailey Hyd., 6 1/2 in	32.28	5,585.50	6.5	2.75
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x3 in	3.77	5,589.30	6.72	3
Heavy Weight	HWDP, Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	492.13	6,081.40	5.5	3.25
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x3 in	3.77	6,085.20	6.72	3
Sub	Cross Over 8, 8 x3 1/4 in	7.11	6,092.30	7.92	3.24
Sub	Float Sub 8, 8 x3 1/4 in	6.05	6,098.30	7.92	3.24
Drill Collar	Drill Collar 8 1/4 in, 2,250 in, 7 H-90	30	6,128.30	8.25	2.25
MWD	MWD Tool 8 , 8 x3 1/4 in	24.69	6,153.00	8	3.25
MWD	MWD Tool 8 , 8 x3 1/2 in	18	6,171.00	8	3.25
Drill Collar	NMDC, 8 1/4 in, 2,250 in, 7 H-90	15	6,186.00	8.25	2.25
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 9 7/8" AGS, 9.875 in	10.08	6,196.10	7.75	2.12 5
Sub	Float Sub 8, 8 x3 1/4 in	5	6,201.10	7.92	3.24
Mud Motor	Steerable Mud Motor, 9 5/8" in	30.48	6,231.60	9.625	3.75
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	1	6,233.00	12.25	
			<b>6,233.00</b>		

Desain BHA skenario 1 yang dalam program yang diajukan oleh *drilling engineer*, pada desain HWDP dan sub melebihi dari *safety limit*. Dari hasil perhitungan menggunakan software *WellPlan* untuk perhitungan nilai torsi, didapatkan hasil *torque rating* (beban) yang melebihi dari *torque limit* (kekuatan) pada rangkaian HWDP dan *sub* pada kedalaman 0 ftMD hingga 481.9 ftMD dengan hasil *safety factor* sebesar 0.8. Sehingga perlu dilakukan desain rangkaian pipa bor ulang. Hasil analisa torsi dari skenario 1 dapat dilihat pada **Gambar 5.18.** dan didapatkan hasil torque limit dan torque rating sebagai berikut:

**Tabel V-11.**

**Perhitungan Safety Factor *Tension* Skenario 1 Trayek BHA 12-1/4”**

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	29,836.00	0	
Trip Out	29,836.00	0	
Rotating	29,836.00	12,267.30	2.43
Torque	29,836.00	37,500.00	0.80
	23,000.00	37,500.00	0.61
	40,600.00	37,500.00	1.08



**Gambar 5.18. Grafik Toque Skenario 1 Trayek BHA 12-1/4”**

Dengan hasil tersebut, diperlukan perencanaan ulang terhadap desain BHA trayek 12-1/4". Hasil skenario 2 untuk desain Rangkaian Pipa Bor Trayek *Surface* BHA 12-1/4" dapat dilihat pada Tabel 5.4 dan hasil analisa torsi dapat dilihat pada Gambar 5.6. Terlihat pada desain skenario 2. Dengan mengubah spek dan ukuran dari desain HWDP dan *Sub* dapat menaikkan torsi limit dari sebelumnya 23,000 ft-lbf menjadi 42,000 ft-lbf sehingga didapatkan nilai *safety factor* min sebesar 1.12 dan desain aman untuk digunakan.

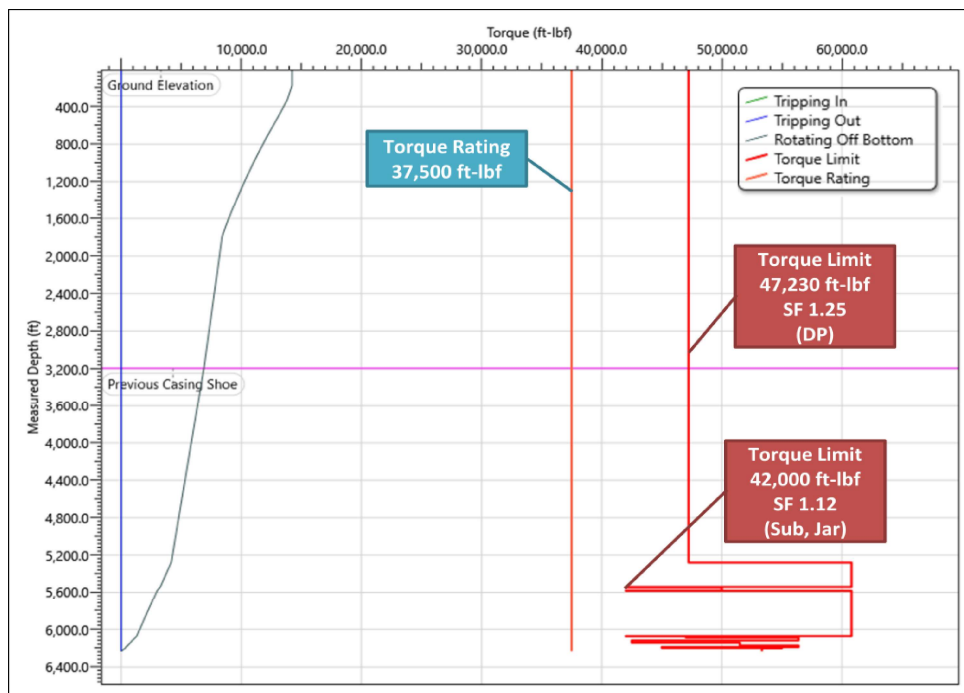
**Tabel V-12.**  
**Skenario 2 Trayek BHA 12-1/4"**

Section Type	Desc	Length, ft	MD, ft	OD, in	ID, in
Drill Pipe	Drill Pipe 5 in, 25.60 ppf, 5 % 1/2 FH,1	5,278.99	5,287.00	5.5	4.67
Heavy Weight	HWDP, Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	262.47	5,549.40	5.5	3.25
Sub	Cross over 7 1/2, 7 1/2 x2 1/4 in	3	5,553.20	6.72	3
Jar	Hydraulic Jar, Dailey Hyd., 7 3/4 in	33	5,585.50	6.5	2.75
Sub	Cross over 7 1/2, 7 1/2 x2 1/4 in	3	5,589.30	6.72	3
Heavy Weight	HWDP, Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf	492.13	6,081.40	5.5	3.25
Sub	Cross over 7 1/2, 7 1/2 x2 1/4 in	3	6,085.20	6.72	3
Sub	Cross Over 8, 8 x3 1/4 in	7.11	6,092.30	7.92	3.24
Sub	Float Sub 8, 8 x3 1/4 in	6.05	6,098.30	7.92	3.24
Drill Collar	Drill Collar 8 1/4 in, 2,250 in, 7 H-90	30	6,128.30	8.25	2.25
MWD	MWD Tool 8 , 8 x3 1/4 in	24.69	6,153.00	8	3.25
MWD	MWD Tool 8 , 8 x3 1/2 in	30	6,171.00	8	3.25
Drill Collar	NMDC, 8 1/4 in, 2,250 in, 7 H-90	15	6,186.00	8.25	2.25
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 9 7/8" AGS, 9.875 in	10.08	6,196.10	7.75	2.125
Sub	Float Sub 8, 8 x3 1/4 in	3	6,201.10	7.92	3.24
Mud Motor	Steerable Mud Motor, 9 5/8" in	30.48	6,231.60	9.625	3.75
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	1	6,233.00	12.25	
		6,233.00			

Tabel V-13.

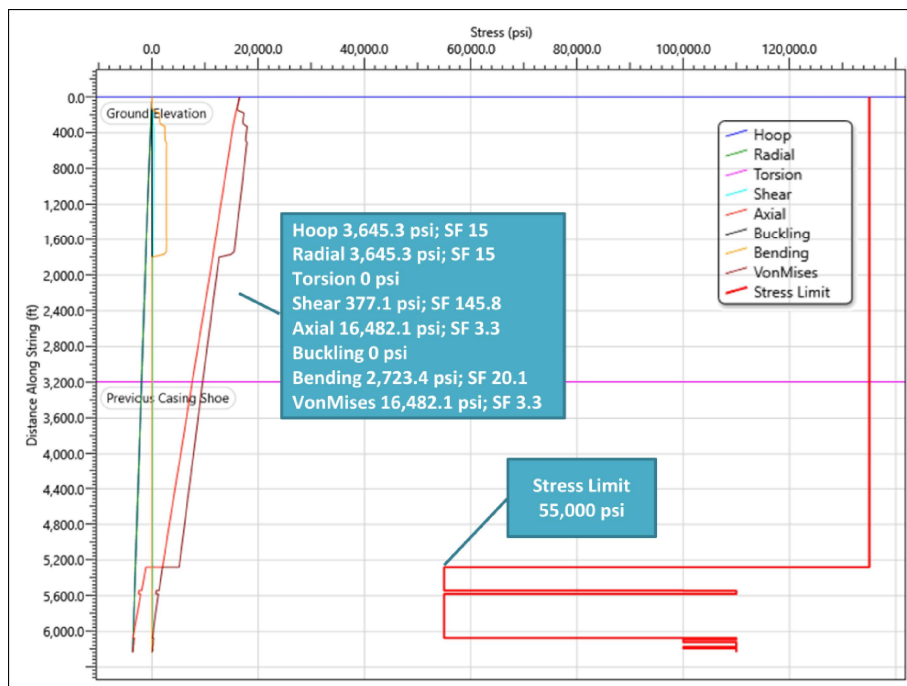
Perhitungan Safety Factor *Tension* Skenario 2 Trayek BHA 12-1/4”

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	47,230.00	0.00	
Trip Out	47,230.00	0.00	
Rotating	47,230.00	14,226.60	3.32
Torque	47,230.00	37,500.00	1.26
	42,000.00	37,500.00	1.12

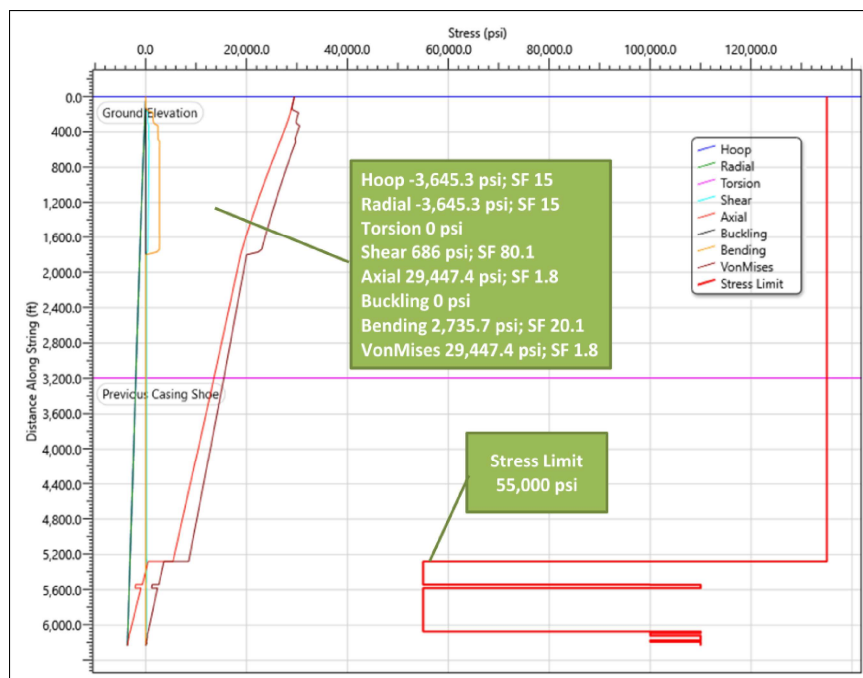


Gambar 5.19. Grafik Toque Skenario 1 Trayek BHA 12-1/4”

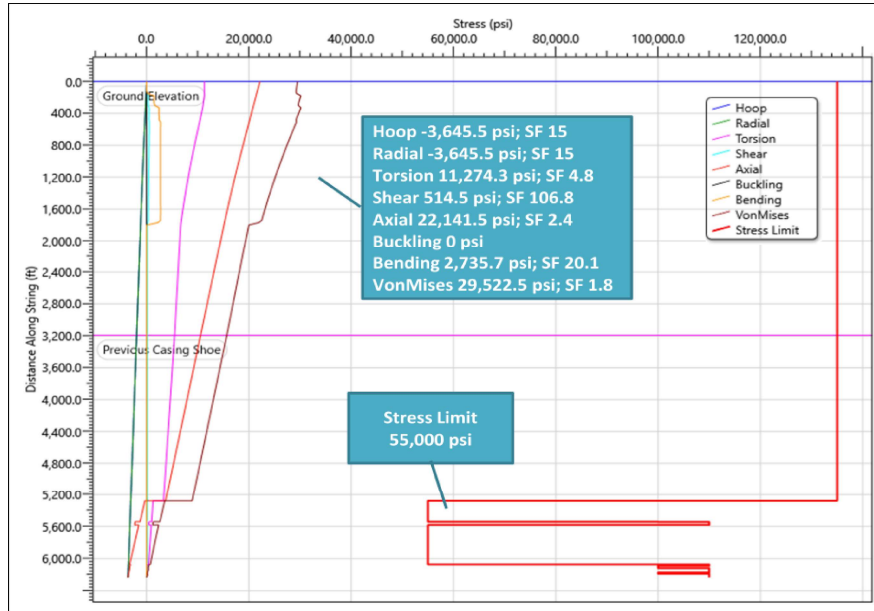
Selain parameter torsi dilakukan analisa perhitungan *stress* saat *trip in*, *trip out*, dan *rotating stress* pada desain rangkaian BHA skenario 2. Ketiga analisa ini dilakukan untuk mengetahui beban yang terjadi saat running masuk pipa, cabut pipa bor dan saat *drilling rotating* berlangsung dan menilai harga *stress* limit dan *stress* rating juga safety factornya untuk mendapatkan desain BHA yang aman untuk digunakan. Hasil analisa *trip in*, *trip out*, dan *rotating* dapat dilihat pada Gambar 5.20, 5.21, dan 5.22.



Gambar 5.20. Hasil Analisa Stress - Trip In BHA Trayek 12-1/4"



Gambar 5.21. Hasil Analisa Stress - Trip Out BHA Trayek 12-1/4"



**Gambar 5.22. Hasil Analisa Stress – Rotating BHA Trayek 12-1/4”**

Minimum WOB (Rotating) to:  
 Sinusoidal Buckle **85.0 kip** begins at **5,279.0 ft**  
 Helical Buckle **98.6 kip** begins at **5,279.0 ft**

Minimum WOB (Sliding) to:  
 Sinusoidal Buckle **72.9 kip** begins at **5,279.0 ft**  
 Helical Buckle **119.6 kip** begins at **150.0 ft**

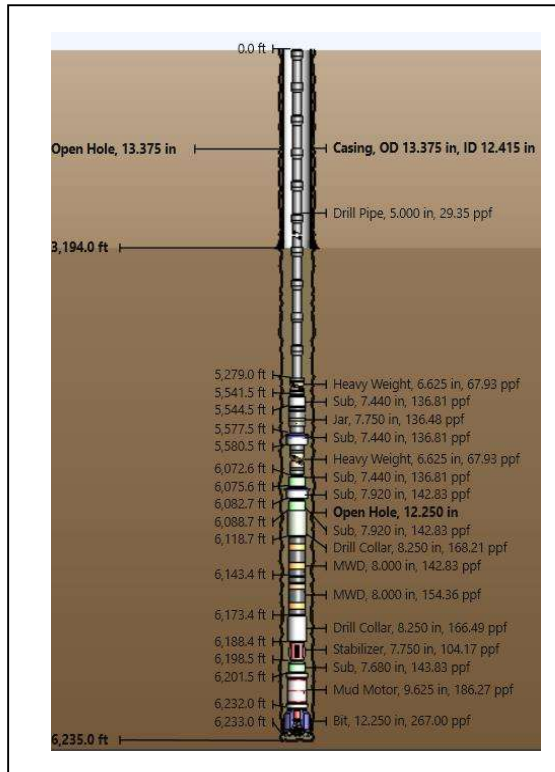
Overpull Margin (Tripping Out): **644.3 kip** at **90.00 % of yield**

Pick-Up Drag: **51.6 kip**

Slack-Off Drag: **40.0 kip**

Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		Torque Failure	Mechanical	Ballooning	Thermal					
Tripping In							166.5	1.5	0.3	3.9	5.6	0.0	0.0	0.0	954.0	0.0
Tripping Out							258.2	2.7	0.3	3.9	6.8	0.0	0.0	0.0	844.5	0.0
Rotating Off Bottom							206.5	2.1	0.3	3.9	6.2	14,226.6	2.3	2.3	954.0	0.0

**Gambar 5.23. Hasil Analisa String BHA Trayek 12-1/4”**

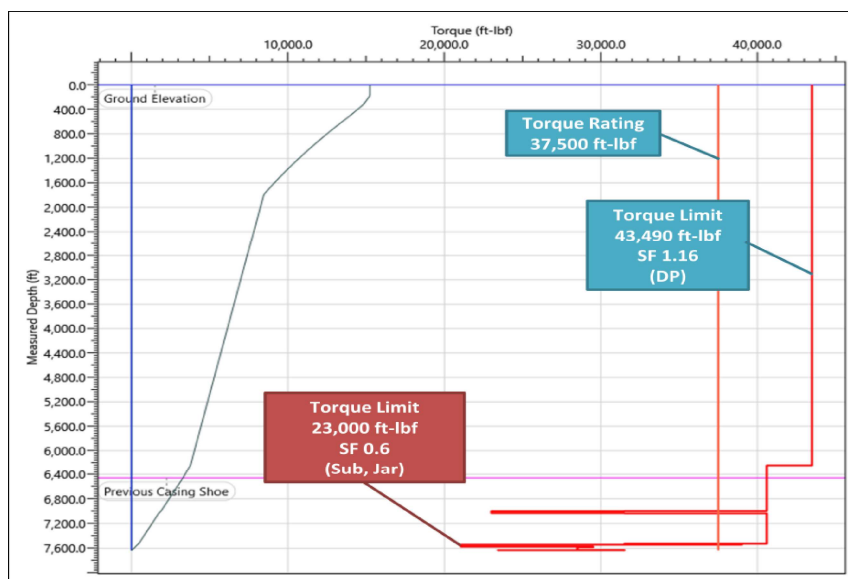


**Gambar 5.24. Skema lubang bor dan BHA Trayek 12-1/4"**

**Tabel V-14.**  
**Skenario 1 Trayek BHA 8-1/2”**

Section Type	Desc	Length, ft	MD, ft	OD, in	ID, in
Drill Pipe	Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, G, FH, 1	6,241.46	6,241.50	5.5	4.67
Heavy Weight	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 1/2 in, 58.10 ppf	754.59	6,996.00	5.5	3.25
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	3.77	6,999.80	6.72	2.16
Jar	Hydraulic Jar, Dailey Hyd., 6 1/2 in	32.28	7,032.10	6.5	2.75
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	3.77	7,035.90	6.72	2.16
Heavy Weight	HWDP, Grant Prideco, 5 1/2 in, 58.10 ppf	492.13	7,528.00	5.5	3.25
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	3.77	7,531.80	6.72	2.16
Sub	Non-Mag Crossover 7, 7 x2 1/4 in	6.86	7,538.60	6.96	2.16
Sub	Non-Mag Crossover 7, 7 x2 1/4 in	6.13	7,544.80	6.96	2.16
Drill Collar	Non-Mag Drill Collar 6 3/4 in, 3.000 in, 4 1/2 H-90	30	7,574.80	6.75	3
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 7 7/8" AGS, 7.875 in	9.75	7,584.50	6.5	1.75
MWD	MWD Tool 6 3/4, 6 3/4 x3 in	27.06	7,611.60	6.75	3
MWD	MWD Tool 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	19.3	7,630.90	6.75	2.25
Sub	Float Sub 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	2.92	7,633.80	6.72	2.16
Sub	Bit Sub 6, 6 x2 in	2.92	7,636.70	6	1.92
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	0.79	7,637.50	8.5	





**Gambar 5.25. Grafik Toque Skenario 1 Trayek BHA 8-1/2**

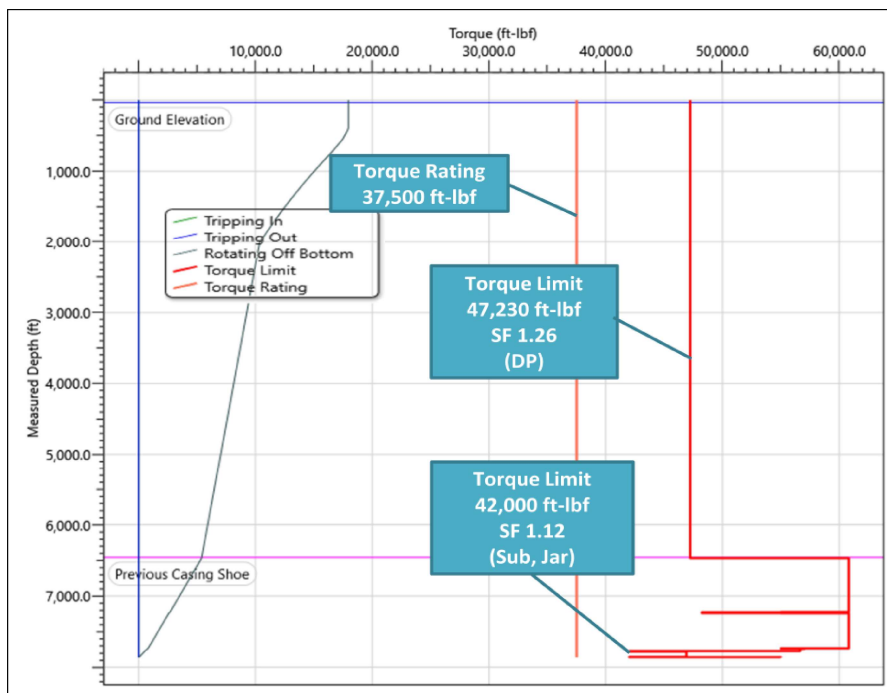
**Tabel V-15.**

**Anlisa Torsi Skenario 2 Trayek BHA 8-1/2"**

	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	29,836.00	0	
Trip Out	29,836.00	0	
Rotating	29,836.00	12,267.30	2.43
Torque	47,230.00	37,500.00	1.26
	42,000.00	37,500.00	1.12

**Tabel V-16.**  
**Skenario 1 Trayek BHA 8-1/2”**

Section Type	Desc	Length, ft	MD, ft	OD, in	ID, in
Drill Pipe	Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, G, FH, 1	6,241.46	6,241.50	5.5	4.67
Heavy Weight	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 1/2 in, 58.10 ppf	754.59	6,996.00	5.5	3.25
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	3.77	6,999.80	6.72	2.16
Jar	Hydraulic Jar, Dailey Hyd., 6 1/2 in	32.28	7,032.10	6.5	2.75
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	3.77	7,035.90	6.72	2.16
Heavy Weight	HWDP, Grant Prideco, 5 1/2 in, 58.10 ppf	492.13	7,528.00	5.5	3.25
Sub	Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	3.77	7,531.80	6.72	2.16
Sub	Non-Mag Crossover 7, 7 x2 1/4 in	6.86	7,538.60	6.96	2.16
Sub	Non-Mag Crossover 7, 7 x2 1/4 in	6.13	7,544.80	6.96	2.16
Drill Collar	Non-Mag Drill Collar 6 3/4 in, 3.000 in, 4 1/2 H-90	30	7,574.80	6.75	3
Stabilizer	Adjustable Stabilizer, 7 7/8" AGS, 7.875 in	9.75	7,584.50	6.5	1.75
MWD	MWD Tool 6 3/4, 6 3/4 x3 in	27.06	7,611.60	6.75	3
MWD	MWD Tool 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	19.3	7,630.90	6.75	2.25
Sub	Float Sub 6 3/4, 6 3/4 x2 1/4 in	2.92	7,633.80	6.72	2.16
Sub	Bit Sub 6, 6 x2 in	2.92	7,636.70	6	1.92
Bit	Tri-Cone Bit 0.589 in <sup>2</sup>	0.79	7,637.50	8.5	

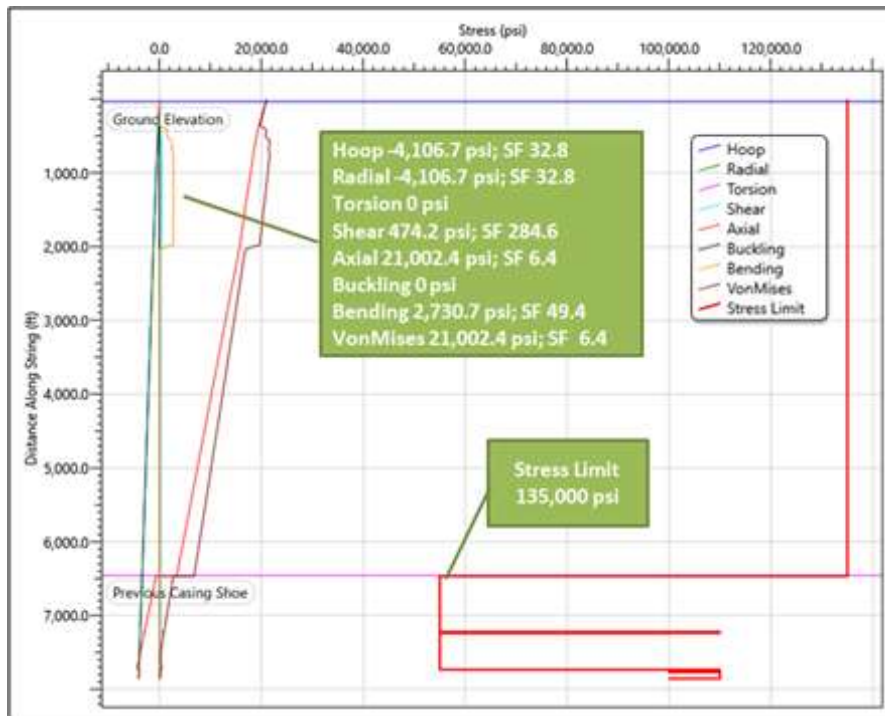


**Gambar 5.26. Grafik Toque Skenario 2 Trayek BHA 8-1/2”**

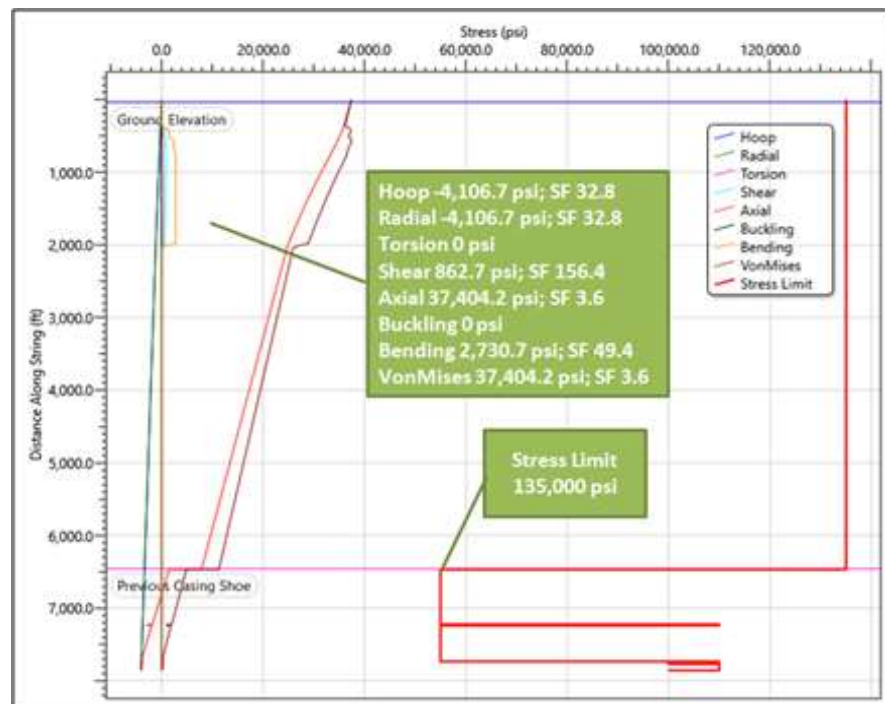
**Tabel V-17.**

**Anlisa Torsi Skenario 2 Trayek BHA 8-1/2”**

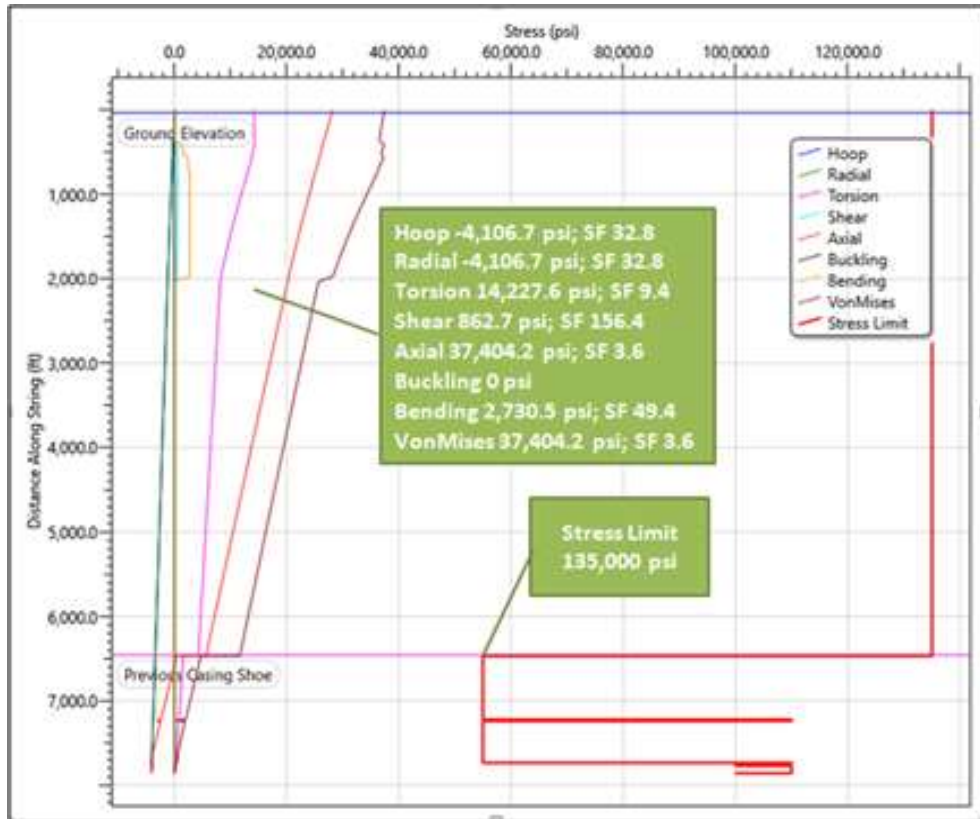
	Limit, ft-lbf	Rating, ft-lb	SF
Trip In	29,836.00	0	
Trip Out	29,836.00	0	
Rotating	29,836.00	12,267.30	2.43
Torque	47,230.00	37,500.00	1.26
	42,000.00	37,500.00	1.12



Gambar 5.27. Hasil Analisa Stress - Trip In BHA Trayek 8-1/2”



Gambar 5.28. Hasil Analisa Stress - Trip Out BHA Trayek 8-1/2”



**Gambar 5.29. Hasil Analisa Stress – Rotating BHA Trayek 8-1/2”**

Minimum WOB (Rotating) to:  
 Sinusoidal Buckle **85.0 kip** begins at **5,279.0 ft**  
 Helical Buckle **98.6 kip** begins at **5,279.0 ft**

Minimum WOB (Sliding) to:  
 Sinusoidal Buckle **72.9 kip** begins at **5,279.0 ft**  
 Helical Buckle **119.6 kip** begins at **150.0 ft**

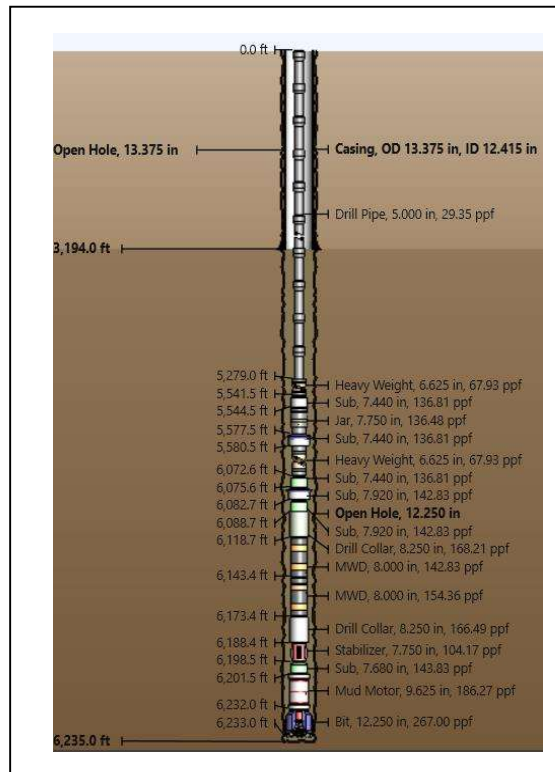
Overpull Margin (Tripping Out): **644.3 kip** at **90.00 % of yield**

Pick-Up Drag: **51.6 kip**

Slack-Off Drag: **40.0 kip**

Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		Mechanical	Ballooning	Thermal	Total					
Tripping In							166.5	1.5	0.3	3.9	5.6	0.0	0.0	0.0	954.0	0.0
Tripping Out							258.2	2.7	0.3	3.9	6.8	0.0	0.0	0.0	844.5	0.0
Rotating Off Bottom							206.5	2.1	0.3	3.9	6.2	14,226.6	2.3	2.3	954.0	0.0

**Gambar 5.30. Hasil Analisa String BHA Trayek 8-1/2”**

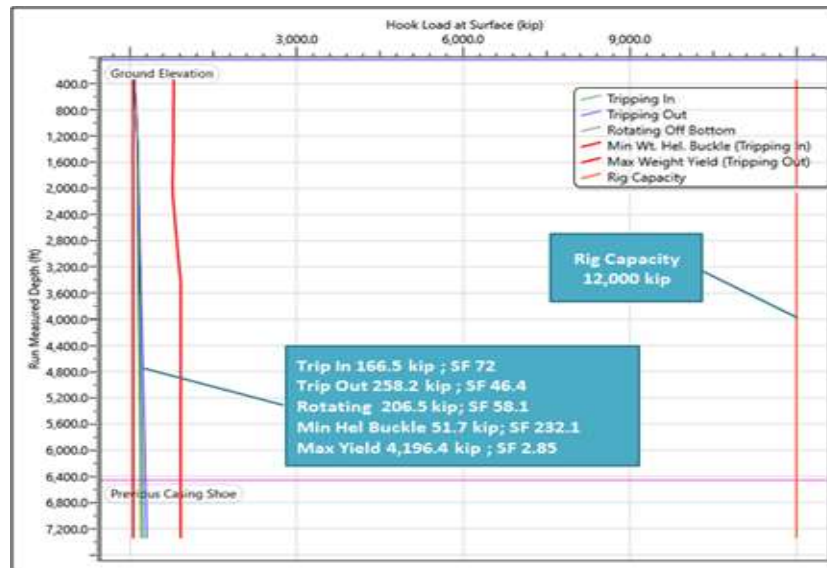


**Gambar 5.31. Skema lubang bor dan BHA Trayek 8-1/2”**

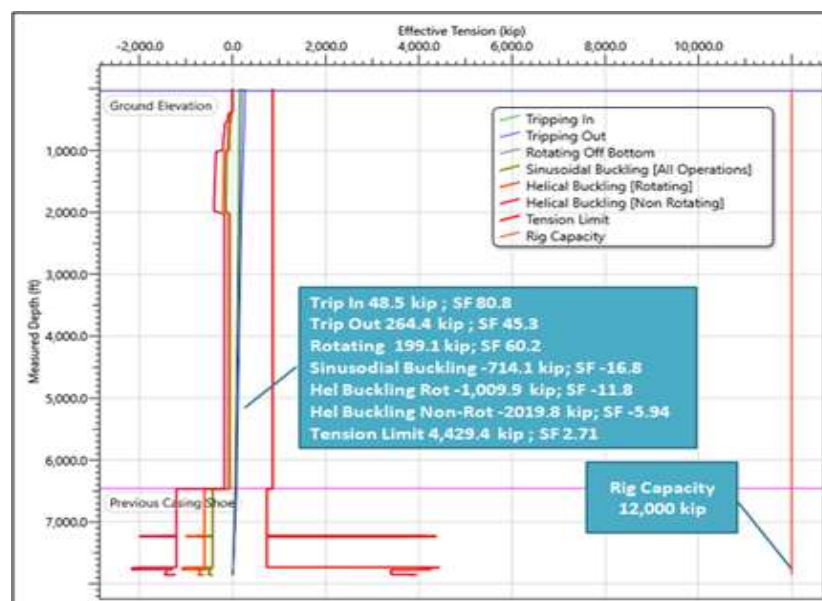
Selain menganalisa densain terhadap beban tori dan *stress* saat tripping, dianalisa juga beban pipa bor terhadap kekuatan rig, dalam hal ini akan dialisa *tension load* dan *hook load*.

*Hook load* adalah beban yang tergantung pada *hook* dan tali oermboran. Beban ini akan ditanggung oleh struktur rig. Apabila kabel pemboran tidak mampu menampu beban ini. Maka dari itu diperlukan perhitungan ton mile dan cek fisik rig. *Hook load* (beban pada *hook*) secara umum akan mejadi beban vertikal maksimum pada menara. Apabila beban maksimum beban menara tidak dapat ditanggung oleh keempat kaki menara, maka rig akan runtuh. Beban *hook* maksimum dihitung saat rangkaian pipa bor mencapai kedalan target terdalam, dimana panjang rangkaian dan kombinasi BHA mencapai beban yang tertinggi. Untuk itu *hook load* umumnya dihitung hanya satu kali pada beban rangkaian yang terdalam. Beban *hook load* pada rangkaian terdalam adalah sebagai berikut.

*Tension load* terjadi pada saat mencabut rangkaian, dimana beban BHA ditanggung oleh kekuatan drillpipe. Sehingga *tension load* maksimum harus dibawah *margin of overpull*. Berikut adalah analisa beban load terbesar yang dialami oleh rangkaian terpanjang yaitu pada trayek 8-1/2". Didapatkan safety factor sebesar 2.85.



Gambar 5.32. Gambar Hasil Analisa Hook Load BHA Trayek 8-1/2”



Gambar 5.33. Hasil Analisa Tension Load BHA Trayek 8-1/2

## BAB VI PEMBAHASAN

Pada penelitian ini dilakukan perencanaan desain pada sumur pengembangan “DS-1” pada Lapangan “JTB”. Pertama dilakukan perencanaan profil trayektori sumur *directional*. Dengan data koordinat permukaan, koordinat target, KOP, BUR, inklinasi, dapat direncanakan desai trayektori sumur dengan bantuan software Compass dari Landmark.

Koordinat permukaan sumur adalah  $7^{\circ} 14' 30.327 \text{ S}$  ,  $111^{\circ} 43' 8.686 \text{ E}$ , sedangkan koordinat target adalah  $7^{\circ} 14' 44.751 \text{ S}$  ,  $111^{\circ} 42' 30.955 \text{ E}$ . Dengan target pada kedalaman 6,355 ftTVD / 7,637.5 ftMD, KOP 891.5 ftTVD MD, build up rate sebesar  $2^{\circ}/100\text{ft}$ , dan inklinasi maksimum sebesar  $37.7^{\circ}$ .

Menggunakan software Compass untuk mendesain profil sumur, diperoleh desain yang dibagi menjadi 3 section yaitu *vertical section*, *build up rate section*, dan *tangential section*. Pada *vertical section* terdapat 2 trayek yaitu trayek *conductor* dan trayek *surface*. Trayek *conductor* pada kedalaman 0 ftTVD – 80.5 ftTVD dengan ukuran lubang bor 30 *inch* dan ukuran casing 26 *inch*. Pada trayek *conductor* pemboran dilakukan secara *piling*. Selanjutnya trayek *surface* pada kedalaman 80.5 ftTVD – 891.5 ftTVD dengan ukuran lubang bor 24 *inch* dan ukuran casing 18.625 *inch*. Kemudian pada *build up rate section* dimana dimulai pembentukan sudut, terdapat 1 trayek yaitu trayek *intermediate*. Trayek *intermediate* pada kedalaman 891.5 ftTVD - 2,874.5 ftTVD / 3,236.5 ftMD dengan ukuran lubang bor 17.5 *inch* dan ukuran casing 13.375 *inch*. Dilanjutkan *tangential section* terdapat 2 trayek yaitu trayek *production* dan trayek *liner*. Trayek *production* pada kedalaman 2,874.5 ftTVD / 3,236.5 ftMD – 5,493.6 ftTVD / 6,547.5 ftMD dengan ukuran lubang bor 12.25 *inch* dan ukuran casing 9.625 *inch*. Selanjutnya trayek *liner* pada kedalaman 5,493.6 ftTVD / 6,547.5 ftMD – 6,355.8 ftTVD / 7,637.5 ftMD dengan ukuran lubang bor 8.5 *inch* dan ukuran casing 7 *inch*.



Setelah mendapatkan desain profil semur, dilanjutkan dengan perencanaan rangkaian pipa bor pada sumur “DS-1”. Perencanaan rangkaian pipa bor dilakukan menggunakan *software* WellPlan. Data data yang diperlukan seperti profil rig, data *well trajectory*, *hole section*, *pump rate*, data torsi dan *drag*.

Analisa desain pada *vertical section* trayek *surface* menggunakan data BHA yang direncanakan oleh *drilling engineer*, disebut sebagai skenario 1, namun desain tersebut memiliki *torque rating* (beban) yang melebihi dari *torque limit* (kekuatan), sehingga penulis membuat desain ulang rangkaian pipa bor yang aman untuk digunakan yaitu skenario 2. Rangkaian yang digunakan untuk trayek BHA *hole size 24 inch* adalah Drill Pipe 5 in, 25.60 ppf, G, 5 1/2 FH, 1; NM Crossover 7 1/2, 7 1/2 x2 1/4 in; Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 8 in; Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Sub 8, 8 x3 1/4 in; MWD Tool (Dir + Pulser), 8" in; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in; Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in; Float Sub, 8, 8 x2 1/2 in; Mud Motor, 9 5/8" in; Tri-Cone Bit 0.589 in<sup>2</sup>. Dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 42,000 ft-lb dan *safety factor* sebesar 1.12.

Desain pada *build up rate section* trayek *intermediate* menggunakan data BHA yang direncanakan oleh *drilling engineer*, disebut sebagai skenario 1, namun desain tersebut memiliki *torque rating* (beban) yang melebihi dari *torque limit* (kekuatan), sehingga penulis membuat desain ulang rangkaian pipa bor yang aman untuk digunakan yaitu skenario 2. Rangkaian yang digunakan untuk trayek BHA *hole size 17-1/2 inch* adalah Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, S, FH, 1; HWDP Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf; Non-Mag Crossover 8, 8 x3 1/4 in; Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 8 in; Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Sub 8, 8 x3 1/4 in; MWD Tool (Dir + Pulser), 8" in; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.500 in, 7 H-90; Adjustable Stabilizer, 17 1/2" AGS, 17.5 in; Float Sub, 8, 8 x2 1/2 in; Mud Motor, 9 5/8" in; Tri-Cone Bit 0.589 in<sup>2</sup>.

Dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 45,800 ft-lb dan *safety factor* sebesar 1.22.

Analisa desain pada *tangential section* terdapat dua trayek yaitu trayek *production* dan *liner* menggunakan data BHA yang dipilih yaitu pada skenario 2. Pada trayek *production* dengan *hole size* 12-1/4 inch rangkaian BHA yang digunakan adalah Drill Pipe 5 1/2 in, 24.70 ppf, G, FH, P; HWDP, Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf; Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x3 in; Hydraulic Jar, Dailey Hyd., 6 1/2 in; Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x3 in; HWDP, Grant Prideco - Spiral, 5 1/2 in, 60.10 ppf; Cross Over 6 3/4, 6 3/4 x3 in; Cross Over 8, 8 x3 1/4 in; Float Sub 8, 8 x3 1/4 in; Drill Collar 8 1/4 in, 2,250 in, 7 H-90; MWD Tool 8 , 8 x3 1/4 in; MWD Tool 8 , 8 x3 1/2 in; NMDC, 8 1/4 in, 2,250 in, 7 H-90; Adjustable Stabilizer, 9 7/8" AGS, 9.875 in; Float Sub 8, 8 x3 1/4 in; Steerable Mud Motor, 9 5/8" in; Tri-Cone Bit 0.589 in<sup>2</sup>. Dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 47,230.00ft-lb dan *safety factor* sebesar 1.26.

Pada trayek *production* dengan *hole size* 8-1/2 inch rangkaian BHA yang digunakan adalah Drill Pipe 5 in, 25.60 ppf, S, 5 1/2 FH, 1; Heavy Weight Drill Pipe, SMFI, 6 5/8 in, 67.93 ppf; Float Sub 7 3/4, 7 3/4 x2 1/2 in; Mechanical Jar, SERIE 344-1, 8" in; Non-Mag Crossover 7 3/4, 7 3/4 x2 1/2 in; Heavy Weight Drill Pipe, SMFI, 6 5/8 in, 67.93 ppf; Float Sub 7 3/4, 7 3/4 x2 1/2 in; Crossover 8, 8 x2 1/2 in; Float Sub 8, 8 x2 1/2 in; Non-Mag Drill Collar 8 in, 2.000 in, 5 1/2 IF; Integral Blade Stabilizer, 10 5/8" FG, 7 1/2 x2 1/4 in; MWD Tool RGD 7 3/4 Inteq, 7 3/4 in; MWD Tool DG 7 3/4 Inteq, 7 3/4 in; Float Sub 7 1/2, 7 1/2 x2 1/4 in; Non-Mag Crossover 7 3/4, 7 3/4 x2 1/2 in; Tri-Cone Bit 0.589 in<sup>2</sup>. Dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 47,230.00ft-lb dan *safety factor* sebesar 1.26.

## BAB VII

### KESIMPULAN

1. Profil sumur pengembangan “DS-1” dengan tipe sliding deviation type yang dibagi menjadi 3 section yaitu *vertical section*, *build up rate section*, dan *tangential section*. Dengan kop pada kedalaman 891.5 ftTVD dengan *build up rate* sebesar 2°/100ft, dan inklinasi maksimum sebesar 37.7° dan arah bujur selatan timur pada kedalaman target 6,355 ftTVD / 7,637.5 ftMD.
2. Perencanaan rangkaian pipa bor pada *vertical section* trayek *surface* dengan *hole size* 24" menggunakan skenario 2 dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 42,000 ft-lb dan dihasilkan *safety factor* sebesar 1.12.
3. Desain rangkaian *build up rate section* trayek *intermediate* dengan *hole size* 17-1/2 inch menggunakan skenario 2 dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 45,800 ft-lb dan diperoleh *safety factor* sebesar 1.22.
4. Rangkaian pipa bor pada *tangential section* yang pertama trayek *intermediate* dengan *hole size* 12-1/4" menggunakan skenario 2 dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 47,230 ft-lb dan *safety factor* sebesar 1.26. Trayek *production liner* dengan *hole size* 8-1/2 " menggunakan skenario 2 dengan hasil *torque rating* sebesar 37,500 ft-lb dengan *torque limit* sebesar 47,230 ft-lb dan *safety factor* sebesar 1.26.
5. Hasil desain profil sumur dan rangkaian pipa bor dianggap optimum dan menjadi rekomendasi sebagai pedoman dalam pemboran sumur *directional* pengembangan "DS-1" Lapangan "JTB".

## DAFTAR PUSTAKA

- Adams, N.J. 1985. *Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach*. Penn-Well Publishing Tulsa.
- Bednarz, Stanislaw. *Design and Exploitation Problems of Drill String in Directional Drilling*. Acta Montanistica Slovaca, Vol.9 No.3. Halaman 152-155. 2004
- Bourgoyne, A.T. Jr. 1986 *Applied Drilling Engineering* First Printing Society of Petroleum Engineer.
- Chewaroungroj, Jirawat and Anusara Hentoog. *Well Plan Parameter Guideline for Directional Drilling in the Gulf of Thailand*. Engineering Journal. Vol.25 No.3 Halaman 15-40. 2021.
- Eren, Tuna et al. Torque and Drag Applications in Horizontal Well. International Journal of Oil Gas and Coal Technology. Vol 16. No 3. 2017.
- F. Mitchell, Robert. Drillstring Analysis with a Discrete Torque-Drag Model. Journal of SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam. 5-7 march 2013.
- F. Mitchell, Robert. *Drillstring Analysis with a Discrete Torque-Drag Model*. SPE Paper: 163477-PA. 2015.
- Farah, Farah Omar. *Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, with A Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti*. United Nations University Geothermal Training Programme Orkustofnun, Grensasvegur 9, IS-108 Reykjavik, Iceland. 2014.
- Fayaz, B. Antony, Akhil Sunny and Nazeel. *Bottomhole Assembly and Mud Motor for Directional Drilling*. Biosciences Biotechnology Research Asia, October 2014 Vol. 1 (Spl.Edn.1) p 201-206. 2014.
- Halafawi, Mohamed and Avram, Lazar. Wellbore Trajectory Optimization for Horizontal Well: the plan versus reality. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Science. Feb 05, 2019. Volume 2. Issue 1. Pp 49-54.
- Prasetyo, Dundie; Ratnayu Sitaresmi; Suryo Prakoso. *Optimization of Drillstring*

*Design to Produce More Stable Dynamic Drilling on Horizontal Drilling by Applying Different Stiffness Combinations.* Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology, Vol.2 No.2 Halaman 53-61, 2019.

Preston L. Moore. 1986. *Drilling Practice Manual*, Penn Well Books, Penn Well Publishing Co.

Rabia, H. 2002. *Well Engineering and Construction*, Entrac Consulting.

Rubiandini, Rudi. *Teknik Operasi Pemboran (2nd ed.)*. Bandung. Institut Teknologi Bandung. Chapter 11. Pp 267-322. 2009.

Suryakusuma, Khalid Akbar. *Desain Rangkaian Bor untuk Pemboran Berarah Pada Sumur "X" Lapangan "Y"*. Majalah Ilmiah Swara Patra Vol.10 No.1 Tahun 2020.

Erwanza, Varian et al. *Evaluasi Lintasan Pemboran Berarah Pada Sumur Z Lapangan XYY Petrochina International*. Seminar Nasional Cendekiawan 2015 ISSN:2460-8696. 2015.

## **LAMPIRAN**

## LAMPIRAN A

### LAPORAN HASIL DESAIN PROFIL SUMUR

#### Planning Report - Geographic

<b>Database:</b>	Local_EDM	<b>Local Co-ordinate Reference:</b>	Site JAM EAST
<b>Company:</b>	PERTAMINA EP CEPU	<b>TVD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Project:</b>	JTB Gas Field Development	<b>MD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Site:</b>	JAM EAST	<b>North Reference:</b>	Grid
<b>Well:</b>	JAM-8	<b>Survey Calculation Method:</b>	Minimum Curvature
<b>Wellbore:</b>	JAM-8		
<b>Design:</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)		

<b>Project</b>	JTB Gas Field Development, Bojonegoro, Cepu Block		
<b>Map System:</b>	Universal Transverse Mercator	<b>System Datum:</b>	Ground Level
<b>Geo Datum:</b>	WGS 1984		
<b>Map Zone:</b>	Zone 49S (108 E to 114 E)		

<b>Site</b>	JAM EAST, CEPU				
<b>Site Position:</b>	<b>Northing:</b>	9,199,462.73 m	<b>Latitude:</b>	7° 14' 30.327 S	
<b>From:</b>	Map	<b>Easting:</b>	579,383.52 m	<b>Longitude:</b>	111° 43' 8.686 E
<b>Position Uncertainty:</b>	0.0 ft	<b>Slot Radius:</b>	13.200 in	<b>Grid Convergence:</b>	-0.09 °

<b>Well</b>	JAM-8, New Well					
<b>Well Position</b>	<b>+N/-S</b>	0.0 ft	<b>Northing:</b>	9,199,462.73 m	<b>Latitude:</b>	7° 14' 30.327 S
	<b>+E/-W</b>	0.0 ft	<b>Easting:</b>	579,383.52 m	<b>Longitude:</b>	111° 43' 8.686 E
<b>Position Uncertainty</b>		0.0 ft	<b>Wellhead Elevation:</b>		<b>Ground Level:</b>	190.0 ft

<b>Wellbore</b>	JAM-8				
<b>Magnetics</b>	<b>Model Name</b>	<b>Sample Date</b>	<b>Declination (°)</b>	<b>Dip Angle (°)</b>	<b>Field Strength (nT)</b>
	IGRF2015	09/08/2018	0.89	-30.98	44,556.43963398

<b>Design</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)			
<b>Audit Notes:</b>				
<b>Version:</b>	<b>Phase:</b>	PROTOTYPE	<b>Tie On Depth:</b>	0.5
<b>Vertical Section:</b>	<b>Depth From (TVD) (ft)</b>	<b>+N/-S (ft)</b>	<b>+E/-W (ft)</b>	<b>Direction (°)</b>
	0.0	0.0	0.0	249.14

<b>Plan Survey Tool Program</b>	<b>Date</b>	10/01/2020		
<b>Depth From (ft)</b>	<b>Depth To (ft)</b>	<b>Survey (Wellbore)</b>	<b>Tool Name</b>	<b>Remarks</b>
1	0.5	7,872.5 Plan Trajectory JAM-8 (1) (JAM-8)		

Planning Report - Geographic

<b>Database:</b>	Local_EDM	<b>Local Co-ordinate Reference:</b>	Site JAM EAST
<b>Company:</b>	PERTAMINA EP CEPU	<b>TVD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Project:</b>	JTB Gas Field Development	<b>MD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Site:</b>	JAM EAST	<b>North Reference:</b>	Grid
<b>Well:</b>	JAM-8	<b>Survey Calculation Method:</b>	Minimum Curvature
<b>Wellbore:</b>	JAM-8		
<b>Design:</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)		

Plan Sections										
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)	TFO (°)	Target
0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	
34.5	0.00	270.00	34.5	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	270.00	
100.5	0.00	270.00	100.5	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	270.00	
200.5	0.00	270.00	200.5	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	270.00	
300.5	0.00	270.00	300.5	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	270.00	
400.5	0.00	270.00	400.5	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	270.00	
500.5	1.33	270.00	500.5	0.0	-1.2	1.33	1.33	0.00	270.00	
550.5	2.00	270.00	550.5	0.0	-2.6	1.34	1.34	0.00	0.00	
600.5	3.11	270.00	600.4	0.0	-4.8	2.22	2.22	0.00	0.00	
700.5	5.33	270.00	700.1	0.0	-12.2	2.22	2.22	0.00	0.00	
730.5	6.00	270.00	730.0	0.0	-15.2	2.23	2.23	0.00	0.00	
800.5	7.63	264.49	799.5	-0.4	-23.4	2.51	2.33	-7.87	-24.61	
888.7	9.74	260.21	886.7	-2.3	-36.6	2.50	2.39	-4.85	-19.15	
900.5	10.02	259.77	898.3	-2.6	-38.6	2.47	2.38	-3.74	-15.31	
939.6	10.97	258.49	936.7	-4.0	-45.6	2.50	2.43	-3.28	-14.42	
1,000.5	12.46	256.87	996.4	-6.6	-57.7	2.50	2.45	-2.66	-13.24	
1,100.5	14.91	254.91	1,093.5	-12.4	-80.6	2.49	2.45	-1.96	-11.67	
1,200.5	17.38	253.49	1,189.6	-20.0	-107.4	2.50	2.47	-1.42	-9.77	
1,300.5	19.86	252.42	1,284.3	-29.4	-137.9	2.50	2.48	-1.07	-8.35	
1,400.5	22.34	251.57	1,377.6	-40.5	-172.1	2.50	2.48	-0.85	-7.43	
1,500.5	24.83	250.89	1,469.3	-53.4	-210.0	2.50	2.49	-0.68	-6.55	
1,600.5	27.31	250.33	1,559.1	-68.0	-251.4	2.49	2.48	-0.56	-5.92	
1,682.4	29.35	249.93	1,631.2	-81.2	-288.0	2.50	2.49	-0.49	-5.49	
1,700.5	29.80	249.85	1,646.9	-84.3	-296.4	2.49	2.48	-0.44	-5.05	
1,800.5	32.29	249.44	1,732.6	-102.2	-344.7	2.50	2.49	-0.41	-5.03	
1,900.5	34.79	249.08	1,815.9	-121.8	-396.4	2.51	2.50	-0.36	-4.70	
2,000.5	37.28	248.77	1,896.8	-143.0	-451.3	2.50	2.49	-0.31	-4.31	
2,018.1	37.72	248.71	1,910.8	-146.9	-461.3	2.51	2.50	-0.34	-4.77	
2,100.5	37.72	248.71	1,975.9	-165.2	-508.2	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,200.5	37.72	248.71	2,055.0	-187.4	-565.2	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,283.6	37.72	248.71	2,120.7	-205.8	-612.6	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,300.5	37.72	248.71	2,134.1	-209.6	-622.2	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,400.5	37.72	248.71	2,213.2	-231.8	-679.2	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,500.5	37.72	248.71	2,292.3	-254.0	-736.2	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,600.5	37.72	248.71	2,371.4	-276.2	-793.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,700.5	37.72	248.71	2,450.5	-298.4	-850.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,800.5	37.72	248.71	2,529.6	-320.7	-907.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
2,900.5	37.72	248.71	2,608.7	-342.9	-964.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,000.5	37.72	248.71	2,687.8	-365.1	-1,021.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,100.5	37.72	248.71	2,766.9	-387.3	-1,078.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,200.5	37.72	248.71	2,846.0	-409.5	-1,135.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,220.6	37.72	248.71	2,862.0	-414.0	-1,146.8	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,271.2	37.72	248.71	2,902.0	-425.2	-1,175.6	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,300.5	37.72	248.71	2,925.1	-431.7	-1,192.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,400.5	37.72	248.71	3,004.2	-453.9	-1,249.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,500.5	37.72	248.71	3,083.4	-476.2	-1,306.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,600.5	37.72	248.71	3,162.5	-498.4	-1,363.3	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,700.5	37.72	248.71	3,241.6	-520.6	-1,420.3	0.00	0.00	0.00	0.00	



Planning Report - Geographic

<b>Database:</b>	Local_EDM	<b>Local Co-ordinate Reference:</b>	Site JAM EAST
<b>Company:</b>	PERTAMINA EP CEPU	<b>TVD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Project:</b>	JTB Gas Field Development	<b>MD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Site:</b>	JAM EAST	<b>North Reference:</b>	Grid
<b>Well:</b>	JAM-8	<b>Survey Calculation Method:</b>	Minimum Curvature
<b>Wellbore:</b>	JAM-8		
<b>Design:</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)		

3,800.5	37.72	248.71	3,320.7	-542.8	-1,477.3	0.00	0.00	0.00	0.00
3,900.5	37.72	248.71	3,399.8	-565.0	-1,534.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,000.5	37.72	248.71	3,478.9	-587.2	-1,591.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,100.5	37.72	248.71	3,558.0	-609.4	-1,648.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,140.3	37.72	248.71	3,589.4	-618.3	-1,671.0	0.00	0.00	0.00	0.00
4,200.5	37.72	248.71	3,637.1	-631.7	-1,705.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,300.5	37.72	248.71	3,716.2	-653.9	-1,762.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,400.5	37.72	248.71	3,795.3	-676.1	-1,819.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,500.5	37.72	248.71	3,874.4	-698.3	-1,876.3	0.00	0.00	0.00	0.00
4,600.5	37.72	248.71	3,953.5	-720.5	-1,933.4	0.00	0.00	0.00	0.00
4,700.5	37.72	248.71	4,032.6	-742.7	-1,990.4	0.00	0.00	0.00	0.00
4,800.5	37.72	248.71	4,111.7	-764.9	-2,047.4	0.00	0.00	0.00	0.00
4,900.5	37.72	248.71	4,190.8	-787.2	-2,104.4	0.00	0.00	0.00	0.00
4,948.0	37.72	248.71	4,228.3	-797.7	-2,131.4	0.00	0.00	0.00	0.00
4,950.2	37.72	248.71	4,230.1	-798.2	-2,132.7	0.00	0.00	0.00	0.00
5,000.5	37.72	248.71	4,269.9	-809.4	-2,161.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,100.5	37.72	248.71	4,349.0	-831.6	-2,218.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,200.5	37.72	248.71	4,428.1	-853.8	-2,275.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,300.5	37.72	248.71	4,507.2	-876.0	-2,332.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,400.5	37.72	248.71	4,586.3	-898.2	-2,389.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,500.5	37.72	248.71	4,665.4	-920.4	-2,446.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,600.5	37.72	248.71	4,744.5	-942.6	-2,503.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,700.5	37.72	248.71	4,823.6	-964.9	-2,560.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,800.5	37.72	248.71	4,902.7	-987.1	-2,617.4	0.00	0.00	0.00	0.00
5,900.5	37.72	248.71	4,981.8	-1,009.3	-2,674.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,000.5	37.72	248.71	5,060.9	-1,031.5	-2,731.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,100.5	37.72	248.71	5,140.0	-1,053.7	-2,788.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,200.5	37.72	248.71	5,219.1	-1,075.9	-2,845.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,300.5	37.72	248.71	5,298.2	-1,098.1	-2,902.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,400.5	37.72	248.71	5,377.3	-1,120.4	-2,959.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,490.4	37.72	248.71	5,448.4	-1,140.3	-3,010.7	0.00	0.00	0.00	0.00
6,500.5	37.72	248.71	5,456.4	-1,142.6	-3,016.4	0.00	0.00	0.00	0.00
6,578.9	37.72	248.71	5,518.4	-1,160.0	-3,061.1	0.00	0.00	0.00	0.00
6,600.5	37.72	248.71	5,535.5	-1,164.8	-3,073.5	0.00	0.00	0.00	0.00
6,700.5	37.72	248.71	5,614.6	-1,187.0	-3,130.5	0.00	0.00	0.00	0.00
6,800.5	37.72	248.71	5,693.7	-1,209.2	-3,187.5	0.00	0.00	0.00	0.00
6,900.5	37.72	248.71	5,772.8	-1,231.4	-3,244.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,000.5	37.72	248.71	5,851.9	-1,253.6	-3,301.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,100.5	37.72	248.71	5,931.0	-1,275.9	-3,358.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,200.5	37.72	248.71	6,010.1	-1,298.1	-3,415.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,300.5	37.72	248.71	6,089.2	-1,320.3	-3,472.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,347.5	37.72	248.71	6,126.4	-1,330.7	-3,499.3	0.00	0.00	0.00	0.00
7,400.5	37.72	248.71	6,168.3	-1,342.5	-3,529.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,500.5	37.72	248.71	6,247.4	-1,364.7	-3,586.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,600.5	37.72	248.71	6,326.5	-1,386.9	-3,643.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,647.5	37.72	248.71	6,363.7	-1,397.4	-3,670.3	0.00	0.00	0.00	0.00
7,700.5	37.72	248.71	6,405.6	-1,409.1	-3,700.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,800.5	37.72	248.71	6,484.7	-1,431.4	-3,757.5	0.00	0.00	0.00	0.00
7,872.5	37.72	248.71	6,541.6	-1,447.3	-3,798.6	0.00	0.00	0.00	0.00

Planning Report - Geographic

<b>Database:</b>	Local_EDM	<b>Local Co-ordinate Reference:</b>	Site JAM EAST
<b>Company:</b>	PERTAMINA EP CEPU	<b>TVD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Project:</b>	JTB Gas Field Development	<b>MD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Site:</b>	JAM EAST	<b>North Reference:</b>	Grid
<b>Well:</b>	JAM-8	<b>Survey Calculation Method:</b>	Minimum Curvature
<b>Wellbore:</b>	JAM-8		
<b>Design:</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)		

Planned Survey									
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude
0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	9,199,462.73	579,383.52	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.686 E
34.5	0.00	270.00	34.5	0.0	0.0	9,199,462.73	579,383.52	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.686 E
100.5	0.00	270.00	100.5	0.0	0.0	9,199,462.73	579,383.52	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.686 E
200.5	0.00	270.00	200.5	0.0	0.0	9,199,462.73	579,383.52	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.686 E
300.5	0.00	270.00	300.5	0.0	0.0	9,199,462.73	579,383.52	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.686 E
400.5	0.00	270.00	400.5	0.0	0.0	9,199,462.73	579,383.52	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.686 E
500.5	1.33	270.00	500.5	0.0	-1.2	9,199,462.73	579,383.17	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.675 E
550.5	2.00	270.00	550.5	0.0	-2.6	9,199,462.73	579,382.73	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.660 E
600.5	3.11	270.00	600.4	0.0	-4.8	9,199,462.73	579,382.05	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.638 E
700.5	5.33	270.00	700.1	0.0	-12.2	9,199,462.73	579,379.80	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.565 E
730.5	6.00	270.00	730.0	0.0	-15.2	9,199,462.73	579,378.90	7° 14' 30.327 S	111° 43' 8.535 E
800.5	7.63	264.49	799.5	-0.4	-23.4	9,199,462.60	579,376.38	7° 14' 30.332 S	111° 43' 8.453 E
888.7	9.74	260.21	886.7	-2.3	-36.6	9,199,462.04	579,372.36	7° 14' 30.350 S	111° 43' 8.322 E
900.5	10.02	259.77	898.3	-2.6	-38.6	9,199,461.93	579,371.75	7° 14' 30.354 S	111° 43' 8.302 E
939.6	10.97	258.49	936.7	-4.0	-45.6	9,199,461.52	579,369.62	7° 14' 30.367 S	111° 43' 8.233 E
1,000.5	12.46	256.87	996.4	-6.6	-57.7	9,199,460.72	579,365.94	7° 14' 30.394 S	111° 43' 8.113 E
1,100.5	14.91	254.91	1,093.5	-12.4	-80.6	9,199,458.95	579,358.95	7° 14' 30.452 S	111° 43' 7.885 E
1,200.5	17.38	253.49	1,189.6	-20.0	-107.4	9,199,456.63	579,350.80	7° 14' 30.528 S	111° 43' 7.619 E
1,300.5	19.86	252.42	1,284.3	-29.4	-137.9	9,199,453.77	579,341.50	7° 14' 30.621 S	111° 43' 7.316 E
1,400.5	22.34	251.57	1,377.6	-40.5	-172.1	9,199,450.38	579,331.06	7° 14' 30.732 S	111° 43' 6.976 E
1,500.5	24.83	250.89	1,469.3	-53.4	-210.0	9,199,446.45	579,319.52	7° 14' 30.861 S	111° 43' 6.600 E
1,600.5	27.31	250.33	1,559.1	-68.0	-251.4	9,199,442.00	579,306.88	7° 14' 31.006 S	111° 43' 6.188 E
1,682.4	29.35	249.93	1,631.2	-81.2	-288.0	9,199,437.98	579,295.75	7° 14' 31.138 S	111° 43' 5.825 E
1,700.5	29.80	249.85	1,646.9	-84.3	-296.4	9,199,437.04	579,293.19	7° 14' 31.169 S	111° 43' 5.742 E
1,800.5	32.29	249.44	1,732.6	-102.2	-344.7	9,199,431.57	579,278.45	7° 14' 31.347 S	111° 43' 5.262 E
1,900.5	34.79	249.08	1,815.9	-121.8	-396.4	9,199,425.60	579,262.71	7° 14' 31.542 S	111° 43' 4.748 E
2,000.5	37.28	248.77	1,896.8	-143.0	-451.3	9,199,419.16	579,245.98	7° 14' 31.753 S	111° 43' 4.203 E
2,018.1	37.72	248.71	1,910.8	-146.9	-461.3	9,199,417.97	579,242.93	7° 14' 31.792 S	111° 43' 4.104 E
2,100.5	37.72	248.71	1,975.9	-165.2	-508.2	9,199,412.39	579,228.62	7° 14' 31.974 S	111° 43' 3.637 E
2,200.5	37.72	248.71	2,055.0	-187.4	-565.2	9,199,405.62	579,211.24	7° 14' 32.196 S	111° 43' 3.071 E
2,283.6	37.72	248.71	2,120.7	-205.8	-612.6	9,199,400.00	579,196.81	7° 14' 32.380 S	111° 43' 2.601 E
2,300.5	37.72	248.71	2,134.1	-209.6	-622.2	9,199,398.85	579,193.86	7° 14' 32.417 S	111° 43' 2.505 E
2,400.5	37.72	248.71	2,213.2	-231.8	-679.2	9,199,392.08	579,176.49	7° 14' 32.639 S	111° 43' 1.939 E
2,500.5	37.72	248.71	2,292.3	-254.0	-736.2	9,199,385.31	579,159.11	7° 14' 32.860 S	111° 43' 1.373 E
2,600.5	37.72	248.71	2,371.4	-276.2	-793.3	9,199,378.54	579,141.74	7° 14' 33.081 S	111° 43' 0.806 E
2,700.5	37.72	248.71	2,450.5	-298.4	-850.3	9,199,371.77	579,124.36	7° 14' 33.303 S	111° 43' 0.240 E
2,800.5	37.72	248.71	2,529.6	-320.7	-907.3	9,199,365.00	579,106.99	7° 14' 33.524 S	111° 42' 59.674 E
2,900.5	37.72	248.71	2,608.7	-342.9	-964.3	9,199,358.23	579,089.61	7° 14' 33.745 S	111° 42' 59.108 E
3,000.5	37.72	248.71	2,687.8	-365.1	-1,021.3	9,199,351.46	579,072.24	7° 14' 33.967 S	111° 42' 58.541 E
3,100.5	37.72	248.71	2,766.9	-387.3	-1,078.3	9,199,344.69	579,054.86	7° 14' 34.188 S	111° 42' 57.975 E
3,200.5	37.72	248.71	2,846.0	-409.5	-1,135.3	9,199,337.91	579,037.49	7° 14' 34.409 S	111° 42' 57.409 E
3,220.6	37.72	248.71	2,862.0	-414.0	-1,146.8	9,199,336.55	579,033.99	7° 14' 34.454 S	111° 42' 57.295 E
3,271.2	37.72	248.71	2,902.0	-425.2	-1,175.6	9,199,333.13	579,025.21	7° 14' 34.566 S	111° 42' 57.009 E
3,300.5	37.72	248.71	2,925.1	-431.7	-1,192.3	9,199,331.14	579,020.11	7° 14' 34.631 S	111° 42' 56.843 E
3,400.5	37.72	248.71	3,004.2	-453.9	-1,249.3	9,199,324.37	579,002.74	7° 14' 34.852 S	111° 42' 56.277 E
3,500.5	37.72	248.71	3,083.4	-476.2	-1,306.3	9,199,317.60	578,985.36	7° 14' 35.074 S	111° 42' 55.710 E
3,600.5	37.72	248.71	3,162.5	-498.4	-1,363.3	9,199,310.83	578,967.99	7° 14' 35.295 S	111° 42' 55.144 E
3,700.5	37.72	248.71	3,241.6	-520.6	-1,420.3	9,199,304.06	578,950.61	7° 14' 35.516 S	111° 42' 54.578 E
3,800.5	37.72	248.71	3,320.7	-542.8	-1,477.3	9,199,297.29	578,933.24	7° 14' 35.738 S	111° 42' 54.012 E
3,900.5	37.72	248.71	3,399.8	-565.0	-1,534.3	9,199,290.52	578,915.86	7° 14' 35.959 S	111° 42' 53.445 E
4,000.5	37.72	248.71	3,478.9	-587.2	-1,591.3	9,199,283.75	578,898.49	7° 14' 36.180 S	111° 42' 52.879 E
4,100.5	37.72	248.71	3,558.0	-609.4	-1,648.3	9,199,276.98	578,881.11	7° 14' 36.402 S	111° 42' 52.313 E
4,140.3	37.72	248.71	3,589.4	-618.3	-1,671.0	9,199,274.28	578,874.20	7° 14' 36.490 S	111° 42' 52.088 E
4,200.5	37.72	248.71	3,637.1	-631.7	-1,705.3	9,199,270.21	578,863.74	7° 14' 36.623 S	111° 42' 51.747 E
4,300.5	37.72	248.71	3,716.2	-653.9	-1,762.3	9,199,263.44	578,846.36	7° 14' 36.844 S	111° 42' 51.181 E

Planning Report - Geographic

<b>Database:</b>	Local_EDM	<b>Local Co-ordinate Reference:</b>	Site JAM EAST
<b>Company:</b>	PERTAMINA EP CEPU	<b>TVD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Project:</b>	JTB Gas Field Development	<b>MD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Site:</b>	JAM EAST	<b>North Reference:</b>	Grid
<b>Well:</b>	JAM-8	<b>Survey Calculation Method:</b>	Minimum Curvature
<b>Wellbore:</b>	JAM-8		
<b>Design:</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)		

Planned Survey									
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude
4,400.5	37.72	248.71	3,795.3	-676.1	-1,819.3	9,199,256.66	578,828.99	7° 14' 37.066 S	111° 42' 50.614 E
4,500.5	37.72	248.71	3,874.4	-698.3	-1,876.3	9,199,249.89	578,811.61	7° 14' 37.287 S	111° 42' 50.048 E
4,600.5	37.72	248.71	3,953.5	-720.5	-1,933.4	9,199,243.12	578,794.24	7° 14' 37.509 S	111° 42' 49.482 E
4,700.5	37.72	248.71	4,032.6	-742.7	-1,990.4	9,199,236.35	578,776.86	7° 14' 37.730 S	111° 42' 48.916 E
4,800.5	37.72	248.71	4,111.7	-764.9	-2,047.4	9,199,229.58	578,759.49	7° 14' 37.951 S	111° 42' 48.349 E
4,900.5	37.72	248.71	4,190.8	-787.2	-2,104.4	9,199,222.81	578,742.11	7° 14' 38.173 S	111° 42' 47.783 E
4,948.0	37.72	248.71	4,228.3	-797.7	-2,131.4	9,199,219.60	578,733.86	7° 14' 38.278 S	111° 42' 47.514 E
4,950.2	37.72	248.71	4,230.1	-798.2	-2,132.7	9,199,219.45	578,733.48	7° 14' 38.283 S	111° 42' 47.502 E
5,000.5	37.72	248.71	4,269.9	-809.4	-2,161.4	9,199,216.04	578,724.74	7° 14' 38.394 S	111° 42' 47.217 E
5,100.5	37.72	248.71	4,349.0	-831.6	-2,218.4	9,199,209.27	578,707.36	7° 14' 38.615 S	111° 42' 46.651 E
5,200.5	37.72	248.71	4,428.1	-853.8	-2,275.4	9,199,202.50	578,689.99	7° 14' 38.837 S	111° 42' 46.084 E
5,300.5	37.72	248.71	4,507.2	-876.0	-2,332.4	9,199,195.73	578,672.61	7° 14' 39.058 S	111° 42' 45.518 E
5,400.5	37.72	248.71	4,586.3	-898.2	-2,389.4	9,199,188.96	578,655.24	7° 14' 39.279 S	111° 42' 44.952 E
5,500.5	37.72	248.71	4,665.4	-920.4	-2,446.4	9,199,182.19	578,637.86	7° 14' 39.501 S	111° 42' 44.386 E
5,600.5	37.72	248.71	4,744.5	-942.6	-2,503.4	9,199,175.42	578,620.49	7° 14' 39.722 S	111° 42' 43.820 E
5,700.5	37.72	248.71	4,823.6	-964.9	-2,560.4	9,199,168.64	578,603.11	7° 14' 39.944 S	111° 42' 43.253 E
5,800.5	37.72	248.71	4,902.7	-987.1	-2,617.4	9,199,161.87	578,585.74	7° 14' 40.165 S	111° 42' 42.687 E
5,900.5	37.72	248.71	4,981.8	-1,009.3	-2,674.4	9,199,155.10	578,568.36	7° 14' 40.386 S	111° 42' 42.121 E
6,000.5	37.72	248.71	5,060.9	-1,031.5	-2,731.4	9,199,148.33	578,550.98	7° 14' 40.608 S	111° 42' 41.555 E
6,100.5	37.72	248.71	5,140.0	-1,053.7	-2,788.4	9,199,141.56	578,533.61	7° 14' 40.829 S	111° 42' 40.988 E
6,200.5	37.72	248.71	5,219.1	-1,075.9	-2,845.4	9,199,134.79	578,516.23	7° 14' 41.050 S	111° 42' 40.422 E
6,300.5	37.72	248.71	5,298.2	-1,098.1	-2,902.4	9,199,128.02	578,498.86	7° 14' 41.272 S	111° 42' 39.856 E
6,400.5	37.72	248.71	5,377.3	-1,120.4	-2,959.4	9,199,121.25	578,481.48	7° 14' 41.493 S	111° 42' 39.290 E
6,490.4	37.72	248.71	5,448.4	-1,140.3	-3,010.7	9,199,115.16	578,465.86	7° 14' 41.692 S	111° 42' 38.781 E
6,500.5	37.72	248.71	5,456.4	-1,142.6	-3,016.4	9,199,114.48	578,464.11	7° 14' 41.714 S	111° 42' 38.724 E
6,578.9	37.72	248.71	5,518.4	-1,160.0	-3,061.1	9,199,109.17	578,450.49	7° 14' 41.888 S	111° 42' 38.280 E
6,600.5	37.72	248.71	5,535.5	-1,164.8	-3,073.5	9,199,107.71	578,446.73	7° 14' 41.936 S	111° 42' 38.157 E
6,700.5	37.72	248.71	5,614.6	-1,187.0	-3,130.5	9,199,100.94	578,429.36	7° 14' 42.157 S	111° 42' 37.591 E
6,800.5	37.72	248.71	5,693.7	-1,209.2	-3,187.5	9,199,094.17	578,411.98	7° 14' 42.379 S	111° 42' 37.025 E
6,900.5	37.72	248.71	5,772.8	-1,231.4	-3,244.5	9,199,087.40	578,394.61	7° 14' 42.600 S	111° 42' 36.459 E
7,000.5	37.72	248.71	5,851.9	-1,253.6	-3,301.5	9,199,080.62	578,377.23	7° 14' 42.821 S	111° 42' 35.892 E
7,100.5	37.72	248.71	5,931.0	-1,275.9	-3,358.5	9,199,073.85	578,359.86	7° 14' 43.043 S	111° 42' 35.326 E
7,200.5	37.72	248.71	6,010.1	-1,298.1	-3,415.5	9,199,067.08	578,342.48	7° 14' 43.264 S	111° 42' 34.760 E
7,300.5	37.72	248.71	6,089.2	-1,320.3	-3,472.5	9,199,060.31	578,325.11	7° 14' 43.485 S	111° 42' 34.194 E
7,347.5	37.72	248.71	6,126.4	-1,330.7	-3,499.3	9,199,057.13	578,316.94	7° 14' 43.589 S	111° 42' 33.928 E
7,400.5	37.72	248.71	6,168.3	-1,342.5	-3,529.5	9,199,053.54	578,307.73	7° 14' 43.707 S	111° 42' 33.627 E
7,500.5	37.72	248.71	6,247.4	-1,364.7	-3,586.5	9,199,046.77	578,290.36	7° 14' 43.928 S	111° 42' 33.061 E
7,600.5	37.72	248.71	6,326.5	-1,386.9	-3,643.5	9,199,040.00	578,272.98	7° 14' 44.149 S	111° 42' 32.495 E
7,647.5	37.72	248.71	6,363.7	-1,397.4	-3,670.3	9,199,036.82	578,264.82	7° 14' 44.253 S	111° 42' 32.229 E
7,700.5	37.72	248.71	6,405.6	-1,409.1	-3,700.5	9,199,033.23	578,255.61	7° 14' 44.371 S	111° 42' 31.929 E
7,800.5	37.72	248.71	6,484.7	-1,431.4	-3,757.5	9,199,026.46	578,238.23	7° 14' 44.592 S	111° 42' 31.363 E
7,872.5	37.72	248.71	6,541.6	-1,447.3	-3,798.6	9,199,021.58	578,225.72	7° 14' 44.751 S	111° 42' 30.955 E

Casing Points				
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)
80.5	80.5	24" Conductor Casing	24.000	30.000
891.5	889.4	18 5/8" Surface Casing	18.625	24.000
3,236.5	2,874.5	13 3/8" Intermediate Casing	13.375	17.500
6,547.5	5,493.6	9 5/8" Production Casing	9.625	12.250
7,637.5	6,355.8	7" Production Liner	7.000	8.500

## Planning Report - Geographic

<b>Database:</b>	Local_EDM	<b>Local Co-ordinate Reference:</b>	Site JAM EAST
<b>Company:</b>	PERTAMINA EP CEPU	<b>TVD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Project:</b>	JTB Gas Field Development	<b>MD Reference:</b>	PDSI 40.3 @ 224.5ft
<b>Site:</b>	JAM EAST	<b>North Reference:</b>	Grid
<b>Well:</b>	JAM-8	<b>Survey Calculation Method:</b>	Minimum Curvature
<b>Wellbore:</b>	JAM-8		
<b>Design:</b>	Plan Trajectory JAM-8 (1)		

Formations						
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip Direction (°)	
943.1	940.2	Top Ledok_Za1SB	Empty			
1,704.8	1,650.7	Top Wonocolo_Tor2Mfs				
2,312.0	2,143.2	Argillaceous Wonocolo				
3,245.0	2,881.2	Top Tor1 Sand	Empty			
4,094.6	3,553.3	Top Ser Sand_Ser3mfs				
4,934.9	4,218.0	Base Serravalian Sand_Ser3SB	Empty			
4,935.9	4,218.8	Top Tuban	Empty			

**LAMPIRAN B**  
**DATA PORE PRSSURE**

TVD (ft)	Pore Pressure (psi)	EMW (ppg)
34.5	0	0
272.9	117.15	8.26
343.8	147.71	8.27
414.6	179.01	8.31
485.6	209.78	8.32
556.4	246.76	8.54
627.5	281.1	8.62
698.2	306.95	8.46
769.3	335.8	8.4
840.2	377.17	8.64
911	411.89	8.7
944.6	425.64	8.67
1,016.10	456.41	8.65
1,152.50	495.36	8.27
1,288.40	553.8	8.27
1,424.80	612.44	8.27
1,560.90	670.98	8.27
1,630.60	700.94	8.27
1,741.00	748.41	8.28
1,968.30	846.15	8.28
2,113.60	926.96	8.44
2,192.50	972.23	8.54
2,411.40	1,186.24	9.47
2,631.10	1,447.40	10.59
2,850.40	1,626.55	10.98
2,904.60	1,655.10	10.97
3,060.10	1,736.11	10.92
3,266.10	1,851.66	10.91
3,271.60	1,853.48	10.91
3,587.60	1,982.92	10.64

TVD (ft)	Pore Pressure (psi)	EMW (ppg)
3,592.80	1,984.45	10.63
3,695.80	2,027.89	10.56
3,797.10	2,063.05	10.46
3,899.70	2,114.78	10.44
4,000.70	2,184.09	10.51
4,103.30	2,272.80	10.66
4,204.60	2,334.47	10.69
4,220.60	2,357.59	10.75
4,448.70	2,566.71	11.11
4,714.20	2,892.30	11.81
4,848.70	3,025.27	12.01
4,983.20	3,127.36	12.08
5,113.30	3,210.33	12.09
5,247.80	3,296.17	12.09
5,382.40	3,381.23	12.09
5,517.80	3,442.79	12.01
5,518.60	2,845.34	9.93
5,593.00	2,851.43	9.81
5,670.40	2,857.80	9.7
5,747.90	2,864.13	9.59
5,825.30	2,870.50	9.49
5,900.20	2,876.62	9.39
5,977.10	2,882.93	9.28
6,054.00	2,889.25	9.19
6,131.00	2,895.55	9.09
6,205.30	2,901.64	9
6,281.70	2,907.91	8.91
6,357.10	2,914.08	8.82
6,433.00	2,920.31	8.74
6,505.30	2,926.25	8.66



**LAMPIRAN C**  
**DATA FRACTURE PRSSURE**

TVD (ft)	Fracture Pressure (psi)	EMW (ppg)
34.5	0	0
272.9	183.45	12.94
343.8	240.14	13.44
414.6	295.22	13.71
485.6	352.39	13.97
556.4	409.75	14.18
627.5	466.73	14.32
698.2	524.58	14.46
769.3	582.45	14.58
840.2	640.29	14.67
911	698.74	14.77
944.6	726.73	14.81
1,016.10	785.67	14.88
1,152.50	899.43	15.02
1,288.40	1,013.60	15.14
1,424.80	1,128.80	15.25
1,560.90	1,244.48	15.35
1,630.60	1,303.75	15.39
1,741.00	1,398.46	15.46
1,968.30	1,594.12	15.59
2,113.60	1,718.30	15.65
2,192.50	1,786.40	15.68
2,411.40	1,974.89	15.77
2,631.10	2,164.96	15.84
2,850.40	2,354.14	15.9
2,904.60	2,400.87	15.91
3,060.10	2,535.33	15.95
3,266.10	2,714.10	16
3,271.60	2,718.82	16
3,587.60	2,992.15	16.06

TVD (ft)	Fracture Pressure (psi)	EMW (ppg)
3,592.80	2,996.59	16.06
3,695.80	3,085.35	16.07
3,797.10	3,172.73	16.08
3,899.70	3,260.53	16.09
4,000.70	3,346.98	16.1
4,103.30	3,435.61	16.12
4,204.60	3,523.16	16.13
4,220.60	3,537.00	16.13
4,448.70	3,731.00	16.14
4,714.20	3,958.53	16.16
4,848.70	4,071.51	16.16
4,983.20	4,186.02	16.17
5,113.30	4,296.39	16.17
5,247.80	4,409.44	16.17
5,382.40	4,522.49	16.17
5,517.80	3,787.07	13.21
5,518.60	3,787.62	13.21
5,593.00	3,838.70	13.21
5,670.40	3,891.85	13.21
5,747.90	3,945.01	13.21
5,825.30	3,998.16	13.21
5,900.20	4,049.55	13.21
5,977.10	4,102.35	13.21
6,054.00	4,155.16	13.21
6,131.00	4,207.96	13.21
6,205.30	4,259.00	13.21
6,281.70	4,311.45	13.21
6,357.10	4,363.19	13.21
6,433.00	4,415.29	13.21
6,505.30	4,464.92	13.21

## LAMPIRAN D MODUL SOFTWARE COMPASS

### 1. Penamaan Desain dan Titik Kedalaman Referensi

The screenshot shows the 'Plan Design Properties' dialog box with the following details:

- Details:** Name: Well 5, Description: (empty), Version: (empty), Effective Date: 8/28/2007, Prototype:  (selected), Lookahead (Actual+Plan):  (unchecked), BOT DLS: 0.00 ft/100ft.
- Depth Reference Information:** WELLS @ 125.0ft (Original Well Elev), Datum: 125.0ft, Air Gap (MSL): 125.0ft, Mean Sea Level, Mudline Depth (MSL): 305.0ft, Mudline TVD: 430.0ft.
- Design is locked:**  (unchecked).

Annotations:

- An arrow points to the 'Design is locked' checkbox with the text: "Lock the design to prevent other users from changing it."
- An arrow points to the 'Planned (Principal)' radio button with the text: "Select **Planned (Principal)** to indicate this is the final design rather than a prototype. You can only have one principal design for each wellbore."

### 2. Menentukan Alat Survey

Enter the depth of the first measured station of the section. It should not include the tie-in depth if it is measured by another survey instrument.

Survey/Plan (Wellbore) displays the survey or design used over the given depth range. Stations from this survey are used to build the planned wellpath.

This is the survey instrument used to measure this survey section from the list of survey tool error models. This defines the error ellipse over the given depth range. To create a new tool, use **File > Properties > Company > Survey Tools**.

The screenshot shows the 'Plan Design Properties' dialog box with the following details:

- Survey/Plan (Wellbore) Table:**

MD From (ft)	MD To (ft)	Survey/Plan (Wellbore)	Survey Tool	Do Not Use	Use in Pref.
1	600	11308-5 Plan #1 (A1-50) 0-11309	Prop_mag	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
- Program Parts:**  (unchecked).
- Do Not Use:**  (unchecked).
- Use in Pref.:**  (checked).

Annotations:

- An arrow points to the 'Program Parts' checkbox with the text: "The Program Parts check box is only available when the grid contains more than one line."
- An arrow points to the 'Do Not Use' checkbox with the text: "Select the **Do Not Use** check box to indicate that this section has been planned but will not form any part of a definitive path."
- An arrow points to the 'Use in Pref.' checkbox with the text: "Select the **Use in Pref.** check box to use this survey in preference to later surveys. Normally, later survey depths in the program would supersede previous survey depths, but, if a high accuracy survey is planned with subsequent overlapping lower accuracy surveys, part of the lower accuracy survey is overwritten."

### 3. Menentukan Koordinat Target

Select the check box associated with a target to indicate the target is a Wellbore target.

Click the Project icon to view all targets for the project.

Click the Wellbore icon to view only the wellbore targets.

Target Viewer.

The screenshot shows the 'Target Editor' window with the following components:

- Target List:** A table with columns: Name, TD (ft), Size, Well, Wellbore, Design.
 

Name	TD (ft)	Size	Well	Wellbore	Design
Chalk Bottom	6024.0		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Chalk Top	6752.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
- Target Properties:**
  - Name & Location: Name: Chalk Bottom, Description: (empty), Wellbore: (empty), Logged:
  - Vertical Depth: TD: 6024.0 ft, Wellbore WELL # 134-0R (Original Well Elev)
  - Center Location:
    - Local: N/E: -4043.0 ft, E/W: -230.0 ft
    - Map: North: 6022830.0 m, East: 6022830.0 m
    - Geographic: Lat: 33° 28' 4.299" N, Long: 97° 52' 13.944" W
    - UTM: Range: 4982.0 ft, Bearing: 133.61°
    - Legate: P/L: -4043.0 ft, P/E: -230.0 ft
  - Lock Penetration width and inclination: Aligned Target: (empty), Penet. Ang: 30°, Az: (empty)
- Target Viewer:** A 3D grid showing a wellbore target. The vertical axis ranges from 6000 to 6300. The horizontal axes range from -500 to 500. A red circle highlights the target location.

In the Target Properties section, you can specify the location, shape, size, and orientation of the target.

Local coordinates are from the local coordinate origin.

Map coordinates are based on the grid system specified by selecting **File > Properties > Project > Properties > Map Info**.

Polar coordinates are a distance and azimuth from the local center.



#### 4. Mendesain Profil Sumur

The following graphic depicts the Plan Editor.

The plan grid is interactive. White cells are editable. If you change a value, the plan recalculates.

Use the scroll arrows to adjust data in preset increments.

Plans can be generated through more than one target.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	5000.0	5000.0	0.00	0.00	5000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Straight MD	
3	7924.4	2974.4	54.70	48.57	7500.0	855.8	968.6	1285.5	1.87	48.57	1.87	0.00	GPI AL TVD	
4	8097.5	173.1	56.70	48.57	7600.0	949.0	1075.5	1425.9	0.00	0.00	0.00	0.00	(ditto)	
5	9269.1	1171.6	72.71	20.97	8125.0	1807.9	1647.7	2446.1	2.60	-50.85	1.54	-2.36	(ditto)	ET08
6	9942.1	673.0	72.71	20.97	8325.0	2407.4	1877.7	3053.5	0.00	0.00	0.00	0.00	D76 Curve	ET09
7	10772.5	830.4	57.27	21.23	8675.0	3107.9	2147.7	3777.8	1.86	179.20	-1.86	0.00	D76 Curve	ET10
8	11289.7	517.2	77.40	41.28	8875.0	3507.9	2397.7	4249.1	5.27	46.99	3.89	3.88	D76 Curve	ET11
9													Insert Line	

Use the Planned Wellpath tab to view survey data generated from the plan.

Some plan methods have submethod buttons.

Select a Plan method. Different methods can be combined to form a wellpath through multiple targets.

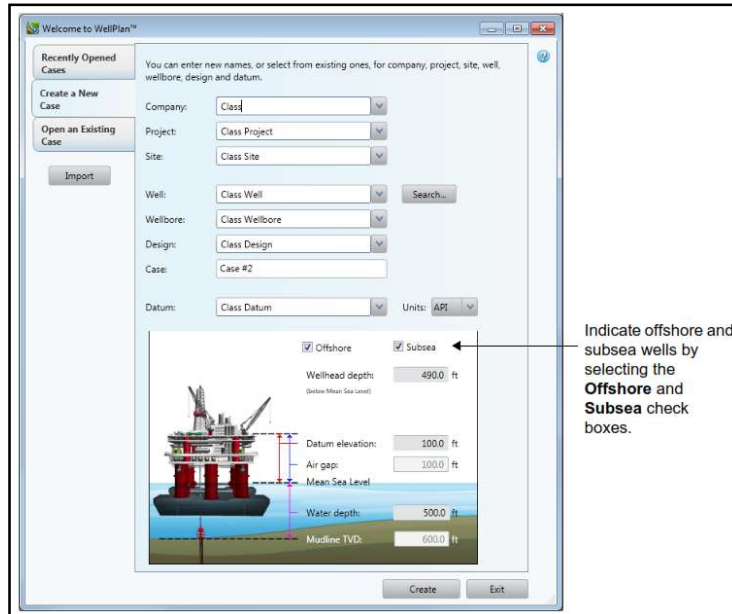
When a Plan method is selected, the Plan Method window displays the inputs required to calculate sections of that method.

When values have been entered for the plan method, click **Calculate** to generate a trajectory.

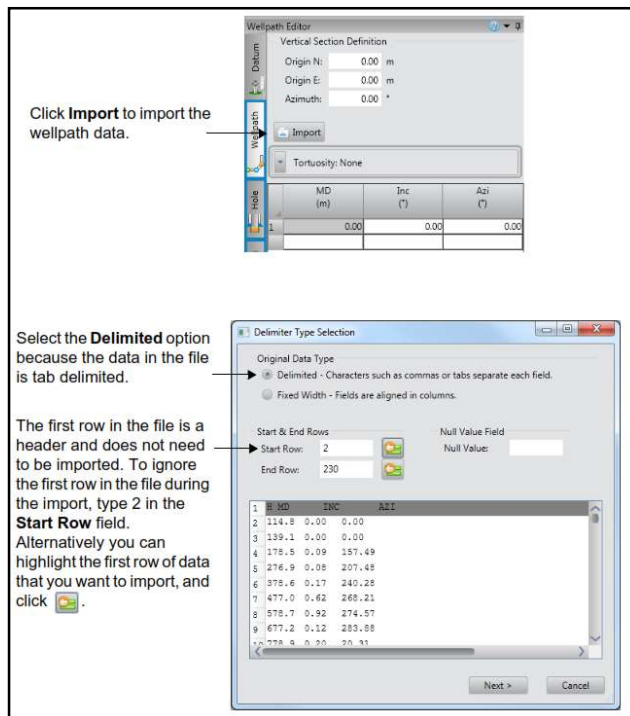
## LAMPIRAN E

### MODUL SOFTWARE WELLPLAN

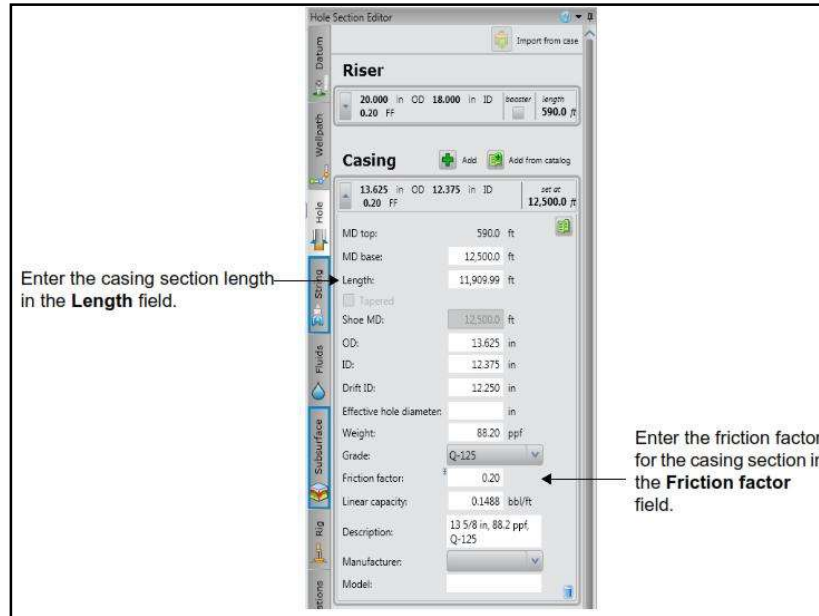
#### 1. Membuat case memasukkan data rig dan sumur



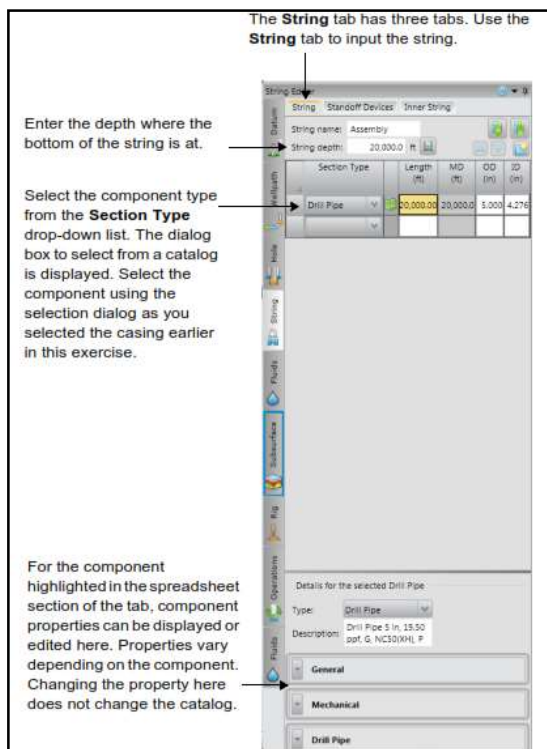
#### 2. Input data trayektori sumur



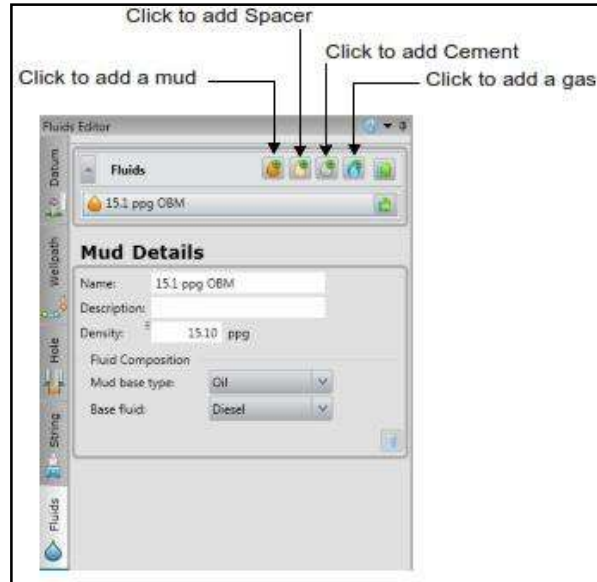
### 3. Input data casing



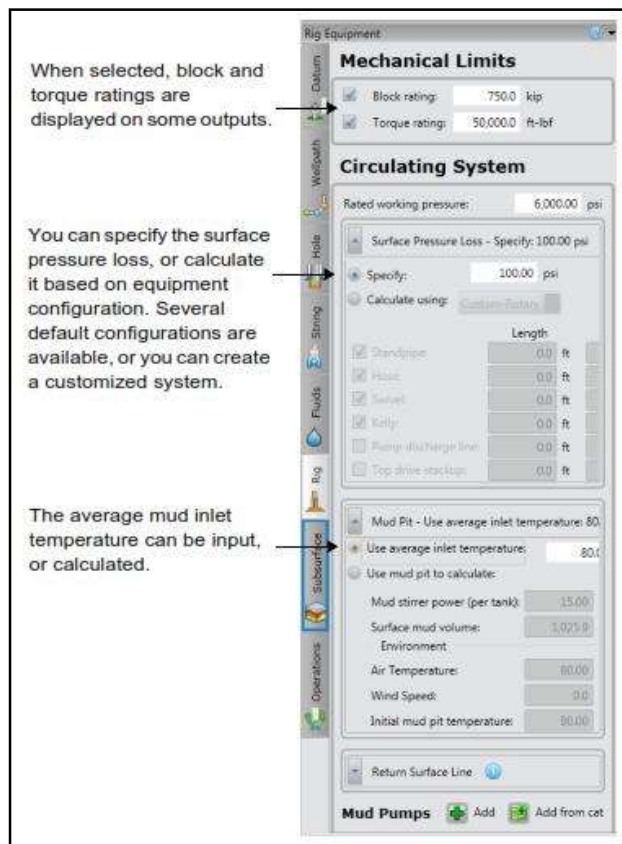
### 4. Input data string



## 5. Input data mud properties



## 6. Input data rig



## 7. Input data pore dan fracture pressure

