



LPPM  
UPN "Veteran" Yogyakarta  
Press



## **TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH PADA SUMUR MINYAK DAN GAS**

Herianto, PhD  
P. Subiatmono, MT

**Judul Buku ;**

**TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH  
PADA SUMUR MINYAK DAN GAS**

**Penulis :**

**Herianto, PhD**

**P.Subiatmono, MT**

---

**Asisten Penulis :**

**Deshinta Putri Herina Wijaya, ST**

**Suto Wijoyo**

**Editor & Cetak :**

**Dian Indri Astuti**

**Diterbitkan Oleh :**

**Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat**

**UPN “Veteran” Yogyakarta**

**Tahun 2021**

**ISBN : 978-623-5539-45-4**

## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis ucapkan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas segala curahan rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan buku yang berjudul “TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH PADA SUMUR MINYAK DAN GAS”.

Buku ini menyajikan pembahasan praktis dalam hal Pemboran Berarah, dan solusi penyelesaiannya, pada pemboran sumur minyak dan gas. Beberapa bahasan tentang cara membuat profil sumur berarah, perencanaan rangkaian pipa bor, perencanaan lumpur dan hidroliknya, serta tinjauan praktis operasinya.

Penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada semua pihak yang telah berkontribusi dalam penyusunan buku ini. Penulis menyadari bahwa buku ini masih belum sempurna. Oleh karena itu kritik dan saran yang membangun dari pembaca, diucapkan terimakasih

Yogyakarta, September 2021

Penulis

## DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR .....	ii
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR .....	iv
DAFTAR TABLE.....	vi
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
BAB 2 RANGKAIAN PIPA BOR .....	11
BAB 3 PERENCANAAN PROFIL SUMUR BERARAH .....	18
BAB 4 BEBAN RANGKAIAN PIPA BOR PADA PEMBORAN BERARAH.....	30
BAB 5 LUMPUR DAN HIDROLIKA PEMBORAN BERARAH .....	46
BAB 6 OPERASI PEMBORAN BERARAH .....	68
DAFTAR PUSTAKA .....	90

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 <i>Inaccessible Location</i> .....	4
Gambar 1. 2 <i>Fault Drilling</i> .....	5
Gambar 1. 3 <i>Horizontal Drilling</i> .....	6
Gambar 1. 4 <i>Multilateral Well</i> .....	7
Gambar 1. 5 <i>Relief Well</i> .....	7
Gambar 1. 6 Tipe Profil Sumur <i>Directional Drilling</i> .....	9
Gambar 2. 1 Pipa Tergantung di Udara .....	12
Gambar 2. 2 Pelengkungan <i>Drillstring</i> .....	12
Gambar 2. 3 Peristiwa <i>Buoyancy</i> .....	13
Gambar 2. 4 Sistem Kode Warna API untuk Klasifikasi <i>Drillpipe</i> .....	16
Gambar 3. 1 <i>Build and Hold Trajectory</i> .....	18
Gambar 3. 2 <i>Build-Hold and Drop / S Type Trajectory</i> untuk Kasus $r_1 < X_3$ dan $r_1+r_2 > X_4$ .....	22
Gambar 3. 3 <i>Build-Hold and Drop / S Type Trajectory</i> untuk Kasus $r_1 < X_3$ dan $r_1+r_2 < X_4$ .....	23
Gambar 3. 4 Pola Kuadran Arah dan Pengukuran Kompas.....	24
Gambar 3. 5 Metode <i>Stokenbury</i> .....	26
Gambar 3. 6 Prinsip dari Orientasi Dasar Lubang .....	27
Gambar 4. 1 Tension pada <i>Drillstring</i> .....	30
Gambar 6. 1 <i>Badger bit</i> .....	69
Gambar 6. 2 <i>Spud Bit</i> .....	70
Gambar 6. 3 <i>Knuckle Joint</i> .....	71
Gambar 6. 4 <i>Whipstock</i> .....	73
Gambar 6. 5 <i>Positive Displacement Motor</i> .....	73
Gambar 6. 6 <i>Rotary Steerable System</i> .....	76

Gambar 6. 7 <i>Bent Sub</i> .....	78
Gambar 6. 8 <i>Stabilizer</i> .....	79
Gambar 6. 9 Konsep Fulcrum.....	80
Gambar 6. 10 Konsep Pendulum .....	81
Gambar 6. 11 Konsep Stabilisasi .....	82
Gambar 6. 12 <i>Tangential Method: (a) Vertical Section; (b) Plan View</i> .....	84
Gambar 6. 13 <i>Balanced Tangential Method : (a) Vertical Section; (b) Plan View</i> .....	85
Gambar 6. 14 <i>Radius of Curvature Method</i> .....	87
Gambar 6. 15 <i>Minimum of Curvature Method</i> .....	88

## DAFTAR TABLE

Tabel II- 1 Ukuran dan Berat HWDP yang umum digunakan.....	14
Tabel II- 2 Range Panjang <i>Drillpipe</i> .....	15
Tabel II- 3 <i>Yield</i> dan <i>Tensile Stress</i> pada berbagai Grade Pipa .....	15
Tabel IV- 1 Standar API untuk <i>Torsional</i> dan <i>Tensile Strength</i> Grade S135 OD 5 ½’’ .....	32
Tabel IV- 2 Hasil Analisa <i>Trajectory</i> .....	40
Tabel V- 1 Data Tipe <i>Surface Connection</i> .....	54
Tabel V- 2 Harga Konstanta E Berdasarkan Tipe <i>Surface Connection</i> .....	54
Tabel V- 3 Spesifikasi Ukuran <i>Downhole Mud Motor</i> .....	57
Tabel V- 4 Hasil Perhitungan Hidrolika Pahat Aktual Pada Trayek 8 ½’’ ( <i>Tangent Section</i> ) .....	61
Tabel V- 5 Hasil Perhitungan Hidrolika Pengangkatan <i>Cutting</i> Aktual Pada Trayek 8 ½’’ ( <i>Tangent Section</i> ) .....	63
Tabel V- 6 Hasil Perhitungan Optimasi <i>Downhole Mud Motor</i> Pada Trayek 8 ½’’ ( <i>Tangent Section</i> ) .....	63
Tabel V- 7 Hasil Perhitungan Optimasi Hidrolika Pahat Pada Trayek 8 ½’’ ( <i>Tangent Section</i> ) .....	65
Tabel V- 8 Hasil Perhitungan Optimasi Hidrolika Pengangkatan <i>Cutting</i> Pada Trayek 8 ½’’ ( <i>Tangent Section</i> ) .....	67

## **BAB 1** **PENDAHULUAN**

*Directional drilling* atau pemboran berarah adalah suatu cara membelokkan lubang sumur untuk menuju sasaran tertentu di dalam formasi yang tidak terletak vertikal pada kepala sumur. *Directional drilling* hanya dilakukan karena alasan-alasan dan keadaan tertentu saja. Alasan dilakukannya *directional drilling* yaitu alasan geografis, alasan geologi, dan alasan lain yang menyangkut masalah produktivitas.

Tiga metode pemboran berdasarkan lintasan lubang bor (*well path*) yaitu pemboran lurus (*vertical drilling*), pemboran berarah (*directional drilling*), dan pemboran horizontal (*horizontal drilling*).

- Pemboran Lurus (*Vertical Drilling*)

Pemboran lurus merupakan metode dimana lintasan lubang bor menembus secara tegak lurus terhadap kedudukan menara bor.

- Pemboran Berarah (*Directional Drilling*)

Pemboran berarah merupakan metode dimana lintasan lubang bor pada kedalaman tertentu dibelokkan ke suatu target dengan arah dan sudut tertentu.

- Pemboran Horizontal (*Horizontal Drilling*)

Pemboran horizontal merupakan pengembangan dari pemboran miring dimana setelah kedalaman tertentu, pemboran dilanjutkan dengan sudut kemiringan sekitar 90° (horizontal).

Ketiga macam pemboran tersebut merupakan pengembangan dari metode pemboran sebelumnya dan kemajuan teknologi. Beberapa istilah yang sering digunakan dalam operasi *directional drilling*, diantaranya:

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

Cara azimuth merupakan cara dimana titik nol adalah titik utara, sudut dibaca searah jarum jam ( $0^\circ, 90^\circ$ )

- Cara Kuadran

Cara kuadran merupakan cara dengan membagi lingkaran menjadi 4 kuadran. Pembacaan sudut dimulai dari titik utara atau selatan terhadap arah barat atau timur (  $N18^\circ E, S23^\circ E$ ).

### 10. *Survey*

*Survey* adalah pengukuran terhadap arah azimuth dan sudut inklinasi dari arah lubang bor terhadap suatu kedalaman.

### 11. Seksi Tangent (*Tangent Section*)

*Tangent section* adalah bagian dari lubang bor yang mempunyai arah dan sudut yang konstan setelah kenaikan sudut inklinasinya.

### 12. *Vertical Section*

*Vertical Section* adalah proyeksi total penyimpangan horizontal dari sumur ke dalam bidang lurus dari lokasi permukaan ke target.

## 1.1. Tujuan dan Alasan *Directional Drilling*

Harapan dalam pemboran suatu formasi yaitu lubang yang vertikal, disamping operasinya lebih mudah, juga umumnya biaya lebih murah daripada *directional drilling*. Beberapa tujuan dilakukannya *directional drilling*, diantara :

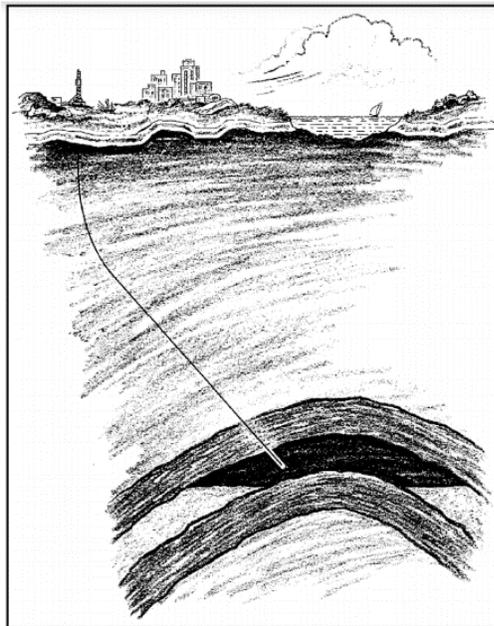
1. Mengembalikan lubang sumur yang bengkok menjadi lubang vertikal.
2. Sebagai *sidetrack* (pemboran pindah jalur) dari alat yang menghambat.
3. Mencapai target permukaan yang tidak memungkinkan (adanya bangunan).

4. Melakukan pemboran ulang pada sumur tua untuk produksi baru.
5. Mengebor *multiple target* dari satu lokasi.

Alasan dilakukannya pemboran berarah umumnya karena faktor-faktor berikut:

#### **1.1.1. Geografi**

*Directional drilling* dilakukan apabila keadaan di permukaan tidak memungkinkan untuk mendirikan lokasi pemboran, dengan kata lain tidak dapat dibor secara vertikal, misalnya reservoir berada di bawah kota yang mempunyai bangunan-bangunan bersejarah, lalu lintas yang ramai, atau di bawah lingkungan permukaan danau, rawa, dan sungai. Pemboran tegak tidak dapat dilakukan, sehingga diperlukan alternatif lain, yaitu dengan melakukan *Directional drilling* dari darat yang diarahkan ke *reservoir* tersebut. Gambar skema *inaccessible location* ditunjukkan pada **Gambar 1.1**.



**Gambar 1. 1**  
***Inaccessible Location***  
(Carden and Grace, 2007)

### 1.1.2. Geologi

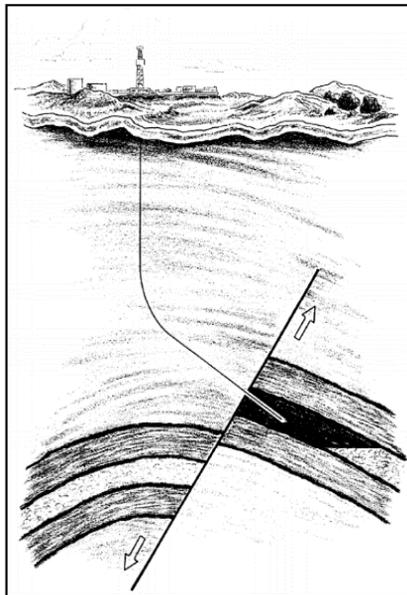
Directional *drilling* dilakukan dengan pertimbangan alasan geologi. Alasan geologi tersebut ditinjau dari tiga hal, yaitu:

a. Adanya patahan

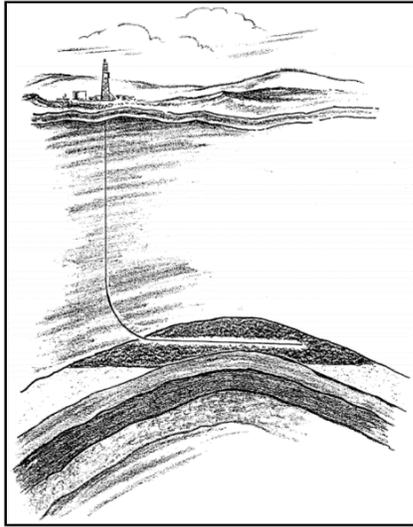
Apabila dilakukan pemboran yang melewati zona patahan, maka akan terjadi *loss circulation*. Hal tersebut ditunjukkan pada **Gambar 1.2**.

b. Formasi Tipis / Adanya Reservoir Lensa

Formasi yang tipis terdiri dari beberapa lensa dan memiliki area yang luas, maka *directional drilling* atau horizontal sangat dimungkinkan untuk memperluas daerah pengurasan, sehingga akan meningkatkan *recovery*. Demikian juga bila ditemui *reservoir* dengan bentuk rekahan-rekahan vertikal akan lebih menguntungkan jika dilakukan dengan *horizontal drilling*. (Carden and Grace, 2007) Contoh skema *horizontal drilling* ditunjukkan pada **Gambar 1.3**.



**Gambar 1. 2**  
***Fault Drilling***  
(Carden and Grace, 2007)

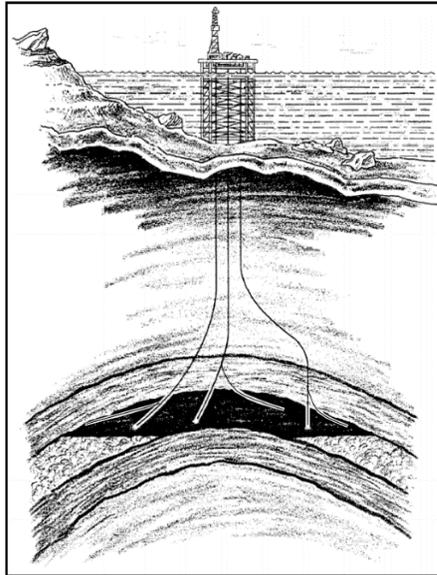


**Gambar 1.3**  
***Horizontal Drilling***  
(Carden and Grace, 2007)

### **1.1.3. Pertimbangan Ekonomi**

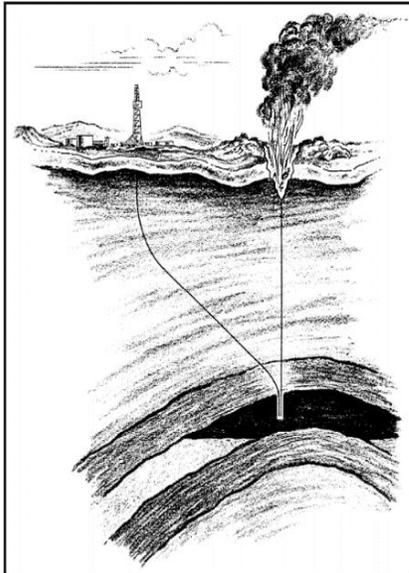
Operasi *directional drilling* memerlukan biaya yang mahal, sehingga perlu pertimbangan alasan ekonomi. Pertimbangan ekonomi diantaranya yaitu:

1. Sistem *cluster* digunakan untuk menghemat luas lokasi pemboran dan biaya pembebasan lahan, dimana dari satu lokasi dibuat beberapa sumur dan sistem *multilateral well* (terdapat lebih dari satu target dalam satu *well head*). Skema *multilateral well* ditunjukkan pada **Gambar 1.4**.
2. Menghambat terjadinya *water coning*. Pemboran sumur horizontal akan menghambat laju invasi (terproduksi) air atau gas dibanding dengan pemboran vertikal.



**Gambar 1. 4**  
***Multilateral Well***  
(Carden and Grace, 2007)

3. Masalah semburan liar (*blowout*) dapat diatasi dengan *Relief Well*, seperti pada **Gambar 1.5.**



**Gambar 1. 5**  
***Relief Well***  
(Carden and Grace, 2007)

## **1.2. Tipe Profil Sumur *Directional Drilling***

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

### **1.2.1. 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 1.6-A**. 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)

### **1.2.2. Build, Hold, and Drop (S shape)**

Pola ini terdiri dari bagian vertikal, *kick of point*, *build-up section*, *tangent section*, *drop-off section*, dan *hold section* untuk mencapai target. **Gambar 1.6-B** menggambarkan bentuk S yang membutuhkan inklinasi tinggi untuk mencapai target. Untuk bentuk S, lintasan lubang sumur menembus target secara vertikal. (Musa et al, 2017)

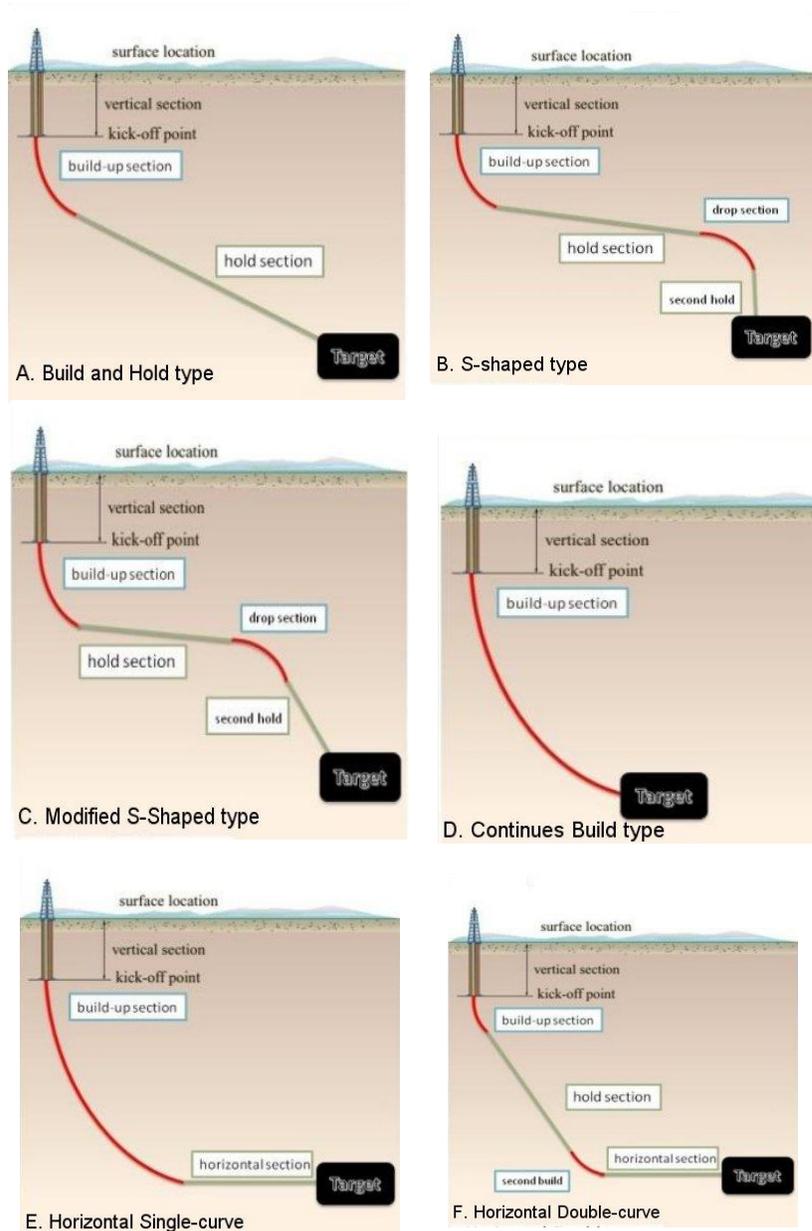
### **1.2.3. Build, Hold, Partial Drop, and Hold (modified S-Shape)**

Pola ini diilustrasikan pada **Gambar 1.6-C**. 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)

### **1.2.4. Continuous Build (Deep Deviation)**

Pola *continuous build* ditunjukkan pada **Gambar 1.6-D**. 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 1. 6**  
**Tipe Profil Sumur *Directional Drilling***  
(Musa et al, 2017)

### **1.2.5. 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 1.6-E**, atau *horizontal double curve* di mana target berada *build section* kedua seperti pada **Gambar1.6-F**

## **BAB 2**

### **RANGKAIAN PIPA BOR**

#### **2.1. Desain Drillstring**

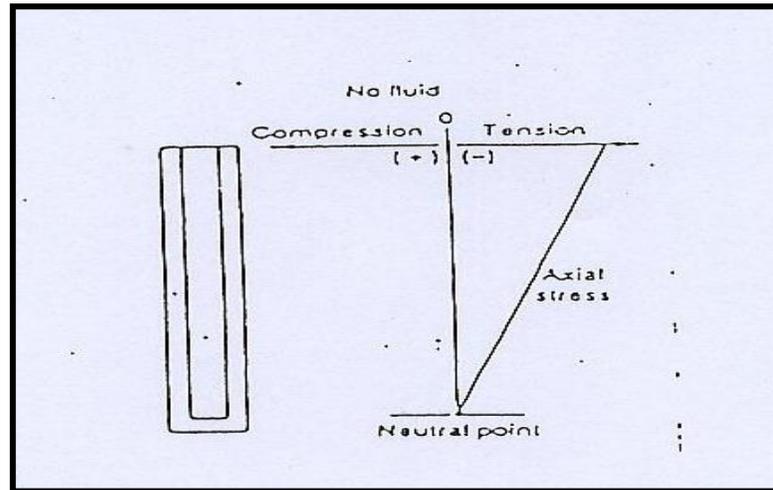
Desain *drillstring* adalah perencanaan dari panjang, berat dan *grade* dari *drillpipe* yang akan digunakan dalam suatu pemboran, *coring* atau operasi-operasi lainnya. Desain *drillstring* tergantung pada beberapa faktor antara lain adalah kedalaman lubang dan lebar lubang, berat lumpur, beban yang diderita *drillpipe*, panjang dan berat *drill collar* dan ketersediaan *drillpipe* di lapangan. Pada kali ini akan dibahas mekanika *drillstring* dan rangkaian *drillstring*.

##### **2.1.1. Mekanika Drillstring**

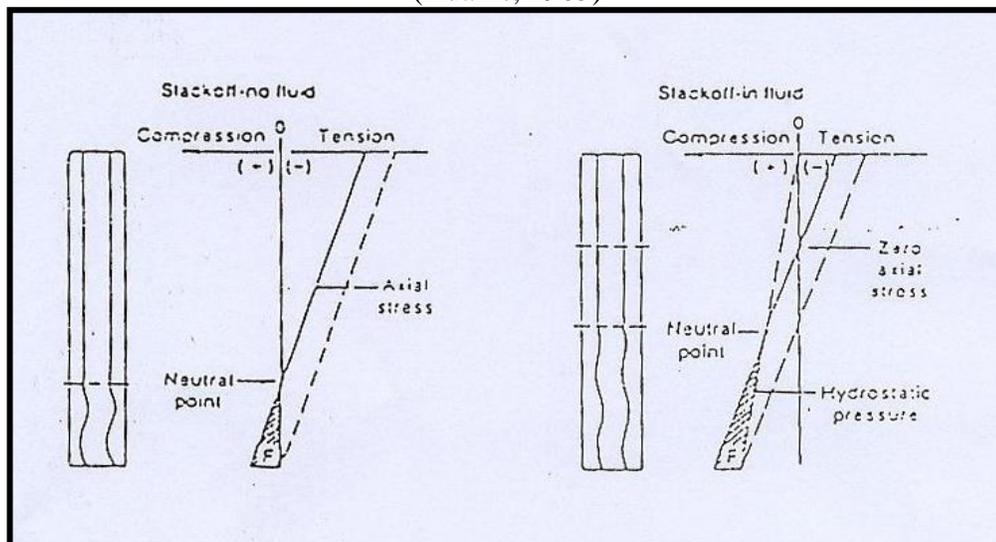
Dua proses yang terjadi pada *drillstring* adalah :

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 2.1** memperlihatkan suatu bentuk pipa yang tergantung di udara dan **Gambar 2.2** 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.

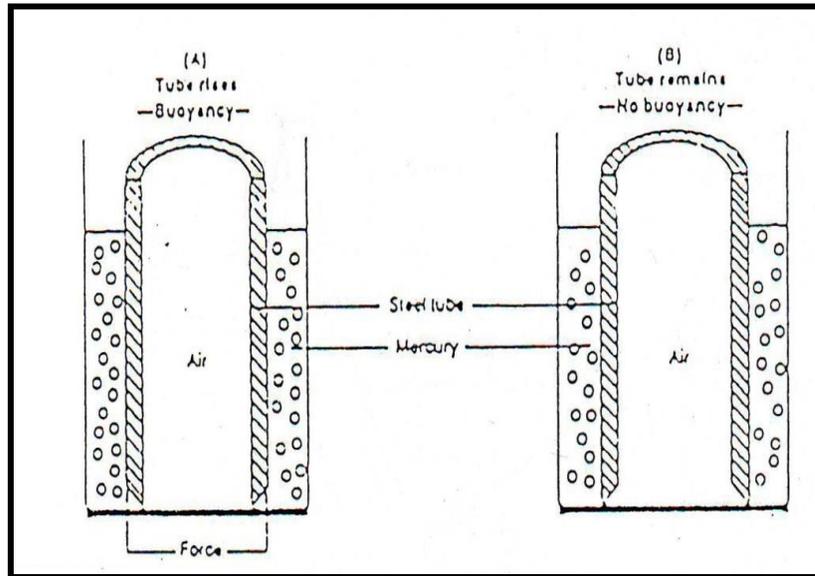


**Gambar 2. 1**  
**Pipa Tergantung di Udara**  
(Adams, 1985)



**Gambar 2. 2**  
**Pelengkungan Drillstring**  
(Adams, 1985)

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 hidrostatis lumpur. **Gambar 2.3** menunjukkan peristiwa buoyancy.



**Gambar 2. 3**  
**Peristiwa *Buoyancy***  
(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.

### 2.1.2. **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*).

#### 2.1.2.1. ***Drillpipe***

*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*). **Tabel II-1** memperlihatkan ukuran dan berat HWDP yang umum digunakan.

**Tabel II- 1**  
**Ukuran dan Berat HWDP yang umum digunakan**  
(Adams, 1985).

HWDP		
OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)
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 II-2**.

**Tabel II- 2**  
**Range Panjang Drillpipe**  
(Adams, 1985).

Range	Panjang (ft)
1	18 – 22
2	27 – 30
3	38 – 40

c. *Grade*

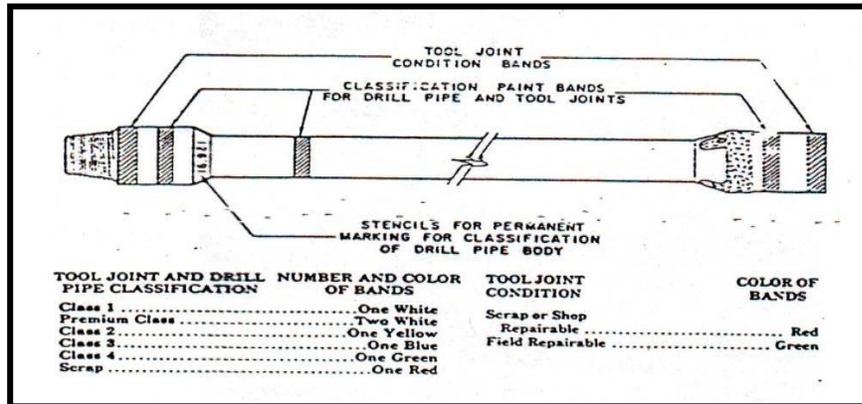
Grade suatu *drillpipe* melukiskan suatu *minimum yield strength* pipa. Harga ini penting sebab *grade* digunakan dalam perhitungan *burst*, *collapse* dan *tension*. Harga ini dapat dilihat pada **Tabel II-3**.

**Tabel II- 3**  
**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 2.4**.



**Gambar 2. 4**  
**Sistem Kode Warna API untuk Klasifikasi Drillpipe**  
(Bourgoyne, 1986)

#### 2.1.2.2. Bottom Hole Assembly (BHA)

*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 bagian 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**

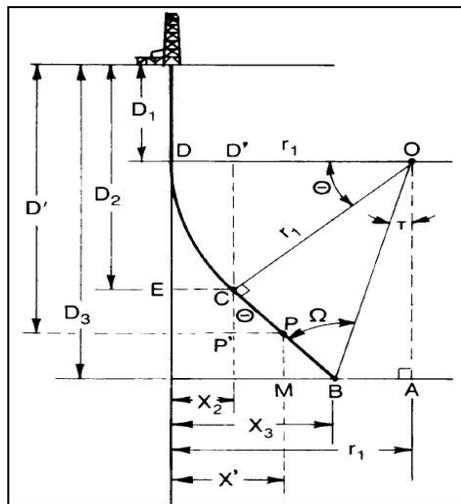
Suatu alat yang berfungsi untuk memberikan suatu aksi sentakan ke arah atas pada saat pipa terjepit.

### BAB 3 PERENCANAAN PROFIL SUMUR BERARAH

#### 3.1. Perencanaan Profil Sumur *Directional Drilling*

##### 3.1.1. Perencanaan *Trajectory Vertikal (Vertical Section)* dengan Metode *Radius of Curvature*

Proyeksi vertikal merupakan proyeksi lintasan sumur pada suatu bidang vertikal antara lokasi permukaan dan sasaran. Lintasan bertipe *build-hold* ditunjukkan pada **Gambar 3.1**



**Gambar 3. 1**  
*Build and Hold Trajectory*  
 (Bourgoyne, 1986)

Keterangan **Gambar 3.1**:

- $D_1$  : Kedalaman *Kick Off Point*, ft
- $D_2$  : Kedalaman *End Of Build*, ft
- $D_3$  : Kedalaman Vertikal Sesungguhnya ( TVD ), ft
- $r_1$  : *Radius Of Curvature*, ft
- $X_{1,2,3}$  : Horizontal Departure, ft
- DC : Build Up Section, ft

- CB : Tangent Section, ft
- $\theta$  : Sudut inklinasi maksimum, degree °
- $q$  : Rate of Inclination Angle, build up/panjang

**3.1.2. Build and Hold Section**

1. Jari-jari kelengkungan / Radius of Curvature ( $r_1$ )

$$r_1 = \frac{180}{\pi} \times \frac{1}{q} \dots\dots\dots(3-1)$$

2. Sudut inklinasi maksimum ( $\theta$ )

Dari **Gambar 3.1**, dapat dilihat bahwa :

$$\tan \tau = \frac{BA}{AO} = \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \dots\dots\dots(3-2)$$

$$\tau = \arctan \left( \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \right) \dots\dots\dots(3-3)$$

Besar sudut  $\Omega$  dapat ditentukan dengan melihat segitiga OBC dimana,

$$\sin \Omega = \frac{r_1}{OB} \dots\dots\dots(3-4)$$

Panjang OB dapat dicari dengan menggunakan rumus berikut :

$$L_{OB} = \sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2} \dots\dots\dots(3-5)$$

Substitusi  $L_{OB}$  ke dalam Persamaan 3.23. sehingga :

$$\sin \Omega = \left( \frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right) \dots\dots\dots(3-6)$$

Sehingga dapat ditentukan sudut maksimum untuk *Build and Hold Section*, ( $X_3 > r_1$ ), maka sudut maksimum dapat ditentukan sebagai berikut :

$$\Theta = 180 - \arctan \left( \frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1} \right) - \arccos \left[ \left( \frac{r_1}{D_3 - D_1} \right) \times \sin \left[ \arctan \left( \frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1} \right) \right] \right] \dots\dots\dots(3-7)$$

3. Penentuan Lintasan Membangun Sudut (Build Up Section)

*Horizontal Departure (HD)* dan *True Vertical Depth (TVD)* pada akhir lintasan *Build Up (End Of Build / EOB)* ditentukan dengan melihat segitiga D'OC.

$$X_2 = r_1 - (r_1 \times \cos \theta) = r_1 (1 - \cos \theta) \dots \dots \dots (3-8)$$

$$D_2 = D_1 + (r_1 \times \sin \theta) \dots \dots \dots (3-9)$$

Panjang busur antara KOP sampai dengan titik akhir membangun sudut / *Build Up* ( $L_{DC}$ ) dapat ditentukan sebagai berikut :

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times r_1 \times \theta \quad \text{atau} \quad L_{DC} = \frac{\theta}{q} \dots \dots \dots (3-10)$$

Sehingga kedalaman terukur / *Measured Depth (MD)* pada akhir lintasan *Build Up Section* adalah :

$$MD = D_1 + L_{DC} = D_1 + \frac{\theta}{q} \dots \dots \dots (3-11)$$

4. Penentuan Lintasan Mempertahankan Sudut (*Hold Section*)

Besar TVD sasaran/target dan HD sasaran sudah diketahui, maka hanya perlu dicari MD sasaran pada **Gambar 3.1** yaitu :

$$MD_t = D_1 + L_{DC} + L_{CB} \dots \dots \dots (3-12)$$

Panjang lintasan CB dapat ditentukan dengan melihat segitiga BCO yaitu :

$$\tan \Omega = \frac{CO}{L_{CB}} = \frac{r_1}{L_{CB}} \quad \text{atau} \quad L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \Omega} \dots \dots \dots (3-13)$$

Untuk menentukan MD dan HD pada setiap titik sepanjang EOB sampai sasaran dapat ditentukan dengan bantuan segitiga PP'C pada **Gambar 3.1** Misalnya ingin ditentukan MD dan HD pada titik P yang mempunyai TVD sebesar  $D_p$ .

MD pada titik pada titik P ( $M_p$ ) adalah :

$$M_p = D_1 + \frac{\theta}{q} + CP \dots \dots \dots (3-14)$$

$$CP = \frac{CP'}{\cos \theta} \dots \dots \dots (3-15)$$

$$CP' = D' - D_1 = (D' - (D_1 + r_1 \sin \theta)) \dots \dots \dots (3-16)$$

$$CP = \frac{(D' - (D_1 + r_1 \sin \theta))}{\cos \theta} \dots \dots \dots (3-17)$$

Substitusi Persamaan 3.36. ke dalam Persamaan 3.33. :

$$M_P = D_1 + \frac{\theta}{q} + \frac{(D' - (D_1 + r_1 \sin \theta))}{\cos \theta} \dots \dots \dots (3-18)$$

HD pada titik P(X') adalah :

$$X' = X_2 + P'P \dots \dots \dots (3-19)$$

$$P'P = CP' \cdot \tan \theta = (D' - (D_1 + r_1 \sin \theta)) \cdot \tan \theta \dots \dots \dots (3-20)$$

Substitusi Persamaan 3-9 dan Persamaan 3-20 ke dalam Persamaan 3-21. :

$$X' = r_1 (1 - \cos \theta) + (D' - (D_1 + r_1 \sin \theta)) \cdot \tan \theta \dots \dots \dots (3-21)$$

Dengan cara yang sama dengan perhitungan di atas, maka dapat ditentukan MD dan HD untuk titik-titik yang lainnya sepanjang lintasan *Hold Section*.

### 3.1.3. Drop Off Section

Lintasan *Build-Hold and Drop / S Type Trajectory* yang ditunjukkan pada **Gambar 3.2.** untuk kasus dimana  $r_1 < X_3$  dan  $r_1 + r_2 > X_4$ . dan Gambar 3.9. menunjukkan kasus dimana  $r_1 < X_3$  dan  $r_1 + r_2 < X_4$ . Pada kedua kasus tersebut, sudut inklinasi maksimum menurun sampai nol pada  $D_4$  dengan radius penurunan sudut  $r_2$ , yang diturunkan dengan cara yang sama dengan radius pembentukan sudut,  $r_1$ . Persamaan berikut ini dapat digunakan untuk menghitung sudut inklinasi maksimum untuk  $r_1 + r_2 > X_4$  (Persamaan 3.41) dan  $r_1 + r_2 < X_4$  (Persamaan 3.42).

Persamaan 3-22 digunakan untuk sudut Inklinasi maksimum untuk  $r_1 + r_2 > X_4$  pada **Gambar 3.2.**

$$\theta = \arcsin$$

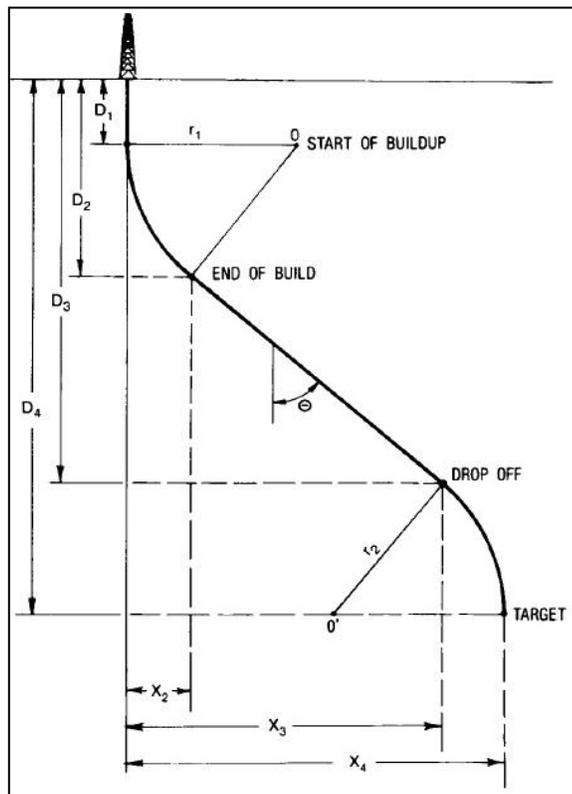
$$\left( \frac{D_4 - D_1}{r_1 + r_2 - X_4} \right) - \arcsin \left\{ \left( \frac{r_1 + r_2}{D_4 - D_1} \right) \times \sin \left[ \arcsin \left( \frac{D_4 - D_1}{r_1 + r_2 - X_4} \right) \right] \right\} \dots \dots \dots (3-22)$$

Persamaan 3-23 digunakan untuk sudut Inklinali maksimum untuk  $r_1+r_2 < X_4$  pada **Gambar 3.3**.

$$\theta = 180 - \text{arc tan}$$

$$\left( \frac{D_4 - D_1}{X_4 - (r_1 - r_2)} \right) - \text{arc cos} \left( \left[ \frac{r_1 + r_2}{D_4 - D_1} \right] \times \sin \left\{ \text{arc tan} \left[ \frac{D_4 - D_1}{X_4 - (r_1 - r_2)} \right] \right\} \right) \dots$$

.....(3-23)

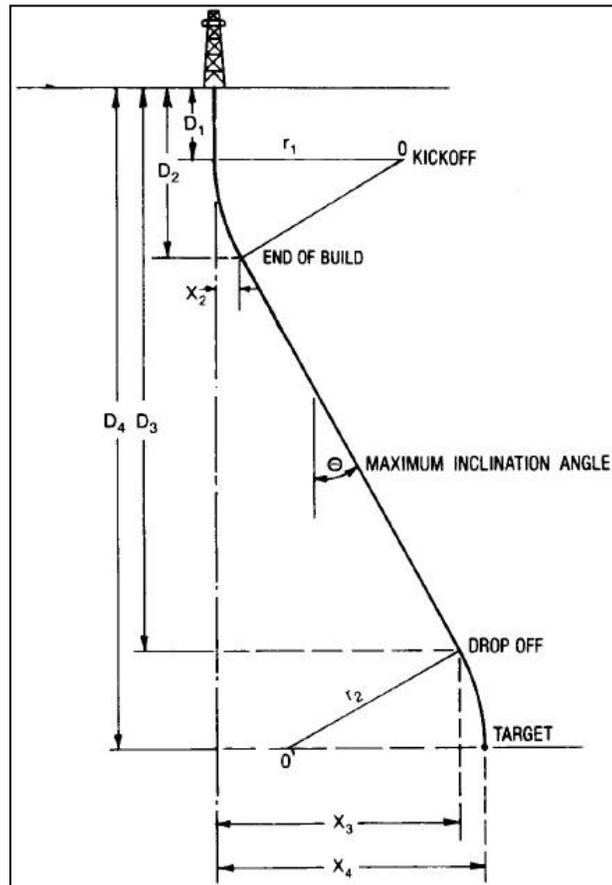


**Gambar 3. 2**  
***Build-Hold and Drop / S Type Trajectory***  
**untuk Kasus  $r_1 < X_3$  dan  $r_1+r_2 > X_4$**   
 (Bourgoyne, 1986)

Keterangan **Gambar 3.2:**

- D<sub>1</sub> : Kedalaman *Kick Off Point*, ft
- D<sub>2</sub> : Kedalaman *End Of Build*, ft
- D<sub>3</sub> : Kedalaman *Drop of Section*, ft

- $D_4$  : Kedalaman Vertikal Sesungguhnya ( TVD ), ft  
 $r_1$  : Radius Of Curvature, ft  
 $X_{1,2,3}$  : Horizontal Departure, ft  
 $\theta$  : Sudut Inklinasi



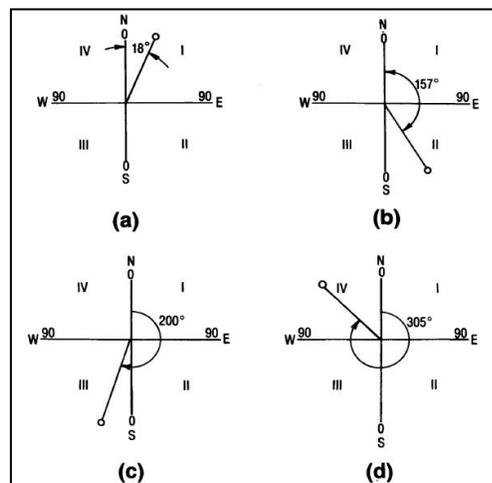
**Gambar 3.3**  
**Build-Hold and Drop / S Type Trajectory**  
**Untuk Kasus  $r_1 < X_3$  dan  $r_1+r_2 < X_4$**   
(Bourgoyne, 1986)

#### 3.1.4. Perencanaan Proyeksi Horizontal (Plan View)

Pada perencanaan proyeksi horizontal lintasan sumur dalam bentuk dua dimensi, yang dipertimbangkan hanyalah kedalaman dan jarak horizontal sasaran. Padahal sesungguhnya lintasan sumur juga memiliki komponen lain yang berhubungan dengan arah lintasan.

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

Pada proyeksi horizontal digunakan sistem kuadran, dimana digunakan pola kuadran  $90^\circ$  untuk menentukan arah lintasan. Besar sudut arah lintasan selalu dibaca dari arah utara atau selatan ke arah timur atau barat. Sebagai contoh sudut arah lintasan pada Gambar 3.14.(a). sesuai dengan pembacaan kompas (dibaca searah jarum jam dari arah utara) adalah  $N18^\circ E$ , dengan pola kuadran dibaca  $N18E$ . Pada Gambar 3.14.(b). untuk  $N157^\circ E$  pembacaan kompas, dibaca dengan pola kuadran  $S23E$ . Pada Gambar 3.14.(c). arah lintasan adalah  $S20W$  untuk pembacaan kompas  $N200^\circ E$ , dan pada Gambar 3.14.(d). untuk sudut kompas  $N305^\circ E$  dibaca dengan pola kuadran adalah  $N55W$ .



**Gambar 3. 4**  
**Pola Kuadran Arah dan Pengukuran Kompas**  
(Bourgoyne, 1986)

Perencanaan lintasan pada proyeksi horizontal dilakukan dengan menentukan arah dan koordinat sasaran yang akan dicapai pada pola kuadran yang sesuai. Koordinat titik sumur di permukaan ditempatkan pada sumbu dari pola kuadran tersebut, dan kemudian ditarik garis lurus antara koordinat titik sumur di permukaan dengan koordinat titik sasaran.

### **3.1.5. Pengarahan Lubang Bor**

Sewaktu membelokkan lubang bor dengan alat-alat pembelok, lubang bor harus selalu berarah ke arah mana sudut tersebut dapat mencapai sasaran. Pengarahan ini dapat dilakukan pada titik belok atau setelah titik belok apabila ternyata lubang yang dibuat telah menyimpang dari sasaran yang dikehendaki.

Dikenal ada dua cara di dalam pengarahan lubang bor, yaitu metode *Stokenbury Drill Pipe Allignment* dan metode orientasi dasar lubang.

#### **3.1.5.1. Metode *Stokenbury***

Berikut merupakan tahapan dalam melaksanakan metode *stokenbury drill pipe allignment*:

- Mula-mula alat pembelok di permukaan dihadapkan ke arah sasaran yang dikehendaki, misalnya B-B'.
- Pipa bor diikatkan suatu tanda dan diarahkan ke suatu titik, misalnya diarahkan ke kaki *derrick* (titik C).
- Memasang pipa bor baru kemudian didekat puncak pipa bor dipasang tanda kedua dan diluruskan dengan yang pertama dengan teleskop.
- Tanda yang pertama diturunkan, kemudian dipasang lagi pada pipa bor berikutnya dan diluruskan kembali seperti tadi dengan teleskop.
- Mempertahankan sudut antara B-B' dan C-C' agar besarnya tetap.
- Demikian seterusnya hingga seluruh rangkaian pipa berada di dasar lubang.

Kelemahan metode ini adalah memakan waktu yang panjang, juga sering menimbulkan kesalahan sehingga cara ini jarang digunakan. Metode *stokenbury* dapat dilihat seperti **Gambar 3.5**.

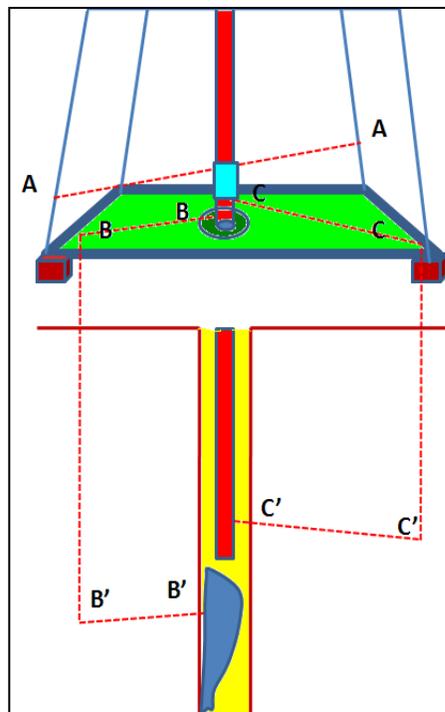
#### **3.1.5.2. Metode Orientasi Dasar Lubang**

Metode ini banyak digunakan pada operasi pemboran berarah. Prinsipnya sebagai berikut :

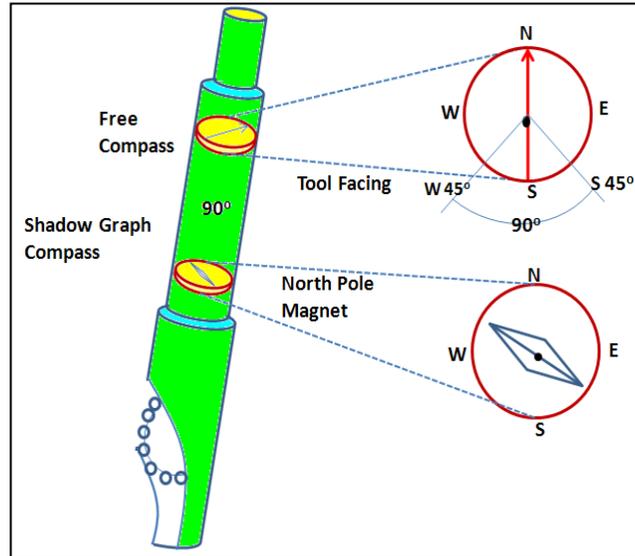
- Misalkan muka alat pembelok mempunyai arah  $90^\circ$  ke arah kanan dari kutub magnet utara yang telah ditentukan pada kompas *shadow graph*.

- Menurunkan alat pembelok ini ke dasar lubang dan sebuah kamera akan memotret bersama-sama kompas bebas (*free compass*) dan kompas *shadow graph*.
- Misalnya gambar yang didapatkan ternyata S45E, berarti arah muka alat pembelok adalah S45°E ditambah putaran 90° ke arah kanan jadi S45W.

Dengan mengetahui arah muka alat pembelok dalam lubang bor, akan mudah mengubah ke arah yang dikehendaki. Pengarahan muka alat pembelok dilakukan dengan cara memutar pipa melalui meja putar (*rotary table*) beberapa derajat sesuai dengan arah yang diinginkan seperti pada **Gambar 3.6**.



**Gambar 3.5**  
**Metode Stokenbury**  
(Rubiandini, 2018)



**Gambar 3. 6**  
**Prinsip dari Orientasi Dasar Lubang**  
 (Rubiandini,2018)

### 3.2. Contoh Soal

#### Data Sumur

Nama Sumur	: “MKR”
Lokasi Sumur	: Lapangan “SCL”
Klasifikasi Sumur	: Pengembangan
Tipe Sumur	: <i>Directional</i>
Koordinat <i>rig</i>	: 480669 mN & 399670 mE
Koordinat target	: 480550 mN & 399850 mE
Target Depth	: 2821,6 ft TVD/2983,63 ft MD
KOP	: 436,53 ft TVD
BUR	: 4°/100 ft

#### Perhitungan

1. Jari-jari kelengkungan / Radius of Curvature ( $r_1$ )

$$r_1 = \frac{180}{\pi \times BUR}$$

$$= \frac{180}{\pi \times \left(\frac{4}{100}\right)} = 1432.39 \text{ ft}$$

$$X_3 = \sqrt{(x^2 + y^2)}$$

$$= \sqrt{(590,58)^2 + (-390,43)^2} = 857,4 \text{ m} = 707,97 \text{ ft}$$

2. Sudut inklinasi maksimum ( $\theta$ )

Dalam hal ini  $r_1 > X_3$ , maka persamaan yang digunakan

$$\theta = \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r_1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r_1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r_1 - X_3}\right)\right)\right)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{2821,6 - 426,03}{1432,39 - 707,97}\right)$$

$$- \arccos\left(\left(\frac{1432,39}{2821,6 - 707,97}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{2821,6 - 426,03}{2821,6 - 707,97}\right)\right)\right)$$

$$\theta = 22,18^\circ$$

3. Penentuan Lintasan Membangun Sudut (Build Up Section) *Horizontal Departure* (HD) dan *True Vertical Depth* (TVD) pada akhir lintasan *Build Up* (*End Of Build* / EOB) ditentukan dengan melihat segitiga D'OC

Perhitungan titik end of build

$$D_2 = D_1 + (r_1 \times \sin \theta)$$

$$D_2 = 426,53 + (1432,394488 \times \sin (22,182))$$

$$D_2 = 967,35 \text{ ft}$$

Perhitungan end of curvature

$$X_2 = r_1 \times (1 - \cos (\theta))$$

$$X_2 = 1432,39 \times (1 - \cos (22,18))$$

$$X_2 = 2319,212 \text{ ft}$$

Dan penentuan Horizontal Displacement (HD) pada Build up Section

$$X_2 = r_1 \times (1 - \cos \theta)$$

$$X_2 = 1432,39 \times (1 - \cos (22,18)) = 106,02 \text{ ft}$$

4. Penentuan Lintasan Mempertahankan Sudut (*Hold Section*)

$$MD = D1 + \frac{\pi}{180} \times r_1 \times \theta + \frac{D3 \times D1 \times r1 \times \sin(\theta)}{\cos(\theta)}$$

$$MD = 426,53 + \frac{\pi}{180} \times 1432,39 \times 22,18 + \frac{2821,66 \times 426,53 \times 1432,39 \times \sin(22,18)}{\cos(22,18)}$$

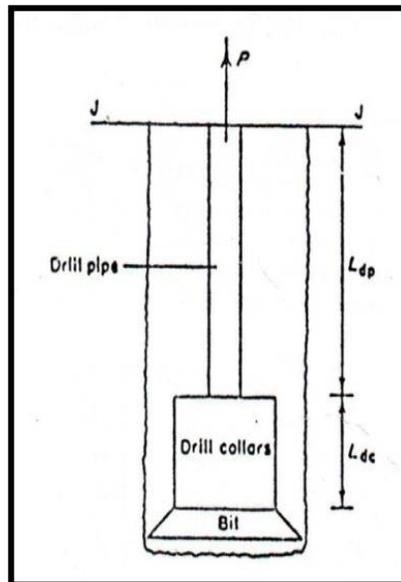
$$MD = 2983,63 \text{ ft}$$

## BAB 4 BEBAN RANGKAIAN PIPA BOR PADA PEMBORAN BERARAH

### 4.1. Beban Yang Terjadi Pada *Drill String*

#### 4.1.1. 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. Skemaa *tension* pada *drilling string* ditunjukkan pada **Gambar 4.1**.



**Gambar 4. 1**  
***Tension pada Drillstring***  
(Rabia, 2002)

Berdasarkan **Gambar 4.1**, 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 :

$$P = (\text{weight of drill pipe in mud}) + (\text{weight of drill collars in mud}) \dots \dots \dots (4-1)$$

Ket : berat dari *bit* dan peralatan BHA lainnya biasanya dimasukkan dalam berat *drill collar*)

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp} + L_{dc} \times W_{dc})] \times BF \dots\dots\dots (4-2)$$

Keterangan :

- P : Berat Total *Drill String* 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*, lb/ft
- BF : *Buoyancy Factor*

Untuk menentukan *buoyancy factor* dapat digunakan persamaan :

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}\right) = \left(1 - \frac{\gamma_m}{\gamma_s}\right) \dots\dots\dots (4-3)$$

Keterangan :

- $\gamma_m$  : *Spesific Gravity* (SG) Lumpur
- $\gamma_s$  : *Specific 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-1**. *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-1** menunjukkan salah satu kekuatan *drill pipe* dari *premium class*.

**Tabel IV- 1**  
**Standar API untuk Torsional dan Tensile Strength Grade S135 OD 5.5'**  
 (Adams, 1985).

1	2	3	Torsional yield strength based on uniform wear (ft-lb)*†				Tensile data based on uniform wear load at minimum yield strength (lb)†			
			E	X95	G105	S135	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	
4	15.50	16 140	20 450	22 600	29 060	250 500	317 300	350 700	450 900	
	11.85	15 310	19 390	21 430	27 560	182 020	230 560	254 840	327 640	
4½	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	321 580	355 430	456 980	
4¾	13.75	20 400	25 840	28 580	36 730	213 220	270 080	298 510	383 800	
	16.60	24 130	30 570	33 790	43 450	260 100	329 460	364 140	468 180	
5	20.00	28 600	36 330	40 150	51 630	322 950	409 070	452 130	581 310	
	22.82	31 580	40 010	44 220	56 860	367 570	465 590	514 590	661 620	
5½	16.25	27 610	34 970	38 650	49 690	259 120	328 220	362 780	466 420	
	19.50	32 290	40 890	45 200	58 110	311 540	394 600	436 150	560 760	
5¾	25.60	40 540	51 360	56 760	72 980	414 690	525 270	580 570	746 440	
	21.90	39 800	50 490	55 810	71 750	344 780	436 720	482 890	620 600	
	24.70	44 320	56 140	62 050	78 710	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-1** untuk *premium class*) x 90% atau :

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

Keterangan :

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

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

Dari Persamaan (4-4) dan persamaan (4-2) dapat diturunkan untuk menghitung MOP (*Margin of Overpull*) :

$$MOP = P_a - P \dots\dots\dots (4-5)$$

Keterangan :

$P$  : *Berat Total Drill String Dalam Lumpur*, lbs

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

Perbandingan antara Persamaan (4-4) dan Persamaan (4-2), dapat diturunkan untuk mendapatkan *safety factor* :

$$SF = \frac{P_a}{P} = \frac{P_i \times 0,9}{(L_{dp} + W_{dp} + L_{dc} + W_{dc})BF} \dots\dots\dots (4-6)$$

Keterangan :

SF : *Safety Factor*

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

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

$L_{dp}$  : *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*, lb/ft

BF : *Buoyancy Factor*

**4.1.2. Beban Drag**

*Drag* adalah beban yang terjadi akibat dari gesekan antara pipa dengan dinding lubang bor pada saat penarikan pipa yang disebabkan oleh sudut kemiringan tertentu. *Drag* disebabkan oleh tiga faktor, yaitu :

1. Berat apung dari drill string yang bersentuhan dengan lubang.
2. Lengkungan pada pertambahan sudut.

3. Adanya tumpukan *cutting* pada lubang.

Persamaan yang digunakan pada buku Bill Mithchell yang berjudul “*Advanced Oil Well Drilling*” pada daerah *tangential* menggunakan persamaan berikut, yaitu:

$$Drag = \sum (\mu * W_s * DL + \mu * 2 * T * \sin\left(\frac{DLS+LOS}{2}\right)) + BP \dots\dots(4-7)$$

Keterangan:

- Bf : *Buoyancy factor*, lb/lb
- Ws : *Nominal weight drillstring* lb/ft
- DL : *Departure length of section of drillstring*, ft
- T : *Axial tension in the section*, lb
- DLS : *Dogleg severity*, deg/ft
- LOS : *Length of section in the dogleg*, ft
- BP : *Axial packing force of cutting bed*, lb
- $\mu$  : *Friction Coefficient*, (0.4)

#### 4.1.3. Beban Torsion

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):

$$Q = \frac{0,096167 J Y_m}{D} \dots\dots\dots (4-8)$$

Keterangan :

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

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

$$J = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4) \dots\dots\dots (4-9)$$

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

$$Y_m = \frac{P_i}{A} \dots\dots\dots (4-10)$$

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

$$A = \frac{\pi * OD^4}{4 ID^4} \dots\dots\dots (4-11)$$

Keterangan :

- Pi : *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 (3-53), menjadi :

$$Q_t = \frac{0,096167 J}{D} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \dots\dots\dots (4-12)$$

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* (4-13), dan pada daerah *build up* dengan persamaan (4-14), (4-15).

$$Torsion\ tangent = \frac{OD \cdot W_m \cdot \mu \cdot \sin \alpha}{24} \dots\dots\dots(4-13)$$

Keterangan :

OD : *Outside Diameter Drill pipe, inch*

W<sub>m</sub> : *Nominal weight drillstring lb/ft*

μ : *Friction Coefficient, (0.4)*

α : *Inklinasi, deg*

*Torsion Build*

Untuk WOB < W<sub>m</sub> R, menggunakan persamaan :

$$Torsion\ Build = \frac{OD \cdot W_m \cdot R}{72} \dots\dots\dots(4-14)$$

Untuk WOB > W<sub>m</sub> R, menggunakan persamaan :

$$Torsion\ Build = \frac{OD \cdot W_m \cdot R}{144} + \frac{OD \cdot WOB}{46} \dots\dots\dots(4-15)$$

Keterangan :

OD : *Outside Diameter Drill pipe, inch*

W<sub>m</sub> : *Nominal weight drillstring lb/ft*

R : *Radius of curvature, ft*

WOB : *Weight on bit, lb.*

#### **4.1.4. Beban Buckling**

S. Carden & R. Grace, (2007) telah menurunkan persamaan untuk meramalkan tertekuknya pipa pada lubang miring pada bukunya yang berjudul “*Horizontal & Directional Drilling*”. Inti dasar dari persamaan itu adalah gaya gravitasi bumi menarik pipa kebawah lubang yang cenderung melengkungkan pipa. Oleh karena itu untuk menghindari adanya *buckling force* pada rangkaian drill string, maka perlu dihitung titik netral pada rangkaian tersebut. Adapun titik netral pada rangkaian sebaiknya diletakkan pada drill collar beberapa ft di atas bit.

Berikut adalah Persamaan (4-16) untuk menentukan besaran titik netral :

$$NP = \left[ \frac{WOB - W_{dc} L_{dc} BF \cos \alpha}{W_{HWDP} BF \cos \alpha} \right] \dots\dots\dots(4-16)$$

Keterangan :

NP : *Neutral Point Terletak di DC* (beberapa ft di atas bit)

WOB : *Besaran WOB Pada Lubang Miring*, lb

$\alpha$  : *Sudut Kemiringan Lubang*, derajat

BF : *Bouyancy Factor*

$W_{HWDP}$  : *Ponder HWDP di udara DP*, lb

Sementara itu untuk menghitung besarnya WOB yang diperlukan pada saat rangkaian memasuki lubang bor dengan sudut kemiringan tertentu, telah dikalkulasi oleh (*Mitchell.Bill, 1974*) dengan Persamaan (4-17) :

$$WOB = \frac{BF * W * \cos \alpha * + (c * (BF * (OD^2 - ID^2) - (OD^4 - ID^4) * \sin \alpha))}{H - OD} \dots\dots\dots(4-17)$$

WOB : *Besaran WOB Pada Lubang Miring*, lb

W : *Total Berat BHA di udara*, lb

$\alpha$  : *Sudut Kemiringan Lubang*, derajat

BF : *Bouyancy Factor*

OD : *Outside Diameter DP*, in

ID : *Inside Diamter DP*, in

H : *Hole Diameter*, in

c : *Constanta* (1.67)

Sehingga persamaan untuk menghitung *buckling force* adalah :

$$BL = 1.617 \left( \frac{BF * (OD^2 - ID^2) * (OD^4 - ID^4) * \sin \alpha}{H - OD} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(4-18)$$

Keterangan :

BL : *Buckling Load*

- BF : *Bouyancy Factor*, psi
- $\alpha$  : Sudut Kemiringan Lubang, derajat
- OD : *Outside Diameter DP*, in
- ID : *Inside Diamter DP*, in
- H : *Hole Diameter*, in

#### 4.2. Contoh Soal

Data pada trayek 8,5”:

- Kedalaman : 6397.99 ft
- Panjang BHA : 827.53 ft
- Berat BHA : 51585.77 lbs
- Berat BHA dibawah jar : 27917 lbs
- Densitas besi : 65.5 ppg
- Densitas lumpur : 11.16 ppg
- OD DP : 5”
- ID DP : 4.276”
- OD<sub>jts</sub> : 6.75”
- Dh : 8.5”
- Inklinasi : 15.04°
- WOB : 15432.4 lbf

Tension	155230.7 lbs
Yield strength teoritis	259613 lbs
MOP	104378 lbs
Beban torsi	2411.2 ft-lbf
Make up torque	16773 ft-lbf
Beban drag	12713.87 lbf
Maks. WOB	19686.39 lbs
WOB actual	15432.4 lbf
Critical Buckling	31893.3 lbf

#### Contoh Soal

Data Perencanaan Trajectory pada pemboran berarah Sumur “AM-29” lapangan “WDD”, yaitu sebagai berikut :

1. Nama Sumur : AM-29
2. Lapangan : WDD
3. Klasifikasi Sumur : Pemboran Sumur Eksploitasi ( Sumur Produksi )
4. Jenis Sumur : Berarah / Directional dari Cluster
5. Koordinat :
  - Permukaan : 9975054.47 mN 587458.36 mE
  - Bawah Permukaan : 59-8 : 9975212.91 mN 587492.91 mE
  - : 66-0 : 9975559.57 mN 587482.86 mE
  - : 81-3 : 9976109.07 (m) 587456.1 mE
6. Water Depth : 140 ft
7. KOP : 4480 ft TVDSS
8. BUR : 2°/100ft
9. Tujuan Pemboran : Pengembangan gas dari lapisan 81-3
10. Rencana Kedalaman Akhir: 8035 ft TVDSS/ 8163 ft TVD

#### Perhitungan

1. Menentukan proyeksi horizontal dari permukaan menuju target (X3), dari target pemboran dengan persamaan 3.43 yaitu :

$$\begin{aligned}\text{Lokasi North} &= \text{North Sumur} - \text{North lokasi target} \\ &= 9975054.47 \text{ m(N)} - 9976109.07 \text{ m (N)} \\ &= - 1054.6 \text{ m(N)} \\ &= - 3459.97 \text{ ft (N)}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Lokasi East} &= \text{East Sumur} - \text{East lokasi target} \\ &= 587458.36 \text{ m(N)} - 587456.1 \text{ m (N)} \\ &= 2.26 \text{ m(N)} \\ &= 7.41 \text{ ft (N)}\end{aligned}$$

$$X3 = 3459.95 \text{ ft}$$

2. Menentukan radius of curvature (r1), dengan persamaan 3.21 yaitu :  
= 2864.79 ft

3. Perhitungan inklinasi maksimum ( $\Theta$ ), dikarenakan  $X3 > r1$  maka menggunakan persamaan 3.26 :

$$\Theta = 62.14^\circ$$

4. Perhitungan titik end of build dengan persamaan 3.28 yaitu :

$$D2 = D1 + (r1 \times \sin \Theta)$$

$$D2 = 4480 + (2864.79 \times \sin (62.14))$$

$$D2 = 7012.72 \text{ ft}$$

5. Perhitungan end of curvature dengan persamaan 3.30 yaitu :

$$EOC = 7586.96 \text{ ft}$$

6. Perhitungan horizontal departure pada EOB dengan persamaan 3.27 yaitu :

$$X2 = r1 \times (1 - \cos (\Theta))$$

$$X2 = 2864.79 \times (1 - \cos (62.14))$$

$$X2 = 1525.99 \text{ ft}$$

7. Perhitungan total kedalaman terukur (MD) untuk kedalaman tegak (TVDSS) sejauh D3 dengan persamaan 3.31 yaitu :

$$MD = 9774.47 \text{ ft}$$

Setelah dilakukan perhitungan didapatkan hasil analisa untuk lintasan trajektori sumur “AM” seperti pada Tabel IV-2.

**Tabel IV- 2**  
**Hasil Analisa Trajectory**  
**Skenario 1**

r1	2864.79	ft
$\Theta$	62.14	°
Panjang Tangent	2187.52	ft
D1	4480	ft
D2	7012.72	ft
D3	8035	ft

X2	1525.99	ft
X3	3459.95	ft
MD KOP	4480	ft
MD EOC	7586.96	ft
MD Target	9774.47	ft

Pada Tabel IV-2 dapat dilihat dengan kedalaman TVDSS (D3) sebesar 8035 ft dengan nilai KOP (D1) diletakan pada kedalaman 4480 ft dengan nilai throw sebesar 3459.95 dengan BUR sebesar  $0.02^{\circ}/ft$  yang setiap 100ft mengalami curve sebesar  $2^{\circ}$  sampai dengan EOS di kedalaman 7586.96 ft (MD), setelah itu akan dipertahankan dengan inklinasi  $62.14^{\circ}$  sampai dengan target yang akan dituju sehingga didapatkan kedalaman TD target sedalam 9774.47 ft (MD), Kemudian hasil perhitungan trajektori skenario 1 pada setiap selang 100 ft Measured Depth disajikan pada Tabel A-1. Dari hasil Tabel IV-2 dan Tabel A-1 dapat kita lihat pada Gambar 4.1 merupakan gambar lintasan trajectory skenario 1.

### Analisa Beban Total Drillstring Skenario 1

#### Data Pemboran Skenario 1

Kick of Point	= 4480 ft MD/4480 ft TVDSS
End of Curvature	= 7586.96 ft MD/7012.72 ft TVDSS
Kedalaman Target	= 9774.47 ft MD/ 8035 ft TVDSS
$\alpha$ Total	= 62.14 o
Radius of Curvature	= 2864.79 ft
Panjang Build up section	= 3106.96 ft
Panjang Tangent section	= 2187.51 ft
Nominal Weight DP	= 26.95 lb/ft
Total Panjang Drillpipe	= 8982.0 ft
Total Berat Drillpipe	= 242066.52 lbs
Nominal Weight BHA	= 59.51 lb/ft
Total Panjang BHA	= 792.41 ft
Total Berat BHA	= 52000 lbs
OD DP	= 5.5 inch
ID DP	= 4.778 inch
Mud Weight	= 10.2 ppg
Friction Coefficient	= 0.4
Hole Size	= 8.5 inch
Tensile Yield Strenght	= 704310 lb
Torsion Strenght	= 79780 lb

#### 4.2.1. Penentuan Bouyancy Factor

Penentuan Bouyancy factor menggunakan persamaan 3-47 yaitu :

$$\text{Buoyancy Factor} = 0.84$$

#### 4.2.2 Penentuan Weight on Bit (WOB)

Penentuan WOB pada lubang bersudut tertentu ( $62.14^\circ$ ) menggunakan persamaan 3.62 dari (Mitchell, Bill. 1974) yaitu :

$$WOB = (BF * W_{airBHA} * \cos\alpha) + 1617$$

$$WOB = (0.84 * 52000 * \cos(62.2)) + 1617$$

$$= 50550.74 \text{ lb}$$

#### 4.2.3. Penentuan Beban Tension

Penentuan beban tension menggunakan persamaan dari (Rabia, H. 2002).

1. Penentuan beban tension dengan menggunakan persamaan 3.46 yaitu :

$$\begin{aligned} P &= (W_{BHA} + W_{DP}) \times BF \\ &= (52000 + 248272.96) \times 0.84 \\ &= 248272.96 \text{ lb} \end{aligned}$$

2. Penentuan Max Allowable Tension Design Load (Pa) dengan diketahui Tensile Yield Strength (Pt) DP 5.5 inch S-135 sebesar 704310 lb menggunakan persamaan 3.48 yaitu :

$$\begin{aligned} P_a &= 0.9 * P_t \\ &= 0.9 * 704310 \\ &= 633879 \text{ lb} \end{aligned}$$

3. Penentuan Margin Of Overpull menggunakan persamaan 3.49 yaitu :

$$\begin{aligned} MOP &= P_a - P \\ &= 633879 - 248272.96 \\ &= 385606.04 \text{ lb} \end{aligned}$$

4. Penentuan Safety Factor (SF) menggunakan persamaan 3.50 yaitu :

$$\begin{aligned} SF &= P_a / P \\ &= 392490 / 153330.48 \\ &= 2.55 \text{ kali} \end{aligned}$$

#### 4.2.4. Penentuan Beban Drag

Penentuan beban drag dengan menggunakan persamaan 3.52 dari (Mitchell, Bill, 1974).

1. Drag Tangent

$$\begin{aligned} \text{DL Tangent} &= \text{Panjang Tangent} \times \sin \alpha \\ &= 2187.51 \times \sin 62.14 \\ &= 1933.96 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\text{Drag} = \mu * Bf * Ws * DL \pm \mu * 2 * T * \sin + BP$$

$$\text{Drag Tangent} = 0.4 * 0.84 * 26.95 - 0.4 * 2 * 0 * \sin$$

$$\text{Drag Tangent} = 17601.56 \text{ lb}$$

2. Drag Build up

$$\begin{aligned} \text{DL Build up} &= R1 \times (1 - \cos \alpha) \\ &= 2864.79 \times (1 - \cos 62.14) \\ &= 1526.04 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{T Build up} &= R1 \times BF \times \text{Nominal weight DP} \times (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) \\ &= 2864.79 \times 0.84 \times 26.95 \times (\cos 0 - \cos 62.14) \\ &= 34722.23 \text{ lb} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{T Average} &= \text{T build up} / 2 + \text{Drag Tangent} \\ &= 34722.23 / 2 + 17601.56 \\ &= 34962.67 \text{ lb} \end{aligned}$$

$$\text{Drag} = \mu * Bf * Ws * DL \pm \mu * 2 * T * \sin + BP$$

$$\text{Drag Build up} = 0.4 * 0.84 * 26.95 * 1526.79 - 0.4 * 2 * 34962.67 * \sin$$

$$\text{Drag Build up} = 23384.394 \text{ lb}$$

3. Drag Total

$$\begin{aligned} \text{Drag Total} &= \text{Drag Tangent} + \text{Drag Build up} \\ &= 17601.56 + 23384.39 \\ &= 40985.95 \text{ lb} \end{aligned}$$

4.2.5. Penentuan Beban Torsion

Penentuan beban torsion dengan menggunakan persamaan 3.59 dan 3.60 dari (Rabia, H. 2002).

1. Torsion Tangent

$$\begin{aligned}W_m &= \text{Nominal Weight BHA} * BF \\ &= 59.51 * 0.84 \\ &= 50.51 \text{ lb/ft}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Torsion} &= (OD * W_m * \text{Panjang Tangent} * \sin(\alpha)) / 24 \\ &= (5.5 * 50.51 * 2187.51 * \sin(60.14)) / 24 \\ &= 22267.62 \text{ lb}\end{aligned}$$

2. Torsion Build up

$$\begin{aligned}W_m &= \text{Nominal Weight BHA} * BF \\ &= 59.51 * 0.84 \\ &= 50.51 \text{ lb/ft}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}0.33 * W_m * R &= 0.33 * 50.51 * 2864.79 \\ &= 47.498 \text{ lb/ft}\end{aligned}$$

$$WOB > 0.33 * W_m * R$$

$$\text{Torsion} = 11541.63 \text{ lb}$$

3. Torsion Total

$$\begin{aligned}\text{Torsion Total} &= \text{Torsion Tangent} + \text{Torsion Build up} \\ &= 11541.63 + 22267.62 \\ &= 33809.24 \text{ lb}\end{aligned}$$

4. Penentuan Beban Buckling

Penentuan Buckling Load menggunakan persamaan 3.63 dari (Mitchell, Bill. 1974) yaitu :

$$BL = 1.617$$

$$BL = 1.617$$

$$BL = 43606.22 \text{ lb}$$

## BAB 5

### LUMPUR DAN HIDROLIKA PEMBORAN BERARAH

#### 5.1. Lumpur Pemboran

Fluida pemboran adalah suatu fluida yang bersirkulasi dalam pemboran putar, yang mempunyai berbagai fungsi yang diperlukan dalam operasi pemboran. Jenis lumpur pemboran sifat-sifatnya yang sesuai akan mendukung keberhasilan operasi pemboran, dimana pola aliran, serta kecepatan pemboran serta keberhasilan pengangkatan cutting ke permukaan.

Rheology adalah suatu ilmu yang mempelajari tentang perubahan bentuk dan aliran dari suatu jenis fluida. Sifat rheology ini dijelaskan dengan hubungan antara gaya dari fluida terhadap aliran dalam satuan tekanan persatuan luas (shear stress) dengan besarnya laju perubahan kecepatan aliran antar lapisan yang terjadi waktu fluida mengalir dalam satuan kecepatan persatuan panjang (shear rate). Rheology lumpur pemboran meliputi sifat aliran dan jenis fluida pemboran. Sifat aliran meliputi aliran laminar dan aliran turbulen sedangkan jenis fluida pemboran meliputi fluida newtonian dan non-newtonian.

#### 5.2. Langkah Pengerjaan

- a. Menentukan tekanan pompa maksimum ( $P_{max}$ ) dan tekanan pompa minimum ( $P_{min}$ )

$$P_{min} = \text{Total Pressure Loss} \\ = \text{Slow Pump Rate} + (P_{MWD} + P_{motor})$$

- b. Menentukan laju alir pompa maksimum ( $Q_{max}$ ) dan laju alir pompa minimum ( $Q_{min}$ )

$$Q_{max} = 3 \frac{\gamma}{4} x D^2 x S x N x \frac{1}{231} \dots \dots \dots (5-1)$$

$$Q_{min} = \text{pada motor}$$

= dengan menggunakan konsep minimum annular velocity ( $V_{min}$ )

Persamaan  $V_{min}$  tersebut sebagai berikut:

$$V_{min} = V_{cut} + V_s$$

dimana :

$V_s$  = kecepatan slip, ft/s

$V_{min}$  = kecepatan minimum, ft/s

$V_{cut}$  = kecepatan cutting, ft/s

Dilakukan koreksi terhadap sudut inklinasi, densitas lumpur, dan RPM

$$V_{min} = V_{cut} + (1 + C_i * C_{mw} * CR_{pm}) V_{sv}$$

Maka untuk:

$$\text{sudut inklinasi } V_{min} = V_{cut} + 1 + \frac{e(600R_{pm})(3+n_m)}{202500} V_{sv} \dots\dots\dots (5-2)$$

sudut inklinasi  $\geq 45$

$$V_{min} = V_{cut} + 1 + \frac{e(600R_{pm})(3+n_m)}{202500} V_{sv} \dots\dots\dots (5-3)$$

dimana :

$V_{cut}$  = kecepatan cutting, ft/s

$V_{sv}$  = kecepatan slip vertikal Moore, ft/s

RPM = rotation per menit

$R_m$  = densitas lumpur, ppg

sudut inklinasi = sudut inklinasi, derajat

Kecepatan cutting dihitung dengan persamaan:

$$V_{cut} = \frac{ROP}{36 \left[ 1 - \left( \frac{D_{pipe}}{D_{hole}} \right)^2 \right] C_{con c}} \dots\dots\dots (5-4)$$

Persamaan konsentrasi cutting, yaitu :

$$C_{conc} = 0.01778 ROP + 0.505 \dots \dots \dots (5-5)$$

Kemudian laju alir lumpur di annulus dapat dihitung dengan persamaan:

$$Q_{min} = K \times A_{annulus} \times V_{min}$$

$$Q_{min} = \frac{3.1172 \times \frac{1}{4} \pi (D_h^2 - D_p^2) \times V_{min}}{\dots \dots \dots} (5-6)$$

dimana :

- D<sub>pipe</sub> = diameter pipa, inch
- D<sub>hole</sub> = diameter lubang, inch
- C<sub>conc</sub> = konsentrasi cutting, %
- ROP = laju penembusan, ft/hr
- Q<sub>min</sub> = kecepatan minimum, gpm
- K = konstanta konversi
- V<sub>min</sub> = kecepatan minimum, ft/s

**Kecepatan Slip Serbuk Bor**

Menurut Preston. L. Moore 10), Partikel yang jatuh dalam fluida mempunyai friksi terhadap fluida di sekitarnya. Akibat friksi ini, aliran fluida sekitar partikel mempunyai bilangan Reynold yang dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$N_p = \frac{928 \rho_f \cdot V_s \cdot D_s}{\mu} \dots \dots \dots (5-7)$$

dimana :

- N<sub>p</sub> = bilangan Reynold partikel
- ρ<sub>f</sub> = densitas fluida, ppg
- V<sub>s</sub> = kecepatan slip partikel, fps
- D<sub>s</sub> = diameter partikel, inch

Berdasarkan bilangan Reynold partikel, apabila  $N_p > 300$  maka pola aliran di sekitar partikel adalah turbulen penuh, kecepatan slip partikel-partikel dapat dihitung dengan persamaan :

$$V_s = \frac{1.54 \sqrt{D_s(n_s n_f)}}{n_f} \dots\dots\dots (5-8)$$

Sedangkan apabila  $N_p < 3$  maka pola aliran di sekitar partikel adalah laminar, dan kecepatan slip dapat dihiutng dengan persamaan:

$$V_s = \frac{82.87 D_s^2(n_s n_f)}{i a} \dots\dots\dots (5-9)$$

Untuk bilangan Reynold di antara 3 dan 300, maka alirannya adalah transisi dan kecepatan slip dapat dihitung dengan persamaan :

$$V_s = \frac{2.9 D_s(n_s n_f)^{0.667}}{n_f^{0.333} i a^{0.333}} \dots\dots\dots (5-10)$$

dimana :

- $V_s$  = kecepatan slip partikel, fps
- $D_s$  = diameter partikel, inch
- $r_s$  = densitas partikel, ppg
- $r_f$  = densitas fluida, ppg
- $ma$  = apparent viscosity, cp

Sedangkan apparent viscosity dapat dihitung dengan persamaan :

$$\mu_a = \frac{K}{144} \left[ \frac{D_h - D_p}{V_a} \right]^{1-n} \left[ \frac{2+1/n}{0.0208} \right]^n \dots\dots\dots (5-11)$$

dimana :

- $\mu_a$  = apparent viscosity, cp
- $K$  = indeks konsistensi, cp
- $n$  = indeks power law
- $V_a$  = kecepatan lumpur di annulus, fps
- $D_h$  = diameter lubang, inch
- $D_p$  = diameter pipa bor, inch

Indeks konsistensi dihitung dengan persamaan :

$$K = \frac{510 (PV+YP)}{511^n} \dots\dots\dots (5-12)$$

Indeks power law dihitung dengan persamaan:

$$n = 3.32 \log \left[ \frac{2PV+YP}{PV+YP} \right] \dots\dots\dots (5-13)$$

dimana :

- PV = viscositas plastis, cp
- YP = yield point, lb/100 ft<sup>2</sup>

a. Optimasi Hidrolika di Down Hole Mud Motor

Optimasi hidrolika pada motor ini untuk mengetahui laju alir (Q) optimum pada motor, sehingga dapat ditentukan RPM optimum sehingga didapatkan laju penembusan (ROP) yang optimum dalam menembus batuan. Persamaan yang digunakan yaitu :

$$TFA = \frac{Q^2 \times MW}{P \times 10858} \dots\dots\dots (5-14)$$

dimana :

- TFA = total flow area, in<sup>2</sup>
- Q = laju alir, gpm
- MW = densitas lumpur, ppg
- P = Differential pressure, psi

b. Optimasi Hidrolika pada Pahat

Dalam mengoptimasikan hidrolika pada pahat, yang perlu diperhatikan adalah profil sumur dan lithologi batuan yang ditembus. Ada tiga konsep hidrolika pada pahat yaitu: Bit Hydraulic Horse Power (BHHP), Bit Hydraulic Impact (BHI), dan Jet Velocity. Dari ketiga konsep tersebut dipilih yang paling cocok sesuai dengan profil sumur dan lithologi batuan. Disini yang digunakan yaitu konsep Konsep Bit Hydraulic Impact (BHI)

Untuk konsep BHI sesuai digunakan pada pemboran sumur berarah dan jenis batuan yang kekerasannya menengah. Prinsip dasar dari metoda ini, menganggap bahwa semakin besar impact (tumbukan sesaat) yang diterima batuan formasi dari lumpur yang dipancarkan dari bit semakin besar pula efek pembersihannya, sehingga metoda ini berusaha mengoptimumkan impact pada bit. BHI akan optimum jika kehilangan tekanan pada pahat adalah sebesar 48% tekananpompanya. Rumus yang digunakan yaitu :

$$\frac{BHHP}{HHP} = 48\% \dots\dots\dots (5-15)$$

Untuk mengetahui hasil optimasi pada konsep BHI dilakukan dengan menghitung Bit Impact.

$$I = 0.0173Q\sqrt{Pb W} \dots\dots\dots (5-16)$$

c. Optimasi Hidrolika di Annulus

- Rasio Transport Serbuk Bor

Batas minimal untuk rasio transport adalah 90%, persamaan yang digunakan yaitu :

$$Ft = \frac{V_a - V_s}{V_a} \dots\dots\dots (5-17)$$

Konsentrasi Serbuk Bor

Konsentrasi serbuk bor di annulus harus lebih kecil dari 5% persamaan yang digunakan sebagai berikut:

$$Ca = \frac{(ROP)D^2}{14.7 FtQ} 100\% \dots\dots\dots (5-18)$$

Indeks Pengendapan Serbuk Bor

Ziedler, merumuskan perbandingan waktu pengendapan dan waktu tempuh lintasan tersebut sebagai Indeks Pengendapan Serbuk Bor (Particle Bed Index), yang membentuk persamaan sebagai berikut untuk pola aliran laminer .

$$PBI = (19)$$

Pada pola aliran lumpur turbulen untuk melihat indeks pengendapan serbuk bor, digunakan persamaan sebagai berikut :

$$PBI = V_a / 17 V_s \quad (20)$$

Setelah mendapatkan harga PBI, maka dipakai acuan sebagai berikut:

- \*  $PBI > 1$ , tidak terjadi pengendapan serbuk bor.
- \*  $PBI = 1$ , serbuk bor berada pada kondisi hamper mengendap
- \*  $PBI < 1$ , serbuk bor mulai mengendap.

### **5.3. Studi Kasus**

Sumur yang di evaluasi adalah sumur berarah, metoda optimasinya adalah Bit Hydraulic Impact (BHI), sedangkan parameter yang dirubah adalah ukuran nozzle dan laju alir. Data yang diperlukan adalah laju alir, tekanan pompa, sifat fisik Lumpur, serbuk bor dan data pemboran yang lain. Langkah pertama menentukan kecepatan minimum annular velocity setiap interval kedalaman dimana laju alir pada motor < laju alir. Langkah kedua menentukan tekanan pompa minimum dengan menghitung kehilangan tekanan sepanjang aliran, langkah berikutnya menentukan hidrolika pada pahat actual dan hidrolika di annulus actual.

#### **Data Sumur:**

##### **Data hole geometri**

- Diameter Lubang = 8 ½ in
- Ukuran casing = 7 in
- Kedalaman = 2983,6 ft

##### **Data drillstring**

- Drill pipe
  - OD = 4,5 in
  - ID = 3,64 in
  - L = 2430 ft
- Drill Collar
  - OD = 6 in

ID	= 3 in
L	= 90 ft
- HWDP	
OD	= 5,5 in
ID	= 3,37 in
L	= 606,69
- Downhole Mud Motor	
OD	= 6,5 in
L	= 19,6 ft

#### **Data Lumpur & Pompa Sumur**

- Jenis/ Model	= Triplex Mud Pump
- Jumlah	= 2 unit
- Efisiensi	= 90 %
- Laju alir	= 550 gpm
- Tekanan pompa	= 1000 psi
- ROP	= 18,82 ft/hr
- RPM	= 120
- Densitas mud	= 9,58 ppg
- PV	= 12 cp
- YP	= 22 lb/ft
- Densitas Cutting	= 12,8 ppg
- Diameter Cutting	= 0,23 in

### **5.3.1. Perhitungan Kehilangan Tekanan Sepanjang Sistem Sirkulasi Aktual**

#### **5.3.1.1. Perhitungan Kehilangan Tekanan pada *Surface Connection* (Psc)**

Untuk Perhitungan pada *surface connection* maka harus diketahui *equipment* yang digunakan pada saat pengeboran berlangsung. Adapun *equipment* yang digunakan pada saat pengeboran berlangsung ditunjukkan pada **Tabel V-1**.

**Tabel V- 1**  
**Data Tipe *Surface Connection***

Surface eq. Type	Stand Pipe		Rotary House		Swivel		Kelly	
	length	ID	length	ID	length	ID	length	ID
	(ft)	(in)	(ft)	(in)	(ft)	(in)	(ft)	(in)
1	40	3	40	2	4	2	40	2.25
2	40	3.5	55	2.5	5	2.5	40	3.25
3	45	4	55	3	5	2.5	40	3.25
4	45	4	55	3	6	3	40	4

Berdasarkan *surface equipment* yang digunakan maka kita dapat mengetahui harga konstanta E sebagaimana ditunjukkan pada **Tabel V-2**.

**Tabel V- 2**  
**Harga Konstanta E Berdasarkan Tipe *Surface Connection***

Surface eq. Type	Value of E	
	Imperial units	Metric units
1	$2.5 \times 10^{-4}$	$8.8 \times 10^{-6}$
2	$9.6 \times 10^{-5}$	$3.3 \times 10^{-6}$
3	$5.3 \times 10^{-5}$	$1.3 \times 10^{-6}$
4	$4.2 \times 10^{-5}$	$1.4 \times 10^{-6}$

peralatan permukaan yang digunakan yaitu tipe 3, sehingga dapat dihitung besarnya kehilangan tekanan pada *surface equipment* dengan menggunakan Persamaan dibawah:

$$\begin{aligned}
 P_{SC} &= C \rho^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2} \\
 P_{SC} &= 5.3 \times 10^{-5} \cdot 9.58^{0.8} \cdot 325^{1.8} \cdot 12^{0.2} \\
 &= 17,644 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

### 5.3.1.1. Perhitungan Kehilangan Tekanan pada inside pipe (Drill Pipe, Drill Collar, HWDP)

a) Kehilangan Tekanan Pada *Drill Pipe* ( $\Delta P_{DP}$ )

1. Menghitung kecepatan alir fluida pada *drill pipe*

$$V_{DP} = \frac{Q}{2,448.(ID_{DP})^2}$$

$$V_{DP} = \frac{325}{2.448.(4.276)^2}$$

$$V_{DP} = 6,30 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan kritis fluida pada *drill pipe*

$$V_{cDP} = \left[ \frac{5.82.(10^4)K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \left( \frac{1.6}{d} \right) \left( \frac{3n+1}{4n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

$$V_{cDP} = \left[ \frac{5.82.(10^4)2.24}{9.58} \right]^{\frac{1}{2-0.44}} \left[ \left( \frac{1.6}{4.276} \right) \left( \frac{3.0.44+1}{4.0.44} \right) \right]^{\frac{0.44}{2-0.44}}$$

$$V_{cDP} = 4,88 \text{ fps}$$

3. Menghitung kehilangan tekanan pada *drill pipe*,  $v > v_c$  (Turbulen)

$$\Delta P_{DP} = \frac{2.27(10^{-7})\rho_m^{0.8}V^{1.8}PV^{0.2}L}{d^{1.2}}$$

$$\Delta P_{DP} = \frac{2.27(10^{-7})9.58^{0.8}12.31^{1.8}12^{0.2}2179}{4.276^{1.2}}$$

$$\Delta P_{DP} = 117,8 \text{ psi}$$

- b) Kehilangan Tekanan Pada *Drill Collar* ( $\Delta P_{DC}$ )

1. Menghitung kecepatan alir fluida pada *drill collar*

$$V_{DC} = \frac{Q}{2,448.(ID_{DC})^2}$$

$$V_{DC} = \frac{325}{2.448.(3)^2}$$

$$V_{DC} = 6,653 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan kritis fluida pada *drill collar*

$$V_{cDC} = \left[ \frac{5.82.(10^4)K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \left( \frac{1.6}{d} \right) \left( \frac{3n+1}{4n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

$$V_{cDC} = \left[ \frac{5.82 \cdot (10^4) \cdot 2.24}{9.58} \right]^{\frac{1}{2-0.44}} \left[ \left( \frac{1.6}{3} \right) \left( \frac{3.044 + 1}{4.044} \right) \right]^{\frac{0.44}{2-0.44}}$$

$$V_{cDC} = 9,68 \text{ fps}$$

3. Menghitung kehilangan tekanan pada *drill collar*,  $v > v_c$  (Turbulen)

$$\Delta P_{DC} = \frac{2.27(10^{-7})\rho_m^{0.8}V^{1.8}PV^{0.2}L}{d^{1.2}}$$

$$\Delta P_{DC} = \frac{2.27(10^{-7}) \cdot 9.58^{0.8} \cdot 24.94^{1.8} \cdot 12^{0.2} \cdot 150.99}{3^{1.2}}$$

$$\Delta P_{DC} = 11,04 \text{ psi}$$

- c) Kehilangan Tekanan Pada HWDP ( $\Delta P_{HWDP}$ )

1. Menghitung kecepatan alir fluida pada HWDP

$$V_{HWDP} = \frac{Q}{2,448 \cdot (ID_{HWDP})^2}$$

$$V_{HWDP} = \frac{325}{2.448 \cdot (3)^2}$$

$$V_{HWDP} = 6,44 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan kritis fluida pada HWDP

$$V_{cHWDP} = \left[ \frac{5.82 \cdot (10^4) K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \left( \frac{1.6}{d} \right) \left( \frac{3n + 1}{4n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

$$V_{cHWDP} = \left[ \frac{5.82 \cdot (10^4) \cdot 2.24}{9.58} \right]^{\frac{1}{2-0.44}} \left[ \left( \frac{1.6}{3} \right) \left( \frac{3.044 + 1}{4.044} \right) \right]^{\frac{0.44}{2-0.44}}$$

$$V_{cHWDP} = 5,87 \text{ fps}$$

3. Menghitung kehilangan tekanan pada HWDP,  $v > v_c$  (Turbulen)

$$\Delta P_{HWDP} = \frac{2.27(10^{-7})\rho_m^{0.8}V^{1.8}PV^{0.2}L}{d^{1.2}}$$

$$\Delta P_{HWDP} = \frac{2.27(10^{-7}) \cdot 9^{0.8} \cdot 31.75^{1.8} \cdot 12^{0.2} \cdot 632.68}{3^{1.2}}$$

$$\Delta P_{HWDp} = 27,371 \text{ psi}$$

### 5.3.1.2 Perhitungan Kehilangan Tekanan pada Downhole Mud Motor

Kehilangan tekanan pada *downhole mud motor* dapat ditentukan berdasarkan spesifikasi ukuran *downhole mud motor* yang digunakan.

**Tabel V- 3**  
**Spesifikasi Ukuran Downhole Mud Motor**

OD	Length	Flow Rate	Pressure Drop	Avaliable Torque	Power Output	Rotary Speed
in	ft	gpm	psi	ft/lbs	HP	RPM
9 5/8	26.4	600	250	1080	72	350
7 3/4	21	400	250	700	41	310
6 1/2	19.6	325	250	467	36	410
5	19.7	225	250	283	25	460
3 3/4	17.6	130	170	127	10	420
2 3/8	9.7	25	595	24	4	875
1 3/4	7.9	20	425	16	2	800

Berdasarkan spesifikasi pada tabel, kehilangan tekanan pada *downhole mud motor* sebesar 250 psi.

### 5.3.1.3 Perhitungan Kehilangan Tekanan pada Pahat

$$\Delta P_b = \frac{Q^2 \rho_m}{10858 A_n^2}$$

$$\Delta P_b = \frac{325 \cdot 9.58}{10858 \times 0,59^2}$$

$$\Delta P_b = 268 \text{ psi}$$

### 5.3.1.4. Perhitungan Kehilangan Tekanan pada Annulus (Drill Pipe, Drill Collar, HWDP)

a) Kehilangan Tekanan Pada Annulus Drill Pipe ( $\Delta P_{AnDP}$ )

1. Menghitung kecepatan alir fluida pada *annulus drill pipe*

$$V_{AnDP} = \frac{Q}{2.45(d_h^2 - d_o^2)}$$

$$V_{AnDP} = \frac{325}{2.45(12.25^2 - 5^2)}$$

$$V_{AnDP} = 2,551 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan kritis fluida pada *annulus drill pipe*

$$V_{cAnDP} = \left[ \frac{3.878 \cdot (10^4) K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \left( \frac{2.4}{dH - dP} \right) \left( \frac{2n+1}{3n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

$$V_{cAnDP} = \left[ \frac{3.878 \cdot (10^4) 2.24}{9.58} \right]^{\frac{1}{2-0.44}} \left[ \left( \frac{2.4}{8.5 - 5} \right) \left( \frac{2 \cdot 0.44 + 1}{3 \cdot 0.44} \right) \right]^{\frac{0.44}{2-0.44}}$$

$$V_{cAnDP} = 5,42 \text{ fps}$$

3. Menghitung kehilangan tekanan pada *annulus drill pipe*,  $v < v_c$  (Laminer)

$$\Delta P_{AnDP} = \left[ \frac{2.4 V}{dH - dP} \left( \frac{2n+1}{3n} \right) \right]^n \frac{K L}{300(dH - dP)}$$

$$\Delta P_{AnDP} = \left[ \frac{2.4 \cdot 2.28}{8.5 - 5} \left( \frac{2 \cdot 0.44 + 1}{3 \cdot 0.44} \right) \right]^{0.44} \frac{2.24 \cdot 2179}{300(8.5 - 5)}$$

$$\Delta P_{AnDP} = 38,11 \text{ psi}$$

- b) Kehilangan Tekanan Pada *Annulus Drill Collar* ( $\Delta P_{AnDC}$ )

1. Menghitung kecepatan alir fluida pada *annulus drill collar*

$$V_{AnDC} = \frac{Q}{2.45(d_h^2 - d_o^2)}$$

$$V_{AnDC} = \frac{325}{2.45(12.25^2 - 8^2)}$$

$$V_{AnDC} = 16,08 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan kritis fluida pada *annulus drill collar*

$$V_{cAnDC} = \left[ \frac{3.878 \cdot (10^4) K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \left( \frac{2.4}{dH - dP} \right) \left( \frac{2n+1}{3n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

$$V_{cAnDC} = \left[ \frac{3.878 \cdot (10^4) \cdot 2.24}{9.58} \right]^{\frac{1}{2-0.44}} \left[ \left( \frac{2.4}{8.5-8} \right) \left( \frac{2.044+1}{3.044} \right) \right]^{\frac{0.44}{2-0.44}}$$

$$V_{cAnDC} = 9,68 \text{ fps}$$

3. Menghitung kehilangan tekanan pada *annulus drill pipe*,  $v > v_c$  (Turbulen)

$$\Delta P_{AnDC} = \frac{2.27(10^{-7}) \rho_m^{0.8} V^{1.8} P V^{0.2} L}{d^{1.2}}$$

$$\Delta P_{AnDC} = \frac{2.27(10^{-7}) 9.58 \cdot 0.8 27.21^{1.8} 12^{0.2} 150.99}{8^{1.2}}$$

$$\Delta P_{AnDC} = 118,76 \text{ psi}$$

- c) Kehilangan Tekanan Pada *Annulus HWDP* ( $\Delta P_{AnHWDP}$ )

1. Menghitung kecepatan alir fluida pada *annulus HWDP*

$$V_{AnHWDP} = \frac{Q}{2.45(d_h^2 - d_o^2)}$$

$$V_{AnHWDP} = \frac{325}{2.45(8.5^2 - 5^2)}$$

$$V_{AnHWDP} = 3,16 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan kritis fluida pada *annulus HWDP*

$$V_{cAnHWDP} = \left[ \frac{3.878 \cdot (10^4) K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \left( \frac{2.4}{dH - dP} \right) \left( \frac{2n+1}{3n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

$$V_{cAnHWDP} = \left[ \frac{3.878 \cdot (10^4) \cdot 2.24}{9.58} \right]^{\frac{1}{2-0.44}} \left[ \left( \frac{2.4}{8.5-5} \right) \left( \frac{2.044+1}{3.044} \right) \right]^{\frac{0.44}{2-0.44}}$$

$$V_{cAnHWDP} = 5,87 \text{ fps}$$

3. Menghitung kehilangan tekanan pada *annulus HWDP*,  $v < v_c$  (Laminer)

$$\Delta P_{AnHWDP} = \left[ \frac{2.4 V}{dH - dP} \left( \frac{2n + 1}{3n} \right) \right]^n \frac{K L}{300(dH - dP)}$$

$$\Delta P_{AnHWDP} = \left[ \frac{2.4 \cdot 4.75}{8.5 - 5} \left( \frac{2.044 + 1}{30.44} \right) \right]^{0.44} \frac{2.24 \cdot 632.68}{300(8.5 - 5)}$$

$$\Delta P_{AnHWDP} = 10,15 \text{ psi}$$

### 5.3.1.5. Perhitungan Kehilangan Tekanan Total pada Sistem Aliran (*Parasitic Pressure*)

$$P_p = (P_{SC} + P_{DP} + P_{DC} + P_{HWDP} + P_{DHMM} + P_{bit} + P_{AnDP} + P_{AnDC} + P_{AnHWDP})$$

$$P_p = (17,64 + 117,8 + 11,03 + 27,37 + 250 + 268 + 38,11 + 118,76 + 10,15)$$

$$P_p = 590,87 \text{ psi}$$

### 5.3.2. Evaluasi Hidrolika Pahat

1. Perhitungan Bit Hydraulic Impact aktual (BHI aktual)

$$BHI_{aktual} = \frac{Q_{aktual} \times P_b}{1714}$$

$$BHI_{aktual} = \frac{325 \times 46.52}{1714}$$

$$BHI_{aktual} = 50,76 \text{ HP}$$

2. Perhitungan HPs<sub>aktual</sub>

$$HP_{Saktual} = \frac{Q_{aktual} \times P_{aktual}}{1714}$$

$$HP_{Saktual} = \frac{325 \times 1000}{1714}$$

$$HP_{Saktual} = 189,62 \text{ HP}$$

3. Perhitungan BHI/HPs aktual

$$BHI / HP_s = \frac{BHI_{aktual}}{HPS_{aktual}} \times 100\%$$

$$BHI / HP_s = \frac{50,76}{189,62} \times 100\%$$

$$BHI/HP_s = 26,77 \%$$

**Tabel V- 4**  
**Hasil Perhitungan Hidrolika Pahat Aktual Pada Trayek 8 ½ (Tangent Section)**

Depth	Q	P	Pb	BHI	HPs	BHI/HPs
ft	gpm	psi	Psi	HP	HP	%
2982,3	325	1000	268	50,76	189,62	26,77

### 5.3.3. Evaluasi Hidrolika Pengangkatan Cutting

a) Perhitungan *Cutting Transport Ratio* (Ft)

1. Menghitung kecepatan aliran lumpur di annulus ( $V_a$ )

$$V_{An} = \frac{Q}{2.448 \left( ID_{Hole}^2 - OD_{DP}^2 \right)}$$

$$V_{An} = \frac{325}{2.448(8.5^2 - 5^2)}$$

$$V_{An} = 2,25 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan slip cutting ( $V_s$ ) untuk aliran laminar

$$V_s = \frac{82,87 \times Dc^2 \times (\rho_c - \rho_m)}{\mu_a}$$

$$V_s = \frac{82,87 \times 0.23^2 \times (12,8 - 9.58)}{104,13}$$

$$V_s = 0,24 \text{ fps}$$

3. Menghitung *Cutting Transport Ratio* (Ft)

$$F_t = \frac{V_a - V_s}{V_a} \times 100\%$$

$$F_t = \frac{2,25 - 0,24}{2,25} \times 100\%$$

$$F_t = 89,27 \%$$

b) Perhitungan *Cutting Concentration* (Ca)

$$C_a = \frac{ROP \times D^2}{14.7 \times F_t \times Q} \times 100\%$$

$$C_a = \frac{18.82 \times 8.5^2}{14.7 \times 89,27 \times 325} \times 100\%$$

$$C_a = 0.32 \%$$

c) Perhitungan Particle Bed Index (PBI)

1. Menghitung kecepatan slip searah lintasan sumur ( $V_{sa}$ )

$$V_{sa} = V_s \times \cos \alpha$$

$$V_{sa} = 0,24 \times 0.898$$

$$V_{sa} = 0,24 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan slip radial ( $V_{sr}$ )

$$V_{sr} = V_s \times \sin \alpha$$

$$V_{sr} = 0,24 \times 0.44$$

$$V_{sr} = 0,0025 \text{ fps}$$

3. Menghitung waktu pengendapan cutting ( $T_s$ )

$$T_s = \frac{1/12(D_h - D_p)}{V_{sr}}$$

$$T_s = \frac{1/12(8.5 - 5)}{0.0025}$$

$$T_s = 157,33 \text{ sec}$$

4. Menghitung jarak yang ditempuh sebelum *cutting* mengendap ( $L_c$ )

$$L_c = (V_a - V_{sa})T_s$$

$$L_c = (2,55 - 0,24)157,33$$

$$L_c = 315,79 \text{ ft}$$

5. Menghitung indeks pengendapan *cutting* (PBI)

$$PBI = \frac{(D-D_o)(V_a - V_s \cos \theta)}{12 L_c V_s \sin \theta}$$

$$PBI = \frac{(8,5-5)(2,25 - 0,24 \cdot 0,898)}{12 \cdot 317,79 \cdot 0,24 \cdot 0,44}$$

$$PBI = 1$$

**Tabel V- 5**  
**Hasil Perhitungan Hidrolika Pengangkatan *Cutting* Aktual Pada Trayek 8 ½**  
**(*Tangent Section*)**

Depth	Q	DP			DC			HWDP		
		Ft	Ca	PBI	Ft	Ca	PBI	Ft	Ca	PBI
ft	gpm	%	%		%	%		%	%	
2982,3	325	89,27	0,31	1	86,36	0,33	1	90,32	0,32	1

#### 5.3.4. Optimasi Hidrolika Downhole Mud Motor

1. Perhitungan laju alir optimum pada pompa ( $Q_{opt}$ ):

$$Q_{opt} = 325 \text{ gpm}$$

2. Perhitungan *Total Flow Area*

$$TFA = \sqrt{\frac{Q^2 \times MW}{P \times 10858}}$$

$$TFA = \sqrt{\frac{325^2 \times 9,58}{554,39 \times 10858}}$$

$$TFA = 0,41 \text{ in}^2$$

**Tabel V- 6**  
**Hasil Perhitungan Optimasi Hidrolika *Downhole Mud Motor* Pada Trayek 8 ½**  
**(*Tangent Section*)**

Depth	OD	$Q_{opt}$	$P_{opt}$	TFA
ft	In	gpm	psi	in <sup>2</sup>
2982,3	6 ½	325	1194,2	0,41

#### 5.3.5. Optimasi Hidrolika Pahat

1. Perhitungan kehilangan tekanan pada pahat ( $P_b$ )

$$\Delta P_b = \frac{Q^2 \rho_m}{10858 A_n^2}$$

$$\Delta P_b = \frac{325 \cdot 9.58}{10858 \cdot 0.41^2}$$

$$\Delta P_b = 554,39 \text{ psi}$$

2. Perhitungan BHI optimasi

$$\text{BHI}_{\text{opt}} = \frac{Q_{\text{opt}} \times P_b}{1714}$$

$$\text{BHI}_{\text{opt}} = \frac{325 \times 554,39}{1714}$$

$$\text{BHI}_{\text{opt}} = 105,12 \text{ HP}$$

3. Perhitungan HPs optimasi

$$\text{HPs}_{\text{opt}} = \frac{Q_{\text{opt}} \times P_{\text{opt}}}{1714}$$

$$\text{HPs}_{\text{opt}} = \frac{325 \times 115,3}{1714}$$

$$\text{HPs}_{\text{opt}} = 217,16 \text{ HP}$$

4. Perhitungan optimasi BHI/HPs

$$\text{BHI/HPs}_{\text{opt}} = \frac{\text{BHI}}{\text{HPs}} \times 100\%$$

$$\text{BHI/HPs}_{\text{opt}} = \frac{105,12}{217,16} \times 100\%$$

$$\text{BHI/HPs}_{\text{opt}} = 48.41 \%$$

5. Perhitungan harga *Bit Impact Force* (BIF)

$$BIF = 1.73 \times 10^{-2} \times Q(\rho_m \times P_b)^{0.5}$$

$$BIF = 1.73 \times 10^{-2} \times 325 \times (9.58 \times 554,39)^{0.5}$$

$$BIF = 409,75 \text{ lbf}$$

6. Perhitungan *Nozzle Velocity*

$$V_n = 33.6 \sqrt{\frac{P_b}{MW}}$$

$$V_n = 33.6 \sqrt{\frac{554,39}{9.58}}$$

$$V_n = 255,6 \text{ fps}$$

7. Menentukan kombinasi *nozzle*

$$\begin{aligned} \text{Kombinasi nozzle} &= A_n = \frac{1}{4} \times \mu \times \left(\frac{x}{32}\right) \times \text{jumlah nozzle} \\ &= 1.06 = \frac{1}{4} \times 3.14 \times \left(\frac{x}{32}\right) \times \text{jumlah nozzle} \\ &= 13,352 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

**Tabel V- 7**

**Hasil Perhitungan Optimasi Hidrolika Pahat Pada Trayek 8 ½ (*Tangent Section*)**

Depth	Q	P	Pb	BHI	HPs	BHI/HPs	BIF	Vn	Ukuran Nozzle
ft	gpm	psi	Psi	HP	HP	%	lbf	fps	(1/32) in
2982,3	325	1194,2	554,39	105,12	217,16	48,41	409	256	3 x 13

### 5.3.6. Optimasi Hidrolika Pengangkatan Cutting

a) Perhitungan *Cutting Transport Ratio* (Ft)

1. Menghitung kecepatan aliran lumpur di annulus ( $V_a$ )

$$V_{An} = \frac{Q}{2.448 \left( ID_{Hole}^2 - OD_{DP}^2 \right)}$$

$$V_{An} = \frac{325}{2.448(8.5^2 - 5^2)}$$

$$V_{An} = 2,25 \text{ fps}$$

2. Menghitung kecepatan slip cutting ( $V_s$ ) untuk aliran laminar

$$V_s = \frac{82,87 \times Dc^2 \times (\rho_c - \rho_m)}{\mu_a}$$

$$V_s = \frac{82,87 \times 0.23^2 \times (12,8 - 9.58)}{112,28}$$

$$V_s = 0,16 \text{ fps}$$

3. Menghitung *Cutting Transport Ratio* ( $F_t$ )

$$F_t = \frac{V_a - V_s}{V_a} \times 100\%$$

$$F_t = \frac{2,25 - 0,16}{2,25} \times 100\%$$

$$F_t = 93,05 \%$$

- b) Perhitungan *Cutting Concentration* ( $C_a$ )

$$C_a = \frac{ROP \times D^2}{14.7 \times F_t \times Q} \times 100\%$$

$$C_a = \frac{18.82 \times 8.5^2}{14.7 \times 93,05 \times 325} \times 100\%$$

$$C_a = 0.31 \%$$

- c) Perhitungan *Particle Bed Index* (PBI)

6. Menghitung kecepatan slip searah lintasan sumur ( $V_{sa}$ )

$$V_{sa} = V_s \times \cos \alpha$$

$$V_{sa} = 0,16 \times 0.898$$

$$V_{sa} = 0,16 \text{ fps}$$

7. Menghitung kecepatan slip radial ( $V_{sr}$ )

$$V_{sr} = V_s \times \sin \alpha$$

$$V_{sr} = 0,16 \times 0.44$$

$$V_{sr} = 0.069 \text{ fps}$$

8. Menghitung waktu pengendapan cutting ( $T_s$ )

$$T_s = \frac{1/12(D_h - D_p)}{V_{sr}}$$

$$T_s = \frac{1/12(8.5 - 5)}{0.069}$$

$$T_s = 4,84 \text{ sec}$$

9. Menghitung jarak yang ditempuh sebelum *cutting* mengendap ( $L_c$ )

$$L_c = (V_a - V_{sa})T_s$$

$$L_c = (2,25 - 0,16)4,84$$

$$L_c = 10,21 \text{ ft}$$

10. Menghitung indeks pengendapan *cutting* (PBI)

$$PBI = \frac{(D-D_o)(V_a - V_s \cos \theta)}{12 L_c V_s \sin \theta}$$

$$PBI = \frac{(8.5-5)(2,25 - 0,16 \cdot 0.898)}{12 \cdot 10,21 \cdot 0,16 \cdot 0.44}$$

$$PBI = 1$$

**Tabel V- 8**  
**Hasil Perhitungan Optimasi Hidrolika Pengangkatan *Cutting* Pada Trayek 8 ½**  
**(*Tangent Section*)**

Depth	Q	DP			DC			HWDP		
		Ft	Ca	PBI	Ft	Ca	PBI	Ft	Ca	PBI
ft	gpm	%	%		%	%		%	%	
2982,3	325	93.04	0.31	1	90.46	0.31	1	92.95	0.30	1

## **BAB 6**

### **OPERASI PEMBORAN BERARAH**

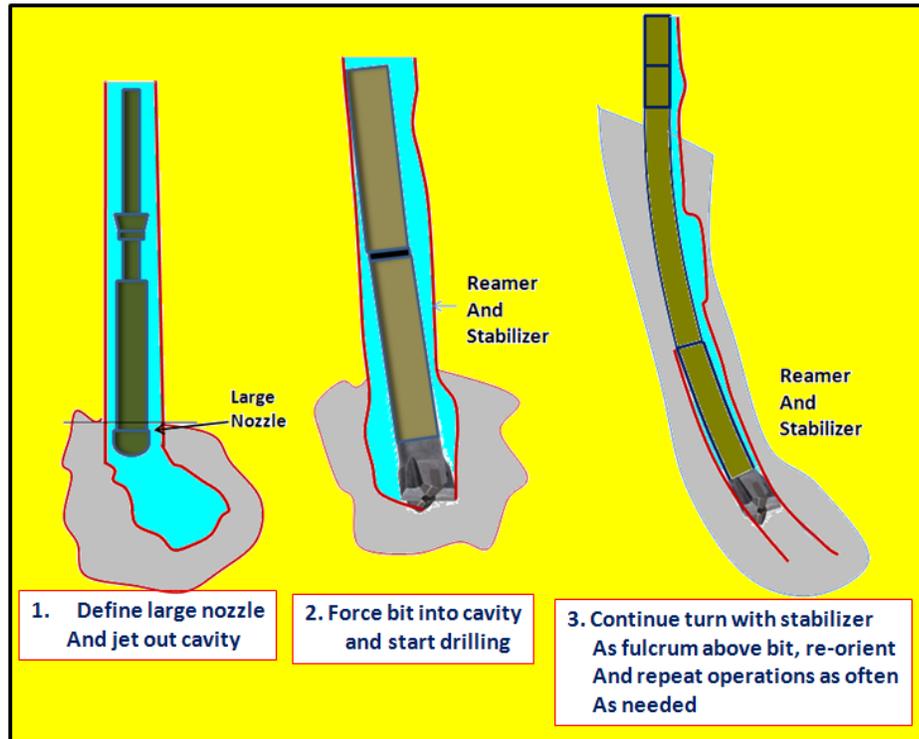
#### **6.1. Peralatan Pembelok Lubang**

Setelah kedalaman titik belok ditentukan, maka mulai dari titik tersebut kita arahkan lubang bor ke sasaran dengan sudut kemiringan tertentu dengan menggunakan *deflection tools*.

##### **6.1.1. 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 6.1**. Apabila dalam pelaksanaannya dijumpai batuan yang cukup keras, kadang-kadang pahat ditumbuk-tumbukkan.



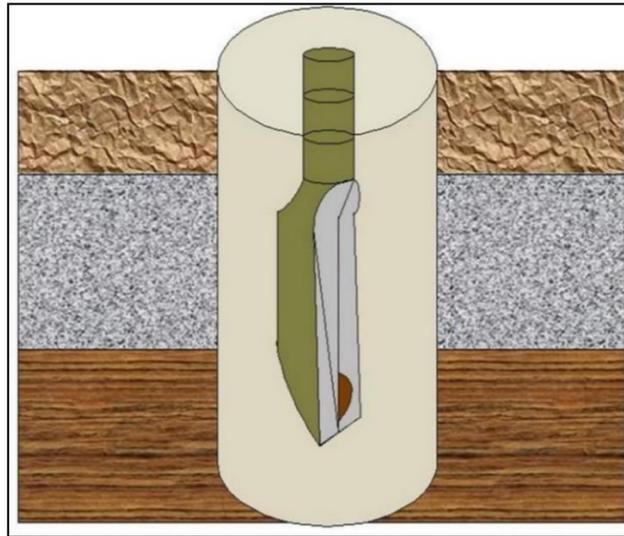
**Gambar 6. 1**  
**Badger bit**  
(Rubiandini, 2018)

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 pengarah *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.

### 6.1.2. 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 5.2**.



**Gambar 6. 2**  
***Spud Bit***  
(Rubiandini, 2018)

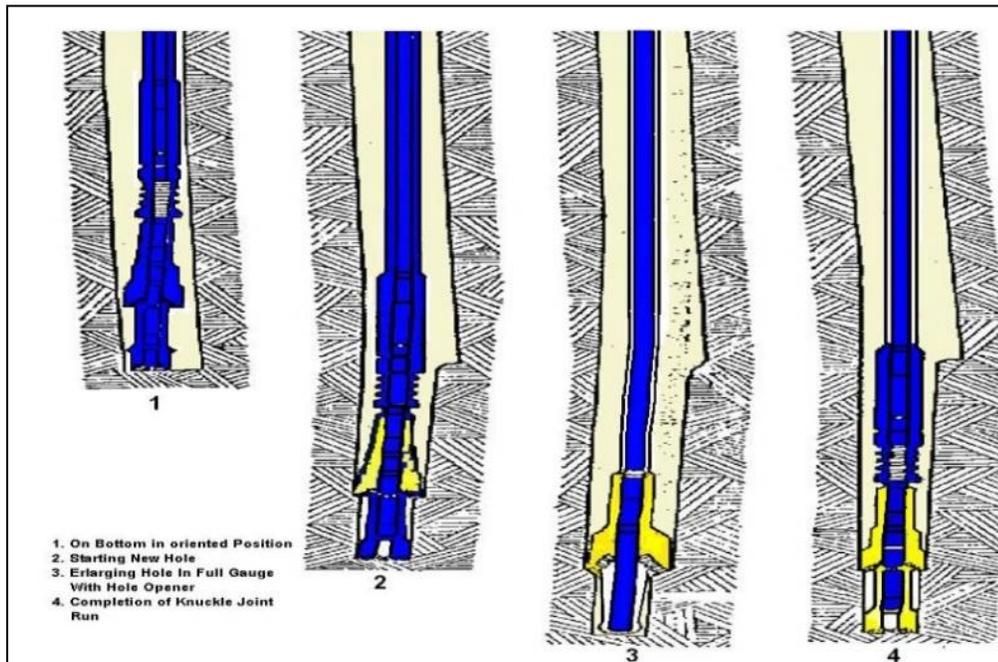
### 6.1.3. Knuckle Joint

*Knuckle joint* pada prinsipnya merupakan suatu *Drillstring* yang diperpanjang dengan menggunakan suatu sendi peluru. Oleh karena itu memungkinkan terjadinya putaran bersudut antara rangkaian pipa pemboran dengan pahat, dimana *drillstring* dan *bitnya* disetel pada sudut tertentu. Untuk mendapatkan sifat yang fleksibel (luwes), alat ini sering dipasang langsung pada *drillpipe* tanpa menggunakan *drill collar*.

Gambar *knuckle joint* menunjukkan pemakaian *knuckle joint* dimana setelah pahat mencapai dasar lubang bor, *knuckle joint* diarahkan ke suatu arah yang dikehendaki. Kemudian dibor sepanjang kurang lebih 20 *Feet*. Setelah itu lubang bor

diperbesar dengan menggunakan *hole opener (Reamer)* sepanjang 20 feet dan dilanjutkan dengan menggunakan pahat biasa dan BHA penaik sudut kemiringan.

Adapun kerugian penggunaan alat ini adalah sukar untuk mengontrol arah deviasinya karena adanya sudut belok yang mendadak. Perubahan deviasi sudut yang sering terjadi adalah sebesar :  $5 - 7^\circ/20$  ft. Gambar *Knuckle Joint* pada **Gambar 6.3.**



**Gambar 6.3**  
***Knuckle Joint***  
(Rubiandini, 2018)

#### 6.1.4. Whipstock

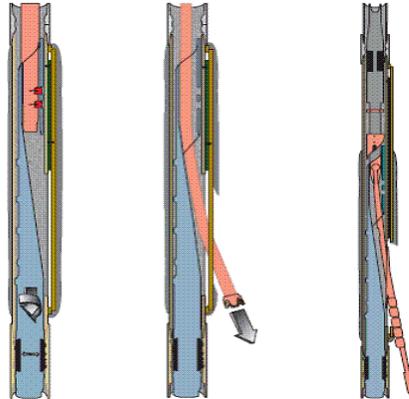
*Whipstock* adalah suatu alat dari besi tuang yang berbentuk baji dengan saluran tempat bergerakanya *bit* yang melengkung hingga *bit* akan dibelokkan arahnya. *Whipstock* ini haruslah diset pada daerah yang keras agar tidak mudah ikut berputar dengan berputarnya drill string. Untuk ini serbuk bor di dasar lubang harus dibersihkan dahulu. Dari dua jenis *whipstock* yang ada (yaitu *Whipstock* yang *retrieveable*/bisa diangkat kembali dan *whipstock* yang tidak *retrieveable*), yang

umum digunakan adalah jenis *retrieveable whipstock*. Penggunaan *whipstock* ini akan menghasilkan panjang lubang yang terbatas (20 – 30 feet).

*Whipstock* dapat dipasang dengan mengkombinasikan peralatan lain untuk mencapai tingkat *sudut* kemiringan yang diharapkan. Susunan tersebut dapat dibuat seperti di bawah ini.

Susunan *whipstock* dengan peralatan-peralatan lain adalah sebagai berikut :

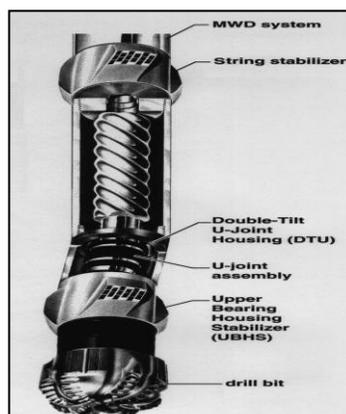
- *Whipstock* + pahat + *drill Pipe*, akan memberikan sudut kemiringan  $\frac{3}{4}^{\circ} - 1\frac{1}{2}^{\circ}$
- *Whipstock* + pahat + *stabilizer* + *drillpipe*, akan memberikan sudut kemiringan  $2^{\circ} - 4^{\circ}$ .
- *Whipstock* + pahat + *stabilizer* + *universal joint* + *drillpipe*, akan memberikan sudut kemiringan  $5^{\circ} - 7^{\circ}$ .
- Hal-hal yang perlu diperhatikan sewaktu menggunakan *whipstock* adalah :
- Sebelum *whipstock* diturunkan, dasar lubang bor harus bersih dari endapan *cutting* yang tertinggal. Kurang bersihnya dasar lubang bor akan mengakibatkan tertimbunnya *cutting* dan proses pembelokkannya dapat terjadi di atasnya. Sewaktu pembesaran lubang dengan menggunakan *hole opener (Reamer)*, kemungkinan yang dapat terjadi adalah masuknya *hole opener* ke dalam lubang bor yang lama (salah sasaran).
- Pengawasan terhadap *shear pin*, supaya tidak patah sebelum dikehendaki.
- Menyusun BHA sedemikian rupa sehingga sewaktu ujung pahat menyentuh dasar lubang bor (setelah *shear pin* dipatahkan), *kelly bushing* sudah berada pada *master bushing* dan kedudukan *kelly* yang berada di atas *rotary table* masih cukup panjang (20 – 30 feet).
- Upaya mempergunakan *whipstock* sesedikit mungkin. Untuk mencapai tujuan ini adalah dengan mengupayakan pembelokan yang pertama harus secermat mungkin sehingga akan dihasilkan sudut kemiringan dan arah yang dikehendaki. Pemakaian *whipstock* yang terlalu sering akan memperpanjang *trip time*. Ilustrasi mekanisme kerja *whipstock* dilihat pada **Gambar 6.4**.



**Gambar 6. 4**  
**Whipstock**  
(Rubiandini, 2018)

#### 6.1.5. Positive Displacement Motor

*Positive displacement motor* adalah *downhole* motor yang bekerja dengan sistem hidrolik 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 6.5** merupakan gambar rangkaian *positive displacement motor*.



**Gambar 6. 5**  
**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 :

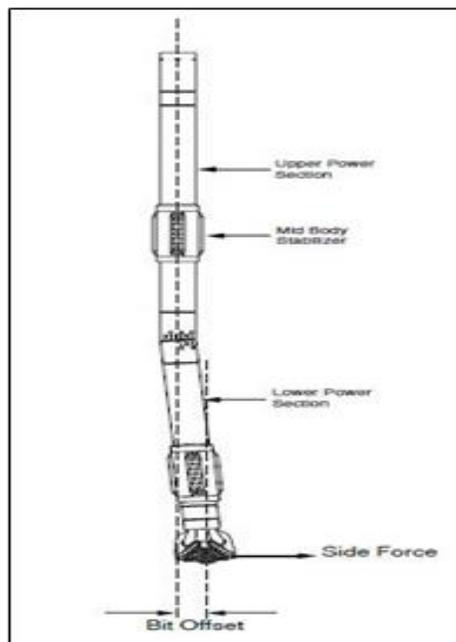
- Dapat digunakan pada lapisan keras maupun lunak pada segala kedalaman.
- Penghematan waktu *round trip*.
- Setelah pembelokan lubang tidak diperlukan *reamer* maupun *hole opener* untuk memperbesar lubang bor.
- Seluruh *build up section* dapat dibor secara kesinambungan tanpa harus mencabut pahat.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

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

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

#### 6.1.6. Rotary Steerable System (RSS)

*Rotary steerable system* (RSS) atau lebih dikenal dengan *power drive* merupakan alat pembelok lubang bor generasi terbaru. Rangkaian rotary steerable system dapat dilihat pada **Gambar 6.6**.



**Gambar 6. 6**  
***Rotary Steerable System***  
(Bourgoyne, 1986)

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 (telemetry), sehingga *bit* dapat diarahkan menuju arah dan sudut inklinasi yang diinginkan.

Keuntungan menggunakan *Rotary Steerable System* :

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

Kekurangan menggunakan *rotary steerable system* :

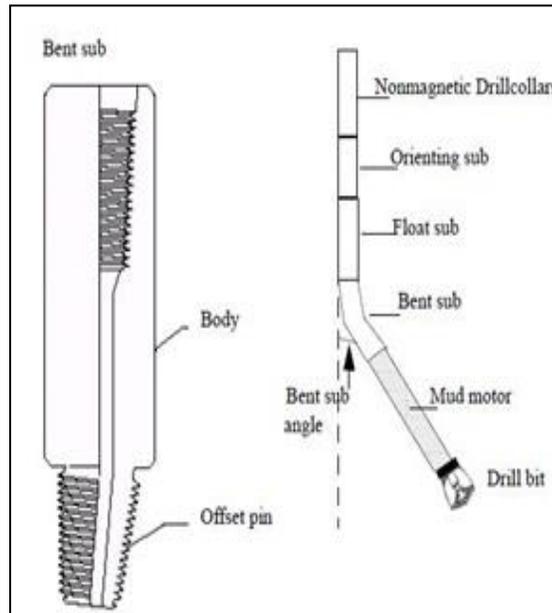
- Lebih mahal karena alat penuh dengan komponen elektronik
- Susah untuk mengatur atau merubah arah lintasan ketika berada dilapisan yang lunak karena memerlukan dukungan untuk PAD pada *power drive*.

#### **6.1.7. Peralatan Lainnya**

Peralatan ini meliputi *bent sub, Non magnetic drill collar, stabilizer* dan peralatan pendukung lainnya.

##### **6.1.7.1. Bent Sub**

*Bent sub* merupakan pipa penyambung (Substitute) yang bentuknya bengkok. Sebagai contoh, misalnya pada suatu sumur pembelokan dilakukan pada lubang 12¼” dengan laju kenaikan sudut kemiringan 3°/100 ft. *Dyna drill* yang digunakan adalah 6½” dengan *bent sub* 2° atau dapat pula *dyna drill* 7¾” dengan *bent sub* 1½° atau 2°. Ilustrasi mengenai alat *bent sub* dapat dilihat pada **Gambar 6.7**.



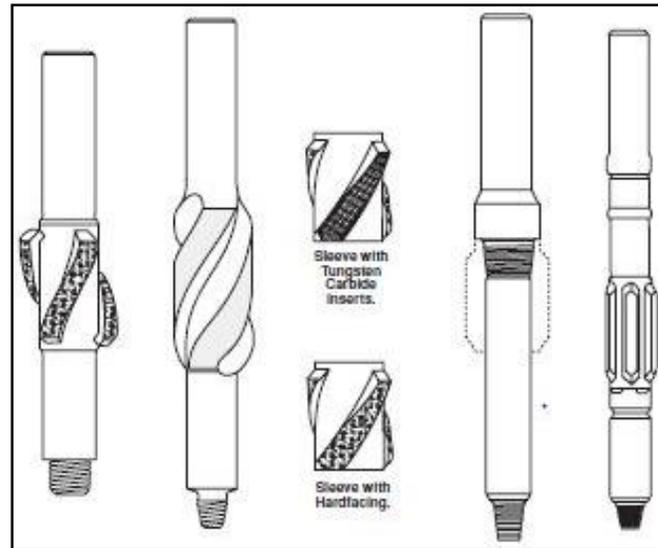
**Gambar 6. 7**  
***Bent sub***  
(Rabia, 2002)

#### 6.1.7.2. 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.

#### 6.1.7.3. 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 6.8** menjelaskan tipe-tipe *stabilizer*.



**Gambar 6. 8**  
**Stabilizer**  
(Rabia, 2002)

Keuntungan penggunaan alat ini adalah sebagai berikut :

- Mencegah terjadinya pembelokan lubang bor yang mendadak (*dog leg*).
- Memberikan penambahan dan pengurangan sudut secara perlahan-lahan.
- 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*

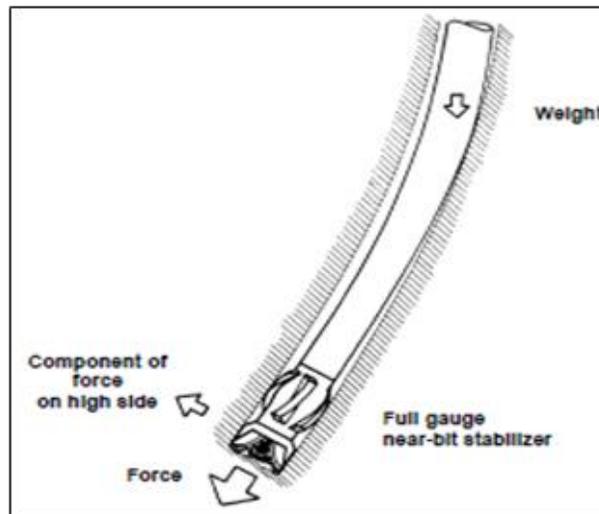
*Sleeve* dapat dinaik-turunkan dan berputar pada *body*-nya. Sewaktu *drill string* berputar, *stabilizer* ini tidak ikut berputar.

## 6.2. Pengontrolan 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. 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.

### 6.2.1. Konsep *Fulcrum*

Konsep *fulcrum* menunjukkan penempatan *stabilizer* dekat *bit*, maka akan memperkecil jarak titik tangensial dari *bit*. Ilustrasi efek *fulcrum* dapat diamati pada **Gambar 6.9**.

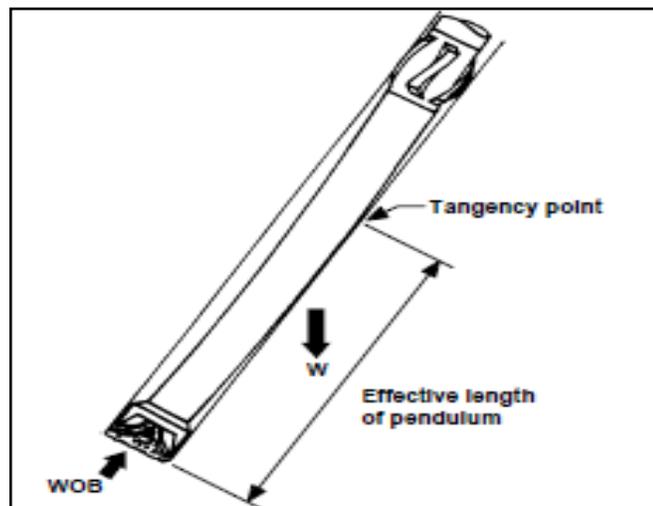


**Gambar 6.9**  
**Konsep Fulcrum**  
(Rubiandini, 2018)

Jarak dari *stabilizer* pertama ke *stabilizer* berikutnya 40-120 feet, atau tidak ada *string stabilizer* sama sekali, maka hal ini akan membangun sudut ketika beban pada *bit* (WOB) dinaikkan. Ketika ada pembebanan pada *bit*, *stabilizer* akan menjadi titik tumpu peralatan dan akan memberikan efek menggeser pada arah *bit* sehingga memperbesar sudut kemiringan yang akan dihasilkan, sehingga memperbesar sudut kemiringan.

### 6.2.2. Konsep Pendulum

Prinsip *pendulum* memperlihatkan jika jarak *tangential* diperbesar dengan penempatan *stabilizer* jauh dari *bit*, maka gravitasi cenderung menarik *bit* ke arah vertikal lubang. Efek ini menyebabkan sudut kemiringan mengecil. Ilustrasi dari efek *pendulum* terlihat pada **Gambar 6.10**.

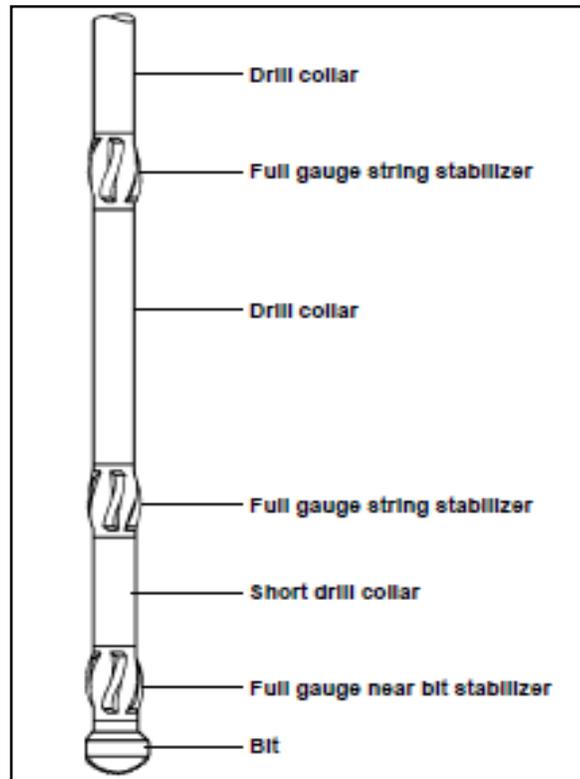


**Gambar 6. 10**  
**Konsep Pendulum**  
(Rubiandini, 2018)

### 6.2.3. 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*.

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 6.11**.



**Gambar 6. 11**  
**Konsep Stabilisasi**  
(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.

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

- WOB rendah
- RPM tinggi
- *Output* pompa sehingga sirkulasi lumpur cepat.

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

- WOB tinggi
- Ukuran monel drill collar kecil
- RPM dan rate pemompaan kecil apabila formasi lunak.

Untuk perubahan sudut *build up* kecil, dianjurkan :

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

Untuk perubahan sudut *drop off* yang besar dianjurkan :

- WOB kecil.
- RPM dan rate pemompaan besar pada formasi lunak.
- Ukuran monel besar.
- Ukuran *drill collar* kecil diatas *reamer*.

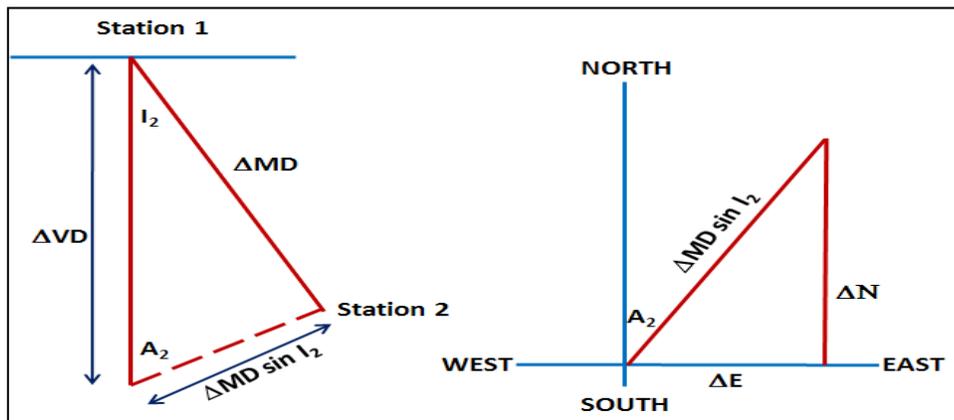
Untuk perubahan sudut *drop off* yang kecil, dianjurkan:

- WOB besar.
- RPM dan rate pemompaan kecil pada formasi lunak.
- Gunakan monel *drill collar* yang besar.

### 6.3. Metode-Metode Perhitungan Profil Sumur

#### 6.3.1. 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 6.12.**



**Gambar 6. 12**  
*Tangential Method: (a) Vertical Section; (b) Plan View*  
 (Rubiandini., 2018)

$$\Delta VD = \Delta MD \cos I_2 \dots\dots\dots (6-1)$$

$$\Delta H = \Delta MD \sin I_2 \dots\dots\dots (6-2)$$

$$\Delta E = \Delta MD \sin I_2 \sin A_2 \dots\dots\dots (6-3)$$

Keterangan :

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

$\Delta VD$  = Pertambahan TVD, ft

$\Delta H$  = Pertambahan Departure, ft

$\Delta N$  = Pertambahan arah Utara, ft

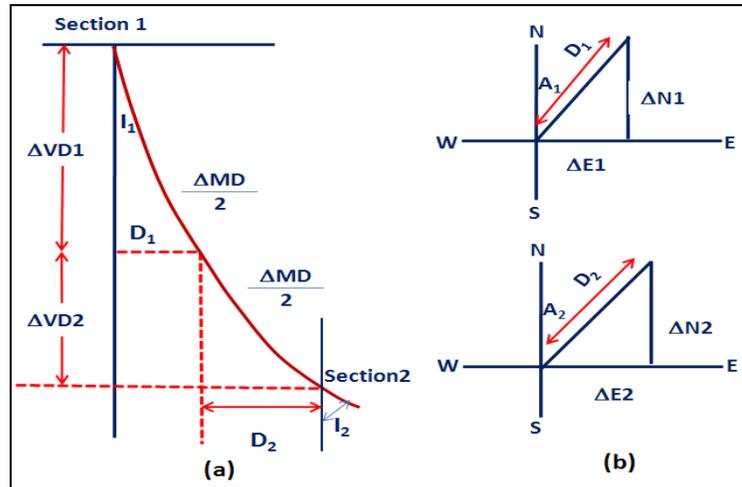
$\Delta E$  = Pertambahan arah Timur, ft

$I$  = Perubahan sudut kemiringan, degree °

$A$  = Sudut arah, degree °

#### 6.3.2. 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 6.13**.



**Gambar 6. 13**  
*Balanced Tangential Method : (a) Vertical Section; (b) Plan View*  
 (Rubiandini., 2018)

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) \dots\dots\dots(6-4)$$

$$\Delta D = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 + \sin I_2) \dots\dots\dots(6-5)$$

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

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) \dots\dots\dots(6-7)$$

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  $^{\circ}$
- $A$  = Sudut arah, degree  $^{\circ}$

### 6.3.3. 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*.

$$\Delta VD = \Delta MD \cos \frac{I_1 + I_2}{2} \dots\dots\dots(6-8)$$

$$\Delta D = \Delta MD \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \dots\dots\dots(6-9)$$

$$\Delta N = \Delta MD \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \cos \frac{A_1 + A_2}{2} \dots\dots\dots(6-10)$$

$$\Delta E = \Delta MD \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \sin \frac{A_1 + A_2}{2} \dots\dots\dots(6-11)$$

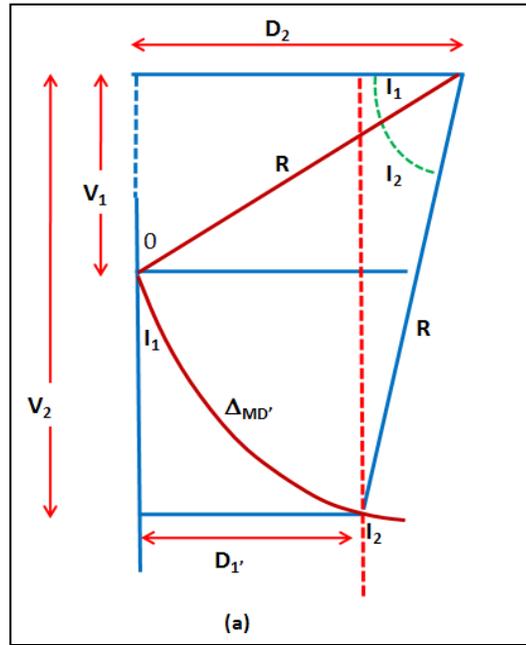
Keterangan :

- $MD$  = 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  $^{\circ}$
- $A$  = Sudut arah, degree  $^{\circ}$

### 6.3.4. 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 6.14** dihalaman berikutnya.



**Gambar 6.14**  
**Radius of Curvature Method**  
 (Rubiandini., 2018)

$$\Delta VD = \frac{360 \Delta MD}{2 \pi (I_2 - I_1)} (\sin I_1 - \sin I_2) \dots\dots\dots(6-12)$$

$$\Delta D = \frac{360 \Delta MD}{2 \pi (I_2 - I_1)} (\cos I_1 - \cos I_2) \dots\dots\dots(6-13)$$

$$\Delta N = \frac{360^2 \Delta MD (\cos I_1 - \cos I_2) (\sin A_2 - \sin A_1)}{4 \pi^2 (A_2 - A_1) (I_2 - I_1)} \dots\dots\dots(6-14)$$

$$\Delta E = \frac{360^2 \Delta MD (\cos I_1 - \cos I_2) (\cos A_2 - \cos A_1)}{4 \pi^2 (A_2 - A_1) (I_2 - I_1)} \dots\dots\dots(6-15)$$

Keterangan :

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

$\Delta VD$  = Pertambahan TVD, ft

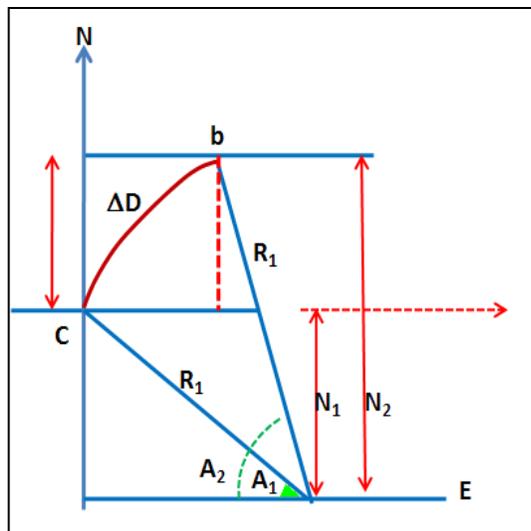
$\Delta D$  = Pertambahan Departure, ft

- $\Delta N$  = Pertambahan arah Utara, ft
- $\Delta E$  = Pertambahan arah Timur, ft
- $I$  = Perubahan sudut kemiringan, degree  $^{\circ}$
- $A$  = Sudut arah, degree  $^{\circ}$
- $R$  = *Radius Of Curvature*, ft

**6.3.5. 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 6.15.**



**Gambar 6. 15**  
*Minimum of Curvature Method*  
 (Rubiandini., 2018)

$$RF = \left( \frac{2}{DL} \right)_{Radian} \tan \left( \frac{DL}{2} \right)_{derajat} \dots\dots\dots (6-16)$$

Keterangan :

DL = Dog Leg Angle

$$\cos DL = \cos (I_2 - I_1) - \sin I_1 \times \sin I_2 [1 - \cos (A_2 - A_1)] \dots\dots\dots (6-17)$$

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) RF \dots\dots\dots(6-18)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) RF \dots\dots\dots(6-19)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) RF \dots\dots\dots(6-20)$$

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

## DAFTAR PUSTAKA

- Adams, N.J. 1985. *Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach*. Penn-Well Publishing Tulsa
- A. Musa, Mugahid et al. 2017. *Directional Drilling Design Using Computer Model*.
- Bourgoyne, A.T. Jr. 1986 *Applied Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineer.
- Carden, R. S. and Grace, R.D., 2007. "Horizontal and Directional Drilling". Tulsa Oklahoma: PetroSkills LLC,
- F. Mitchell, Robert. 2013. *Drillstring Analysis with a Discrete Torque-Drag Model*. Journal of SPE/IADC
- Haduch, G.A dkk. 1994. *Solution of Common Stuck Pipe Problem Through the Adaptation of Torque/Drag Calculation*. Journal of SPE
- Halafawi, Mohamed dan Avram, Lazar. 2019 *Wellbore Trajectory Optimization for Horizontal Well*. Romania: Journal of Oil, Gas and Petrochemical Science.
- Herianto, 2008. Perhitungan Kapasitas Rig yang Diperlukan pada suatu Rencana Operasi Pemboran Migas. Yogyakarta: Prosiding Seminar Nasional Kebumihan.
- Herinto, P. Subiatmo, dan M. Sauman "Optimasi Hidrolika pada Penggunaan Down Hole Mud Motor (DHMM) dengan Konsep Minimum Annular Velocity untuk Pemboran Sumur-sumur Berarah" Proceeding Simposium Nasional IATMI 2001. Yogyakarta, Indonesia. 3-5 Oktober 2001.
- Khartoum, Sudan : University of Khartoum Engineering Journal.
- Mitchell, B., 1974. "Advanced Oilwell Drilling Engineering Handbook". Lakewood Colorado: Oilwell Drilling.
- Mitchell, Robert F., 2013. *Drillstring Analysis with A Discrete Torque-Drag Model*. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition.

- Preston L. Moore. 1986. *Drilling Practice Manual*, Penn Well Books, Penn Well Publishing Co.
- Prondonoff, V dan Guz, J.L. 1992. Horizontal Well Optimization through Strength and Stability Analysis of Drillstings. *Journal of SPE*
- Rabia, H. 2002. *Well Engineering and Construction*, Entrac Consulting
- Rubiandini, Rudi. 2018. *Desain Pemboran Volume 2*, Suka Printing, Bandung.
- Rubiandini, Rudi. 2018. *Teknik Pemboran Modern, Volume 3*, Suka Printing, Bandung.

## BIOGRAFI PENULIS



Dr. Ir. Drs. Herianto, MT merupakan dosen tetap yang mengajar di Program Studi S1 dan S2 Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau merupakan lulusan S1 Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta dan S1 Filsafat, Universitas Gadjah Mada. Lalu melanjutkan pendidikan S2 Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung dan menyelesaikan pendidikan Doktor di Universitas Teknologi Malaysia pada tahun 2008



Ir. P Subiatmono, MT merupakan dosen aktif dan tetap yang mengajar di Program Studi S1 Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau merupakan lulusan S1 Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta pada tahun 1991, lalu pada tahun 1996 berhasil menyelesaikan pendidikan S2 Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung.

Buku ini merupakan karya beliau yang bekerja sama dengan mahasiswa aktif UPN “Veteran” Yogyakarta. Antara lain Deshinta Putri Herina Wijaya, ST saat ini sedang menempuh pendidikan S2 di Magistes Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta berperan dalam pengembangan materi dan penyusunan buku. Lalu Suto Wijoyo sedang menempuh pendidikan S1 Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta berperan dalam pembuatan cover dan penyusunan buku, serta Dian Indri Astuti mahasiswa yang sedang menempuh pendidikan D3 Teknik Kimia, UPN “Veteran” Yogyakarta berperan dalam editing dari buku.

