

**EVALUASI *TRAJECTORY* PELAKSANAAN PEMBORAN BERARAH
PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

SKRIPSI



OLEH :

ADHITYO GILANG BHASKORO

113 110 051

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2016**

**EVALUASI *TRAJECTORY* PELAKSANAAN PEMBORAN BERARAH
PADA SUMUR "X" LAPANGAN "Y"**

SKRIPSI

*Digunakan guna memenuhi syarat penulisan Skripsi
untuk meraih gelar Sarjana Teknik di Program Studi Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta*

OLEH :

ADHITYO GILANG BHASKORO

113 110 051

*Disetujui untuk Program Studi Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral , Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta
Oleh Dosen Pembimbing :*

Ass :



**Dr. Ir. H. Sudarmoyo, SE, M.S
Pembimbing 1**



**Ir. Drs. H. Herianto, M.Sc, PhD
Pembimbing 2**

KATA PENGANTAR

Pertama dan utama sekali , penulis memanjatkan puji dan syukur kehadirat Allah SWT yang karena rahmad dan karunian-Nya , penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini dengan judul “EVALUASI *TRAJECTORY* PELAKSANAAN PEMBORAN BERARAH SUMUR X LAPANGAN Y” dengan baik.

Adapun tujuan penyusunan Skripsi ini adalah memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Perminyakan pada Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. Sari Bahagiarti Kusumasyudha, MSc. selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta 2016.
2. Dr. Ir. Suharsono, MT. selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Ir. Drs. H. Herianto, M.Sc, PhD , selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
4. Dr. Ir. H. Sudarmoyo. SE. M.S , selaku Pembimbing I
5. Ir. Drs. H. Herianto, M.Sc, PhD, selaku Pembimbing II
6. Bapak Lilies Sujiatmika , selaku Pembimbing di Halliburton
7. Seluruh staf pengajar Program Studi Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
8. Dan kepada orang – orang yang ikut serta membantu dan mendukung dalam penyusunan Skripsi ini.

Semoga penyusunan Skripsi ini menjadi berkah bagi penulis dan juga berguna bagi semua pihak yang membutuhkan. Penulis mohon maaf apabila ada kesalahan pada penulisan Skripsi ini . Penulis sangat terbuka dan menerima kritik dan saran yang membangun untuk kebaikan bersama.

Yogyakarta , Juni 2016

Penulis

RINGKASAN

Pemboran pada Sumur X Lapangan Y merupakan pemboran sumur berarah bertipe S yang dilakukan pada koordinat permukaan East : 546.929,00 m North : 9.951.327,00 m menuju target dengan koordinat East: 546.380,15 m North : 9.951.583,01 m dengan TD 13891 ft MD. KOP *build* dimulai pada kedalaman 1000 ft MD berakhir pada kedalaman 2332.87 ft MD dengan *build up rate* (BUR) sebesar $2^{\circ}/100\text{ft}$ yang menghasilkan inklinasi sebesar 26.6° . KOP *drop* dimulai pada kedalaman 5946.36 ft MD dan diakhiri pada kedalaman 7279.23 ft MD dengan *build up rate* (BUR) sebesar $-2^{\circ}/100\text{ft}$. Pemboran dilanjutkan dengan mempertahankan sudut dengan inklinasi 0° hingga TD (13891 ft MD) dengan radius target sebesar 164 ft.. Permasalahan yang akan dibahas pada skripsi ini adalah apakah pemboran berarah yang dilaksanakan pada sumur “X” lapangan “Y” sudah optimum dilaksanakan sesuai dengan perencanaan? Apakah terjadi penyimpangan *trajectory* dan target pada pelaksanaan pemboran berarah ? Apakah penyimpangan target masih berada pada radius toleransi (164ft) atau tidak? Dan jika terjadi penyimpangan, faktor-faktor apa saja yang mempengaruhi terjadinya penyimpangan tersebut?

Metodologi yang dilakukan untuk studi ini adalah pertama – tama mengumpulkan data drilling prognosis dan data survey MWD .Dari data prognosis, dilakukan dilakukan iverlay plotting untuk membuat *trajectory* perencanaan . Dari data survey MWD ,dilakukan perhitungan menggunakan metode *Minimum of Curvature* untuk mendapatkan data *trajectory* pelaksanaan pemboran. Hasil perhitungan *trajectory* pelaksanaan dioverlay plotting dan dibandingkan dengan *trajectory* perencanaan yang telah dibuat untuk dievaluasi . Jika terjadi penyimpangan ,dilakukan analisa terhadap faktor – faktor penyebab penyimpangan diantaranya : faktor formasi, faktor hidrolika dan faktor mekanis.

Hasil evaluasi yang didapat adalah pada Sumur X terjadi 2 penyimpangan *trajectory* pada *section 8 1/2”* yaitu pada kedalaman 7000 ft MD hingga 8000 ft MD dengan pembesaran inklinasi sebesar 9° dan pada kedalaman 11000 ft MD hingga target (13995 ft MD) dengan perbedaan inklinasi 7° dari perencanaan .Pada target penyimpangan terjadi sejauh 133.5 ft pada proyeksi vertikal dan 241.18 ft pada proyeksi horizontal yang menyimpang melebihi batas toleransi target (164ft). Dari hasil analisa , formasi pada kedalaman yang mengalami penyimpangan (7000 ft MD – 13995 ft MD) didominasi oleh sandstone dan shalestone dengan sisipan coal , claystone , siltstone dan limestone dengan kekerasan batuan yang berbeda – beda . Pada kedalaman 7000 ft MD terdapat perubahan kekerasan batuan formasi dari formasi lunak (shalestone) ke formasi keras (Limestone) dengan kemiringan formasi melebihi inklinasi lubang bor yang membesar (updip) ke arah azimuth 290° sehingga berpotensi menyebabkan penyimpangan *trajectory*. Analisa faktor hidrolika menunjukkan bahwa hidrolika yang digunakan kurang optimal dimana pada kedalaman 7000 ft MD nilai BHP/HPS sebesar 51% , Ft = 88 % , PBI = 1 dan Ca =1.7% dan pada kedalaman 11000 ft MD didapat nilai BHP/HPS sebesar 48 % , Ft = 89% , PBI = 1 dan Ca =1.4%, sehingga berpotensi menyebabkan penyimpangan *trajectory*. Analisa faktor mekanis menunjukkan bahwa WOB yang digunakan kurang tepat, penggunaan RPM sudah tepat , dan penggunaan rangkaian BHA tidak tepat.

DAFTAR ISI

| | |
|--|------------|
| HALAMAN JUDUL | I |
| HALAMAN PENGESAHAN | II |
| HALAMAN PERSEMBAHAN | III |
| KATA PENGANTAR | IV |
| RINGKASAN | V |
| DAFTAR ISI | VI |
| DAFTAR GAMBAR | IX |
| DAFTAR TABEL | XII |
| BAB I. PENDAHULUAN | 1 |
| BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN | 7 |
| 2.1. Lokasi lapangan..... | 7 |
| 2.2. Struktur Geologi Cekungan Kutai..... | 7 |
| 2.3. Stratigrafi Cekungan Kutai..... | 9 |
| BAB III. TINJAUAN PUSTAKA PEMBORAN BERARAH | 13 |
| 3.1. Tipe <i>Trajectory</i> Pemboran Berarah | 14 |
| 3.2 Perencanaan Lintasan (<i>Trajectory</i>) Pemboran Berarah..... | 16 |
| 3.2.1. Perencanaan <i>Trajectory</i> secara Vertikal (<i>Vertical Section</i>) | 16 |
| 3.2.2. Perencanaan <i>Trajectory</i> secara Horizontal (<i>Plan View</i>)... | 23 |
| 3.3. Perencanaan Pembelokan dan Perubahan Lintasan | 25 |
| 3.4. Peralatan Pembelok Lubang Bor | 26 |
| 3.4.1. <i>Badger Bit</i> | 26 |
| 3.4.2. <i>Spud Bit</i> | 27 |
| 3.4.3. <i>Kunckle Joint</i> | 27 |
| 3.4.4. <i>Whipstock</i> | 28 |

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

| | |
|---|----|
| 3.4.5. <i>Turbo Drill</i> | 31 |
| 3.4.6. <i>Bent Sub</i> | 32 |
| 3.4.7. <i>Non Magnetic Drill Collar</i> | 32 |
| 3.4.8. <i>Stabilizer</i> | 33 |
| 3.4.9. Adjustable Kick-Off (AKO) Sub..... | 35 |
| 3.4.10. Peralatan Measurement While Drilling (MWD)..... | 37 |
| 3.5.Susunan BHA..... | 42 |
| 3.5.1. <i>Building Assemblies</i> | 42 |
| 3.5.2. <i>Dropping Assemblies</i> | 43 |
| 3.5.3. <i>Holding Assemblies</i> | 44 |
| 3.6. Metode Perhitungan Survey Pemboran..... | 45 |
| 3.6.1 Metode Tangential | 46 |
| 3.6.2. Metode Balaced Tangential | 47 |
| 3.6.3. Metode Angle Averaging | 48 |
| 3.6.4. Metode Radius of Curvature | 49 |
| 3.6.5. Metode Minimum of Curvature | 49 |
| 3.6.6. Metode Mercury..... | 50 |
| 3.6.7. Vertical Section..... | 51 |
| 3.7. Penembusan Formasi Pemboran..... | 52 |
| 3.7.1. <i>Miniature Whipstock Theory</i> | 54 |
| 3.7.2. <i>Formation Drillability Theory</i> | 55 |
| 3.7.3. Formasi dengan Bidang Perlapisan | 56 |
| 3.8 . Hidrolika Lumpur Pemboran..... | 57 |
| 3.8.1. Kehilangan Tekanan Parastik | 58 |

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

| | |
|---|------------|
| 3.8.2. Kehilangan Tekanan di Bit..... | 66 |
| 3.8.3 Analisa Hidrolika Pengangkatan Cutting..... | 73 |
| 3.8.4. Daya Pompa..... | 80 |
| 3.9. Mekanika Pemboran | 80 |
| 3.9.1. WOB dan RPM..... | 80 |
| 3.9.2. Rangkaian BHA | 82 |
| 3.9.3. Metode <i>Sliding and Rotating</i> | 82 |
| BAB IV EVALUASI <i>TRAJECTORY</i> PELAKSANAAN PEMBORAN | |
| BERARAH PADA SUMUR X LAPANGAN Y..... | 85 |
| 4.1. Perencanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y..... | 85 |
| 4.2. Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y..... | 89 |
| 4.3. Perbandingan Perencanaan dan Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y..... | 96 |
| 4.4. Evaluasi Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y..... | 104 |
| 4.4.1. Faktor Formasi..... | 104 |
| 4.4.2. Faktor Hidrolika Lumpur Pemboran | 107 |
| 4.4.3. Faktor Mekanis..... | 143 |
| BAB V. PEMBAHASAN | 154 |
| BAB VI. KESIMPULAN..... | 159 |
| LAMPIRAN..... | 160 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|---|----|
| Gambar 1.1. Flowchart Evaluasi Trajectory Pelaksanaan Pemboran Berarah pada Sumur X Lapangan Y..... | 4 |
| Gambar 2.1. Peta Lapangan Nilam..... | 7 |
| Gambar 2.2. Sketsa Fisiografi Regional Cekungan Kutai..... | 8 |
| Gambar 2.3. Kolom Stratigrafi Regional..... | 12 |
| Gambar 3.1. Alasan Dilakukannya Pemboran Berarah..... | 14 |
| Gambar 3.2. Tipe Pemboran Berarah..... | 15 |
| Gambar 3.3. Geometri Trajectory Sumur Tipe Build and Hold | 17 |
| Gambar 3.4. Geometri Trajectory Build Section..... | 17 |
| Gambar 3.5. Build-Hold and Drop Trajectory , $r_1 < X_3$ dan $r_1+r_2 > X_4$ | 22 |
| Gambar 3.6. Build-Hold and Drop Trajectory $r_1 < X_3$ dan $r_1+r_2 < X_4$ | 22 |
| Gambar 3.7. Pola Kuadran arah dan Pengukuran Kompas..... | 24 |
| Gambar 3.8. Perencanaan Lintasan Untuk Sumur Berarah..... | 24 |
| Gambar 3.9. Pembelokan Tiga Dimensi dari Lintasan Sumur..... | 25 |
| Gambar 3.10 Badger Bit..... | 26 |
| Gambar 3.11 Ilustrasi Spud Bit..... | 27 |
| Gambar 3.12 Knucle Joint dan Pengoperasiannya..... | 28 |
| Gambar 3.13 Open Hole Whipstock..... | 29 |
| Gambar 3.14 Casing Whipstock..... | 30 |
| Gambar 3.15 Turbo Drill..... | 32 |
| Gambar 3.16 Bent Sub..... | 32 |
| Gambar 3.17 Non Magnetic Drill Collar..... | 33 |
| Gambar 3.18 Permanent Blade Stabilizer..... | 34 |
| Gambar 3.19 Blade Replaceable Stabilizer..... | 34 |
| Gambar 3.20 Integral Blade Stabilizer..... | 35 |

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

| | |
|---|----|
| Gambar 3.21 Non Rotating Sleeve Stabilizer | 35 |
| Gambar 3.22 Adjustable Kick Off (AKO) Sub..... | 36 |
| Gambar 3.23 Metode Rotate dan Metode Sliding..... | 37 |
| Gambar 3.24. Komponen Measurement While Drilling (MWD)..... | 38 |
| Gambar 3.25. Sistem Measurement While Drilling (MWD)..... | 39 |
| Gambar 3.26. Skema Sistem Pengiriman Informasi MWD menggunakan Lumpur | 40 |
| Gambar 3.27. Skema Sistem Pengiriman Informasi MWD menggunakan Elektromagnetik..... | 40 |
| Gambar 3.28. Measurement While Drilling (MWD) Output..... | 41 |
| Gambar 3.29. Orientasi Toolface High Side..... | 42 |
| Gambar 3.30 Tipikal Susunan BHA Building Assemblies..... | 43 |
| Gambar 3.31. Konsep Efek Fulcrum..... | 43 |
| Gambar 3.32. Tipikal Susunan BHA Dropping Assemblies..... | 44 |
| Gambar 3.33. Konsep Efek Pendulum..... | 44 |
| Gambar 3.34. Tipikal Susunan BHA Holding Assemblies..... | 45 |
| Gambar 3.35. Konsep Efek Stabilisasi..... | 45 |
| Gambar 3.36 Tangential Method ; (a) Vertical Section; (b) Plan View..... | 47 |
| Gambar 3.37. Balanced Tangential Method : (a) Vertical Section; (b) Plan View..... | 48 |
| Gambar 3.38. Metoda Radius of Curvature..... | 49 |
| Gambar 3.39. Metoda Mercury..... | 50 |
| Gambar 3.40. Ilustrasi Vertical Section..... | 51 |
| Gambar 3.41. Miniature Whipstock Theory (<<)..... | 54 |
| Gambar 3.42 Miniature Whipstock Theory (>>)..... | 55 |

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

| | |
|---|-----|
| Gambar 3.43. Formation Drillability Theory (Soft-Hard)..... | 55 |
| Gambar 3.44. Formation Drillability Theory (Hard-Soft)..... | 55 |
| Gambar 3.45. Formasi dengan Bidang Perlapisan $> 45^\circ$ | 56 |
| Gambar 3.46. Kecenderungan Bit mengikuti formasi dengan Bidang Perlapisan $>45^\circ$ | 56 |
| Gambar 3.47 Sistem Sirkulasi Lumpur Pemboran..... | 57 |
| Gambar 3.48. Grafik log Pc vs log Q..... | 65 |
| Gambar 3.47. Slip Velocity Pada Pemboran Vertikal, Berarah dan Horizontal. | 75 |
| Gambar 3.50. Ilustrasi Pengaruh Endapan Cutting terhadap Pemboran Berarah. | 80 |
| Gambar 3.51. Ilustrasi AKO Sub..... | 83 |
| Gambar 4.1 Trajectory Perencanaan Proyeksi Vertikal Sumur X Lapangan Y.. | 88 |
| Gambar 4.2 Trajectory Perencanaan Proyeksi Horizontal Sumur X Lapangan Y. | 89 |
| Gambar 4.3 Trajectory Pelaksanaan Vertical Section vs TVD Sumur X Lapangan Y..... | 95 |
| Gambar 4.4 Trajectory Pelaksanaan West/East vs South/North Sumur X Lapangan Y..... | 96 |
| Gambar 4.5. Perbandingan Trajectory Perencanaan dan Pelaksanaan Vertical Section vs TVD Sumur X Lapangan Y..... | 97 |
| Gambar 4.6. Perbandingan Trajectory Perencanaan dan Pelaksanaan West/East vs South/North Sumur X Lapangan Y..... | 98 |
| Gambar 4.7. Ilustrasi Kondisi Lubang Bor pada Kedalaman 7000 ft MD..... | 108 |
| Gambar 4.8. Ilustrasi Kondisi Lubang Bor pada Kedalaman 11000 ft MD..... | 124 |
| Gambar 4.9. Rangkaian BHA Dropping Assemblies untuk Memperkecil Sudut Inklinasi | 149 |

DAFTAR TABEL

| | |
|---|-----|
| Tabel III.1 Tipe Surface Equipment & Spesifikasi Rig..... | 59 |
| Tabel III.2 Tipe Surface Equipment..... | 59 |
| Tabel IV.1. Perencanaan Pemboran Sumur X Lapangan Y..... | 85 |
| Tabel IV.2. Data Perencanaan Trajectory Sumur X Lapangan Y..... | 86 |
| Tabel IV.3. Hasil Perhitungan Survey MWD Sumur X Lapangan Y..... | 91 |
| Tabel IV.4. Perbandingan Inklinasi dan Azimuth Perencanaan dengan Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y..... | 98 |
| Tabel IV.5. Penyimpangan <i>Trajectory</i> pada Kedalaman 7000 ft MD – 13995 ft MD Sumur X Lapangan Y..... | 102 |
| Tabel IV.6 Litholgi pada Kedalaman 6800 ft – 13995 ft MD Sumur X Lapangan Y | 105 |
| Tabel IV.7 Data Perhitungan Tekanan Parasitic untuk Menentukan Nilai m.... | 114 |
| Tabel IV.8 Kehilangan Tekanan di Sumur X Pemboran Section Vertical 8 ½”..... | 119 |
| Tabel IV.9. Hasil Analisa Hidrolika Lumpur pada Kedalaman 7000 ft MD... | 124 |
| Tabel IV.10 Kehilangan Tekanan di Sumur X Pemboran Section Vertical 8 ½”..... | 132 |
| Tabel IV.11 . Hasil Analisa Hidrolika Lumpur pada Kedalaman 11000 ft MD.. | 143 |
| Tabel IV.12. Perbandingan WOB Pelaksanaan dengan WOB Hasil Perhitungan..... | 144 |

DAFTAR TABEL

(Lanjutan)

| | |
|--|-----|
| Tabel IV.13. Rangkaian BHA#1 Sumur X kedalaman 0 - 6995 ft MD..... | 148 |
| Tabel IV.14. Rangkaian BHA#2 Sumur X kedalaman 7000– 13995 ft MD..... | 148 |
| Tabel IV.15 Drilling Parameter Sumur X dari kedalaman 6995 – 13995 ft MD..... | 151 |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pemboran yang dilakukan pada Sumur X Lapangan Y merupakan sumur pemboran berarah dengan tipe “S” yang dilakukan pada koordinat permukaan East : 546.929,00 m North : 9.951.327,00 m menuju target dengan koordinat East: 546.380,15 m North : 9.951.583,01 m dengan TD 13891 ft MD. KOP *build* dimulai pada kedalaman 1000 ft MD berakhir pada kedalaman 2332.87 ft MD dengan *build up rate* (BUR) sebesar $2^{\circ}/100\text{ft}$. Selanjutnya pemboran dilanjutkan dengan mempertahankan sudut hingga kedalaman 5946.36 ft MD dengan inklinasi 26.6° . KOP *drop* dimulai pada kedalaman 5946.36 ft MD dan diakhiri pada kedalaman 7279.23 ft MD dengan *build up rate* (BUR) sebesar $-2^{\circ}/100\text{ft}$. Pemboran dilanjutkan dengan mempertahankan sudut dengan inklinasi 0° hingga TD.

Pemboran sumur ini digunakan sebagai sumur produksi untuk memproduksi gas bumi di Lapangan Y . Alasan dilakukan pemboran berarah adalah untuk melakukan efisiensi biaya pemboran . Efisiensi dilakukan dengan cara membuat sistem *cluster* pada lapangan tersebut sehingga mengurangi biaya untuk pembebasan lahan. Pada saat dilakukan pemboran , sangat mungkin untuk terjadinya pemboran yang tidak sesuai dengan rencana yang dilakukan . Hal ini dapat menyebabkan pemboran menjadi kurang optimal untuk mencapai target. Penyimpangan yang terjadi dapat disebabkan oleh beberapa faktor , diantaranya : faktor formasi , faktor hidrolika dan faktor mekanis.

Dimana faktor formasi meliputi kondisi formasi yang ditembus yaitu kekerasan batuan , kemiringan formasi dan juga lithologi dari formasi tersebut. Sedangkan faktor hidrolika meliputi tekanan pompa dan laju alir yang diberikan untuk sumur tersebut dan faktor mekanis meliputi parameter yang digunakan saat melakukan pemboran dan juga susunan *drillstring* untuk sumur tersebut.

1.2. Permasalahan

Permasalahan pada penelitian ini adalah :

- Apakah *trajectory* pada pemboran berarah Sumur X Lapangan Y sudah optimal dilaksanakan mencapai target pemboran yang direncanakan ?
- Apakah terjadi penyimpangan *trajectory* dan target pada pelaksanaan pemboran berarah?.
- Apakah penyimpangan target masih berada pada radius toleransi (164ft) atau tidak?
- Jika terjadi penyimpangan, faktor-faktor apa saja yang mempengaruhi terjadinya penyimpangan tersebut?

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dan tujuan dari studi pemboran berarah ini adalah untuk melakukan evaluasi terhadap *trajectory* pemboran berarah pada Sumur X ,dengan menganalisa apakah pemboran tersebut sesuai dengan perencanaan dalam mencapai target yang diinginkan, mempelajari dan menganalisa pengaruh dari faktor formasi, faktor mekanis, serta faktor hidrolika dan BHA terhadap operasi pemboran. Hasil evaluasi diharapkan dapat dijadikan sebagai bahan pertimbangan untuk operasi pemboran sumur *directional drilling* selanjutnya.

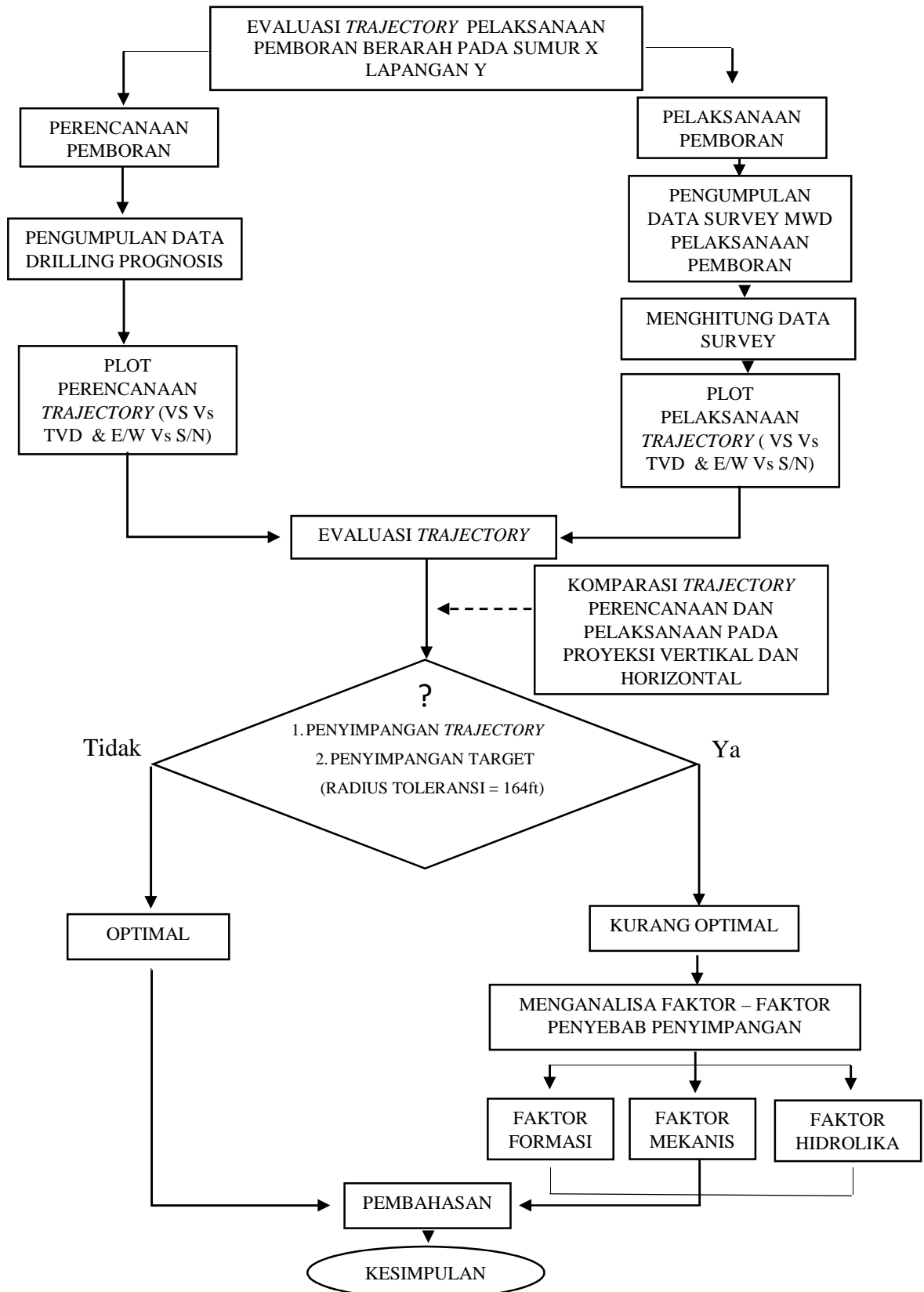
1.4. Metodologi

Metodologi yang diterapkan untuk studi ini adalah dengan membandingkan perencanaan pemboran Sumur X terhadap pelaksanaan yang dilakukan lalu menganalisa faktor – faktor penyebab penyimpangan dengan urutan sebagai berikut :

- Mengumpulkan data *Drilling Prognosis* Sumur X meliputi : data formasi yang ditembus , data hidrolika , data mekanis dan juga data rangkaian *drillstring* Sumur X
- Melakukan perhitungan data perencanaan pemboran Sumur X untuk menentukan inklinasi dan azimuth pada setiap kedalaman
- Membuat overlay plotting Vertical Section vs TVD *trajectory* perencanaan pemboran untuk proyeksi vertical dan East/West vs South/North untuk proyeksi horizontal

- Hasil plotting trajectory perhitungan manual dibandingkan dengan trajectory perencanaan perusahaan untuk memvalidasi apakah perhitungan yang dilakukan sudah benar.
- Mengumpulkan data survey yang meliputi data inklinasi dan azimuth pada titik survey Sumur X.
- Menghitung data survey menggunakan metode *minimum of curvature* untuk menentukan TVD, Vertical Section , E/W , dan N/E pelaksanaan pemboran.
- Membuat overlay plotting Vertical Section vs TVD *trajectory* pelaksanaan pemboran untuk proyeksi vertical dan East/West vs South/North untuk proyeksi horizontal
- Membandingkan overlay plotting *trajectory* perencanaan dan perencanaan Sumur X untuk melakukan evaluasi pelaksanaan pemboran dan mengetahui apakah ada penyimpangan yang terjadi .
- Melakukan evaluasi apakah penyimpangan pada target melebihi batas toleransi target yang diberikan (164 ft) dan dilakukan analisa terhadap faktor – faktor penyebab penyimpangan diantaranya faktor formasi , faktor hidrolika dan faktor mekanis
- Membahas mengenai data Sumur X , evaluasi *trajectory* dan faktor – faktor penyebab terjadinya penyimpangan.
- Mengambil kesimpulan terhadap hasil evaluasi dan analisa.

Agar lebih jelas , **Gambar 1.1.** Merupakan Flowchart Evaluasi *Trajectory* Pelaksanaan Pemboran Berarah pada Sumur X Lapangan Y



Gambar 1.1. Flowchart Evaluasi *Trajectory* Pelaksanaan Pemboran Berarah pada Sumur X Lapangan Y

1.5. Hasil Evaluasi

Setelah dilakukan evaluasi dan analisa terhadap pelaksanaan pemboran berarah , didapatkan hasil sebagai berikut :

- Dari evaluasi yang dilakukan pada Sumur X, sumur ini mengalami penyimpangan *trajectory* pada *section* 8 ½” yang dimulai dari kedalaman 7000 ft MD hingga target (13995 ft MD) dimana pada target penyimpangan terjadi sejauh 133.5 ft pada proyeksi vertikal dan 241.18 ft pada proyeksi horizontal yang menyimpang melebihi batas toleransi target (164ft)
- Dari analisa faktor formasi , formasi pada kedalaman yang mengalami penyimpangan (7000 ft MD – 13995 ft MD) didominasi oleh sandstone dan shalestone dengan sisipan coal , claystone, siltstone dan limestone. Kekerasan batuan yang berbeda – beda berpotensi menyebabkan terjadinya penyimpangan *trajectory*
- Dari analisa hidrolika Sumut X , pada kedalaman 7000 ft MD, kedalaman awal terjadinya penyimpangan, dari analisa hidrolika pada bit didapat nilai BHP/HPS sebesar 51% (optimal pada 65 %) dan dari analisa hidrolika pengangkatan cutting didapat nilai Ft = 88 % (optimal pada 90%) , PBI = 1 (optimal = 1) dan Ca =1.7% (optimal <5) dan pada kedalaman 11000 ft MD , kedalaman yang masih mengalami penyimpangan , dari analisa hidrolika pada bit didapat nilai BHP/HPS sebesar 48 % (optimal pada 65%) dan dan dari analisa hidrolika pengangkatan cutting didapat nilai Ft = 89 % (optimal pada 90%) , PBI = 1 (optimal = 1) dan Ca =1.4% (optimal <5). Hasil diatas menunjukkan bahwa hidrolika pada bit yang digunakan belum optimal dan hidrolika pengangkatan cutting sudah optimal.
- Dari analisa faktor mekanis,WOB yang digunakan lebih kecil dari WOB yang seharusnya digunakan sehingga berpotensi menyebabkan meningkatnya inklinasi lubang bor dan penyimpangan *trajectory* . Hasil perhitungan yang didapat menggunakan persamaan Bill Mitcheall menghasilkan WOB seharusnya yang digunakan adalah 13.5 Klb.Pada pelaksanaan , WOB yang digunakan pada kedalaman 7000 ft MD adalah 7 Klb dan pada kedalaman

11100 ft MD adalah 8 Klb. RPM yang digunakan tidak melewati RPM kritis (**226.3 RPM**) yang menyebabkan vibrasi berlebih , rangkaian BHA yang digunakan kurang tepat untuk menembus *section* 8 ½” yang merupakan *vertical section* dimana seharusnya menggunakan rangkaian BHA tipe ***Dropping assemblies*** bukan *building assemblies*

1.6. Sistematika Penulisan

Skripsi yang berjudul “Evaluasi *Trajectory* Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X pada Lapangan Y” terdiri atas 6 (enam) bab, yaitu:

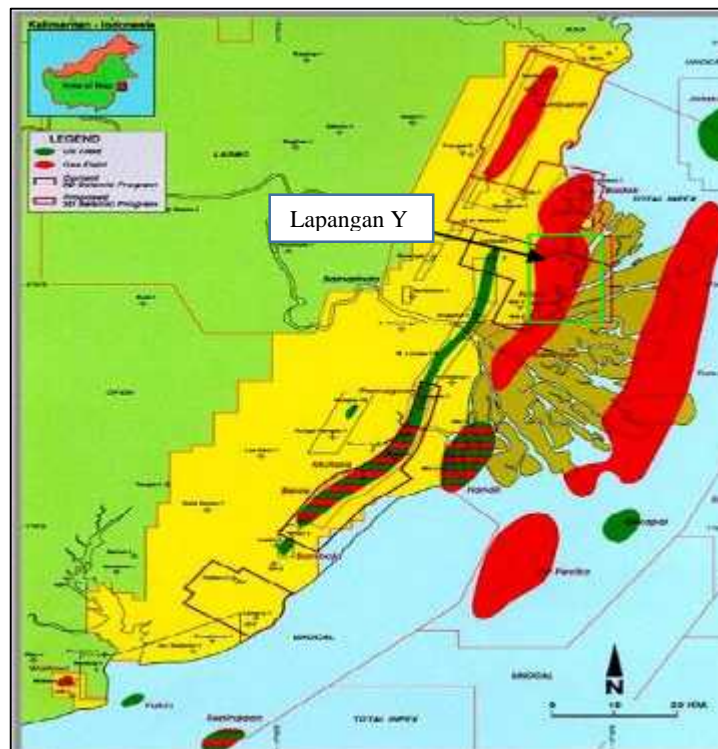
Bab I Pendahuluan yang berisi mengenai latar belakang masalah, permasalahan, maksud dan tujuan penulisan, metodologi, hasil evaluasi, dan sistematika penulisan. Bab II Tinjauan Umum Lapangan , Bab III Teori Dasar Pemboran Berarah , Bab IV Evaluasi *Trajectory* Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Nilam , Bab V Pembahasan dan , Bab VI Kesimpulan

BAB II

TINJAUAN UMUM LAPANGAN

2.1. Lokasi lapangan

Lapangan Y terletak di Kalimantan Timur, tepatnya +/- 100 km dari Kota Samarinda. Lapangan ini berada di salah satu cekungan bagian timur Indonesia yaitu Cekungan Kutai. Untuk lebih jelasnya, letak lapangan ini dapat dilihat dari Gambar 2.1. dibawah ini



Gambar 2.1 Peta Lapangan Y¹⁷⁾

2.2. Struktur Geologi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai berarah laut-barat daya (NE-SW) yang dibentuk oleh Antiklinorium Samarinda, yang berada di bagian timur-tenggara cekungan. Antiklinorium Samarinda tersebut memiliki karakteristik terlipat kuat, antiklin asimetris dan dibatasi oleh sinklin – sinklin yang terisi oleh sedimen silisiklastik Miosen.

Cekungan Kutai merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang menutupi daerah seluas $\pm 60.000 \text{ km}^2$ dan mengandung endapan berumur Tersier dengan ketebalan mencapai 14 km (Rose dan Hartono, 1971 *op.cit.* Mora dkk.,2001). Cekungan ini merupakan cekungan terbesar dan terdalam di Indonesia Bagian Timur. Cekungan Kutai terletak di tepi bagian timur dari Paparan Sunda, yang dihasilkan sebagai akibat dari gaya ekstensi di bagian selatan Lempeng Eurasia (Howes, 1977 *op.cit.* Allen & Chambers,1998).

Pada **Gambar 2.2**, terlihat bahwa Cekungan Kutai dibatasi di bagian utara oleh suatu daerah tinggian batuan dasar yang terjadi pada Oligosen (Chambers dan Moss, 2000), yaitu Tinggian Mangkalihat dan Sesar Sangkulirang yang memisahkannya dengan Cekungan Tarakan. Di bagian timur daerah cekungan ini, terdapat Delta Mahakam yang terbuka ke Selat Makasar. Di bagian barat, cekungan dibatasi oleh daerah Tinggian Kuching (*Central Kalimantan Ranges*) yang berumur Kapur (Chambers dan Moss, 2000). Di bagian tenggara cekungan ini, terdapat Paparan Paternoster yang dipisahkan oleh gugusan Pegunungan Meratus. Di bagian selatan cekungan ini, dijumpai Cekungan Barito yang dipisahkan oleh Sesar Adang.



Gambar 2.2. Sketsa Fisiografi Regional Cekungan Kutai ¹⁷⁾

2.3. Stratigrafi Cekungan Kutai

Menurut Allen dan Chambers (1998), Cekungan Kutai tersusun atas endapan-endapan sedimen berumur Tersier yang memperlihatkan endapan fase transgresi dan regresi laut, yaitu:

1) Fase Transgresi Paleogen

Fasa sedimentasi Paleogen dimulai ketika terjadi fasa tektonik ekstensional dan pengisian rift pada kala Eosen. Pada masa ini, Cekungan Barito, Kutai, dan Tarakan merupakan zona *subsidence* yang saling berhubungan (Chambers & Moss, 2000), kemudian sedimentasi Paleogen mencapai puncak pada fasa pengisian pada saat cekungan tidak mengalami pergerakan yang signifikan, sehingga mengendapkan serpih laut dalam secara regional dan batuan karbonat pada Oligosen Akhir.

2) Fase Regresi Neogen

Fase ini dimulai pada Miosen Awal hingga sekarang, yang menghasilkan progradasi delta (*deltaic progradation*) yang masih berlanjut hingga sekarang. Sedimen regresi ini terdiri dari lapisan-lapisan sedimen klastik delta hingga laut dangkal dengan progradasi dari barat ke arah timur dan banyak dijumpai lapisan batubara (*lignite*).

Berdasarkan Peta Geologi Lembar Samarinda (Supriatna dkk., 1995) stratigrafi Cekungan Kutai dibagi menjadi (dari tua ke muda): Formasi Pamaluan, Formasi Bebuluh, Formasi Pulau Balang, Formasi Balikpapan, Formasi Kampung Baru (**Gambar 2.4**)

- Formasi Pamaluan

Batupasir kuarsa dengan Sisipan Batulempung, Serpih, Batugamping dan Batulanau, berlapis sangat baik. Batupasir Kuarsa merupakan batuan utama, kelabu kehitaman – kecoklatan, berbutir halus – sedang, terpilah baik, butiran membulat – membulat tanggung, padat, karbonan dan gampingan. Setempat dijumpai struktur sedimen silang siur dan perlapisan sejajar. Tebal lapisan antara 1-2 m. Batulempung dengan ketebalan rata-rata 45 cm. Serpih, kelabu

kehitaman - kelabu tua, padat, dengan ketebalan sisipan antara 10 – 20 cm. Batugamping berwarna kelabu, pejal, berbutir sedang-kasar, setempat berlapis dan mengandung foraminifera besar. Batulanau berwarna kelabu tua-kehitaman. Tebal Formasi lebih kurang 2000 m

- Formasi Bebuluh

Batugamping Terumbu dengan Sisipan Batugamping Pasiran dan Serpih. Batugamping berwarna kelabu, padat, mengandung foraminifera besar, berbutir sedang. Setempat batugamping menghablur, terkekar tak beraturan. Serpih, kelabu kecoklatan berselingan dengan batupasir halus kelabu tua kehitaman. Tebal formasi sekitar 300 m diendapkan selaras dibawah Formasi Pulau Balang.

- Formasi Pulau Balang

Perselingan Batupasir *Greywacke* dan Batupasir Kuarsa Sisipan Batugamping, Batulempung, Batubara dan Tuf Dasit. Batupasir *Greywacke* berwarna kelabu kehijauan, padat, tebal lapisan antara 50 – 100 cm. Batupasir Kuarsa berwarna kelabu kemerahan, setempat tufan dan gampingan, tebal lapisan antara 15 -60 cm.

Batugamping berwarna coklat muda kekuningan, mengandung foraminifera besar. Batugamping ini terdapat sebagai sisipan atau lensa dalam Batupasir Kuarsa, ketebalan lapisan 10 - 40 cm. Batulempung, kelabu kehitaman, tebal lapisan 1 – 2 cm. Setempat berselingan dengan batubara, tebal ada yang mencapai 4 m. Tufa dasit, putih merupakan sisipan dalam batupasir kuarsa.

- Formasi Balikpapan

Perselingan Batupasir dan Batulempung Sisipan Batulanau, Serpih, Batugamping dan Batubara. Batupasir Kuarsa, putih kekuningan, tebal lapisan 1 – 3 m, disisipi lapisan batubara, tebal 5 – 10 cm. Batupasir Gampingan, coklat, berstruktur sedimen lapisan sejajar dan silang siur, tebal lapisan 20 – 40 cm, mengandung foraminifera kecil disisipi lapisan tipis karbon. Batulempung, kelabu kehitaman, setempat mengandung sisa tumbuhan, oksida besi yang mengisi rekahan-rekahan, setempat mengandung lensa batupasir gampingan. Batulanau

Gampingan, berlapis tipis, serpih kecoklatan, berlapis tipis. Batugamping Pasiran, mengandung foraminifera besar, moluska, menunjukkan umur Miosen Akhir bagian bawah - Miosen Tengah bagian atas, tebal formasi 1000 – 1500 m.

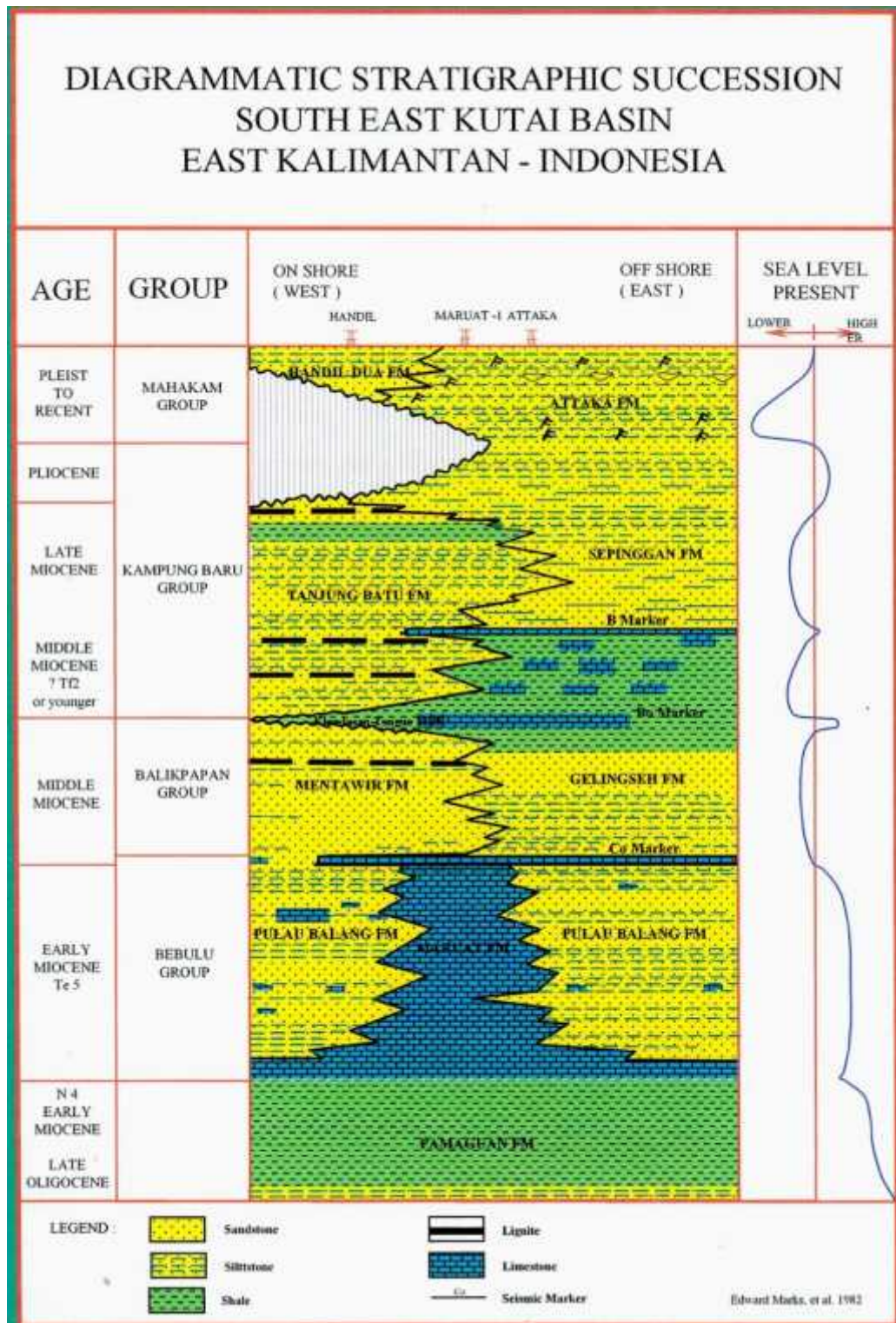
- Formasi Kampung Baru.

Batupasir Kuarsa dengan Sisipan Batulempung, Serpih, Batulanau dan Lignit, pada umumnya lunak, mudah hancur. Batupasir kuarsa, putih setempat kemerahan atau kekuningan, tidak berlapis, mudah hancur, setempat mengandung lapisan tipis oksida besi atau kongkresi, tufan atau lanauan, dan sisipan batupasir konglomeratan atau konglomerat dengan komponen kuarsa, kalsedon, serpih merah dan lempung, diameter 0,5 – 1 cm, mudah lepas. Batulempung, kelabu kehitaman mengandung sisa tumbuhan, kepingan batubara, koral. Batulanau, kelabu tua, menyerpih, laminasi. Lignit, tebal 1 – 2 m. Diduga berumur Miosen Akhir - Plioplistosen, lingkungan pengendapan delta - laut dangkal, tebal lebih dari 500 m. Formasi ini menindih selaras dan setempat tidak selaras terhadap Formasi Balikpapan.

- Aluvium

Kerikil, pasir dan lumpur diendapkan pada lingkungan sungai, rawa, delta, dan pantai.

Agar lebih jelas, **Gambar 2.3.** menunjukkan stratigrafi regional Cekungan Kutai



Gambar 2.3. Kolom Stratigrafi Regional¹⁷⁾

BAB III

TINJAUAN PUSTAKA PEMBORAN BERARAH

Pemboran berarah (*directional drilling*) adalah suatu metode membelokkan lubang sumur untuk kemudian diarahkan ke suatu sasaran tertentu di dalam formasi yang tidak terletak vertikal di bawah mulut sumur. Pada saat mengebor suatu formasi, sebenarnya selalu diinginkan lubang yang vertikal, karena dengan lubang yang vertikal operasinya lebih mudah dan umumnya biayanya lebih murah daripada pemboran berarah.

Berdasarkan lintasan lubang bor terdapat tiga macam pemboran, yaitu :

- Pemboran lurus (*vertical drilling*), dimana lintasan lubang bor menembus secara tegak lurus terhadap kedudukan menara bor.
- Pemboran berarah (*directional drilling*), dimana lintasan lubang bor pada kedalaman tertentu diarahkan (dibelokkan) kesuatu target dengan arah dan sudut tertentu.
- Pemboran horizontal (*horizontal drilling*), merupakan pengembangan dari pemboran miring dimana setelah kedalaman tertentu, pemboran dilanjutkan dengan sudut kemiringan sekitar 90° (horizontal).

Pada Pemboran berarah , terdapat beberapa alasan mengapa dilakukan pemboran berarah . Pada **gambar 3.1.** terlihat beberapa alasan dilakukan pemboran berarah diantaranya :

1. Alasan Topografis

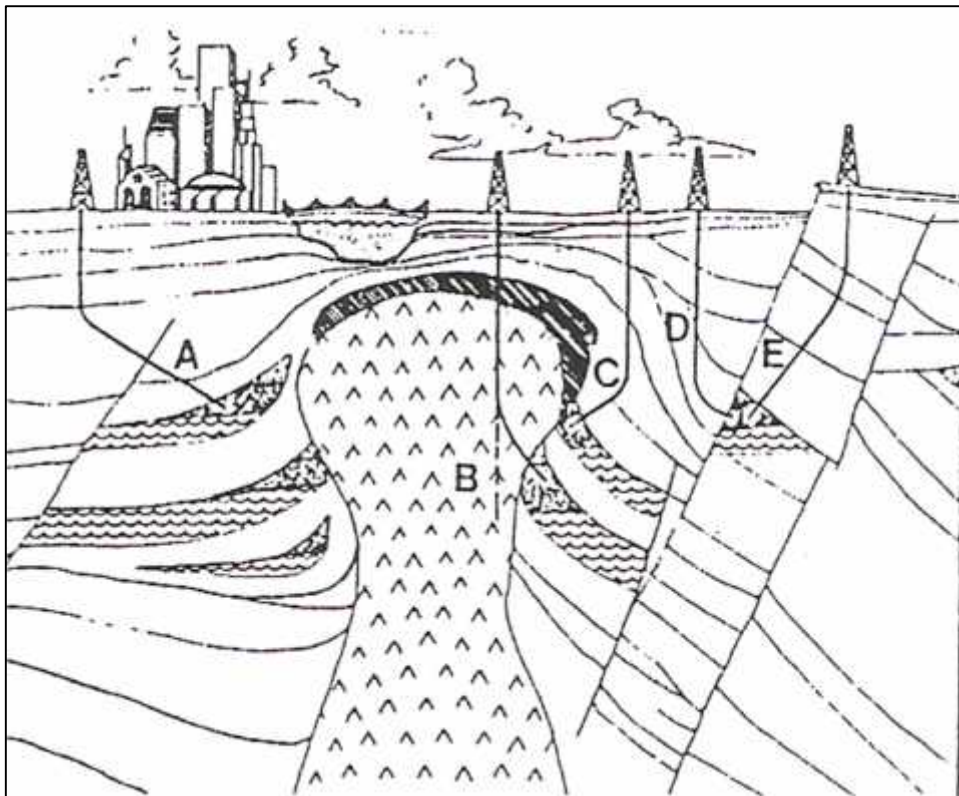
Pemboran berarah dilakukan apabila keadaan di permukaan tidak memungkinkan untuk mendirikan lokasi pemboran, misalnya : formasi produktif terletak di bawah perkotaan seperti yang terlihat pada gambar bagian A atau formasi produktif terletak dibawah sungai.

2. Alasan Geologis

Pemboran berarah dilakukan untuk menghindari kesulitan apabila dilakukan pemboran secara vertikal, misalnya adanya kubah garam yang

dapat dilihat pada gambar bagian B dan C dan adanya patahan seperti yang terlihat pada gambar bagian D dan E.

3. Alasan-alasan lainnya adalah sebagai berikut :
 - Pemboran dilakukan dengan *sistem cluster*
 - Mengatasi semburan liar dengan *relief wel*
 - Menghindari garis batas di permukaan



Gambar 3.1. :Alasan Dilakukannya Pemboran Berarah ¹²⁾

3.1. Tipe Pemboran Berarah

Pada umumnya dikenal tiga tipe pemboran berarah . tipe pemboran berarah yang dilaksanakan umumnya mengikuti salah satu tipe atau merupakan kombinasi dari ketiga tipe tersebut. Pada **gambar 3.2** terlihat beberapa jenis tipe pemboran berarah , diantaranya :

1. Sumur membangun dan mempertahankan sudut (*Build and hold type*) yang terlihat pada gambar lintasan A

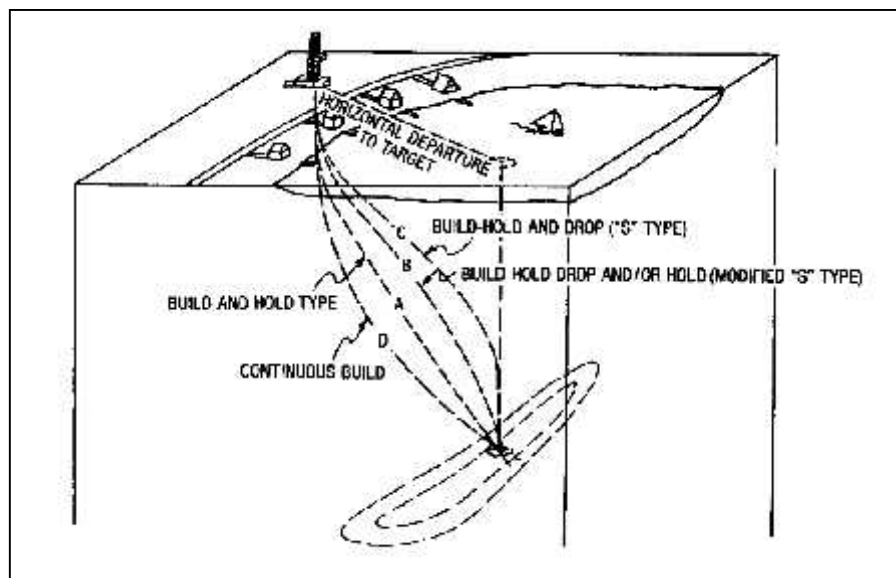
Pada pemboran tipe ini setelah titik belok dilakukan pemboran dengan dua bentuk lintasan, yaitu lintasan pertama membangun sudut sampai besar sudut yang kita inginkan (*build section*), dan lintasan kedua pemboran dilakukan dengan mempertahankan besar sudut yang telah dicapai sampai ke sasaran (*hold section*).

2. Sumur tipe S (*Build-hold and drop / S type*) yang terlihat pada gambar pada lintasan B dan C

Pada pemboran tipe ini setelah titik belok, lintasan sumur sama dengan tipe membangun dan mempertahankan sudut, tetapi pada jarak tertentu dari bagian yang lurus (*hold section*) lintasan sumur dikembalikan ke arah vertikal

3. Sumur dengan tipe terus membangun sudut (*Continuous build type*) yang terlihat pada gambar pada lintasan D

Pada pemboran tipe ini, pembentukan sudut setelah titik belok (*kick off point*) terus dilakukan hingga mencapai sasaran.



Gambar 3.2. : Tipe Pemboran Berarah ²⁾

Untuk sasaran yang sama, *build and hold type* membutuhkan sudut inklinasi paling kecil, *S type* membutuhkan sudut inklinasi yang lebih besar dari *buid and*

hold type, dan *continuous build type* membutuhkan sudut inklinasi yang paling besar.

Pemilihan tipe pemboran berarah di atas berdasarkan pada lokasi koordinat di permukaan dan jarak antara permukaan dengan sasaran, letak titik belok, jumlah dan letak sasaran yang akan dicapai, serta kemudahan pelaksanaan.

3.2. Perencanaan Lintasan (*Trajectory*) Pemboran Berarah

Langkah pertama di dalam merencanakan sumur berarah adalah dengan mendesain lintasan lubang sumur hingga mencapai sasaran. Langkah-langkah dalam merencanakan lintasan adalah sebagai berikut :

1. Dari data geologi ditentukan kedalaman sasaran, jumlah sasaran dan jarak horizontal sasaran.
2. Menentukan *kick off point* yang tepat dan laju pembentukan sudut (*build up rate* /BUR) yang akan digunakan.
3. Menentukan tipe lintasan yang sesuai (*continuous build type, build and hold type, atau build-hold and drop / S type*).
4. Merencanakan *trajectory* secara vertikal dan horizontal.

3.2.1. Perencanaan *Trajectory* secara Vertikal (*Vertical Section*)

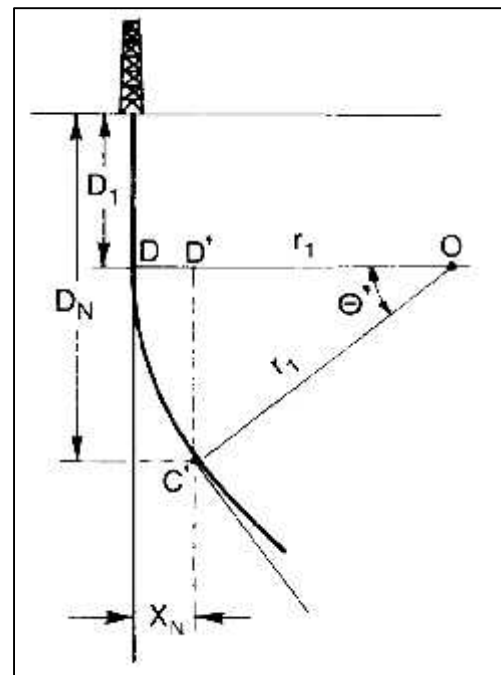
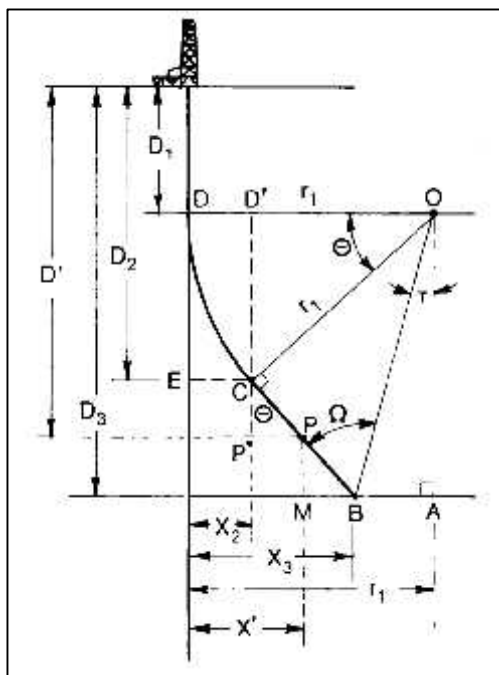
Trajectory vertikal merupakan suatu lintasan sumur pada suatu bidang vertikal antara lokasi permukaan dan sasaran. Pada perencanaan *trajectory* vertikal, Terdapat 2 bagian dalam melakukan pemboran berarah yaitu *Build and Hold Section* dan *Drop off Section*.

3.2.1.1. *Build and Hold Section*

Build and Hold Section merupakan bagian pada pemboran berarah untuk membangun dan mempertahankan sudut suatu sumur. **Gambar 3.3.** merupakan geometri sumur pemboran berarah bertipe *build-hold* yang menuju sasaran pada titik B dengan kedalaman vertikal sesungguhnya / *true vertical Depth* (TVD) sebesar D_3 dan *horizontal departure* (HD) sebesar X_3 . Titik P merupakan titik tertentu pada *hold section* dengan *true vertical Depth* (TVD) sebesar D' dan *horizontal departure* (HD) sebesar X' .

Build section dimulai pada titik D dengan *true vertical Depth* (TVD) sebesar D_1 dan berakhir pada titik C dengan *true vertical Depth* (TVD) sebesar D_2 dan *horizontal departure* (HD) sebesar X_2 dimana r_1 adalah panjang dari *radius of curvature* sumur tersebut dan sudut merupakan inklinasi maksimalnya.

Gambat 3.4. merupakan geometri *build section* suatu sumur pemboran berarah dengan titik C' merupakan suatu titik dengan *true vertical Depth* (TVD) sebesar D_N dan *horizontal departure* (HD) sebesar X_N yang berada pada *build section*.



Gambar 3.3. : Geometri *Trajectory* Sumur Tipe *Build and Hold* ²⁾

Gambar 3.4.:Geometri *Trajectory Build Section* ²⁾

Perhitungan parameter-parameter pada *build and hold section* :

Radius of curvature, r_1 , adalah :

$$r_1 = \frac{180}{f} x \frac{1}{q} \dots\dots\dots(3.1.)$$

Keterangan :

q : laju inklinasi *build up*, °/panjang

Untuk menentukan Maximum inclination angle (Ω), pada **Gambar 3.3**.

$$90^\circ = \alpha + (90 - \beta) + \gamma$$

atau,

$$\Omega = \alpha - \beta \dots\dots\dots (3.2.)$$

Dengan memperhatikan segitiga OAB, maka

$$\tan \beta = \frac{BA}{AO} = \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \dots\dots\dots (3.3a.)$$

dan

$$\beta = \arctan \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \dots\dots\dots (3.3b.)$$

Dengan memperhatikan segitiga OBC, maka

$$\sin \Omega = \frac{r_1}{OB} \dots\dots\dots (3.4.)$$

Dan

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

Substitusi OB ke dalam Persamaan 3.4. memberikan

$$\sin \Omega = \frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \dots\dots\dots (3.5.)$$

Sudut inklinasi maximum untuk *build-and-hold* dimana $X_3 < r_1$ adalah :

$$\Omega = \arcsin \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left[\frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \right] \dots\dots\dots (3.6.)$$

Panjang busur, DC, adalah

$$L_{DC} = \frac{f}{180} \times r_1 \times \alpha$$

Atau

$$L_{DC} = \frac{\alpha}{q} \dots\dots\dots(3.7.)$$

Panjang CB dapat ditentukan dari segitiga BCO

$$\tan \Omega = \frac{CO}{L_{CB}} = \frac{r_1}{L_{CB}}$$

dan

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \Omega}$$

Total *measured depth*, D_M , untuk TVD dari D_3 adalah

$$D_M = D_1 + \frac{\alpha}{q} + \frac{r_1}{\tan \Omega} \dots\dots\dots(3.8.)$$

Horizontal departure dari *build up section* dapat diperoleh dengan memperhatikan segitiga D'OC, dimana

$$X_2 = r_1 - r_1 \cos \alpha = r_1 (1 - \cos \alpha) \dots\dots\dots (3.9.)$$

Untuk menghitung TVD, *horizontal departure* serta *measured depth* sepanjang *build up section* dapat dilihat pada **Gambar 3.4.** dengan persamaan :

$$TVD_N = D_1 + r_1 \sin \alpha \dots\dots\dots (3.10.)$$

Dan

$$X_N = r_1 - r_1 \cos \alpha = r_1 (1 - \cos \alpha) \dots\dots\dots (3.11.)$$

Measured depth sepanjang *build up section* adalah :

$$D_{MN} = D_1 + \frac{\alpha}{q} \dots\dots\dots$$

(3.12.)

TVD pada akhir *build up section*, dari **Gambar 3.3.** adalah

$$D_2 = D_1 + r_1 \sin \theta \quad \dots\dots\dots (3.13.)$$

Measured depth pada setiap TVD D' ditentukan dari segitiga PP'C :

$$D_{MP} = D_1 + \frac{r_1}{q} + CP \quad \dots\dots\dots (3.14.)$$

Dimana

$$CP = \frac{CP}{\cos \theta}$$

dan

$$CP' = D' - D_2 = (D' - D_1 - r_1 \sin \theta)$$

Oleh karena itu,

$$CP = \frac{D' - D_1 - r_1 \sin \theta}{\cos \theta} \quad \dots\dots\dots (3.15.)$$

Mensubstitusi persamaan 3.13 ke persamaan 3.14 , sehingga :

$$D_{MP} = D_1 + \frac{r_1}{q} + \frac{D' - D_1 \sin \theta}{\cos \theta} \quad \dots\dots\dots (3.16.)$$

Horizontal departure pada titik P adalah :

$$X' = X_2 + P'P \quad \dots\dots\dots (3.17.)$$

Dimana

$$P'P = CP' \tan \theta$$

Menggabungkan persamaan 3.17. , persamaan 3.9. , dan CP' menghasilkan:

$$X' = r_1 (1 - \cos \theta) + (D' - D_1 - r_1 \sin \theta) \tan \theta \quad \dots\dots\dots (3.18.)$$

Penurunan persamaan di atas berlaku jika $X_3 < r_1$.

Cara lain untuk menghitung sudut inklinasi maksimum

$$\alpha = \arcsin \left[\frac{D_3 - D_1}{r_1 - X_3} \right] - \arcsin \left[\left(\frac{r_1}{D_3 - D_1} \right) \times \sin \left[\arcsin \left(\frac{D_3 - D_1}{r_1 - X_3} \right) \right] \right]$$

.....(3.19.)

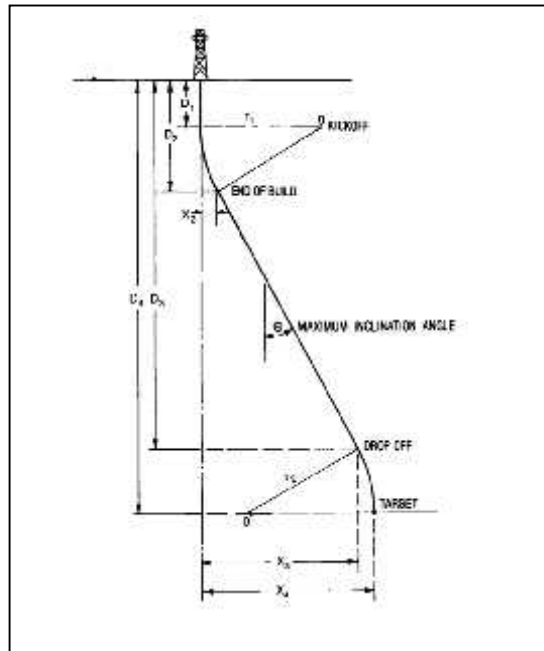
Untuk kasus $X_3 > r_1$, persamaan untuk menghitung sudut inklinasi maksimum adalah:

$$\alpha = 180 - \arcsin \left[\frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1} \right] - \arcsin \left[\left(\frac{r_1}{D_3 - D_1} \right) \times \sin \left[\arcsin \left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1} \right) \right] \right]$$

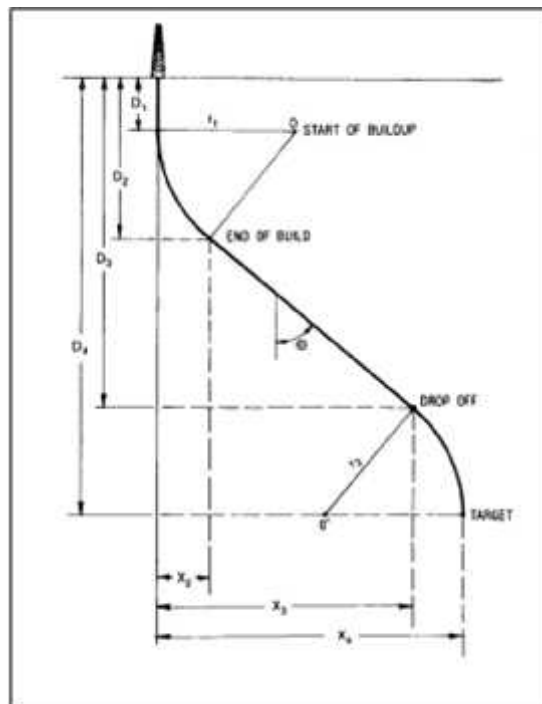
.....(3.20.)

3.2.1.2. Drop Off Section

Drop off section merupakan bagian dari pemboran berarah untuk mengurangi sudut suatu sumur. Dimana dengan adanya *drop off section* setelah *build and hold section*, maka akan membentuk sumur pemboran berarah bertipe “S”. Lintasan *Build-Hold and Drop Trajectory* dapat dilihat pada **Gambar 3.5.** untuk kasus dimana $r_1 < X_3$ dan $r_1 + r_2 > X_4$. dan **Gambar 3.6.** menunjukkan kasus dimana $r_1 < X_3$ dan $r_1 + r_2 < X_4$. Pada kedua kasus, target terletak pada TVD sebesar D_4 dan *horizontal departure* (HD) sebesar X_4 dimana *drop off section* dimulai pada TVD sebesar D_3 dan *horizontal departure* (HD) sebesar X_3 . *Build up section* dimulai pada TVD sebesar D_1 dan berakhir pada TVD sebesar D_2 dan *horizontal departure* (HD) sebesar X_2 . r_1 adalah *radius of curvature* dari sumur tersebut dan r_2 adalah *drop radius* yang dapat ditentukan dengan cara yang sama dengan r_1 .



Gambar 3.5. : Build-Hold and Drop Trajectory , $r_1 < X_3$ dan $r_1+r_2 > X_4$ ²⁾



Gambar 3.6. : Build-Hold and Drop Trajectory $r_1 < X_3$ dan $r_1+r_2 < X_4$ ²⁾

Perhitungan sudut inklinasi maksimum untuk $r_1+r_2 > X_4$ dan $r_1+r_2 < X_4$:

- Sudut inklinasi maksimum untuk kondisi $r_1 + r_2 > X_4$,

$$\begin{aligned} \alpha &= \arctan \frac{D_4 - D_1}{(r_1 + r_2) - X_4} \\ &- \arccos \left[\left(\frac{r_1 - r_2}{D_4 - D_1} \right) \times \sin \arctan \left(\frac{D_4 - D_1}{(r_1 + r_2) - X_4} \right) \right] \dots \dots \dots (3.21.) \end{aligned}$$

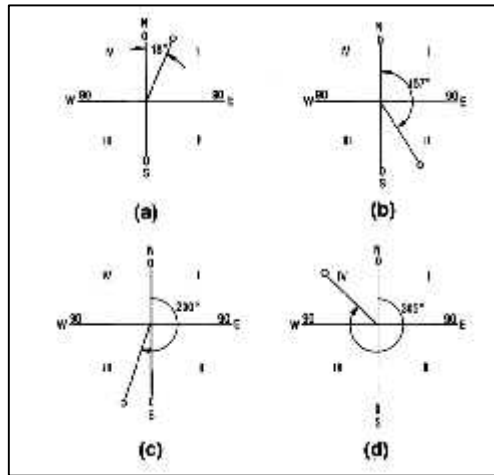
- Sudut inklinasi maksimum untuk kondisi $r_1 + r_2 < X_4$

$$\begin{aligned} \alpha &= 180 - \arctan \left(\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (r_1 + r_2)} \right) \\ &- \arccos \left[\left(\frac{r_1 - r_2}{D_4 - D_1} \right) \times \sin \arctan \left(\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (r_1 + r_2)} \right) \right] \dots \dots \dots (3.22.) \end{aligned}$$

3.2.2. Perencanaan *Trajectory* secara Horizontal (Plan View)

Trajectory horizontal merupakan suatu lintasan sumur pada suatu bidang horizontal, yang memperlihatkan lintasan sumur dengan kenampakan dari atas yang mempunyai arah tertentu dengan acuan sumbu utara bumi. Pada perencanaan *trajectory* horizontal, digunakan sistem kuadran yang terlihat pada **Gambar 3.7.** dimana digunakan pola kuadran 90° untuk menentukan arah lintasan. Besar sudut arah lintasan selalu dibaca dari arah utara atau selatan ke arah timur atau barat

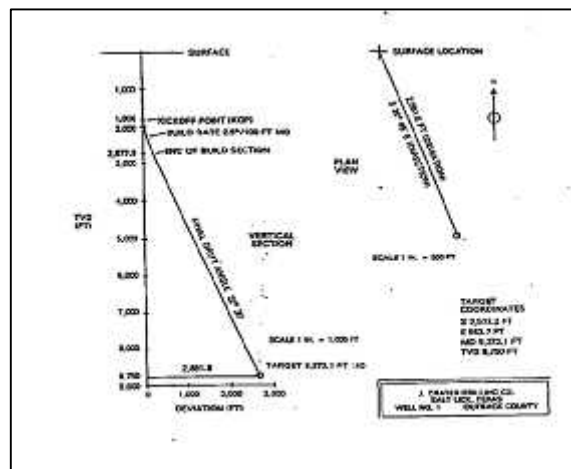
Sebagai contoh sudut arah lintasan pada **Gambar 3.7a.** sesuai dengan pembacaan kompas (dibaca searah jarum jam dari arah utara) adalah 18°, dengan pola kuadran dibaca N18E. Pada **Gambar 3.7b.** untuk 137° pembacaan kompas, dibaca dengan pola kuadran S23E. Pada **Gambar 3.7c.** arah lintasan adalah S20W untuk pembacaan kompas 200°, dan pada **Gambar 3.7d.** untuk sudut kompas 303° dibaca dengan pola kuadran adalah N33W.



Gambar 3.7. : Pola Kuadran arah dan Pengukuran Kompas ²⁾

Perencanaan lintasan secara 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.

Pada **Gambar 3.8.** dapat dilihat sebuah contoh perencanaan lintasan suatu sumur berarah dengan tipe *build and hold*, baik secara vertikal maupun secara horizontal. Pada gambar tersebut terlihat bahwa sasaran berupa suatu lingkaran (*bull's eye*) yang merupakan suatu radius toleransi ketepatan pemboran dalam mencapai sasaran.



Gambar 3.8. : Perencanaan Lintasan Untuk Sumur Berarah ¹²⁾

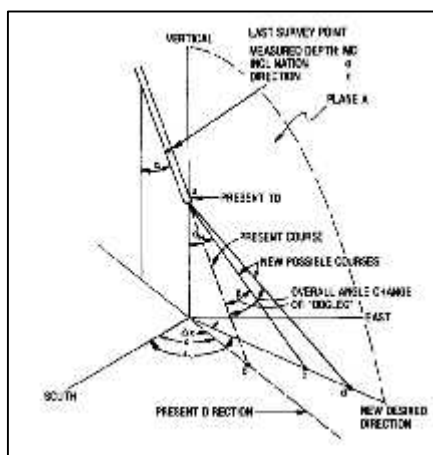
3.3. Perencanaan Pembelokan dan Perubahan Lintasan

Selama proses pemboran berarah, perubahan arah *trajectory* pemboran bisa saja perlu dilakukan. Perubahan arah *trajectory* dapat berupa perbaikan ataupun perubahan arah secara keseluruhan karena suatu alasan. Dalam membelokkan atau merubah arah lintasan sumur dari perencanaan sebelumnya, digunakan suatu metode yang dapat memaksa pahat bergerak ke arah yang kita inginkan.

Peralatan yang digunakan untuk membelokkan pahat dapat berupa baji pengarah (whipstock), pahat jet (jet bit) atau motor lumpur (mud motor) yang dilengkapi bent sub atau bent housing. Semua metode pembelokan lubang lubang tersebut memanipulasi gerakan pipa bor (*drill pipe*) yaitu gerakan berputar dan gerakan ke bawah untuk membelokkan pahat, baik pada bidang horizontal (arah) maupun pada bidang vertikal (inklinasi).

Pada **Gambar 3.9.** dapat dilihat pembelokan tiga dimensi suatu lintasan sumur pada MD sebesar a , sudut inklinasi sebesar α dan arah sebesar θ . Dengan suatu alat pembelok, lintasan akan dibelokkan ke suatu sudut inklinasi yang baru (α_N) dan suatu arah yang baru (θ_N). Hal ini akan menyebabkan perubahan sudut keseluruhan (*overall angle change*) sebesar $\Delta\theta$.

Jika lintasan sumur pada **Gambar 3.9.** tidak dibelokkan, maka lintasan akan menuju titik B. Tetapi dengan dilakukannya pembelokan arah maka lintasan dapat menuju ke titik C atau titik D.



Gambar 3.9. :Pembelokan Tiga Dimensi dari Lintasan Sumur²⁾

3.4. Peralatan Pembelok Lubang Bor

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

3.4.1. Badger Bit

Badger bit biasanya digunakan pada formasi yang lunak, diman laju pemborannya 40 ft/jam atau lebih. Prinsip kerjanya terletak pada tidak seimbangny nozzle lumpur pada pahat tersebut, dengan salah satu nozzlenya berukuran lebih besar dari nozzle lainnya yang terlihat pada **Gambar 3.10**



Gambar 3.10 : Badger Bit ¹⁴⁾

Setelah pahat sampai di dasar lubang bor, nozzle terbesar diarahkan ke arah yang 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). Apabila dalam pelaksanaannya dijumpai batuan yang cukup keras, kadang-kadang pahat ditumbuk-tumbukkan.

Setelah sudut kemiringan lubang bor terbentuk dengan arah seperti pada *drilling planning*, kemudian pahat dicabut dan diganti dengan pahat biasa. Apabila arah lubang bornya belum tercapai, maka pengarahan 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.

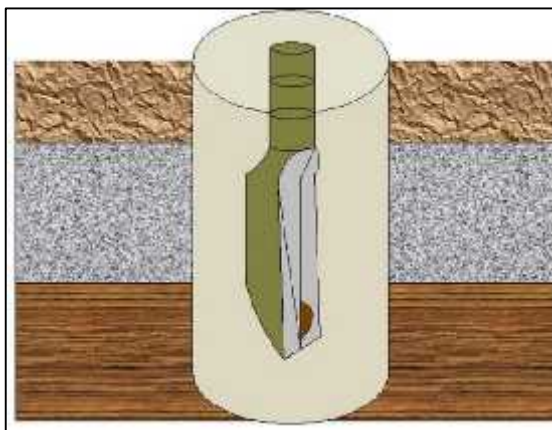
Cara ini menghasilkan beberapa keuntungan, antara lain :

1. Penghematan waktu untuk *round trip*.
2. Tidak perlu mengadakan pembesaran lubang bor (*reaming*).

Akan tetapi cara ini hanya terbatas digunakan pada batuan yang lunak dan menggunakan *jet effect* yang efektif.

3.4.2. 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 nozzle lumpur ke arah pembelokan lubang yang diinginkan. Seperti juga pada *badger bit*, adanya penggunaan nozzle mengakibatkan alat ini terbatas untuk formasi lunak saja. Ilustrasi Spud Bit terlihat pada **Gambar 3.11**



Gambar 3.11 : Ilustrasi Spud Bit ¹³⁾

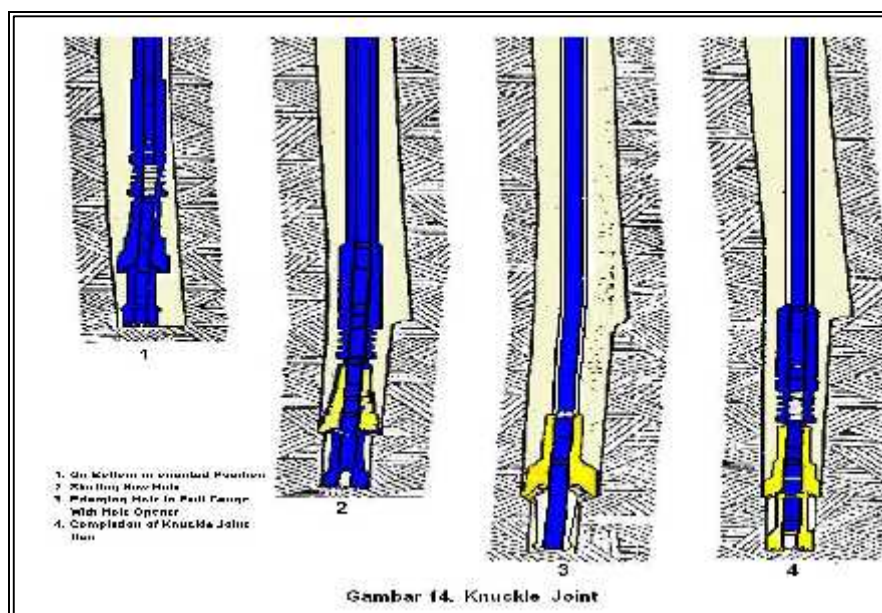
3.4.3. Knuckle Joint

Knuckle joint pada prinsipnya merupakan suatu *drill string* yang diperpanjang dengan menggunakan suatu sendi peluru. Oleh karena itu

memungkinkan terjadinya putaran bersudut antara rangkaian pipa pemboran dengan pahat, dimana *drill string* dan *bitnya* disetel pada sudut tertentu. Untuk mendapatkan sifat yang fleksibel (luwes), alat ini sering dipasang langsung pada *drill pipe* tanpa menggunakan *drill collar*.

Gambar 3.12. 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 untuk menaikan 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 : $3 - 7^{\circ}/20 \text{ ft}$.



Gambar 3.12 : Knucle Joint dan Pengoperasiannya¹⁴⁾

3.4.4. Whipstock

Whipstock adalah suatu alat dari besi tuang yang berbentuk baji dengan saluran tempat Bergeraknya bit yang melengkung hingga bit akan dibelokkan arahnya. Pada prinsipnya, penggunaan whipstock sangat tergantung dengan lapisan batuan sebagai tempat dudukan whipstock dan sirkulasi lumpur pemboran.

Whipstock terdapat dalam dua jenis, yaitu open hole whipstock yang dapat diangkat kembali (*retrievable whipstock*) dan casing whipstock.

- ***Open Hole Whipstock***

Open hole whipstock merupakan alat pembelok generasi pertama, dimana cara pemasangan whipstock dan bit yang telah dirangkai didudukkan pada lapisan batuan yang keras dan kemudian pemboran dilanjutkan. *Open hole whipstock* memiliki berbagai ukuran sudut yang diinginkan. *Open hole whipstock* dapat dicabut sampai permukaan, sehingga disebut juga retrievable whipstock.

Jenis open hole whipstock jarang digunakan karena memiliki beberapa kelemahan, seperti harus didudukkan pada lapisan batuan yang keras, diperlukan kehati-hatian dalam menempatkan arah dari sudut ujung whipstock dan biaya yang diperlukan cukup mahal. Open hole whipstock dpt di lihat pada **Gambar 3.13** di bawah ini



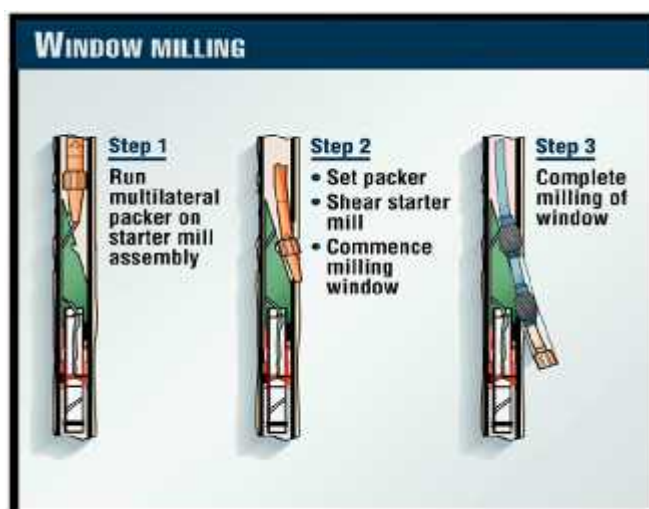
Gambar 3.13 : Open Hole Whipstock ¹⁸⁾

- **Casing Whipstock**

Tidak seperti open hole whipstock, casing whipstock lebih banyak digunakan. Pada pemasangan casing whipstock diperlukan pemasangan packer permanen pada titik KOP yang diinginkan, selanjutnya dipasang retrievable starting mill pada whipstock dengan tujuan untuk melubangi casing. Setelah casing

terlubangi selanjutnya starting mill dicabut sampai permukaan, kemudian menggunakan sidetracking mill atau diamond bit untuk melubangi semen dan menembus formasi sejauh 8 - 12 ft. Selanjutnya untuk memperbesar diameter lubang digunakan taper mill dan water melon mill, setelah diameter lubang cukup untuk ukuran diameter bit tertentu selanjutnya rangkaian dicabut sampai permukaan dan diganti dengan tricone atau drag bit untuk melanjutkan pemboran.

Kelemahannya adalah pada proses milling (pelubangan semen dibelakang casing), jika hasil penyemenan dibelakang casing tidak bagus akan menyebabkan casing bergetar yang dapat menyebabkan rangkaian milling bergetar dan menyumbat lubang bor. Kelemahan lain pada casing whipstock adalah hasil pelubangan sangat pendek atau casing menjadi rapuh, dan kadang-kadang terdapat kesulitan dalam mencabut rangkaian keluar dari lubang casing (casing window). Casing whipstock dapat dilihat pada **Gambar 3.14** di bawah ini



Gambar 3.14 : Casing Whipstock ¹⁴⁾

Hal-hal yang perlu diperhatikan sewaktu menggunakan *whipstock* adalah :

1. 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).

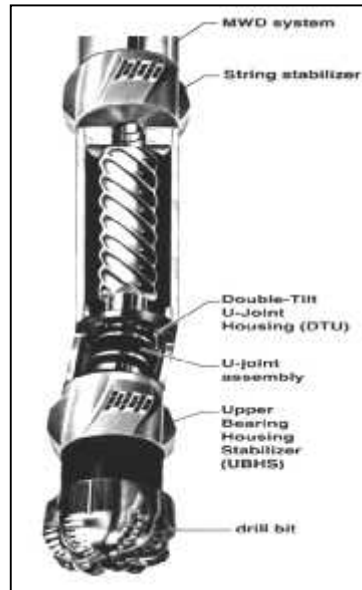
2. Pengawasan terhadap *shear pin*, untuk menjaga tidak patah sebelum dikehendaki.
3. Menyusun BHA sedemikian rupa sehingga sewaktu ujung pahat menyentuh dasar lubang bor (setelah *shear pin* dipatahkan), *kelly bushing* sudah berada pada *master bushing* dan kedudukan *kelly* yang berada di atas *rotary table* masih cukup panjang (20 – 30 feet).
4. 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*.

3.4.5. Turbo Drill

Turbo drill Merupakan motor hidraulik dengan *multistage* yang terdiri dari rotor dan stator. Alat ini akan berputar bila ada aliran lumpur yang bertekanan tinggi. Putaran ini terjadi dari aliran lumpur yang diarahkan oleh stator menumbuk rotor. Kecepatan putarannya sangat tergantung pada volume lumpur dan tekanan sirkulasi di permukaan.

WOB juga merupakan faktor penting, turbo drill akan bekerja dengan baik pada berat yang seimbang. Turbo drill cocok dioperasikan pada formasi sedang sampai keras dan arahnya diatur oleh bent sub.

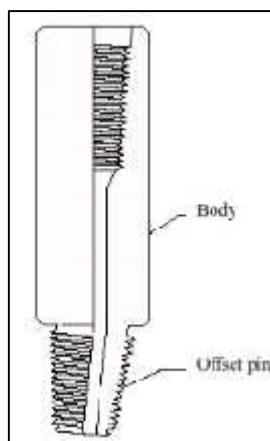
Prinsip kerja *turbo drill* adalah *drill string*nya tidak berputar akan tetapi *bit*nya saja yang berputar. *Bit* disambung dengan *drill string* dengan membentuk sudut tertentu sehingga didapat pembelokan yang kontinyu. **Gambar 3.15** merupakan gambar dari turbo drill.



Gambar 3.15 : Turbo Drill ¹²⁾

3.4.6. Bent Sub

Bent sub merupakan pipa penyambung (*substitute*) yang bentuknya bengkok dengan sudut $1-3^{\circ}$. Bent sub biasa dipas di atas *Drilling Mud Motor*. Dengan bentuk yang bengkok tersebut, bent sub dapat digunakan untuk membelokkan pemboran. Bent Sub dapat dilihat pada **Gambar 3.16**



Gambar 3.16 : Bent Sub ¹⁴⁾

3.4.7. 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

pengarahan alat belok, *non magnetic drill collar* dipasang di atas UBHO *sub*. Drill Collar ini berfungsi agar drill string tidak terpengaruh oleh sifat magnetik dari formasi yang dapat mempengaruhi pembentukan sudut pada pemboran berarah. Bentuk dari Non Magnetic Drill Collar terlihat pada **Gambar 3.17**.



Gambar 3.17 : Non Magnetic Drill Collar ¹⁴⁾

3.4.8. 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. Keuntungan penggunaan alat ini adalah sebagai berikut :

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

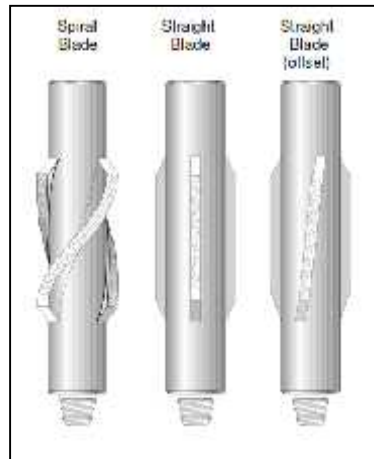
Jenis *Stabilizer* yang umum dipakai di lapangan ada dua yaitu :

1. Rotating Sleeve Stabilizer

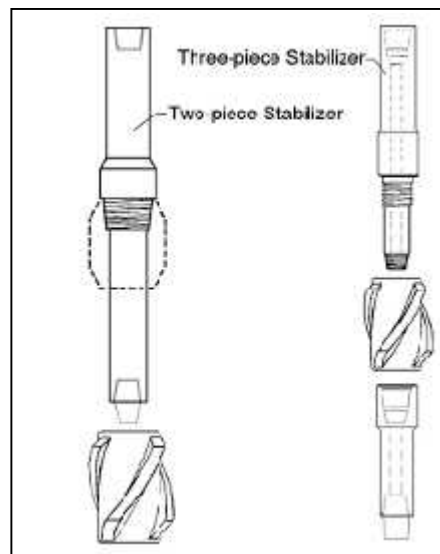
Jenis ini terdiri dari beberapa macam *stabilizer*, yaitu :

- Permanent Blade *Stabilizer*, adalah *Stabilizer* yang mempunyai pisau-pisau yang diikatkan pada *body*-nya dengan cara dilas. Bentuk dari *stabilizer* ini terlihat pada **Gambar 3.18**

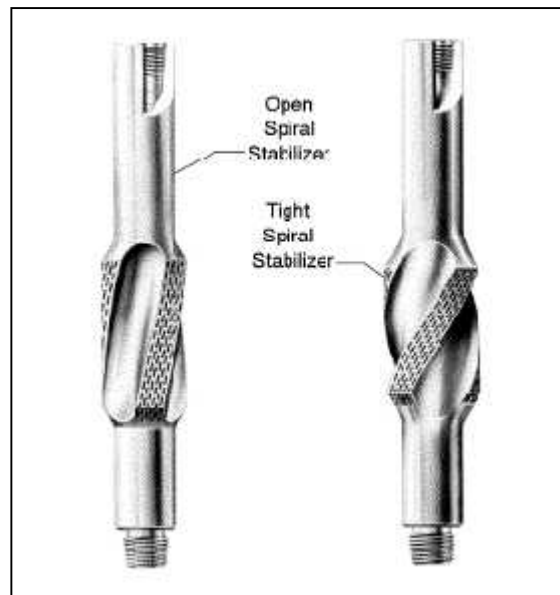
- Replaceable Blade *Stabilizer*, adalah *Stabilizer* yang pisau-pisaunya diikatkan pada *body* dengan pasak dan ditahan dengan menggunakan sekrup seperti yang terlihat pada **Gambar 3.19**
- Integral Blade *Stabilizer*, adalah *Stabilizer* yang pisau-pisaunya menjadi satu dengan *body*-nya. Seperti yang terlihat pada **Gambar 3.20**



Gambar 3.18 : Permanent Blade Stabilizer¹⁴⁾



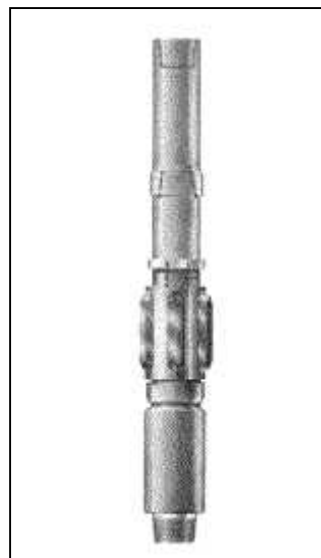
Gambar 3.19 : Blade Replaceable Stabilizer¹⁴⁾



Gambar 3.20: Integral Blade Stabilizer¹⁴⁾

2. Non Rotating Sleeve Stabilizer

Sleeve dapat dinaik-turunkan dan berputar pada *body*-nya. Sewaktu *drill string* berputar, *Stabilizer* ini tidak ikut berputar. Non Rotating Sleeve *Stabilizer* terlihat pada **Gambar 3.21**

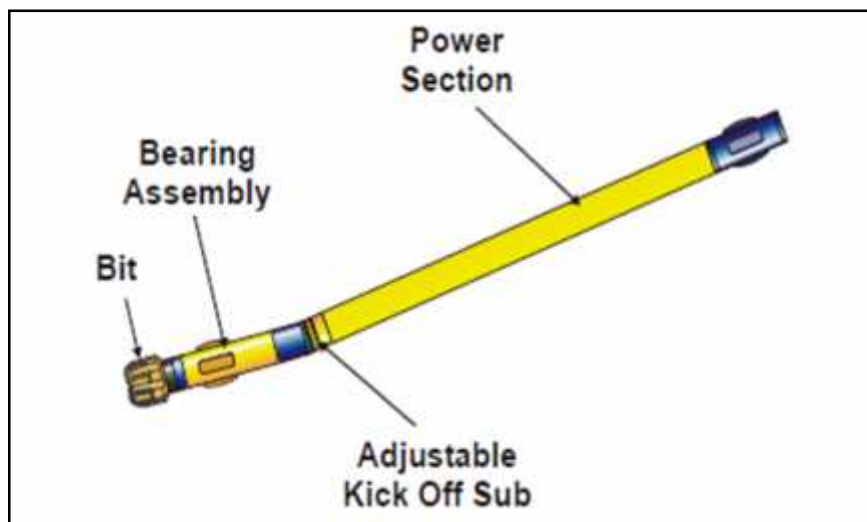


Gambar 3.21 : Non Rotating Sleeve Stabilizer¹⁴⁾

3.4.9. Adjustable Kick-Off (AKO) Sub

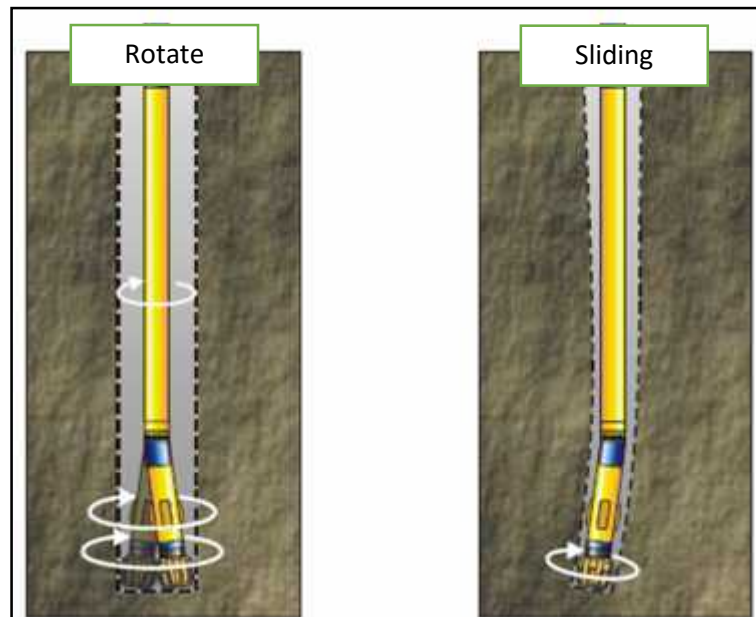
Adjustable Kick-Off (AKO) Sub adalah alat pembelok standard untuk seluruh *drill motor*. Diposisikan antara *Power Section* dan susunan *Bearing*. Sudut

kemiringan AKO dapat diatur pada *rig floor* dimana sudut AKO sub dapat diatur ke 0° hingga ke sudut maksimumnya. Jarak maksimum sudut kemiringannya yaitu dari 2° hingga 2.75° tergantung pada ukuran *tools* yang digunakan. Adanya sudut pada BHA memungkinkan terbentuknya sudut saat pemboran dilakukan pada saat oriented/ sliding. *Adjustable Kick-Off (AKO) Sub* ditunjukkan pada **Gambar 3.22**.



Gambar 3.22. *Adjustable Kick Off (AKO) Sub*¹⁵⁾

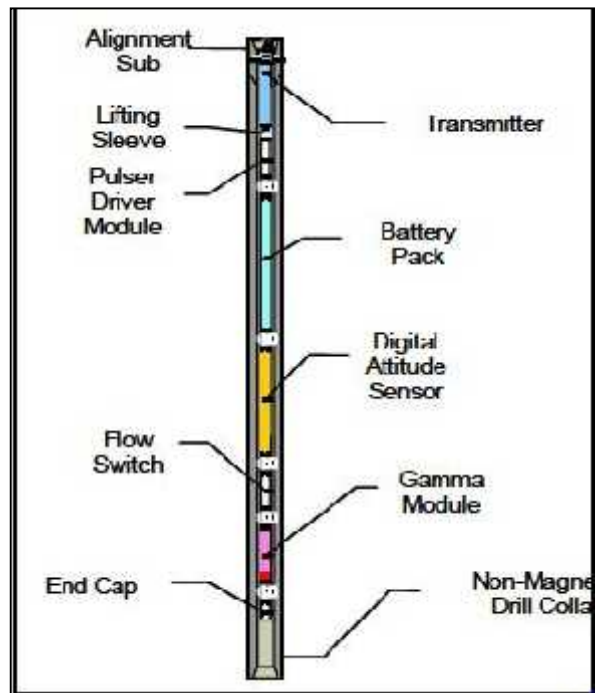
Suatu sistem *sterrable motor* dengan *adjustable kick-off (AKO)* bisa dilakukan dengan cara *sliding* ataupun *rotate*, Dalam metode *sliding*, tanpa melakukan rotasi string, dimana perputaran bit dihasilkan dari perputaran dari motor yang ditenagai oleh hidrolika lumpur, *sliding/oriented* mode digunakan untuk membentuk sudut. Untuk metode *rotate*, yaitu dengan melakukan rotasi pada string, dimana digunakan untuk menjaga sudut lubang bor. Kombinasi dari metode *sliding* dan *rotate* dapat digunakan untuk menjaga mempertahankan, membuat ataupun menurunkan sudut sesuai kebutuhan perencanaan sumur. Kombinasi yang tidak tepat dapat menghasilkan trajectory yang tidak sesuai perencanaan. **Gambar 3.23**. merupakan ilustrasi pemboran menggunakan metode *sliding* dan *rotate*.



Gambar 3.23. Metode Rotate dan Metode Sliding¹⁵⁾

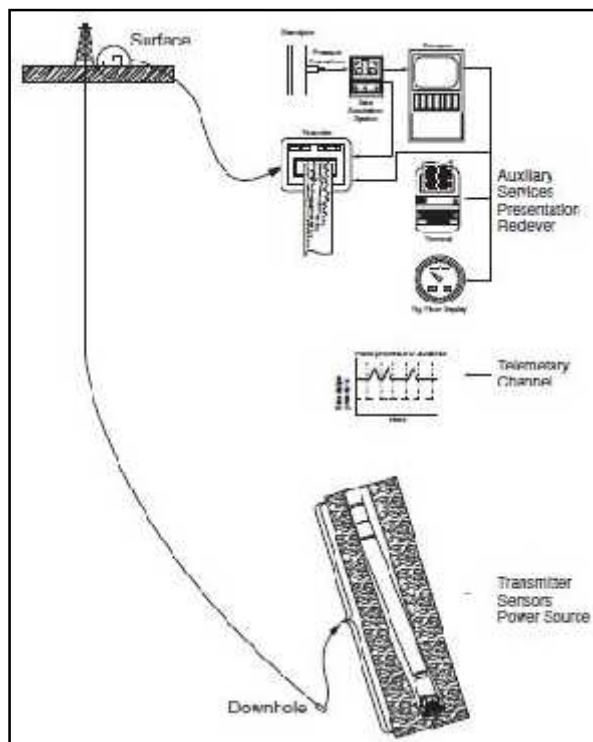
3.4.10. Peralatan Measurement While Drilling (MWD)

Peralatan *measurement while drilling* (MWD) merupakan suatu alat yang digunakan untuk mengukur lubang bor yang telah dibor. Pengukuran dilakukan dengan menentukan inklinasi dan azimuth sumur tersebut secara langsung pada setiap kedalaman tertentu. Dengan adanya MWD, maka dapat dikoreksi apakah sumur yang dibor sesuai dengan perencanaan atau tidak. Alat ini mempunyai dua referensi pengukuran yaitu magnetik untuk menentukan azimuth dan gravitasi untuk menentukan inklinasi. Medan magnet di baca oleh magnetometer yang berada di dalam MWD dan untuk gravitasi dibaca oleh akselerometer. Pada MWD terdapat pulser yang berguna mengirimkan sinyal ke permukaan menggunakan lumpur dan terdapat baterai sebagai daya untuk membuat MWD tetap bekerja. Pada **Gambar 3.24.** merupakan komponen – komponen yang berada pada MWD tools.



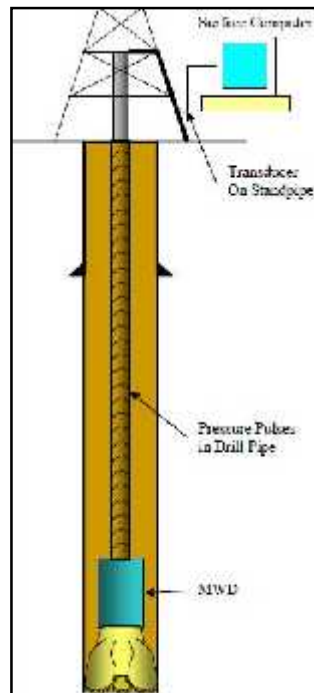
Gambar 3.24. Komponen *Measurement While Drilling* (MWD) ⁸⁾

Sistem *measurement while drilling* (MWD) adalah suatu sistem pengukuran data lubang bor yang diletakkan di dekat pahat dan mengirimkan data tersebut ke permukaan secara langsung (*real time*) ketika proses pemboran sedang berlangsung. **Gambar 3.25.** merupakan ilustrasi mengenai sistem MWD dimana pada permukaan terdapat *receiver* untuk menangkap dan mengolah data yang didapat dari MWD tools.

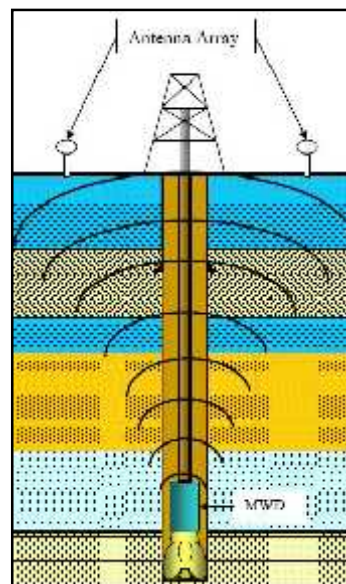


Gambar 3.25. Sistem Measurement While Drilling (MWD) ⁸⁾

MWD tools dilengkapi dengan turbin *alternator* yang akan berputar dan menghasilkan arus listrik apabila dilalui aliran lumpur untuk membuat MWD tetap bekerja. Terdapat 2 jenis sistem pengiriman Informasi pada MWD tools , yang pertama yaitu menggunakan pulser yang memberikan gelombang melalui kolom lumpur yang ada di dalam rangkaian pipa pemboran sebagai gelombang tekanan modulasi (*modulated pressure wave*) .Sinyal tersebut akan dideteksi oleh sensor tekanan yang dipasang pada pipa tegak (*stand pipe*), untuk diteruskan ke komputer seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.26** . Dan yang kedua menggunakan alat pemancar yang mengirimkan gelombang elektromagnetik yang berisi data dan informasi dari bawah permukaan yang mana gelombang tersebut diterima oleh Antena Array seperti yang terlihat pada **Gambar 3.27**.

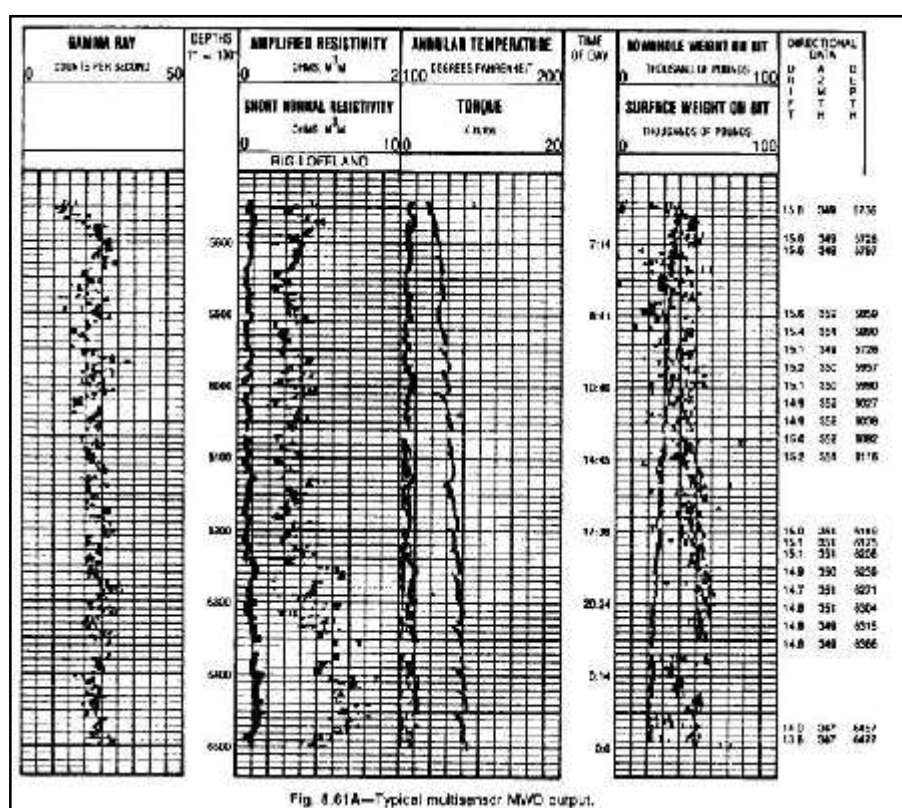


Gambar 3.26. Skema Sistem Pengiriman Informasi MWD menggunakan Lumpur ¹⁰⁾



Gambar 3.27. Skema Sistem Pengiriman Informasi MWD menggunakan Elektromagnetik ¹⁰⁾

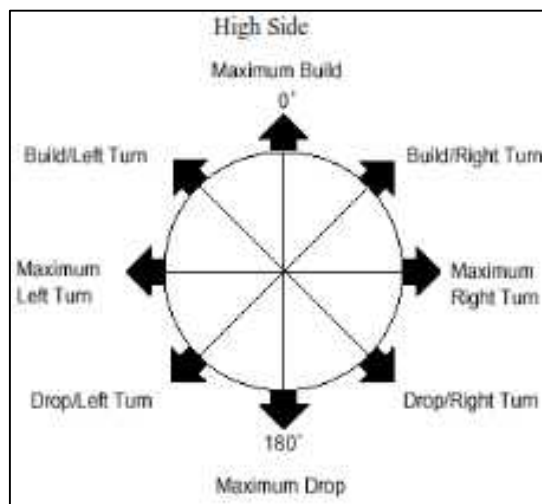
Data yang diukur menggunakan MWD berupa data geologi dan data teknis lubang bor (tergantung dari susunan sensor yang dipasang pada peralatan bawah tanah), yang meliputi : *formation radioactivity (gamma ray)*, *formation resistivity (short normal)*, *annular temperature*, *down weight on bit*, torsi di pahat, beban pahat di dasar (*downhole weight on bit*), sudut kemiringan lubang (*hole deviation*) dan arah lubang (azimuth) dan *tool face angle* . Berikut Output data yang dihasilkan dari Measurement While Drilling (MWD) pada **Gambar 3.28**.



Gambar 3.28. Measurement While Drilling (MWD) Output ²⁾

Pemboran berarah yang dilakukan ditentukan oleh orientasi toolface yang mengarahkan rangkaian ke arah yang diinginkan. Orientasi toolface dibaca dalam dua jenis , yaitu magnetik dan high side. Toolface magnetik menunjukkan arah dari rangkaian pipa bor sesuai dengan arah azimuth dimana berlaku apabila inklinasi sumur 0 – 5 °. Sedangkan jika melebihi itu, maka pembacaan toolface menggunakan high side yang mana menunjukkan arah rangkaian pipa bor berdasarkan gravitasi . Dengan begitu sudut 0 pada toolface high side merupakan

maksimal pembentukan sudut dan 180 merupakan maksimal penurunan sudut. Agar lebih jelas mengenai arah toolface high side , maka **Gambar 3.29** akan memperlihatkan arah rangkaian berdasarkan sudut toolface high side.



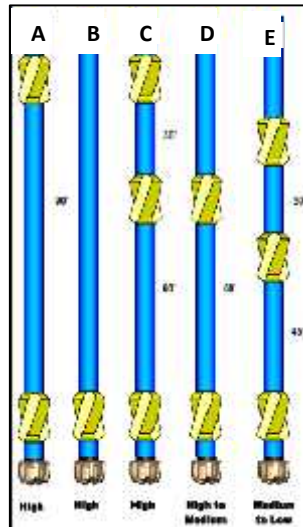
Gambar 3.29. Orientasi Toolface High Side ⁸⁾

3.5. Susunan BHA

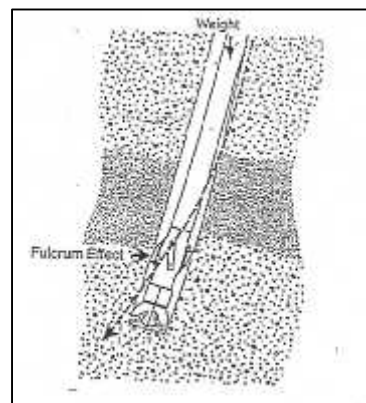
Penggunaan susunan BHA yang tepat sangat mempengaruhi terhadap terbentuknya sudut suatu sumur pemboran. Secara garis besar, desain BHA dibagi menjadi 3 kelompok yang dibedakan berdasarkan letak dan jumlah *stabilizer* nya. Ketiga desain tersebut diantaranya : *Bulding Assemblies* , *Dropping Assemblies* dan *Holding Assemblies*.

3.5.1. *Building Assemblies*

Desain BHA ini penempatan *stabilizer* di dekat *bit*, yang menyebabkan jarak titik tangential dari *bit* menjadi kecil. Hal ini menyebabkan terbentuknya efek fulkrum dimana saat ada pembebanan , *stabilizer* akan menjadi titik tumpu peralatan dan memberikan efek menggeser pada *bit*, sehingga memperbesar sudut kemiringan . Pada **Gambar 3.30**. menunjukan tipikal dari susunan BHA *building assemblies* dimana pada desain BHA A ,B dan C digunakan untuk pembentukan sudut yang besar sedangkan D untuk pembentukan sudut sedang sampai besar dan E untuk pembentukan sudut kecil hingga sedang. Efek fulkrum yang dihasilkan desain BHA *building assemblies* diilustrasikan pada **Gambar 3.31**.



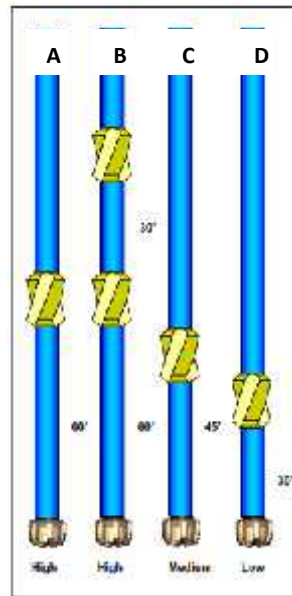
Gambar 3.30 . Tipikal Susunan BHA *Building Assemblies* ¹⁰⁾



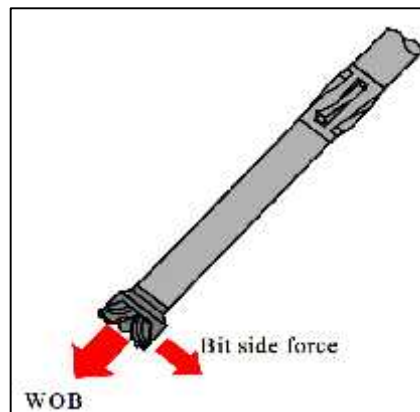
Gambar 3.31. Konsep Efek Fulcrum ¹²⁾

3.5.2. Dropping Assemblies

Desain BHA ini menghasilkan efek pendulum pada *drillstring* . Efek 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 .Pada **Gambar 3.32.** menunjukkan tipikal dari susunan BHA *dropping assemblies* dimana pada bagian A dan B digunakan untuk menurunkan sudut yang besar sedangkan C untuk penurunan sudut yang sedang dan D untuk penurunan sudut yang kecil. Ilustrasi dari efek pendulum terlihat pada **Gambar 3.33.**



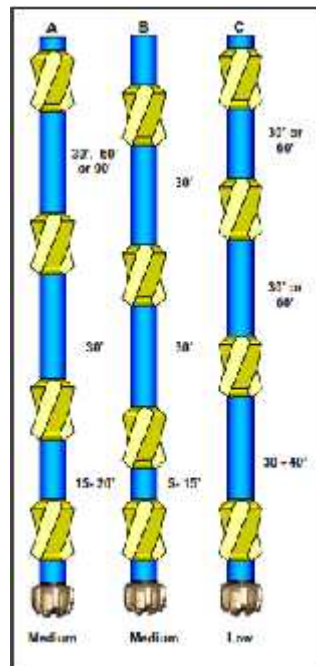
Gambar 3.32. Tipikal Susunan BHA *Dropping Assemblies* ¹⁰⁾



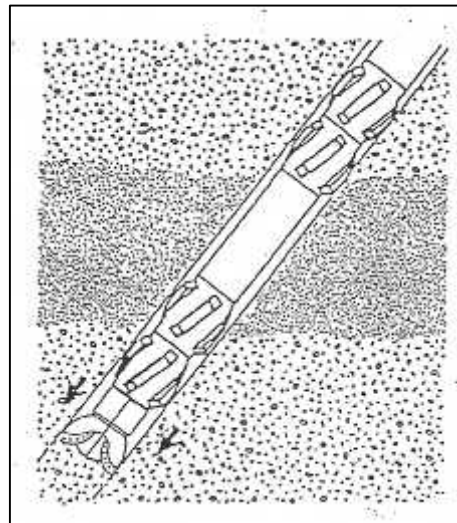
Gambar 3.33. Konsep Efek Pendulum ⁸⁾

3.5.3. Holding Assemblies

Desain BHA ini 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*. **Gambar 3.34** merupakan tipikal BHA *holding assemblies* dimana pada rangkaian BHA A dan B digunakan pada sudut yang besar dan C digunakan untuk sudut yang kecil. Ilustrasi Efek stabilisasi yang diberikan oleh BHA *holding assemblies* ditunjukkan oleh **Gambar 3.35**.



Gambar 3.34. Tipikal Susunan BHA *Holding Assemblies* ¹⁰⁾



Gambar 3.35. : Konsep Efek Stabilisasi ⁸⁾

3.6. Metode Perhitungan Survey Pemboran

Setelah perencanaan dibuat dan praktek pemboran berarah dilaksanakan, maka pada setiap kedalaman-kedalaman tertentu dilakukan pengukuran sudut kemiringan dan arah lubang bor (dilakukan survey). Apabila pada titik survey

tersebut terjadi penyimpangan, lubang bor diarahkan kembali ke arah yang telah ditetapkan.

Ada beberapa metode yang dapat menentukan titik koordinat ini, dimana masing-masing metode mempunyai limitasi-limitasi tertentu didalam menganalisa persoalan. Semua metode berdasarkan perhitungan kepada pengukuran tiga besaran kedalaman sumur (MD), perubahan sudut kemiringan (I), dan sudut arah (A) yang dicatat oleh alat-alat survey.

3.6.1. Metode Tangential

Prinsip dari metode ini adalah menggunakan inklinasi dan azimuth dari titik awal interval untuk menghitung “*vertical Depth*”, “*departure*”, dan posisi. Prinsip dari metoda tangential tersebut ditunjukkan oleh **Gambar 3.36**.

$$\Delta VD = \Delta MD \cos I_2 \dots\dots\dots(3.23.)$$

$$\Delta D = \Delta MD \sin I_2 \dots\dots\dots(3.24.)$$

$$\Delta E = \Delta MD \sin I_2 \sin A_2 \dots\dots\dots(3.25.)$$

$$\Delta N = \Delta MD \sin I_2 \cos A_2 \dots\dots\dots(3.26.)$$

Keterangan :

ΔMD = pertambahan measured *Depth*

ΔVD = pertambahan TVD ,ft

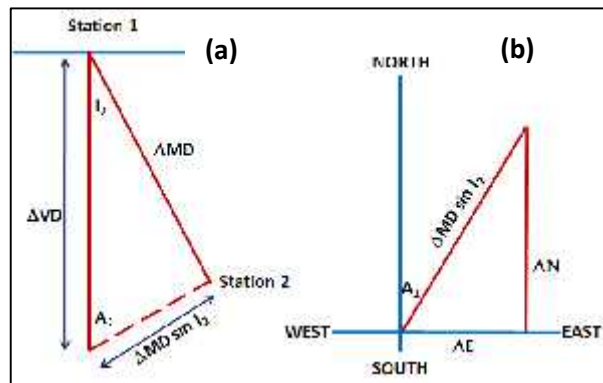
ΔD = pertamabahan departure ,ft

ΔE = pertambahan arah timur ,deg

ΔN = pertambahan arah utara ,deg

I = perubahan sudut kemiringan ,deg

A = sudut arah ,deg



Gambar 3.36 : Tangential Method ; (a) Vertical Section; (b) Plan View ⁹⁾

3.6.2. Metode Balanced Tangential

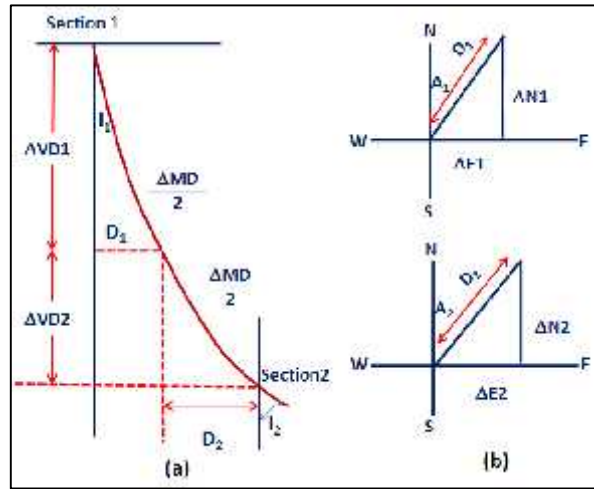
Metode ini membagi dua interval dimana untuk bagian atas interval digunakan sudut inklinasi dan azimuth pada titik awal interval. Untuk bagian bawah interval digunakan sudut inklinasi dan azimuth pada titik akhir interval. Prinsip dari metoda ini ditunjukkan oleh **Gambar 3.37**.

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) \dots\dots\dots(3.27)$$

$$\Delta D = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 + \sin I_2) \dots\dots\dots(3.28)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) \dots\dots\dots(3.29)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} 2 (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) \dots\dots\dots(3.30)$$



Gambar 3.37. Balanced Tangential Method : (a) Vertical Section; (b) Plan View 9)

3.6.3. 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 metode ini hampir sama dengan metode *tangential*.

$$\Delta VD = \Delta MD \cos \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \dots \dots \dots (3.31.)$$

$$\Delta D = \Delta MD \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \dots \dots \dots (3.32.)$$

$$\Delta N = \Delta MD \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \cos \left(\frac{A_1 + A_2}{2} \right) \dots \dots \dots (3.33.)$$

$$\Delta E = \Delta MD \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \sin \left(\frac{A_1 + A_2}{2} \right) \dots \dots \dots (3.34.)$$

3.6.4. Metode Radius of Curvature

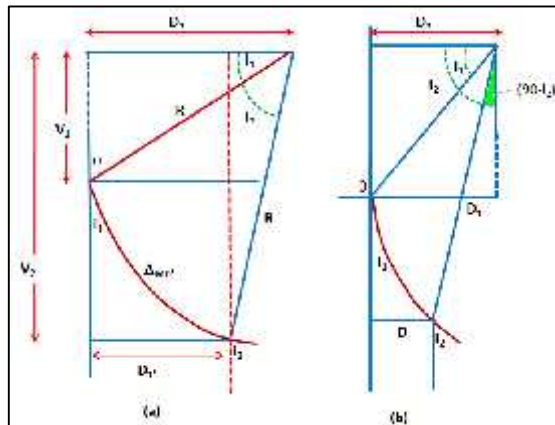
Metode ini menganggap bahwa lintasan yang melalui dua stasiun berbentuk kurva yang mempunyai *radius of curvature* tertentu. Prinsip perhitungan dengan menggunakan metoda ini ditunjukkan oleh **Gambar 3.38**.

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{(I_2 - I_1)} (\sin I_2 - \sin I_1) \dots \dots \dots (3.35.)$$

$$\Delta D = \frac{\Delta MD}{(I_2 - I_1)} (\cos I_2 - \cos I_1) \dots\dots\dots(3.36.)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD (\cos I_1 - \cos I_2) (\sin A_2 - \sin A_1)}{(A_2 - A_1) (I_2 - I_1)} \dots\dots\dots(3.37)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD (\cos I_1 - \cos I_2) (\cos A_1 - \cos A_2)}{(A_2 - A_1) (I_2 - I_1)} \dots\dots\dots(3.38.)$$



Gambar 3.38. Metoda Radius of Curvature ⁹⁾

3.6.5. Metode Minimum of Curvature

Persamaan metode *minimum of curvature* hampir sama dengan persamaan metode *balanced tangential*, kecuali data survey dikali dengan faktor RF.

$$RF = \left(\frac{2}{DL} \right) \tan \left(\frac{DL}{2} \right) \dots\dots\dots(3.39.)$$

Keterangan :

DL = Dog Leg angle , %/100 ft

$$\cos DL = \cos [(I_2 - I_1) - \{ \sin I_1 \times \sin I_2 [1 - \cos (A_2 - A_1)] \}] \dots\dots\dots(3.40)$$

$$\Delta VD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) RF \dots\dots\dots(3.41.)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) RF \dots\dots\dots(3.42.)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \sin A_2) RF \dots \dots \dots (3.43.)$$

3.6.6. Metode Mercury

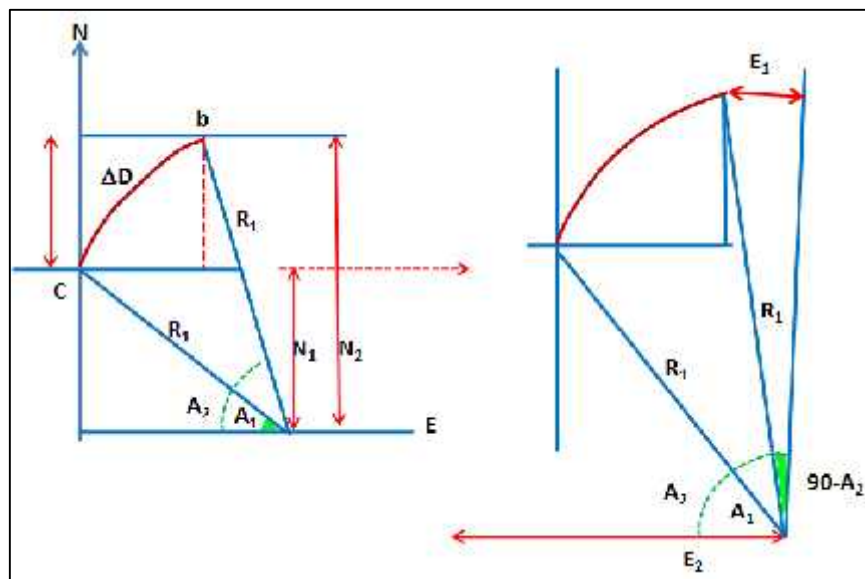
Metode mercury adalah perbaikan dari metode *balanced tangential* dengan memasukkan ketentuan tertentu yang dipergunakan. Prinsip dari metoda ini ditunjukkan oleh **Gambar 3.39**.

$$\Delta VD = \left(\frac{\Delta MD - STL}{2} \right) (\cos A_2 + \cos A_1) + STL \cos A_2 \dots \dots \dots (3.44)$$

$$\Delta N = \left[\frac{\Delta MD - STL}{2} \right] \cdot [\sin(I_1) - \cos(A_1)] + \sin(I_2) \cdot \cos(A_2) + STL \cdot \sin(I_2) \cdot \cos(A_2) \dots \dots \dots (3.45)$$

$$\Delta E = \left[\frac{\Delta MD - STL}{2} \right] \cdot [\sin(I_1) - \cos(A_1)] + \sin(I_2) \cdot \cos(A_2) + STL \cdot \sin(I_2) \cdot \sin(A_2) \dots \dots \dots (3.46)$$

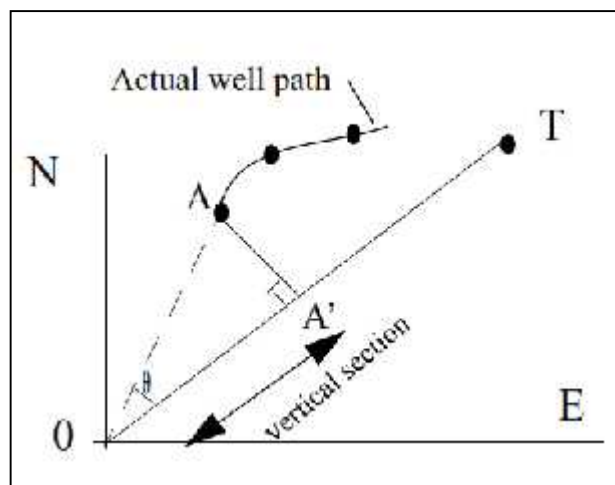
Keterangan : STL = panjang perlatan survey



Gambar 3.39. Metoda Mercury⁹⁾

3.6.7. Vertical Section

Profil vertical pada sumur didefinisikan sebagai suatu bidang yang dibatasi oleh garis lurus dari permukaan hingga target. Arah ini digambarkan sebagai azimuth bagian vertical atau arah target. Total perpindahan horizontal dari sumur yang diproyeksikan ke bidang ini yang disebut *Vertical Section*. Koordinat easting dan norting dari titik survey dapat diplot pada bidang horizontal seperti yang terlihat pada **Gambar 3.40**.



Gambar 3.40. Ilustrasi Vertical Section¹²⁾

Garis yang digabungkan pada titik di trajectory sesungguhnya pada bidang horizontal. *Vertical view* dari profil sumur dihasilkan dari proyeksi semua titik pada bidang horizontal ke bidang yang memiliki referensi awal (permukaan = O) dan target (T) . Garis OT pada **Gambar 3.40**. adalah arah target.

Pada perhitungan survey akan menghasilkan perhitungan Easting (E_A) dan Norting (N_A) seperti titik A pada **Gambar 3.40**. Panjang dari OA juga disebut Closure dari titik A yang dinyatakan pada **Persamaan 3.47**.

$$OA = \sqrt{\Delta N_A^2 + \Delta E_A^2} \dots\dots\dots(3.47)$$

Titik closure adalah jarak horizontal terdekat dari titik survey tertentu kembali pada titik referensi. Panjang proyeksi garis PA ke garis OT adalah garis OA'. Panjang OA' adalah vertical section yang dinyatakan pada **Persamaan 3.48**.

$$\text{Vertical section} = OA' = OA \cos\theta \dots\dots\dots(3.48)$$

Dimana untuk menghitung menggunakan **persamaan 3.49**. sebagai berikut :

$$\theta = \text{target bearing} - \text{atan}\left(\frac{\Delta E}{\Delta N}\right) \dots\dots\dots (3.49)$$

Target bearing = Azimut pada target

3.7. Penembusan Formasi Pemboran

Dari faktor formasi , terdapat beberapa jenis batuan yang biasa ditemui saat melakukan pemboran minyak dan gas bumi. Beberapa jenis batuan tersebut adalah : Batu Pasir , Batu Lempung , Batu Gamping , Batubara , dan Batu Lanau

- Batu Pasir

Batu pasir merupakan batuan sedimen yang tersusun oleh dari butiran – butiran mineral ukuran 0.1 mm hingga 2.0 mm . Mineral penyusunnya pun dapat berupa feldspar atau pun kuarsa. Batuan ini dapat berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon karena memiliki porositas dan permeabilitas yang baik. Batuan ini memiliki kekerasan sedang .

- Batu Lempung

Batuan lempung adalah batua yang tersusun oleh partikel mineral berkerangka dasar silikat yang berdiameter kurang dari 0.04 mm Lempung mengandung leburan silika dan/atau aluminium yang halus. Unsur-unsur ini, silikon, oksigen, dan aluminium adalah unsur yang paling banyak menyusun kerak bumi. Lempung terbentuk dari proses pelapukan batuan silika oleh asam karbonat dan sebagian dihasilkan dari aktivitas panas bumi. Lempung membentuk gumpalan keras saat kering dan lengket apabila basah terkena air. Sifat ini ditentukan oleh jenis mineral lempung yang mendominasinya.

Mineral lempung digolongkan berdasarkan susunan lapisan oksida silikon dan oksida aluminium yang membentuk kristalnya. Golongan 1:1 memiliki lapisan satu oksida silikon dan satu oksida aluminium, sementara golongan 2:1 memiliki dua lapis golongan oksida silikon yang mengapit satu lapis oksida aluminium. Mineral lempung golongan 2:1 memiliki sifat elastis yang kuat, menyusut saat kering dan memuai saat basah. Karena

perilaku inilah beberapa jenis tanah dapat membentuk kerutan-kerutan atau "pecah-pecah" bila kering. Batuan ini dapat berpotensi menjadi batuan tudung pada reservoir karena memiliki sifat yang impermeabel.

- Batu Gamping

Batu ini adalah sebuah batuan sedimen yang terdiri dari mineral kalsit dan aragonit, yang merupakan dua varian yang berbeda dari CaCO_3 (kalsium karbonat). Sumber utama dari calcite adalah organisme laut. Organisme ini mengeluarkan shell yang keluar ke air dan terdeposit di lantai samudra. Batu ini memiliki porositas yang sangat kecil dan permeabilitas yang kurang baik. Batuan ini termasuk batuan keras. Batu Gamping dapat menjadi reservoir jika ada retakan. Retakan pada batu ini dapat berpotensi menjadi reservoir karena retakannya dapat menjadi tempat terakumulasi hidrokarbon.

- Batubara

Batubara adalah batuan sedimen yang dapat terbakar, terbentuk dari endapan organik, utamanya adalah sisa-sisa tumbuhan dan terbentuk melalui proses pembatubaraan. Unsur-unsur utamanya terdiri dari karbon, hidrogen dan oksigen. Batu bara juga adalah batuan organik yang memiliki sifat-sifat fisika dan kimia yang kompleks yang dapat ditemui dalam berbagai bentuk. Analisis unsur memberikan rumus formula empiris seperti $\text{C}_{137}\text{H}_{97}\text{O}_9\text{NS}$ untuk bituminus dan $\text{C}_{240}\text{H}_{90}\text{O}_4\text{NS}$ untuk antrasit. Batu ini termasuk batu yang lunak dan mudah pecah.

- Batu Lanau

Batulanau adalah batuan sedimen klastik. Seperti namanya, batulanau terdiri dari (lebih dari 2/3 nya) partikel-partikel berukuran lanau, yang merupakan butiran berukuran 2–62 μm atau 4 hingga 8 dalam skala Krumbein phi (ϕ). Batulanau berbeda secara signifikan dari batupasir dalam hal pori-porinya yang lebih kecil dan kecenderungan lebih tinggi untuk mengandung fraksi lanau yang signifikan. Meskipun sering tertukar dengan istilah serpih (shale), batulanau tidak memiliki fisilitas dan laminasi yang khas dari shale. batulanau mungkin berisi kongresi-kongresi.

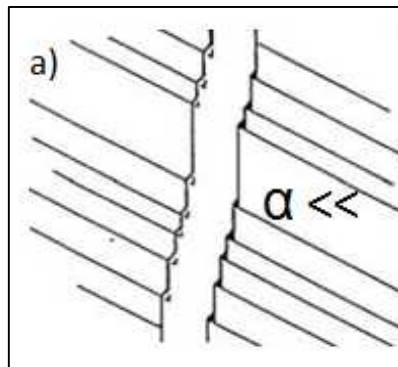
Stratifikasi batulanau akan jelas dan dapat dibedakan dengan shale apabila tidak menyerpih. Batu ini merupakan batuan yang lunak dan dan impermiabel.

Dalam kaitannya formasi dengan pemboran berarah , terdapat tiga teori yang dapat berpotensi untuk menyebabkan terjadinya penyimpangan sumur diantaranya adalah *Miniature Whipstock Theory*, *Formation Drillability Theory* dan Formasi Dengan Bidang Perlapisan .

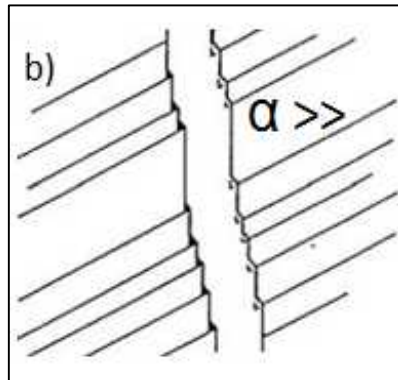
3.7.1. Miniature Whipstock Theory

Penembusan *bit* pada formasi akan meninggalkan suatu baji kecil yang dapat bertindak sebagai *whipstock* kecil yang dapat membelokkan lubang bor. Teori ini disebut dengan *miniature whipstock theory*, α () adalah inklinasi yang terbentuk dari seperti terlihat pada **Gambar 3.41** dan **Gambar 3.42**.

- Pada **Gambar 3.41**, Apabila Sudut yang terbentuk dari bidang tegak lurus mengecil, maka Nilai *Alpha* () Mengecil.
- Pada **Gambar 3.42**. Apabila Sudut yang terbentuk dari bidang tegak lurus membesar, maka Nilai *Alpha* () Membesar.



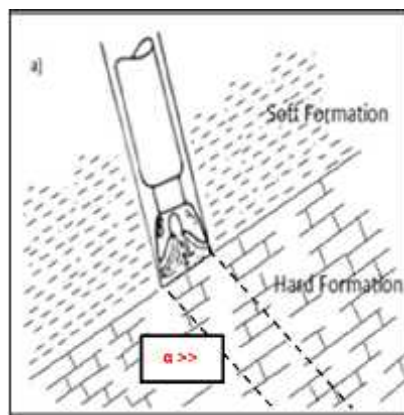
Gambar 3.41 Miniature Whipstock Theory (\ll)¹⁰



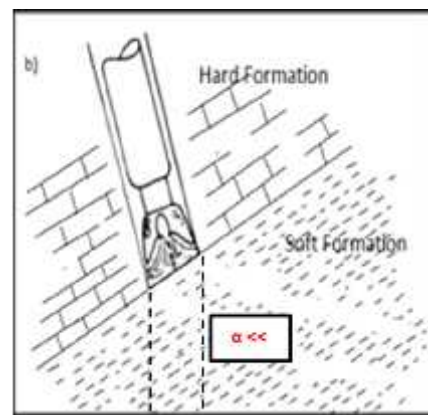
Gambar 3.42. Miniature Whipstock Theory (\gg)¹⁰⁾

3.7.2. Formation Drillability Theory

Pada formasi dengan pelapisan berganti dari lunak ke keras atau dari keras ke lunak akan menyebabkan *bit* ditahan dengan berat sebelah pada kedua sisinya sehingga *bit* akan terperosok ke salah satu sisi dan mengakibatkan bengkoknya lubang bor. Teori ini disebut dengan *formation drillability theory*, seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.43** dan **Gambar 3.44**.



Gambar 3.43. Formation Drillability Theory (Soft-Hard)¹²⁾



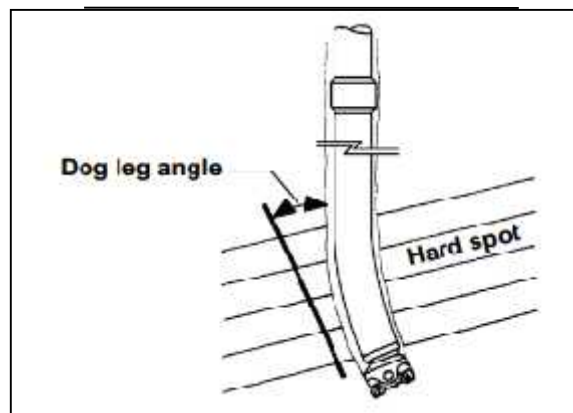
Gambar 3.44. Formation Drillability Theory (Hard-Soft)¹²⁾

- Pada **Gambar 3.43**, Apabila *bit* mengebor dari formasi lunak menuju formasi keras maka menyebabkan sudut inklinasi (\gg) membesar.
- Pada **Gambar 3.44**, Apabila *bit* mengebor dari formasi keras menuju formasi lunak maka menyebabkan sudut inklinasi (\ll) mengecil.

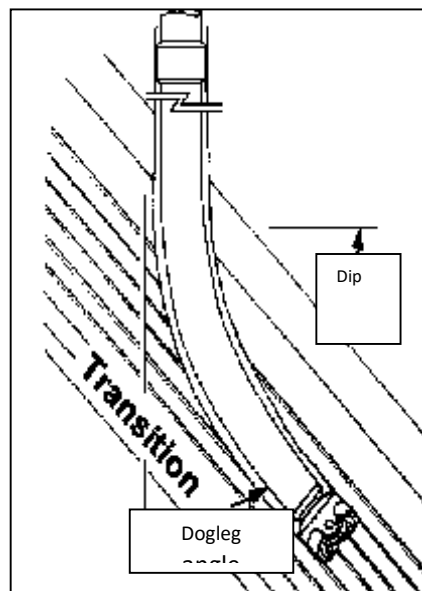
3.7.3. Formasi dengan Bidang Perlapisan

Pada formasi dimana kemiringan bidang perlapisan lebih besar dari 45° , maka *bit* cenderung mengikuti bidang perlapisan, dimana :

- Apabila Kemiringan bidang perlapisan $> 45^\circ$ maka Sudut *Alpha* () Membesar, seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.45** dan **Gambar 3.46**
- Apabila Kemiringan bidang perlapisan $< 45^\circ$ maka Sudut *Alpha* () Mengecil.



Gambar 3.45. Formasi dengan Bidang Perlapisan $> 45^\circ$ ³⁾

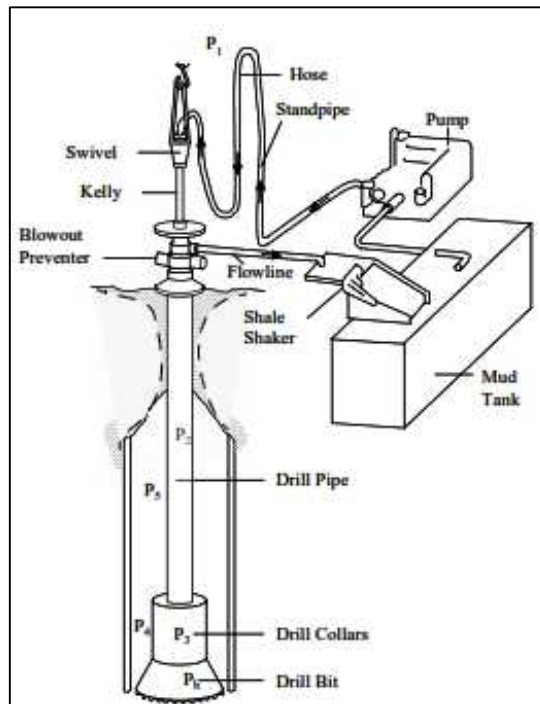


Gambar 3.46. Kecenderungan Bit mengikuti formasi dengan Bidang Perlapisan $> 45^\circ$ ³⁾

3.8 . Hidrolika Lumpur Pemboran

Lumpur pemboran merupakan komponen penting dalam proses pemboran . Lumpur pemboran memiliki fungsi utama yaitu menahan tekanan formasi dan mengangkat cutting kepermukaan. Sebagai fungsi segai media pengangkat cutting , penggunaan lumpur pemboran tidak dapat lepas dari faktor hidroliknya . Fungsi utama dari hidrolika lumpur adalah pebersihan lubang bor dan pengangkatan cutting pemboran .Dengan penggunaan hidrolika yang tepat maka cutting dapat terangkat secara efektif dan terhindar dari beberapa masalah pemboran seperti pemboran cutting berulang – ulang (regreding) yang menyebabkan ROP yang kecil , pipa terjepit dan penyimpangan trajectory pada pemboran berarah.

Sirkulasi pada lumpur pemboran menyebabkan terjadinya kehilangan tekanan pada sistem hidrolika. Kehilangan tekanan ini merupakan parameter penting dalam menganalisa hidrolika lumpur . Kehilangan tekanan dapat terjadi di beberapa bagian sistem pemboran. Seperti yang terlihat pada **Gambar 3.47** kehilangan tekanan yang terjadi pada **P₁** yaitu pada permukaan (Standpipe , hose , swivel , Kelly dan flowline) , **P₂** dan **P₃** yaitu didalam drillstring , **P_b** yaitu pada bit dan **P₄** dan **P₅** yaitu pada analus lubang bor.



Gambar 3.47 Sistem Sirkulasi Lumpur Pemboran.⁸⁾

Hidrolika lumpur dipengaruhi oleh 3 faktor, yaitu: tekanan parasitik, hidrolika pahat, dan pengangkatan cutting (cutting transport).

Analisa kehilangan tekanan parasitik (ΔP_c) dan hidrolika pahat sangat berperan penting untuk menentukan besarnya tekanan dan tenaga pompa lumpur yang dibutuhkan pada sistem sirkulasi. Hidrolika pahat nantinya akan digunakan untuk menentukan besarnya kehilangan tekanan pada pahat (ΔP_b) saat lumpur keluar dari nozzle, sehingga besarnya tekanan pompa (P_p) yang dibutuhkan sistem sirkulasi dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$P_p = \Delta P_c + \Delta P_b \dots \dots \dots (3.50)$$

Dimana :

P_p : Tekanan Pompa , psi

ΔP_c : Kehilangan Tekanan Parasitik , psi

ΔP_b : Kehilangan Tekanan pada Pahat, psi

3.8.1. Kehilangan Tekanan Parastik

Kehilangan tekanan parasitik (ΔP_c) adalah total kehilangan tekanan akibat friksi pada sistem sirkulasi atau jumlah dari semua kehilangan tekanan kecuali pada bit. Untuk menentukan besarnya tekanan parasitik dapat dilakukan dengan dua metode pendekatan, yaitu: metode analitis dan metode empiris.

A. Metode Analitik

Untuk menentukan besarnya tekanan parasitik dengan metode ini dilakukan dengan cara menghitung masing-masing kehilangan tekanan yang diakibatkan oleh gesekan/friksi pada sistem sirkulasi. Kehilangan tekanan tersebut terdiri dari tiga, yaitu: kehilangan tekanan pada pipa permukaan (ΔP_{fs}), kehilangan tekanan pada drillstring (ΔP_{fd}), dan kehilangan tekanan pada annulus (ΔP_{fa}), sehingga tekanan parasitik (ΔP_c) dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\Delta P_c = \Delta P_{fs} + \Delta P_{fd} + \Delta P_{fa} \dots \dots \dots (3.51)$$

Keterangan :

ΔP_{fsc} : Kehilangan Tekanan pada Permukaan, psi

ΔP_{fds} : Kehilangan Tekanan pada Drillstring, psi

ΔP_{fa} : Kehilangan Tekanan pada Annulus, psi

1. Kehilangan Tekanan di Permukaan

Sistem Perhitungan kehilangan tekanan di permukaan dimulai dengan penentuan jenis / kelas dari peralatan sirkulasi di permukaan. Ini termasuk standpipe, rotary hose, swivel, dan kelly (jika ada). Meskipun hampir tidak pernah konsisten, empat jenis kelas telah diakui oleh IADC sebagai yang paling umum. Jenis kelas yang diakui tersebut dilihat pada **Tabel III.1** .

Tabel III.1

Type Surface Equipment & Spesifikasi Rig ⁸⁾

| Surface eq. type | Stand pipe | | Rotary hose | | 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 |

Tabel III.2

Type Surface Equipment ⁸⁾

| Surface equipment type | Value of E | |
|------------------------|----------------------|----------------------|
| | Imperial units | Metric units |
| 1 | 2.5×10^{-4} | 8.8×10^{-6} |
| 2 | 9.6×10^{-5} | 3.3×10^{-6} |
| 3 | 5.3×10^{-5} | 1.8×10^{-6} |
| 4 | 4.2×10^{-5} | 1.4×10^{-6} |

Untuk menghitung kehilangan tekanan pada pipa permukaan terlebih dahulu menentukan nilai konstanta kehilangan tekanan (E) yang dapat dilihat pada **Tabel III.2** . Kehilangan tekanan pada permukaan dapat dihitung dengan **persamaan 3.52**:

$$\Delta P_{fsc} = E (mw)^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \dots\dots\dots (3.52)$$

Keterangan :

ΔP_{fsc} = Kehilangan Tekanan di Permukaan , psi

E = Konstanta dari Type Peralatan di Permukaan.

Mw = Mud Weight , lb/gal

Q = Laju Alir Lumpur , gpm

PV = Plastic Viscosity ,cp

2. Kehilangan Tekanan Di Drillstring.

Setelah melewati peralatan permukaan, fluida pemboran akan mengalir melalui drillstring. Dalam perhitungan hidrolik, bagian-bagian dari sistem sirkulasi dianggap berada dalam lingkaran pipa. Untuk menghitung kehilangan tekanan yang terjadi di dalam drillstring , pertama-tama menentukan pola aliran yang terjadi didalam drill string, dengan cara menghitung kecepatan lumpur didalam pipa (V_p) dan kecepatan kiritikal lumpur (V_c). Aliran Laminer terjadi apabila kecepatan fluida dibawah dari kecepatan kritikalnya ($V < V_c$) sedangkan pola aliran turbulen terjadi apabila kecepatan fluidanya lebih besar dibandingkan kecepatan kritikalnya (V_c)

Kecepatan fluida dalam drillstring dapat ditentukan dengan menggunakan **Persamaan 3.53** sebagai berikut.

$$V_p = \frac{24.5 \times Q}{ID^2} \dots\dots\dots (3.53)$$

Keterangan :

Q = Laju Alir Lumpur , gpm

ID = Diameter Dalam Pipa , inch

Kecepatan kritisal fluida dihitung dengan **Persamaan 3.54** :

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2 \rho \times L^2 \times Y}}{\rho \times L} \dots\dots\dots(3.54)$$

Keterangan :

Vc = Kecepatan kritisal fluida (*critical velocity*), fpm

= Densitas lumpur, ppg

ID = Diameter rangkaian pipa (string), inch

Jika nilai dari kecepatan lumpur dalam pipa (V_p) lebih besar dari kecepatan kritisal fluida (V_c), maka pola aliran yang terjadi adalah aliran *turbulent*.

Persamaan 3.55 menunjukkan kehilangan tekanan yang terjadi didalam string dengan pola aliran yang terjadi adalah aliran *turbulent*.

$$\Delta P_{fds} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{ID^{4.8}} \times \cos r \dots\dots\dots(3.55)$$

Keterangan :

ΔP_{fds} = Kehilangan tekanan didalam drillstring , psi

L = Panjang Section , ft

ID = Diameter Dalam Pipa , inch

= Densitas Lumpur, ppg

Q = Laju Alir Lumpur, gpm

PV = *Plastic viscosity*, cp

r = Inklinasi Lubang Bor , °

Jika nilai dari kecepatan lumpur dalam pipa (V_p) lebih kecil dari kecepatan kritisal fluida (V_c), maka pola aliran yang terjadi adalah aliran *laminer*. **Persamaan 3.56** menunjukkan kehilangan tekanan yang terjadi didalam string dengan pola aliran yang terjadi adalah aliran *laminer* .

$$\Delta P_{fds} = \left(\left(\frac{L \times PV \times V_p}{60000 \times ID^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times ID} \right) \right) \times \cos r \dots\dots\dots(3.56)$$

Keterangan :

ΔP_{fds} = Kehilangan tekanan didalam drillstring , psi

L = Panjang Section ,ft

PV = *Plastic Viscosity*, cp

V_p = Kecepatan Alir Lumpur di dalam Pipa , fpm

ID = Inside Diameter Pipa , inch

YP = *Yield Point*, (lbf/100ft²)

r = Inklinasi Lubang Bor °

3. Kehilangan Tekanan Di Annulus

Perhitungan hidrolik dilanjutkan dengan penentuan jumlah kehilangan tekanan dalam annulus. Untuk menentukan pola aliran yang terjadi , maka perlu dilakukan perhitungan kecepatan aliran lumpur pada annulus (V_a) dan kecepatan kritikal fluida (V_c) sebagai berikut:

$$V_a = \frac{24.5 \times Q}{Dh^2 - OD^2} \dots\dots\dots(3.57)$$

Keterangan :

Q = Laju Aliran Lumpur, gpm

Dh = Diameter Lubang Bor,inch

OD = Outside Diameter Pipa, inch

Kecepatan kritikal fluida dihitung dengan **Persamaan 3.58** :

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \dots\dots\dots(3.58)$$

Keterangan :

V_c = Kecepatan kritis fluida (*critical velocity*), fpm

PV = Plastic Viscosity , cp

= Densitas Lumpur, ppg

D_e = Diameter Hole – Outside Diameter Sring (Dh-OD), inch

Jika nilai dari kecepatan aliran lumpur di annulus (V_a) lebih besar dari kecepatan kritis fluida (V_c), maka pola aliran yang terjadi adalah aliran *turbulent*.

Persamaan 3.59 menunjukkan kehilangan tekanan yang terjadi didalam string dengan pola aliran yang terjadi adalah aliran *turbulent*.

$$\Delta P_{fa} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{(Dh - OD)^3 \times (Dh + OD)^{1.8}} \times \cos r \dots\dots\dots(3.59)$$

Keterangan :

ΔP_{fa} = Kehilangan tekanan dengan *turbulent flow* , psi

L = Panjang Section, ft

= Densitas Lumpur, ppg

r = Inklinasi Lubang Bor °

Jika nilai dari kecepatan aliran lumpur di annulus (V_a) lebih kecil dari kecepatan kritis fluida (V_c), maka pola aliran yang terjadi adalah aliran *laminer*.

Persamaan 3.60 menunjukkan kehilangan tekanan yang terjadi didalam string dengan pola aliran yang terjadi adalah aliran *laminer*.

$$\Delta P_{fa} = \left(\left(\frac{L \times PV \times V_a}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos r \dots\dots\dots(3.60)$$

Keterangan :

ΔP_{fa} = Kehilangan tekanan dengan *laminar flow*, psi

L = Panjang Section ,ft

PV = *Plastic Viscosity*, cp

V_a = Kecepatan Alir Lumpur di Annulus , fpm

D_e = Diameter Hole – Outside Diameter Sring (Dh-OD), inch

YP = *Yield Point*, (lbf/100ft²)

γ = Inklinasi Lubang Bor , °

B. Metode Empiris

Pendekatan perhitungan kehilangan tekanan parasitik dengan menggunakan metode empiris dilakukan melalui percobaan yang didasarkan pada kehilangan tekanan akibat friksi/gesekan sebagai fungsi dari laju alir. Jika dari metode analitis pada **persamaan 3.51** dijabarkan dengan mensubstitusi **persamaan 3.53** , **persamaan 3.55** dan **persamaan 3.59** maka akan didapat persamaan sebagai berikut :

$$\Delta P_c = \Delta P_{fs} + \Delta P_{fi} + \Delta P_{fi}$$

$$\Delta P_c = E (mw)^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} + \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{ID^{4.8}} \times \cos \gamma + \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{(Dh - OD)^3 \times (Dh + OD)^{1.8}} \times \cos \gamma$$

lalu Q dikelurakan dari persamaan sehingga persamaan menjadi seperti berikut :

$$\Delta P_c = \left(E (mw)^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} + \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times PV^{0.2} \times L}{ID^{4.8}} \times \cos \gamma + \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times PV^{0.2} \times L}{(Dh - OD)^3 \times (Dh + OD)^{1.8}} \times \cos \gamma \right) \times Q^{1.8}$$

Dari penjabaran , maka dapat terlihat bahwa variable – variable yang berada didalam kurung merupakan variabel –variabel tetap sehingga variable tersebut dapat dikelompokkan menjadi sebuah konsanta yang disebut **Kp** . Sedangkang pangkat dari Q merupakan eksponen konsanta aliran yang disebut **m** , dimana berdasarkan penjabaran metode analitis diatas $m = 1.8$. Dengan begitu , maka persamaan kehilangan tekanan parasitik dapat ditulis sebagai berikut :

$$\Delta P_c = KpQ^m \dots\dots\dots(3.61)$$

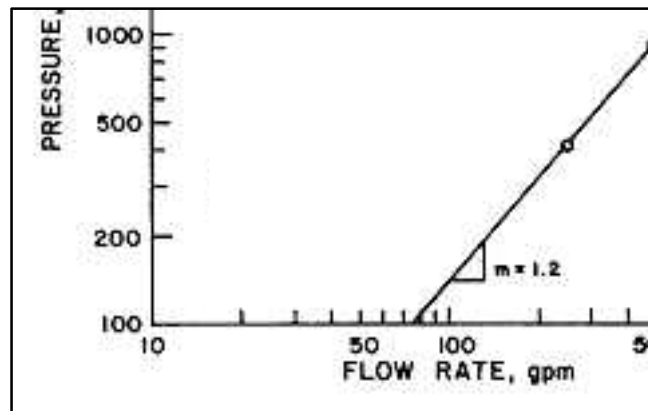
Keterangan:

- m : Konstanta Aliran, (Menurut buku Bourgoyne , umumnya 1.75²⁾)
- Kp : Konstanta *Mud Properties and Well Geometry*²⁾)

Jika **persamaan 3.61** dilogkan , maka akan membentuk suatu persamaan garis lurus sebagai berikut:

$$\text{Log } \Delta P_c = \log K_p + m \log Q \dots\dots\dots(3.62)$$

Apabila nilai ΔP_c dan Q diplotkan dengan skala log ΔP_c (sumbu y) Vs log Q (sumbu x), besarnya konstanta eksponen aliran (m) merupakan slope dan besarnya Kp merupakan intercept atau ΔP_c saat Q sama dengan satu dari garfik tersebut seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.48**. Untuk mendapatkan nilai konstanta m dan Kp yang akurat sebaiknya menggunakan beberapa nilai Q dan ΔP_c yang berbeda dari hasil *slow rate pump test* yang kemudian ditentukan trendlinenya. Dimana *slow rate pump test* merupakan test yang dilakukan dilapangan dengan mengalirkan lumpur pada sistem pemboran untuk mengetahui kehilangan tekanan parasitik yang terjadi pada setiap harga laju alir (Q) yang berbeda-beda.



Gambar 3.48. Grafik log ΔP_c vs log Q²⁾

Nilai konstanta aliran (m) dapat ditentukan dari grafik pada **Gambar 3.48** dengan **Persamaan (3.63)**:

$$m = \frac{\log (\Delta P_{c2}) - \log (\Delta P_{c1})}{\log (Q_2) - \log (Q_1)}$$

$$m = \frac{\log \left(\frac{\Delta P_{c2}}{\Delta P_{c1}} \right)}{\log \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)} \dots\dots\dots(3.63)$$

Keterangan :

ΔP_{c1} : Tekanan Parasitik pada Kondisi Pertama, psi

ΔP_{c2} : Tekanan Parasitik pada Kondisi Kedua, psi

Q_1 : Laju Alir Fluida pada Kondisi Pertama, gpm

Q_2 : Laju Alir Fluida pada Kondisi Kedua, gpm

Nilai K_p dapat ditentukan dengan membaca intercept pada grafik atau menggunakan **Persamaan (3.64)** dengan mensubstitusikan nilai ΔP_c , Q , dan nilai m yang telah diketahui.

$$\begin{aligned} K_p &= \Delta P_{c1} Q_1^{-m} \text{ atau} \\ &= \Delta P_{c2} Q_2^{-m} \dots\dots\dots(3.64) \end{aligned}$$

3.8.2. Kehilangan Tekanan di Bit

Kehilangan tekanan pada bit dapat terjadi karena friksi dan ukuran nozzle bit tersebut. Kehilangan tekanan pada bit dapat dijadikan parameter optimalnya suatu sistem hidrolika lumpur . Untuk menghitung kehilangan tekanan pada bit dapat dilakukan dengan 2 metode yaitu analitik dan empiris

A. Metode Analitik

Metode ini menghitung kehilangan tekanan pada bit secara matematis bersarakan parameter – parameter yang berpengaruh. Untuk menghitung kehilangan tekanan pada bit , dapat menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\Delta P_b = \frac{8.3 \times 10^{-5} \rho Q^2}{C_d^2 A_n^2} \dots\dots\dots(3.65)$$

Keterangan :

ρ = Densitas , ppg

Q = Laju Alir Lumpur , gpm

C_d = Faktor koreksi , menurut teori (0.95^2)

A_n = Luas Area Alir pada Bit , sq-inch

Kehilangan tekanan pada bit juga dapat dicari dengan mengetahui kehilangan tekanan parasitic dengan persamaan sebagai berikut:

$$\Delta P_b = P_{pt} - \Delta P_p \dots\dots\dots(3.66)$$

B. Metode Empiris

Metode empiris menghitung kehilangan tekanan berdasarkan percobaan yang dilakukan yang diformulasikan dalam suatu persamaan. Dalam analisa hidrolika pahat ,perlu mempertimbangkan besarnya daya pada pahat suatu pemboran untuk mengoptimalkan ROP pemboran dan pengangkatan cutting. Pada metode ini ada 2 prinsip dalam mengoptimalkan hidrolika pahat dimana prinsip satu dengan lainnya berbeda dalam hal anggapan-anggapannya. Kedua prinsip tersebut adalah Hydraulic Horse Power (BHHP) dan Bit Hydraulic Impact (BHI). Namun, sebelum menentukan penggunaan salah satu metode tersebut, perlu menentukan faktor pendukung lainnya seperti Bit Nozzle Selection dan Jet Velocity agar hidrolika berjalan dengan optimal

1. Bit Nozzle Selection

Untuk memperoleh pembersihan dasar lubang bor yang optimum, maka perlu dilakukan pemilihan kombinasi nozzle. Dari laju alir lumpur pemboran dan kehilangan tekanan pada bit dapat ditentukan luas tota nozzle (A_n) dengan **Persamaan 3.67** pada halaman berikutnya :

$$A = \left(\frac{P_{in} q^2}{\Delta P_{Eo}} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(3.67)$$

Sedangkan ukuran nozzle (d_n) dapat dihitung menggunakan **Persamaan 3.68**:

$$d_n = 32 \left(\frac{A A_n}{x \pi} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(3.68)$$

Keterangan :

x = jumlah nozzle yang digunakan

2. Metode Jet Velocity

Metode jet velocity adalah metode yang memaksimalkan kecepatan semburan lumpur saat keluar dari nozzle (V_n) untuk memperoleh pembersihan dasar lubang bor yang optimal. Prinsip metode ini, semakin besar kecepatan semburan yang terjadi di bit akan semakin besar efektifitas pembersihan dasar lubang bor. Kecepatan pancaran maksimum lumpur saat bergerak melalui nozzle terjadi ketika kehilangan tekanan pada pahat maksimum. Kehilangan tekanan pada

pahat maksimum terjadi ketika kehilangan tekanan akibat friksi / tekanan parasitic minimum dan tekanan parasitik minimum ketika laju alir minimum. Laju alir lumpur minimum (q_{\min}) biasanya didasarkan pada kecepatan slip (V_s) cutting di annulus dan harus lebih besar dari kecepatan slip cutting tersebut. Menurut *Neal J. Adams* dalam bukunya yang berjudul “*Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*”, kecepatan aliran di annulus minimal (V_{\min}) dua kali lebih besar dari kecepatan slip cutting yang dapat ditentukan dengan **Persamaan (3.69)**.

$$V_{\min} = 2V_s \dots\dots\dots(3.69)$$

Laju alir lumpur minimum (q_{\min}) yang dibutuhkan untuk dapat mengangkat cutting ke permukaan dapat ditentukan menggunakan persamaan:

$$q_{\min} = A \times V_{\min} \dots\dots\dots(3.70)$$

Keterangan:

V_{\min} = Kecepatan Lumpur Minimum di Annulus, fpm

A = Luas Anulus , ft²

q_{\min} = Laju Alir Lumpur Minimum, ft³/min

Untuk menentukan besarnya kecepatan lumpur saat keluar dari nozzle digunakan **Persamaan (3.71)** :

$$V_n = C_d \sqrt{\frac{\Delta P}{8,0 \times 10^{-4} \rho_m}} \dots\dots\dots(3.71)$$

Substitusikan **Persamaan (3.65)** ke **Persamaan (3.71)**, sehingga diperoleh **Persamaan 3.72** :

$$V_n = 0,321 \frac{q}{A_n} \dots\dots\dots(3.72)$$

Keterangan:

V_n = Kecepatan Lumpur Saat Melewati Nozzle, fpm

C_d = Discharge Coefficient (0,95)

3. Bit Hydraulic Horse Power (BHHP)

Konsep BHHP cocok digunakan untuk pemboran pada sumur vertikal dan jenis batumannya keras dengan pertimbangan gaya gravitasi. Untuk dapat mengetahui besar optimal presentase kehilangan daya pada Bit terhadap daya pompanya berdasarkan konsep Horse Power pada Bit, maka dilakukan perhitungan dengan menggunakan melakukan penurunan rumus seperti dibawah ini.

$$P_{bit} = P_{pump} - P_c \dots\dots\dots(3.73)$$

$$P_c = K_p Q^m \dots\dots\dots(3.74)$$

Keterangan :

P_{pump} = Tekanan pompa, psi

P_c = Tekanan Parasitic, psi

P_{bit} = Kehilangan Tekanan pada Bit, psi

K_p = Konstanta *Mud Properties and Well Geometry* ²⁾

Q = Laju Alir Lumpur, gpm

m = Konstanta Aliran, (Menurut buku Bourgoyne, umumnya 1.75^2)

Hidrolik *horsepower* didasarkan pada teori bahwa pengangkatan cutting dari bawah dilakukan dengan memberikan kekuatan atau daya yang besar di dasar lubang. Jumlah kehilangan tekanan pada bit atau penurunan tekanan di bit sangat penting diketahui dalam menentukan hidrolik *horsepower*, maka digunakan persamaan daya pada Bit (**Persamaan 3.75.**) untuk dapat mengetahui optimasi kehilangan tekanan pada Bit.

$$HP_{bit} = \frac{\Delta P}{1} \times Q \dots\dots\dots(3.75)$$

Substitusikan **Persamaan 3.73** kedalam **Persamaan 3.75.**

$$HP_{bit} = \frac{(P - \Delta P)}{1} \times Q \dots\dots\dots(3.76)$$

Substitusikan **Persamaan 3.74.** kedalam **Persamaan 3.76.**

$$HP_{bit} = \frac{(P - K^m)}{1} \times Q \dots\dots\dots(3.77)$$

$$HP_{bit} = \frac{(qP - K Q^{m+1})}{1} \dots\dots\dots(3.78)$$

Untuk mendapatkan besar *Horsepower* optimum, maka dilakukan diferensiasi *Horsepower* terhadap laju alir.

$$\frac{dH}{dq} = \frac{P - K (m+1) Q^m}{1} = 0 \dots\dots\dots(3.79)$$

$$P_{pump} = Kp (m+1) Q^m \dots\dots\dots(3.80)$$

Substitusikan **Persamaan 3.74**. kedalam **Persamaan 3.80**.

$$P_{pump} = (m+1) P_c \dots\dots\dots(3.81)$$

$$P_c = \frac{1}{m+1} P_{pump} \dots\dots\dots(3.82)$$

Substitusikan **Persamaan 3.82** kedalam **Persamaan 3.72**

$$P_{pump} = \frac{1}{m+1} P_{pump} + P_{bit} \dots\dots\dots(3.83)$$

$$P_{bit} = P_{pump} - \frac{1}{m+1} P_{pump} \dots\dots\dots(3.84)$$

$$\% P_{bit} = (P_{pump} - \frac{1}{m+1} P_{pump}) \times 100\% \dots\dots\dots(3.85)$$

Dengan menggunakan **Persamaan 3.85**. kita dapat mengetahui besar presentase kehilangan tekanan pada bit terhadap tekanan pompanya yang optimal. Jika nilai $m = 1,75$, maka besarnya $\Delta P_{b_{opt}} = 0,636 P_{max}$ atau 63,6% dari tekanan pompa maksimum untuk kondisi pembersihan dasar lubang bor yang optimum

4. Bit Hydraulic Impact (BHI)

Untuk konsep BHI sesuai digunakan pada pemboran sumur berarah dan jenis batuan yang kekerasannya menengah. Untuk dapat mengetahui besar optimal presentase kehilangan daya pada Bit terhadap daya pompanya berdasarkan konsep Impact, maka dilakukan perhitungan dengan menggunakan melakukan penurunan rumus seperti dibawah ini.

$$P_{pump} = P_c + P_{bit} \dots\dots\dots(3.86)$$

$$P_{bit} = P_{pump} - P_c \dots\dots\dots(3.87)$$

$$P_c = KpQ^m \dots\dots\dots(3.88)$$

Keterangan :

- P_{pump} = Tekanan Pompa, psi
 P_c = Tekanan Parasitic, psi
 P_{bit} = Kehilangan Tekanan pada Bit, psi
 K_p = Konstanta *Mud Properties and Well Geometry* ²⁾
 Q = Laju Alir Lumpur, gpm
 m = Konstanta, (Menurut buku Bourgoyne , umumnya 1.75^2)

Hidrolik (Jet) Impact Force didasarkan pada teori bahwa pengangkatan cutting yang terbaik yaitu dari bawah bit ketika gaya tumbukan dari fluida meninggalkan jet nozzle dan menggerus dasar lubang, maka digunakan persamaan *Impact Force* untuk dapat mengetahui optimasi kehilangan tekanan pada Bit.

$$F_j = 0.01823 C_d Q \sqrt{\rho \Delta P_{\text{bit}}} \dots \dots \dots (3.89)$$

Substitusikan **Persamaan 3.87.** kedalam **Persamaan 3.89.**

$$F_j = 0.01823 C_d Q \sqrt{\rho (P_{\text{pump}} - \Delta P_c)} \dots \dots \dots (3.90)$$

Substitusikan **Persamaan 3.88.** kedalam **Persamaan 3.90.**

$$F_j = 0.01823 C_d Q \sqrt{\rho P_{\text{pump}} - K Q^m} \dots \dots \dots (3.91)$$

$$F_j = 0.01823 C_d \sqrt{\rho Q^2 P_{\text{pump}} - K Q^{m+2}} \dots \dots \dots (3.92)$$

Untuk mendapatkan nilai *Impact Force* yang optimum, maka dilakukan diferensiasi *Impact Force* terhadap laju alir.

$$\frac{dF}{dq} = 0.009115 C_d \frac{[2\rho P_{\text{pump}} - (m+2)\rho K Q^{m+1}]}{\sqrt{\rho Q^2 P_{\text{pump}} - K Q^{m+2}}} = 0 \dots \dots \dots (3.93)$$

$$2\rho P_{\text{pump}} Q - (m+2)\rho K Q^{m+1} = 0 \dots \dots \dots (3.94)$$

$$\rho Q (2 P_{\text{pump}} - (m+2)\rho K Q^m) = 0 \dots \dots \dots (3.95)$$

$$2 P_{\text{pump}} - (m+2) K Q^m = 0 \dots \dots \dots (3.96)$$

Substitusikan **Persamaan 3.88.** kedalam **Persamaan 3.96.**

$$2 P_{\text{pump}} - (m + 2)\Delta P_c = 0 \dots\dots\dots(3.97)$$

$$\Delta P_c = P_{\text{pump}} \frac{2}{m+2} \dots\dots\dots(3.98)$$

Substitusikan **Persamaan 3.98** kedalam **Persamaan 3.87**

$$P_{\text{pump}} = \frac{2}{m+2} P_{\text{pump}} + P_{\text{bit}} \dots\dots\dots(3.99)$$

$$P_{\text{bit}} = P_{\text{pump}} - \frac{2}{m+2} P_{\text{pump}} \dots\dots\dots(3.100)$$

$$\% P_{\text{bit}} = (P_{\text{pump}} - \frac{2}{m+2} P_{\text{pump}}) \times 100\% \dots\dots\dots(3.101)$$

Jika nilai $m = 1,75$, maka besarnya $\Delta P_{b \text{ opt}} = 0,466 P_{\text{max}}$ atau 46,6% dari tekanan pompa maksimum untuk kondisi pembersihan dasar lubang bor yang optimum. Untuk melakukan analisa daya pada bit maka dilakukan perhitungan sebagai berikut :

- Perhitungan BHP (Daya pada Bit) dan HPs (Daya pada Pompa di Permukaan) dapat dihitung sebagai berikut :

$$H = \frac{P_{pc} \times Q}{1714} \dots\dots\dots(3.102)$$

$$\text{BHP} = \frac{\Delta P_{bit} \times Q}{1714} \dots\dots\dots(3.103)$$

- Perhitungan persentase seberapa besar daya pada pahat yang digunakan untuk membersihkan dasar lubang sumur selama pemboran berlangsung, yaitu dengan membandingkan antara harga daya di bit (BHP) dengan besar daya pompa yang ada di permukaan (HPs), yaitu dengan persamaan :

$$= \frac{B}{H} \times 100\% \dots\dots\dots(3.104)$$

Hasil dari perhitungan ini menentukan apakah hidrolika pahat yang digunakan sudah optimal berdasarkan metode hidrolika pahat yang digunakan.

3.8.3. Analisa Hidrolika Pengangkatan Cutting

Untuk pemboran yang efektif, cutting yang dihasilkan dari proses pemboran harus segera dibersihkan. Pembersihan lubang bor yang tidak optimal dapat menyebabkan beberapa permasalahan pemboran, diantaranya :

- Berkurangnya umur bit dan menurunnya ROP
- Pipa terjepit
- Terjadinya penyimpangan trajectory pada pemboran.

Terdapat 3 metode yang dapat dipakai untuk menganalisa keberhasilan pengangkatan *cutting* yaitu Rasio Transport *Cutting* (*Cutting Transport Ratio*), Index Pengendapat *Cutting* (PBI) dan Konsentrasi *Cutting* di Anullus (Ca). metode - metode tersebut menentukan keberhasilan pengangkatan *cutting* dari annulus ke permukaan, oleh karena itu agar di dapatkan hasil yang baik maka hasil analisa pengangkatan *cutting* tersebut harus optimal.

Sebelum melakukan analisa tersebut, harus dilakukan perhitungan untuk mengetahui besar Slip Velocity. Slip Velocity adalah kecepatan Partikel batuan (*cutting*) yang konstan dengan arah turun. Slip velocity dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

Untuk aliran laminer :

$$V_s = 174.7 \frac{d_p \times (\rho_p - \rho_f)^{0.6}}{\rho_f^{0.3} \times \mu_e^{0.3}} \dots\dots\dots(3.105)$$

Untuk aliran turbulen :

$$V_s = 92.6 \frac{(d_p \times (\rho_p - \rho_f))^{0.5}}{\rho_f} \dots\dots\dots(3.106)$$

V_s = Kecepatan Slip *Cutting*, fpm

ρ_p = Densitas Partikel, ppg

ρ_f = Densitas Lumpur Pemboran, ppg

d_p = Equivalen Diameter *Cutting*, inch

μ_a = Apparent Viscosity , cp

Viskositas *Apparent* dapat ditentukan menggunakan **Persamaan 3.107**.

$$\mu_a = \frac{K}{144} \left(\frac{Dh - OD}{v_a} \right)^{1-n} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n \dots\dots\dots(3.107)$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta}{\theta} \right) \dots\dots\dots(3.108)$$

$$K = \frac{\theta}{(5)^n} \dots\dots\dots(3.109)$$

$$600 = 2 PV + YP \dots\dots\dots(3.110)$$

$$300 = PV + YP \dots\dots\dots(3.111)$$

Keterangan :

μ_a = *Apparent Viscosity*, cp

K = Indeks Konsistensi, eq cp

n = Indeks *Power Law*

v_a = Kecepatan Lumpur di Annulus, fpm

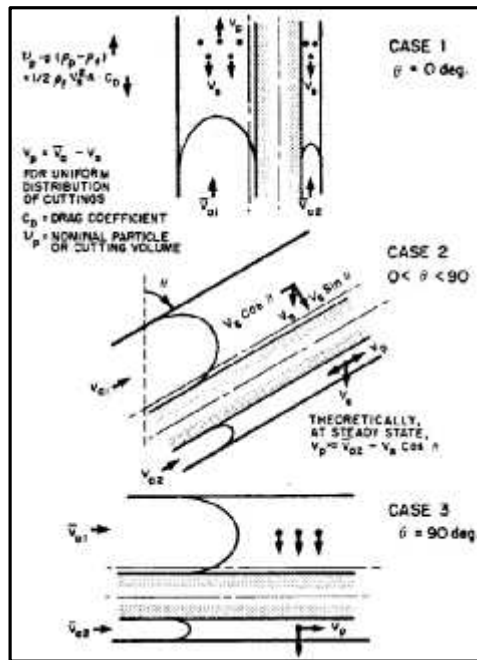
Dh = Diameter Lubang Bor, inch

OD = Diameter Luar Pipa Bor, inch.

PV = Plastic Viscosity , cp

YP = Yield Point , lb/100 ft²

Pada pemboran vertikal, arah slip velocity memiliki 1 arah yaitu tegak lurus kebawah sesuai dengan arah gaya gravitasi, sedangkan, pada pemboran berarah (*Directional Drilling*) arah slip velocity terbagi menjadi 3 yaitu arah sejajar dengan gaya gravitasi (V_s), arah yang berlawanan dengan arah aliran lumpur (V_{sa}) dan arah yang tegak lurus dengan arah Slip Velocity V_{sa} yaitu V_{sr} seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.49**.



Gambar 3.49. Slip Velocity Pada Pemboran Vertikal, Berarah dan Horizontal²⁰⁾

Untuk mengetahui besar V_{Sa} dan V_{Sr} , digunakan **Persamaan 3.112** dan **Persamaan 3.113**.

$$V_{sa} = V_s \cos \theta \dots\dots\dots(3.112)$$

$$V_{sr} = V_s \sin \theta \dots\dots\dots(3.113)$$

Keterangan :

V_s = Kecepatan Slip Cutting, fpm

θ = Inklinasi Lubang Bor, °

3.8.3.1. Cutting Transport Ratio (Ft)

Kecepatan slip *cutting* menyebabkan kecepatan *cutting* terangkut lebih lambat dari kecepatan lumpur di annulus. Kecepatan aliran *cutting* di annulus dapat dihitung dengan **Persamaan 3.114**:

$$v_p = v_a - v_s \dots\dots\dots(3.114)$$

Rasio transport dapat dihitung setelah tahu besarnya kecepatan aliran *cutting* di annulus dengan menggunakan **Persamaan (3.115)** :

$$F_t = \frac{v_p}{v_a} \dots\dots\dots(3.115)$$

Persamaan 3.114 disubstitusikan dengan **Persamaan 3.115** sehingga Persamaan rasio transport menjadi :

$$F_t = \frac{v_a - v_s}{v_a} \times 100 \% \dots\dots\dots(3.116)$$

Keterangan :

- F_t = *Ratio Transport Cutting*, %
- v_p = Kecepatan Partikel *Cutting*, fpm
- v_a = Kecepatan Aliran Lumpur di Annulus, fpm
- v_{sa} = Kecepatan Slip *Cutting*, fpm.

Cutting akan terangkat ke permukaan jika harga rasio transportnya positif, untuk kecepatan slip sama dengan nol maka rasio transport bernilai satu yang berarti *cutting* mempunyai kecepatan yang sama dengan lumpur. Rasio transport turun jika kecepatan slip meningkat.

Rasio transport merupakan parameter yang paling baik untuk menggambarkan kapasitas pengangkatan *cutting* oleh lumpur pemboran. *Rasio transport* dapat ditingkatkan dengan cara mengurangi kecepatan slip *cutting* atau dengan meningkatkan kecepatan lumpur di annulus (namun juga harus diperhatikan kecenderungan pola aliran menjadi turbulen) . Batas minimal rasio transport adalah 90 % dimana apabila nilai rasio transport *cutting* kurang dari 90 % maka hidrolika annulus kurang optimal.

3.8.3.2. Indeks Pengendapan Cutting (PBI)

Indeks pengendapan *cutting* (Particle Bed Index/PBI) merupakan perbandingan waktu pengendapan *cutting* (T_s) dan waktu tempuh lintasan (T_s').

$$PBI = \frac{T_s}{T_s'} \dots\dots\dots(3.117)$$

Besarnya waktu pengendapan *cutting* pada lubang bor dengan aliran laminar dan sudut inklinasi () dipengaruhi oleh diameter lubang bor (D_h), diameter luar

pipa (OD_p), dan kecepatan slip tegak lurus lubang bor (V_{sr}) yang dapat ditentukan dengan persamaan:

$$T_s = \frac{(Dh - d_p)}{1 V_s} \dots\dots\dots (3.118)$$

Untuk sudut inklinasi tertentu, berdasarkan **Gambar 3.49** maka **Persamaan 3.118** akan menjadi:

- $0^\circ < \theta < 90^\circ$

$$T_s = \frac{(Dh - d_p)}{1 V_s \cos \theta} \dots\dots\dots (3.119)$$

- $\theta = 0^\circ$

$$T_s = 0 \dots\dots\dots (3.120)$$

- $\theta = 90^\circ$

$$T_s = \frac{(Dh - d_p)}{1 V_s} \dots\dots\dots (3.121)$$

Berdasarkan persamaan diatas maka, PBI akan memiliki nilai jika sudut inklinasinya lebih besar dari nol derajat ($\theta > 0^\circ$). Sehingga jarak yang ditempuh sebelum cutting mengendap (L_c) dapat ditentukan menggunakan persamaan:

$$L_c = V_p T_s = (V_a - V_s) T_s \dots\dots\dots (3.122)$$

Untuk sudut inklinasi $0^\circ < \theta < 90^\circ$ dan $\theta = 90^\circ$, berdasarkan **Gambar 3.49** **Persamaan 3.122** akan menjadi:

- $0^\circ < \theta < 90^\circ$

$$L_c = (V_a - V_s \cos \theta) T_s \dots\dots\dots (3.123)$$

- $\theta = 90^\circ$

$$L_c = (V_a - V_s) T_s \dots\dots\dots (3.124)$$

Sedangkan waktu tempuh lintasan (T_s') yang dibutuhkan cutting untuk mencapai permukaan adalah:

$$T_s' = \frac{L_c}{(V_a - V_s)} \dots\dots\dots (3.125)$$

Untuk sudut inklinasi $0^\circ < \theta < 90^\circ$ dan $\theta = 90^\circ$, berdasarkan **Gambar 3.49** **Persamaan 3.125** akan menjadi:

- $0^\circ < \theta < 90^\circ$

$$T_s' = \frac{L_c}{(V_a - V_s \cos \theta)} \dots\dots\dots (3.126)$$

- $\theta = 90^\circ$

$$T_s' = \frac{L_c}{(V_a - V_s)} \dots\dots\dots (3.127)$$

Dimana :

T_s = Waktu pengendapan, minute

L_c = Jarak yang Ditempuh Cutting, ft

T_s' = Waktu Tempuh Lintasan, minute

Apabila T_s lebih pendek dari waktu yang dibutuhkan untuk melewati lintasan (T_s'), maka cutting akan mengendap sebelum sampai ke permukaan.

Untuk aliran laminar, **Persamaan 3.117** dapat ditulis kembali dengan mensubstitusikan **Persamaan 3.118** dan **Persamaan 3.125**, sehingga menjadi:

$$PBI = \frac{(Dn - \rho) (V_a - V_s)}{1 L_c V_s} \dots\dots\dots (3.128)$$

Untuk sudut inklinasi $0^\circ < \theta < 90^\circ$ dan $\theta = 90^\circ$, **Persamaan 3.128** akan menjadi:

- $0^\circ < \theta < 90^\circ$

$$PBI = \frac{(Dn - \rho) (V_a - V_s \cos \theta)}{1 L_c V_s \sin \theta} \dots\dots\dots (3.129)$$

- $\theta = 90^\circ$

$$PBI = \frac{(Dn - \rho) (V_a - V_s)}{1 L_c V_s} \dots\dots\dots (3.130)$$

Cutting yang mengendap dapat menyebabkan terjadinya torsi yang tinggi. Untuk mengurangi endapan *cutting* salah satunya dengan cara mengubah pola aliran lumpur pemboran menjadi *turbulent* dengan maksud untuk mengacaukan arah dari V_{sr} .

Penentuan indeks pengendapan cutting pada pola aliran lumpur turbulen dilakukan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$PBI = \frac{V}{1 \cdot V_s} \dots\dots\dots(3.131)$$

Setelah mendapatkan harga PBI, maka dipakai acuan sebagai berikut:

PBI > 1 - tidak terjadi pengendapan cutting

PBI = 1 - cutting berada pada kondisi hampir mengendap

PBI < 1 - cutting mulai mengendap

3.8.3.3. Konsentrasi Cutting di Annulus

Konsentrasi cutting di annulus mempunyai harga 0 sampai 1, dimana untuk pembersihan lubang bor yang efektif konsentrasi cutting maksimum sebesar 0.04 sampai 0.05 (4% - 5%). Konsentrasi cutting ditentukan dengan **Persamaan 3.132**.

$$C_a = \frac{R \times Dh^2}{6 \times (V - V_s) \times (Dh^2 - OD^2)} \times 100\% \dots\dots\dots(3.132)$$

Dimana :

C_a = Konsentrasi Cutting, %

ROP = Laju Penembusan, fph

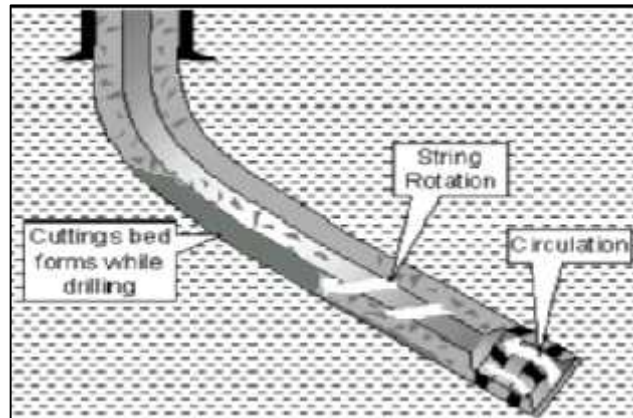
D_h = Diameter Lubang Bor, Inch

V_a = Kecepatan Aliran Lumpur di Annulus, fpm

V_s = Kecepatan Slip *Cutting*, fpm

OD = Diamater Luar Pipa Bor, inch.

Dengan melakukan analisa hidrolika pengangkatan cutting, maka dapat ditentukan pembersihan yang dilakukan oleh lumpur apakah sudah optimal atau belum. Apabila pembersihan belum optimal maka cutting yang terendap dapat menjadi tumpuan pada rangkaian pipa bor yang berpotensi menyebabkan penyimpangan trajectory. Agar lebih jelas, maka dapat dilihat ilustrasi pada **Gambar 3.50** sebagai berikut.



Gambar 3.50 .Ilustrasi Pengaruh Endapan Cutting terhadap Proses Pemboran ⁸⁾

3.8.4. Daya Pompa

Dari analisa yang dilakukan , selanjutnya menghitung besarnya daya pompa yang dibutuhkan agar hidrolika optimal sehingga dapat dilakukan evaluasi terhadap pompa yang tersedia dengan persamaan berikut :

$$D \quad P_t \quad = \frac{Q \cdot P}{1} \quad \dots\dots\dots(3.133)$$

Keterangan :

Q = Laju Alir Lumpur , gpm

P = Takanan Pompa yang Dibutuhkan ,psi

3.9. Mekanika Pemboran

Mekanika pemboran merupakan parameter mekanis yang diperlukan dalam proses pemboran. Parameter mekanis meliputi WOB , RPM , rangkaian BHA dan juga metode pemboran yang digunakan (sliding and rotating).Penggunaan dari parameter mekanis dapat mempengaruhi terbentuknya suatu sudut pemboran berarah sehingga penggunaannya sangat perlu diperhatikan.

3.9.1. WOB dan RPM

WOB dan RPM merupakan parameter yang saling berkaitan pada saat proses pemboran. Penggunaan dari dua parameter ini sangat menentukan keberhasilan dari proses pemboran dimana penggunaan WOB harus sesuai dengan kondisi lubangbor dan penggunaan RPM tidak boleh melebihi RPM kritis yang dapat menyebabkan vibrasi berlebih pada *drillstring*.

WOB (Weight on Bit) merupakan jumlah berat yang diterima oleh bit saat melakukan proses pemboran. Parameter ini sangat penting diperhatikan karena mempengaruhi ROP dan juga sudut yang terbentuk pada pemboran berarah. Pengaruh dari WOB terhadap terbentuknya sudut adalah sebagai berikut :

- Apabila nilai *Weight On Bit (WOB)* semakin besar dan *sudut inklinasi (α)* mengecil maka terjadi *efek pendulum*.
- Apabila nilai *Weight On Bit (WOB)* semakin kecil dan *sudut inklinasi (α)* membesar maka terjadi *efek fulcrum*

Dengan begitu , apabila penggunaan WOB tidak tepat , maka dapat menyebabkan terjadinya penyimpangan trajectory karena dapat mempengaruhi pembentukan sudut lubang bor . Melakukan perhitungan WOB yang sesuai pada suatu sumur dengan inklinasi tertentu , dapat dilakukan menggunakan persamaan **Bill Mitcheal** sebagai berikut :

$$WOB = \frac{BF \times W_{BHA} \times \cos \gamma + (1.67 \times (BF \times (OD^2 - ID^2) - (OD^4 - ID^4) \times \sin \gamma))^{0.5}}{(Dh - OD)} \dots\dots\dots(3.134)$$

Keterangan :

BF = *Bouyency factor*

W_{BHA} = Beban BHA , lb

OD = Diameter luar *Drill Pipe* ,Inch

ID = Diameter dalam *Drill Pipe* ,Inch

Dh = Diameter Lubang Bor , Inch

= Inklinasi Lubang Bor , $^{\circ}$

RPM (Rotation per Minute) adalah banyaknya putaran yang dilakukan suatu benda (dalam hal ini *drillstring*) dalam 1 menit. Putaran yang dilakukan *drillstring* yang membuat pemboran dapat menembus formasi. Penggunaan RPM sangat berkaitan dengan vibrasi / getaran yang terjadi pada *drillstring*. Saat melakukan pemboran , sangat mungkin terjadinya vibrasi berlebih yang dapat mengganggu proses pemboran. Vibrasi berlebih yang terjadi sangat berpotensi

menyebabkan penyimpangan trajectory . Vibrasi dapat terjadi bila RPM yang digunakan terlalu besar melebihi batas RPM kritisnya . Penentuan batas penggunaan RPM agar tidak terjadi vibrasi berlebih dihitung menggunakan **persamaan 3.119** sebagai berikut :

$$\text{RPM Kritis} = \frac{3}{L^2} \times \sqrt{OD^2 + ID^2} \dots\dots\dots(3.135)$$

Keterangan :

L = Panjang 1 Joint Drill Pipe , ft

OD = Diameter Luar Drill Pipe , inch

ID = Diameter Dalam Drill Pipe ,inch

3.9.2. Rangkaian BHA

Pada **sub-bab 3.5** telah dijelaskan jenis-jenis dari rangkaian BHA , dimana setiap jenisnya digunakan untuk *section* tertentu. Penggunaan jenis BHA yang kurang tepat dapat sangat mempengaruhi terbentuknya sudut pemboran . Penggunaan masing – masing rangkaian BHA adalah berikut :

- BHA Holding Assemblies = untuk mempertahankan sudut pemboran (0°)
- BHA Building Assemblies = untuk membentuk sudut pemboran (>0°)
- BHA Dropping Assemblies = untuk menurunkan sudut pemboran (<0°)

Perbedaan dari ketiga jenis BHA ini adalah jumlah dan letak dari *stabilizer* nya. Dengan begitu ,apabila penggunaan BHA tidak sesuai dengan kegunaannya maka pembentukan sudut tidak optimal dan dapat menyebabkan penyimpangan trajectory.

3.9.3. Metode *Sliding and Rotating*

Metode sliding and rotating merupakan metode yang dapat digunakan untuk membentuk, menurunkan ataupun mempertahankan sudut . kombinasi keduanya sangat mempengaruhi terbentuknya sudut tertentu pada suatu sumur. Sliding digunakan untuk membentuk sudut dengan memutar bit menggunakan downhole mud motor dan rotating digunakan untuk mempertahankan sudut dengan memutar semua rangkaian pipa bor dari permukaan. Terbentuknya sudut

menggunakan sliding dipengaruhi oleh besarnya ben sub angel yang ditetapkan. Besarnya sudut yang digunakan pada AKO berpengaruh pada *dog leg severity* (*DLS*) atau sudut lubang yang dihasilkan. Berikut adalah persamaan yang digunakan untuk menghitung DLS dalam °/100ft dengan ilustrasi pada **Gambar 3.51**.

$$DLS = \frac{2 \times \alpha}{(A + B)} \dots\dots\dots(3.136)$$

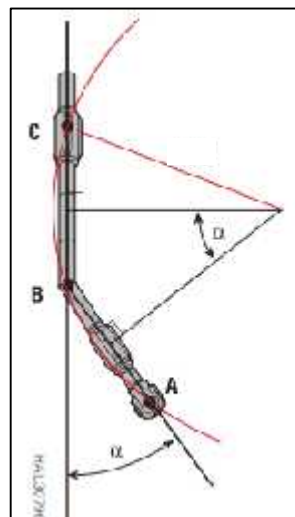
Keterangan :

DLS = Dog Leg Severity / Sudut yang Dapat Terbentuk (°/100 ft)

= Sudut AKO Sub, °

AB= Jarak antara Bit dan AKO Sub , ft

BC = Jarak antara AKO Sub dan Stabilizer di atas Motor ,ft



Gambar 3.51. Ilustrasi AKO Sub ¹⁶⁾

Hasil dari perhitungan ini menunjukkan berapa maksimal sudut yang dapat dibentuk dengan menggunakan metode sliding sejauh 100 ft. Selanjutnya, dengan mengetahui DLS, maka dapat ditentukan kombinasi sliding dan rotating yang tepat untuk membentuk sudut inklinasi suatu sumur sesuai perencanaan.

Arah dari AKO disebut dengan Tool Face Orientation (TFO) yang menunjukkan kemana lubang dan orientasi alat pembelok. TFO dibagi menjadi 2, yaitu magnetik dan gravity. TFO magnetik menunjukkan arah alat pembelok berdasarkan azimuth untuk mengarahkan kemana arah lubang bor akan dibor dan TFO gravity menunjukkan arah pemboran berdasarkan gravitasi dimana 0° mengarah

ke atas dan 180° mengarah ke bawah. . Berdasarkan perhitungan tersebut , besarnya sudut yang terbentuk dengan metode sliding dengan sudut ben sub tertentu dapat diketahui . Selanjutnya dengan mengetahui besarnya sudut yang terbentuk dengan metode sliding maka dapat ditetapkan kombinasi sliding dan rotating yang tepat untuk membentuk sudut suatu sumur, berapa jauh yang perlu dilakukan sliding dan berapa jauh perlu dibor dengan metode rotating. Apabila penggunaan kombinasi sliding - rotating tidak tepat dan menggunakan arah TFO yang tidak sesuai, maka dapat menyebabkan terjadinya penyimpangan trajectory dari perencanaanya.

BAB IV

**EVALUASI *TRAJECTORY* PELAKSANAAN PEMBORAN BERARAH
PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

Pada Sumur X Lapangan Y , dilakukan pemboran berarah tipe S dengan tujuan untuk dijadikan sumur produksi lapangan tersebut . Evaluasi pada pemboran berarah Sumur X dilakukan untuk mengetahui apakah pemboran yang dilakukan telah dilaksanakan secara optimal dan berhasil. Apabila terjadi penyimpangan *trajectory* pada sumur tersebut , maka dilakukan analisa faktor – faktor penyebab terjadinya penyimpangan seperti faktor formasi , faktor hidrolika dan faktor mekanis untuk mengetahui penyebab terjadinya penyimpangan *trajectory*.

4.1. Perencanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y

Pemboran berarah Sumur X merupakan sumur pemboran berarah tipe S dengan target kedalaman 13412 ft TVD. Metode pemboran sumur ini adalah *sliding and rotating* dengan menggunakan 2 jenis BHA. Alat pembelok utama adalah *adjustable bent sub* yang memberikan sudut tertentu pada rangkaian pipa bor dimana diletakkan diantara bit dan PDM mud motor. Pada BHA juga terdapat *stabilizer* yang berguna untuk menstabilkan rangkaian pipa bor dan terdapat *MWD tools* yang berguna untuk melakukan survey saat melakukan pemboran. Selanjutnya , perencanaan pemboran berarah pada Sumur X Lapangan Y dilakukan dengan data yang terlihat pada **Tabel IV.1.** sebagai berikut :

Tabel IV.1.
Perencanaan Pemboran Sumur X Lapangan Y ¹⁹⁾

| | |
|---------------------|-----------------------------|
| Nama Sumur | Sumur X |
| Tipe Pemboran | <i>Build ,Drop and Hold</i> |
| Koordinat permukaan | East : 546929.00 m |
| | North : 9951327.00 m |

| | |
|--|----------------------|
| Koordinat bawah permukaan (Titik Target) | East : 546380.15 m |
| | North : 9951583.01 m |
| Kedalaman casing 13 3/8" | 199 ft TVD |
| <i>Kick of Point 1</i> | 1000 ft TVD |
| Laju Pembentukan Sudut | 2°/100 ft |
| Sudut Inklinasi | 26.66° |
| Arah Azimuth | N 290.67° E |
| <i>End of Curve 1</i> | 2332.87 ft MD |
| | 2285.3 ft TVD |
| Kedalaman Casing 9 5/8" | 7059.02 ft MD |
| | 6580 ft TVD |
| <i>Kick of Point 2</i> | 5946.36 ft MD |
| Laju Pembentukan Sudut | -2°/100 ft |
| Sudut Inklinasi | 0° |
| Arah Azimuth | 0° |
| <i>End of Curve 2</i> | 7279.23 ft MD |
| | 6800 ft TVD |
| Radius Target | 164 ft |
| Kedalaman Target | 13412 ft TVD |

Tabel IV.2 merupakan perencanaan inklinasi dan azimuth pada *trajectory* pemboran berarah Sumur X Lapangan Y

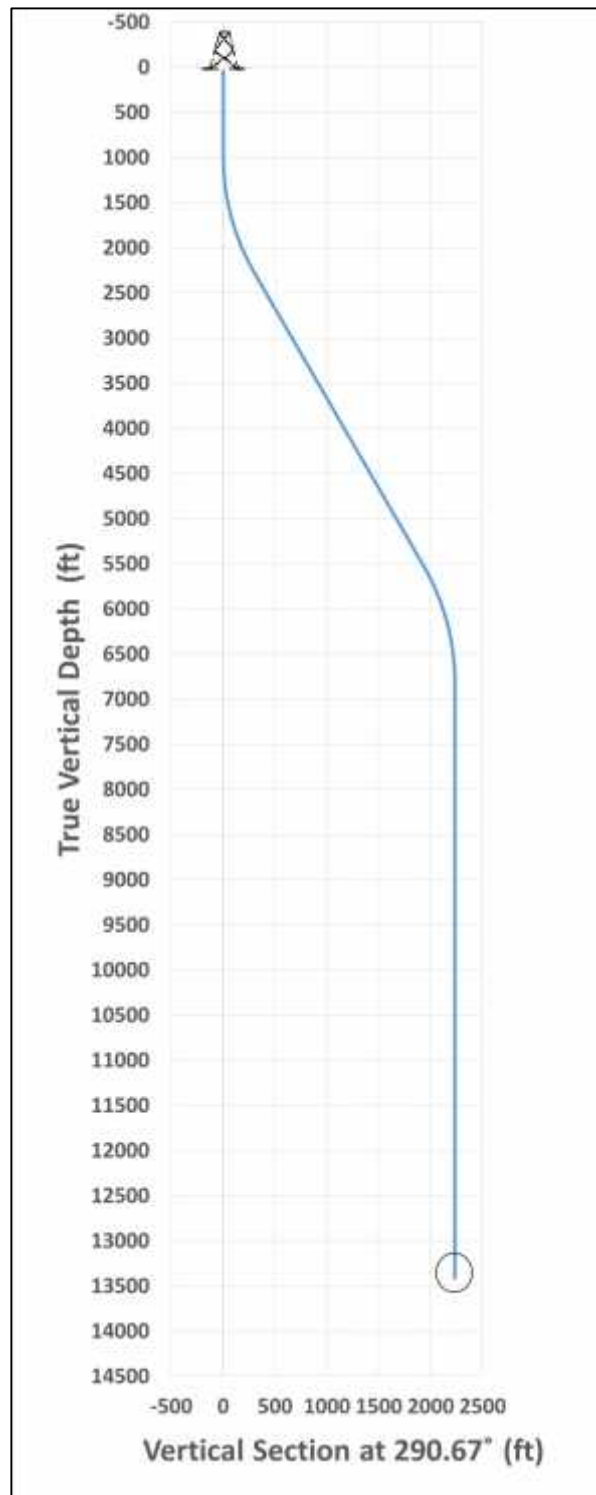
Tabel IV.2.

Data Perencanaan Tarjectory Sumur X Lapangan Y

| MD ft | Inclination (deg) | Azimuth (deg) | TVD ft | S/N ft | W/E ft | V section ft |
|----------|------------------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1000 | 0 | 0 | 1000.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1100 | 2 | 290.67 | 1100.0 | 0.6 | -1.6 | 1.7 |
| 1200 | 4 | 290.67 | 1199.8 | 2.5 | -6.5 | 7.0 |

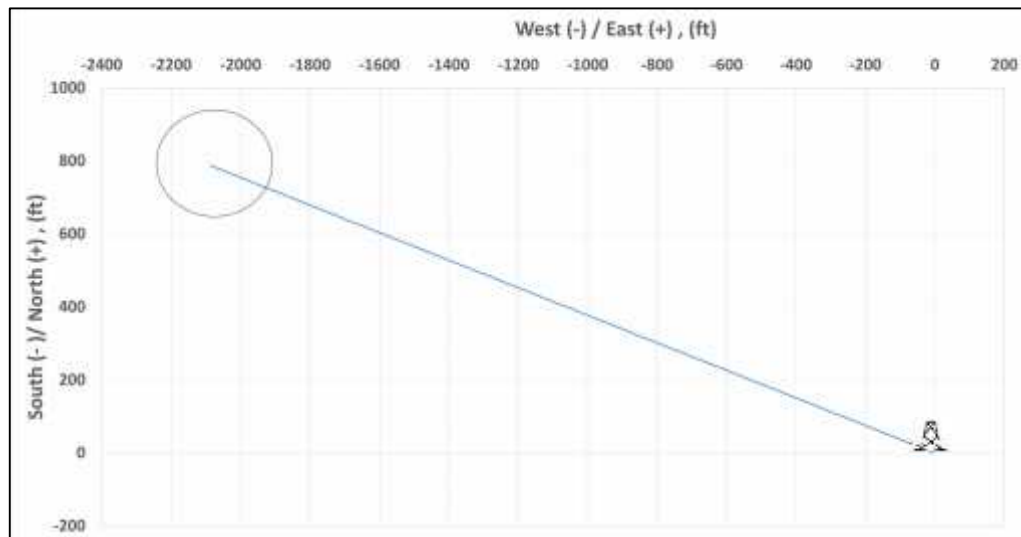
| | | | | | | |
|---------|-------|--------|---------|-------|---------|--------|
| 1300 | 6 | 290.67 | 1299.4 | 5.5 | -14.7 | 15.7 |
| 1400 | 8 | 290.67 | 1398.7 | 9.8 | -26.1 | 27.9 |
| 1500 | 10 | 290.67 | 1497.4 | 15.4 | -40.7 | 43.5 |
| 1600 | 12 | 290.67 | 1595.6 | 22.1 | -58.6 | 62.6 |
| 1700 | 14 | 290.67 | 1693.0 | 30.0 | -79.6 | 85.1 |
| 1800 | 16 | 290.67 | 1789.6 | 39.2 | -103.8 | 111.0 |
| 1900 | 18 | 290.67 | 1885.2 | 49.5 | -131.2 | 140.2 |
| 2000 | 20 | 290.67 | 1979.7 | 61.0 | -161.6 | 172.8 |
| 2100 | 22 | 290.67 | 2073.1 | 73.6 | -195.2 | 208.6 |
| 2200 | 24 | 290.67 | 2165.1 | 87.4 | -231.7 | 247.6 |
| 2300 | 26 | 290.67 | 2255.7 | 102.3 | -271.2 | 289.9 |
| 5900 | 26 | 290.67 | 5473.1 | 672.4 | -1782.4 | 1905.0 |
| 6000 | 25.58 | 290.67 | 5562.7 | 688.1 | -1824.0 | 1949.5 |
| 6100 | 23.58 | 290.67 | 5653.6 | 702.8 | -1862.9 | 1991.0 |
| 6200 | 21.58 | 290.67 | 5745.9 | 716.4 | -1898.8 | 2029.4 |
| 6300 | 19.58 | 290.67 | 5839.5 | 728.8 | -1931.7 | 2064.6 |
| 6400 | 17.58 | 290.67 | 5934.3 | 740.0 | -1961.5 | 2096.4 |
| 6500 | 15.58 | 290.67 | 6030.1 | 750.1 | -1988.2 | 2125.0 |
| 6600 | 13.58 | 290.67 | 6126.9 | 759.0 | -2011.7 | 2150.1 |
| 6700 | 11.58 | 290.67 | 6224.5 | 766.7 | -2032.1 | 2171.9 |
| 6800 | 9.58 | 290.67 | 6322.7 | 773.1 | -2049.3 | 2190.3 |
| 6900 | 7.58 | 290.67 | 6421.6 | 778.4 | -2063.2 | 2205.2 |
| 7000 | 5.58 | 290.67 | 6520.9 | 782.4 | -2074.0 | 2216.6 |
| 7059.02 | 4.4 | 290.67 | 6579.7 | 784.3 | -2078.8 | 2221.8 |
| 7100 | 3.58 | 290.67 | 6620.6 | 785.3 | -2081.4 | 2224.6 |
| 7200 | 1.58 | 290.67 | 6720.5 | 786.9 | -2085.6 | 2229.1 |
| 7300 | 0 | 0 | 6820.5 | 787.2 | -2086.7 | 2230.2 |
| 13890 | 0 | 0 | 13411.7 | 787.2 | -2086.7 | 2230.2 |

Dari data perencanaan **Tabel IV.2.** selanjutnya membuat overlay plotting *trajectory* perencanaan pemboran Sumur X. Hasil plotting dapat dilihat pada **Gambar 4.1** yang merupakan *trajectory* proyeksi vertikal Sumur X (plot antara *Vertical section* vs TVD) dan **Gambar 4.2** merupakan *trajectory* proyeksi horizontal Sumur X (plot antara data W/E vs S/N).



Gambar 4.1 *Trajectory* Perencanaan Proyeksi Vertikal Sumur X Lapangan Y

Gambar 4.2. merupakan trajectory perencanaan proyeksi horizontal Sumur X yang dibuat dengan melakukan overlay plotting *trajectory* data W/E vs S/N .



Gambar 4.2 Trajectory Perencanaan Proyeksi Horizontal Sumur X Lapangan Y

4.2. Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y

Data yang digunakan untuk mengetahui hasil pelaksanaan pemboran berarah Sumur X Lapangan Y adalah data survey MWD. Data survey yang didapat berupa inklinasi dan azimuth . Data survey MWD dapat dilihat pada **Lampiran D**, Data Survey MWD pada Sumur X Lapangan Y . Untuk menghitung TVD , Horizontal Displacement , dan Koordinat sumur diperlukan suatu perhitungan , dimana metode perhitungan survey yang digunakan adalah *metode radius minimum of curvacture*. Sebagai contoh perhitungan , perhitungan dilakukan adalah pada baris 1 dan 2 **Tabel IV.3** sebagai berikut :

Pertama-tama menghitung Cos (DL) dengan **Persamaan 3.41**.

$$\cos DL = \cos [(I_2 - I_1) - \{ \sin I_1 \times \sin I_2 [1 - \cos (A_2 - A_1)] \}]$$

$$\begin{aligned} \cos DL &= \cos [(0.66^\circ - 0^\circ) - \{ \sin (0^\circ) \times \sin (0.66^\circ) [1 - \cos (167.43^\circ - 0^\circ)] \}] \\ &= 1 \end{aligned}$$

$$DL = 0$$

Selanjutnya menghitung RF dengan **Persamaan 3.40**.

$$RF = \left(\frac{2}{DL} \right) \tan \left(\frac{DL}{2} \right)$$

$$RF = \left(\frac{2}{0} \right) \tan \left(\frac{0}{2} \right)$$

$$= 1$$

Menghitung ΔVD dengan **Persamaan 3.42**

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

$$\begin{aligned} \Delta VD &= \frac{(3 - 0)}{2} (\cos 0^\circ + \cos 1.66^\circ) 1 \\ &= 315.99 \text{ ft} \end{aligned}$$

Menghitung ΔN atau S/N dengan **Persamaan 3.43.**

$$\Delta N = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos A_2 + \sin I_2 \cos A_2) RF$$

$$\begin{aligned} \Delta N &= \frac{(3 - 0)}{2} (\sin 0^\circ \cos (167.43^\circ) + \sin (0.66^\circ) \cos(167.43^\circ)) 1 \\ &= -1.78 \end{aligned}$$

Menghitung ΔE atau W/E dengan **Persamaan 3.44.**

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

$$\begin{aligned} \Delta E &= \frac{(3 - 0)}{2} (\sin (0^\circ) \cos (0^\circ) + \sin (0.66^\circ) \sin (167.43^\circ)) 1 \\ &= 0.04 \end{aligned}$$

Selanjutnya adalah menghitung *Vertical section*, hal pertama yang harus dihitung

Adalah OA dengan **Persamaan 3.48**

$$\begin{aligned} OA &= \sqrt{\Delta N_A^2 + \Delta E_A^2} \\ &= \sqrt{(-1.78)^2 + (0.04)^2} \\ &= 1.82 \end{aligned}$$

Selanjutnya menghitung dengan **Persamaan 3.50.**

$$\begin{aligned} \theta &= \text{target bearing} - \text{atan} \left(\frac{\Delta E}{\Delta N} \right) \\ &= 290.67^\circ - \text{atan} (0.04/-1.74) \\ &= 303.24^\circ \end{aligned}$$

Selanjutnya untuk menghitung *vertical section* menggunakan **Persamaan 3.49.**

$$\text{Vertical section} = OA' = OA \cos \theta$$

$$\begin{aligned} OA' &= 1.82 \text{ Cos} (303.24^\circ) \\ &= 1 \end{aligned}$$

Dari setiap data survey yang ada ,selanjutnya dilakukan perhitungan yang sama sehingga didapatkan hasil survey yang terlihat pada **Tabel IV.3.** sebagai berikut :

Tabel IV.3.
Hasil Perhitungan Survey MWD Sumur X Lapangan Y

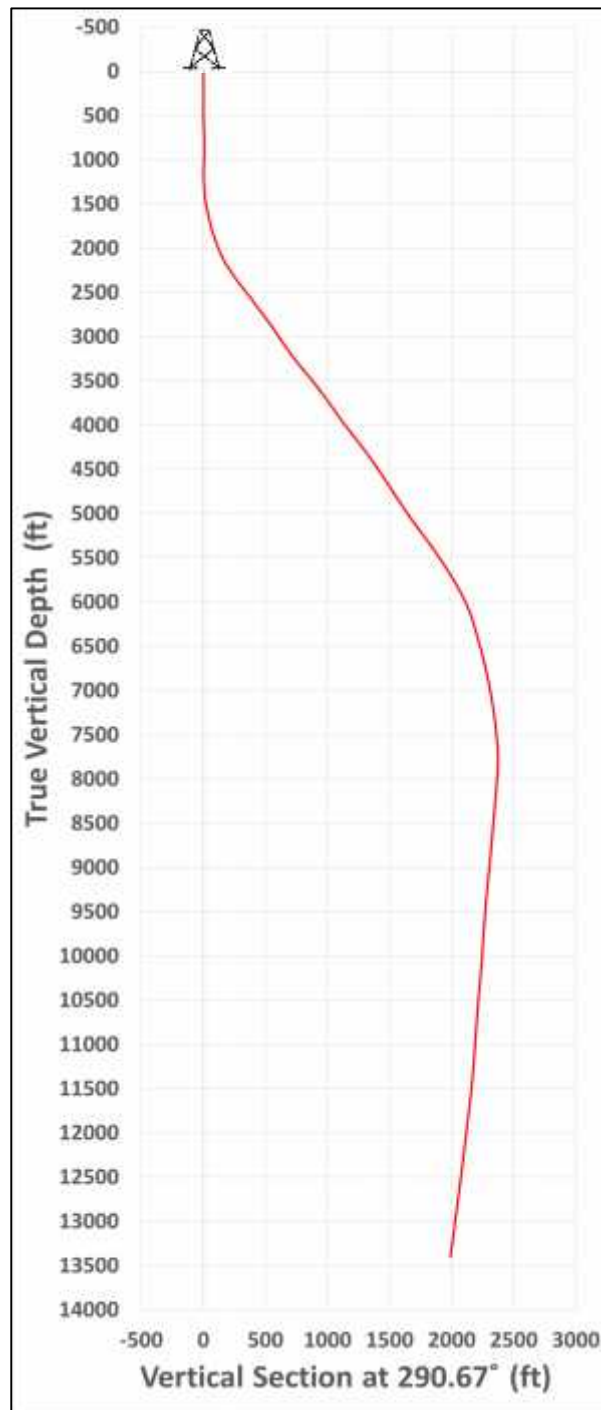
| <i>MD</i> | Inc | Azi | TVD | N (-S/N+) | E (-W/E+) | <i>Vertical</i> <i>Section</i> |
|-----------|------------|------------|------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|
| <i>ft</i> | deg | deg | ft | ft | ft | ft |
| 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 316.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 499.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 672.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 857.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 952.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 1050.00 | 2.52 | 241.81 | 1049.84 | -11.32 | -0.23 | 3.78 |
| 1142.00 | 2.76 | 238.59 | 1141.74 | -13.43 | -3.91 | 1.09 |
| 1236.00 | 3.33 | 250.40 | 1235.60 | -15.52 | -8.41 | 2.39 |
| 1332.00 | 3.34 | 256.61 | 1331.44 | -17.11 | -13.76 | 6.83 |
| 1427.00 | 3.97 | 264.87 | 1426.25 | -18.04 | -19.72 | 12.09 |
| 1520.00 | 8.69 | 283.02 | 1518.60 | -16.75 | -29.78 | 21.95 |
| 1613.00 | 9.24 | 284.00 | 1610.46 | -13.36 | -43.87 | 36.33 |
| 1709.00 | 9.37 | 282.64 | 1705.20 | -9.78 | -58.97 | 51.72 |
| 1802.00 | 11.80 | 282.72 | 1796.60 | -6.03 | -75.63 | 68.63 |
| 1899.00 | 14.86 | 281.17 | 1890.95 | -1.44 | -97.51 | 90.72 |
| 1993.00 | 14.93 | 281.39 | 1981.79 | 3.29 | -121.20 | 114.56 |
| 2086.00 | 18.37 | 281.01 | 2070.85 | 8.45 | -147.33 | 140.83 |
| 2182.00 | 22.43 | 284.11 | 2160.77 | 15.81 | -179.94 | 173.94 |
| 2275.00 | 25.66 | 286.59 | 2245.67 | 25.88 | -216.45 | 211.65 |
| 2369.00 | 26.59 | 289.45 | 2330.06 | 38.70 | -255.79 | 252.98 |
| 2463.00 | 29.03 | 290.18 | 2413.19 | 53.57 | -297.04 | 296.82 |
| 2557.00 | 29.44 | 292.76 | 2495.22 | 70.37 | -339.75 | 342.72 |
| 2651.00 | 27.86 | 293.98 | 2577.70 | 88.24 | -381.12 | 387.73 |
| 2746.00 | 27.87 | 295.83 | 2661.68 | 106.93 | -421.38 | 432.00 |
| 2841.00 | 28.74 | 296.67 | 2745.32 | 126.86 | -461.78 | 476.83 |
| 2937.00 | 28.05 | 297.20 | 2829.77 | 147.54 | -502.48 | 522.21 |
| 3030.00 | 25.92 | 298.69 | 2912.63 | 167.29 | -539.76 | 564.06 |
| 3122.00 | 25.91 | 298.02 | 2995.38 | 186.39 | -575.14 | 603.91 |

| | | | | | | |
|---------|-------|--------|---------|--------|----------|---------|
| 3220.00 | 26.14 | 294.08 | 3083.44 | 205.25 | -613.75 | 646.69 |
| 3313.00 | 27.57 | 291.90 | 3166.41 | 221.64 | -652.42 | 688.66 |
| 3408.00 | 28.27 | 292.79 | 3250.35 | 238.55 | -693.56 | 733.12 |
| 3501.00 | 31.22 | 293.91 | 3331.07 | 256.85 | -735.90 | 779.19 |
| 3596.00 | 30.47 | 294.36 | 3412.63 | 276.77 | -780.35 | 827.81 |
| 3690.00 | 29.73 | 295.86 | 3493.95 | 296.76 | -823.04 | 874.81 |
| 3785.00 | 28.62 | 297.82 | 3576.89 | 317.66 | -864.36 | 920.84 |
| 3878.00 | 28.03 | 289.49 | 3658.76 | 335.34 | -904.65 | 964.79 |
| 3974.00 | 27.22 | 297.69 | 3743.81 | 353.07 | -945.36 | 1009.13 |
| 4068.00 | 26.59 | 298.09 | 3827.64 | 372.96 | -982.95 | 1051.33 |
| 4163.00 | 27.38 | 298.51 | 3912.29 | 393.40 | -1020.91 | 1094.06 |
| 4257.00 | 28.84 | 294.96 | 3995.20 | 413.29 | -1060.45 | 1138.08 |
| 4352.00 | 29.18 | 294.66 | 4078.28 | 432.62 | -1102.27 | 1184.03 |
| 4446.00 | 28.85 | 294.49 | 4160.48 | 451.58 | -1143.74 | 1229.51 |
| 4540.00 | 28.31 | 295.15 | 4243.02 | 470.45 | -1184.55 | 1274.36 |
| 4635.00 | 27.93 | 295.33 | 4326.81 | 489.55 | -1225.05 | 1319.00 |
| 4729.00 | 26.66 | 292.77 | 4410.34 | 507.13 | -1264.40 | 1362.01 |
| 4824.00 | 25.90 | 290.32 | 4495.52 | 522.58 | -1303.50 | 1404.06 |
| 4919.00 | 25.70 | 287.98 | 4581.05 | 536.14 | -1342.55 | 1445.38 |
| 5012.00 | 24.84 | 288.14 | 4665.15 | 548.45 | -1380.30 | 1485.04 |
| 5106.00 | 24.81 | 288.51 | 4750.46 | 560.86 | -1417.76 | 1524.47 |
| 5201.00 | 25.53 | 290.46 | 4836.44 | 574.34 | -1455.84 | 1564.86 |
| 5294.00 | 25.60 | 290.74 | 4920.33 | 588.46 | -1493.41 | 1604.99 |
| 5389.00 | 25.26 | 290.56 | 5006.13 | 602.85 | -1531.58 | 1645.79 |
| 5482.00 | 27.83 | 289.23 | 5089.30 | 616.97 | -1570.66 | 1687.33 |
| 5579.00 | 28.52 | 288.92 | 5174.81 | 631.93 | -1613.94 | 1733.11 |
| 5672.00 | 27.91 | 288.93 | 5256.76 | 646.19 | -1655.53 | 1777.06 |
| 5767.00 | 27.11 | 288.65 | 5341.01 | 660.33 | -1697.07 | 1820.92 |
| 5861.00 | 26.26 | 288.58 | 5425.00 | 673.80 | -1737.08 | 1863.10 |
| 5955.00 | 26.05 | 288.34 | 5509.37 | 686.92 | -1776.38 | 1904.51 |
| 6050.00 | 25.04 | 288.48 | 5595.08 | 699.86 | -1815.25 | 1945.44 |
| 6145.00 | 23.93 | 290.02 | 5681.54 | 712.83 | -1852.42 | 1984.80 |
| 6240.00 | 22.46 | 290.64 | 5768.85 | 725.82 | -1887.50 | 2022.21 |
| 6334.00 | 21.12 | 290.40 | 5856.13 | 738.05 | -1920.18 | 2057.10 |
| 6428.00 | 19.47 | 292.91 | 5944.28 | 750.06 | -1950.48 | 2089.69 |
| 6522.00 | 17.78 | 294.93 | 6033.35 | 762.20 | -1977.93 | 2119.65 |
| 6616.00 | 15.24 | 294.55 | 6123.45 | 773.39 | -2002.18 | 2146.29 |
| 6710.00 | 12.91 | 293.21 | 6214.61 | 782.66 | -2023.07 | 2169.11 |
| 7086.00 | 9.78 | 287.93 | 6583.13 | 809.04 | -2092.06 | 2242.97 |

| | | | | | | |
|----------|------|--------|----------|--------|----------|---------|
| 7180.00 | 9.98 | 281.44 | 6675.73 | 813.12 | -2107.64 | 2258.98 |
| 7274.00 | 9.18 | 276.81 | 6768.42 | 815.62 | -2123.07 | 2274.30 |
| 7369.00 | 9.23 | 274.57 | 6862.20 | 817.13 | -2138.18 | 2288.98 |
| 7508.00 | 8.21 | 263.66 | 6999.59 | 816.92 | -2159.16 | 2308.53 |
| 7558.00 | 7.84 | 271.35 | 7049.10 | 816.60 | -2166.12 | 2314.93 |
| 7650.00 | 6.82 | 286.64 | 7140.34 | 818.32 | -2177.63 | 2326.30 |
| 7745.00 | 6.07 | 296.37 | 7234.74 | 822.16 | -2187.53 | 2336.93 |
| 7838.00 | 5.00 | 300.65 | 7327.30 | 826.41 | -2195.42 | 2345.81 |
| 7931.00 | 3.83 | 312.03 | 7420.02 | 830.56 | -2201.22 | 2352.70 |
| 8025.00 | 4.60 | 305.66 | 7513.76 | 834.86 | -2206.61 | 2359.26 |
| 8119.00 | 3.88 | 309.85 | 7607.50 | 839.09 | -2212.11 | 2365.91 |
| 8215.00 | 3.38 | 351.77 | 7703.31 | 843.97 | -2215.01 | 2370.34 |
| 8307.00 | 4.64 | 32.16 | 7795.08 | 849.81 | -2213.42 | 2370.91 |
| 8401.00 | 5.23 | 43.37 | 7888.73 | 856.14 | -2208.45 | 2368.50 |
| 8497.00 | 4.49 | 58.41 | 7984.38 | 861.29 | -2202.25 | 2364.51 |
| 8591.00 | 3.67 | 78.82 | 8078.14 | 863.80 | -2196.16 | 2359.70 |
| 8687.00 | 3.97 | 86.39 | 8173.93 | 864.61 | -2189.83 | 2354.06 |
| 8781.00 | 4.24 | 80.79 | 8267.69 | 865.37 | -2183.15 | 2348.08 |
| 8875.00 | 4.26 | 81.69 | 8361.43 | 866.43 | -2176.27 | 2342.02 |
| 8970.00 | 4.34 | 80.27 | 8456.16 | 867.55 | -2169.24 | 2335.83 |
| 9064.00 | 3.82 | 74.91 | 8549.92 | 868.96 | -2162.71 | 2330.22 |
| 9158.00 | 3.92 | 78.01 | 8643.71 | 870.45 | -2156.54 | 2324.98 |
| 9252.00 | 4.13 | 81.38 | 8737.48 | 871.62 | -2150.05 | 2319.32 |
| 9347.00 | 4.58 | 83.86 | 8832.20 | 872.54 | -2142.90 | 2312.95 |
| 9445.00 | 4.20 | 89.85 | 8929.91 | 872.97 | -2135.42 | 2306.10 |
| 9534.00 | 4.12 | 91.97 | 9018.68 | 872.86 | -2128.96 | 2300.03 |
| 9630.00 | 4.01 | 90.76 | 9114.44 | 872.70 | -2122.16 | 2293.61 |
| 9723.00 | 4.33 | 90.43 | 9207.19 | 872.63 | -2115.40 | 2287.26 |
| 9817.00 | 4.13 | 96.48 | 9300.93 | 872.22 | -2108.49 | 2280.64 |
| 9911.00 | 3.66 | 104.42 | 9394.72 | 871.09 | -2102.22 | 2274.38 |
| 10005.00 | 3.15 | 111.53 | 9488.55 | 869.40 | -2096.91 | 2268.82 |
| 10099.00 | 2.83 | 107.88 | 9582.42 | 867.74 | -2092.30 | 2263.92 |
| 10193.00 | 3.18 | 104.23 | 9676.29 | 866.39 | -2087.56 | 2259.01 |
| 10289.00 | 2.89 | 97.23 | 9772.16 | 865.43 | -2082.58 | 2254.01 |
| 10383.00 | 2.82 | 86.00 | 9866.04 | 865.29 | -2077.92 | 2249.60 |
| 10478.00 | 2.90 | 86.05 | 9960.92 | 865.62 | -2073.20 | 2245.29 |
| 10571.00 | 3.31 | 91.43 | 10053.78 | 865.71 | -2068.16 | 2240.62 |
| 10665.00 | 3.31 | 97.50 | 10147.63 | 865.29 | -2062.76 | 2235.41 |
| 10759.00 | 3.70 | 110.17 | 10241.45 | 863.89 | -2057.22 | 2229.74 |

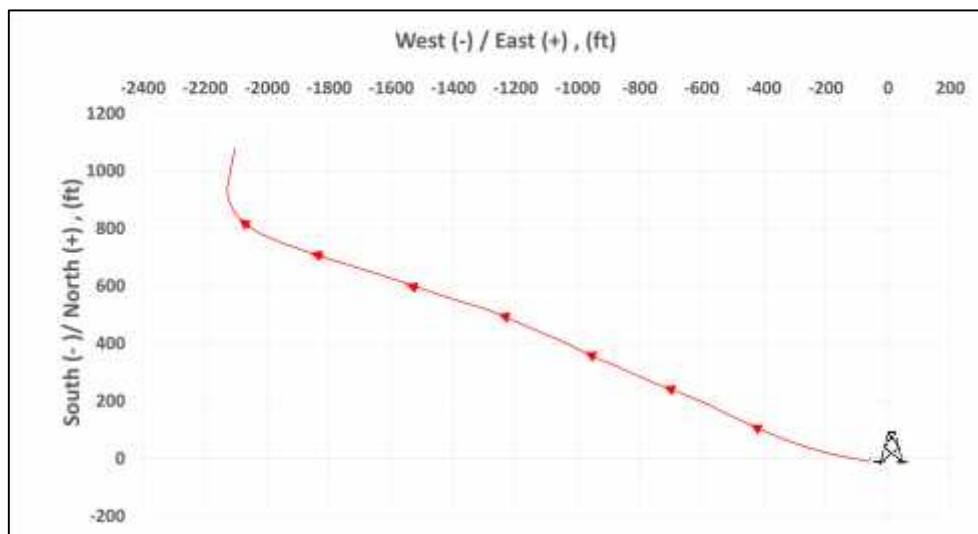
| | | | | | | |
|----------|------|--------|----------|--------|----------|---------|
| 10853.00 | 3.55 | 113.25 | 10335.26 | 861.70 | -2051.70 | 2223.80 |
| 10946.00 | 3.80 | 110.77 | 10428.07 | 859.47 | -2046.18 | 2217.84 |
| 11041.00 | 3.06 | 108.63 | 10522.90 | 857.54 | -2040.83 | 2212.16 |
| 11136.00 | 3.11 | 108.49 | 10617.76 | 855.91 | -2035.98 | 2207.05 |
| 11230.00 | 3.45 | 105.11 | 10711.61 | 854.37 | -2030.83 | 2201.69 |
| 11323 | 2.74 | 102.16 | 10804.47 | 853.17 | -2025.96 | 2196.70 |
| 11418 | 2.85 | 109.92 | 10899.36 | 851.89 | -2021.52 | 2192.10 |
| 11512 | 3.13 | 110.51 | 10993.23 | 850.19 | -2016.92 | 2187.19 |
| 11608 | 2.95 | 108.42 | 11089.09 | 848.49 | -2012.12 | 2182.10 |
| 11701 | 2.9 | 101.89 | 11181.97 | 847.25 | -2007.55 | 2177.39 |
| 11795 | 3.08 | 101.95 | 11275.84 | 846.24 | -2002.75 | 2172.54 |
| 11892 | 3.7 | 96.32 | 11372.67 | 845.36 | -1997.09 | 2166.93 |
| 11984 | 4.19 | 102.63 | 11464.45 | 844.29 | -1990.86 | 2160.73 |
| 12076 | 4.56 | 103.41 | 11556.18 | 842.71 | -1984.02 | 2153.77 |
| 12166 | 5.11 | 107.42 | 11645.86 | 840.68 | -1976.72 | 2146.22 |
| 12260 | 4.71 | 110.74 | 11739.52 | 838.06 | -1969.12 | 2138.18 |
| 12357 | 4.91 | 109.49 | 11836.18 | 835.27 | -1961.48 | 2130.05 |
| 12457 | 4.9 | 103.59 | 11935.81 | 832.83 | -1953.29 | 2121.53 |
| 12550 | 4.91 | 101.39 | 12028.47 | 831.12 | -1945.53 | 2113.67 |
| 12736 | 4.98 | 97.14 | 12213.78 | 828.54 | -1929.72 | 2097.96 |
| 12925 | 5.47 | 90.13 | 12401.99 | 827.50 | -1912.57 | 2081.55 |
| 13491 | 5.96 | 81.96 | 12965.17 | 831.55 | -1856.50 | 2030.51 |
| 13930 | 6.8 | 81.34 | 13401.44 | 838.65 | -1808.23 | 1987.87 |
| 13995 | 7 | 80.72 | 13465.97 | 839.87 | -1800.52 | 1981.08 |

Dari data **Tabel IV.3** selanjutnya membuat overlay plotting *trajectory* pelaksanaan *Vertical section* pada kolom 7 vs TVD pada kolom 4 untuk proyeksi vertical Sumur X seperti yang terlihat pada pada **Gambar 4.3.** dibawah ini



Gambar 4.3 *Trajectory Pelaksanaan Vertical section vs TVD*
Sumur X Lapangan Y

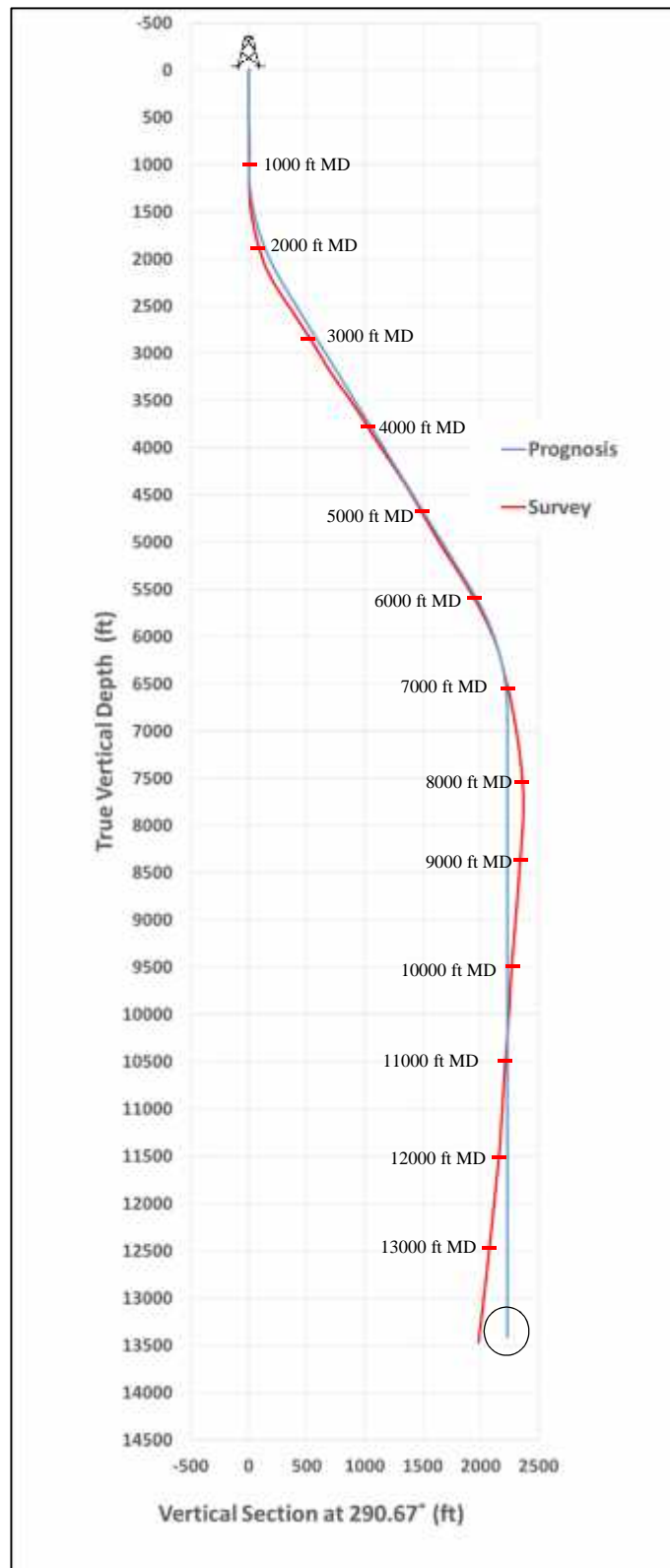
Dan untuk melihat proyeksi horizontal *trajectory* pelaksanaan Sumur X maka dibuat overlaid plotting *trajectory* data W/E pada kolom 6 vs S/N pada kolom 7 seperti yang terlihat pada **Gambar 4.4**.



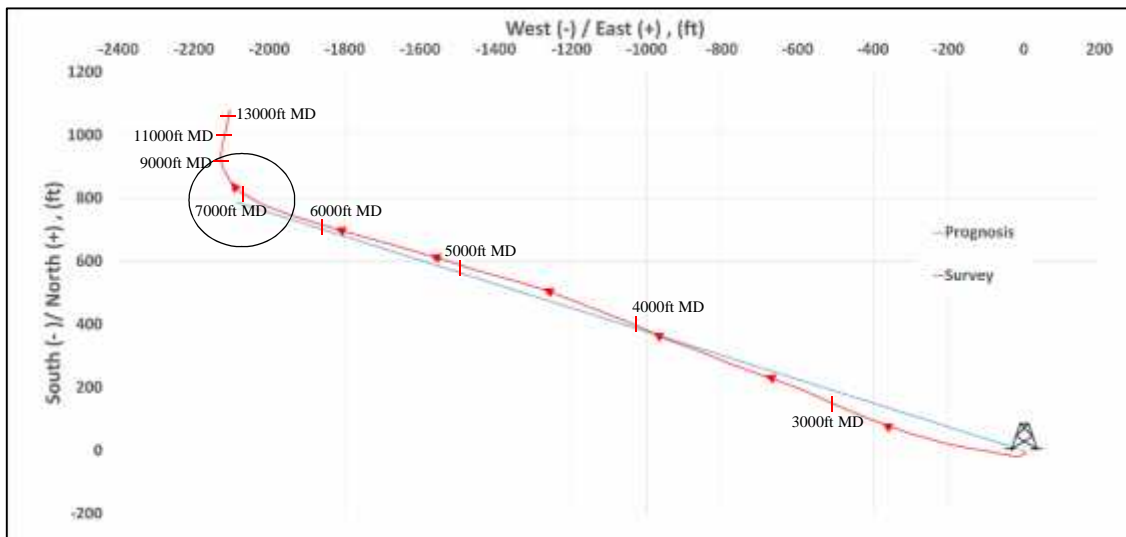
Gambar 4.4 *Trajectory Pelaksanaan West/East vs South/North*
Sumur X Lapangan Y

4.3. Perbandingan Perencanaan dan Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y

Selanjutnya dari data perencanaan dan pelaksanaan, dilakukan perbandingan antara *trajectory* prognosis dan survey yang dilakukan untuk melakukan evaluasi penyimpangan yang terjadi. Penyimpangan terjadi apabila perbedaan inklinasi antara perencanaan dan pelaksanaan sama atau lebih besar dari 3° ($\geq 3^\circ$). Selanjutnya menentukan batas toleransi target berdasarkan ketebalan reservoir. Dengan diketahui kedalam top reservoir pada kedalaman 13270 ft dan *Gas Water Contact* pada kedalaman 13662 ft maka ketebalan reservoirnya adalah 392 ft. Dengan begitu radius toleransi target Sumur X adalah setengah dari ketebalan reservoir (392ft) yaitu **196 ft**. Harga batas toleransi perencanaan dari perusahaan (164 ft) masih masuk dalam radius toleransi target reservoir dari perhitungan diatas. Hasil perbandingan trajectory perencanaan dan pelaksanaan proyeksi vertikal (*Vertical section vs TVD*) dapat dilihat pada **Gambar 4.5** dan untuk proyeksi horizontal (*West/ East vs South / North*) dapat dilihat pada **Gambar 4.6**.



Gambar 4.5. Perbandingan *Trajectory* Perencanaan dan Pelaksanaan *Vertical section* vs TVD Sumur X Lapangan Y



Gambar 4.6. Perbandingan *Trajectory* Perencanaan dan Pelaksanaan West/East vs South/North Sumur X Lapangan Y

Dari perbandingan *trajectory* yang terlihat pada **Gambar 4.5.** dan **Gambar 4.6.** terlihat bahwa pelaksanaan pemboran yang dilakukan menyimpang dari perencanaan terutama pada *vertical section* pada kedalaman 7000 ft MD hingga target. Pada kedalaman 8000 ft MD terdapat upaya perbaikan inklinasi, perbaikan terjadi pada kedalaman 10000 – 11000 ft MD dimana inklinasi mendekati sudut 0° . Pada kedalaman selanjutnya penyimpangan kembali terjadi hingga kedalaman target yang menyebabkan penyimpangan *trajectory* melebihi batas toleransi target yang ditentukan. **Tabel IV.4.** memperlihatkan perbandingan inklinasi dan azimuth antara perencanaan dengan pelaksanaan pada MD yang sama Sumur X Lapangan Y.

Tabel IV.4.

Perbandingan Inklinasi dan Azimuth Perencanaan dengan Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y

| MD ft | Prognosis | | Survey | | Dominasi Lithologi | Kekerasan Batuan |
|----------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------------|---------------------|
| | Inc ($^\circ$) | Az ($^\circ$) | Inc ($^\circ$) | Az ($^\circ$) | | |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Claystone | Lunak |
| 316 | 0 | 0 | 0 | 0 | Claystone | Lunak |
| 499 | 0 | 0 | 0 | 0 | Siltstone | Lunak |
| 672 | 0 | 0 | 0 | 0 | Claystone | Lunak |
| 857 | 0 | 0 | 0 | 0 | Claystone | Lunak |

| | | | | | | |
|------|-------|--------|-------|--------|------------|--------|
| 952 | 0 | 0 | 0 | 0 | Limestone | Keras |
| 1050 | 1 | 290.67 | 2.52 | 241.81 | Siltstone | Lunak |
| 1142 | 2.84 | 290.67 | 2.76 | 238.59 | Claystone | Lunak |
| 1236 | 4.71 | 290.67 | 3.33 | 250.4 | Claystone | Lunak |
| 1332 | 6.63 | 290.67 | 3.34 | 256.61 | Coal | Lunak |
| 1427 | 8.53 | 290.67 | 3.97 | 264.87 | Claystone | Lunak |
| 1520 | 10.37 | 290.67 | 8.69 | 283.02 | Siltstone | Lunak |
| 1613 | 12.21 | 290.67 | 9.24 | 284 | Claystone | Lunak |
| 1709 | 14.11 | 290.67 | 9.37 | 282.64 | Siltstone | Lunak |
| 1802 | 15.93 | 290.67 | 11.8 | 282.72 | Claystone | Lunak |
| 1899 | 17.82 | 290.67 | 14.86 | 281.17 | Claystone | Lunak |
| 1993 | 19.64 | 290.67 | 14.93 | 281.39 | Siltstone | Lunak |
| 2086 | 21.42 | 290.67 | 18.37 | 281.01 | Claystone | Lunak |
| 2182 | 23.22 | 290.67 | 22.43 | 284.11 | Claystone | Lunak |
| 2275 | 24.92 | 290.67 | 25.66 | 286.59 | Claystone | Lunak |
| 2369 | 26.66 | 290.67 | 26.59 | 289.45 | Claystone | Lunak |
| 2463 | 26.66 | 290.67 | 29.03 | 290.18 | Siltstone | Lunak |
| 2557 | 26.66 | 290.67 | 29.44 | 292.76 | Claystone | Lunak |
| 2651 | 26.66 | 290.67 | 27.86 | 293.98 | Siltstone | Lunak |
| 2746 | 26.66 | 290.67 | 27.87 | 295.83 | Sandstone | Sedang |
| 2841 | 26.66 | 290.67 | 28.74 | 296.67 | Sandstone | Sedang |
| 2937 | 26.66 | 290.67 | 28.05 | 297.2 | Sandstone | Sedang |
| 3030 | 26.66 | 290.67 | 25.92 | 298.69 | Claystone | Lunak |
| 3122 | 26.66 | 290.67 | 25.91 | 298.02 | Sandstone | Sedang |
| 3220 | 26.66 | 290.67 | 26.14 | 294.08 | Sandstone | Sedang |
| 3313 | 26.66 | 290.67 | 27.57 | 291.9 | Sandstone | Sedang |
| 3408 | 26.66 | 290.67 | 28.27 | 292.79 | Limestone | Keras |
| 3501 | 26.66 | 290.67 | 31.22 | 293.91 | Sandstone | Sedang |
| 3596 | 26.66 | 290.67 | 30.47 | 294.36 | Sandstone | Sedang |
| 3690 | 26.66 | 290.67 | 29.73 | 295.86 | Sandstone | Sedang |
| 3785 | 26.66 | 290.67 | 28.62 | 297.82 | Shalestone | Lunak |
| 3878 | 26.66 | 290.67 | 28.03 | 289.49 | Sandstone | Sedang |
| 3974 | 26.66 | 290.67 | 27.22 | 297.69 | Sandstone | Sedang |
| 4068 | 26.66 | 290.67 | 26.59 | 298.09 | Shalestone | Lunak |
| 4163 | 26.66 | 290.67 | 27.38 | 298.51 | Sandstone | Sedang |
| 4257 | 26.66 | 290.67 | 28.84 | 294.96 | Sandstone | Sedang |
| 4352 | 26.66 | 290.67 | 29.18 | 294.66 | Sandstone | Sedang |
| 4446 | 26.66 | 290.67 | 28.85 | 294.49 | Limestone | Keras |
| 4540 | 26.66 | 290.67 | 28.31 | 295.15 | Shalestone | Lunak |

| | | | | | | |
|------|-------|--------|-------|--------|------------|--------------|
| 4635 | 26.66 | 290.67 | 27.93 | 295.33 | Sandstone | Sedang |
| 4729 | 26.66 | 290.67 | 26.66 | 292.77 | Limestone | Keras |
| 4824 | 26.66 | 290.67 | 25.9 | 290.32 | Shalestone | Lunak |
| 4919 | 26.66 | 290.67 | 25.7 | 287.98 | Sandstone | Sedang |
| 5012 | 26.66 | 290.67 | 24.84 | 288.14 | Limestone | Keras |
| 5106 | 26.66 | 290.67 | 24.81 | 288.51 | Sandstone | Sedang |
| 5201 | 26.66 | 290.67 | 25.53 | 290.46 | Sandstone | Sedang |
| 5294 | 26.66 | 290.67 | 25.6 | 290.74 | Sandstone | Sedang |
| 5389 | 26.66 | 290.67 | 25.26 | 290.56 | Limestone | Keras |
| 5482 | 26.66 | 290.67 | 27.83 | 289.23 | Sandstone | Sedang |
| 5579 | 26.66 | 290.67 | 28.52 | 288.92 | Sandstone | Sedang |
| 5672 | 26.66 | 290.67 | 27.91 | 288.93 | Shalestone | Lunak |
| 5767 | 26.66 | 290.67 | 27.11 | 288.65 | Sandstone | Sedang |
| 5861 | 26.66 | 290.67 | 26.26 | 288.58 | Sandstone | Sedang |
| 5955 | 26.66 | 290.67 | 26.05 | 288.34 | Shalestone | Lunak |
| 6050 | 25.48 | 290.67 | 25.04 | 288.48 | Sandstone | Sedang |
| 6145 | 23.24 | 290.67 | 23.93 | 290.02 | Sandstone | Sedang |
| 6240 | 21.58 | 290.67 | 22.46 | 290.64 | Sandstone | Sedang |
| 6334 | 19.31 | 290.67 | 21.12 | 290.4 | Sandstone | Sedang |
| 6428 | 17.30 | 290.67 | 19.47 | 292.91 | Claystone | Lunak |
| 6522 | 15.41 | 290.67 | 17.78 | 294.93 | Claystone | Lunak |
| 6616 | 13.58 | 290.67 | 15.24 | 294.55 | Shalestone | Lunak |
| 6710 | 11.58 | 290.67 | 12.91 | 293.21 | Shalestone | Lunak |
| 7086 | 5.58 | 290.67 | 9.78 | 287.93 | Limestone | Keras |
| 7180 | 3.77 | 290.67 | 9.98 | 281.44 | Limstone | Keras |
| 7274 | 0 | 290.67 | 9.18 | 276.81 | Shalestone | Lunak |
| 7369 | 0 | 290.67 | 9.23 | 274.57 | Shalestone | Lunak |
| 7508 | 0 | 290.67 | 8.21 | 263.66 | Sandstone | Sedang |
| 7558 | 0 | 290.67 | 7.84 | 271.35 | Sandstone | Sedang |
| 7650 | 0 | 290.67 | 6.82 | 286.64 | Siltstone | Lunak |
| 7745 | 0 | 290.67 | 6.07 | 296.37 | Siltstone | Lunak |
| 7838 | 0 | 0 | 7.52 | 300.65 | Shalestone | Lunak |
| 7931 | 0 | 0 | 8.73 | 312.03 | Shalestone | Lunak |
| 8025 | 0 | 0 | 9.12 | 305.66 | Siltstone | Lunak |
| 8119 | 0 | 0 | 7.88 | 309.85 | Shalestone | Lunak |
| 8215 | 0 | 0 | 6.38 | 351.77 | Shalestone | Lunak |
| 8307 | 0 | 0 | 4.64 | 32.16 | Coal | Sangat Lunak |
| 8401 | 0 | 0 | 5.23 | 43.37 | Shalestone | Lunak |
| 8497 | 0 | 0 | 4.49 | 58.41 | Shalestone | Lunak |

| | | | | | | |
|-------|---|---|------|--------|------------|--------------|
| 8591 | 0 | 0 | 3.67 | 78.82 | coal | Sangat Lunak |
| 8687 | 0 | 0 | 3.97 | 86.39 | Shalestone | Lunak |
| 8781 | 0 | 0 | 4.24 | 80.79 | Siltstone | Lunak |
| 8875 | 0 | 0 | 4.26 | 81.69 | Shalestone | Lunak |
| 8970 | 0 | 0 | 4.34 | 80.27 | Shalestone | Lunak |
| 9064 | 0 | 0 | 3.82 | 74.91 | Shalestone | Lunak |
| 9158 | 0 | 0 | 3.92 | 78.01 | Limestone | Keras |
| 9252 | 0 | 0 | 4.13 | 81.38 | Shalestone | Lunak |
| 9347 | 0 | 0 | 4.58 | 83.86 | Shalestone | Lunak |
| 9445 | 0 | 0 | 4.2 | 89.85 | Siltstone | Lunak |
| 9534 | 0 | 0 | 4.12 | 91.97 | Shalestone | Lunak |
| 9630 | 0 | 0 | 4.01 | 90.76 | Coal | Sangat Lunak |
| 9723 | 0 | 0 | 4.33 | 90.43 | Sandstone | Sedang |
| 9817 | 0 | 0 | 4.13 | 96.48 | Sandstone | Sedang |
| 9911 | 0 | 0 | 3.66 | 104.42 | Sandstone | Sedang |
| 10005 | 0 | 0 | 3.15 | 111.53 | Sandstone | Sedang |
| 10099 | 0 | 0 | 2.83 | 107.88 | Sandstone | Sedang |
| 10193 | 0 | 0 | 3.18 | 104.23 | Sandstone | Sedang |
| 10289 | 0 | 0 | 2.89 | 97.23 | Siltstone | Lunak |
| 10383 | 0 | 0 | 2.82 | 86 | Limestone | Keras |
| 10478 | 0 | 0 | 2.9 | 86.05 | Limestone | Keras |
| 10571 | 0 | 0 | 3.31 | 91.43 | Limestone | Keras |
| 10665 | 0 | 0 | 3.31 | 97.5 | Sandstone | Sedang |
| 10759 | 0 | 0 | 3.2 | 110.17 | Sandstone | Sedang |
| 10853 | 0 | 0 | 3.05 | 113.25 | Sandstone | Sedang |
| 10946 | 0 | 0 | 3.1 | 110.77 | Sandstone | Sedang |
| 11041 | 0 | 0 | 3.06 | 108.63 | Siltstone | Lunak |
| 11136 | 0 | 0 | 3.31 | 108.49 | Sandstone | Sedang |
| 11230 | 0 | 0 | 3.45 | 105.11 | coal | Sangat Lunak |
| 11323 | 0 | 0 | 3.74 | 102.16 | Sandstone | Sedang |
| 11418 | 0 | 0 | 3.85 | 109.92 | Shalestone | Lunak |
| 11512 | 0 | 0 | 3.13 | 110.51 | Shalestone | Lunak |
| 11608 | 0 | 0 | 2.95 | 108.42 | Shalestone | Lunak |
| 11701 | 0 | 0 | 2.9 | 101.89 | Sandstone | Sedang |
| 11795 | 0 | 0 | 3.08 | 101.95 | Shalestone | Lunak |
| 11892 | 0 | 0 | 3.7 | 96.32 | Sandstone | Sedang |
| 11984 | 0 | 0 | 4.19 | 102.63 | Sandstone | Sedang |
| 12076 | 0 | 0 | 4.56 | 103.41 | Sandstone | Sedang |
| 12166 | 0 | 0 | 5.11 | 107.42 | Shalestone | Lunak |

| | | | | | | |
|-------|---|---|------|--------|------------|--------|
| 12260 | 0 | 0 | 4.71 | 110.74 | Sandstone | Sedang |
| 12357 | 0 | 0 | 4.91 | 109.49 | Sandstone | Sedang |
| 12457 | 0 | 0 | 4.9 | 103.59 | Sandstone | Sedang |
| 12550 | 0 | 0 | 4.91 | 101.39 | Sandstone | Sedang |
| 12736 | 0 | 0 | 4.98 | 97.14 | Shalestone | Lunak |
| 12925 | 0 | 0 | 5.47 | 90.13 | Sandstone | Sedang |
| 13491 | 0 | 0 | 5.96 | 81.96 | Shalestone | Lunak |
| 13930 | 0 | 0 | 6.8 | 81.34 | Sandstone | Sedang |
| 13995 | 0 | 0 | 7 | 80.72 | Sandstone | Sedang |

*Bagian berwarna merah merupakan kedalaman yang mengalami penyimpangan *trajectory* dan bagian warna hijau merupakan perbaikan inklinasi pada pemboran Sumur X

Jarak penyimpangan yang terjadi mulai kedalaman 7000 ft MD hingga target (13995 ft MD) dapat dilihat pada **Tabel IV.5**

Tabel IV.5

Penyimpangan *Trajectory* pada Kedalaman 7000 ft MD – 13995 ft MD

Sumur X Lapangan Y

| MD | Prognosis | | Survey | | Penyimpangan Vertikal | Penyimpangan Horizontal |
|------|-----------|------------------|---------|------------------|-----------------------|-------------------------|
| | TVD | Vertical section | TVD | Vertical section | | |
| ft | ft | ft | ft | ft | ft | ft |
| 7000 | 6561.44 | 2221.78 | 6583.1 | 2243.2 | 21.68 | 21.38 |
| 7180 | 6653.03 | 2229.14 | 6675.73 | 2259.18 | 22.70 | 30.04 |
| 7274 | 6745.25 | 2230.24 | 6768.42 | 2274.5 | 23.17 | 44.26 |
| 7369 | 6839.00 | 2230.24 | 6862.20 | 2289.18 | 23.20 | 58.94 |
| 7508 | 6976.93 | 2230.24 | 6999.59 | 2308.73 | 22.65 | 78.49 |
| 7558 | 7026.73 | 2230.24 | 7049.10 | 2315.13 | 22.36 | 84.89 |
| 7650 | 7118.53 | 2230.24 | 7140.34 | 2326.5 | 21.81 | 96.26 |
| 7745 | 7213.47 | 2230.24 | 7234.74 | 2337.13 | 21.27 | 106.89 |
| 7838 | 7306.47 | 2230.24 | 7327.30 | 2346.01 | 20.83 | 115.77 |
| 7931 | 7399.47 | 2230.24 | 7420.02 | 2352.89 | 20.55 | 122.65 |
| 8025 | 7493.47 | 2230.24 | 7513.76 | 2359.46 | 20.30 | 129.22 |
| 8119 | 7587.47 | 2230.24 | 7607.50 | 2366.1 | 20.04 | 135.86 |
| 8215 | 7683.47 | 2230.24 | 7703.31 | 2370.54 | 19.84 | 140.3 |
| 8307 | 7775.47 | 2230.24 | 7795.08 | 2371.11 | 19.61 | 140.87 |
| 8401 | 7869.47 | 2230.24 | 7888.73 | 2368.7 | 19.26 | 138.46 |
| 8497 | 7965.47 | 2230.24 | 7984.38 | 2364.71 | 18.92 | 134.47 |
| 8591 | 8059.47 | 2230.24 | 8078.14 | 2359.9 | 18.68 | 129.66 |
| 8687 | 8155.47 | 2230.24 | 8173.93 | 2354.26 | 18.46 | 124.02 |
| 8781 | 8249.47 | 2230.24 | 8267.69 | 2348.28 | 18.22 | 118.04 |

| | | | | | | |
|-------|----------|---------|----------|---------|-------|---------|
| 8875 | 8343.47 | 2230.24 | 8361.43 | 2342.22 | 17.96 | 111.98 |
| 8970 | 8438.47 | 2230.24 | 8456.16 | 2336.03 | 17.69 | 105.79 |
| 9064 | 8532.47 | 2230.24 | 8549.92 | 2330.42 | 17.45 | 100.18 |
| 9158 | 8626.47 | 2230.24 | 8643.71 | 2325.18 | 17.24 | 94.94 |
| 9252 | 8720.47 | 2230.24 | 8737.48 | 2319.52 | 17.01 | 89.28 |
| 9347 | 8815.47 | 2230.24 | 8832.20 | 2313.15 | 16.73 | 82.91 |
| 9445 | 8913.47 | 2230.24 | 8929.91 | 2306.3 | 16.45 | 76.06 |
| 9534 | 9002.47 | 2230.24 | 9018.68 | 2300.23 | 16.21 | 69.99 |
| 9630 | 9098.47 | 2230.24 | 9114.44 | 2293.81 | 15.97 | 63.57 |
| 9723 | 9191.47 | 2230.24 | 9207.19 | 2287.45 | 15.72 | 57.21 |
| 9817 | 9285.47 | 2230.24 | 9300.93 | 2280.84 | 15.47 | 50.6 |
| 9911 | 9379.47 | 2230.24 | 9394.72 | 2274.58 | 15.25 | 44.34 |
| 10005 | 9473.47 | 2230.24 | 9488.55 | 2269.01 | 15.08 | 38.77 |
| 10099 | 9567.47 | 2230.24 | 9582.42 | 2264.11 | 14.95 | 33.87 |
| 10193 | 9661.47 | 2230.24 | 9676.29 | 2259.21 | 14.82 | 28.97 |
| 10289 | 9757.47 | 2230.24 | 9772.16 | 2254.21 | 14.69 | 23.97 |
| 10383 | 9851.47 | 2230.24 | 9866.04 | 2249.8 | 14.57 | 19.56 |
| 10478 | 9946.47 | 2230.24 | 9960.92 | 2245.49 | 14.45 | 15.25 |
| 10571 | 10039.47 | 2230.24 | 10053.78 | 2240.82 | 14.32 | 10.58 |
| 10665 | 10133.47 | 2230.24 | 10147.63 | 2235.61 | 14.16 | 5.37 |
| 10759 | 10227.47 | 2230.24 | 10241.45 | 2229.94 | 13.98 | -0.3 |
| 10853 | 10321.47 | 2230.24 | 10335.26 | 2224 | 13.80 | -6.24 |
| 10946 | 10414.47 | 2230.24 | 10428.07 | 2218.04 | 13.60 | -12.2 |
| 11041 | 10509.47 | 2230.24 | 10522.90 | 2212.36 | 13.43 | -17.88 |
| 11136 | 10604.47 | 2230.24 | 10617.76 | 2207.25 | 13.29 | -22.99 |
| 11230 | 10698.47 | 2230.24 | 10711.61 | 2201.89 | 13.14 | -28.35 |
| 11323 | 10791.47 | 2230.24 | 10804.47 | 2196.9 | 13.00 | -33.34 |
| 11418 | 10886.47 | 2230.24 | 10899.36 | 2192.29 | 12.89 | -37.95 |
| 11512 | 10980.47 | 2230.24 | 10993.23 | 2187.39 | 12.76 | -42.85 |
| 11608 | 11076.47 | 2230.24 | 11089.09 | 2182.3 | 12.63 | -47.94 |
| 11701 | 11169.47 | 2230.24 | 11181.97 | 2177.59 | 12.50 | -52.65 |
| 11795 | 11263.47 | 2230.24 | 11275.84 | 2172.74 | 12.38 | -57.5 |
| 11892 | 11360.47 | 2230.24 | 11372.67 | 2167.13 | 12.21 | -63.11 |
| 11984 | 11452.47 | 2230.24 | 11464.45 | 2160.93 | 11.99 | -69.31 |
| 12076 | 11544.47 | 2230.24 | 11556.18 | 2153.97 | 11.72 | -76.27 |
| 12166 | 11634.47 | 2230.24 | 11645.86 | 2146.42 | 11.40 | -83.82 |
| 12260 | 11728.47 | 2230.24 | 11739.52 | 2138.38 | 11.05 | -91.86 |
| 12357 | 11825.47 | 2230.24 | 11836.18 | 2130.25 | 10.71 | -99.99 |
| 12457 | 11925.47 | 2230.24 | 11935.81 | 2121.73 | 10.34 | -108.51 |
| 12550 | 12018.47 | 2230.24 | 12028.47 | 2113.86 | 10.00 | -116.38 |
| 12736 | 12204.47 | 2230.24 | 12213.78 | 2098.16 | 9.31 | -132.08 |

| | | | | | | |
|-------|----------|---------|----------|---------|-------|---------|
| 12925 | 12393.47 | 2230.24 | 12401.99 | 2081.75 | 8.52 | -148.49 |
| 13491 | 12959.47 | 2230.24 | 12965.17 | 2030.71 | 5.70 | -199.53 |
| 13891 | 13332.47 | 2230.24 | 13342.22 | 2002.43 | 9.75 | -227.81 |
| 13930 | | | 13401.44 | 1988.06 | 68.97 | -242.18 |
| 13995 | | | 13465.97 | 1989.06 | 133.5 | -241.18 |

Dari analisa yang dilakukan diketahui bahwa penyimpangan yang terjadi pada Sumur X terjadi dimulai dari kedalaman 7000 ft hingga target (13995 ft MD) dengan penyimpangan pada target sebesar 133.5 ft pada proyeksi vertikal dan 241.18 ft pada proyeksi horizontal yang menyimpang melebihi batas toleransi target (164ft) . Penyimpangan yang terjadi menyebabkan pemboran berarah Sumur X tidak optimal dilaksanakan.

4.4. Evaluasi Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y





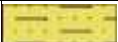



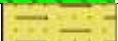
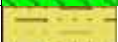




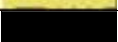
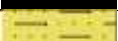



















Dari perbandingan jelas terlihat bahwa sumur yang dibor tidak sesuai dari perencanaan *trajectory* yang telah dibuat , oleh karena itu evaluasi dilakukan untuk menganalisa dan melakukan optimalisasi penyebab dari terjadinya penyimpangan dengan menganalisa faktor – faktor penyebab terjadinya penyimpangan diataranya faktor formasi , faktor hidrolika dan faktor mekanis.










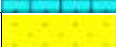



























4.4.1. Faktor Formasi

Formasi pada kedalaman yang mengalami penyimpangan (7000 ft MD – 13995 ft MD) didominasi oleh sandstone dan shalestone dengan sisipan coal , Shalestone, siltstone dan limestone. Kekerasan batuan yang berbeda – beda berpotensi menyebabkan terjadinya penyimpangan *trajectory*. Seperti pada kedalaman 6900 – 7000 ft MD dimana terdapat perubahan jenis batuan dari Shalestone dengan kekerasan lunak ke Limestone dengan kekerasan keras .Kondisi tersebut berpotensi menyebabkan terjadinya pembesaran inklinasi sumur pemboran. **Tabel IV.6** berikut merupakan dominasi litholigi pada kedalaman 6800 – 13995 ft MD Sumur X Lapangan Y .

Tabel .IV.6

Litholgi pada Kedalaman 6800 ft – 13995 ft MD Sumur X Lapangan Y

| MD ft | Prognosis | | Survey | | Dominasi Lithologi | Simbol |
|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------------------|---|
| | Inc (°) | Az (°) | Inc (°) | Az (°) | | |
| 6800 | 9.58 | 290.67 | 12.15 | 292.19 | Shalestone |  |
| 6900 | 8.58 | 290.67 | 6.32 | 290.90 | Shalestone |  |
| 7000 | 5.58 | 290.67 | 9.49 | 289.41 | Limestone |  |
| 7100 | 3.58 | 290.67 | 9.80 | 286.95 | Limestone |  |
| 7200 | 1.58 | 290.67 | 9.80 | 280.52 | Siltstone |  |
| 7300 | 0 | 0 | 9.19 | 276.19 | Shalestone |  |
| 7400 | 0 | 0 | 8.98 | 272.36 | Shalestone |  |
| 7500 | 0 | 0 | 8.26 | 264.36 | Shalestone |  |
| 7600 | 0 | 0 | 7.31 | 277.80 | Siltstone |  |
| 7700 | 0 | 0 | 8.40 | 291.48 | Shalestone |  |
| 7800 | 0 | 0 | 7.43 | 298.70 | Siltstone |  |
| 7900 | 0 | 0 | 9.01 | 307.54 | Shalestone |  |
| 8000 | 0 | 0 | 9.19 | 307.14 | Shalestone |  |
| 8100 | 0 | 0 | 7.02 | 308.88 | Shalestone |  |
| 8200 | 0 | 0 | 6.33 | 344.78 | Siltstone |  |
| 8300 | 0 | 0 | 4.49 | 30.03 | Coal |  |
| 8400 | 0 | 0 | 5.22 | 43.26 | Siltstone |  |
| 8500 | 0 | 0 | 4.46 | 58.94 | Shalestone |  |
| 8600 | 0 | 0 | 3.70 | 79.58 | Shalestone |  |
| 8700 | 0 | 0 | 4.00 | 85.57 | Shalestone |  |
| 8800 | 0 | 0 | 4.24 | 80.97 | Shalestone |  |
| 8900 | 0 | 0 | 4.28 | 81.31 | Siltstone |  |
| 9000 | 0 | 0 | 4.17 | 78.70 | Shalestone |  |
| 9100 | 0 | 0 | 3.86 | 76.12 | Coal |  |
| 9200 | 0 | 0 | 4.01 | 79.56 | Sandstone |  |
| 9300 | 0 | 0 | 4.36 | 82.70 | Limestone |  |
| 9400 | 0 | 0 | 4.37 | 86.97 | Sandstone |  |
| 9500 | 0 | 0 | 4.15 | 91.15 | Sandstone |  |
| 9600 | 0 | 0 | 4.04 | 91.15 | Sandstone |  |
| 9700 | 0 | 0 | 4.25 | 90.51 | Shalestone |  |
| 9800 | 0 | 0 | 4.16 | 95.34 | Sandstone |  |
| 9900 | 0 | 0 | 3.71 | 103.39 | Shalestone |  |
| 10000 | 0 | 0 | 3.18 | 111.10 | Sandstone |  |
| 10100 | 0 | 0 | 2.83 | 107.84 | Shalestone |  |
| 10200 | 0 | 0 | 3.16 | 103.76 | Sandstone |  |
| 10300 | 0 | 0 | 2.88 | 95.95 | Sandstone |  |

| | | | | | | |
|-------|---|---|------|--------|------------|---|
| 10400 | 0 | 0 | 2.83 | 86.01 | Sandstone |  |
| 10500 | 0 | 0 | 2.99 | 87.45 | Sandstone |  |
| 10600 | 0 | 0 | 3.31 | 93.30 | Shalestone |  |
| 10700 | 0 | 0 | 3.44 | 102.55 | Sandstone |  |
| 10800 | 0 | 0 | 3.63 | 111.48 | Limestone |  |
| 10900 | 0 | 0 | 3.68 | 111.95 | Sandstone |  |
| 11000 | 0 | 0 | 3.38 | 109.67 | Shalestone |  |
| 11100 | 0 | 0 | 3.09 | 108.54 | Sandstone |  |
| 11200 | 0 | 0 | 3.34 | 106.11 | Sandstone |  |
| 11300 | 0 | 0 | 2.91 | 103.02 | Limestone |  |
| 11400 | 0 | 0 | 2.83 | 108.50 | Sandstone |  |
| 11500 | 0 | 0 | 3.09 | 110.44 | Sandstone |  |
| 11600 | 0 | 0 | 2.96 | 108.60 | Sandstone |  |
| 11700 | 0 | 0 | 2.90 | 101.96 | Sandstone |  |
| 11800 | 0 | 0 | 3.11 | 101.61 | Sandstone |  |
| 11900 | 0 | 0 | 3.74 | 96.93 | Sandstone |  |
| 12000 | 0 | 0 | 4.25 | 102.78 | Shalestone |  |
| 12100 | 0 | 0 | 4.70 | 104.57 | Shalestone |  |
| 12200 | 0 | 0 | 4.96 | 108.56 | Coal |  |
| 12300 | 0 | 0 | 4.79 | 110.21 | Sandstone |  |
| 12400 | 0 | 0 | 4.90 | 106.96 | Sandstone |  |
| 12500 | 0 | 0 | 4.90 | 102.57 | Sandstone |  |
| 12600 | 0 | 0 | 4.93 | 100.24 | Limestone |  |
| 12700 | 0 | 0 | 4.96 | 97.95 | Shalestone |  |
| 12800 | 0 | 0 | 5.14 | 94.62 | Sandstone |  |
| 12900 | 0 | 0 | 5.40 | 90.98 | Shalestone |  |
| 13000 | 0 | 0 | 5.53 | 88.97 | Shalestone |  |
| 13100 | 0 | 0 | 5.61 | 87.45 | Shalestone |  |
| 13200 | 0 | 0 | 5.69 | 85.99 | Sandstone |  |
| 13300 | 0 | 0 | 5.78 | 84.56 | Sandstone |  |
| 13400 | 0 | 0 | 5.87 | 83.18 | Shalestone |  |
| 13500 | 0 | 0 | 5.98 | 81.95 | Sandstone |  |
| 13600 | 0 | 0 | 6.17 | 81.79 | Shalestone |  |
| 13700 | 0 | 0 | 6.36 | 81.64 | Shalestone |  |
| 13800 | 0 | 0 | 6.55 | 81.51 | Sandstone |  |
| 13900 | 0 | 0 | 6.74 | 81.38 | Sandstone |  |
| 13995 | 0 | 0 | 7 | 80.72 | Sandstone |  |

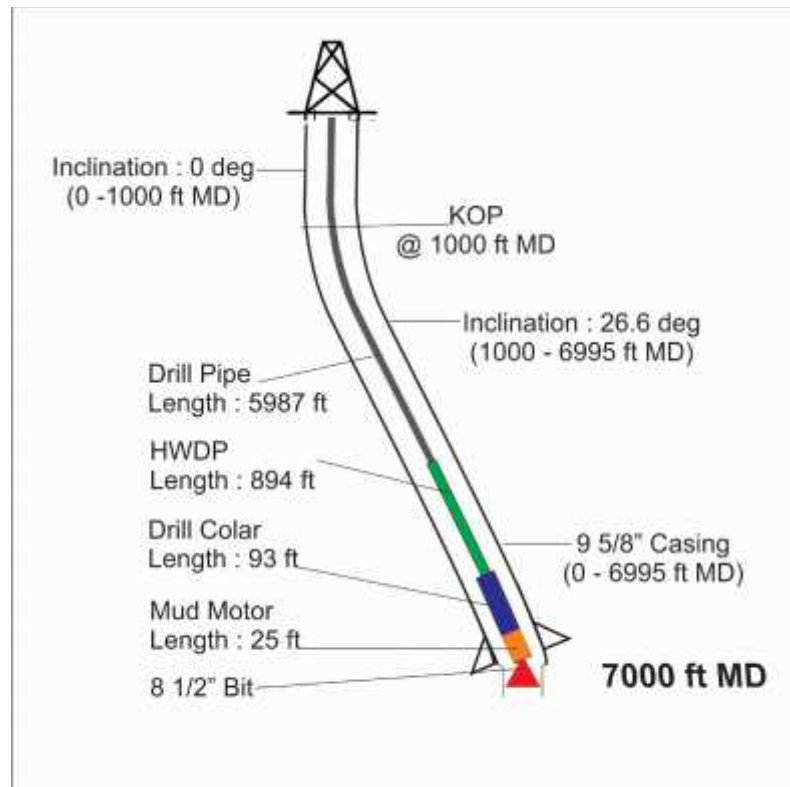
4.4.2.Faktor Hidrolika Lumpur Pemboran

Pengangkatan *cutting* pemboran yang optimal dapat membuat pemboran terhindar dari masalah – masalah pemboran seperti *pipe sticking* , *bit bailling* dan penyimpangan *trajectory* pada pemboran berarah. Metode yang digunakan pada section 8 ½” sumur ini adalah metode Bit Hydraulic Horsepower (BHHP). Penggunaan metode BHHP karena pada section 8 ½” merupakan *section* vertikal. Untuk menghitung nilai optimal dari konsep Bit Hydraulic Horse Power , maka dilakukan perhitungan dengan **Persamaan 3.77**

$$P_b = 1 - \left(\frac{1}{m+1} P_{\text{pump}} \right) \times 100\%$$

Nilai m pada persamaan ditentukan dengan membuat grafik logaritmik Tekanan Parasitic (P_c) vs Laju Alir (Q) pada Sumur X pada kedalaman yang sama. Kehilangan tekanan parasitik dihitung menggunakan metode analitik pada beberapa nilai Q yang berbeda. Perhitungan kehilangan tekanan parasitik dilakukan pada kedalaman 7000 ft MD dengan nilai Q 200 , 400 . 500 . 600 GPM. Contoh perhitungan dilakukan pada analisa kehilangan tekanan pada kedalaman 7000 ft MD di sebagai berikut :

Pada kedalaman 7000 ft MD pemboran mulai melakukan drop section , yaitu penurunan sudut inklinasi . Untuk menganalisa hidroliknya , perlu dilakukan perhitungan kehilangan tekanan parasitic yang meliputi kehilangan tekanan pada permukaan , drill pipe , HWDP , Drill Colar dan Mud Motor. Kehilangan tekanan yang terjadi dipengaruhi oleh panjang dan juga sudut pada bagian - bagian tersebut. Agar lebih jelas , maka **Gambar 4.7** Merupakan ilustrasi kondisi lubang bor pada kedalaman 7000 ft MD



Gambar 4.7 Ilustrasi Kondisi Lubang Bor pada Kedalaman 7000 ft MD

Berikut adalah data Sumur X pada kedalaman 7000 ft MD :

- Diameter Hole (Dh) : 8.5 In
- ID Casing : 9.625 In
- Kedalaman (MD/TVD) : 7000 / 6600 ft
- Tekanan Pompa : 3700 psi
- Debit Pompa (Q) : 600 gpm
- Berat jenis lumpur (Sg) : 9.4 ppg
- Plastic Viscosity (PV) : 17 cp
- Yield Point (YP) : 16 lb/ft²
- TFA : 1.309 sq.in
- OD DC : 6.813 in
- ID DC : 2.813 in
- Panjang DC : 93 ft
- OD DP : 5 in

- ID DP : 4.276 in
- Panjang DP : 5987 ft
- OD HWDP : 5 in
- ID HWDP : 3 in
- Panjang HWDP : 894 ft
- Panjang Motor : 25 ft

Dengan data tersebut maka dilakukan perhitungan kehilangan tekanan parasitik sebagai berikut :

1. Kehilangan Tekanan pada Surface Connection (ΔP_{fsc}) dengan **Persamaan 3.52**:

$$\begin{aligned}\Delta P_{fsc} &= E (mw)^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \\ &= (5.10^{-5}) \times 9.4^{0.8} \times 600^{1.8} \times 17^{0.2} \\ &= \mathbf{45 \text{ psi}}\end{aligned}$$

2. Kehilangan Tekanan didalam rangkaian *Drill string* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a) Kehilangan Tekanan pada DP (*drill pipe*)

Kehilangan tekanan pada drillpipe dibagi menjadi 2 bagian, yaitu pada kedalaman 0 – 1000 ft MD dengan inklinasi 0 ° dan lubang diselubungi casing 9 5/8” , 1000 – 7000 ft MD dengan inklinasi 26.6° dan lubang diselubungi casing 9 5/8” .

➤ Pada Kedalaman 0 -1000 ft MD (Vertikal)

Kecepatan Fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53**:

$$\begin{aligned}V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 600}{4.276^2} \\ &= \mathbf{804 \text{ fpm}}\end{aligned}$$

Dalam perhitungan Evaluasi Hidrolika ini, Metode yang digunakan adalah *Birham Plastic Model* , seperti yang dijelaskan pada **BAB III**. Untuk menghitung Kecepatan Kritis Fluida (V_c) digunakan **Persamaan 3.54** sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{P^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\
 &= \frac{97 \times 17 + 97 \sqrt{17^2 + 8.2 \times 9.4 \times 4.276^2 \times 16}}{9.4 \times 4.276} \\
 &= \mathbf{406 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka Aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, maka *pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.55:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{fdsDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\
 &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 9.4^{0.8} \times 600^{1.8} \times 17^{0.2} \times 1000}{4.276^{4.8}} \times \cos(0) \\
 &= \mathbf{88 \text{ psi.}}
 \end{aligned}$$

➤ Pada Kedalaman 1000 – 6995 ft MD (Miring 26.6°)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD, Maka $V_p > V_c$ sehingga aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, *Pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55:**

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{fdsDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\
 &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 9.4^{0.8} \times 600^{1.8} \times 17^{0.2} \times 4988}{4.276^{4.8}} \times \cos(26.6) \\
 &= \mathbf{477 \text{ psi.}}
 \end{aligned}$$

b) Kehilangan tekanan didalam HWDP (*heavy-weight drill pipe*)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53:**

$$\begin{aligned}
 V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\
 &= \frac{24.5 \times 600}{3^2} \\
 &= \mathbf{1633 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Kecepatan Kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.54**

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 17 + 97 \sqrt{17^2 + 8.2 \times 9.4 \times 3^2 \times 16}}{9.4 \times 3} \\ &= \mathbf{425 \text{ fpm}} \end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses* didalam *heavy-weight drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55 :**

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{fidsHWDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 9.4^{0.8} \times 600^{1.8} \times 17^{0.2} \times 914.3}{3^{4.8}} \times \cos(26.6) \\ &= \mathbf{461 \text{ psi.}} \end{aligned}$$

c) Kehilangan tekanan didalam DC (*drill collar*)

Kecepatan Fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53 :**

$$\begin{aligned} V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 600}{2.813^2} \\ &= \mathbf{1857 \text{ fpm.}} \end{aligned}$$

Kecepatan Kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.54**

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 17 + 97 \sqrt{17^2 + 8.2 \times 9.4 \times 2.813^2 \times 16}}{9.4 \times 2.813} \\ &= \mathbf{430 \text{ fpm}} \end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses* didalam *drill collar* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55 :**

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{fidsDC}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 9.4^{0.8} \times 600^{1.8} \times 17^{0.2} \times 93}{2.813^{4.8}} \times \cos(26.6) \end{aligned}$$

$$= 90 \text{ psi}$$

Maka, total *pressure losses* didalam rangkaian *drill string* adalah $P_{\text{fdsDP}} + P_{\text{fdsHWDP}} + P_{\text{fdsDC}} = 565 \text{ psi} + 431 \text{ psi} + 70 \text{ psi} = 1066 \text{ psi}$

3. Kehilangan tekanan didalam *annulus* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a) Kehilangan tekanan DP (*drill pipe*) di *annulus casing*.

➤ Pada Kedalaman 0 -1000 ft MD (Vertikal)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$\begin{aligned} V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\ &= \frac{24.5 \times 600}{9.625^2 - 5^2} \\ &= 217 \text{ fpm} \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{9.7 \times P + 9.7 \sqrt{P^2 + 8.2 \mu \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 17 + 97 \sqrt{17^2 + 8.2 \times 9.4 \times 4.625^2 \times 16}}{9.4 \times 4.265} \\ &= 355 \text{ fpm.} \end{aligned}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*, maka *pressure losses drill pipe* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.60** :

$$\begin{aligned} P_{\text{faDP}} &= \left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \times \cos(\gamma) \\ &= \left(\frac{1000 \times 17 \times 217}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{1000 \times 16}{225 \times 4.625} \right) \times \cos(0) \\ &= 18 \text{ psi} \end{aligned}$$

➤ Pada Kedalaman 1000 – 5988 ft MD (Miring 26.6°)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , Maka $V_a < V_c$ sehingga aliran yang terjadi adalah

Laminer , maka *pressure losses drill pipe* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.60** :

$$\begin{aligned}
 P_{faDp} &= \left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \times \cos(\gamma) \\
 &= \left(\frac{4988 \times 17 \times 217}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{4988 \times 16}{225 \times 4.625} \right) \times \cos(26.6) \\
 &= \mathbf{131 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

b) Kehilangan tekanan HWDP (*heavy weight drill pipe*) di *annulus casing*.

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$\begin{aligned}
 V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\
 &= \frac{24.5 \times 600}{9.625^2 - 5^2} \\
 &= \mathbf{217 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned}
 V_c &= \frac{9.4 \times P + 9.4 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D \times Y}}{\rho} \\
 &= \frac{97 \times 17 + 97 \sqrt{17^2 + 8.2 \times 9.4 \times 4.625^2 \times 16}}{9.4 \times 4.265} \\
 &= \mathbf{355 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminer*, maka *pressure losses HWDP* di *annulus casing* dapat dihitung menggunakan **Persamaan 3.60**:

$$\begin{aligned}
 P_{faHWDP} &= \left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \times \cos(\gamma) \\
 &= \left(\frac{914 \times 17 \times 217}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{914 \times 16}{225 \times 4.625} \right) \times \cos(26.6) \\
 &= \mathbf{15 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

c) Kehilangan tekanan DC (*drill collar*) di *annulus casing*.

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$V_a = \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2}$$

$$= \frac{24.5 \times 600}{9.625^2 - 6.813^2}$$

$$= \mathbf{173 \text{ fpm}}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2 \mu \times D^2 \times Y}}{\rho}$$

$$= \frac{97 \times 17 + 97 \sqrt{17^2 + 8.2 \times 9.4 \times 2.813^2 \times 16}}{9.4 \times 2.813}$$

$$= \mathbf{384 \text{ fpm.}}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminer*, maka *pressure losses drill collar* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.60:

$$P_{faDC} = \left(\frac{L \times PV \times Va}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \times \cos(\gamma)$$

$$= \left(\frac{118 \times 17 \times 217}{60000 \times 2.813^2} \right) + \left(\frac{118 \times 16}{225 \times 2.813} \right) \times \cos(26,6)$$

$$= \mathbf{3 \text{ psi}}$$

Maka, total *pressure losses* didalam *annulus* adalah $P_{faDP} + P_{faHWDP} + P_{faDC} = \mathbf{149 \text{ psi} + 15 \text{ psi} + 3 \text{ psi} = 167 \text{ psi}}$

- Diketahui kehilangan tekanan pada PDM Mud Motor pada **lampiran B (Motor Performance Report)** sebesar **550 psi**

4. Total *pressure loss* kecuali pada *bit* adalah $P_{fsc} + \Delta P_{fds} + \Delta P_{fa} + \Delta P_{motor} = \mathbf{45 \text{ psi} + 1066 \text{ psi} + 167 \text{ psi} + 550 \text{ psi} = 1828 \text{ psi.}}$

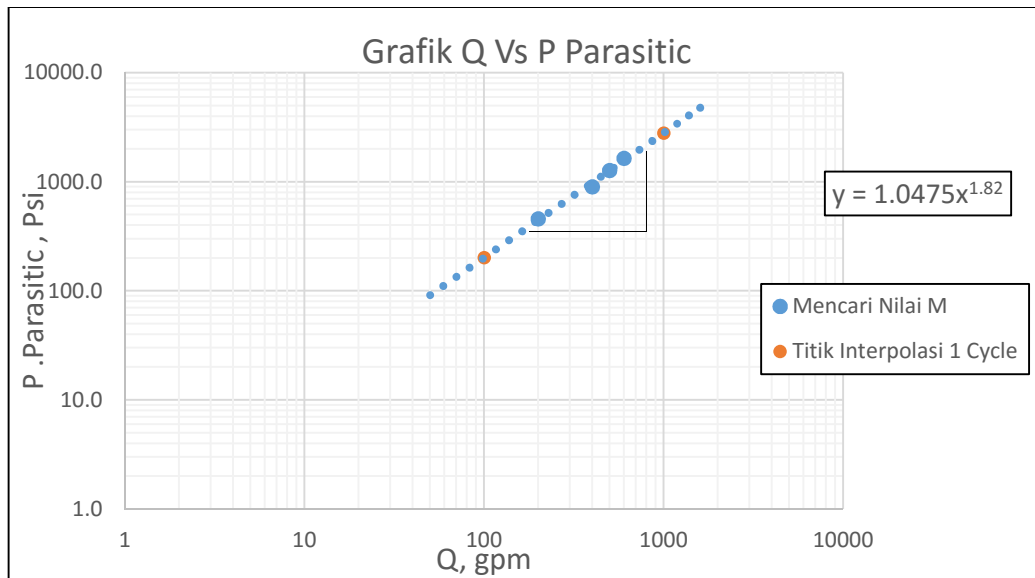
Perhitungan diatas menggunakan $Q = \mathbf{600 \text{ gpm}}$ dan didapat hasil kehilangan tekanan parasitic sebesar **1828 psi**. Selanjutnya menghitung ΔP_c dengan Q yang berbeda – beda dan didapat hasil perhitungan seperti yang terlihat pada **Table IV.7**.

Tabel IV.7

Data Perhitungan Tekanan Parasitic untuk Menentukan Nilai m

| No | Q (gpm) | P. Parasitic (psi) |
|----|---------|--------------------|
| 1 | 200 | 460.4 |
| 2 | 400 | 905.4 |
| 3 | 500 | 1272.8 |
| 4 | 600 | 1828.4 |

Dari data pada **Tabel IV.9** dilakukan plot log-log Laju Alir vs P.Parasirtic untuk menentukan slope nya. Grafik Q vs P. Parasitik dapat diplot seperti yang terlihat pada **Grafik IV.1.** dibawah ini.



Grafik. 4.1. Log –log Q vs P.Parasitic untuk Menentukan Nilai M.

Dikarenakan grafik yang digunakan adalah grafik log-log , maka penentuan slope diambil 1 cycle yaitu pada $q = 100$ gpm dan $q = 1000$ gpm . Dengan persamaan trendline yang ada pada **grafik 4.1.** , maka dapat ditentukan P.parasitic saat $Q = 100$ gpm dan $Q = 1000$ gpm dengan perhitungan sebagai berikut:

$$y = 1.0475x^{1.82}$$

$$\mathbf{Q = 100\ gpm}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_c &= 1.0475 \times 100^{1.82} \\ &= 4572.5\ \text{Psi} \end{aligned}$$

$$\mathbf{Q = 1000\ gpm}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_c &= 1.0475 \times 1000^{1.82} \\ &= 302102.3\ \text{Psi} \end{aligned}$$

Maka Slope dapat dicari dengan **Persamaan 3.63.** sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Slope} &= \text{Log} (X_1/X_2) / \text{Log} (Y_1/Y_2) \\ &= \text{Log} (4572.5/302102.3) / \text{Log} (100 / 1000) \\ &= 1.82 \end{aligned}$$

Maka nilai $m = 1.82$

Maka nilai optimal kehilangan tekanan parasitic adalah

$$P_c = \frac{1}{(1.8 + 1)} P_{\text{pump}}$$

$$= 0.35 P_{\text{pump}}$$

Sehingga kehilangan tekanan optimal pada Bit adalah

$$P_b = 1 - P_c$$

$$= 1 - 0.35 P_{\text{pump}}$$

$$= 0.65 P_{\text{pump}}$$

Dari hasil perhitungan maka didapat hidriloka akan optimal menggunakan konsep BHHP jika kehilangan tekanan pada bit adalah **65 %** dari tekanan pompa. Bila dihitung pada kedalaman 7000 ft MD maka tekanan optimum bit nya adalah

$$P_b = 0.65 \times 3400$$

$$= \mathbf{2210 \text{ psi}}$$

dan tekanan parasitik optimalnya adalah $3700 - 2210 = \mathbf{1490 \text{ psi}}$

Selanjutnya menghitung Q_{min} dan Q_{max} pada sistem pomboran tersebut. Q_{min} dapat ditentukan menggunakan **Persamaan 3.70** sebagai berikut:

$$Q_{\text{min}} = A \times V_{\text{min}}$$

Sedangkan V_{min} ditentukan dengan **Persamaan 3.69**

$$V_{\text{min}} = 2 \times V_s$$

Menentukan V_s dengan **Persamaan 3.105**

$$V_s = 174.7 \frac{d_p \times (\rho_p - \rho_f)^{0.6}}{\rho_f^{0.3} \times \mu_e^{0.3}}$$

Dengan data :

| | |
|---------------------------------------|------------------------|
| Luas Anulus | = 0.26 ft ² |
| Densitas Partikel (ρ_p) | = 22 ppg |
| Densitas Lumpur (ρ_f) | = 10.2 ppg |
| Equivalent Diameter Cutting (d_p) | = 1 in |
| Apparent Viscosity (μ_e) | = 0.0207 cp |

Maka dapat dihitung slip viscosity dengan **persamaan 3.105**

$$V_s = 174.7 \frac{1 \times (2 - 1.2)^{0.6}}{1.2^{0.3} \times 0.0^{0.3}}$$

$$= 31.185 \text{ fpm}$$

$$V_{\min} = 2 \times 31.185 \text{ fpm}$$

$$= 62.37 \text{ fpm}$$

$$Q_{\min} = 62.37 \text{ fpm} \times 0.26 \text{ ft}^2$$

$$= 16.22 \text{ ft}^3/\text{min}$$

$$= \mathbf{121.3 \text{ gpm}}$$

Untuk menentukan Qmax dapat menggunakan **persamaan 3.102**

$$H = \frac{P_{pt} \times Q}{1714}$$

$$Q = \frac{H \times 1714}{P}$$

Karena ingin mengetahui besarnya Qmax , maka Ppompa = Pmax pompa . Dengan diketahui :

$$HPs = 1600 \text{ HP}$$

$$P_{\max} = 4527 \text{ psi}$$

Maka Qmax pompa dapat dicari dengan cara :

$$Q = \frac{1600 \times 1714}{4527}$$

$$= \mathbf{606 \text{ gpm}}$$

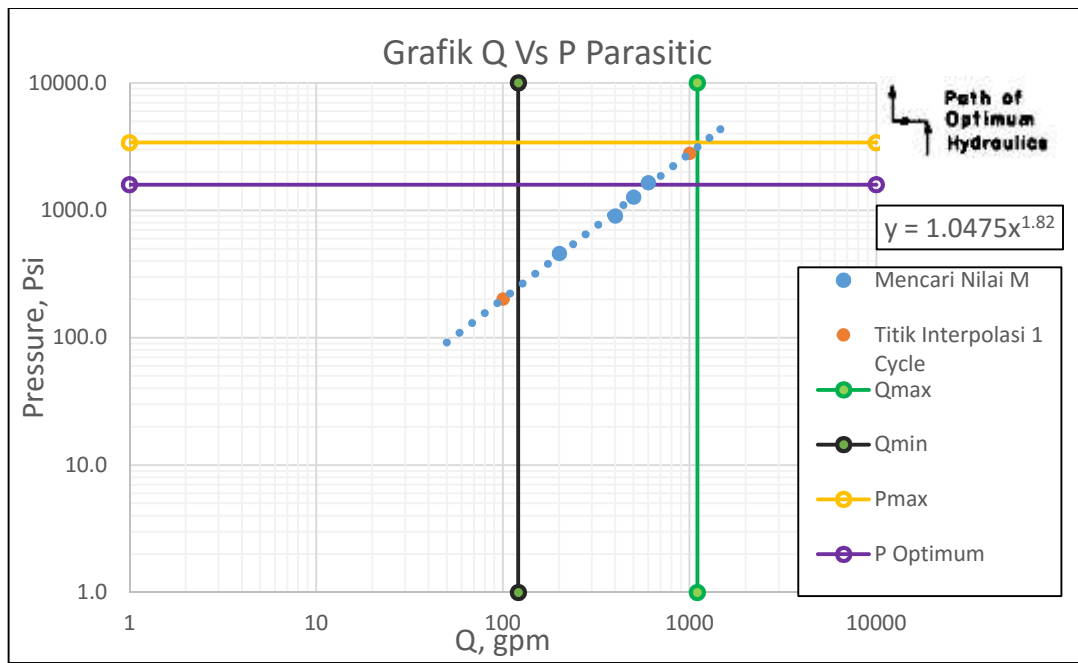
Qmax untuk 1 pompa sebesar 606 gpm . Karena pemboran menggunakan 2 pompa , maka Qmax sistem adalah $2 \times 606 \text{ gpm} = \mathbf{1212 \text{ gpm}}$

Sehingga dapat ditentukan Pc max pada Qmax dengan perhitungan berikut :

$$\Delta P_c = 1.0475 \times 1212^{1.1427}$$

$$= \mathbf{3496.8 \text{ Psi}}$$

Setelah mengetahui tekanan optimal, tekanan maximal , Q minimum dan Q maximal, maka **Grafik 4.1** dapat dilengkapi seperti yang terlihat pada **Grafik 4.2**.berikut :



Grafik 4.2. Log- log Q vs P.Parasitik dengan Batas Tekanan dan Laju Alir

Selanjutnya melakukan analisa pada kedalaman bor yang mengalami penyimpangan. Kedalaman yang akan dianalisa adalah pada kedalaman 7000 ft , yang merupakan awal terjadinya penyimpangan dan pada kedalaman 11000 ft MD dimana pada kedalaman tersebut pemboran masih mengalami penyimpangan. Analisa hidrolika yang dilakukan yaitu analisa pada bit dan analisa pengangkatan cutting. Analisa hidrolika pada bit dilakukan dengan menghitung kehilangan tekanan parasitic pada sistem pemboran ,menghitung besarnya daya pada bit dan selanjutnya membandingkan daya di bit dengan daya pompa yang ada. Agar hidrolika optimal , perbandingan daya pada bit dan daya pompa harus sebesar **65 %**. Sedangkan analisa hidrolika pengangkatan cutting dilakukan dengan menghitung rasio transport cutting dimana akan optimal apabila rasio pengangkatan cutting **90%** , Indeks Rasio Cutting (PBI) yang optimal jika nilai **PBI = 1** dan konsentrasi cutting (Ca) yang optimal jika nilai **Ca < 5%**.

4.4.2.1. Analisa Hidrolika Lumpur pada Kedalaman 7000 ft MD

Pada kedalaman ini pemboran mulai melakukan drop section , yaitu penurunan sudut inklinasi . Kedalaman ini merupakan kedalaman dimulainya penyimpangan trajectory sehingga analisa hidrolika pada kedalaman ini perlu dilakukan.

A. Analisa Hidrolika Lumpur pada Bit

Metode analisa hidrolika bit yang digunakan pada kedalaman ini adalah metode BHHP. Hal ini dikarenakan pada kedalaman ini merupakan section vertical. Perhitungan pertama yang dilakukan adalah menghitung kehilangan tekanan parasitic pada sistem pemboran pada kedalaman 7000 ft MD .Hasil perhitungan kehilangan tekanan parasitik yang telah dilakukan diatas menghasilkan kehilangan tekanan pada kedalaman 7000 ft MD dengan Q sebesar 600 gpm adalah **1828 psi**. Selanjutnya menghitung kehilangan tekanan pada bit dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{bit}} &= P_{\text{pompa}} - \Delta P \text{ Loss Total} \\ &= 3700 - 1828 \\ &= \mathbf{1872 \text{ psi}}\end{aligned}$$

Tabel IV.8 menunjukkan Jumlah keseluruhan kehilangan tekanan yang terjadi pada system sirkulasi pelaksanaan pemboran Sumur X. Setelah diketahui secara kuantitatif, maka kita dapat menghitung keseluruhan daya yang dihasilkan.

Tabel IV.8

Kehilangan Tekanan di Sumur X Pemboran Section Vertical 8 ½”

| | |
|--|-------------|
| <i>Surface Pump Pressure</i> | 3700 |
| <i>System Pressure Loss except bit, psi, psi</i> | 1828 |
| <i>Bit Pressure Loss, psi</i> | 1872 |

- Menghitung Daya Keseluruhan Sistem Sirkulasi (HPS) dengan menggunakan **Persamaan 3.98**:

$$\begin{aligned}\text{Daya Keseluruhan Sistem Sirkulasi (HPS)} &= \frac{P_{\text{system}} \times Q}{1714} \\ &= \frac{3700 \times 600}{1714}\end{aligned}$$

$$= 1295 \text{ HP}$$

- Menghitung BHP (*Bit Horse Power*) digunakan **Persamaan 3.99** :

$$\begin{aligned} \text{BHP (Bit Horse Power)} &= \frac{\Delta P_{bit} \times Q}{1714} \\ &= \frac{1872 \times 600}{1714} \\ &= 655 \text{ HP} \end{aligned}$$

- Menentukan Presentase BHP/HPS digunakan **Persamaan 3.100**:

$$\begin{aligned} \text{BHP/HPS} &= \frac{\text{BHP}}{\text{HPS}} \times 100\% \\ &= \frac{655}{1295} \times 100\% = 51\% \end{aligned}$$

Dari perhitungan , diketahui bahwa hidrolika pada Sumur X *section vertical* kurang optimal dikarenakan BHP/HPS nya dibawah dari 65 % , .Agar dicapai hidrolika yang optimal , maka tekanan dan laju alir pompa dapat disesuaikan untuk mencapai hidrolika yang optimal. Hal ini dilakukan dengan cara memasang 2 pompa secara seri sehingga kapasitas tekanan pompa meningkat dan menaikkan tekanan pompa menjadi 5200 psi tanpa mengubah laju alir , dimana 1 pompa yang tersedia mampu digunakan hingga tekanan 4500 psi dengan efesiensi pompa 90 % seperti yang terlihat pada spesifikasi pompa pada **Lampiran C** .Perubahan ini tekanan pada bit bertambah sehingga BHP/HPS menjadi 65 % dengan perhitungan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} P_{bit} &= P_{pompa} - P \text{ Loss Total} \\ &= 5200 - 1828 \\ &= 3372 \text{ psi} \end{aligned}$$

- Daya Keseluruhan Sistem Sirkulasi (HPS) $= \frac{P_{system} \times Q}{1714}$
 $= \frac{5200 \times 600}{1714}$
 $= 1820 \text{ HP}$

- Menghitung BHP (*Bit Horse Power*) digunakan **Persamaan 3.103** :

$$\begin{aligned} \text{BHP (Bit Horse Power)} &= \frac{\Delta P_{bit} \times Q}{1714} \\ &= \frac{3372 \times 600}{1714} \\ &= 1180 \text{ HP} \end{aligned}$$

- Menentukan Presentase BHP/HPS digunakan **Persamaan 3.104**:

$$\begin{aligned} \text{BHP/HPS} &= \frac{BHP}{HPS} \times 100\% \\ &= \frac{1180}{1820} \times 100\% = 65\% \end{aligned}$$

Dengan daya pompa yang dibutuhkan agar hidrolika optimal sebesar **1820 HP**, 2 Pompa yang tersedia di Rig masih sanggup memenuhi kebutuhan daya dimana daya setiap pompa yang tersedia sebesar **1600 HP** yang dapat dilihat dari **Lampiran C Spesifikasi Pompa**. Selanjutnya dilakukan analisa hidrolika pengangkatan cutting untuk mengetahui apakah lumpur dan hidrolika yang digunakan sudah mampu mengangkat cutting dengan baik.

B. Analisa Hidrolika Pengangkatan Cutting

Analisa hidrolika pengangkatan cutting menggunakan 3 metode perhitungan yaitu Rasio Trasport Cutting (Ft), Indeks Pengendapan Cutting (PBI) dan Konsentarsi Cutting di Anulus (Ca).

- **Rasio Traspor Cutting**

Pehitungan dilakukan dengan mehitung kecepatan aliran di annulus (V_a) dan kecepatan slip cutting (V_s). Pehitungan dilakukan menggunakan data – data sebagai berikut :

| | |
|---------------------------------------|-----------|
| Kecepatan Aliran Lumpur (V_a) | = 217 fpm |
| Densitas Partikel (ρ_p) | = 23 ppg |
| Densitas Lumpur (ρ_f) | = 9.2 ppg |
| Equivalent Diameter Cutting (d_p) | = 0.5 in |
| Appearent Viscosity (μ_e) | = 0.021cp |

Maka dapat dihitung slip viscosity dengan **persamaan 3.105**

$$\begin{aligned} V_s &= 174.7 \frac{0.5 \times (2 - 9.2)^{0.6}}{9.2^{0.3} \times 0.021^{0.3}} \\ &= 26.43 \text{ fpm} \end{aligned}$$

Selanjutnya menghitung slip velocity pada sudut tertentu dimana sudut inklinasi pada kedalaman 7000ft MD adalah 9.7° dengan **persamaan 3.112**

$$\begin{aligned} V_{sa} &= V_s \cos \\ &= 26.43 \cos (9.7^\circ) \end{aligned}$$

$$= 26.1 \text{ fpm}$$

Dengan diketahui V_s dan kecepatan fluida pada annulus drillpipe (V_a) maka dapat dihitung rasio transport cutting dengan **persamaan 3.112** :

$$F_t = \frac{v_a - v_s}{v_a} \times 100\%$$

$$F_t = \frac{217 - 26.1}{217} \times 100 \%$$

$$= 88 \%$$

Nilai perhitungan rasio transport cutting pada kedalaman 7000 ft MD dibawah 90 % yang menunjukkan bahwa pengangkatan cutting yang dilakukan oleh lumpur kurang optimal .

- **Indeks Pengendapan Cutting (PBI)**

Analisa yang dilakukan pada perhitungan kehilangan tekanan parasitic diatas menunjukkan bahwa aliran yang terjadi pada annulus adalah laminer . Dengan begitu , persamaan yang digunakan untuk menganalisa PBI adalah :

$$PBI = \frac{(D_h - D_p)(V_a - V_s)}{L_c V_s}$$

Dari persamaan diatas , V_{sr} dan T_s perlu diketahui nilainya. Persamaan yang digunakan untuk menghitung V_{sr} adalah sebagai berikut :

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

Sedangkan T_s dengan persamaan berikut :

$$L_c = (V_a - V_s) T_s$$

Dengan T_s dihitung dengan persamaan berikut:

$$T_s = \frac{(D_h - d_o)}{1 V_s}$$

Dengan data :

$$V_s = 26.43 \text{ fpm}$$

$$V_{sa} = 26.1 \text{ fpm}$$

$$V_a = 217 \text{ fpm}$$

$$D_h = 8.5 \text{ in}$$

$$D_o = 5 \text{ in}$$

$$= 9.2^\circ$$

Maka dapat ditentukan :

$$V_{sr} = 26.43 \sin (9.2^\circ)$$

$$= 4.2 \text{ fpm}$$

$$T_s = \frac{(8.5-5)}{1 \cdot 4.2}$$

$$= 0.0689 \text{ Minute}$$

$$L_c = (217 - 26.43) 0.0689$$

$$= 13.1 \text{ ft}$$

$$PBI = \frac{(8.5-5) \times (2 - 2.4)}{1 \times 1 \cdot 1 \times 4.2}$$

$$= 1$$

Hasil PBI = 1 menunjukkan bahwa pada annulus tidak terjadi pengendapan cutting, sehingga tidak berpotensi menyebabkan penyimpangan trajectory.

- **Konsentrasi Cutting pada Anullus (Ca)**

Analisa ini menunjukkan persentase cutting yang terendapkan di dalam anullus .Hidrolika lumpur dikatakan baik apabila nilai dari Ca 5 %. Persamaan yang digunakan untuk analisa ini adalah sebagai berikut :

$$C_a = \frac{R \times DN^2}{6 \times (V - V_s) \times (DN^2 - U^2)} \times 100\%$$

Dengan data :

$$ROP = 180 \text{ fph}$$

$$D_h = 8.5 \text{ in}$$

$$V_a = 217 \text{ fpm}$$

$$V_s = 26.43 \text{ fpm}$$

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

Maka :

$$C_a = \frac{1 \times 8.5^2}{6 \times (2 - 2.4) \times (8.5^2 - 5^2)} \times 100\%$$

$$= 1.7 \%$$

Hasil perhitungan Ca menunjukkan bahwa hidrolika yang digunakan sudah baik untuk pengangkatan cutting di anuulus. Hasil analisa hidrolika pada bahat dan hidrolika pengangkatan cutting dapat dilihat pada **Tabel IV.9** sebagai berikut :

Tabel IV. 9.

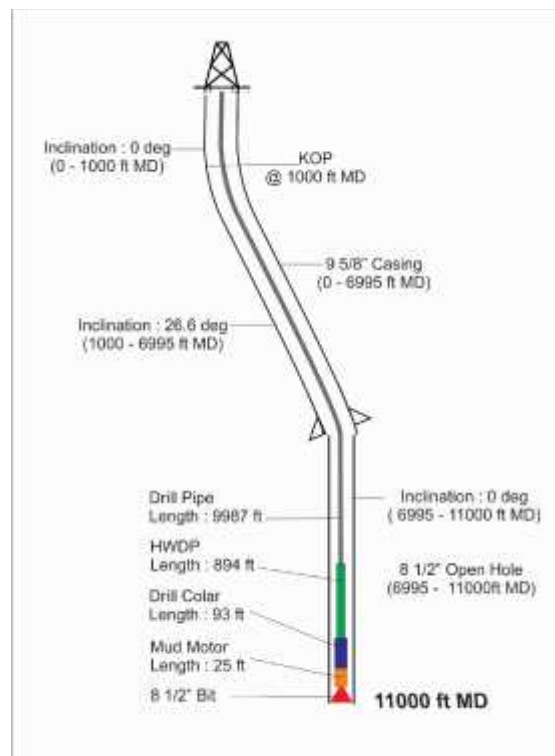
Hasil Analisa Hidrolika Lumpur pada Kedalaman 7000 ft MD

| Hidrolika pada Bit | | Hidrolika Pengangkatan Cutting | | | | | |
|--------------------|---------|--------------------------------|---------|-------------|---------|-------------|---------|
| BHP/HPS | | Ft | | PBI | | Ca | |
| Pelaksanaan | Optimal | Pelaksanaan | Optimal | Pelaksanaan | Optimal | Pelaksanaan | Optimal |
| 51% | 65% | 88% | 90% | 1 | 1 | 1.70% | <5% |

Hasil analisa yang didapat menunjukkan hidrolika pada bit kurang optimal 14% dari yang seharusnya sehingga berpotensi menyebabkan terjadinya penyimpangan trajectory. Nilai BHP/HPS dapat dioptimalkan dengan memasang 2 pompa secara seri dan menaikkan tekanan pompa menjadi 5200 psi. Sedangkan untuk analisa hidrolika pengangkatan cutting, perhitungan Ft kurang optimal 2% dan untuk perhitungan PBI dan Ca sudah optimal.

4.4.2.2. Analisa Hidrolika Lumpur pada Kedalaman 11000 ft MD

Pada kedalaman 11000 ft MD ini trajectory masih menyimpang dari perencanaan, sehingga perlu dilakukan analisa hidrolika pada kedalaman tersebut. Ilustrasi kondisi sumur dapat dilihat pada **Gambar 4.8** Sebagai berikut



Gambar 4.8 Ilustrasi Kondisi Lubang Bor pada Kedalaman 11000 ft MD

Berikut adalah data Sumur X pada kedalaman 11000 ft MD

| | | | |
|---------------------------|---|--------------|--------------------|
| • Diameter Hole (Dh) | : | 8.5 | In |
| • ID Casing | : | 9.625 | In |
| • Kedalaman (MD/TVD) | : | 11000 / 9552 | ft |
| • Tekanan Pompa | : | 4100 | psi |
| • Debit Pompa (Q) | : | 595 | gpm |
| • Berat jenis lumpur (Sg) | : | 10.2 | ppg |
| • Plastic Viscosity (PV) | : | 33 | cp |
| • Yield Point (YP) | : | 12 | lb/ft ² |
| • TFA | : | 1.309 | sq.in |
| • OD DC | : | 6.813 | in |
| • ID DC | : | 2.813 | in |
| • Panjang DC | : | 93 | ft |
| • OD DP | : | 5 | in |
| • ID DP | : | 4.276 | in |
| • Panjang DP | : | 9987 | ft |
| • OD HWDP | : | 5 | in |
| • ID HWDP | : | 3 | in |
| • Panjang HWDP | : | 894 | ft |
| • Panjang Mud Motor | : | 25 | ft |

A. Analisa Hidrolika Lumpur pada Bit

Metode analisa hidrolika bit yang digunakan pada kedalaman ini adalah metode BHHP. Hal ini dikarenakan pada kedalaman ini merupakan section vertical. Hal pertama yang perlu dilakukan pada analisa ini adalah menghitung besarnya kehilangan tekanan parasitic . Menggunakan data sumur diatas , maka dilakukan perhitungan sebagai berikut.:

1. Kehilangan Tekanan pada Surface Connection (ΔP_{psc}) dengan **Persamaan 3.52** :

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{psc} &= E (mw)^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \\
 &= (5.10^{-5}) \times 10.2^{0.8} \times 550^{1.8} \times 33^{0.2} \\
 &= \mathbf{46 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

2. Kehilangan Tekanan didalam Rangkaian *Drill string* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a) Kehilangan Tekanan didalam DP (*drill pipe*)

Kehilangan tekanan pada DP dibagi menjadi 3 bagian yaitu : pada kedalaman 0 -1000 ft MD dengan inklinasi 0° dan lubang diselubungi casing 9 5/8" , pada kedalaman 1000 – 6995 ft MD dengan inklinasi 26.6° dan lubang diselubungi casing 9 5/8" , dan pada kedalaman 6995 – 11000 ft MD dengan inklinasi 0° dengan ukuran lubang 8 1/2" tanpa casing.

➤ Pada kedalaman 0 -1000 ft MD (Vertikal)

Kecepatan Fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53**:

$$\begin{aligned} V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 550}{4.276^2} \\ &= \mathbf{736 \text{ fpm}} \end{aligned}$$

Dalam perhitungan Evaluasi Hidrolika ini, Metode yang digunakan adalah *Birham Plastic Model* , seperti yang dijelaskan pada **BAB III**. Untuk menghitung Kecepatan Kritis Fluida (V_c) digunakan **Persamaan 3.54** sebagai berikut :

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{P^2 + 8.2\mu \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 4.24^2 \times 12}}{10.2 \times 4.276} \\ &= \mathbf{383 \text{ fpm.}} \end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka Aliran yang terjadi adalah *Turbulen*,

maka *pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.55:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{fidsDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\Gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 550^{1.8} \times 33^{0.2} \times 1000}{4.276^{4.8}} \times \cos(0) \\ &= \mathbf{92 \text{ psi.}} \end{aligned}$$

- Pada kedalaman 1000 - 6995 ft MD (Miring 26.6°)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , Maka $V_p > V_c$ sehingga aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, *Pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.55:

$$\begin{aligned}\Delta P_{fdsDP} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 550^{1.8} \times 33^{0.2} \times 5995}{4.276^{4.8}} \times \cos(26.6) \\ &= \mathbf{493 \text{ psi}}\end{aligned}$$

- Pada kedalaman 6995 - 9967 ft MD (Vertikal)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , Maka $V_p > V_c$ sehingga aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, *Pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.55:

$$\begin{aligned}\Delta P_{fdsDP} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 550^{1.8} \times 33^{0.2} \times 2992}{4.276^{4.8}} \times \cos(0) \\ &= \mathbf{275 \text{ psi}}\end{aligned}$$

- b) Kehilangan tekanan didalam hwdp (*heavy-weight drill pipe*)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53:**

$$\begin{aligned}V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 550}{3^2} \\ &= \mathbf{1497 \text{ fpm.}}\end{aligned}$$

Kecepatan Kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.54**

$$\begin{aligned}V_c &= \frac{97 \times P + 97 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 3^2 \times 12}}{10.2 \times 3} \\ &= \mathbf{301 \text{ fpm}}\end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses* didalam *heavy-weight drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.55 :

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{fidsHWDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 550^{1.8} \times 33^{0.2} \times 894}{3^{4.8}} \times \cos(0) \\ &= \mathbf{451 \text{ psi.}}\end{aligned}$$

c) Kehilangan tekanan didalam DC (*drill collar*)

Kecepatan Fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53 :**

$$\begin{aligned}V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 550}{2.813^2} \\ &= \mathbf{1702 \text{ fpm.}}\end{aligned}$$

Kecepatan Kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.54**

$$\begin{aligned}V_c &= \frac{97 \times P + 97 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 2.813^2 \times 12}}{10.2 \times 2.813} \\ &= \mathbf{432 \text{ fpm}}\end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses* didalam *drill collar* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55 :**

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{fidsDC}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 595^{1.8} \times 33^{0.2} \times 93 \times \cos(0)}{2.813^{4.8}} \\ &= \mathbf{81 \text{ psi}}\end{aligned}$$

Maka, total *pressure losses* didalam rangkaian *drill string* adalah $P_{\text{fidsDP}} + P_{\text{fidsHWDP}} + P_{\text{fidsDC}} = \mathbf{860 \text{ psi} + 451 \text{ psi} + 81 \text{ psi} = 1392 \text{ psi}}$

3. Kehilangan tekanan didalam *annulus* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a) Kehilangan tekanan DP (*drill pipe*)

Kehilangan tekanan annulus pada DP dibagi menjadi 3 bagian yaitu : pada kedalaman 0 -1000 ft MD dengan inklinasi 0° dan lubang diselubungi casing 9 5/8" , pada kedalaman 1000 – 6995 ft MD dengan inklinasi 26.6° dan lubang diselubungi casing 9 5/8" , dan pada kedalaman 6995 – 11000 ft MD dengan inklinasi 0° dengan ukuran lubang 8 1/2" tanpa casing.

➤ Pada kedalaman 0 -1000 ft MD (Vertikal)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$\begin{aligned} V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\ &= \frac{24.5 \times 550}{9.625^2 - 5^2} \\ &= \mathbf{199 \text{ fpm}} \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{P^2 + 8.2 \mu \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 4.625^2 \times 12}}{10.2 \times 4.625} \\ &= \mathbf{338 \text{ fpm.}} \end{aligned}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*, maka *pressure losses drill pipe* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.60 :

$$\begin{aligned} P_{faDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\gamma) \\ &= \left(\left(\frac{1000 \times 33 \times 215}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{1000 \times 12}{225 \times 4.625} \right) \right) \times \cos(0) \\ &= \mathbf{8 \text{ psi}} \end{aligned}$$

➤ Pada kedalaman 1000 - 6995 ft MD (Miring 26.6°)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , maka $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*,

maka *pressure losses drill pipe* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.60** :

$$\begin{aligned}
 P_{faDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\gamma) \\
 &= \left(\left(\frac{5995 \times 33 \times 215}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{5995 \times 12}{225 \times 4.625} \right) \right) \times \cos(26.6) \\
 &= \mathbf{42 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

➤ Pada kedalaman 6995 - 9987 ft MD (Vertikal)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$\begin{aligned}
 V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\
 &= \frac{24.5 \times 550}{8.5^2 - 5^2} \\
 &= \mathbf{285 \text{ fpm}}
 \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned}
 V_c &= \frac{97 \times P + 97 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\
 &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 4.625^2 \times 12}}{10.2 \times 3.5} \\
 &= \mathbf{366 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*, maka *pressure losses drillpipe* di *annulus section 8 1/2"* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.59:

$$\begin{aligned}
 P_{faDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V_a}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\gamma) \\
 &= \left(\left(\frac{5995 \times 33 \times 385}{60000 \times 3.5^2} \right) + \left(\frac{5995 \times 12}{225 \times 3.5} \right) \right) \times \cos(0) \\
 &= \mathbf{63 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

Kehilangan tekanan HWDP (*heavy weight drill pipe*) di *annulus 8 1/2"*.

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$\begin{aligned}
 V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\
 &= \frac{24.5 \times 550}{8.5^2 - 5^2} \\
 &= \mathbf{213 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned}
 V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\
 &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 3.5^2 \times 12}}{10.2 \times 3.5} \\
 &= \mathbf{325 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*, maka *pressure losses HWDP* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.60** :

$$\begin{aligned}
 P_{faHWDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V_a}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\gamma) \\
 &= \left(\left(\frac{894 \times 33 \times 213}{60000 \times 3.5^2} \right) + \left(\frac{894 \times 12}{225 \times 3.5} \right) \right) \times \cos(0) \\
 &= \mathbf{22 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

b) Kehilangan tekanan DC (*drill collar*) di *annulus section 8 1/2"*.

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$\begin{aligned}
 V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\
 &= \frac{24.5 \times 550}{8.5^2 - 6.813^2} \\
 &= \mathbf{521 \text{ fpm}}
 \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned}
 V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\
 &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 1.687^2 \times 12}}{10.2 \times 1.687} \\
 &= \mathbf{322 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Karena $V_a > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses drill collar* di *annulus section 8 1/2"* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.59:

$$P_{faDC} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{(Dh - OD)^3 \times (Dh + OD)^{1.8}} \times \cos(\gamma)$$

$$= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 550^{1.8} \times 33^{0.2} \times 118}{(8.5 - 6.813)^3 \times (8.5 + 6.813)^{1.8}} \times \cos(0)$$

$$= \mathbf{18 \text{ psi}}$$

Maka, total *pressure losses* didalam *annulus* adalah $P_{faDP} + P_{faHWDP} + P_{faDC}$
 $= 113 + 22 + 18 = \mathbf{153 \text{ psi}}$

- Diketahui kehilangan tekanan pada PDM Mud Motor pada **Lampiran B (Motor Performance Report)** sebesar **550 psi**
4. Total *pressure loss* kecuali pada *bit* adalah $P_{fsc} + \Delta P_{fds} + \Delta P_{fa} + \Delta P_{motor} = \mathbf{46 \text{ psi}}$
 $+ \mathbf{1392 \text{ psi}} + \mathbf{153 \text{ psi}} + \mathbf{550 \text{ psi}} = \mathbf{2141 \text{ psi}}$.
5. Menghitung kehilangan tekanan pada bit dengan menggunakan Persamaan sebagai berikut.

$$\Delta P_{bit} = P_{pompa} - P_{Loss \text{ Total}}$$

$$= 4100 - 2141$$

$$= \mathbf{1959 \text{ psi}}$$

Tabel IV.10 menunjukkan Jumlah keseluruhan kehilangan tekanan yang terjadi pada system sirkulasi pelaksanaan pemboran Sumur X. Setelah diketahui secara kuantitatif, maka kita dapat menghitung keseluruhan daya yang dihasilkan.

Tabel IV.10

Kehilangan Tekanan di Sumur X Pemboran Section Vertical 8 1/2"

| | |
|--|-------------|
| <i>Surface Pump Pressure</i> | 4100 |
| <i>System Pressure Loss except bit, psi, psi</i> | 2141 |
| <i>Bit Pressure Loss, psi</i> | 1959 |

6. Menghitung Daya Keseluruhan Sistem Sirkulasi (HPS) dengan menggunakan **Persamaan 3.98 :**

$$\begin{aligned}
 \text{Daya Keseluruhan Sistem Sirkulasi (HPS)} &= \frac{P_{\text{system}} \times Q}{1714} \\
 &= \frac{4100 \times 550}{1714} \\
 &= \mathbf{1315 \text{ HP}}
 \end{aligned}$$

7. Menghitung BHHP (*Bit Horse Power*) digunakan **Persamaan 3.102** :

$$\begin{aligned}
 \text{BHP (Bit Horse Power)} &= \frac{\Delta P_{\text{bit}} \times Q}{1714} \\
 &= \frac{1959 \times 550}{1714} \\
 &= \mathbf{629 \text{ HP}}
 \end{aligned}$$

8. Menentukan Presentase BHP/HPS digunakan **Persamaan 3.104**:

$$\begin{aligned}
 \text{BHP/HPS} &= \frac{\text{BHP}}{\text{HPS}} \times 100\% \\
 &= \frac{629}{1315} \times 100\% = \mathbf{48 \%}
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan , diketahui bahwa hidrolika pada Sumur X *section 8 1/2"* kurang optimal dikarenakan BHP/HPS nya dibawah dari 65 %. Agar dicapai hidrolika yang optimal , maka tekanan dan laju alir pompa dapat disesuaikan untuk mencapai hidrolika yang optimal. Hal ini dilakukan dengan cara memasang 2 pompa secara seri sehingga kapasitas tekanan pompa meningkat dan menaikkan tekanan pompa menjadi 5700 psi dengan laju alir 530 gpm , dimana 1 pompa yang tersedia mampu digunakan hingga tekanan 4500 psi dengan efesiensi pompa 90 % seperti yang terlihat pada spesifikasi pompa pada **Lampiran C** .Dengan begitu didapat BHP/HPS menjadi **65 %** dengan perhitungan sebagai berikut:

1. Kehilangan Tekanan pada Surface Connection (ΔP_{sc}) dengan **Persamaan 3.52** :

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{fsc}} &= E (\text{mw})^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \\
 &= (5.10^{-5}) \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \\
 &= \mathbf{43 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

2. Kehilangan Tekanan didalam Rangkaian *Drill string* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a) Kehilangan Tekanan didalam DP (*drill pipe*)

➤ Pada kedalaman 0 -1000 ft MD (Vertikal)

Kecepatan Fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53**:

$$\begin{aligned}
 V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\
 &= \frac{24.5 \times 530}{4.276^2} \\
 &= \mathbf{710 \text{ fpm}} \\
 V_c &= \frac{97 \times P + 97 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\
 &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 4.24^2 \times 12}}{10.2 \times 4.276} \\
 &= \mathbf{383 \text{ fpm.}}
 \end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka Aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, maka *pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55:**

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{fdsDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\
 &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \times 1000}{4.276^{4.8}} \times \cos(0) \\
 &= \mathbf{86 \text{ psi.}}
 \end{aligned}$$

➤ Pada kedalaman 1000 - 6995 ft MD (Miring 26.6°)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , Maka $V_p > V_c$ sehingga aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, *Pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55:**

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{fdsDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\
 &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \times 5995}{4.276^{4.8}} \times \cos(26.6) \\
 &= \mathbf{462 \text{ psi}}
 \end{aligned}$$

➤ Pada kedalaman 6995 - 9967 ft MD (Vertikal)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , Maka $V_p > V_c$ sehingga aliran yang terjadi adalah *Turbulen*, *Pressure losses* didalam *drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55:**

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{fdsDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \times 2992}{4.276^{4.8}} \times \cos(0) \\ &= \mathbf{257 \text{ psi}}\end{aligned}$$

b) Kehilangan tekanan didalam hwdp (*heavy-weight drill pipe*)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53**:

$$\begin{aligned}V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 530}{3^2} \\ &= \mathbf{1442 \text{ fpm.}}\end{aligned}$$

Kecepatan Kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.54**

$$\begin{aligned}V_c &= \frac{97 \times P + 97 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 3^2 \times 12}}{10.2 \times 3} \\ &= \mathbf{301 \text{ fpm}}\end{aligned}$$

Karena $V_p > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses* didalam *heavy-weight drill pipe* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.55 :

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{fdsHWDP}} &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma) \\ &= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \times 894}{3^{4.8}} \times \cos(0) \\ &= \mathbf{422 \text{ psi.}}\end{aligned}$$

c) Kehilangan tekanan didalam DC (*drill collar*)

Kecepatan Fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.53 :**

$$\begin{aligned}V_p &= \frac{24.5 \times Q}{D^2} \\ &= \frac{24.5 \times 530}{2.813^2} \\ &= \mathbf{1641 \text{ fpm.}}\end{aligned}$$

Kecepatan Kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.54**

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho}$$

$$= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 2.813^2 \times 12}}{10.2 \times 2.813}$$

$$= \mathbf{432 \text{ fpm}}$$

Karena $V_p > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses* didalam *drill collar* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.55** :

$$\Delta P_{\text{fidsDC}} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \times \cos(\gamma)$$

$$= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \times 93 \times \cos(0)}{2.813^{4.8}}$$

$$= \mathbf{76 \text{ psi}}$$

Maka, total *pressure losses* didalam rangkaian *drill string* adalah $P_{\text{fidsDP}} +$

$$P_{\text{fidsHWDP}} + P_{\text{fidsDC}} = \mathbf{805 \text{ psi} + 422 \text{ psi} + 76 \text{ psi} = 1303 \text{ psi}}$$

3. Kehilangan tekanan didalam *annulus* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a) Kehilangan tekanan DP (*drill pipe*)

➤ Pada kedalaman 0 -1000 ft MD (Vertikal)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$V_a = \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2}$$

$$= \frac{24.5 \times 530}{9.625^2 - 5^2}$$

$$= \mathbf{192 \text{ fpm}}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{p^2 + 8.2\rho \times D^2 \times Y}}{\rho}$$

$$= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 4.625^2 \times 12}}{10.2 \times 4.625}$$

$$= \mathbf{338 \text{ fpm}}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminer*, maka *pressure losses drill pipe* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.60 :

$$\begin{aligned}\Delta P_{faDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\Gamma) \\ &= \left(\left(\frac{1000 \times 33 \times 192}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{1000 \times 12}{225 \times 4.625} \right) \right) \times \cos(0) \\ &= \mathbf{7 \text{ psi}}\end{aligned}$$

➤ Pada kedalaman 1000 - 6995 ft MD (Miring 26.6°)

Dengan perhitungan kecepatan aliran dan aliran kritis yang sama pada kedalaman 0 – 1000 ft MD , maka $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminer*, maka *pressure losses drill pipe* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.60 :**

$$\begin{aligned}\Delta P_{faDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\Gamma) \\ &= \left(\left(\frac{5995 \times 33 \times 192}{60000 \times 4.625^2} \right) + \left(\frac{5995 \times 12}{225 \times 4.625} \right) \right) \times \cos(26.6) \\ &= \mathbf{40 \text{ psi}}\end{aligned}$$

➤ Pada kedalaman 6995 - 9987 ft MD (Vertikal)

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57 :**

$$\begin{aligned}V_a &= \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2} \\ &= \frac{24.5 \times 530}{8.5^2 - 5^2} \\ &= \mathbf{274 \text{ fpm}}\end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho}$$

$$= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 4.625^2 \times 12}}{10.2 \times 3.5}$$

$$= \mathbf{366 \text{ fpm.}}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*, maka *pressure losses drillpipe* di *annulus section 8 1/2"* dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.59:

$$\begin{aligned} \Delta P_{faDP} &= \left(\left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\gamma) \\ &= \left(\left(\frac{5995 \times 33 \times 274}{60000 \times 3.5^2} \right) + \left(\frac{5995 \times 12}{225 \times 3.5} \right) \right) \times \cos(0) \\ &= \mathbf{59 \text{ psi}} \end{aligned}$$

- b) Kehilangan tekanan HWDP (*heavy weight drill pipe*) di *annulus 8 1/2"*.

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57 :**

$$\begin{aligned} V_a &= \frac{24.5 \times Q}{(DH^2 - OD^2)} \\ &= \frac{24.5 \times 530}{(8.5^2 - 5^2)} \\ &= \mathbf{205 \text{ fpm.}} \end{aligned}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{9 \times P + 9 \sqrt{P^2 + 8.2 \mu \times D \times Y}}{\rho} \\ &= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 3.5^2 \times 12}}{10.2 \times 3.5} \\ &= \mathbf{325 \text{ fpm.}} \end{aligned}$$

Karena $V_a < V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *laminar*, maka *pressure losses HWDP* di *annulus casing* dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan**

3.60 :

$$\Delta P_{faHWDP} = \left(\left(\frac{L \times PV \times V'}{60000 \times D_e^2} \right) + \left(\frac{L \times YP}{225 \times D_e} \right) \right) \times \cos(\gamma)$$

$$= \left(\left(\frac{894 \times 33 \times 205}{60000 \times 3.5^2} \right) + \left(\frac{894 \times 12}{225 \times 3.5} \right) \right) \times \cos(0)$$

$$= \mathbf{22 \text{ psi}}$$

c) Kehilangan tekanan DC (*drill collar*) di *annulus section* 8 1/2".

Kecepatan fluida dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.57** :

$$V_a = \frac{24.5 \times Q}{DH^2 - OD^2}$$

$$= \frac{24.5 \times 530}{8.5^2 - 6.813^2}$$

$$= \mathbf{502 \text{ fpm}}$$

Kecepatan kritis fluida (V_c) dihitung dengan menggunakan **Persamaan 3.58**

$$V_c = \frac{9 \times P + 9 \sqrt{P^2 + 8.2 \rho \times D^2 \times Y}}{\rho}$$

$$= \frac{97 \times 33 + 97 \sqrt{33^2 + 8.2 \times 10.2 \times 1.687^2 \times 12}}{10.2 \times 1.687}$$

$$= \mathbf{322 \text{ fpm.}}$$

Karena $V_a > V_c$ maka aliran yang terjadi adalah *turbulen*, maka *pressure losses drill collar* di *annulus section* 8 1/2" dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 3.59:

$$\Delta P_{faDC} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \dots^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{(Dh - OD)^3 \times (Dh + OD)^{1.8}} \times \cos(\gamma)$$

$$= \frac{8.91 \times 10^{-5} \times 10.2^{0.8} \times 530^{1.8} \times 33^{0.2} \times 118}{(8.5 - 6.813)^3 \times (8.5 + 6.813)^{1.8}} \times \cos(0)$$

$$= \mathbf{16 \text{ psi}}$$

Maka, total *pressure losses* didalam *annulus* adalah $P_{DP} + P_{HWDP} + P_{DC} = \mathbf{106 \text{ psi} + 22 \text{ psi} + 16 \text{ psi} = 144 \text{ psi}}$

- Diketahui kehilangan tekanan pada PDM Mud Motor pada **Lampiran B (Motor Performance Report)** sebesar **550 psi**

4. Total *pressure loss* kecuali pada *bit* adalah $P_{fsc} + \Delta P_{fds} + \Delta P_{fa} + \Delta P_{motor} = \mathbf{43 \text{ psi} + 1303 \text{ psi} + 144 \text{ psi} + 550 \text{ psi} = 2040 \text{ psi.}}$

$$P_{bit} = P_{pompa} - P_{Loss \text{ Total}}$$

$$= 5700 - 1950$$

$$= 3750 \text{ psi}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya Keseluruhan Sistem Sirkulasi (HPS)} &= \frac{P_{\text{system}} \times Q}{1714} \\ &= \frac{5700 \times 530}{1714} \\ &= 1762 \text{ HP} \end{aligned}$$

Menghitung BHHP (*Bit Hydraulic Horse Power*) digunakan **Persamaan 3.103** :

$$\begin{aligned} \text{BHHP (Bit Hydraulic Horse Power)} &= \frac{P_{\text{bit}} \times Q}{1714} \\ &= \frac{3750 \times 530}{1714} \\ &= 1160 \text{ HP} \end{aligned}$$

8. Menentukan Presentase BHHP/HPS digunakan **Persamaan 3.104**:

$$\begin{aligned} \text{BHHP/HPS} &= \frac{\text{BHHP}}{\text{HPS}} \times 100\% \\ &= \frac{1160}{1762} \times 100\% = 65\% \end{aligned}$$

Daya pompa yang dibutuhkan agar hidrolika optimal adalah sebesar **1762 HP**, 2 Pompa yang tersedia di rig masih sanggup memenuhi kebutuhan daya dimana daya 1 pompa yang tersedia sebesar **1600 HP** yang dapat dilihat dari **Lampiran C Spesifikasi Pompa**. Selanjutnya dilakukan analisa hidrolika pengangkatan cutting untuk mengetahui apakah lumpur dan hidrolika yang digunakan sudah mampu mengangkat cutting dengan baik.

B. Analisa Hidrolika Pengangkatan Cutting

Analisa hidrolika pengangkatan cutting menggunakan 3 metode perhitungan yaitu Rasio Trasport Cutting (Ft), Indeks Pengendapan Cutting (PBI) dan Konsentarsi Cutting di Anulus (Ca).

- **Rasio Trasnspor Cutting**

Pehitungan dilakukan dengan mehitung kecepatan aliran di annulus (V_a) dan kecepatan slip cutting (V_s). Pehitungan dilakukan menggunakan data – data sebagai berikut :

$$\text{Kecepatan Aliran Lumpur (} V_a \text{)} = 207 \text{ fpm}$$

$$\text{Densitas Partikel (} \rho_p \text{)} = 23 \text{ ppg}$$

$$\begin{aligned} \text{Densitas Lumpur } (\rho_f) &= 10.2 \text{ ppg} \\ \text{Equivalent Diameter Cutting } (d_p) &= 0.5 \text{ in} \\ \text{Apparent Viscosity } (\mu_e) &= 0.0209 \text{ cp} \end{aligned}$$

Maka dapat dihitung slip viscosity dengan **persamaan 3.105**

$$\begin{aligned} V_s &= 174.7 \frac{0.5 \times (2 - 1.2)^{0.6}}{1.2^{0.3} \times 0.0209^{0.3}} \\ &= 22.97 \text{ fpm} \end{aligned}$$

Selanjutnya menghitung slip velocity pada sudut tertentu dimana sudut inklinasi pada kedalaman 11000ft MD adalah 3.06° dengan **persamaan 3.112**

$$\begin{aligned} V_{sa} &= V_s \cos \\ &= 22.97 \cos (3.06^\circ) \\ &= 22.93 \text{ fpm} \end{aligned}$$

Dengan diketahui V_{sa} dan kecepatan fluida pada annulus drillpipe (V_a) maka dapat dihitung rasio transport cutting dengan **persamaan 3.116** :

$$\begin{aligned} F_t &= \frac{v_a - v_s}{v_a} \times 100\% \\ F_t &= \frac{207 - 22.93}{207} \times 100\% \\ &= 89\% \end{aligned}$$

Nilai perhitungan rasio transport cutting pada kedalaman 11000 ft MD dibawah 90 % yang menunjukkan bahwa pengangkatan cutting yang dilakukan oleh lumpur sedikit kurang optimal .

- **Indeks Pengendapan Cutting (PBI)**

Analisa yang dilakukan pada perhitungan kehilangan tekanan parasitic diatas menunjukkan bahwa aliran yang terjadi pada annulus adalah laminer . Dengan begitu , persamaan yang digunakan untuk menganalisa PBI adalah :

$$PBI = \frac{(D_H - D_P)(V_a - V_s)}{1 L_c V_s}$$

Dari persamaan diatas , V_{sr} dan T_s perlu diketahui nilainya. Persamaan yang digunakan untuk menghitung V_{sr} adalah sebagai berikut :

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

Sedangkan T_s dengan persamaan berikut :

$$L_c = (V_a - V_s) T_s$$

Dengan T_s dihitung dengan persamaan berikut:

$$T_s = \frac{(D_h - d_o)}{1 V_s}$$

Dengan data :

$$V_s = 22.97 \text{ fpm}$$

$$V_{sa} = 22.93 \text{ fpm}$$

$$V_a = 207 \text{ fpm}$$

$$D_h = 8.5 \text{ in}$$

$$D_o = 5 \text{ in}$$

$$= 3.06^\circ$$

Maka dapat ditentukan :

$$V_{sr} = 22.97 \sin (3.06^\circ)$$

$$= 1.2 \text{ fpm}$$

$$T_s = \frac{(8.5-5)}{1 \cdot 1.2}$$

$$= 0.23 \text{ Minute}$$

$$L_c = (207 - 22.97) 0.23$$

$$= 43.8 \text{ ft}$$

$$PBI = \frac{(8.5-5) \times (2 - 2.9)}{1 \times 4 \cdot 8 \times 1.2}$$

$$= 1$$

Hasil $PBI = 1$ menunjukkan bahwa pada annulus tidak terjadi pengendapan cutting, sehingga tidak berpotensi menyebabkan penyimpangan trajectory.

- **Konsentrasi Cutting pada Anullus (C_a)**

Analisa ini menunjukkan persentase cutting yang terendapkan di dalam anullus. Hidrolika lumpur dikatakan baik apabila nilai dari C_a 5 %. Persamaan yang digunakan untuk analisa ini adalah sebagai berikut :

$$C_a = \frac{R \times D_h^2}{6 \times (V - V_s) \times (D_h^2 - D_o^2)} \times 100\%$$

Dengan data :

$$ROP = 123 \text{ fph}$$

$$D_h = 8.5 \text{ in}$$

$$V_a = 207 \text{ fpm}$$

$$V_s = 22.97 \text{ fpm}$$

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

Maka :

$$C_{ca} = \frac{1 \times 8.5^2}{6 \times (2 - 2.9) \times (8.5^2 - 5^2)} \times 100\%$$

$$= 1.4 \%$$

Hasil perhitungan C_a menunjukkan bahwa hidrolika yang digunakan sudah baik untuk pengangkatan cutting di anulus. Hasil analisa hidrolika pada batuan dan hidrolika pengangkatan cutting dapat dilihat pada **Tabel IV.11** sebagai berikut :

Tabel IV. 11 .

Hasil Analisa Hidrolika Lumpur pada Kedalaman 11000 ft MD

| Hidrolika pada Bit | | Hidrolika Pengangkatan Cutting | | | | | |
|--------------------|---------|--------------------------------|---------|-------------|---------|-------------|---------|
| BHP/HPS | | Ft | | PBI | | Ca | |
| Pelaksanaan | Optimal | Pelaksanaan | Optimal | Pelaksanaan | Optimal | Pelaksanaan | Optimal |
| 48% | 65% | 89% | 90% | 1 | 1 | 1.40% | <5% |

Hasil analisa yang didapat menunjukkan hidrolika pada bit kurang optimal 17% dari yang seharusnya sehingga berpotensi menyebabkan terjadinya penyimpangan trajectory. Nilai BHP/HPS dapat dioptimalkan dengan memasang 2 pompa secara seri dan menaikkan tekanan pompa menjadi 5700 psi dan mengubah laju alir lumpur (Q) menjadi 530 GPM. Sedangkan untuk analisa hidrolika pengangkatan cutting , perhitungan Ft kurang optimal 1 % dan untuk perhitungan PBI dan Ca sudah optimal.

4.4.3. Faktor Mekanis

Faktor mekanis merupakan faktor yang bisa sangat mempengaruhi terbentuknya sudut pada suatu peboran berarah. Faktor mekanis meliputi banyak hal , tetapi pada studi ini faktor mekanis yang akan di analisa adalah RPM , BHA dan penggunaan metode *sliding* dan *rotate*

4.4.3.1 WOB dan RPM

WOB dan RPM merupakan parameter yang saling berkaitan pada saat proses pemboran. Penggunaan dari dua parameter ini sangat menentukan keberhasilan

dari proses pemboran dimana penggunaan WOB harus sesuai dengan kondisi lubang bor dan penggunaan RPM tidak boleh melebihi RPM kritis yang dapat menyebabkan vibrasi berlebih pada *drillstring*. Analisa WOB dihitung dengan menggunakan persamaan Bill Mitcheal untuk menentukan besarnya WOB yang harus digunakan pada suatu kondisi sumur tertentu. Persamaan Bill Mitcheal dapat dilihat pada persamaan **3.118**. sebagai berikut:

$$WOB = \frac{BF \times W_{BHA} \times \cos \gamma + (1.67 \times (BF \times (OD^2 - ID^2) - (OD^4 - ID^4) \times \sin \gamma))^{0.5}}{(D_h - OD)}$$

Sebagai contoh perhitungan pada kedalaman 7000 ft MD , dengan data sebagai berikut :

BF : 0.85648855

W_{BHA} : 55205 lb

Inklinasi : 0°

OD_{DP} : 4.276 in

ID_{DP} : 5 in

D_h : 8.5 in

Maka besarnya WOB yang sesuai dapat dihitung :

$$WOB = \frac{0.85648855 \times 55205 + \cos(0) \times (1.67 \times (0.85648855 \times (5^2 - 4.276^2) - (5^4 - 4.276^4) \times \sin(0)))^{0.5}}{(8.5 - 5)}$$

$$= 13509.3 \text{ lb}$$

Maka WOB yang sesuai untuk kedalaman 7000 ft MD adalah **13509.3 lb**.

Dengan cara perhitungan yang sama, dilakukan perhitungan pada kedalaman lain dengan interval kedalaman 100 ft hingga kedalaman 13995 ft MD .Hasil perhitungan selanjutnya dibandingkan dengan besarnya WOB pelaksanaan yang digunakan yang terlihat pada **Tabel IV.12**.

Tabel IV.12.

Perbandingan WOB Pelaksanaan dengan WOB Hasil Perhitungan

| MD (ft) | WOB Pelaksanaan (klb) | WOB Perhitungan (klb) | Selisih WOB (klb) |
|---------|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| 6500 | 6 | 13.5 | -7.5 |
| 6600 | 12 | 13.5 | -1.5 |

| | | | |
|-------|----|------|------|
| 6700 | 5 | 13.5 | -8.5 |
| 6800 | 6 | 13.5 | -7.5 |
| 6900 | 5 | 13.5 | -8.5 |
| 7000 | 5 | 13.5 | -8.5 |
| 7100 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 7200 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 7300 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 7400 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 7500 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 7600 | 9 | 13.5 | -4.5 |
| 7700 | 9 | 13.5 | -4.5 |
| 7800 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 7900 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 8000 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 8100 | 7 | 13.5 | -6.5 |
| 8200 | 14 | 13.5 | 0.5 |
| 8300 | 14 | 13.5 | 0.5 |
| 8400 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 8500 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 8600 | 15 | 13.5 | 1.5 |
| 8700 | 15 | 13.5 | 1.5 |
| 8800 | 15 | 13.5 | 1.5 |
| 8900 | 15 | 13.5 | 1.5 |
| 9000 | 15 | 13.5 | 1.5 |
| 9100 | 15 | 13.5 | 1.5 |
| 9200 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 9300 | 14 | 13.5 | 0.5 |
| 9400 | 14 | 13.5 | 0.5 |
| 9500 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 9600 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 9700 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 9800 | 16 | 13.5 | 2.5 |
| 9900 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 10000 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 10100 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 10200 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 10300 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 10400 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 10500 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 10600 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 10700 | 20 | 13.5 | 6.5 |

| | | | |
|-------|----|------|------|
| 10800 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 10900 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 11000 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 11100 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 11200 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 11300 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 11400 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 11500 | 12 | 13.5 | -1.5 |
| 11600 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 11700 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 11800 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 11900 | 8 | 13.5 | -5.5 |
| 12000 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 12100 | 10 | 13.5 | -3.5 |
| 12200 | 16 | 13.5 | 2.5 |
| 12300 | 16 | 13.5 | 2.5 |
| 12400 | 18 | 13.5 | 4.5 |
| 12500 | 18 | 13.5 | 4.5 |
| 12600 | 18 | 13.5 | 4.5 |
| 12700 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 12800 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 12900 | 23 | 13.5 | 9.5 |
| 13000 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13100 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13200 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13300 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13400 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13500 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13600 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13700 | 20 | 13.5 | 6.5 |
| 13800 | 20 | 13.5 | 6.5 |

***Angka minus (-) pada kolom “Selisih WOB” menunjukkan bahwa WOB Pelaksanaan lebih kecil dari WOB Perhitungan.**

Pada tabel terlihat bahwa pada kedalaman 7000 – 8100 ft MD penggunaan WOB lebih kecil dari WOB seharusnya. Hal ini sesuai teori dapat menyebabkan pembesaran sudut inklinasi dan sesuai dengan hasil analisa trajectory dimana pada kedalaman 7000 - 8000 ft MD mengalami pembesaran inklinasi . Selanjutnya pada kedalaman 8000 – 11000 ft MD dilakukan perbaikan inklinasi dengan menaikkan

WOB. Pada kedalaman 11000- 12000 ft MD , penggunaan WOB lebih kecil dari WOB seharusnya . Hal ini menyebabkan pembesaran inklinasi pada kedalaman tersebut hingga target.

Sedangkan untuk analisa RPM , perlu dilakukan perhitungan RPM kritis untuk menghindari terjadinya vibrasi berlebih saat melakukan pemboran, dimana RPM yang digunakan tidak boleh melewati dari RPM kritis. RPM Kritis dapat dihitung dengan **persamaan 3.119** sebagai berikut:

$$\text{RPM Kritis} = \frac{33,055}{L} \times \sqrt{O^2 + L^2}$$

Dimana pada Sumur X :

Panjang 1 *joint Drill pipe* : 31 ft

OD *Drill pipe* : 5 in

ID *Drill pipe* : 4.276 in

$$\text{RPM Kritis} = \frac{33,055}{31^2} \times \sqrt{5^2 + 4.276^2}$$

Sehingga didapat RPM kritis sebesar **226.3 RPM**

Dari data parameter pemboran pada **Tabel II.7 / Tabel IV.15**, tidak terdapat penggunaan RPM yang melebihi dari RPM kritis sehingga RPM yang digunakan tidak menyebabkan terjadinya vibrasi berlebih yang dapat menyebabkan penyimpangan *trajectory*.

4.4.3.2. BHA

Rangkaian BHA yang digunakan sangat mempengaruhi proses pelaksanaan pemboran. Penggunaan BHA yang tidak tepat dapat menyebabkan terjadinya penyimpangan *trajectory*. Jenis susunan BHA dibedakan berdasarkan letak dan jumlah dari stabilizernya. **Tabel IV.13** merupakan BHA#1 yang digunakan pada Sumur X pada kedalaman 0 – 6995 ft MD . Rangkaian pada BHA ini menggunakan PDC Bit ukuran 12 ¼” dengan PDM mud motor ukuran 8” lobe 6/7 dengan ben sub angel sebesar 1.55° .Pada motor terdapat near bit stabilizer ukuran 8” sebagai tumpuan saat membuat sudut. Menggunakan float sub untuk mencegah adanya aliran balik , menggunakan blade stabilizer ukuran 8” untuk menjaga kestabilan BHA , non-magnetik drill collar sebagai pemberat rangkaian yang tidak

terpengaruh oleh medan magnet bumi , MWD tool untuk mengambil surey saat dilakukan pemboran , cross over sub sebagai sambungan Drill collar dan HWDP dan Drilling jar sebagai alat yang dapat digunakan untuk menanggulangi bila terjadi pipa terjepit.

Tabel IV.13.

Rangkaian BHA#1 Sumur X kedalaman 0 - 6995 ft MD ¹⁸⁾

| Item # | Description | OD (in) | ID (in) | Weight (lbs/ft) | Length (ft) |
|--------|-----------------------------------|---------|---------|-----------------|-------------|
| 1 | 12-1/4" PDC Hit | 12.250 | 3.000 | 377.57 | 1.20 |
| 2 | 8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg | 8.000 | 5.250 | 97.54 | 26.83 |
| 3 | 8" Float Sub | 8.250 | 3.000 | 158.09 | 2.27 |
| 4 | 12" Integral Blade Stabilizer | 8.000 | 2.875 | 140.18 | 6.36 |
| 5 | 1x 8" Non-Mag Drill collar | 8.000 | 3.000 | 147.00 | 30.93 |
| 6 | 6" DWD 1200 System | 8.000 | 3.813 | 132.39 | 6.28 |
| 7 | 1x 8" Drill collar | 8.000 | 3.000 | 147.00 | 31.11 |
| 8 | 6" Cross Over Sub | 8.000 | 3.000 | 147.22 | 3.72 |
| 9 | 15x 5" HWDP | 5.000 | 3.000 | 49.30 | 463.51 |
| 10 | 6-1/2" Drilling Jar | 6.500 | 2.500 | 96.36 | 20.68 |
| 11 | 14x 5" HWDP | 5.000 | 3.000 | 49.30 | 430.14 |
| | | | | | 1020.01 |

Selanjutnya BHA yang digunakan untuk kedalaman 7000 – 13995 ft MD adalah BHA#2 dimana pada kedalaman ini terjadi penyimpangan *trajectory* pada Sumur X. Susunan BHA#2 terlihat pada **Tabel IV.14.**

Tabel IV.14

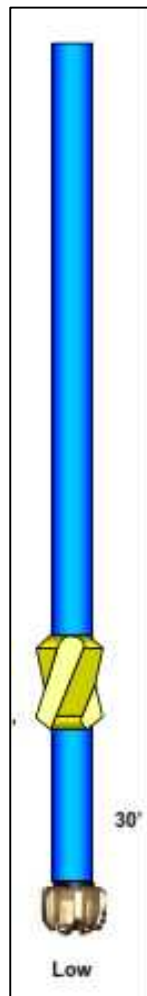
Rangkaian BHA Sumur X kedalaman 7000– 13995 ft MD ¹⁸⁾

| Item # | Description | OD (in) | ID (in) | Weight (lbs/ft) | Length (ft) |
|--------|-----------------------------------|---------|---------|-----------------|-------------|
| 1 | 8-1/2" Smith PDC Bit | 8.500 | 3.000 | 169.30 | 0.83 |
| 2 | 7" SperryDrill Lobe 7/8 & 6.0 Stg | 7.000 | 4.753 | 70.69 | 25.20 |
| 3 | 6-3/4" Float Sub/ported vlv | 6.750 | 2.813 | 100.77 | 2.20 |
| 4 | 8-1/4" Integral Blade Stabilizer | 6.500 | 2.813 | 91.91 | 5.81 |
| 5 | 6-3/4" DWD 1200 System | 6.750 | 2.813 | 100.77 | 32.42 |
| 6 | 1x 6-1/2" Spiral Drill collar | 6.813 | 2.813 | 103.06 | 31.15 |
| 7 | 15x 5" HWDP | 5.000 | 3.000 | 49.30 | 463.51 |
| 8 | 6-1/2" Drilling Jar | 6.500 | 2.500 | 96.36 | 20.68 |
| 9 | 14x 5" HWDP | 5.000 | 3.000 | 49.30 | 430.14 |
| | | | | | 1011.94 |

Rangkaian pada BHA#2 menggunakan PDC Bit ukuran 8 ½" dengan PDM mud motor ukuran 7" lobe 7/8 dengan ben sub angel sebesar 1.2° .Pada motor terdapat near bit stabilizer ukuran 6.5" sebagai tumpuan saat membuat sudut. Menggunakan float sub untuk mencegah adanya aliran balik , menggunakan blade

stabilizer ukuran 6.5” untuk menjaga kestabilan BHA , spiral drill collar sebagai pemberat rangkaian yang resistan terhadap terjadinya pipa terjepit , MWD tool untuk mengambil surey saat dilakukan pemboran , dan Drilling jar sebagai alat yang dapat digunakan untuk menanggulangi bila terjadi pipa terjepit.

Pada **Tabel IV.14** terlihat bahwa BHA #2 merupakan BHA tipikal untuk membetuk sudut yang biasa digunakan pada *build section*. Hal ini terlihat dari jumlah stabilizer dan juga letak stabilizer yang digunakan. Oleh karena itu Penggunaan BHA diatas kurang tepat untuk digunakan pada section berbetuk vertical. Tipikal BHA yang digunakan untuk menurunkan sudut inklinasi terlihat pada **Gambar 4.9**. dibawah ini :



Gambar 4.9 Rangkaian BHA Dropping Assemblies untuk Memperkecil Sudut Inklinasi ¹⁰⁾

Akibat penggunaan susunan BHA yang kurang tepat, maka hal ini bisa menjadi penyebab terjadinya penyimpangan *trajectory*. Oleh karena itu pada susunan BHA yang digunakan, seharusnya merubah letak stabilizer yang dimana hanya menggunakan 1 stabilizer yang diletakkan diletakkan 30” dari bit. **Tabel IV.15** merupakan tabel drilling parameter dari kedalamb 6995 – 13995 ft MD.

Tabel IV.15.

Drilling Parameter Sumur X dari kedalaman 6995 – 13995 ft MD¹⁸⁾

| MD From (ft) | MD To (ft) | Rotary RPM | WOB (lbs) | Flow Rate (gpm) | SPP Off-Btm (psi) | SPP On-Btm (psi) | ROP (ft/hrs) |
|--------------|------------|------------|-----------|-----------------|-------------------|------------------|--------------|
| 6995 | 7050 | 50 | 5 | 600 | 3400 | 3700 | 180 |
| 7050 | 7070 | | 10 | 600 | 3150 | 3300 | 86 |
| 7070 | 7145 | 80 | 10 | 600 | 3200 | 3400 | 199 |
| 7145 | 7175 | | 10 | 600 | 3150 | 3300 | 92 |
| 7175 | 7238 | 75 | 10 | 600 | 3200 | 3400 | 113 |
| 7238 | 7281 | | 15 | 600 | 3150 | 3550 | 60 |
| 7281 | 7332 | 70 | 8 | 600 | 3000 | 3250 | 180 |
| 7332 | 7387 | | 15 | 600 | 3000 | 3250 | 79 |
| 7387 | 7426 | 70 | 8 | 600 | 3000 | 3250 | 203 |
| 7426 | 7492 | | 8 | 600 | 3000 | 3250 | 32 |
| 7492 | 7520 | 70 | 8 | 600 | 3000 | 3250 | 295 |
| 7520 | 7607 | | 9 | 600 | 2950 | 3250 | 97 |
| 7607 | 7650 | 70 | 8 | 600 | 3250 | 3400 | 69 |
| 7650 | 7650 | 70 | 8 | 600 | 3250 | 3400 | 70 |
| 7650 | 7708 | | 9 | 600 | 2950 | 3250 | 139 |
| 7708 | 7723 | | 10 | 600 | 3250 | 3400 | 69 |
| 7723 | 7730 | 70 | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 35 |
| 7730 | 7750 | | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 80 |
| 7750 | 7804 | 60 | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 162 |
| 7804 | 7824 | | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 63 |
| 7824 | 7830 | 60 | 12 | 600 | 3250 | 3500 | 60 |
| 7830 | 7868 | | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 63 |
| 7868 | 7897 | 60 | 12 | 600 | 3250 | 3500 | 158 |
| 7897 | 7932 | | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 100 |
| 7932 | 7950 | 60 | 12 | 600 | 3250 | 3500 | 43 |
| 7950 | 7969 | | 8 | 600 | 3250 | 3500 | 95 |
| 7969 | 7992 | 60 | 12 | 600 | 3250 | 3500 | 106 |
| 7992 | 8084 | 65 | 12 | 600 | 3000 | 3500 | 167 |
| 8084 | 8118 | | 7 | 630 | 3320 | 3470 | 64 |
| 8118 | 8141 | 70 | 10 | 630 | 3350 | 3490 | 106 |
| 8141 | 8234 | | 4 | 630 | 3350 | 3500 | 82 |
| 8234 | 8272 | 70 | 15 | 630 | 3330 | 3430 | 91 |
| 8272 | 8316 | | 6 | 630 | 3340 | 3450 | 88 |
| 8316 | 8367 | 70 | 10 | 630 | 3380 | 3440 | 109 |

| | | | | | | | |
|-------|-------|----|----|-----|------|------|-----|
| 8367 | 8402 | | 8 | 630 | 3350 | 3500 | 28 |
| 8402 | 8461 | 70 | 10 | 630 | 3380 | 3440 | 111 |
| 8461 | 8470 | 65 | 14 | 630 | 3350 | 3600 | 60 |
| 8470 | 8518 | | 8 | 630 | 3350 | 3500 | 55 |
| 8518 | 8557 | 70 | 9 | 626 | 3350 | 3550 | 59 |
| 8557 | 8597 | | 15 | 626 | 3350 | 3500 | 109 |
| 8597 | 8651 | 80 | 15 | 626 | 3350 | 3700 | 162 |
| 8651 | 8745 | 80 | 15 | 626 | 3350 | 3700 | 148 |
| 8745 | 8839 | 80 | 15 | 625 | 3350 | 3700 | 153 |
| 8839 | 8933 | 80 | 15 | 625 | 3400 | 3850 | 256 |
| 8933 | 9028 | 80 | 15 | 500 | 2600 | 3000 | 285 |
| 9028 | 9123 | 80 | 15 | 630 | 3600 | 4100 | 259 |
| 9123 | 9159 | | 6 | 612 | 3500 | 3700 | 72 |
| 9159 | 9216 | 80 | 12 | 612 | 3500 | 3700 | 149 |
| 9216 | 9230 | | 10 | 612 | 3500 | 3700 | 168 |
| 9230 | 9310 | 80 | 14 | 612 | 3500 | 3700 | 112 |
| 9310 | 9404 | 80 | 14 | 612 | 3500 | 3700 | 188 |
| 9404 | 9423 | | 10 | 612 | 3500 | 3700 | 88 |
| 9423 | 9430 | 80 | 12 | 612 | 3500 | 3700 | 84 |
| 9430 | 9457 | | 9 | 612 | 3500 | 3700 | 67 |
| 9457 | 9498 | 80 | 12 | 612 | 3500 | 3700 | 123 |
| 9498 | 9592 | 80 | 12 | 612 | 3500 | 3700 | 148 |
| 9592 | 9687 | 80 | 12 | 612 | 3500 | 3700 | 190 |
| 9687 | 9781 | 80 | 12 | 610 | 3500 | 3800 | 134 |
| 9781 | 9802 | | 16 | 610 | 3550 | 3750 | 37 |
| 9802 | 9875 | 80 | 12 | 610 | 3600 | 3800 | 97 |
| 9875 | 9910 | 80 | 12 | 612 | 3500 | 3700 | 190 |
| 9910 | 9968 | | 9 | 612 | 3500 | 3700 | 67 |
| 9968 | 10344 | 80 | 12 | 612 | 3600 | 3950 | 190 |
| 10344 | 10439 | 80 | 12 | 610 | 3720 | 4000 | 71 |
| 10439 | 10535 | 80 | 20 | 610 | 3800 | 4300 | 134 |
| 10535 | 10545 | | 25 | 610 | 3800 | 4400 | 67 |
| 10545 | 10629 | 80 | 20 | 610 | 3800 | 4300 | 66 |
| 10629 | 10646 | 80 | 20 | 610 | 3800 | 4300 | 68 |
| 10646 | 10676 | | 10 | 610 | 3800 | 4300 | 41 |
| 10676 | 10723 | 75 | 20 | 610 | 3800 | 4300 | 91 |
| 10723 | 10765 | | 12 | 610 | 3800 | 4300 | 33 |
| 10765 | 10817 | 75 | 20 | 610 | 3800 | 4300 | 68 |
| 10817 | 10911 | 75 | 20 | 595 | 3700 | 4100 | 123 |
| 10911 | 11005 | 75 | 20 | 595 | 3700 | 4100 | 145 |
| 11005 | 11032 | | 8 | 595 | 3700 | 4100 | 35 |
| 11032 | 11099 | 75 | 12 | 595 | 3700 | 4100 | 106 |
| 11099 | 11194 | 75 | 10 | 585 | 3600 | 4100 | 112 |
| 11194 | 11205 | 75 | 10 | 585 | 3750 | 4100 | 33 |
| 11205 | 11221 | | 12 | 585 | 3750 | 4100 | 27 |
| 11221 | 11257 | 70 | 17 | 585 | 3750 | 4100 | 53 |
| 11257 | 11283 | | 6 | 585 | 3750 | 3900 | 40 |
| 11283 | 11288 | 70 | 8 | 585 | 3750 | 4100 | 60 |

| | | | | | | | |
|-------|-------|----|----|-----|------|------|-----|
| 11288 | 11310 | | 8 | 585 | 3750 | 4100 | 28 |
| 11310 | 11337 | 70 | 12 | 585 | 3750 | 4100 | 44 |
| 11337 | 11358 | | 9 | 585 | 3750 | 4100 | 50 |
| 11358 | 11380 | 70 | 10 | 585 | 3750 | 4100 | 46 |
| 11380 | 11402 | 70 | 8 | 585 | 3750 | 4100 | 110 |
| 11402 | 11475 | 70 | 14 | 580 | 3650 | 3900 | 74 |
| 11475 | 11570 | 70 | 12 | 600 | 3800 | 4300 | 61 |
| 11570 | 11599 | | 9 | 570 | 3700 | 4100 | 22 |
| 11599 | 11665 | 80 | 10 | 570 | 3700 | 4100 | 48 |
| 11665 | 11760 | 65 | 8 | 580 | 3800 | 4200 | 58 |
| 11760 | 11853 | 65 | 10 | 580 | 3800 | 4200 | 70 |
| 11853 | 11873 | | 12 | 580 | 3800 | 4200 | 15 |
| 11873 | 11890 | 65 | 12 | 580 | 3800 | 4300 | 68 |
| 11890 | 11918 | | 8 | 580 | 3800 | 4200 | 22 |
| 11918 | 11947 | 65 | 17 | 580 | 3800 | 4300 | 50 |
| 11947 | 11952 | 65 | 15 | 580 | 3800 | 4300 | 20 |
| 11952 | 11959 | | 14 | 580 | 3800 | 4200 | 9 |
| 11959 | 11980 | 65 | 14 | 580 | 3800 | 4200 | 50 |
| 11980 | 12000 | | 10 | 580 | 3800 | 4200 | 19 |
| 12000 | 12042 | 80 | 14 | 580 | 3800 | 4200 | 36 |
| 12042 | 12050 | 80 | 15 | 580 | 3800 | 4200 | 44 |
| 12050 | 12067 | | 17 | 580 | 3800 | 4200 | 7 |
| 12067 | 12071 | 70 | 17 | 560 | 3650 | 3900 | 27 |
| 12071 | 12081 | | 15 | 560 | 3650 | 3900 | 12 |
| 12081 | 12096 | 70 | 12 | 560 | 3650 | 3900 | 22 |
| 12096 | 12117 | | 10 | 560 | 3650 | 3900 | 9 |
| 12117 | 12135 | 70 | 10 | 560 | 3650 | 4150 | 17 |
| 12135 | 12146 | 70 | 10 | 560 | 3700 | 3900 | 33 |
| 12146 | 12207 | | 6 | 550 | 3700 | 4000 | 11 |
| 12207 | 12231 | 75 | 5 | 565 | 3750 | 4200 | 30 |
| 12231 | 12323 | 75 | 16 | 565 | 3750 | 4200 | 25 |
| 12323 | 12420 | 75 | 18 | 565 | 3750 | 4200 | 31 |
| 12420 | 12514 | 80 | 18 | 580 | 3800 | 4300 | 26 |
| 12514 | 12565 | 65 | 18 | 520 | 3500 | 3850 | 24 |
| 12565 | 12607 | 65 | 18 | 520 | 3500 | 3850 | 19 |
| 12607 | 12703 | 65 | 20 | 520 | 3500 | 3850 | 22 |
| 12703 | 12797 | 65 | 20 | 550 | 3800 | 4100 | 20 |
| 12797 | 12898 | 90 | 20 | 560 | 3850 | 4200 | 17 |
| 12898 | 12934 | 70 | 23 | 540 | 3650 | 4100 | 7 |
| 12934 | 12984 | 70 | 20 | 540 | 3700 | 4100 | 10 |
| 12984 | 13080 | 80 | 20 | 535 | 3650 | 4100 | 16 |
| 13080 | 13174 | 80 | 20 | 535 | 3650 | 4100 | 14 |
| 13174 | 13246 | 80 | 20 | 535 | 3650 | 4100 | 16 |
| 13246 | 13268 | 80 | 20 | 540 | 3800 | 4080 | 18 |
| 13268 | 13294 | 80 | 20 | 540 | 3800 | 4080 | 15 |
| 13294 | 13362 | 85 | 20 | 540 | 3800 | 4080 | 22 |
| 13362 | 13457 | 90 | 20 | 540 | 3800 | 4100 | 16 |
| 13457 | 13552 | 90 | 20 | 540 | 3800 | 4100 | 18 |

| | | | | | | | |
|-------|-------|----|----|-----|------|------|----|
| 13552 | 13604 | 90 | 20 | 540 | 3800 | 4100 | 14 |
| 13604 | 13678 | 80 | 20 | 540 | 3800 | 4080 | 16 |
| 13678 | 13739 | 85 | 20 | 535 | 3800 | 4000 | 19 |
| 13739 | 13833 | 90 | 20 | 535 | 3800 | 4000 | 14 |
| 13833 | 13929 | 90 | 20 | 535 | 3800 | 4000 | 14 |
| 13929 | 13936 | 90 | 20 | 535 | 4170 | 4200 | 5 |
| 13936 | 13995 | 90 | 20 | 535 | 4170 | 4200 | 15 |
| 13995 | | | | | | | |

BAB V PEMBAHASAN

Pada tugas akhir ini dilakukan pengumpulan data perencanaan pemboran berarah Sumur X Lapangan Y dengan tipe S yang dibandingkan dengan data hasil survey MWD untuk mengetahui penyimpangan yang terjadi dari Sumur X tersebut. Alasan dilakukannya pemboran berarah pada Sumur X yaitu untuk membor beberapa reservoir sekaligus dan karena sumur di Lapangan Y memiliki sistem cluster untuk meningkatkan efisiensi pemboran tanpa perlu membuka lahan lebih banyak dipermukaan .

Sumur X merupakan sumur produksi dimana pemboran dilakukan pada koordinat permukaan East : 546.929,00 m North : 9.951.327,00 m menuju target dengan koordinat East: 546.380,15 m North : 9.951.583,01 m dengan TD 13891 ft MD. KOP *build* dimulai pada kedalaman 1000 ft MD berakhir pada kedalaman 2332.87 ft MD dengan *build up rate* (BUR) sebesar 2°/100ft . Selanjutnya pemboran dilanjutkan dengan mempertahankan sudut hingga kedalaman 5946.36 ft MD dengan inklinasi 26.6°. KOP *drop* dimulai pada kedalaman 5946.36 ft MD dan diakhiri pada kedalaman 7279.23 ft MD dengan *build up rate* (BUR) sebesar -2°/100ft . Pemboran dilanjutkan dengan mempertahankan sudut dengan inklinasi 0° hingga TD.

Pemboran sumur ini menggunakan 2 tipe BHA . Tipe BHA pertama digunakan untuk pemboran dari kedalaman 0 ft sampai dengan kedalaman 6995 ft MD dengan susunan : 12 ¼” PDC Bit , 8” PDM Mud Motor lobe 6/7 - 4 Stages , 8” Float Sub , 12” Integral Blade *Stabilizer* , 8” Non- Magnetic *Drill collar* , 8” MWD System , 8” Drill Collar , 8” Cross Over Sub , 15 x 5” HWDP , 6 ½” Drilling Jar , dan 14 x 5” HWDP. Sedangkan tipe BHA kedua digunakan dari kedalaman 6995 ft MD hingga TD (13995 ft MD) dengan rangkaian : 8 ½” PDC Bit , 7” PDM Mud Motor lobe 7/8 - 6 stages , 6 ¾” Float Sub , 8 ¼” Integra; Blade *Stabilizer* , 6 ¾” MWD System , 6 ½” Spiral *Drill collar* , 15 x 5” HWDP , 6 ½” Drilling Jar , 14 x 5” HWDP.

Pemboran dilakukan dengan metode *rotating* dan *sliding*, Metode *rotating* yaitu metode memutar rangkaian pipa bor dari permukaan yang digunakan untuk mempertahankan sudut pemboran. Sedangkan metode *sliding* memanfaatkan *mud motor* yang diputar menggunakan aliran lumpur pada pemboran tersebut untuk memutar Bit dan metode slading digunakan untuk membentuk sudut suatu sumur. *Mud motor* yang digunakan pada Sumur X adalah *Positive Displacement Motor* (PDM) yang pada motor tersebut terdapat rotor dan stator. Jumlah lube dari rotor lebih sedikit satu lube dibandingkan stator. Jumlah lube dari PDM sangat mempengaruhi dari performa motor tersebut dimana apabila lube semakin sedikit maka putaran motor tersebut akan semakin besar tetapi torsi yang dihasilkan kecil. Sedangkan apabila menggunakan lube yang lebih banyak, maka akan menghasilkan putaran motor yang lebih kecil tetapi menghasilkan torsi yang lebih besar. Pemilihan dari lube PDM disesuaikan dengan kondisi formasi yang akan ditembus.

Alat survey yang digunakan pada pemboran ini hanyalah MWD tanpa menggunakan LWD. MWD berfungsi untuk mensurvey hasil dari pemboran berarah yang dilakukan dengan mengeluarkan data inklinasi dan azimuth pada kedalaman tertentu. Hasil dari survey MWD nantinya akan diolah untuk menghasilkan MD dan TVD dengan menggunakan metode *Minimum of Curvature* sehingga hasil *trajectory* pelaksanaan dapat dibandingkan dengan perencanaan *tracjectory* yang telah dibuat.

Dari evaluasi yang dilakukan pada Sumur X, menunjukkan bahwa pelaksanaan pemboran mengalami 2 kali penyimpangan *trajectory* pada section 8 ½" dan 1 kali perbaikan. Penyimpangan pertama terjadi pada kedalaman 7000 ft MD hingga 8000 ft MD dengan pembesaran inklinasi sebesar 9° dan penyimpangan kedua terjadi pada kedalaman 11000 ft MD hingga target (13995 ft MD) dengan perbedaan inklinasi 7° dari perencanaan. Pada target, penyimpangan terjadi sejauh 133.5 ft pada proyeksi vertikal dan 241.18 ft pada proyeksi horizontal yang menyimpang melebihi batas toleransi target (164ft). Perbaikan inklinasi terjadi pada kedalaman 8000 ft MD – 11000 ft MD. Penyimpangan ini dapat terjadi karena beberapa faktor diantaranya adalah faktor formasi, faktor hidrolika dan faktor

mekanis. Analisa yang dilakukan adalah berdasarkan teori – teori yang ada pada literature terkait.

Dari hasil analisa , formasi pada kedalaman yang mengalami penyimpangan (7000 ft MD – 13995 ft MD) didominasi oleh sandstone dan shalestone dengan sisipan coal , claystone, siltstone dan limestone dengan kekerasan batuan yang berbeda – beda. Pada kedalaman 7000 ft MD terdapat perubahan kekerasan batuan dari formasi lunak (shalestone) ke formasi keras (Limestone) dengan kemiringan formasi melebihi inklinasi lubang bor. Kondisi tersebut berpotensi menyebabkan terjadinya penyimpangan *trajectory*

Untuk analisa faktor hidrolika ,dilakukan 2 jenis analisa hidrolika yaitu hidrolika pada bit dan hidrolika pengangkatan cutting. Pada analisa pada bit , dikarenakan analisa dilakukan pada sumur yang vertikal maka analisa yang dilakukan adalah dengan menggunakan metode *Bit Hydraulic Horse Power* (BHHP) . Analisa ini untuk menentukan apakah hidrolika yang digunakan telah optimal untuk mengangkat cutting ke permukaan . Pada motode ini hidrolika akan dikatakan optimal apabila nilai dari BHP/HPS adalah 65% . Angka optimal tersebut didapatkan berdasarkan perhitungan nilai m pada Sumur X. Sedangkan analisa hidrolika pengangkatan cutting, dilakukan dengan menghitung rasio transport cutting dimana akan optimal apabila rasio pengangkatan cutting **90%** , Indeks Rasio Cutting (PBI) yang optimal jika nilai **PBI = 1** dan konsentrasi cutting (Ca) yang optimal jika nilai **Ca < 5%**. Hidrolika suatu pemboran akan memiliki pengaruh terhadap *trajectory* suatu sumur. Apabila pemboran yang dilakukan tidak optimal sehingga menyebabkan adanya cutting yang tertinggal di *bottom hole* , maka cutting tersebut dapat menyentuh BHA ataupun drillstring yang berpotensi menyebabkan penyimpangan *trajectory*.

Pada analisa hidrolika sumut X *section 8 ½"* pada kedalaman 7000 ft MD, yang merupakan kedalaman mulainya terjadi penyimpangan , menunjukkan hidrolika pada P_{pompa} sebesar 3700 psi dan Q_{pompa} sebesar 600 gpm menghasilkan perbandingan **BHP/HPS = 51%** untuk analisa hidrolika pada bit dan pada analisa hidrolika pengangkatan cutting ,didapat nilai **Ft = 87.71%** , **PBI = 1** dan **Ca = 1.7%** .Pada kedalaman 11000 ft MD, dimana pada kedalaman ini *trajectory* masih

menyimpang, , menunjukkan hidrolika pada P_{pompa} sebesar 4100 psi dan Q_{pompa} sebesar 600 gpm menghasilkan perbandingan **BHP/HPS = 48%** untuk analisa hidrolika pada bit dan pada analisa hidrolika pengangkatan cutting ,didapat nilai **Ft = 89% , PBI = 1 dan Ca = 1.4%**. Dari hasil analisa terlihat bahwa hidrolika pada bit masih belum optimal. Dengan mengetahui 2 pompa yang digunakan dipasang paralel , optimalisasi dapat dilakukan dengan memasang 2 pompa yang tersedia secara seri sehingga didapat kapasitas tekanan pompa 9000 psi. BHP/HPS akan menjadi 65 % dengan tekanan 5200 psi di kedalaman 7000 ft MD dan 5700 psi pada kedalaman 11000 ft MD

Dari faktor mekanis , Terapat 3 parameter yang dianalisa , yaitu WOB , RPM , dan Susunan BHA. Menganalisa WOB dan RPM pemboran dilakukan dengan menghitung besarnya WOB seharusnya digunakan pada kondisi sumur tersebut dan menghitung batas maksimal RPM yang dapat digunakan sehingga tidak menyebabkan terjadinya vibrasi pada drillstring yang berpotensi menyebabkan pemboran menyimpang. Perhitungan WOB yang dilakukan mengasilkan nilai WOB yang sesuai pada interval kedalaman 7000 ft – 13995 ft MD = 13.51 klbs . Hasil analisa yang didapat adalah pada kedalaman 7000 – 8100 ft MD WOB yang digunakan lebih kecil dari WOB seharusnya.. Hal tersebut sesuai teori dapat menyebabkan pembesaran sudut inklinasi dan sesuai dengan hasil evaluasi trajectory dimana pada kedalaman 7000 - 8000 ft MD mengalami pembesaran inklinasi .

Selanjutnya pada kedalaman 8000 – 11000 ft MD dilakukan perbaikan inklinasi dengan menaikkan WOB hingga 20 klb . Pada kedalaman 11000- 12000 ft MD , penggunaan WOB lebih kecil dari WOB seharusnya. . Hal ini menyebabkan pembesaran inklinasi pada kedalaman tersebut hingga target .Analisa RPM yang dilakukan adalah dengan menentukan RPM kritis , dimana apabila RPM yang digunakan melebihi dari batas RPM kritis maka drillstring dapat berpotensi bervibrasi. Dari hasil perhitungan didapat RPM kritis sebesar 226.3 RPM . Dari data pelaksanaan RPM , tidak ada satupun RPM yang melebihi dari RPM kritis sehigga RPM yang digunakan tidak menyebabkan penyimpangan trajectory.

Selanjutnya adalah analisa BHA yang digunakan . BHA yang digunakan pada *section 8 ½"* seharusnya adalah *dropping assemblies* dengan memanfaatkan efek pendulum untuk menurunkan sudut inklinasi . Tetapi pada pemboran Sumur X , BHA yang digunakan adalah *building assmblies*. Penggunaan BHA ini kurang tepat sehingga BHA seharusnya hanya menggunakan 1 stabilizer yang terletak 30 ft dari bit. Perbaikan sudut pada kedalaman 8000 -11000 ft MD seharusnya menggunakan *dropping assemblies BHA* dengan WOB optimal . Setelah didapat sudut yang diinginkan maka pemboran dilanjutkan dengan WOB maksimal dan RPM rendah sehingga lubang bor tidak menyimpang dan pemboran masih pada batas toleransi target.

BAB VI

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil evaluasi *trajectory* pelaksanaan pemboran berarah dan analisa pada Sumur X Lapangan Y didapatkan kesimpulan bahwa :

1. Pelaksanaan pemboran berarah pada Sumur X tidak optimal dilaksanakan karena pemboran mengalami 2 kali penyimpangan pada section 8 ½” dan 1 kali perbaikan.
2. Penyimpangan trajectory pertama terjadi pada kedalaman 7000 ft MD hingga 8000 ft MD dengan pembesaran inklinasi sebesar 9° dan penyimpangan kedua terjadi pada kedalaman 11000 ft MD hingga target (13995 ft MD) dengan perbedaan inklinasi 7° dari perencanaan.
3. Penyimpangan yang terjadi pada target terjadi sejauh 133.5 ft pada proyeksi vertikal dan 241.18 ft pada proyeksi horizontal dengan pembesaran sudut sebesar 7° , dimana penyimpangan pada target melebihi batas toleransi target yang telah ditentukan yaitu 164 ft. Hal ini dapat menyebabkan tidak tercapainya target produksi yang direncanakan pada sumur tersebut.
4. Hasil analisa pada faktor lithologi , hidrolika dan mekanis menunjukan bahwa :
 - Faktor lithologi menyebabkan terjadi penyimpangan trajectory dikarenakan menembus formasi yang berpotensi menyebabkan terjadinya penyimpangan yaitu adanya perubahan kekerasan batuan formasi .Pada kedalaman 7000 ft MD terdapat perubahan kekerasan batuan formasi dari formasi lunak (shalestone) ke formasi keras (Limestone) dengan kemiringan formasi melebihi inklinasi lubang bor yang membesar (updip) kearah azimuth 290°.
 - Analisa Faktor hidrolika lumpur menunjukkan bahwa hidrolika lumpur pada bit kurang optimal dimana pada kedalaman 7000 ft MD nilai BHP/HPS sebesar 51% dan pada kedalaman 11000 ft MD nilai BHP/HPS sebesar 48 % (optimal pada 65%) . BHP/HPS pada Sumur X dapat

dioptimalkan dengan memasang 2 pompa secara seri sehingga kapasitas tekanan pompa menjadi 9000 psi dan BHP/HPS dapat dioptimalkan menjadi 65 % pada tekanan 5200 psi pada kedalaman 7000 ft MD dan 5700 psi pada kedalaman 11000 ft MD. Hidrolika pengangkatan cutting sudah optimal dilaksanakan dimana pada kedalaman 7000 ft MD dengan nilai $F_t = 88\%$ (optimal pada 90%), $PBI = 1$ (optimal = 1) dan $Ca = 1.7\%$ (optimal <5) dan pada kedalaman 11000 ft MD BHP/HPS dengan nilai $F_t = 89\%$ (optimal pada 90%), $PBI = 1$ (optimal = 1) dan $Ca = 1.4\%$ (optimal <5).

- Analisa faktor mekanis menunjukkan penggunaan WOB yang tidak tepat dimana seharusnya WOB yang digunakan adalah 13.5 klb sedangkan WOB pelaksanaan adalah 7 klb pada kedalaman 7000 ft MD dan 8 Klb pada kedalaman 11100 ft MD sehingga berpotensi menyebabkan membesarnya inklinasi.. Penggunaan RPM tidak melebihi batas RPM kritis (226 rpm) yang dapat menyebabkan vibrasi berlebih. Penggunaan susunan BHA yang kurang tepat dimana seharusnya menggunakan *dropping assemblies* BHA untuk menurunkan sudut bukan *building assemblies* BHA pada section section 8 ½" (7000 ft MD – 13995 ft MD)

DAFTAR PUSTAKA

1. Adams, N.J., "*Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach*", Penn-Well Publishing Tulsa, 1985.
2. Bourgoyne, A.T. et.al., "*Applied Drilling Engineering*" First Printing Society of Petroleum Engineer, Richardson TX-1986.
3. Baker Huges INTEQ, "*Drilling Engineering Workbook*", Houston USA December 1995. Hal 182 – 275.
4. *Drilling Engineering*, "*Institute of Petroleum Engineering*", Heriot – Watt University.
5. Joshi, S.D, "*Horizontal Well Technology*", Penn Well Books, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1990.
6. Moore P.L., *Drilling Practices Manual*, Penn Well Publishing Company, Second Edition, Tulsa – Oklahoma, 1974.
7. Petroleum Extension Service, "*A Dictionary for The Petroleum Industry*", 2nd Edition, The University of Texas – Austin.
8. Rabia. H., "*Well Engineering and Construction*" , Entrac Consulting, 2002.
9. Rudi Rubiandini, DR. Ing.. Ir., "*Teknik Pemboran II*", Jurusan Teknik Perminyakan FTM UPN "Veteran" Yogyakarta, 1993.
10. S.G. Richard, "*Horizontal and Directional Drilling*", PetroSkills.OGCI, Tulsa – Oklahoma, 2007.
11. Schlumberger, "*Introduction to Directional Drilling*", Sugar Land Learning Center, 1998.
12. Short J., *Introduction to Directional And Horizontal Drilling*, Penn Well Publishing Company, Tulsa, 1993.
13. Lummus, J. L. and Azar, J.J., *Drilling Fluids Optimization, A Practical Approach*, Penn Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1986
14. Schlumberger, "*Directional Drilling Training Manual*", Anadrill,1996

15. Baker Hughes “*Drilling Engineering Workbook*”, 2002
16. Halliburton , “*Technical Information Handbook*” SperryDrill 2009
17. Farizal , Rizka. “*Geologi Regional Cekungan Kutai*” . 6 Oktober 2013.
http://genrambai.blogspot.co.id/2013/01/geologi-regional-cekungan-kutai_11.html
18. Data Pelaksanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y
19. Data Perencanaan Pemboran Berarah Sumur X Lapangan Y
20. Tomren P.H , *Experimental Study of Cuttings Transport in Directional Wells*, SPE , 1986

LAMPIRAN

sperry-sun

DRILLING SERVICES

BHA Report

Customer : Vico Indonesia
 Well : Nilam 297
 Field : Nilam
 Slot : Nilam - 9 Offset
 Rig : EMR-1
 Job # : BP-DD-0007241234

BHA# 2

BHA# 2 : Date In :22/04/201 MD In (ft) : 0 TVD In (ft) : 0 Date Out 27/04/201(MD Out (ft) : 6995 TVD Out (ft) : 6494

BIT DATA

| Bit # | OD (in) | MFR | Style | Serial# | Nozzles (/32's) | TFA (in ²) | Dull Condition |
|-------|---------|-------|--------|---------|-----------------|------------------------|--------------------|
| 2 | 12.250 | Varel | 519DGU | 6002629 | 5x16 | 0.982 | 1-2-BT-T-X-I-PN-TD |

MOTOR DATA

| Run # | OD (in) | MFR | Model | Serial# | Bend | Nzl (/32's) | Avg Dif (psi) | Cum Circ Hrs |
|-------|---------|------|-------------|----------|-------|-------------|---------------|--------------|
| 1 | 8.000 | SSDS | SperryDrill | 10477710 | 1.50° | | 161 | 85.51 |

COMPONENT DATA

| Item # | Description | Serial # | OD (in) | ID (in) | Gauge (in) | Weight (lbs/ft) | Top Con | Length (ft) | Bit - Center Blade (ft) |
|--------|-----------------------------------|----------|---------|---------|------------|-----------------|--------------|-------------|-------------------------|
| 1 | 12-1/4" PDC Bit | 6002629 | 12.250 | 3.000 | 12.250 | 377.57 | P 6-5/8" Reg | 1.20 | |
| 2 | 8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg | 10477710 | 8.000 | 5.250 | 12.125 | 97.54 | B 6-5/8" Reg | 26.83 | 3.48 |
| 3 | 8" Float Sub | 10997226 | 8.250 | 3.000 | | 158.09 | B 6-5/8" Reg | 2.27 | |
| 4 | 12" Integral Blade Stabilizer | 9605028 | 8.000 | 2.875 | 12.000 | 149.18 | B 6-5/8" Reg | 6.36 | 33.48 |
| 5 | 1x 8" Non-Mag Drill collar | SBD7945 | 8.000 | 3.000 | | 147.00 | B 6-5/8" Reg | 30.93 | |
| 6 | 8" DWD 1200 System | 247421 | 8.000 | 3.813 | | 132.39 | B 6-5/8" Reg | 6.26 | |
| 7 | 1x 8" Drill collar | 31.11 | 8.000 | 3.000 | | 147.00 | B 6-5/8" Reg | 31.11 | |
| 8 | 8" Cross Over Sub | EMR | 8.000 | 3.000 | | 147.22 | B 4-1/2" IF | 3.72 | |
| 9 | 15x 5" HWDP | | 5.000 | 3.000 | | 49.30 | B 4-1/2" IF | 463.51 | |
| 10 | 6-1/2" Drilling Jar | 650703 | 6.500 | 2.500 | | 96.36 | B 4-1/2" IF | 20.68 | |
| 11 | 14x 5" HWDP | | 5.000 | 3.000 | | 49.30 | B 4-1/2" IF | 430.14 | |
| | | | | | | | | 1023.01 | |

| Parameter | Min | Max | Ave | Activity | Hrs | BHA Weight (lb) | Drill String | OD(in) | Len (ft) |
|--------------|-----|------|------|--------------|-------|---------------------|--------------|--------|----------|
| WOB (klbs) : | 2 | 20 | 6 | Drilling : | 70.75 | in Air (Total) : | | | |
| RPM (rpm) : | 50 | 80 | 70 | Reaming : | 0.17 | in Mud (Total) : | | | |
| Flow (gpm) : | 500 | 900 | 823 | Circ-Other : | 14.59 | in Air (Bel Jars) : | | | |
| SPP (psi) : | 960 | 3350 | 2309 | Total : | 85.51 | in Mud (Bel Jars) : | | | |

PERFORMANCE

| | In | Out | Distance (ft) | ROP (ft/hr) | Build (°/100') | Turn (°/100') | DLS (°/100') |
|-------------------|------|--------|---------------|-------------|----------------|---------------|--------------|
| Inclination (deg) | 0.00 | 10.53 | Oriented : | 2044.00 | 66 | | 2.00 |
| Azimuth (deg) | 0.00 | 289.49 | Rotated : | 4951.00 | 112 | -0.80 | |
| | | | Total : | 6995.00 | 99 | 0.15 | 0.15 |

COMMENTS

Jar up 105 Klbs
 Jar down 35 Klbs
 48 sec delay
 Motor Rev 0.15 Rev/Gal

sperry-sun

DRILLING SERVICES

BHA Report

Customer : Vico Indonesia
 Well : Nilam 297
 Field : Nilam
 Slot : Nilam - 9 Offset
 Rig : EMR-1
 Job # : BP-DD-0007241234

BHA# 3

BHA# 3 : Date In :29/04/201 MD In (ft) : 6995 TVD In (ft) : 6494 Date Out 10/05/201(MD Out (ft) : 13995 TVD Out (ft) : 13467

BIT DATA

| Bit # | OD (in) | MFR | Style | Serial# | Nozzles (/32's) | TFA (in ²) | Dull Condition |
|-------|---------|-------|-----------|---------|-----------------|------------------------|----------------|
| 3 | 8.500 | Smith | MSi616WBP | JD 5025 | 3x13, 3x20 | 1.309 | |

MOTOR DATA

| Run # | OD (in) | MFR | Model | Serial# | Bend | Nzl (/32's) | Avg Dif (psi) | Cum Circ Hrs |
|-------|---------|------|-------------|----------|-------|-------------|---------------|--------------|
| 2 | 7.000 | SSDS | SperryDrill | 10848945 | 1.22° | | 320 | 220.00 |

COMPONENT DATA

| Item # | Description | Serial # | OD (in) | ID (in) | Gauge (in) | Weight (lbs/ft) | Top Con | Length (ft) | Bit - Center Blade (ft) |
|--------|-----------------------------------|----------|---------|---------|------------|-----------------|--------------|-------------|-------------------------|
| 1 | 8-1/2" Smith PDC Bit | JD 5025 | 8.500 | 3.000 | 8.500 | 169.30 | P 4-1/2" Reg | 0.83 | |
| 2 | 7" SperryDrill Lobe 7/8 & 6.0 Stg | 10848945 | 7.000 | 4.753 | 8.375 | 70.69 | B 4-1/2" IF | 25.20 | 2.93 |
| 3 | 6-3/4" Float Sub/ported vlv | 11038635 | 6.750 | 2.813 | | 100.77 | B 4-1/2" IF | 2.20 | |
| 4 | 8-1/4" Integral Blade Stabilizer | 10961324 | 6.500 | 2.813 | 8.250 | 91.91 | B 4-1/2" IF | 5.81 | 30.88 |
| 5 | 6-3/4" DWD 1200 System | 244742 | 6.750 | 2.813 | | 100.77 | B 4-1/2" IF | 32.42 | |
| 6 | 1x 6-1/2" Spiral Drill collar | Rig | 6.813 | 2.813 | | 103.06 | B 4-1/2" IF | 31.15 | |
| 7 | 15x 5" HWDP | | 5.000 | 3.000 | | 49.30 | B 4-1/2" IF | 463.51 | |
| 8 | 6-1/2" Drilling Jar | 650703 | 6.500 | 2.500 | | 96.36 | B 4-1/2" IF | 20.68 | |
| 9 | 14x 5" HWDP | | 5.000 | 3.000 | | 49.30 | B 4-1/2" IF | 430.14 | |
| | | | | | | | | 1011.94 | |

| Parameter | Min | Max | Ave | Activity | Hrs | BHA Weight (lb) | Drill String | OD(in) | Len (ft) |
|--------------|------|------|------|--------------|--------|---------------------|--------------|--------|----------|
| WOB (klbs) : | 4 | 25 | 14 | Drilling : | 213.91 | in Air (Total) : | | | |
| RPM (rpm) : | 50 | 90 | 77 | Reaming : | 0.00 | in Mud (Total) : | | | |
| Flow (gpm) : | 500 | 630 | 587 | Circ-Other : | 6.09 | in Air (Bel Jars) : | | | |
| SPP (psi) : | 3000 | 4400 | 3868 | Total : | 220.00 | in Mud (Bel Jars) : | | | |

PERFORMANCE

| | In | Out | Distance (ft) | ROP (ft/hr) | Build (°/100') | Turn (°/100') | DLS (°/100') |
|-------------------|--------|-------|---------------|-------------|----------------|---------------|--------------|
| Inclination (deg) | 10.53 | 7.00 | Oriented : | 1382.00 | 23 | | 1.68 |
| Azimuth (deg) | 289.49 | 80.72 | Rotated : | 5618.00 | 35 | 0.20 | 0.20 |
| | | | Total : | 7000.00 | 33 | -0.05 | 2.16 |
| | | | | | | | 0.24 |

COMMENTS

Jar up 105 Klbs
 Jar down 35 Klbs
 48 sec delay.
 Motor Rev 0.33 rev/gal

Motor Serial # : 10477710 Job # : BP-DD-0007241234
 Directional Driller(s) : Sulisty, Jonner Rumahorbo Customer : Vico Indonesia
 Location : Nilam - 9 Offset Rig : EMR-1
 Well : Nilam 297 Bit Run # : 2 BHA # : 2 Motor Run # : 1
 Depth In/Out : 0 / 6995 ft Date In/Out : 22/04/2010 / 27/04/2010 Hole Size : 12.250 in
 Application Details : Steerable Drilling

MOTOR CONFIGURATION

| | From Bit (ft) | Component | Type | Diam In/Out (in) | | |
|-----------------------|---------------------|------------------------------|-------------------------|------------------|------------------------|---------------|
| | 1 | 3.48 | Sleeve Stab/Pad | Yes | Stab: 4 10° | 12.125 12.125 |
| | 2 | 8.35 | Bent Housing | Yes | Adjustable: 1.50° bend | |
| | 3 | | Housing Tool Used | No | | |
| | 4 | 28.03 | Stator Elastomer | Nitrile | Stator: Standard | |
| | 5 | | Bent Sub / 2nd Bent Hsg | No | | |
| | 6 | 33.48 | Lower String Stab | Yes | Stab: 3 270° | 12.000 12.000 |
| | 7 | | Upper String Stab | No | | |
| Additional Features : | | | | Arr Ret | | |
| Flex Collar : No | Short Brg Pack : No | Rtr Noz / Size : /32's | Pick Up Sub : No | No | | |
| Brg Cfg (Off/On) : | Lobe Cfg : 6/7 | BHA OD/ID : 8.250 / 3.000 in | Bit Box Protr : Yes | Yes | | |

MOTOR RUN DATA

| Max Dogleg While Rotating : 0.80 °/100' | RPM : 85 | Motor Stalled : Yes | Prev Job/Well Hrs : 0.00 | | | |
|--|--|----------------------|----------------------------|------------|----------------------|---------------------|
| Max Dogleg Overpulled In : °/100' | Force : lbf | Float Valve : Yes | Drilling Hrs : 70.75 | | | |
| Max Dogleg Pushed Through : °/100' | Force : lbf | DP Filter : No | Circ Hrs : 14.59 | | | |
| Hole Azimuth Start / End : 0.00° / 289.49° | Inc Start / End : 0.00° / 10.53° | | Reaming Hrs : 0.17 | | | |
| Interval Oriented / Rot. : 2044 / 4951 ft | Directional Perf Ori / Rot : 2.00 / °/100' | | Total Hrs This Run : 85.51 | | | |
| Jarring Occured : No | | | New Cumulative Hrs : 85.51 | | | |
| Diff Press (psi) | Str RPM | Rotn Torque (ft-lbs) | Drag Up/Dn (lbf) | WOB (klbs) | ROP Oriented (ft/hr) | ROP Rotated (ft/hr) |
| Avg : 161 | 70 | 8455 | 15000 / 10000 | 6 | 66 | 112 |
| Max : 350 | 80 | 12000 | 20000 / 15000 | 20 | 429 | 516 |

PRE-RUN TESTS

Motor Tested Pre-Run : Yes with : 1 Collar, Bit, MWD
 Dump Sub Operating : N/A Brg Play : 3.0 mm
 Flow 1 : 770 gpm Pressure 1 : 1200 psi
 Flow 2 : gpm Pressure 2 : psi
 Driveshaft Rotation Observed : Yes
 Bearing Leakage Observed : No

POST-RUN TESTS

Motor Tested Post-Run : Yes with :
 Dump Sub Operating : N/A Brg Play : 8.0 mm
 Flow 1 : gpm Pressure 1 : psi
 Flow 2 : gpm Pressure 2 : psi
 Driveshaft Rotation Observed : No
 Bearing Leakage Observed : No
 Driveshaft Rotated to Drain Mud : Yes
 Fluid Flushed : Yes Fluid Used : Water

MUD DATA

Base : Water Additives : Mud Wt : 9.4 ppg SPP Start/End : 2700 / 1450 psi
 % Oil/Water : / % Solids : 6.10 % Sand : 0.30 PV : 17 cp YP : 16.0 lbf/100ft² pH : 10.5
 DH Temp Avg/Max : 144.1 / 159.0 FlowRate Avg/Max : 823 / 900 gpm Chloride Content : 300 ppm
 Principle Formation Name(s) : Lithology :

BIT DATA

| | | | | | | | | | |
|--|------------|---|---|----|---|---|---|----|----|
| Make : Varel Type : 519DGU Serial # : 6002629 | Dull Grade | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Pre Existing Hours From Other Wells: | In | | | | | N | E | W | |
| Prev Drilling Hrs : 0.00 Prev Reaming Hrs : 0.00 No of Runs This Bit : 1 | Out | 1 | 2 | BT | T | X | I | PN | TD |
| Jet Sizes (/32's) : 5x16 TFA : 0.982 in² Gage Length : 3.000 in | | | | | | | | | |

PERFORMANCE COMMENTS

Problem Perceived : No Problem Date : Service Interrupt : No Service Interrupt Hrs :
 Performance Motor : Yes Tandem Motor : No LIH : No PPR Ref # :
 Almost every Slide and Rotate mode the Motor was Stalled
 Customer Representative's Signature (optional) : Date:

Motor Serial # : 10848945 Job # : BP-DD-0007241234
 Directional Driller(s) : Sulisty, Jonner Rumahorbo Customer : Vico Indonesia
 Location : Nilam - 9 Offset Rig : EMR-1
 Well : Nilam 297 Bit Run # : 3 BHA # : 3 Motor Run # : 2
 Depth In/Out : 6995 / 6995 ft Date In/Out : 29/04/2010 / 30/04/2010 Hole Size : 8.500 in
 Application Details : Steerable Drilling

MOTOR CONFIGURATION

| | From Bit (ft) | Component | Type | Diam In/Out (in) | | |
|-----------------------|---------------------|------------------------------|-------------------------|------------------|------------------------|-------------|
| | 1 | 2.93 | Sleeve Stab/Pad | Yes | Stab: 4 0° | 8.375 8.375 |
| | 2 | 6.91 | Bent Housing | Yes | Adjustable: 1.22° bend | |
| | 3 | | Housing Tool Used | No | | |
| | 4 | 26.03 | Stator Elastomer | Nitrile | Stator: Flexed Body | 8.250 8.250 |
| | 5 | | Bent Sub / 2nd Bent Hsg | No | | |
| | 6 | 30.88 | Lower String Stab | Yes | Stab: 3 270° | |
| | 7 | | Upper String Stab | No | | |
| Additional Features : | | | | Arr | Ret | |
| Flex Collar : No | Short Brg Pack : No | Rtr Noz / Size : /32's | Pick Up Sub : No | No | | |
| Brg Cfg (Off/On) : | Lobe Cfg : 7/8 | BHA OD/ID : 6.750 / 2.813 in | Bit Box Protr : Yes | Yes | | |

MOTOR RUN DATA

| Max Dogleg While Rotating : 0.50 %100' | RPM : 85 | Motor Stalled : Yes | Prev Job/Well Hrs : 0.00 | | | |
|--|--|----------------------|---------------------------|------------|----------------------|---------------------|
| Max Dogleg Overpulled In : 3.00 %100' | Force : 20000 lbf | Float Valve : Yes | Drilling Hrs : 0.00 | | | |
| Max Dogleg Pushed Through : 3.00 %100' | Force : 10000 lbf | DP Filter : No | Circ Hrs : 0.17 | | | |
| Hole Azimuth Start / End : 289.49° / 289.49° | Inc Start / End : 10.53° / 10.53° | | Reaming Hrs : 0.00 | | | |
| Interval Oriented / Rot. : ft | Directional Perf Ori / Rot : 1.68 / 0.20 %100' | | Total Hrs This Run : 0.17 | | | |
| Jarring Occured : No | | | New Cumulative Hrs : 0.17 | | | |
| Diff Press (psi) | Str RPM | Rotn Torque (ft-lbs) | Drag Up/Dn (lbf) | WOB (klbs) | ROP Oriented (ft/hr) | ROP Rotated (ft/hr) |
| Avg : 550 | | 9000 | 80000 / 45000 | | | |
| Max : | | 9000 | 10000 / 50000 | | | |

PRE-RUN TESTS

Motor Tested Pre-Run : Yes with : 1 Collar, Bit, MWD
 Dump Sub Operating : N/A Brg Play : 2.0 mm
 Flow 1 : 580 gpm Pressure 1 : 600 psi
 Flow 2 : gpm Pressure 2 : psi
 Driveshaft Rotation Observed : Yes
 Bearing Leakage Observed : No

POST-RUN TESTS

Motor Tested Post-Run : Yes with :
 Dump Sub Operating : N/A Brg Play : 5.0 mm
 Flow 1 : gpm Pressure 1 : psi
 Flow 2 : gpm Pressure 2 : psi
 Driveshaft Rotation Observed : No
 Bearing Leakage Observed : Yes
 Driveshaft Rotated to Drain Mud : Yes
 Fluid Flushed : Yes Fluid Used : Oil

MUD DATA

Base : Water Additives : Mud Wt : 9.4 ppg SPP Start/End : psi
 % Oil/Water : / % Solids : 6.10 % Sand : 0.30 PV : 17 cp YP : 16.0 lbf/100ft² pH : 10.5
 DH Temp Avg/Max : 145.9 / 145.9 FlowRate Avg/Max : / gpm Chloride Content : 300 ppm
 Principle Formation Name(s) : Lithology :

BIT DATA

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------------------|-------------------------|------------|-----|---|---|---|---|---|---|---|
| Make : Smith | Type : MSi616WBP | Serial # : JD 5025 | Dull Grade | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Pre Existing Hours From Other Wells: | | | In | NEW | | | | | | | |
| Prev Drilling Hrs : 0.00 | Prev Reaming Hrs : 0.00 | No of Runs This Bit : 1 | Out | | | | | | | | |
| Jet Sizes (/32's) : 3x13, 3x20 | TFA : 1.309 in² | Gage Length : 2.500 in | | | | | | | | | |

PERFORMANCE COMMENTS

Problem Perceived : No Problem Date : Service Interrupt : No Service Interrupt Hrs :
 Performance Motor : Yes Tandem Motor : No LIH : No PPR Ref # :
 Good Run
 Customer Representative's Signature (optional) : Date:

PZL (PZ-11) Triplex Drilling Mud Pump



SPECIFICATIONS

| | |
|---------------|--------------------------|
| Maximum Input | 1,600 BHP (1,193 kw) |
| Maximum RPM | 115 RPM |
| Stroke Length | 11 in. (279 mm) |
| Piston Load | 150,300 lbs. (668,568 N) |
| Pump Weight | 37,000 lbs. (16,815 kg) |
| Gear Ratio | 4.38 :1 |

| PISTON CYLINDER | | DISPLACEMENT – DRILLING SERVICE | | | | MAXIMUM PSI | | PUMP RPM | JACKSHAFT RPM |
|-----------------|------------|---------------------------------|--------------|-------------------|-------------|-------------|------------|----------|---------------|
| DIAMETER | | PER REVOLUTION | | MAXIMUM FLOW RATE | | PSI | bar | | |
| inch | mm | gallon | liters | GPM | LPM | PSI | bar | | |
| 8 | 203 | 7.18 | 27.18 | 826 | 3126 | 2989 | 206 | 115 | 504 |
| 7.5 | 191 | 6.31 | 23.89 | 726 | 2747 | 3401 | 234 | | |
| 7.25 | 184 | 5.90 | 22.32 | 678 | 2567 | 3639 | 251 | | |
| 7 | 178 | 5.50 | 20.81 | 632 | 2393 | 3904 | 269 | | |
| 6.5 | 165 | 4.74 | 17.94 | 545 | 2064 | 4527 | 312 | | |
| 6.25 | 159 | 4.38 | 16.59 | 504 | 1908 | 4897 | 338 | | |
| 6 | 152 | 4.04 | 15.29 | 465 | 1758 | 5000 | 345 | | |
| 5.5 | 140 | 3.39 | 12.85 | 390 | 1478 | 5000 | 345 | | |
| 5 | 127 | 2.80 | 10.62 | 323 | 1221 | 5000 | 345 | | |

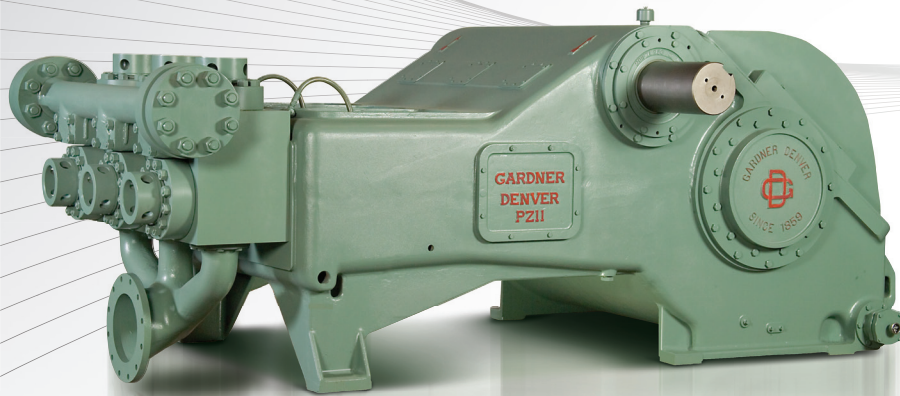
Ratings shown are for 5,000 PSI Fluid End Cylinder. For 7,500 PSI Fluid End Cylinder, visit www.gardnerdenverpumps.com

Weight: Complete pump with large steel skid - 41,400 pounds.

Ratings are based on 90% mechanical efficiency and 100% volumetric efficiency.

**Gardner
Denver**
Pumping Perfected.™

PZL (PZ-11) Triplex Drilling Mud Pump



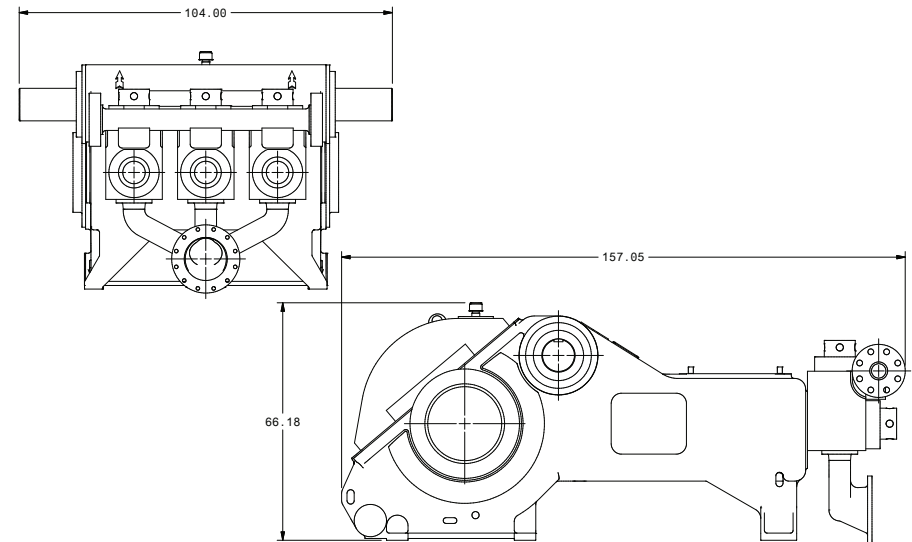
OPTIONAL FEATURES

- Steel transportation and placement skid for pump only or larger maintenance skid with non-slipping deck
- Centrifugal suction charging pump
- Suction stabilizer and/or discharge damper
- External electric powered lube pump
- Fabricated, log style suction manifold
- Full open valve seats
- Custom packaging available

STANDARD FEATURES

- High strength, cast nodular iron power frame, eccentric, connecting rods, and crossheads
- Full roller bearing construction at eccentric mains, jackshift, connecting rods, and crosshead pins
- Heat treated alloy steel, double helical AGMA drive gears
- Double extended jackshift for mounting sheaves or sprockets
- Replaceable bronze crosshead slides
- Heat treated alloy steel, valve over valve, interchangeable fluid end modules
- Hydrostatic tested cast steel discharge manifold
- API suction and discharge connections

SPECIFICATIONS



CONNECT WITH US: