

**STUDI OPTIMASI *KICK – OFF POINT, BUILD – UP RATE*  
DAN *DOGLEG* DALAM MERENCANAKAN *TRAJECTORY*  
SUMUR BERARAH**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**NAUFAL RIFQI TAUFIQ HAKIM**

**193210832**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2022**

**STUDI OPTIMASI *KICK – OFF POINT, BUILD – UP RATE*  
DAN *DOGLEG* DALAM MERENCANAKAN *TRAJECTORY*  
SUMUR BERARAH**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**NAUFAL RIFQI TAUFIQ HAKIM**

**193210832**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

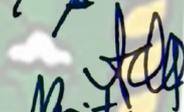
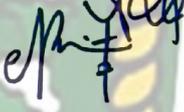
**2022**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :  
Nama : Naufal Rifqi Taufiq Hakim  
NPM : 193210832  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Studi Optimasi *Klek – off Point, Build – up Rate*  
dan *Dogleg* Dalam Merencanakan *Trajectory*  
Sumur Berarah

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

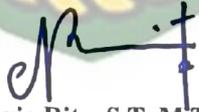
### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Novrianti, S.T., M.T. (  )  
Penguji I : Dr. Eng Adi Novriansyah, S.T., M.T. (  )  
Penguji II : Novia Rita, S.T., M.T. (  )

Diterapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : 29 Agustus 2022

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

  
Novia Rita, S.T.,M.T.

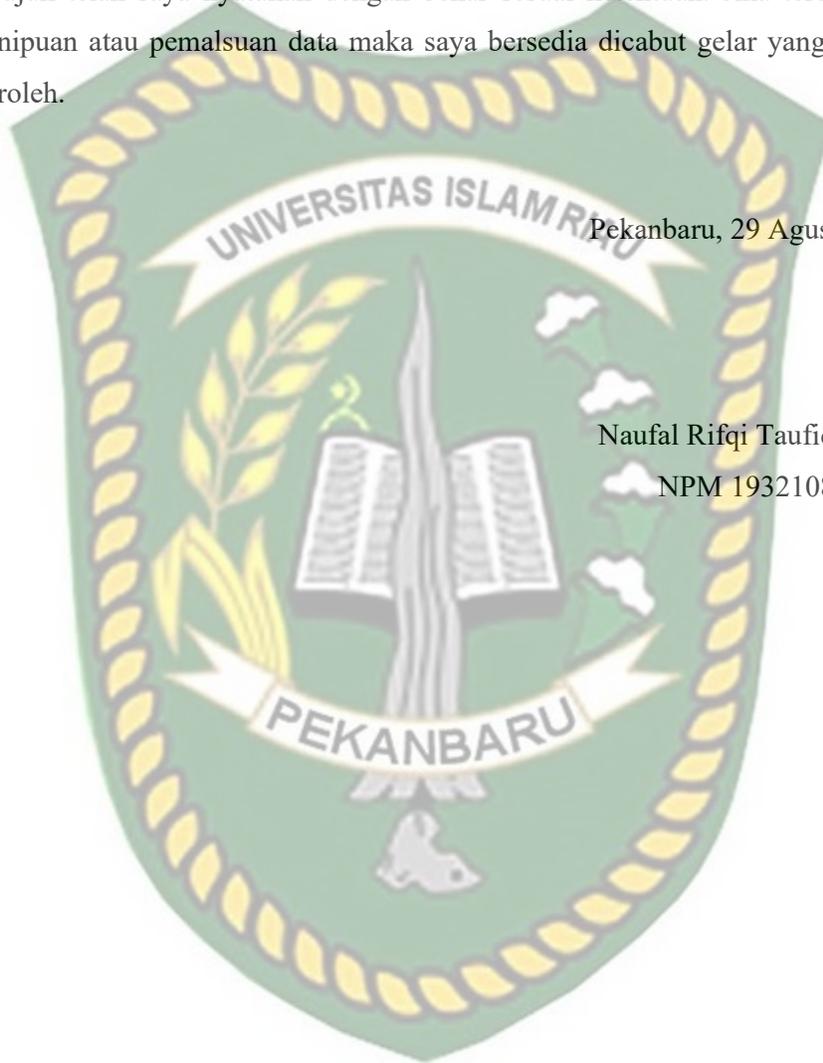
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik yang dikutip maupun tidak dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 29 Agustus 2022

Naufal Rifqi Taufiq Hakim

NPM 193210832



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat, Taufik dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Novrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing I yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Pak Akmal Saputra selaku pembimbing lapangan yang telah memberikan waktu, tenaga dan ilmu yang sangat amat diperlukan untuk penyusunan tugas akhir ini.
3. Orang tua Ahmad Rudi dan Windyanti serta Adik Raihan Khozin Matin Algoni yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan do'a yang senantiasa mengiringi.
4. Teman-teman dari Akamigas Balongan maupun dari Universitas Islam Riau yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring Do'a saya, semoga Allah SWT memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 29 Agustus 2022

Naufal Rifqi Taufiq Hakim

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL .....	vii
DAFTAR SINGKATAN.....	viii
ABSTRAK .....	x
<i>ABSTRACT</i> .....	xi
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN .....	2
1.4 BATASAN MASALAH.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>3</b>
2.1 <i>DIRECTIONAL DRILLING</i> .....	3
2.2 <i>DIRECTIONAL SURVEYING</i> .....	4
2.3 METODE PERENCANAAN <i>TRAECTORY</i> .....	5
2.3.1 <i>KICK – OFF POINT</i> .....	5
2.3.2 <i>DOGLEG SEVERITY</i> .....	6
2.3.3 <i>BUILD RATE</i> .....	6
2.4 <i>STATE OF THE ART</i> .....	7
<b>BAB III METODELOGI PENELITIAN.....</b>	<b>9</b>
3.1 METODE PENELITIAN.....	9
3.1.1 <i>STUDI LITERATURE</i> .....	9
3.1.2 DATA YANG DIBUTUHKAN .....	9
3.1.3 LANGKAH – LANGKAH YANG AKAN DILAKUKAN .....	10
3.2 PERENCANAAN LINTASAN PEMBORAN BERARAH .....	12
3.3 JADWAL DAN TEMPAT PENELITIAN .....	13
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>14</b>
4.1 <i>TRAECTORY</i> .....	15

4.2 AKTUAL ..... 19

**BAB V KESIMPULAN DAN SARAN ..... 22**

5.1 KESIMPULAN..... 22

5.2 SARAN..... 22

**DAFTAR PUSTAKA**

**LAMPIRAN**



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b> Pemboran Berarah Karena Patahan .....	4
<b>Gambar 2. 2</b> Efek KOP Terhadap BUR .....	6
<b>Gambar 3. 1</b> Data Input .....	9
<b>Gambar 3. 2</b> Diagram Alir .....	11
<b>Gambar 3. 3</b> Contoh Model Lintasan .....	12
<b>Gambar 4. 1</b> Detail Formasi .....	14
<b>Gambar 4. 2</b> Ilustrasi 2D.....	18
<b>Gambar 4. 3</b> Ilustrasi 3D.....	18
<b>Gambar 4. 4</b> <i>Well Profile</i> .....	21



## DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Input.....	10
Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian.....	13
Tabel 4. 1 Tingkat Kekerasan Batuan .....	10
Tabel 4. 2 Variasi KOP .....	13
Tabel 4. 3 Variasu BUR .....	10
Tabel 4. 4 Data Aktual.....	13
Tabel 4. 5 Aktual vs <i>Planning</i> .....	20
Tabel 4. 6 Estimasi Biaya.....	21



## DAFTAR SINGKATAN

<b>BHA</b>	<i>Bottom Hole Assembly</i>
<b>BUR</b>	<i>Build – Up Rate</i>
<b>KOP</b>	<i>Kick – Off Point</i>
<b>MD</b>	<i>Measured Depth</i>
<b>TVD</b>	<i>True Vertical Depth</i>



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

**STUDI OPTIMASI *KICK – OFF POINT, BUILD – UP RATE* DAN *DOGLEG*  
DALAM MERENCANAKAN *TRAJECTORY* SUMUR BERARAH**

**NAUFAL RIFQI TAUFIQ HAKIM  
193210832**

**ABSTRAK**

*Directional drilling* dilakukan pada sumur X dimana target yang tidak dapat dicapai dengan pemboran vertikal karena adanya patahan. Perencanaan sumur berarah tidak sesederhana dan biayanya tidak semurah sumur vertikal karena faktanya membutuhkan kompetensi yang tinggi untuk mengoptimalkan lintasan lubang bor agar mencapai target yang diinginkan. Ada beberapa parameter penting untuk melakukan perencanaan lintasan lubang bor pada sumur berarah seperti *kick-off point* (KOP), *build-up rate* (BUR), *Dogleg* dan lainnya. Semakin dalam titik KOP maka akan semakin besar *build-up rate* karena inklinasi akan semakin besar dan baiknya inklinasi pada operasi pemboran itu kurang dari 35° karena apabila lebih dari 35° akan membuat *casing* susah untuk melengkung mengikuti lintasan pemboran dan itu menyebabkan kegagalan karena *casing* akan rusak dan *Dogleg severity* itu kecil apabila perubahan dari inklikasi dan arahnya kecil, begitu sebaliknya apabila *Dogleg severity*nya besar maka perubahan dari inklikasi dan arahnya besar. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan KOP, BUR dan *Dogleg* yang pada perencanaan *trajectory* sumur X dan menentukan nilai KOP dan BUR yang optimal dari beberapa variasi yang dilakukan dan mengestimasi biaya aktual dan perencanaan berdasarkan casing dan tubing yang akan digunakan untuk mengetahui keefektifan *trajectory* tersebut. Perencanaan *trajectory* dilakukan dengan *software compass* untuk mendapatkan beberapa variasi nilai KOP, BUR dan *Dogleg* yang nantinya dapat mengetahui KOP, BUR dan estimasi biaya yang lebih ekonomis dan efektif. Didapati hasil yaitu KOP pada titik kedalaman 150 ft adalah yang paling optimal dengan BUR kisaran 3° per 100 ft dengan inklinasi 33° – 34° dan aktual KOP 150 ft dengan BUR 3.94°/100 ft dengan *Dogleg* 2.6°/100 ft estimasi biaya yang akan dikeluarkan untuk *casing* dan *tubing* sekitar 212425.9 USD untuk aktual dan untuk perencanaan pada titik kedalaman KOP 150 ft sekitar 213172.4

**Kata Kunci:** Perencanaan *Trajectory*, KOP, BUR, *Dogleg*, Inklinasi

# OPTIMIZATION STUDY OF KICK – OFF POINT, BUILD – UP RATE AND DOGLEG ON TRAJECTORY PLANNING FOR DIRETIONAL WELL

NAUFAL RIFQI TAUFIQ HAKIM  
193210832

## **ABSTRACT**

*Directional drilling is carried out on well X where the target cannot be achieved by vertical drilling due to faults. Directional well planning is not as simple and the cost is not as cheap as vertical wells due to the fact that it requires high competence to optimize the borehole trajectory to achieve the desired target. There are several important parameters for planning borehole trajectories in directional wells such as kick-off point (KOP), build-up rate (BUR), Dogleg and others. The deeper the KOP point, the greater the build-up rate because the inclination will be greater and the better the inclination in the drilling operation is less than 35o because if it is more than 35o it will make casing difficult to bend following the drilling trajectory and it causes failure because the casing will be damaged and Dogleg severity is small if the change in inclination and direction is small, and vice versa if Dogleg severity is large then the change in inclination and direction is large. This study aims to determine the KOP, BUR and Dogleg planning trajectory and determine the optimal KOP and BUR values from several variations carried out and estimate the actual and planning costs based on the casing and tubing that will be used to know the effectiveness of the trajectory. The trajectory planning is done with the software compass to get several variations of KOP, BUR and Dogleg which will later be able to find out optimum KOP, BUR and cost estimates that are more economical and effective. The results obtained are that the KOP at a depth of 150 ft is the most optimal with a BUR of 3o per 100 ft with an inclination of 33o – 34o and an actual KOP of 150 ft with a BUR of 3.94o/ 100 ft with a Dogleg 2.6o/ 100 ft. will be issued for casing and tubing approximately 212425.9 USD for actual and for planning at the point of 150 ft KOP depth of approx. 213172.4*

**Keyword:** Trajectory Planning, KOP, BUR, Dogleg, Inclination



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

# BABI

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Pemboran berarah akan dilakukan pada sumur X karena adanya patahan. (Smith, 1996) Agar Operasi pemboran dapat berjalan dengan lancar, maka diperlukan perencanaan yang matang sebelum melakukan *directional drilling* (Wang, Chen, Zhihui, & Li, 2019). Perencanaan sumur berarah tidak sesederhana sumur vertikal karena faktanya membutuhkan kompetensi yang tinggi untuk mengoptimalkan lintasan lubang bor agar mencapai target yang diinginkan (Muneer, Zahoor, Mehmood, Khan, & Latif, 2015). Ada beberapa parameter penting untuk melakukan perencanaan lintasan lubang bor pada sumur berarah seperti *kick-off point* (KOP), *build-up rate* (BUR), *Dogleg*.

Semakin dalam titik KOP maka akan semakin besar *build-up rate* karena inklinasi akan semakin besar dan baiknya inklinasi pada operasi pemboran itu kurang dari 35° karena apabila lebih dari 35° akan membuat *Casing* susah untuk melengkung mengikuti lintasan pemboran dan itu menyebabkan kegagalan karena *Casing* akan rusak (Novrianti, Melisa, & Adrian, 2017). *Dogleg severity* itu kecil apabila perubahan dari inklikasi dan arahnya kecil, begitu sebaliknya apabila *Dogleg severity*nya besar berarti perubahan dari inklikasi dan arahnya besar. (Carden & Grace, Horizontal and *Directional* Drilling, 2017)

Perencanaan yang cermat untuk pemboran berarah itu sangat penting sebelum dilakukannya pemboran aktual merupakan salah 1 faktor yang paling penting. Setiap sumur berarah memiliki keunikannya tersendiri dimana mempunyai objektif yang spesifik dan kecermatan harus dilakukan dalam fase perencanaan untuk memastikan semua aspek dari sumur dibuat untuk mencapai obektif tersebut. Untuk dapat melakukan ini kita harus menentukan titik permukaan dan lokasi target. (Schlumberger, 1996)

Berdasarkan pemaparan diatas, peneliti tertarik melakukan penelitian mengenai optimasi KOP, BUR dan Dogleg dengan beberapa variasi terhadap KOP dan BUR untuk mendapatkan perencanaan trajectory yang efektif, dimana perencanaan untuk memvariasikan KOP dan BUR akan dilakukan dengan simulator pemboran COMPASS by Landmark Halliburton. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat membantu untuk mendapatkan perencanaan trajectory yang efektif dan efisien.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan KOP, BUR dan *Dogleg* pada perencanaan *trajectory* sumur X menggunakan software compass.
2. Menentukan nilai KOP (100 ft, 150 ft, 200 ft, 250 ft, 300 ft, 350 ft, 400 ft) dan BUR (3°/100 ft, 3.5°/100 ft, 4°/100 ft, 4.5°/100ft, 5°/100ft) yang optimal pada perencanaan *trajectory* sumur X menggunakan software compass.
3. Mengestimasi biaya pada KOP dan BUR yang optimal

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat yang dapat diperoleh dalam penelitian ini antara lain:

1. Untuk pengkayaan materi kuliah teknik pemboran.
2. Dapat dijadikan karya tulis ilmiah yang dapat dipublikasikan pada skala nasional atau internasional.

## 1.4 BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang efektif, maka dalam penelitian ini dilakukan dengan perhitungan simulator pemboran dan manual dengan beberapa batasan lain yang dilakukan:

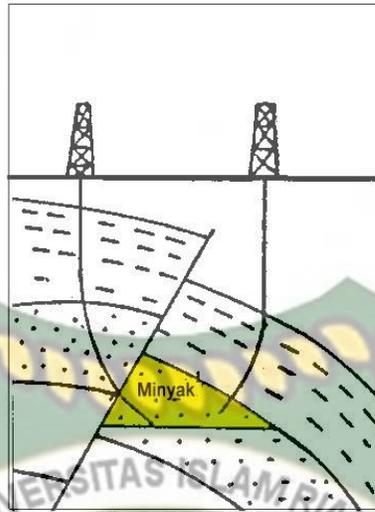
1. Penelitian ini menggunakan simulator COMPASS by Landmark Halliburton
2. Tidak menentukan *bottom hole assembly* (BHA).

## BAB II TINJUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan segala sesuatunya sangat berlimpah yaitu akan sumber daya alamnya agar umat manusia dapat memanfaatkannya dengan baik. Sebagaimana telah dijelaskan dalam firman Allah SWT QS. An-Nahl ayat 14 yang artinya “dan Dia-lah, Allah yang menundukan lautan (untukmu), agar kamu dapat memakan daripadanya daging yang segar (ikan), dan kamu melihat bahtera berlayar padanya, dan supaya kamu mencari (keuntungan) dari karunia-Nya dan supaya kamu bersyukur”. Maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT berikan semata-mata untuk kita manfaatkan karena Allah SWT telah berjanji barangsiapa yang mensyukuri nikmat-Nya maka akan ditambah apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih.

### 2.1 *DIRECTIONAL DRILLING*

Pemboran berarah atau *directional dilling* adalah salah satu teknik pemboran dengan membelokkan atau membuat arah pada lintasan lubang bor pada arah dan koordinat tertentu menuju koordinat target dibawah permukaan yang tidak mungkin dicapai atau terletak secara vertikal (Nabilah, 2020) Selain itu juga sumur yang di bor secara *directional* menandakan cara effisien untuk mencapai target yang sulit untuk dicapai dengan menggunakan teknik pemboran vertikal (Farah, 2013). Di dalam membor suatu formasi, sebenarnya selalu diinginkan lubang yang vertikal, karena dengan lubang yang vertikal, kecuali operasinya lebih mudah, juga umumnya biayanya lebih murah dari pada pemboran berarah. Jadi pemboran berarah hanya dilakukan karena alasan-alasan dan keadaan yang khusus saja. Adapun alasan dilakukannya pemboran berarah ini karena pada zona formasi yang terdapat patahan karena ketika menembus zona patahan, mata bor akan mengikuti bidang miring dari *fault plane* nya. Sehingga untuk menghindari masalah tersebut, lubang bor dapat di bor dari sisi atas atau sisi bawah dari patahan dan kemudian diarahkan ke formasi produktifnya. (Gambar 2.1)



**Gambar 2. 1** Pemboran Berarah Karena Patahan (Rubiandini, 2009)

## 2.2 *DIRECTIONAL SURVEYING*

*Directional surveying* dalam bentuk yang paling sederhana adalah untuk mengidentifikasi atau mengetahui, kedalaman, kemiringan and azimuth lubang sumur apakah sesuai dengan program atau tidak. Alur data untuk *directional survey* dimulai dari lokasi sumur dengan data yang diminta, dan diterjemahkan kemudian di simpan di database survei yang berada di permukaan dan biasanya didistribusikan ke directional driller dan orang penting pada interval tertentu. (Marr & Schiemeier, 2016). Survei program untuk sumur apapun bisa berdasarkan aturan umum, antara lain:

1. Peralatan yang digunakan untuk survei harus cocok untuk penerapan survei.
2. Tujuan akurasi harus ditentukan untuk setiap sumur.
3. Tujuan program harus terbukti untuk keobjektifan sumur. (Thorogood, 1989)

*Directional surveying* bisa didefinisikan sebagai metode yang digunakan untuk mendapatkan parameter yang dibutuhkan untuk perhitungan dan plot 3D sumur seperti measured depth, kemiringan, arah lubang. Selain itu, ada beberapa alasan mengapa survei directional itu sangat penting dilakukan seperti:

1. Menentukan lokasi *bottomhole* yang tepat dari sumur guna memonitor performa reservoir.

2. Memonitor lubang sumur aktual selama pemboran untuk memastikan titik target tercapai.
3. Menghitung TVD (*True Vertical Depth*) dari beberapa formasi guna keakuratan pemetaan geologikal.
4. Menjadi peringatan *directional driller* dari potensial kendala sepanjang lubang bor.
5. Memastikan sumur yang dibor tidak dalam bahaya apabila memotong sumur yang sudah ada. (Sperry-Sun, 2001)

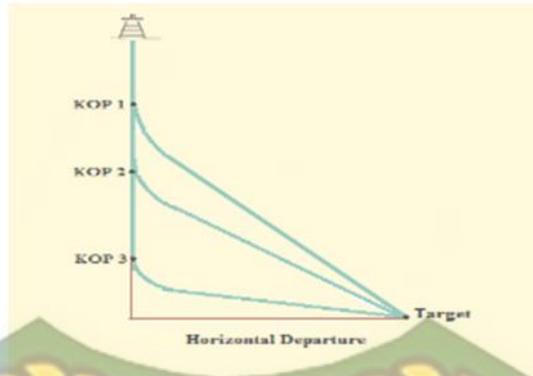
### 2.3 METODE PERENCANAAN *TRAJECTORY*

Setelah menentukan target dan titik pemboran, pertimbangan – pertimbangan untuk perencanaan *directional* diantara lain:

1. Panjang/perpindahan lateral atau horizontal dari target ke garis vertikal dari daerah rig.
2. *Kickoff point* (KOP)
3. Keinginan *build angle rate*
4. Akhir dari *angle inclination*
5. Rencana tipe lubang. (Carden & Grace D, 2007)

#### 2.3.1 *KICK-OFF POINT*

*Kick-off Point* (KOP) adalah kedalaman dimana lintasan lubang bor mulai menyimpang dari posisi vertikal. KOP biasanya dipilih pada formasi yang lembek dan dangkal dengan tujuan agar pada saat membelokkan lintasan sumur lebih mudah (Adams, 1985). Selain itu, efek dari KOP yang semakin dalam maka akan membuat semakin besar juga *build-up rate* (BUR) seperti pada gambar 2.2



**Gambar 2. 2** Efek KOP Terhadap BUR (Muneer, Zahoor, Mehmood, Khan, & Latif, 2015)

### 2.3.2 DOGLEG SEVERITY

*Dogleg severity* itu adalah perubahan pada inklikasi atau arah dari lubang bor yang dimana ditunjukkan dalam derajat per 100 ft. Semua sumur berarah pasti memiliki *Dogleg*, apabila tidak memiliki *Dogleg* berarti itu bukan sumur berarah. *Dogleg severity* itu kecil apabila perubahan dari inklikasi dan arahnya kecil, begitu sebaliknya apabila *Dogleg severity*nya besar berarti perubahan dari inklikasi dan arahnya besar. (Carden & Grace, *Horizontal and Directional Drilling*, 2017)

### 2.3.3 BUILD RATE

Maksimal *build rate* biasanya ditentukan dengan 1 atau lebih dari beberapa hal ini bawah ini ini:

1. Total kedalaman sumur
2. Limit mekanikal rangkaian bor atau *Casing*
3. Limit mekanikal dari peralatan logging dan produksi
4. Maksimum torsi dan limit *drag*

*Build rate* optimum pada sumur konvensional bervariasi dari tempat ke tempat tetapi biasanya ada pada  $1.5^{\circ} - 3^{\circ}$  per 100 ft. Setelah *build rate* dan inklinasi yang diinginkan didapatkan baru kita baru bisa menentukan *kick-off point* (Schlumberger, 1996)

## 2.4 STATE OF THE ART

Beberapa jurnal penelitian yang telah dilakukan terkait dengan perencanaan *trajectory* untuk *directional drilling*, diantara lain:

**Tabel 2. 1** *State of The Art*

No	Judul Penelitian	Hasil
1	<i>A New Method for Designing 3D Trajectory in Sidetracking Horizontal Wells Under Multi-constrains</i> (Shengzong, Xilu, Limin, & Kufang, 1999)	Metode baru ini berhasil menyederhanakan perencanaan 3D dan dapat memastikan mencapai titik target dengan presisi yang tinggi sehingga sangat meningkatkan akurasi dari perencanaan dan pengontrolan <i>trajectory</i> .
2	<i>Automation of Optimal Well Trajectory Calculations</i> (Ilyasov, et al., 2019)	Setelah dilakukan tes dengan model digital yang ada dari Rosneft dan mendapatkan hasil dapat mengurangi kurang biaya sebesar 15% karena optimasi panjang <i>trajectory</i> .
3	<i>Kick-Off Point (KOP) End of Build (EOB) Data Analysis in Trajectory Design</i> (Novrianti, Melisa, & Adrian, 2017)	Perencanaan yang optimal titik KOP berada di 200 ft karena menghasilkan inklinasi dibawah 35° dan permasalahan lubang akan terjadi seperti pipa

		tersangkut dan <i>drillstring</i> yang tidak mampu bengkok apabila titik KOP berada di 600 ft
4	<i>Overcoming Challenges for Drilling High – Dogleg – Severity Curves</i> (Janwadkar, et al., 2011)	Mengimprovisasi <i>penetration rate</i> , mengurangi torsi dan <i>drag</i> dan memperbaiki transfer dari WOB, sukses dalam mengontrol <i>tool face bit</i> PDC, konstan dalam membor interval curva dengan <i>build rate</i> yang dibutuhkan.

## BAB III

### METODELOGI PENELITIAN

#### 3.1 METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini merupakan *field research* dan *simulation research* dimana akan dilakukan pada lapangan milik BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu dan menggunakan simulasi pemboran Compass by Landmark Halliburton.

##### 3.1.1 STUDI LITERATURE

Merupakan materi – materi pendukung yang diperoleh dari buku – buku referensi, jurnal maupun internet tentang *directional drilling* seperti buku *drilling engineer* karya Neal J. Adams, *advance drilling* karya Dr. Ir. Rudi Rubiandini, *directional surveying fundamentals* dari Sperry Sun, *directional horizontal drilling manual* dari PetroSkills dan *directional drilling training manual* dari Schlumberger. Selain itu menggunakan jurnal yang kebanyakan dari SPE Journal.

##### 3.1.2 DATA YANG DIBUTUHKAN

Pada data lapangan peneliti memperoleh data – data yang menunjang dalam penelitian ini seperti pada table 3.1 yang dilakukan pada sumur yang sedang dikerjakan untuk pemboran *directional* untuk mendapatkan titik KOP, BUR dan *Dogleg* yang diinginkan,



The image shows a software interface for well planning. It features a 'Planning Methods' section with radio buttons for 'Slant', '5 Well', 'Build Turn', 'Dogleg Toolface', 'Hold', 'Optimum Align', and 'Nudge'. Below this, there are input fields for 'Parameters': '1st Hold Lens' (0.0), '1st Build' (0.00), 'Max. Angle' (0.00), and '2nd Hold Lens' (0.0). A 'Target' section includes a dropdown menu set to 'No Target (Prehanded)' and a 'Calculate' button. At the bottom, there are three input fields for 'TVD' (0.0), 'W' (0.0), and 'W' (0.0). A 'Calculate + Exit' button is also present.

Gambar 3. 1 Data Input

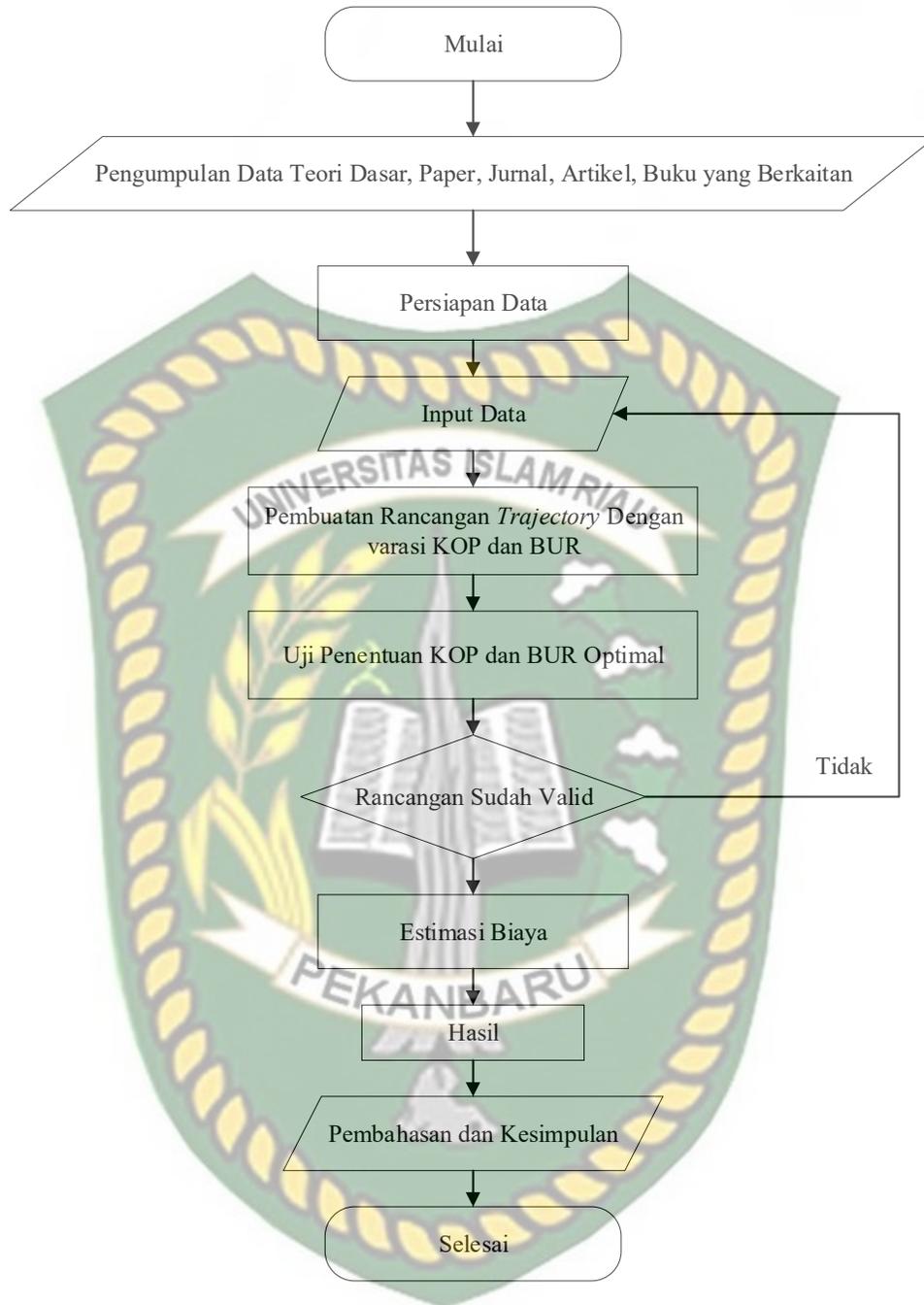
Tabel 3. 1 Data Input

Parameter	Satuan
KOP	Feet
Inklikasi	Derajat
Azimuth	Derajat
<i>True Vertical Depth Target</i>	Feet
North/South	Feet
East/West	Feet

### 3.1.3 LANGKAH – LANGKAH YANG AKAN DILAKUKAN

Langkah yang akan dilakukan pada penelitian ini, antara lain:

1. Setelah mendapatkan data input seperti pada tabel 3.1 maka akan dimulai perencanaan menggunakan software Compass by Landmark Halliburton sesuai dengan prosedur yang dijelaskan pada sub bab 3.2 untuk memvariasikan KOP (100 ft, 150 ft, 200 ft, 250 ft, 300 ft, 350 ft, 400 ft) dan mendapatkan BUR dan *Dogleg* sesuai dengan variasi KOP
2. Setelah itu memvariasikan BUR (3 °/100 ft, 3.5 °/100 ft, 4 °/100 ft, 4.5 °/100ft, 5 °/100ft) terhadap KOP untuk melihat pengaruh BUR terhadap panjang lintasan
3. Tahap terakhir menentukan estimasi biaya pada perencanaan berdasarkan *casing* dan *tubing* yang digunakan

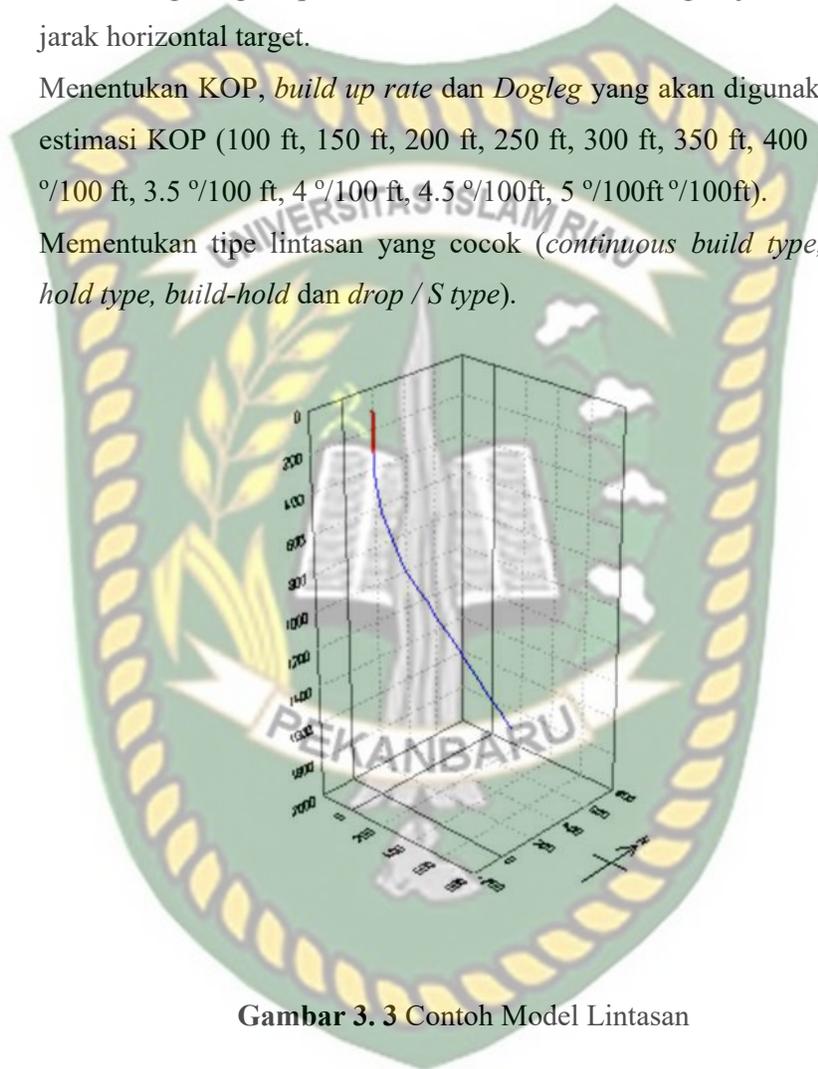


Gambar 3. 2 Diagram Alir

### 3.2 PERENCANAAN LINTASAN PEMBORAN BERARAH

Langkah didalam merencanakan sumur berarah adalah dengan mendesain *trajectory* sumur hingga mencapai target. Berikut Langkah – Langkah yang akan dilakukan untuk merencanakan *trajectory*:

1. Dari data geologi dapat menentukan kedalaman target, jumlah target dan jarak horizontal target.
2. Menentukan KOP, *build up rate* dan *Dogleg* yang akan digunakan. Dengan estimasi KOP (100 ft, 150 ft, 200 ft, 250 ft, 300 ft, 350 ft, 400 ft), BUR (3 %/100 ft, 3.5 %/100 ft, 4 %/100 ft, 4.5 %/100ft, 5 %/100ft°/100ft).
3. Mementukan tipe lintasan yang cocok (*continuous build type, build and hold type, build-hold dan drop / S type*).



Gambar 3. 3 Contoh Model Lintasan

### 3.3 JADWAL DAN TEMPAT PENELITIAN

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Juni 2022 dengan bulan Agustus 2022. Tempat dimana akan dilakukan penelitian yaitu BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu

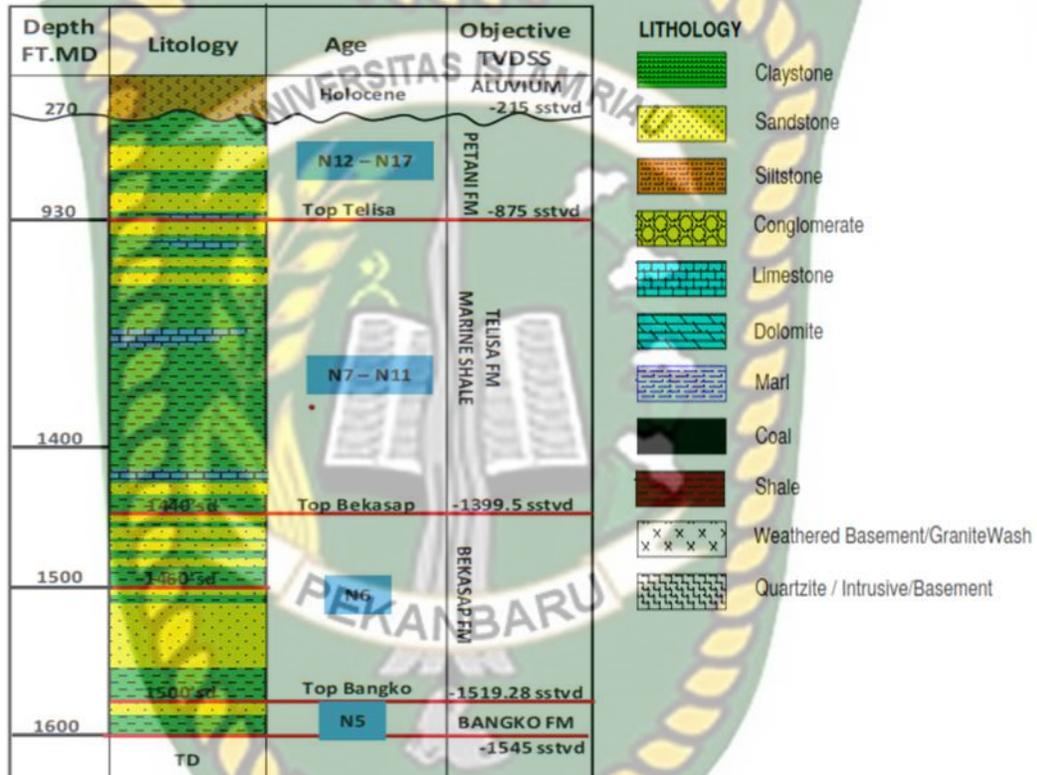
Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)											
		Juni 2022				Juli 2022				Agustus 2022			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Pegambilan Data												
3	Hasil dan Pembahasan												

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam penelitian ini akan membahas pengaruh *kick – off point*, *build – up rate* dan *Dogleg* terhadap *trajectory* sumur berarah. Adapun data sumur ini adalah dengan target pada 1825 ft MD dengan inkilasi yang diharapkan 30° dan azimuth 41.68° (N/S 472.11 ft dan E/W 434.11 ft) dan dengan detail formasi pada gambar 4.1



Gambar 4. 1 Detail Formasi

Berdasarkan gambar 4.1 sumur berarah pada penelitian ini akan di bor dengan target kedalaman 1825 ft MD, Adapun lapisan yang akan ditembus pada saat melakukan pemboran adalah lapisan petani pada kedalaman 270 ft – 930 ft, lapisan telisa pada kedalaman 930 ft – 1400 ft, lapisan bekasap pada kedalaman 1400 ft – 1500 ft dan lapisan bangko pada kedalaman 1500 ft – 1825 ft. lapisan – lapisan ini didominasi oleh batuan *claystone* dan *sand* seperti yang dapat dilihat pada gambar 4.1. Untuk kekerasan formasi dapat dilihat pada tabel 4.1. (Syafrullah, 2021). Berdasarkan tabel kekerasan batuan maka dapat diketahui bahwa formasi yang akan ditembus pada pemboran sumur berarah ini adalah formasi *very soft* hingga *soft* karena di dominasi oleh *claystone* dan *sands*.

**Tabel 4. 1** Tingkat Kekerasan Batuan

Hardness	UCS (psi)	Contoh
Ultra Soft	<1000	Gumbo, Clay
Very Soft	1000 – 4000	Unconsolidated Sand, Chalk, Salt, Claystone
Soft	4000 – 8000	Coal, Siltstone, Schist, Sands
Medium	8000 – 17000	Sandstone, Shale, Limestone, Dolomite
Hard	17000 – 20000	Quarzite, Basalt, Gabbro, Limestone, Dolomite
Very Hard	>27000	Marble, Granite, Gneiss

#### 4.1 *TRAJECTORY*

Pentingnya perencanaan *trajectory* pada suatu sumur berarah itu agar operasi pemboran dapat berjalan lancar (Wang, Chen, Zhihui, & Li, 2019) dan perencanaan sumur berarah tidak sederhana sumur vertikal untuk mengoptimalkan lintasan lubang bor agar mencapai target yang diinginkan (Muneer, Zahoor, Mehmood, Khan, & Latif, 2015).

Adapun parameter yang akan ditentukan pada saat perencanaan *trajectory* adalah KOP dan BUR. Pada perencanaan *trajectory* sumur ini akan dilakukan beberapa variasi KOP dengan kedalaman target 1825 ft MD untuk mengetahui pengaruh antara kedalaman KOP terhadap BUR dan panjang lintasan. Perhitungan perencanaan *trajectory* untuk mengetahui pengaruh antara KOP terhadap BUR dan panjang lintasan menggunakan software Compass By Landmark Halliburton dan mendapatkan hasil yang dapat dilihat pada tabel 4.2

**Tabel 4. 2 Variasi KOP**

No	KOP, ft	BUR, %/100 ft	Inklinasi, °	DLS, %/100 ft	MD, ft	Tubing, Joint	Casing, Joint
1	100	3.34	30	3.34	1821.2	61	46
2	150	3.75	30	3.75	1823.5	61	46
3	200	4.27	30	4.27	1825.8	61	46
4	250	4.96	30	4.96	1828.1	61	46
5	300	5.92	30	5.92	1830.4	61	46
6	350	7.33	30	7.33	1832.7	61	46
7	400	9.64	30	9.64	1835	61	46

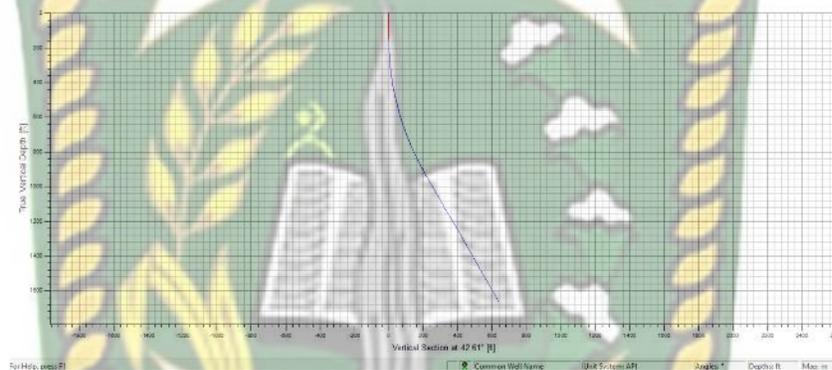
Berdasarkan tabel 4.2 terlihat bahwa semakin dalam titik KOP maka BUR akan semakin besar dan panjang lintasan akan semakin panjang hal ini terjadi karena semakin dalam titik KOP maka belokan lintasan akan semakin tajam/besar dimana itu akan membuat BUR yang semakin besar untuk mencapai titik inklinsi yang ingin kita capai yang dimana itu akan mempengaruhi panjang lintasan, hal ini sesuai dengan literatur semakin dalam titik KOP maka akan semakin besar BUR karena inklinsi yang semakin besar dan baiknya inklinsi pada operasi pemboran itu kurang dari 35° karena apabila lebih dari 35° akan membuat *casing* susah untuk melengkung mengikuti lintasan pemboran dan itu menyebabkan kegagalan karena *casing* akan rusak (Novrianti, Melisa, & Adrian, 2017). Selain itu juga semakin dalam titik KOP semakin besar estimasi *Dogleg severity*nya karena perubahan inklinsi yang semakin besar seiring semakin dalamnya KOP dimana hal ini sesuai dengan literatur *Dogleg severity* itu kecil apabila perubahan dari inklinsi dan arahnya kecil, begitu sebaliknya apabila *Dogleg severity*nya besar berarti perubahan dari inklinsi dan arahnya besar. (Carden & Grace, Horizontal and *Directional Drilling*, 2017).

Tabel 4.3 Variasi BUR

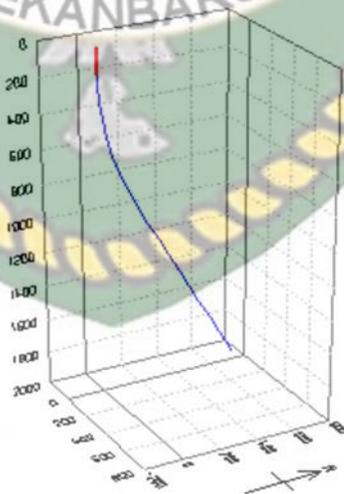
No	KOP, ft	BUR, %/100 ft	Inklinasi, °	MD, ft	Tubing, Joint	Casing, Joint
1	100	3	32.18	1826.3	61	46
		3.5	29.32	1819.44	61	45
		4	27.8	1816.27	61	45
2	150	3	34.6	1834.6	61	46
		3.5	31	1826.21	61	46
		4	29.21	1821.3	61	46
3	200	3	38.8	1844.5	61	46
		3.5	33.1	1833.8	61	46
		4	30.8	1828	61	46
4	250	3	-	-	-	-
		3.5	35.6	1842.5	61	46
		4	32.6	1835.5	61	46
5	300	4.5	31	1831	61	46
		3	-	-	-	-
		3.5	39.12	1852.7	62	46
6	350	4	34.87	1843.9	61	46
		4.5	32.78	1838.6	61	46
		3	-	-	-	-
7	400	3.5	44.85	1865.4	62	47
		4	37.61	1853.6	62	46
		4.5	34.87	1847	62	46
7	400	3	-	-	-	-
		3.5	-	-	-	-
		4	41.26	1864.9	62	47
		4.5	37.37	1856.6	62	46
		5	35.3	1851.3	62	46

Berdasarkan tabel 4.3 ini dapat kita lihat bahwa dengan memvariasikan BUR terhadap titik KOP yang sama menghasilkan semakin besar BUR dengan titik kedalaman KOP yang sama maka akan semakin pendek panjang lintasan dan untuk pemakaian *casing* dan *tubing* tidak berbeda signifikan

Dari hasil simulasi dan perhitungan manual titik KOP paling optimal berada pada titik kedalaman 150 ft dengan BUR sekitar  $3\text{ }^{\circ}/100\text{ ft} - 3.75\text{ }^{\circ}/100\text{ ft}$  karena BUR yang diinginkan  $3\text{ }^{\circ}/100\text{ ft} - 4\text{ }^{\circ}/100\text{ ft}$  dengan tujuan kemudahan pada saat operasi pemboran dilaksanakan dan juga karena *conductor Casing* akan ditempatkan pada kedalaman sekitar 110 ft. Selain itu juga tipe lintasan ini *slant* atau *J - Type* karena ada tipe ini mempunyai titik belok yang terletak tidak jauh dari permukaan. Tipe ini dilakukan untuk mencapai sasaran yang jauh dari sumbu vertikal, hal ini disebabkan karena pada tipe ini diperlukan jarak titik serap sumur cukup jauh. Pemboran dengan titik belok atau KOP berada di tempat dangkal. (Adila & Aboekasan, 2015), Ilustrasi lintasan bisa dilihat pada gambar 4.2 dan 4.3



Gambar 4. 2 Ilustrasi 2D



Gambar 4. 3 Ilustrasi 3D

## 4.2 AKTUAL

Tabel 4. 4 Data Aktual

No	Description	Actual	Trayek 12-1/4"	Trayek 8-1/2"	Kekerasan Batuan
1	KOP, ft	147			
2	EOB, ft	1005			
4	Inclination, °	33.28			
5	BUR, %/100ft	3.94			
6	DLS, %/100ft	2.6			
7	TD, ft	1825			
8	ROP, ft/hr	149	147 - 817.97		1472
		122	879 - 1005		1626
		50		1008.36 - 1666.29	4280
		32		1759.85 - 1825	5350
9	WOB, K - Lbs	5 - 8	147 - 817.97		
		5 - 8	879 - 1005		
		10 - 15		1008.36 - 1666.29	
		10 - 15		1759.85 - 1825	

Data diatas merupakan data aktual yang diperoleh dari perusahaan pada saat melakukan pengeboran sumur X, dimana sumur ini adalah sumur pengembangan, dimana sumur ini yang memiliki kekerasan batuan formasi dari 1400 – 5400 psi, dimana pada trayek 12 – ¼” memiliki kekerasan batuan dari 1400 – 1600 psi dimana termasuk lapisan *very soft* dan trayek 8 – ½” memiliki kekerasan batuan formasi dari 4000 – 5400 psi dimana termasuk lapisan *soft*. Pada awalnya dilakukan pemboran vertikal hingga mencapai titik KOP setelah sampai pada lapisan pertama trayek 12 – ¼” dilakukan POOH atau menarik semua rangkaian pipa bor untuk mengganti BHA untuk membelokan lubang bor dan KOP berada

pada kedalaman 147 ft dilanjutkannya pengeboran hingga 932 ft, pada lapisan ini memiliki kekerasan batuan 1472 psi dengan WOB sebesar 85% dari WOB maksimal yang ditentukan maka di dapat ROP sebesar 149 ft/hr.

Pada lapisan kedua trayek 12 – ¼” dilanjutkannya pengeboran hingga 1005 ft dengan EOB pada 1005 ft dan memasang *Casing* 9 – 5/8” dengan FS pada kedalaman 999 ft, pada lapisan ini memiliki kekerasan batuan 1626 psi dengan WOB sebesar 85% dari WOB maksimal yang ditentukan maka di dapat ROP sebesar 122 ft/hr.

Pada lapisan pertama trayek 8 – ½” dilakukanya *integrity test* pada 1011 ft dan melanjutkan pemboran hingga 1500 ft lalu dilakukan pengecekan sample cutting dan lanjut pemboran hingga 1751 ft, pada lapisan ini memiliki kekerasan batuan 4280 psi dengan WOB sebesar 85% dari WOB maksimal yang ditentukan maka di dapat ROP sebesar 50 ft/hr. Pada lapisan kedua trayek 8 – ½” dilanjutkan pengeboran dari 1751 ft hingga 1825 ft dan *running logging*, pada lapisan ini memiliki kekerasan batuan 5350 psi dengan WOB sebesar 85% dari WOB maksimal yang ditentukan maka didapat ROP sebesar 32 ft/hr.

**Tabel 4.5** Aktual vs *Planning*

No	Deskripsi	Aktual	<i>Planning</i>
1	KOP, ft	147	150
2	EOB, ft	1005	1312.25
3	Inclination, °	33.28	34.6
4	BUR, °/100ft	3.94	3
5	DLS, °/100ft	2.6	3
6	MD, ft	1825	1834.6

KOP aktual pada kedalam 147 ft karena skematik sumur yang memiliki *conductor casing* pada kedalam 110 ft dan kita tidak bisa membuat titik KOP didalam *conductor casing*. Dari perencanaan *trajectory* yang sudah dilakukan memiliki beberapa perbedaan seperti titik KOP perencanaan ialah 150 ft dengan BUR 3 °/100 ft dengan inklikasi 30° tetapi pada pelaksanaannya memiliki KOP 147 ft dengan BUR 3.94°/100 ft yang naik sekitar 0.94°/100 ft yang karena penurunan

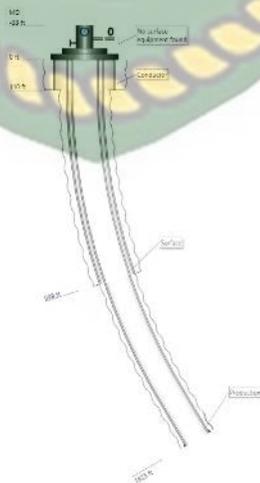
inklinasi sebesar  $1.59^\circ$  yang dimana pada aktual itu memiliki inklinasi sebesar  $33.28^\circ$  perbedaan ini di sebabkan karena adanya koreksi arah dan kenaikan inklinasi pada saat pelaksanaan karena pengarahannya dilakukan secara manual, selain itu juga ROP yang terlalu besar saat perpindahan ke formasi yang keras dimana itu akan membuat *drillstring* akan mengikut formasi yang lunak, selain itu juga kemungkinan ROP terlalu kecil yang kecil bisa menyebabkan pembentukan inklinasi yang kecil dan juga ROP yang terlalu besar akan membentuk BUR yang besar juga (Akbar & Chusniyah, 2019)

Dengan mengetahui panjang lintasan kita dapat mengetahui berapa *casing* dimana 1 *joint* itu sepanjang 40 ft untuk panjang *casing* (Schlumberger, 2022) dan *tubing* dimana 1 *joint* itu sepanjang 30 ft (Schlumberger, 2022) dan mengestimasi biaya lintasan, dengan menggunakan harga dari *casing* dan *joint* dapat dilihat pada tabel 4.5 dan profile sumur pada 4.6

**Tabel 4. 6** Estimasi Biaya

KOP, ft	MD, ft	<i>Casing</i> , USD	<i>Tubing</i> , USD	Total, USD
147	1825	186546.4	25879.47	212425.9
150	1834.6	187156.8	26015.61	213172.4

Seperti yang dilihat pada tabel 4.5 estimasi biaya yang akan dikeluarkan untuk *casing* dan *tubing* sekitar 212425.9 USD untuk aktual dan untuk perencanaan pada titik kedalaman KOP 150 ft sekitar 213172.4 USD dimana jumlah ini bisa naik dan turun tergantung dari panjang lubang sumur.



**Gambar 4. 4** Well Profile

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

1. Didapatkan perencanaan *trajectory* dengan variasi KOP 100 ft, 150 ft, 200 ft, 250 ft, 350 ft, 400 ft dengan inklinasi maksimal 30° dan didapati BUR 3.34°/100 ft untuk KOP 100 ft, 3.75°/100 ft untuk KOP 150 ft, 4.27°/100 ft untuk KOP 200 ft, 4.49°/100 ft untuk KOP 250 ft, 5.92°/100 ft untuk KOP 300 ft, 7.33°/100 ft untuk KOP 350 ft dan 9.64°/100 ft untuk KOP 400.
2. Di dapatkan KOP optimal yaitu pada titik kedalaman 150 ft dengan BUR 3°/100 ft dengan inklinasi 34.6 yang dimana KOP aktual pada titik kedalaman 147 ft dengan BUR 3.96°/100 ft dengan inklinasi 33.28°.
3. Estimasi biaya yang akan dikeluarkan untuk *casing* dan *tubing* sekitar 212425.9 USD untuk aktual dan untuk perencanaan pada titik kedalaman KOP 150 ft sekitar 213172.4 USD.

#### 5.2 Saran

Saran untuk penelitian selanjutnya agar dapat merencanakan perencanaan pemboran berarah l dapat dilakukan percobaan menggunakan metode *artificial intelligence* (AI) atau *Mechine Learning* (ML) untuk dapat membuat beberapa estimasi *trajectory* secara cepat, efektif dan akurat.

## DAFTAR PUSTAKA

- Adams, N. (1985). *Drilling Engineering*. Oklahoma: PennWell.
- Adila, M. T., & Aboekasan, W. (2015). Perencanaan Lintasan dan Analisis Pembebanan Pada Lubang 8-1/2", Sumur FA-12, Lapangan A. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 268.
- Akbar, R., & Chusniyah, D. A. (2019). Optimalisasi Pemboran Menggunakan Teknologi Pemboran Berarah. *Sains dan Teknologi*.
- Alexandri, A. (2000). Perencanaan Rate of Penetration Pada Operasi Pemboran. *Forum Teknologi*, 82.
- Andalucia, S., & Priambudi, A. (2016). Perhitungan Trajectory Pada Directional Drilling Sumur Geothermal AL2 Di PT Pertamina Drilling Service Indonesia. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 16.
- Carden, R. S., & Grace, R. D. (2017). *Horizontal and Directional Drilling*. Tulsa: PetroSkills.
- Eren, T., & Suicmez, V. S. (2020). Directional Drilling Positioning Calculations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Farah, F. O. (2013). Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, With A Case Study In Fiale, Asal Rift, Djibouti. *Geothermal Training Programme*, 625.
- Hamid, A., & Setiawan, A. (2015). Evaluasi Lintasan Pemboran Berarah Dengan Metode Minimum of Curvature Pada Sumur X Lapangan Y Petrochina Internasional. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 59-60.
- Ilyasov, R., Svechnikov, L., Karimov, M., Kravets, M., Solodov, A., & Porolo, I. (2019). Automation of Optimal Well Trajectory Calculations. *The SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*.

- Janwadkar, S., Hummes, O., Peter, A., Freeman, M., Privott, S., Greene, D., & Lossel, C. (2011). Overcoming Challenges for Drilling High-Dogleg-Severity Curves. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 1-18.
- Liang, Q. J. (2007). Trajectory Risk Index - An Engineering Method To Measure Risks of Multiple - Well Complex Trajectories. *Offshore Technology Conference*. Texas.
- Marr, T., & Schiemeier, P. (2016). Application of MWD Survey Corrections in Real Time. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, 2.
- Muneer, R., Zahoor, M. K., Mehmood, F., Khan, A., & Latif, M. R. (2015). Directional Well Planning: Effect of Kick-Off Point on Build-Up Rate. *Sci.Int.(Lahore)*, 6073.
- Nabilah, S. (2020). *Evaluasi Desain Drill String Pada Directional Drilling Sumur X Lapangan Y PT Paratama Data Unit*. Indramayu: Akademi Minyak dan Gas Balongan.
- Novrianti, Melisa, R., & Adrian, R. (2017). Kick-Off Point (KOP) and End of Buildup (EOB) Data Analysis in Trajectory Design. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 135.
- Rubiandini, R. (2009). *Teknik Pemboran*. Bandung.
- Schlumberger. (1996). *Directional Drilling Training Manual*.
- Schlumberger. (2022, Agustus 17). *Casing Joint*. Retrieved from Schlumberger Energy Glossary: [https://glossary.slb.com/en/terms/c/casing\\_joint](https://glossary.slb.com/en/terms/c/casing_joint)
- Schlumberger. (2022, Agustus 17). *Tubing Joint*. Retrieved from Schlumberger Energy Glossary: [https://glossary.slb.com/en/terms/t/tubing\\_joint](https://glossary.slb.com/en/terms/t/tubing_joint)
- Shengzong, J., Xilu, W., Limin, C., & Kunfang, L. (1999). A New Method for Designing 3D Trajectory in Sidetracking Horizontal Wells Under Multi-constraints. *SPE Asia Pasific Improved Oil Recovery Conference*.

Smith, M. (1996). Introduction. In A. Technique, *Directional Drilling Training Manual* (pp. 3-8). Texas.

Smith, M. (1998). *Directional Drilling Training Manual*. Texas: Schlumberger.

Sperry-Sun. (2001). *Directional surveying Fundamentals*. USA: Halliburton.

Suryadi, H., Yu, T., Yang, J., Chen, R., Chen, W., & Khusaenov, T. (2019). Development of Automatic BHA Directional Tendency Prediction Based on Drill - Ahead Modeling. *The SPE Annual Caspian Technical Conference*. Baku: Society of Petroleum Engineers.

Syafrullah, T. G. (2021). *Perencanaan Pahat dan Faktor Mekanik Pada Optimasi Laju Pemboran Sumur Pengembangan Trayek produksi 8,5"*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional "Veteran".

Thorogood, J. L. (1989). Directional Survey Operations Management. *Journal of Petroleum Technology*, 1250.

Wang, H., Chen, D., Zhihui, Y., & Li, J. (2019). Interlligent Planning of Drilling Trajectory Based on Computer Vision. *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineering.

Wang, Z., Gao, D., & Yang, J. (2019). Design and Calculation of Complex Directional-Well Trajectories on The Basis of The Minimum-Curvature Method. *SPE Drilling and Completion*.

Wardana, R. S., Andoni, B., & Rhisnanda, F. (2019). Prediksi Laju Penetrasi Pengeboran Menggunakan Jaringan Saraf Tiruan. *Jurnal Teknologi*, 37.