

Analisa Trajectory Directional Drilling Pada Sumur Berarah MST-01

Analysis of Directional Drilling Trajectory in the "MST-01" Directional Well

Assyeh Annassrul M¹, Aly Rasyid^{2*}, Edy Soesanto³

^{1,2,3}Teknik Perminyakan; Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya;

*Penulis korespondensi: 202210257004@mhs.ubharajaya.ac.id

Abstrak

Directional Drilling adalah metode pemboran yang dilakukan apabila terdapat adanya kendalalendala sehingga sumur tidak dapat dibor secara vertikal. Langkah awal dalam melakukan pemboran berarah dibutuhkan perencanaan arah lintasan (trajectory) sebagai pedoman atau acuan saat melakukan pemboran berarah. Dalam laporan ini Analisa trajectory dilakukan untuk mengetahui nilai-nilai parameter yang dijadikan sebagai acuan sumur MST-01, dimana hasil yang didapat dari analisa trajectory pada sumur MST-01 adalah KOP 200 ftMD dengan inklinasi maksimum sebesar 50.01°, arah pemboran secara horizontal yaitu N60E, Panjang EOB sebesar 1667 ftMD dengan total Panjang lintasan sebesar 3212.19 ftMD. Model lintasan pada sumur MST-01 ini adalah Build and Hold dengan nilai radius sebesar 1909.86 feet. Dengan melakukan perbandingan hasil analisa secara manual dan software dapat disimpulkan bahwa tidak terdapat perbedaan secara signifikan anantara keduanya.

Kata kunci: Desain Trajectory, Directional Drilling, Radius Kelengkungan

Abstract

Directional Drilling is a drilling method that is used if there are obstacles so that the well cannot be drilled vertically. The first step in carrying out directional drilling requires planning a trajectory as a guide or reference when carrying out directional drilling. In this report, trajectory analysis was carried out to determine the parameter values used as a reference for the MST-01 well, where the results obtained from trajectory analysis on the MST-01 well were KOP 200 ftMD with a maximum inclination of 50.01°, horizontal drilling direction, namely N60 .2E, EOB length of 1667 ftMD with a total path length of 3212.19 ftMD. The trajectory model for the MST-01 well is Build and Hold with a radius of 1909.86 feet. By comparing the results of manual analysis and software, it can be concluded that there is no significant difference between the two.

Keywords: Design Trajectory, Directional Drilling, Radius of Curvature

1. Pendahuluan

Pemboran berarah adalah salah satu tipe pemboran dimana rangkaian bor tidak diarahkan secara vertikal namun diarahkan menuju titik target tertentu didalam formasi sesuai dengan perencanaan arah lintasan yang sudah dibuat. (Herianto & P.Subiatmono, 2021). Berikut ini terminologi yang digunakan dalam directional drilling:

1. Surface Location, Posisi mulut lubang bor diatas permukaan terhadap lintang dan busur.
2. Target Location, Posisi target dibawah permukaan yang didefinisikan berada dipermukaan terhadap lintang dan busur.
3. Measured Depth, Kedalaman (panjang) sumur sepanjang jalur sumur. Biasanya diukur dengan panjang rangkaian pemboran
4. True Vertical Depth, Kedalaman vertikal adalah kedalaman lubang bor yang diukur secara tegak lurus dari permukaan hingga target.
5. Azimuth, arah lintasan pemboran yang digambarkan dengan nilai sudut dengan satuan derajat yang diukur dari penyimpangan lubang terhadap sumbu bumi, Utara, Selatan, Barat, dan Timur.
6. Inclination, Sudut yang terbentuk pada tangential section terhadap sumbu vertikal lubang bor.
7. Horizontal Displacement, jarak dari suatu kedalaman terukur pada lubang bor terhadap sumbu vertikal mulut lubang bor.

8. Drift Angle Build-Up, adalah nilai perbedaan sudut antara dua buah survei yang diukur dalam satuan derajat per 100 ft atau 30 meter.
9. Survey, nilai yang didapat dari hasil pengukuran arah azimuth dan sudut kemiringan lubang bor pada suatu kedalaman tertentu.
10. Tangent Section, Bagian dari sumur yang jalur sumurnya dipertahankan pada kemiringan tertentu.
11. Vertical Section, bagian dari lintasan lubang bor sebelum kick of point. Tidak memiliki nilai inklinasi dan azimuth.

Seperti yang kita ketahui bahwa directional drilling dilakukan terhadap sumur dengan kasus kasus tertentu dimana tidak dapat dilakukan pemboran secara vertikal. Beberapa faktor yang menyebabkan dilakukannya directional drilling antara lain adalah:

1. Geografi, Keadaan geografi yang tidak mendukung untuk dilakukannya pemboran secara vertikal terhadap reservoir.
2. Geologi, Untuk menghindari masalah-masalah yang terjadi apabila dilakukan pemboran secara vertikal, seperti menghindari patahan (fault) dan adanya kubah garam (salt dome) pada struktur formasi.
3. Lain-Lain, Pemboran dilakukan dengan system clusture, Mengatasi semburan liar, Menghindari garis batas wilayah.

Pemboran berarah dibagi dalam beberapa tipe. Tipe-tipe tersebut dibagi berdasarkan jenis lintasan yang terbentuk dan proses pembentukan lintasan. Tipe-tipe trajectory directional drilling antara lain adalah:

1.1 Build and Hold (Shallow Deviation)

Pemboran dengan menggunakan tipe ini menggunakan dua lintasan dimana lintasan pertama berfungsi untuk membangun sudut sesuai dengan yang diinginkan (build section) dan lintasan kedua berfungsi untuk mempertahankan sudut hingga target yang ditentukan (hold section).

1.2 Build and Hold and Drop (S Type)

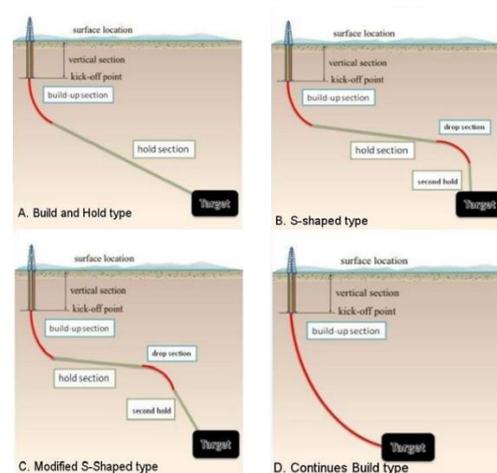
“Pola ini terdiri dari bagian vertikal, kick of point, build-up section, tangent section, hold section dan drop-off section, untuk mencapai target. Dalam kasus ini, lintasan lubang sumur menembus target secara vertikal.(Musa et al, 2017)”

1.3 Build and Hold and Partial Drop and Hold (Modified S Type)

Setelah penyimpangan yang relatif dangkal (shallow), sudut ditahan hingga mencapai horizontal deperature yang telah ditentukan (hold section). Kemudian secara perlahan sudut inklinasi dikurangi hingga mencapai sudut yang telah ditentukan. Lubang sumur menembus target pada sudut kemiringan kurang dari sudut kemiringan maksimum pada bagian hold section.

1.4 Continuous Build (Deep Deviation)

Kedalaman penyimpangan awal atau *kick of point* yang relatif dalam (deep) sehingga membutuhkan inklinasi tertinggi dari semua jenis tipe sumur untuk mencapai target. Dalam tipe ini, build section akan terus dilakukan hingga mencapai target yang diinginkan.



Gambar 1. Tipe Sumur Directional Drilling (Musa et al, 2017)

Perencanaan sumur berarah tidak sesederhana perencanaan sumur vertikal. Karena perencanaan sumur berarah memerlukan kompetensi tingkat tinggi untuk merencanakan lintasan sumur yang optimal agar mendarat tepat pada target berdasarkan lokasi permukaan sumur dan koordinat titik target, kick-off point, build-up rate, azimuth, horizontal departure, panjang build section, true vertical depth, casing setting point, dan potensi masalah pada lubang bor saat pengeboran berlangsung.

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

1. Mengumpulkan data antara lain, koordinat sumur, koordinat target, tumbah target, kedalaman TVD target.
2. Menentukan tipe lintasan yang efektif dan efisien (J-Type, S-Type, Continuous build type).
3. Menentukan titik Kick off point yang tepat dan BUR yang akan digunakan.
4. Merencanakan arah lintasan secara horizontal.
5. Merencanakan lintasan secara vertikal antara lain, nilai radius kelengkungan, inklinasi maksimum, Panjang EOB, dan Panjang total lintasan.

2. Metode Penelitian

Metodologi penelitian merupakan suatu cara atau tahapan yang dilakukan untuk mempermudah dalam suatu proses pengumpulan data yang diperlukan dalam merencanakan desain yang akan di implementasikan dilapangan, sehingga dalam penulisan dapat tersusun secara sistematis dan jelas. data diolah dengan cara melakukan perhitungan secara manual dengan menggunakan metode radius of curvature dalam menganalisa lintasan sumur MST-01. Penulis juga menggunakan software COMPASS by Landmark Halliburton dalam mencari perencanaan lintasan yang optimum. Perbandingan hasil dari kedua metode tersebut nantinya akan menjadi hasil akhir dalam penelitian ini.

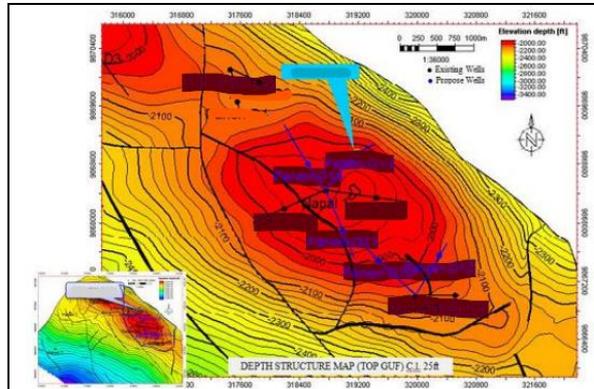
3. Hasil dan Pembahasan

Perlunya perencanaan lintasan dan penentuan target sumur yang sangat matang agar proses pengeboran berjalan secara efisien dan efektif. Analisa perencanaan lintasan ini dilakukan untuk mengetahui bahwa perencanaan lintasan pada sumur MST-01 telah sesuai secara teoritis. Ada beberapa tahapan dalam menganalisa perencanaan lintasan pemboran berarah yaitu :

1. Mengumpulkan data antara lain, koordinat sumur, koordinat target, jumlah target.
2. Menentukan tipe lintasan yang efektif dan efisien (J type, S type, Continuous build type).
3. Menentukan kick of point yang tepat dan nilai laju pembentukan sudut (build up rate) yang akan digunakan.
4. Merencanakan arah lintasan secara horizontal.

- Merencanakan lintasan secara vertical antara lain, menghitung nilai radius kelengkungan, inklinasi maksimum, panjang EOB, dan panjang total lintasan.

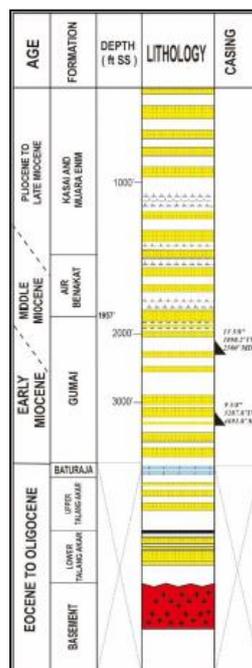
3.1 Lokasi Penelitian



Gambar 2. Depth Structure Well MST-01 (Data Pribadi)

Sumur MST-01 berada di Blok Jabung, Pulau Sumatera sepanjang Busur Pulau Sunda dimana kerak samudera hindia menjam ke utara di bawah Kraton Sundaland. Sumur MST-01 ini dirancang untuk menguji Formasi pasir laut Talang Akar Bawah, Talang Akar Atas dan pasir Gumai sebagai target utama. Dan juga batu pasir konglomerat yang merupakan bagian dari Talang Akar Hilir mengindikasikan adanya potensi reservoir. Mustika merupakan Kawasan tinggi sepanjang Sejarah tersier dan mempunyai keunggulan dalam memerangkap hidrokarbon yang dihasilkan di kawasan tersebut.

3.2 Stratigrafi Lapangan Mustika



Gambar 3. Litologi Batuan Lapangan X

- Formasi Gumai

Formasi Gumai diperkirakan secara umum terdiri dari endapan klastik laut berupa calcareous shales, batu lempung dan batu lanau yang diselingi dengan calcareous berputir sangat halus dan glauconitic sandstones.

2. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja, merupakan fasies terumbu produktif di wilayah Selatan cekungan Sumatera Selatan, serta di cekungan Sunda. Karbonat ini diperkirakan mengandung batu gamping berpori dan memiliki litologi terkait fasies terumbu.

3. Formasi Talang Akar Atas

Formasi Talang Akar Atas diperkirakan terdiri dari batu lanau berselang – seling, Sebagian serpih berkapur dan batu lempung, kadang disertai batu pasir berbutir halus dan batu gamping mikritik tipis.

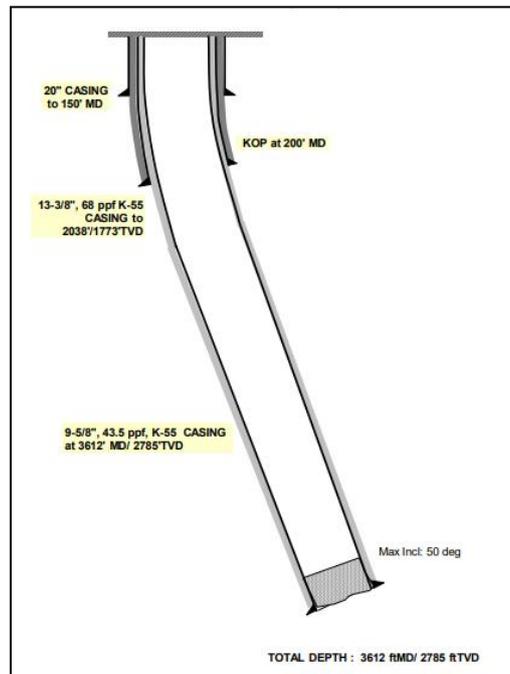
4. Formasi Talang Akar Bawah

Formasi Talang Akar Bawah diperkirakan terdiri dari tumpukan pasir dengan butir halus hingga sedang yang berselang – seling dengan shale, batu lempung dan sedikit batubara. Formasi ini menjadi target reservoir utama.

5. Basement

Basement diperkirakan merupakan batuan beku kristal asam, atau metasediment.

3.3 Perencanaan Pemboran Berarah Sumur MST-01



Gambar 4. Well Profile MST-01 (Data Pribadi)

Sumur MST-01 merupakan sumur dengan tipe J-Type dimana target kedalaman total sumur ini berada pada 3612,16 ftMD. 20 inch Conductor casing telah terpasang pada kedalaman 150 ftMD. Selanjutnya akan dilakukan program pengeboran untuk surface hole dan intermediate hole.

Surface hole dengan ukuran lubang 17-1/2 inch akan dilakukan pada kedalaman 150 ftMD – 2038,16 ftMD dan selanjutnya akan dipasang casing dengan ukuran 13-3/8 inch. Bottom hole assembly (BHA) yang akan digunakan pada trayek 17-1/2 inch ini adalah : 17-1/2" Rock Bit + 9-5/8" Motor, with sleeve stab BH 1,5° + 8" Float Sub + 11-3/4" String Stabilizer + 8" NMDC with MWD + 8" HOC + SNMDC + X/O Sub + 10 × 4-1/2" HWDP + X/O Sub + 6-1/2" Jar + X/O Sub + 5 × 5" HWDP + 5" DP.

Intermediate hole dengan ukuran lubang 12-1/4 inch akan dilakukan pada kedalaman 2038,16 ftMD – 3612,16 ftMD dan selanjutnya akan dipasang casing dengan ukuran 9-5/8 inch. Bottom hole assembly (BHA) yang digunakan pada trayek 12-1/4 inch ini adalah : 12-1/4” PDC Bit + 8” Motor 1,22° BH with sleeve stab 12-1/8” + 8” Float Sub + 11-3/4” String Stabilizer + 8” NMDC with MWD + 8” MWD HOC + 8” SNMDC + X/O Sub + 1 × 5” HWDP + X/O Sub + 6-1/4” DLR + X/O Sub + 18 × 5” HWDP + X/O Sub + 6-1/2” Jar + X/O Sub + 6-3/4” Agitator + X/O Sub + 1 × 5” HWDP + 5” DP.

Selanjutnya, perencanaan trajectory sumur MST-01 dapat dilakukan dengan melihat beberapa data yang disajikan pada Tabel 4.1. sebagai berikut :

Tabel 1. Data Sumur MST-01

Nama Sumur	MST 01
Tipe Pemboran	J Type
Koordinat Permukaan	East : 318758.963 North : 9868450.488
Koordinat Target 1	East : 319218.00 North : 9868714.00 2549.81 ftTVD
Koordinat Target 2	East : 319293,10 North : 9868756.44 2784.81 ftTVD
Kick Of Point	200 ftMD/TVD
Build Up Rate	3° / 100 ft
Measured Depth TD	3612.16 ftMD

3.4 Penentuan Arah Pemboran (Azimuth)

Perhitungan ini digunakan untuk menentukan arah perencanaan lintasan suatu sumur (directional drilling) terhadap arah mata angin. Hasil akhir dari pemetaan ini adalah pemetaan secara horizontal (horizontal view) dari suatu sumur berarah. Penentuan ini digunakan sebagai acuan pada saat pengeboran, dan apabila terjadi penyimpangan dapat segera dilakukannya koreksi.

Tabel 2. Data Koordinat Sumur MST-01

	<i>Easting</i>	<i>Norting</i>
<i>Surface Koordinat</i>	318758.963	9868450.488
<i>Target Koordinat</i>	319219.00	9868714.00

Sehingga didapat perbedaan jarak adalah :

$$\Delta E = 460.037 \tag{1}$$

$$\Delta N = 263.512 \tag{2}$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{460.037}{263.512} \right)$$

$$\alpha = 60.20^\circ$$

Sehingga apabila di hubungkan dengan arah mata angin, maka arah pemboran adalah N60.2°E.

3.5 Analisa Kick off Point

Pemilihan kedalaman Kick off point sebaiknya dilakukan di formasi yang lunak (soft), lunak hingga sedang (soft to medium) agar kick off point yang diinginkan dapat tercapai dengan baik. Untuk beberapa kasus pada formasi sedang hingga keras (medium to hard) dan keras (hard) di titik KOP yang dipilih,

maka diperlukannya pengalaman dan toleransi tingkat tinggi dalam menghadapi situasi kritis tersebut, karena dalam kasus formasi keras nilai KOP akan sangat sulit dicapai.(Muneer et al., 2015)

KOP harus dipilih dengan mempertimbangkan kekuatan formasi, litolgi, dan stabilitas lubang sumur dan kemudian keputusan akan diambil dengan pertimbangan terhadap nilai BUR, dan maksimum inklinasi. Semakin dalam KOP maka semakin tinggi nilai BUR yang di perlukan, begitu juga sebaliknya.

Pada sumur MST-01, formasi awal yang di tembus adalah formasi Kasai dan Muara Enim (150 -1500 ftTVD) dimana formasi tersebut terdiri dari tuffaceous sands sebagai batuan utama, silts dan clay dengan banyak lignits. Kekuatan formasi ini di golongan kedalam formasi lunak hingga sedang (soft to medium). Formasi ini dirasa cocok untuk dijadikan sebagai titik Kick of point. Untuk nilai BUR sebesar 3°/100ft dan inklinasi maksimum yang di inginkan sebesar 50,01° maka kedalaman KOP yang di dapat adalah 200 ftTVD.

3.6 Radius Kelengkungan

Menghitung radius kelengkungan dilakukan untuk mendapatkan nilai panjang yang dapat dijangkau dari kelengkungan tersebut. Nilai radius kelengkungan ini juga dijadikan sebagai indikator untuk memilih persamaan yang sesuai dalam menghitung rencana lintasan berikutnya.

$$r = \frac{180^\circ}{\pi} \times \frac{1}{q} \tag{3}$$

$$r = \frac{180^\circ}{\pi} \times \frac{1}{3^\circ/100ft}$$

$$r = 1909.86 \text{ ft}$$

3.7 Inklinasi Maksimum

Dalam pemboran berarah, inklinasi yang digunakan pasti memiliki nilai maksimum. Dimana sudut inklinasi maksimum ini harus tercapai agar pemboran dapat menyentuh target yang diinginkan. Inklinasi maksimum juga merupakan parameter utama dalam pemboran berarah. Dengan adanya inklinasi maksimum ini diharapkan dog-leg yang ada masih bisa di kontrol.

$$\theta = 180 - \arctan \times \left(\frac{D_3 - D_1}{x_3 - r_1} \right) - \text{acos} \left\{ \left(\frac{r_1}{D_3 - D_1} \right) \sin \left[\arctan \left(\frac{D_3 - D_1}{x_3 - r_1} \right) \right] \right\} \tag{4}$$

$$\theta = 180 - \arctan \times \left(\frac{2784.81ft - 200ft}{2019.52ft - 1909.86ft} \right) - \text{acos} \left\{ \left(\frac{1909.86ft}{2784.81ft - 200ft} \right) \sin \left[\arctan \left(\frac{2784.81ft - 200ft}{2019.52ft - 1909.86ft} \right) \right] \right\}$$

$$\theta = 50.01^\circ$$

Peneliti juga melakukan pengujian terhadap nilai inklinasi maksimum dengan menggunakan software.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northin g	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	-112,8	0,0	0,0	98684	31875	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	200,0	200,0	0,00	0,00	200,0	87,2	0,0	0,0	98684	31875	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Slant	
3	1867,0	1667,0	50,01	60,20	1663,2	1550,4	339,2	592,2	98685	31893	682,5	3,00	60,20	3,00	0,00	(ditto)	
4	3246,5	1379,5	50,01	60,20	2549,8	2437,0	864,5	1509,3	98687	31921	1739,4	0,00	0,00	0,00	0,00	(ditto)	B3
5	3612,2	365,7	50,01	60,20	2784,8	2672,0	1003,8	1752,4	98687	31929	2019,5	0,00	0,00	0,00	0,00	Straight TVD	TD
6																Insert Line	

Gambar 5. Imklinasi Maksimum pada KOP 200 ft

Nilai inklinasi maksimum yang di dapat dari penggunaan software dengan menggunakan nilai KOP sebesar 200 ftMD adalah 50,01 deg. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa perhitungan manual dengan software terhadap nilai inklinasi sudah sesuai.

3.8 Panjang Lintasan End of Build

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times r_1 \times \theta \quad (5)$$

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times 1909.86ft \times 50.01^\circ$$

$$L_{DC} = 1667.00 ftMD$$

Dari Panjang lintasan DC dapat dicari kedalaman End of Build dengan persamaan berikut :

$$EOB = \frac{\theta}{q} + D_1 \quad (6)$$

$$EOB = \frac{50.01^\circ}{3^\circ/100ft} + 200 ftMD$$

$$EOB = 1867.00 ftMD$$

Dan, untuk kedalam True Vertical Depth adalah :

$$D_2 = D_1 + r_1 \sin(\theta) \quad (7)$$

$$D_2 = 200ft + 1909.86ft \sin(50.01^\circ)$$

$$D_2 = 1663.25 ftTVD$$

Sehingga, didapatkan kedalaman End of Build (EOB) dari sumur MST-01 adalah 1867.00 ftMD/1663.25 ftTVD.

3.9 Panjang Total Lintasan

Panjang total lintasan adalah perhitungan dari seluruh Panjang lintasan dari permukaan hingga titik target. Dengan mengetahui total Panjang lintasan ini perusahaan dapat memperkirakan kebutuhan-kebutuhan yang diperlukan untuk melakukan pemboran. Panjang total lintasan merupakan panjang yang terhitung secara measured depth (MD) bukan secara true vertical depth (TVD).

$$D_m = D_1 + \left(\frac{\pi \cdot \theta \cdot r_1}{180^\circ} + \frac{D_3 - D_1 - r_1 \cdot \sin \theta}{\cos \theta} \right) \quad (8)$$

$$D_m = D_1 + \left(\frac{\pi \cdot 50.01^\circ \cdot 1909.86 ft}{180^\circ} + \frac{2784.81ft - 200ft - 1909.86ft \cdot \sin 50.01^\circ}{\cos 50.01^\circ} \right)$$

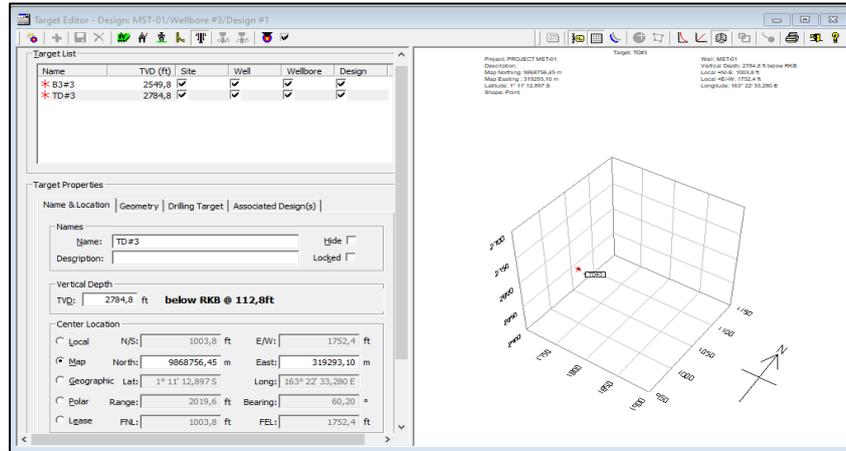
$$D_m = 3612.19 ftMD$$

3.10 Perencanaan Menggunakan Software COMPASS

Setelah dilakukan analisa menggunakan perhitungan manual, langkah selanjutnya adalah melakukan perencanaan menggunakan software COMPASS. Tujuan dilakukannya perencanaan dengan menggunakan software adalah untuk mengetahui apakah ada perbedaan hasil antara perhitungan manual dengan software.

Tahap awal yang dilakukan adalah mengumpulkan data-data yang diperlukan untuk mengoperasikan software, meliputi data titik koordinat sumur, titik koordinat target, kedalaman tegak target, Kickoff

point, Build up rate, dan inklinalasi maksimum. Selanjutnya dilakukan input data kedalam software COMPASS.



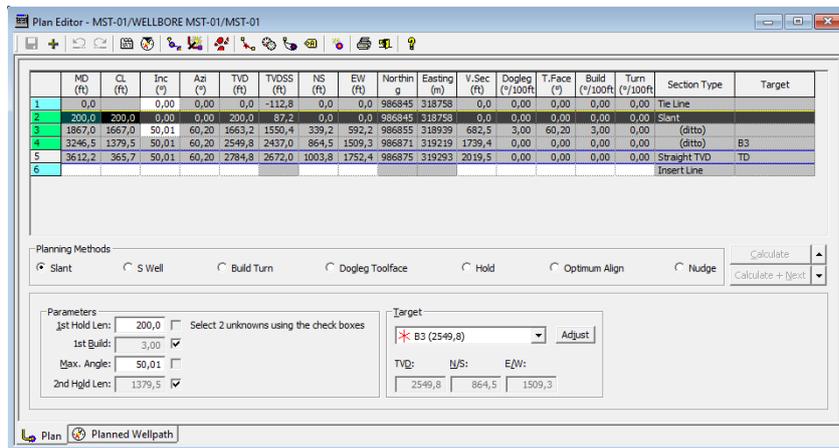
Gambar 6. Input Data Target Sumur MST-01

Langkah pertama dalam melakukan perencanaan arah pemboran dengan menggunakan software COMPASS adalah membuat target-target yang diinginkan dengan cara memasukkan data nama target, True Vertical Depth Target dan Titik koordinat target pada kolom yang ditunjukkan pada Gambar 6.

Langkah selanjutnya adalah membuat perencanaan secara vertikal. Pada dasa teori sudah dijelaskan bahwa untuk sumur J Type terdiri dari dua bagian yaitu Build section dan Hold section.

a. Build Section

Pada Langkah ini data yang diperlukan adalah titik kick of point, inklinalasi maksimum dan target. Langkah-langkah pengisian dalam dilihat pada Gambar 6 Secara otomatis software akan mengkalkulasi dan menghasilkan perencanaan secara vertikal.



Gambar 7. Perencanaan Vertikal Build Section

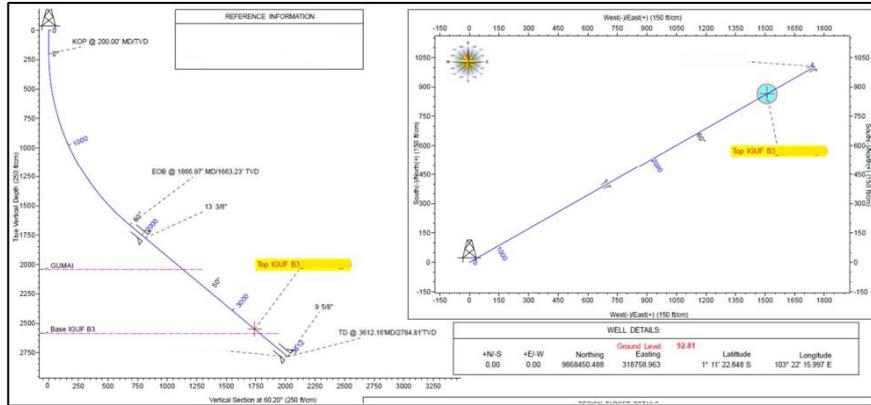
b. Hold Section

Langkah selanjutnya adalah menentukan hold section. Data yang diperlukan adalah target sumur (TD). Langkah-langkah dapat dilihat pada Gambar 8 dan secara otomatis software akan mengkalkulasi dan menghasilkan perencanaan secara vertikal

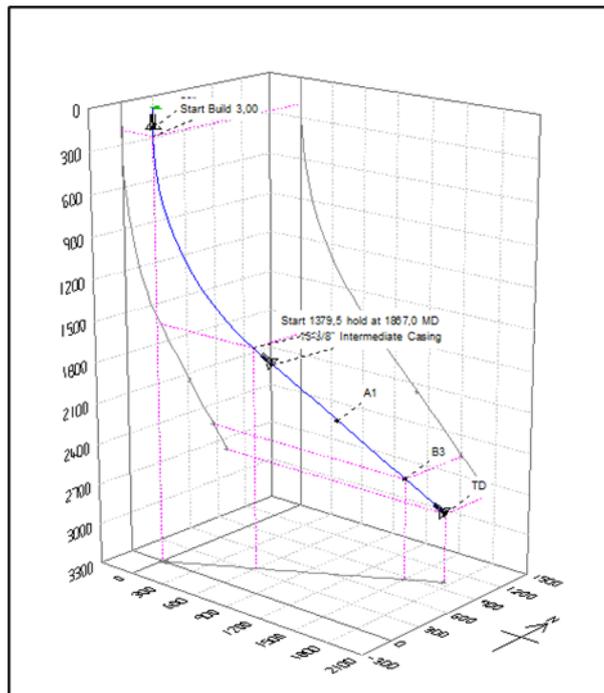
Hasil terakhir dari perencanaan dapat dilihat pada gambar berikut.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northin g	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	-112,8	0,0	0,0	986845	318758	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	200,0	200,0	0,00	0,00	200,0	87,2	0,0	0,0	986845	318758	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Slant	
3	1867,0	1667,0	50,01	60,20	1663,2	1550,4	339,2	592,2	986855	318939	682,5	3,00	60,20	3,00	0,00	(ditto)	
4	3246,5	1379,5	50,01	60,20	2549,8	2437,0	864,5	1509,3	986871	319219	1739,4	0,00	0,00	0,00	0,00	(ditto)	B3
5	3612,2	365,7	50,01	60,20	2784,8	2672,0	1003,8	1752,4	986875	319293	2019,5	0,00	0,00	0,00	0,00	Straight TVD	TD
6																Insert Line	

Gambar 8. Hasil Perencanaan Vertikal



Gambar 9. Perencanaan Trajectory Sumur MST-01 Hasil Perusahaan



Gambar 10. Perencanaan Trajectory Sumur MST-01 3D View

3.11 Perbandingan Perhitungan Manual dengan Hasil Perusahaan

Sebuah Analisa harus memiliki pembandingan agar semakin mendekati tingkat keberhasilan yang tinggi, salah satunya dengan membandingkan hasil perhitungan manual, perhitungan software dan perusahaan. Perbandingan ini bertujuan untuk mendapatkan hasil yang efisien dalam perencanaan trajectory directional drilling. Agar lebih mudah untuk dipahami hasil perbandingan dapat dilihat dalam tabel berikut:

Tabel 3. Perbandingan Data Hasil Perhitungan Manual, Software, dan Perusahaan

Parameter	Manual	Software	Perusahaan
KOP	200 ftTVD	200 ftTVD	200 ftTVD
Azimuth	60.2°	60.2°	60.2°
Inklinasi Maksimum	50.01°	50.01°	50.01°
End Of Build	1867 ftMD / 1663.25 ftTVD	1867 ftMD / 1663.2 ftTVD	1866.97 ftMD / 1663.23 ftTVD
Panjang Lintasan EOB	1667 ftMD	1667 ftMD	1666.97 ftMD
Total Depth	3612.19 ftMD / 2784.81 ftTVD	3612.2 ftMD / 2784.8 ftTVD	3612.16 ftMD / 2784.81 ftTVD

Hasil dari analisa perencanaan lintasan sumur MST-01 dengan menentukan nilai kick of point, azimuth, inklinasi maksimum, EOB, dan Panjang total lintasan seperti yang tersaji pada Tabel 4.6. dapat disimpulkan bahwa dari hasil perhitungan yang kemudian dibandingkan dengan hasil perencanaan software dan perencanaan perusahaan tidak terdapat perbedaan yang sangat signifikan.

4. Simpulan

Hasil dari analisa dengan menggunakan metode perhitungan Radius of Curvature pada sumur MST-01, dapat disimpulkan bahwa nilai inklinasi maksimum yang di dapat sebesar 50. 01° dengan arah azimuth pemboran N60.2°E. Berdasarkan hasil analisa, KOP di setting pada kedalaman 200 ftMD dengan nilai Build Up Rate sebesar 3°/100ft. Panjang lintasan dari titik KOP hingga EOB adalah 1667 ftMD. Panjang total lintasan adalah 3612.19 ftMD, dari surface hingga titik target. Berdasarkan perhitungan manual yang telah dibandingkan dengan perhitungan software dan data perusahaan tidak ada perbedaan yang signifikan pada hasil perhitungan.

Daftar Pustaka

- Andalucia, S., & Priambudi, A. (2012). Perhitungan Trajectory pada Directional Drilling Sumur Geothermal AL2 di PT. Pertamina Drilling Service Indonesia. *Politeknik Aka Migas Palembang*, 7(1), 16–24.
- Carden, R., & Grace, R. (2007). *Horizontal and Directional Drilling* (1st ed.). PetroSkills. OGCI. <https://doi.org/10.12691/ajna-1-1-1>
- Chewaroungroj, J., & Hentoog, A. (2021). Well plan parameter guideline for directional drilling in the gulf of Thailand. *Engineering Journal*, 25(3), 15–40. <https://doi.org/10.4186/ej.2021.25.3.15>
- Eren, T., & Suicmez, V. S. (2020). Directional drilling positioning calculations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 73(October 2019), 103081. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103081>
- Herianto, P., & P.Subiatmono, M. (2021). TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH PADA SUMUR MINYAK DAN GAS (D. I. Astuti (ed.)). Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat UPN “Veteran” Yogyakarta.
- Kusuma, F. (2015). Pengaruh KOP Terhadap Perencanaan Lintasan Pemboran Berarah pada sumur W, X, Y, Z. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 404–413.
- Lukmana, A. H., Buntoro, A., & Utami, A. O. P. (2019). Web-Base 3D Software Untuk Perencanaan Dan Pelaksanaan Trajectory Pemboran Berarah. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 8(2), 43–49. <https://doi.org/10.25105/petro.v8i2.4773>
- Marbun, B. T. H., Ridwan, R. H., Nugraha, H. S., Sinaga, S. Z., & Purbantanu, B. A. (2021). Review of directional drilling design and operation of geothermal wells in Indonesia. *Renewable Energy*, 176, 135–152. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.078>

- McMillian, & H., W. (1981). Planning the Directional Well - a Calculation Method. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 33(6), 952–962. <https://doi.org/10.2118/8337-PA>
- Muneer, R., Khurram Zahoor, M., Mehmood, F., Khan, A., & Latif, M. R. (2015). Directional Well Planning: Effect of Kick-Off Point on Build-Up Rate. *Sci.Int.(Lahore)*, 27(6), 6073–6075.
- Rubiandini, R. (2012). *Teknik Operasi Pemboran (Volume 1)*. Institut Teknologi Bandung.
- Suranta, B. Y., & Hafizh, F. (2016). Desain Sumur Directional dan Hasil Evaluasi Trajectory Pemboran Sumur Geothermal Field X. 38.
- TH, N. rifqi. (2022). Studi Optimasi Kick-Off Point, Build-Up Rate. Universitas Islam Riau.
- Wardhana, C. A. (2019). Evaluasi Lintasan Pemboran Beraah Dengan Metode Minimum of Curvature Pada Sumur A di Lapangan B. *Seminar Cendekiawan*, 116–120.
- Wibowo, F. F. (2016). Perencanaan Lintasan Pemboran Berarah Sumur F Pada Lapangan Panas Bumi Darajat. *Seminar Cendekiawan*, 1–23.