

PERHITUNGAN *TRAJECTORY* PADA *DIRECTIONAL DRILLING* SUMUR *GEOTHERMAL AL2* DI PT. PERTAMINA DRILLING SERVICE INDONESIA

¹⁾Sefilra Andalucia, ²⁾Aldhi Priambudi

^{1,2)} Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Jurusan Teknik Perminyakan
 Politeknik Akamigas Palembang
 Jl. Kebon Jahe, Komperta Plaju, Palembang, Indonesia
 Email : andalucia@pap.ac.id

Abstrak

Design Trajectory merupakan langkah awal sebelum dilakukannya pemboran berarah atau sebagai acuan untuk pelaksanaan program pemboran, dari penentuan azimuth, sudut inklinasi, penentuan Kick Of Point, dan penentuan panjang total lintasan yang diprediksi dari perhitungan dan analisa formasi. Sehingga saat operasi pemboran berlangsung driller mampu meminimalisir kesalahan yang akan dibuat karena ada proyeksi sebagai acuan. Dalam penentuan parameter parameter yang akan dicari, metode radius kelengkungan digunakan dalam perhitungan manual design trajectory ini, dimana hasil yang didapat dari penentuan KOP adalah 200 mTVD dengan inklinasi sebesar 40.33° dan azimuth yang diperoleh sebesar $N 239.98^\circ E$. Model lintasan pemboran ini menggunakan tipe Build and Hold karena nilai R adalah 859.87 meter yang lebih kecil dari panjang displacement horizontal sepanjang 1620 meter. Pembelajaran serta pemahaman mengenai design trajectory pada lokasi Hululais AL-2, Rig PDSI #43.3/AB1500.E akan membahas perhitungan design dari lintasan pemboran dari surface hingga target sumur yang telah ditentukan demi berlangsungnya operasi pemboran di Hululais.

Kata kunci : *Design Trajectory, Mathematic Directional Drilling, Pemboran.*

1. Pendahuluan

Dalam melakukan proses pemboran suatu formasi, seharusnya selalu menginginkan arah lubang bor yang tegak/vertikal. Arah lubang yang vertikal, secara operasinya lebih mudah, dan umumnya membutuhkan biaya yang relatif murah dibanding dengan melakukan pemboran horizontal. Akan tetapi, letak suatu formasi kadang berbeda jauh dengan kondisi yang diinginkan, sehingga harus dilakukan pemboran berarah. Faktor yang menjadi sebab dilakukannya pemboran berarah karena kondisi permukaan, alasan geologi, ekonomi, dan alasan lainnya. Jadi pemboran berarah hanya dilakukan alasan dan keadaan khusus saja. Pemboran berarah adalah teknik pemboran dengan lintasan pemboran yang diarahkan mengikuti lintasan yang telah direncanakan menuju kearah tertentu untuk mencapai target yang telah ditentukan.

Tujuan penelitian di PT. Pertamina Drilling Service Indonesia adalah:

1. Mengetahui panjang lengkungan yang terbentuk dari KOP sampai EOB.
2. Mengetahui sudut inklinasi maksimal dan azimuth.
3. Mengetahui panjang total sebenarnya dari surface sampai target.

4. Dapat membandingkan perhitungan secara manual dan perhitungan software yang digunakan perusahaan.

2. Dasar Teori

2.1 Pengertian Pemboran

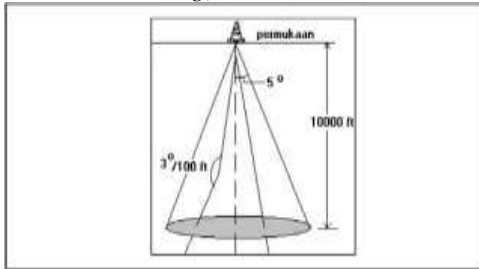
Pemboran sumur merupakan usaha yang dilakukan untuk mencari sumber energi guna untuk memenuhi kebutuhan energi. Oleh karena itu pada proses ini memerlukan integrasi berbagai faktor mulai dari berbagai macam disiplin ilmu, personel pelaksana (perusahaan jasa, kontraktor konsultan dan *oil company*), hingga diperlukan keahlian khusus pelaksanaan kegiatan pemboran penuh dengan resiko, yaitu resiko keselamatan kerja maupun resiko kegagalan mendapatkan hasil yang diharapkan. Pemboran sumur memerlukan biaya yang tinggi yang harus dikeluarkan oleh perusahaan.

2.2 Jenis Jenis Pemboran

Jenis pengeboran ini didasarkan pada bentuk lubang yang dibuat atau dibentuk pada operasi pemboran yang dilakukan. Berdasarkan bentuk lubangnya, pemboran dibedakan menjadi :

- Pemboran tegak (*straight hole drilling/vertical drilling*)

- Pemboran berarah (*directional dan horizontal drilling*)



Gambar 2.1 Desain Pemboran

2.3 Pemboran Horizontal

Pemboran horizontal merupakan ilmu pengetahuan terapan dari teknik perminyakan yaitu suatu pengetahuan tentang teknik pemboran dalam mengarahkan lubang sumur dari vertikal menjadi horizontal pada jarak dan arah tertentu untuk mencapai suatu formasi yang dituju. Kalau dilihat secara sederhana pemboran sebuah sumur seolah-olah sangat mudah dilakukan sampai menembus suatu lapisan formasi target, tetapi pada pemboran horizontal dilakukan dengan peralatan yang canggih dan rumit. Keberhasilan dalam menggunakan semua peralatan tersebut didapat melalui studi dan pengalaman.

2.4 Definisi & Terminologi

Directional drilling adalah metodologi untuk mengarahkan sumur bor di sepanjang lintasan yang telah ditentukan untuk mencapai target. Sumur vertikal biasanya didefinisikan sebagai sumur dengan kemiringan dibawah 5° . Sumur dengan kemiringan lebih dari 60° disebut juga sumur berarah. Sumur dengan bagian yang memiliki kemiringan lebih besar dari 85° untuk jarak yang signifikan disebut sumur horizontal. Berikut adalah terminologi yang digunakan :

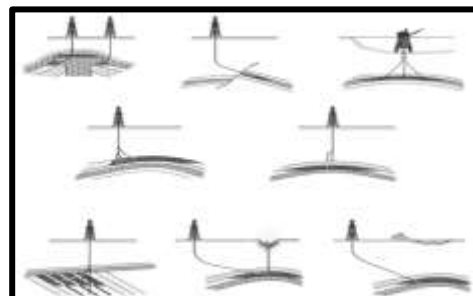
1. *Azimuth*, sudut ($^\circ$) penyimpangan lubang berdasarkan sumbu bumi, Utara, Selatan, Barat, dan Timur.
2. *Build-up rate*, merupakan bagian saat sudut dari KOP mulai terbentuk, terhitung dalam satuan *Build-up rate* ($^\circ/30$ m) adalah tingkat dimana sudut dibangun. Setiap alat pembelok memiliki perubahan sudut tertentu.
3. *Horizontal Displacement*, penyimpangan mendatar dari suatu titik di dalam lubang ke titik lokasi, atau juga terkenal dengan notasi (H), *drift* dan *throw*.
4. *Inclination*, sudut yang diukur terhadap sumur vertikal yaitu dari

permukaan ke KOP dan sumur horizontal yaitu dari EOB ke sumur target.

5. *Kick-off point* (KOP), kedalaman dimana sumur pertama menyimpang dari vertikal dimana lubang mulai diarahkan. Pada titik ini dipasang alat pembelok.
6. *Measured Depth* (MD), istilah untuk ukuran *depth*, kedalaman ini diukur berdasarkan panjang lubang atau panjang rangkaian pemboran.
7. *Relief Co-ordinates*, atau titik lokasi adalah titik di permukaan menara didirikan.
8. *Co-ordinates Target*, titik pemeriksaan tentang arah dan kemiringan dari lubang yang telah dibuat, ini perlu dilakukan agar proses pemboran tidak jauh dari target dan masih dapat ditoleransi.
9. *True Vertical Depth* (TVD), kedalaman ini diukur secara vertikal dari titik lokasi sampai suatu titik di dalam lubang dan biasanya digunakan dalam perhitungan tekanan hidrostatik lumpur.

2.5 Aplikasi Pemboran Berarah

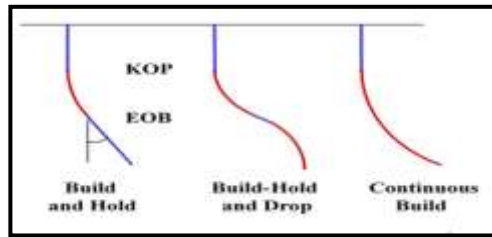
Pemboran berarah sendiri adalah salah satu seni membelokkan lubang sumur untuk kemudian diarahkan ke suatu sasaran di dalam formasi yang tidak terletak vertikal di bawah mulut sumur. Dalam melakukan pemboran suatu formasi, sebenarnya selalu diinginkan lubang yang vertikal, karena dengan lubang yang vertikal, selain operasinya lebih mudah juga biayanya lebih murah dari pada pemboran berarah. Jadi pemboran berarah hanya dilakukan karena alasan – alasan tertentu.



Gambar 2.2 Aplikasi Pemboran Berarah

2.6 Tipe Lintasan Pemboran Berarah

Ada beberapa jenis profil sumur bor. Berikut ini merupakan ilustrasi profil sumur yang paling umum:



Gambar 2.3 Tipe Sumur Berarah

1. *Build and Hold*
Proyeksi vertikal merupakan suatu proyeksi lintasan sumur pada suatu bidang vertikal antara lokasi permukaan dan sasaran.
2. *Build Hold and Drop*
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*).
3. *Continous Build / Deep Build*
Jenis sumur bor ketika ada halangan, seperti kubah garam, atau ketika sumur harus *side-track*. Sumur dibor secara vertikal ke KOP dan kemudian kemiringan dibangun secara terus menerus ke target. Pada pemboran tipe ini, pembentukan sudut setelah titik belok (*kick off point*) terus dilakukan hingga mencapai sasaran.

2.7 Perencanaan Lintasan Pemboran Berarah

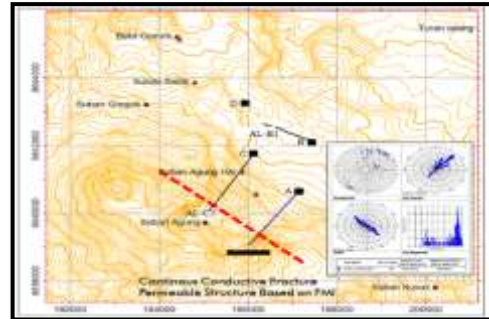
Langkah pertama di dalam merencanakan sumur berarah adalah dengan mendesain lintasan lubang sumur hingga mencapai sasaran. Langkah-langkah dalam merencanakan lintasan adalah sebagai berikut :

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. Mendesain proyeksi lintasan secara vertikal dan horizontal.

2.8 Geologi Lapangan

Lokasi lapangan panas bumi Hululais secara administratif terletak di wilayah

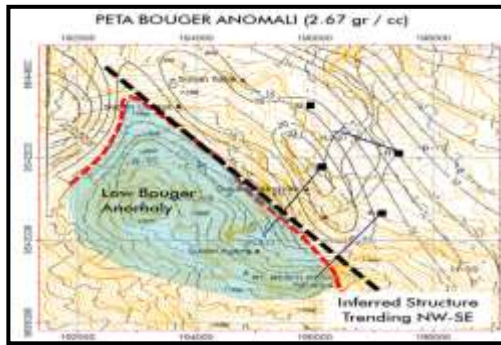
Kabupaten Lebong, Provinsi Bengkulu ± 160 km dari kota Bengkulu ke arah Utara. Lokasi sumur AL-2 direncanakan terletak di Desa Taba Anyar, Kecamatan Lebong Selatan, Kabupaten Lebong Bengkulu.



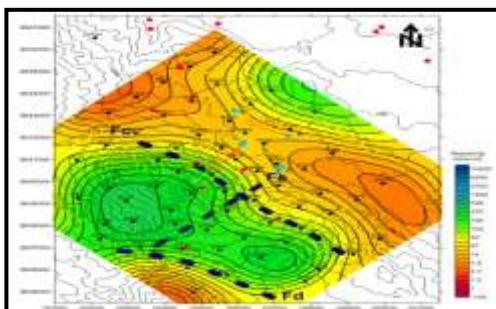
Gambar 2.4 Peta Lokasi AL-2

Struktur geologi yang berkembang di prospek Hululais didominasi oleh kelurusan dengan trend NW-SE yang paralel dengan patahan besar Sumatera serta NE-SW yang merupakan antitetik dari patahan Sumatera. Data struktur geologi dari hasil *logging Formation Micro Imager (FMI)* Schlumberger di Sumur AL-C1 mendapatkan data yang sangat bermanfaat terutama arah dari struktur-struktur yang *permeable*. Pola rekahan terbuka (*Continuous Conductive Fracture*), terutama pada interval kedalaman 1800-1900 mMD dimana terdapat hilang sirkulasi sebagian, memperlihatkan *trend fracture* yang berarah NW-SE (N 320°E) dengan kemiringan ke arah NE dan sudut kemiringan berkisar antara 80-90°. Pola ini sejalan dengan hasil rekonstruksi struktur berdasarkan data geofisika. Data FMI pada kedalaman di bawah 2000 mMD tidak bisa didapatkan di Sumur AL-C1 karena sudut yang ekstrim dan relatif mendatar serta temperatur yang sangat tinggi (298°C *shut-in*).

Data gravitasi (*density*: 2.67 gr/cc), anomali negatif berada di bawah Bukit Hululais dan Rim Suban Agung dengan trend pola struktur yang berarah NW-SE paralel dengan Semangko *Fault*. Sedangkan, hasil rekonstruksi *MT-resistivity* (JICA, 2012), Zona Reservoir geothermal yang bersifat *sub-resistif* kemungkinan ditemukan di bawah Bukit Hululais dan Rim Suban Agung dengan trend NW-SE selaras dengan pola patahan besar Sumatera.



Gambar 2.5 Peta Anomali dari survei gravitasi



Gambar 2.6 Peta MT-Resistivity Pada Kedalaman 1700 M (JICA, 2012)

2.8 Stratigrafi dan Perkiraan Parameter Pemboran

Lebih rinci perkiraan per segmen kedalaman pemboran terhadap komposisi batuan dan mineral serta kondisi fisik batuan dapat dijelaskan sebagai berikut :

a. Kedalaman 0 – 200 mMD

Di bagian atas ditempati oleh material piroklastik (*unconsolidated*), di bawah lapisan tersebut didominasi oleh Breksi Tufa diselingi oleh andesit dan breksi andesit. Tingkat ubahan lemah – sedang (20-60%) dengan mineral ubahan didominasi oleh mineral lempung (5-35%). Dominasi lempung bersifat *wash out*, lunak, lengket, mulai muncul klorit masih dijumpai urat-urat terisi kuarsa.

b. Kedalaman 200 – 550 mMD

Batuan yang akan dijumpai berupa breksi andesit yang diselingi oleh Andesit. Batuan tersebut diperkirakan mengalami alterasi dengan intensitas sedang – kuat (40 – 60 %), banyak dijumpai clay yang bersifat *Wash Out, Sticky & Soft*.

Breksi andesit berubah berwarna abu-abu, abu-abu keputihan, kehijauan hingga kehitaman. Klastik – fragmental, terdiri dari fragmen andesit $\pm 80\%$ dan tuf $\pm 20\%$.

c. Kedalaman 550 – 750 mMD

Litologi batuan didominasi oleh breksi tufa. Intensitas ubahan diperkirakan sedang sampai kuat (50-90 %) dan pada interval ini diperkirakan mineral penunjuk panas sudah mulai muncul (*Base On AL-B/1 & AL-C/1*). Intensitas clay menurun, intensitas kuarsa dan pirit meningkat (*cubical pyrit individual*), masih dijumpai urat yang terisi kuarsa, pirit dan epidote.

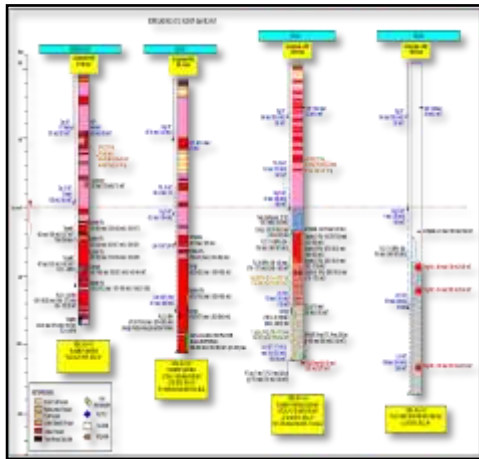
Breksi andesit berubah berwarna abu-abu putih hingga kehijauan. Klastik fragmental, terdiri dari fragmen andesit $\pm 90\%$ dan tuff $\pm 10\%$. Fragmen andesit bertekstur afanitik-porfiritik.

d. Kedalaman 750 – 1500 mMD

Litologi batuan didominasi oleh breksi andesit berubah diselingi oleh andesit berubah. Intensitas kuarsa meningkat, intensitas klorit menurun. Epidote mulai sulit dijumpai. Kekerasan batuan sedang hingga keras. Breksi andesit berubah berwarna kehijauan hingga abu-abu keputihan, klastik fragmental, terdiri dari fragmen andesit $\pm 10-20\%$. Batuan teralterasi kuat menjadi kalsit, klorit, pirit, epidote, oksida besi dan kuarsa sekunder. Dominasi mineral ubahan selang-seling klorit dan kuarsa sekunder. Sedikit pirit berbentuk kubik pirit

e. Kedalaman 1500 – 3000 mMD

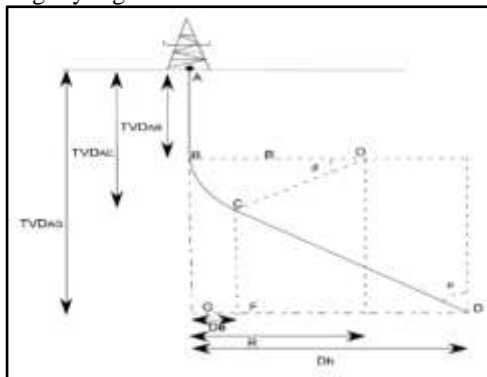
Litologi batuan didominasi oleh andesit berubah dan breksi andesit berubah. Batuan teralterasi kuat menjadi mineral klorit, pirit, trace epidote dan kuarsa sekunder. Kekerasan batuan keras. Kuarsa dan pirit mengisi sebagai urat. Andesit berwarna abu-abu putih hingga kehijauan, tekstur mikroporfiritik – afanitik. Berdasarkan pemboran sumur-sumur sebelumnya, formasi batuan yang akan tertembus diperkirakan memiliki parameter yang dapat dijadikan acuan penentuan KOP.



Gambar 2.7 Korelasi Sumur AL-B1, AL-C1 Dan AL- A1 Terhadap AL-2

2.9 Tahapan Perhitungan Data trajectory

Dalam suatu operasi pemboran berarah perlu diamati pada saat pengontrolan arah lintasan. Terutama pada interval pembentukan sudut dalam pemboran berarah yaitu pengontrolan inklinasi dan azimut secara bersamaan yang merupakan pekerjaan yang rumit. Untuk itulah diperlukan adanya perencanaan lintasan. Sehingga dapat sesuai target yang direncanakan.



Gambar 2.8 Desain Trayek Pemboran Berarah

1. Tahapan perhitungan trayek pemboran berarah:

a. Jari-jari kelengkungan (R), adalah demikian:

$$R = \frac{180^\circ}{\pi} * \frac{1}{q}$$

Keterangan:

R : Radius jari jari kelengkungan yang akan terbuat, meter.

q : dogleg severity yang terbentuk setiap 30 meter.

π : nilai kontanta 3,14.

b. Untuk menemukan sudut kemiringan maksimum (θ), adalah demikian:

$$90^\circ = \theta + (90^\circ - \Omega) + \tau$$

$$\theta = \theta - \tau$$

Keterangan:

θ : Sudut inklinasi maksimal yang terbentuk.

τ : Sudut yang terbentuk antara Dh dan lintasan yang di Hold.

Ω : Sudut yang terbentuk antara lintasan C-D dan vertikal line

Sudut τ dapat ditemukan dengan mempertimbangkan OCD segitiga, dimana (kasus $R < Dh$) :

$$\tau = \tan^{-1} \left(R - \frac{Dh}{TVD_3 - TVD_1} \right)$$

Keterangan:

TVD_1 : Kedalaman vertikal A-B, meter.

TVD_3 : Kedalaman vertikal A-C, meter.

D_h : Panjang horizontal dari titik awal sampai titik target.

c. Sudut Ω dapat ditemukan dengan mempertimbangkan ODC, di mana :

$$\sin \Omega = \frac{R}{OP} \text{ dan}$$

$$L_{ob} = \sqrt{(R - D_h)^2 + (TVD_3 - TVD_1)^2}$$

Keterangan:

L_{ob} : Panjang lintasan O-B, meter.

d. Menggantikan OP ke Persamaan awal memberikan:

$$\sin \Omega = \frac{R}{\sqrt{(R - D_h)^2 + (TVD_3 - TVD_1)^2}}$$

e. Sudut kemiringan maksimal (θ), untuk kasus build - dan-terus mana $D_h > R$ adalah:

$$\theta = 180 - \sin^{-1} \left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{Dh - R} \right) -$$

$$\cos^{-1} \left(\frac{R}{TVD_3 - TVD_1} \right) \sin \left(\tan^{-1} \frac{TVD_3 - TVD_1}{Dh - R} \right)$$

f. Panjang busur, bagian BC, adalah :

$$L_{(BC)} = \frac{\pi}{180^\circ} * R * \theta \dots\dots\dots(2.3)$$

Keterangan:

L_{BC} : Panjang lintasan B-C, meter.

g. Panjang jalur lintasan C-D, pada sudut kemiringan konstan dapat ditentukan dari segitiga DCO sebagai :

$$\tan \Omega = \frac{CO}{L_{cb}} = \frac{R}{L_{cb}}$$

h. Total kedalaman diukur dalam MD, untuk kedalaman vertikal sejati TVD_3 adalah :

$$D_M = TVD_1 + \frac{\pi * \theta * R}{180^\circ} + \frac{TVD_3 - TVD_1 - R * \sin \theta}{\cos \theta}$$

Keterangan:

D_M : Panjang total lintasan pemboran dalam ukuran meterMD.

3. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian merupakan suatu cara atau tahapan kerja yang dilakukan untuk mempermudah dalam suatu proses pengumpulan data yang diperlukan dalam suatu analisa permasalahan yang terjadi dilapangan tersebut, sehingga dalam penulisan bisa lebih sistematis dan jelas

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

3.2 Metode Pengumpulan Data

3.2.1 Studi Literatur

3.2.2 Observasi Lapangan

3.2.3 Diskusi

3.3 Pengolahan dan Analisa Data

Dalam mempermudah memahami laporan penelitian penulis membuat diagram alir sebagai berikut:

1. Penentuan KOP dari Litologi.
2. Penentuan radius of Curvatur.
3. Penentuan Inklinasi Maksimum.
4. Koordinat Azimuth.
5. Perhitungan *Trajectory Pemboran*

4. Pembahasan

Untuk mendapatkan hasil pemboran yang efisien dalam menentukan target sumur kita harus menentukan rencana yang sangat matang untuk mencari arah pemboran yang tepat pada titik target berada, dalam rencana untuk menentukan arah pemboran tersebut dibutuhkan beberapa parameter untuk membantu menyempurnakan penentuan arah pemboran tersebut, parameter yang digunakan tersebut diantaranya sebagai berikut : Penentuan *Azimuth* sebagai arah titik target yang akan menjadi tujuan dari lintasan, inklinasi maksimum sebagai sudut maksimal yang dapat terbentuk, dan memprediksikan panjang lintasan sebenarnya sampai ke titik akhir target.

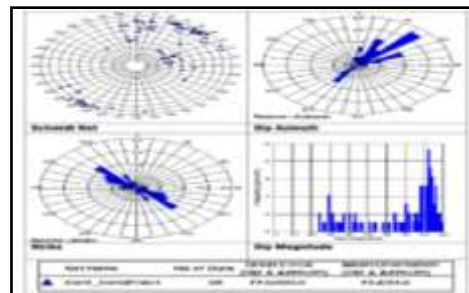
4.1 Riwayat Sumur AL-2

PT. Pertamina Geothermal Energy (PT PGE) proyek Hululais telah sukses melakukan pemboran sumur panas bumi mencapai kedalaman 3000 meter (mMD). Sumur AL-2 tajak pertama kali 25 Juni 2015 menggunakan Rig PDSI tipe 43.3/AB1500E dan dinyatakan selesai pada 31 Agustus 2015.

Sumur AL-2 merupakan sumur pemboran berarah tipe *big hole* dengan sudut inklinasi mencapai 37.03°. Sumur ini memperlihatkan potensi produksi yang cukup

menjanjikan. Dari profil pemanasan (*heating up*) selama 13 jam, sumur AL-2 dapat mencapai temperatur 275 - 298°C yang artinya sumur ini sangat memungkinkan untuk mampu melakukan *self-discharge* sehingga dapat berproduksi cukup lama. Zona loss sumur ini ditemukan pada kedalaman 2776 meter (mMD) dengan tebal 210 meter.

Lokasi Proyek Hululais terletak di Kabupaten Lebong, Propinsi Bengkulu yang berjarak sekitar 180 Km dari kota Bengkulu. Melalui *project* Hululais, PGE diharap



mampu menyumbang listrik sebesar 1 x 55 MW pada tahun 2018.

4.2 Analisa Penentuan Titik KOP

Dalam menentukan titik KOP pastinya banyak membutuhkan pertimbangan yang matang dan logis, dimana yang perlu diperhatikan dalam pemilihan KOP salah satunya adalah litologi batuan, penentuan KOP dari litologi batuan harus diperhatikan dengan melihat peralihan pada batuan dan dapat menentukan kekompakan dari formasi yang mampu menahan tekanan yang terjadi akibat perubahan sudut yang terbentuk.

Pada sumur AL-2 yang dipilih untuk penempatan KOP ada pada kedalaman 200 meter, karena pada stratigrafi yang ada kedalaman 0-200 meter masih disusun oleh struktur yang tidak kompak, sehingga memungkinkan titik KOP bergeser ketika sudut terbentuk karena tekanan dari pipa yang melengkung. Sedangkan pada kedalaman 200-550 meter dari permukaan tanah didominasi oleh andesit yang merupakan batuan yang kompak karena pada tekstur andesit tersusun lebih banyak fragmen dari pada matriks.

Kedalaman 550-750 meter lapisan formasi tersusun dari batuan kuarsa, kuarsa merupakan batuan yang sangat kompak sehingga masih memungkinkan dan diyakini mampu menahan tekanan yang ada selama sudut masih terbentuk, dan pada kedalaman 750-1500 meter, intensitas batuan kuarsa

semakin meningkat dan memuat formasi pada kedalaman ini semakin keras dan kompak dan sangat layak sebagai formasi pembentukan sudut arah pemboran. Maka dari itu dipilihlah kedalaman 200 meter sebagai titik awal pembentukan sudut dimulai.

4.3 Penentuan Arah Pemboran (Azimuth)

Parameter ini digunakan dalam perencanaan lintasan suatu sumur berarah, karena hasil akhir yang dibaca pada pemetaan lintasan sumur adalah jarak kedalaman tegak sumur terhadap *vertical section* dalam *section view* serta arah Utara dan Timur pada *plan view*. Penentuan ini digunakan agar tidak terjadi kesalahan arah yang begitu melenceng, dan sebagai acuan untuk mengetahui target dari sumur target.

Target Well : 197162.47 mE & 9640677.74 mN

Relief Well : 195759.17 mE & 9639867.15 mN

Sehingga Perbedaan Jarak yang ada

ΔE (EAST) : 1403.3 meter

ΔN (NORTH) : 810.59 meter

$$a = \tan^{-1} \left(\frac{1403.3}{810.3} \right)$$

$$a = \tan^{-1} 1.73$$

$$a = 59.98^\circ$$

$$Bearing = 180^\circ + 59.98^\circ \rightarrow 239.98^\circ \approx N240^\circ E$$

Sehingga jika dihubungkan dengan arah mata angin, arah pemboran.

4.4 Radius Kelengkungan

Merupakan seberapa jauh jarak yang dapat dijangkau dari panjang kelengkungan tersebut, bukan hanya itu saja penghitungan radius kelengkungan yang terbentuk juga sebagai indikator perhitungan untuk menentukan persamaan apa yang akan dipilih untuk rencana lintasan selanjutnya sehingga tidak ada kekeliruan yang terjadi saat operasi pemboran berlangsung.

$$R = \frac{180}{\pi} * \frac{1}{\frac{2}{30}}$$

$$R = 859.87 \text{ meter}$$

Diketahui :

$$TVD_3 = 2429 \text{ meter}$$

$$TVD_1 = 200 \text{ meter}$$

$$Dh = 1620 \text{ meter}$$

Pada penggunaan persamaan diatas pada lapangan AL-2 telah diketahui bahwa $R < D_h$. Sehingga dapat ditentukan penggunaan

persamaan selanjutnya sesuai dengan indikator R dan Dh yang berlaku.

4.5 Penentuan Inklinasi Maksimum

Sudut inklinasi sendiri memiliki nilai yang maksimum agar spesifikasi *dogleg* yang ada tidak berlebihan memaksakan *build up rate* yang dibuat. Sebagai salah satu faktor penentu terbentuknya lintasan yang akan dibuat maka pasti akan ada nilai kritis atau maksimal untuk pembentukan sudut itu sendiri untuk mencegah hal hal yang tidak diinginkan dalam pelaksanaan pemboran

$$\theta = 180 - \tan^{-1} \left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{Dh - R} \right) - \cos^{-1} \left(\frac{R}{TVD_3 - TVD_1} \right) \sin \left(\tan^{-1} \frac{TVD_3 - TVD_1}{Dh - R} \right)$$

$$\theta = 180^\circ - \tan^{-1} \left(\frac{2429 - 200}{1620 - 859.87} \right) - \cos^{-1} \left[\frac{859.87}{2429 - 200} * \sin \left(\tan^{-1} \left(\frac{2429 - 200}{1620 - 859.87} \right) \right) \right]$$

$$\theta = 180^\circ - 71.169 - 68.168$$

$$\theta = 40.31^\circ$$

4.6 Penentuan Panjang Lintasan End Of Build

Dengan penentuan panjang EOB atau akhir dari pembentukan sudut pemboran, kita dapat memperkirakan panjang lintasan yang melengkung sehingga kesalahan pada operasi pemboran dapat diminimalisir.

$$D_{EOB} = (\theta/q) + D_{KOP}$$

$$D_{EOB} = \left(40.31 / \frac{2^\circ}{30} \right) + 200$$

$$D_{EOB} = \frac{805 \text{ mMD}}{\pi}$$

$$L_{BC} = \frac{180}{\pi} * R * \theta$$

$$L_{BC} = \frac{180}{3.14} * 859.87 * 40.31^\circ$$

$$L_{BC} = 605 \text{ m}$$

Sehingga dapat dibuktikan dengan mengacu pada titik KOP yang telah dipastikan nilainya.

$$KOP = D_{EOB} - L_{BC}$$

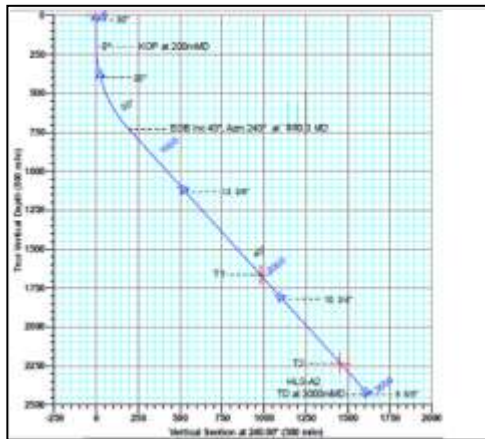
$$KOP = 805 - 605 = 200 \text{ meter}$$

Serta panjang *horizontal departure* titik

EOB (D_E) dapat dicari dengan persamaan:

$$D_E = 859.87 * (1 - \cos 40.66^\circ)$$

$$D_E = 219.26 \text{ m}$$



Gambar 4.2 Lintasan Program *Drilling Program AL-2*.

4.7 Penentuan Panjang Total Lintasan Pemboran

Penentuan panjang total dari suatu pemboran merupakan perhitungan panjang dari permukaan sampai ke titik target, karena dengan panjang total itu sendiri perusahaan dapat memperkirakan dengan logis kebutuhan dari proses pemboran, panjang yang dihitung bukanlah kedalaman yang terhitung secara vertikal (meter TVD) namun secara *measure depth* (meter MD) sehingga benar benar memberi gambaran tentang pengeboran yang akan dilakukan.

$$D_M = TVD_1 + \frac{\pi \cdot \theta \cdot R}{180^\circ} + \frac{TVD_3 - TVD_1 - R \cdot \sin \theta}{\cos \theta}$$

$$D_M = 200 + \left(\frac{3.14 \cdot 40.66 \cdot 859.87}{180} + \frac{2429 - 200 - 859.87 \cdot \sin(40.66)}{\cos 40.66} \right)$$

$$D_M = 3009 \text{ meter MD}$$

Dengan adanya gambaran dari lintasan pemboran yang nantinya akan dijadikan sebagai prosedur setelah disetujui oleh pihak yang berwenang untuk melaksanakan *drilling project* tersebut.

Table 4.1 Table *Trajectory Drilling Program*

Vertical depth (m)	Calculations		Measured depth (m)
	Vertical depth (m)	Horizontal displacement (m)	
KOP COB 200	0	0	200
Target 3009			3009
Minimum inclination Inclination (deg. H/E) Radius of curvature, R Line CD = DB - R, FD = 1229 m Line BD = TVD - TVD1 - R sin θ DB = 1420 m R = 859.87 m H = 884.87 m LTD(C) = 884.87 m Dc = 218.28 m Minimum angle of incl. θ = θ - Angle COB θ = 40.66° Line CD = √(Dc)² - (R)², CD = Line FD = CD tan θ, FD = End of back Measured depth = TVD1 + (θ/90)R = 2000 m Vertical depth = TVD1 - R sin θ = Displacement (Dc) = R sin θ = Target Measured depth = TVD1 + (θ/90)R - CD = 3009 m			

4.8 Perbandingan Perhitungan Manual dan Software

Dalam melakukan analisa yang semakin mendekati keberhasilan tentunya dibutuhkan sebuah perbandingan untuk membuat pendekatan yang mampu digunakan untuk mendekati hasil yang efisien. Salah satunya adalah dengan perbandingan *AL-2 software*. Berikut ini merupakan gambaran hasil dari perhitungan *software* yang digunakan.

Table 4.2 Hasil Perhitungan *Software* Pada Sumur AL-2

PROFIL SUMUR HLS-A2 N 240° (α = 40°)		DATA DASAR SUMUR	
Sensor (Cluster)	MIS-A3	Tipe Sumur	Sumur Pengembangan
Tipe Sumur	Ng Mula	Ng Pemboran	RTD #0.5/0.25/0.1
Tinggi Lantai Bor	0 m	Waktu Perforasi	0 m
Koordinat Permukaan	X = 191.26247 mE Y = 9.62482778 mN	Kealaman Akhir	3.000 mMD / 3.433 mTVD
Kealaman Awal	200 mMD	Titik Bekas	200 mMD
Waktu Perforasi	2' per 85 m	Waktu Perforasi	40'
Arus	N 240° E	End of Well	800 mMD
End of Well	800 mMD	Horizontal Displacement	2,020 m
Koordinat Kealaman	X = 195.29117 mE Y = 9.62482715 mN	Arus	2' = 1480.1 mMD
Waktu Perforasi	43.18 Hour	Target Test	Min 2025

Dalam mempermudah pembacaan perbandingan maka dapat dilihat dalam Table 4.3 dimana perbandingan parameter pemboran berarah dengan perhitungan *software* dan perhitungan manual.

Table 4.3 Perbandingan Data Perhitungan Manual dan Data *Software*.

Parameter	Perhitungan Manual	Data Software
Panjang Total Lintasan (Md)	3009	3000
Inklinasi Maksimal	40.31	40
Azimuth	239.9	240
End Of Build	805	800

Dari hasil perhitungan secara manual diperoleh bahwa, nilai perhitungan *software* tidak jauh berbeda dengan perhitungan secara manual, hal ini terlihat dari hasil perhitungan panjang total lintasan, inklinasi maksimum, azimuth, dan panjang dari titik *surface* ke EOB yang seperti terlihat pada Table 4.3.

3 Kesimpulan

Dari perhitungan yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa :

1. Besarnya titik KOP ke EOB adalah 605 mMD, sebagai nilai yang menunjukkan panjangnya lintasan pemboran yang melengkung.
2. Dari hasil analisa lebih lanjut dengan menggunakan metode perhitungan radius kelengkungan nilai inklinasi maksimal yang terbentuk sebesar 40.31° dan arah azimuth yang bernilai $N 239.8^{\circ} E$.
3. Panjang total lintasan adalah sebesar 3009 mMD, diperkirakan dari titik *surface* sampai titik target.
4. Berdasarkan perhitungan manual (Inklinasi, Azimuth, Panjang Kelengkungan, dan Panjang Total Lintasan) tidak terdapat perbedaan yang signifikan pada hasil analisa perhitungan manual dengan perhitungan hasil komputer (*Software Sperrysan*).

Daftar Pustaka

- Bourgoyne, A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., and Young, F.S. Jr., 1991: Applied drilling engineering. SPE Textbook Series, 2, 502 pp.
- Ellins Vivien 2009 “The Mathematic Of Directional Drilling” : University of Aberdeen.
- Mitchell B 1995.”Advanced Oil Well Drilling Engineering” USA : USA Library of Congress
- Omar Farah 2013 “Directional Well Design, Trajectory And Survey Calculation” Iceland : United Nation Unuversity
- REI, 2008: Drilling and testing of geothermal exploration wells in the Assal Area, Djibouti: Environmental management plan. Reykjavik Energy Invest, report REI-2008/Assal 1, 58 pp.
- Rubiandini Rudi 2010 “Teknik Pemboran Lanjutan” Bandung : Institut Teknologi Bandung
- Sperry-Sun, 2001: Directional surveying fundamentals. Sperry-Sun Training Department, a Halliburton Company, Houston, TX, United States, 108 pp.