

Pengaruh Build Up Angle Untuk Kestabilan Formasi Pada Proses Cabut Rangkaian BHA

Abdullah Rizky Agusman ^{1,*}, Eko Prastio ², Muhammad Alfarizi ³

¹ Fakultas Teknik ; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: abdullah.rizky@dsn.ubharajaya.ac.id

² Fakultas Teknik ; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id

³ Fakultas Teknik ; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: m.alfarizi@gmail.com

* Korespondensi: e-mail: abdullah.rizky@dsn.ubharajaya.ac.id

Submitted: 29/09/2024; Revised: 16/10/2024; Accepted: 29/10/2024; Published: 30/11/2024

Abstract

Directional drilling is a method for directing a drilled well along a predetermined path to reach the target. Vertical wells are usually defined as wells with a slope below 5°. Wells with a slope of more than 60° are also called directional wells. Directional drilling is only carried out for certain reasons and circumstances. The reasons for carrying out directional drilling are geographical reasons, geological reasons, and other reasons related to productivity issues. In this thesis the author tries to determine the KOP, azimuth, inclination and EOB points so that the process of extracting the BHA series can run smoothly without having to experience formation collapse or the BHA series being pinched in the formation in the MAR-1 well, followed by comparing the actual data.

Keywords: BHA, Directional drilling, EOB, KOP

Abstrak

Directional drilling adalah metode 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. Directional drilling hanya dilakukan karena alasan-alasan dan keadaan tertentu saja. Alasan dilakukannya directional drilling yaitu alasan geografis, alasan geologi, dan alasan lain yang menyangkut masalah produktivitas. Pada skripsi ini penulis mencoba untuk menentukan titik KOP, azimuth, inklinasi dan EOB agar proses pencabutan rangkaian BHA dapat berjalan lancar tanpa harus mengalami runtuhnya formasi ataupun rangkaian BHA terjepit diformasi pada sumur MAR-1 dilanjutkan dengan membandingkan data aktualnya.

Kata kunci: BHA, Directional drilling, EOB, KOP

1. Pendahuluan

Kebutuhan akan minyak dan gas bumi sebagai sumber energi hingga saat ini terus meningkat. Oleh karena itu perlu dilakukan usaha – usaha yang efektif untuk meningkatkan perolehannya seerta eksplorasi reservoir baru dari minyak maupun gas bumi. Hal ini akan terus beriringan dengan perkembangan dan kemajuan teknologi dalam industry perminyakan yang terus dikembangkan. Untuk itu mencari minyak dan gas kita harus melewati beberapa tahapan, yang pertama Survei Geologi, Seismik, Drilling dan Produksi. Untuk pengaruh penarikan BHA pada Build Up Angle itu sendiri masuk kedalam Drilling. Dalam pengaruh Build Up Angle itu sendiri sangat berpengaruh pada proses pencabutan rangkaian BHA di formasi.

2. Metode Penelitian

Data yang diperoleh langsung dari sumber-sumber yang diamati dan dicatat pertama kali atau diperoleh langsung oleh peneliti di lapangan atau Perusahaan.

3. Hasil dan Pembahasan

Menentukan titik KOP

Setelah mengetahui formasi didalam sumur “MAR-1” ditentukan titik KOP kedalaman 1000 TVD.

Tabel 1. Formasi Detail Sumur MAR-1

MD (ft)	TVD (ft)	Formasi	keterangan
1000.00	1000.00	Air Bekanat	KOP Start Build 3°
3276.49	3131.40		
5555.72	5222.40	Gumai	
6905.16	6460.40	Intra Gumai Sand	
7397.85	6912.40	Baturaja	Target Satu
8342.89	7773.40		
8594.00	8009.77	Pendopo	Target Dua

Menentukan titik Azimuth

Dalam menentukan sudut azimuth, dibutuhkan data antara lain adalah Titik Koordinat surface yaitu N:9,768,610.60 dan E:365,269.84 selanjutnya koordinat target yaitu N:9,769,322.00 dan E:365,110.00, setelah mendapatkan kedua data tersebut, selanjutnya adalah menghitung sudut azimuth dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

Diketahui :

$$E1 = 365,269.84 \quad N1 = 9,768,610.60$$

$$E2 = 365,110.00 \quad N2 = 9,769,322.00$$

$$X = E2 - E1$$

$$= 365,110.00 - 365,269.84$$

$$= -159,84$$

$$Y = N2 - N1$$

$$= 9,769,322.00 - 9,768,610.60$$

$$= 711,4^{\circ}$$

$$\alpha = \text{Tan}^{-1} (X/Y)$$

$$= \text{Tan}^{-1} (-159,84/711,4)$$

$$= \text{Tan}^{-1} -0,224683722$$

$$= -12,66^{\circ}$$

$$\alpha = 360^{\circ} - 12,66^{\circ}$$

$$= 347,34^{\circ}$$

Keterangan :

$$\alpha = \text{Sudut azimuth } (^{\circ})$$

Menentukan inklinasi maksimum

Menentukan jari-jari kelengkungan / Radius of Curvature (R) dengan persamaan

$$R = \frac{180^{\circ}}{\pi} \times \frac{1}{BUR}$$

$$R = \frac{180^{\circ}}{33,14} \times \frac{1}{\left(\frac{2}{100}\right)}$$

$$R = 859,87 \text{ ft}$$

Keterangan :

R = Panjang Busur Pembelokkan (ft)

α = Sudut inklinasi ($^{\circ}$)

Untuk menentukan sudut inklinasi dapat menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\alpha = 180 - \arctan \left(\frac{TVD - KOP}{HD - R} \right) - \arccos \left(\frac{R}{TVD - KOP} \right) \times \sin \left(\arctan \frac{TVD - KOP}{HD - R} \right)$$

$$\alpha = 180 - \arctan \left(\frac{8009,77-1000}{729,13-859,87} \right) - \arccos \left(\frac{859,87}{8009,77-1000} \right) \times \sin \left(\arctan \left(\frac{8009,77-1000}{729,13-859,87} \right) \right) = 18,25^{\circ}$$

Keterangan :

BUR = Build Up Rate ($^{\circ}/100$ ft)

Penentuan panjang lintasan End of Build

Dengan penentuan panjang End of Build, mengacu pada titik di mana lubang sumur berhenti meningkatkan sudut deviasinya dan berlanjut pada sudut konstan menuju target.

$$D_{EOB} = \left(\frac{\alpha}{R} \right) + D_{KOP}$$

$$D_{EOB} = \left(\frac{18,25}{859,87} \right) + 1000 = 1.000,021 \text{ mMD}$$

$$L_{BC} = \frac{\pi}{180} \times R \times \alpha$$

$$L_{BC} = \frac{3,14}{180} \times 859,87 \times 18,25^{\circ}$$

$$L_{BC} = 273,749 \text{ m}$$

Panjang horizontal departure titik EOB (DE) dapat dicari dengan persamaan:

$$D_E = 859,87 \times (1 - \cos 18,25^{\circ})$$

$$D_E = 51,59 \text{ m}$$

Keterangan :

D_E = Panjang horizontal departure titik EOB (Meter)

L_{BC} = Panjang lintasan B - C (Meter)

Menentukan target Measured Depth

Dalam menentukan target measured depth dapat dilakukan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Target Measured depth} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + BC$$

$$\text{Line DC} = D_2 - R$$

$$\text{Line DO} = V_3 - V_1$$

$$\text{Angle DOC} = \tan^{-1} \left(\frac{R}{DO} \right)$$

$$\text{Line OC} = \frac{DO}{\cos DOC}$$

$$\text{Line } BC = \sqrt{OC^2 - R^2}$$

$$\text{Line } DC = 8009,77 - 859,87 = 7149,9\text{ft}$$

$$\text{Line } DO = 8009,77 - 1000 = 7009,77\text{ft}$$

$$\text{Angle } DOC = \tan^{-1} \left(\frac{7149,9}{7009,77} \right) = 0,795^\circ$$

$$\text{Line } OC = \frac{7009,77}{\cos 0,795} = 10.009,88$$

$$\text{Line } BC = \sqrt{10.009,88^2 - 859,87^2} = 729.366,53$$

$$\text{Target Measured depth} = 1000 + \frac{18,25}{2} + 729.366,53 = 7303,75 \text{ ft}$$

Keterangan :

BUR = Build Up Rate (°/100 ft)

R= Panjang Busur Pembelokkan (ft)

V1 = TVD dari bagian lurus/permukaan ke KOP

V3 = TVD bagian tangen ke kedalaman total

Spesifikasi alat

Dalam suatu proses pemboran berarah suatu rangkaian *bottom hole assembly* (BHA) sangat diperhitungkan penggunaannya karena berat dan panjang yang digunakan akan berpengaruh terhadap tekanan yang dihasilkan oleh *bit*.

Tabel 2. Susunan BHA pada lubang 17 ½

Component	Diameter		Length (ft)		Weight (ft)	
	OD (In)	D (In)	Comp.	Cum.	Comp.	Cum.
HWDP x24	5	3	733.68	1020.42	49	35950.32
Drill Collar x3	6 ½	2 ¾	91.34	286.74	93	8494.62
Sub X/O	8	3	3.01	195.4	147	442.47
Drill Collar	8	3	30.57	192.39	147	4493.79
Jar	8 1/8	3 5/8	23.29	161.82	144	3353.76
Drill Collar	8	3	30.3	138.53	147	4454.1
IM Drill Collar	8	3 ½	30.05	108.33	139	4176.95
UP/UPU	8	3 ¼	5.17	78.18	213	1101.21
WD NaviTrack	8	3 ¼	27.3	73.01	123	3357.9
Stab String	8 ¼	2 ¾	8.02	45.71	181	1451.62
otor Steerable	9 ½	7.6	36.09	37.69	216	7795.44
Bit	17 ½		1.6	1.6	100	160

Tabel 3. Susunan BHA pada lubang 8 ½

Component	Diameter		Length (ft)		Weigth (lbs)	
	OD (in)	ID (in)	comp.	cum	comp.	cum
HWDP x24	5	3	733.68	1115.55	49	35950.32
Drill Collar x4	61/2	3	122.07	381.87	93	11352.51
Jar	64/9	25/8	32.49	259.8	144	4678.56
Drill Collar	61/2	3	122.58	227.31	147	18019.26

x4						
NM Drill collar	63/4	24/5	31.12	104.73	139	4325.68
UP/UPU	63/4	31/4	5.07	73.61	213	1079.91
MWD NaviTrak	63/4	31/4	31.05	68.54	123	3819.15
Stab String	61/2	27/8	4.57	37.49	181	827.17
Motor Steerable	63/4	5.4	31.97	32.92	216	6905.52
Bit - PDC - fixed cutter	81/2		0.95	0.95	100	95

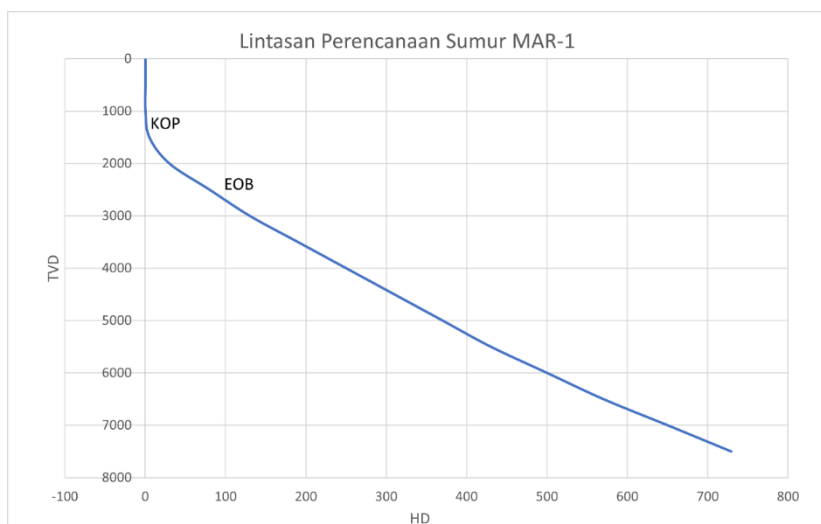
Dengan hasil perhitungan diatas, titik KOP berada dikedalaman 1000ft dengan pengeboran berarah dimulai dengan sudut 3° dapat meminimalkan penerapan tekanan mendadak pada formasi, sehingga dapat mengurangi resiko ketidakstabilan lubang sumur. Perhitungan Azimuth dan Kemiringan: Menggunakan koordinat permukaan dan target, azimuth dihitung sebesar 347,34 derajat. Kemiringan maksimum yang diperlukan untuk mencapai target ditentukan sebesar 18,25 derajat, dihitung dengan metode Radius of Curvature. Parameter ini memastikan bahwa jalur lubang sumur ini berada dalam toleransi untuk kontrol lintasan dan stabilitas formasi.

Dengan menggunakan konfigurasi BHA untuk lubang 17 1/2" mencakup HWDP, drill collar, jar, dan steerable motor dapat menyeimbangkan distribusi berat dan gaya, sehingga mengurangi kemungkinan terjepit atau tekuk selama pengeboran dan pada proses cabut BHA diformasi.

Dari data diatas dilakukan analisa perencanaan lintasan pemboran berarah yang akan dibandingkan dengan data aktualnya, sebagai berikut :

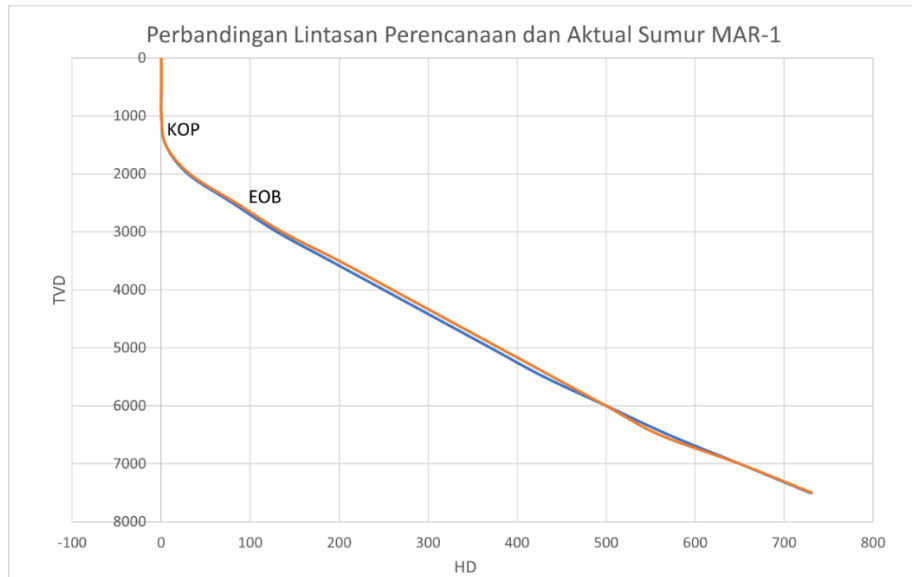
Tabel 4. Perbandingan data perhitungan dan aktual

Deskripsi	Perhitungan	Aktual
Azimuth	347,34°	347,34°
Inklinasi	18,25°	18,45°
HD	729,13 ft	731,13 ft



Gambar 1. Lintasan perencanaan sumur MAR-1 (Excel)

Setelah dibandingkan dengan data aktual di lapangan didapatkan lintasan yang sedikit berbeda dengan perencanaan awalnya.



Gambar 2. Perbandingan lintasan perencanaan dan aktual sumur MAR-1 (Excel)

Yang dimana pada perubahan jalur menuju target tidak terlalu mempengaruhi pada proses cabut rangkaian BHA dikarenakan besaran sudut inklinasi yang terlalu menekuk sehingga rangkaian BHA dapat menghindari dari runtuhnya formasi dan terjepitnya rangkaian BHA.

4. Kesimpulan

Dengan menggunakan metode *minimum of curvature* dengan bentuk lintasan J tipe dari hasil perhitungan didapat hasil Azimuth = $347,34^\circ$, Inliknasi = $18,25^\circ$, horizontal displacement (HD= 729,13ft. Panjang lintasan KOP ke EOB adalah 51,59 mMD, sebagai nilai yang menunjukkan panjangnya lintasan pemboran yang melengkung. Dari data diatas dilakukan analisa perencanaan lintasan pemboran berarah yang didapatkan dari perenecanaan dan aktual pemborannya tidak jauh beda.

Daftar Pustaka

- Manggala Swaputra Arkkawimba, "Analisa Deviasi Inklinasi dan Azimuth Pada Directional Drilling Well dan Pengaruhnya Terhadap Drill String Design(Tension, Drag, Torsi, dan Buckling) pada sumur WB-D15A Lapangan Jabung", Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" jogja, 2013.
- BG Group., 'Well Engineering and Productions Management System', WEPO – Well Engineering Manager, November, 2001
- Rabia, Husain, "Well Engineering & Construction", Published by Grahara & Totman, University of Newcastle, Tyne, 1985.
- Rubiandini, Rudi., "Teknik Operasi Pemboran Vol. 1", Ganesha, ITB, 2012.
- Rubiandini, Rudi., "Teknik Operasi Pemboran Vol. 2", Ganesha, ITB, 2012.
- Rubiandini, Rudi., "Teknik Operasi Pemboran Vol. 3", Ganesha, ITB, 2012.
- Anadrill, "Directional Drilling Training Manual", Schlumberger, 1996