

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur "A-A" Lapangan "CPG"

Avis Akbar*, Sari Wulandari Hafsari, Lia Yunita

Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Proklamasi 45 Yogyakarta Indonesia

*Corresponding Author : avisakbar03@gmail.com

Abstract

In drilling activities, wellbores inevitably experience deviation, commonly referred to as a crooked hole. If the deviation is significant, the loading on the drill string becomes one of the reasons why drilling does not go as planned and may even fail. The purpose of the research is to determine whether there is a deviation in the drilling path between the planned trajectory and the actual trajectory in well 'A-A' in the CPG field. By evaluating the drilling path deviation, it can be determined whether the load experienced by the drill string exceeds the predefined limits. The Minimum of Curvature method has the advantage of having minimal deviation and inclination, making it accurate with the plan. Therefore, this method is used to calculate the drilling path. Using the parameters of Measured Depth, Inclination, and Azimuth, the method will calculate the Radius Factor, Grid North, Grid East, Vertical Depth, and Vertical Section. The planned and actual data will then be compared to identify any deviation. Drill string load calculations will be performed if a deviation is found using the H. Rabia and Bill Mitchel equations to calculate Weight on Bit, Drag, Tension, Margin of Overpull, Torsion, and Buckling Load. The deviation results, such as at the Kick Off Point (KOP), show that in the plan, it is located at a depth of 1,378.02 Ft MD and 0.75 Ft Vsec, while in actual practice, it is at a depth of 1,275.65 Ft MD and -0.79 Ft Vsec. In Trajectory #1 for Surface Casing in the plan, it is at a depth of 2,067.03 Ft MD and 89.21 Ft Vsec, while in actual practice, it is at a depth of 1,963.68 Ft MD and 80.42 Ft Vsec. In Trajectory #2, the plan is at a depth of 3,724.52 Ft MD and 402.38 Ft Vsec, while in actual practice, it is at 3,695.72 Ft MD and 385.71 Ft Vsec.

Keywords: Path, Trajectory, Route, Loading, Deviation

Abstrak

Pada kegiatan pengeboran, lubang sumur pasti mengalami deviasi atau penyimpangan yang biasa disebut dengan crooked hole. Jika penyimpangan yang terjadi besar, maka pembebanan pada drill string menjadi salah satu alasan pengeboran menjadi tidak sesuai rencana bahkan gagalnya pengeboran. Adapun tujuan penelitian untuk melihat apakah terdapat penyimpangan pada lintasan pengeboran antara perencanaan dengan aktual yang terjadi pada sumur "A-A" lapangan CPG. Dengan dievaluasinya penyimpangan lintasan pengeboran, maka dapat diketahui Beban yang dialami drill string melebihi dari batasan yang sudah ditetapkan atau tidak. Minimum Of Curvature memiliki kelebihan Deviasi dan Inklinasi yang sedikit sehingga akurat dengan perencanaan. Oleh karena itu, Metode tersebut yang digunakan untuk menghitung lintasan pengeboran. Dengan parameter Measured Depth, Inklinasi, dan Azimuth akan menghitung Radius Factor, Grid North, Grid East, Vertical Depth, dan Vertical Section. Kemudian akan dibandingkan antara Perencanaan dan Aktual untuk melihat penyimpangan. Perhitungan pembebanan Drill String dilakukan jika di temukan penyimpangan menggunakan persamaan H.Rabia Dan Bill Mitchel untuk menghitung Weight On Bit, Drag, Tension, Margin Of Overpull, Torsion, dan Buckling Load. Hasil penyimpangan seperti di Kick Of Point (KOP) pada perencanaan berada di kedalaman 1.378,02 Ft MD dan 0,75Ft Vsec, sedangkan pada pelaksanaan berada di kedalaman 1.275,65 Ft MD dan -0,79Ft Vsec. Pada Trayek #1 Casing Surface di Pelaksanaan berada di kedalaman 2.067,03 Ft MD dan 89,21 Ft Vsec, sedangkan pada Aktual berada di kedalaman 1.963,68 Ft MD dan 80,42 ft Vsec. Pada Trayek #2, Perencanaan berada di kedalaman 3.724,52 Ft MD dan 402,38ft Vsec, pada pelaksanaan berada di 3.695,72 Ft MD dan 385,71ft Vsec.

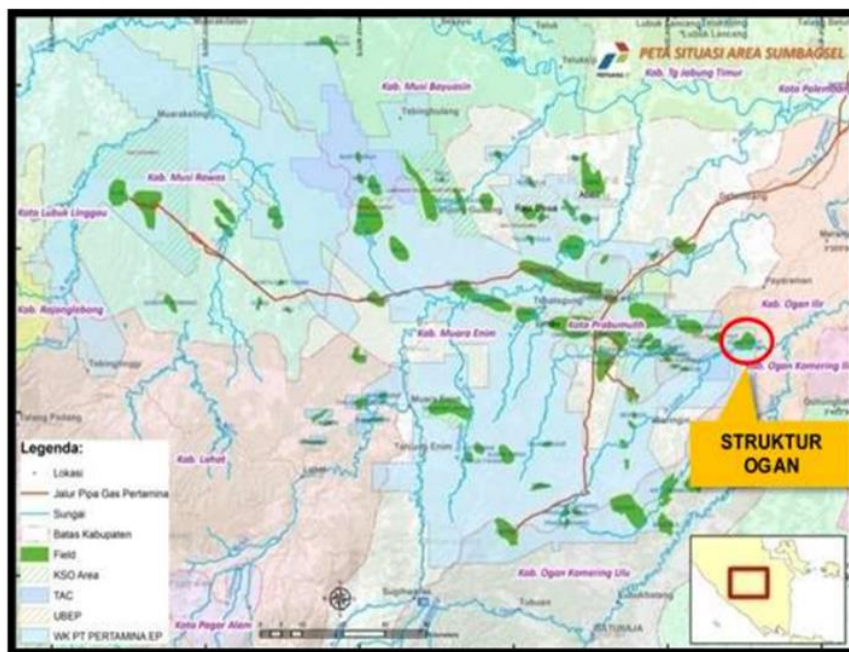
Kata Kunci : Lintasan, Trajectory, Trayek, Pembebanan, Penyimpangan

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur "A-A" Lapangan "CPG"

I. PENDAHULUAN

Pemboran berarah adalah suatu teknik membelokkan lubang sumur untuk kemudian di arahkan ke suatu sasaran tertentu di dalam formasi. Alasan dilakukannya pemboran berarah untuk menghindari dan menanggulangi masalah yang ada seperti masalah geografis, masalah geologis, dan ekonomis. Pemboran berarah terbagi menjadi tiga tipe yaitu tipe I (*Build and Hold*), tipe II (*Build-Hold and Drop/S*) dan tipe III (*Continuous Build Type*). Saat berlangsungnya pemboran berarah, tidak jarang mengalami penyimpangan lintasan. Penyimpangan lintasan terjadi karena terdapat faktor yang mempengaruhi kemiringan dan arah lubang bor, seperti penembusan formasi pemboran dan formasi dengan bidang berlapis. Drill string merupakan rangkaian pipa bor yang berfungsi untuk meneruskan atau mentransmit tenaga mekanik (*rotary table*), *hydraulic power (pressure & flowrate)*, dan *weight on bit (WOB)*. Pada *drill string* terdapat pembebanan yang harus diperhatikan untuk memastikan keamanan dan keberhasilan operasi pemboran seperti beban Tension, beban Torsion, beban *Drag* dan *Buckling Load* Halik (2024) dalam skripsinya yang berjudul "Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String Pada Sumur "Cr26" Lapangan "BY"" menjelaskan bahwa sumur "CR26" mengalami perubahan berupa naiknya nilai sudut inklinasi pada interval kedalaman 123,00-412,18 mMD/55,7-341,47 mTVD. Trajectory pada sumur "CR26" dengan perencanaan kedalaman 1.300.35 mMD sedangkan pada pelaksanaan hanya 1.200.00 mMD yang diperkirakan mempengaruhi pembebanan yang terjadi pada drill string. Oleh karena itu dilakukan perhitungan pada pembebanan drill string (tension, drag, torsion, dan buckling) pada interval-interval yang mengalami penyimpangan tersebut, hasil perhitungan pembebanan drill string (tension, drag, torsion, dan buckling) masih memenuhi Batasan yang di persyaratkan MOP. Dimana dalam pelaksanaannya setelah perencanaan dibuat dan praktek pemboran berarah diprogramkan, maka dilakukan pengukuran sudut kemiringan dan arah lubang bor (dilakukan survei). Diperlukan metode perhitungan hasil survey lintasan sumur yang tepat dan akurat, dan oleh karena itu akan dilakukan perhitungan hasil survei dengan 3 metode pada sumur "A-25" yaitu Metode Minimum Of Curvature, Tangential dan Angle Averaging. Deviasi total depth pada sumur "A-25" menggunakan metode Minimum of Curvature dan data aktual di lapangan didapat TVD sebesar 0,03 ft, vertical section sejauh 36,35 ft, jarak koordinat North/South 2,06 ft dan jarak koordinat East/West 2,11 ft. Dengan menggunakan metode Tangential, hasil yang didapatkan pada kedalaman total depth adalah TVD sebesar 6201,34 ft, vertical section sejauh 859.02 ft, jarak koordinat North/South 585,89 ft dan jarak koordinat East/West 877,39 ft. Deviasi pada kedalaman total depth antara metode Tangential dan data aktual hasil survey adalah TVD sebesar 5,16 ft, vertical section sejauh 54,06 ft, jarak koordinat North/South 12,31 ft dan jarak koordinat East/West 12,19ft. Terlihat deviasi yang cukup jauh pada perhitungan vertical section. Kemudian, menggunakan metode Angle Averaging, didapatkan pada kedalaman total depth adalah TVD sebesar 6206,54 ft, vertical section sejauh 841,31 ft, jarak koordinat North/South 570,29 ft dan jarak koordinat East/West 567,79 ft. Deviasi pada kedalaman total depth antara metode Angle Averaging dan metode data aktual hasil survei adalah TVD sebesar 0,04 ft, vertical section sejauh 36,35 ft, jarak koordinat North/South

3,29 ft dan jarak koordinat East/West 2,59 ft. (Bunda, Anggi A. N.,2017). Secara geografis struktur CPG terletak kurang lebih 35 km sebelah timur kota Prabumulih, dikelilingi oleh Lapangan Tanjung Tiga di sebelah Barat, Lapangan Tanjung Miring Timur di sebelah Selatan, dan Lapangan Tanjung Miring Barat - Tangai di sebelah Barat Daya. Sejarah pengoperasian Lapangan CPG adalah pertama kali dikembangkan oleh BPM Batavia pada tahun 1937 – 1957, dilanjutkan oleh PT Pertamina selama tahun 1958 – 2004 dan terakhir oleh PT Pertamina EP sejak 2005 sampai sekarang. Pemboran pertama sumur A-A, dilakukan oleh BPM pada tahun 1937 tetapi tidak menemukan prospek hidrokarbon. Baru pada pemboran A-A-03, pada tahun 1938 dihasilkan gas. Sampai Saat ini telah dilakukan pemboran sebanyak 43 Sumur yang saat ini terbagi menjadi beberapa sumur produksi aktif, sumur injeksi dan sumur suspend.

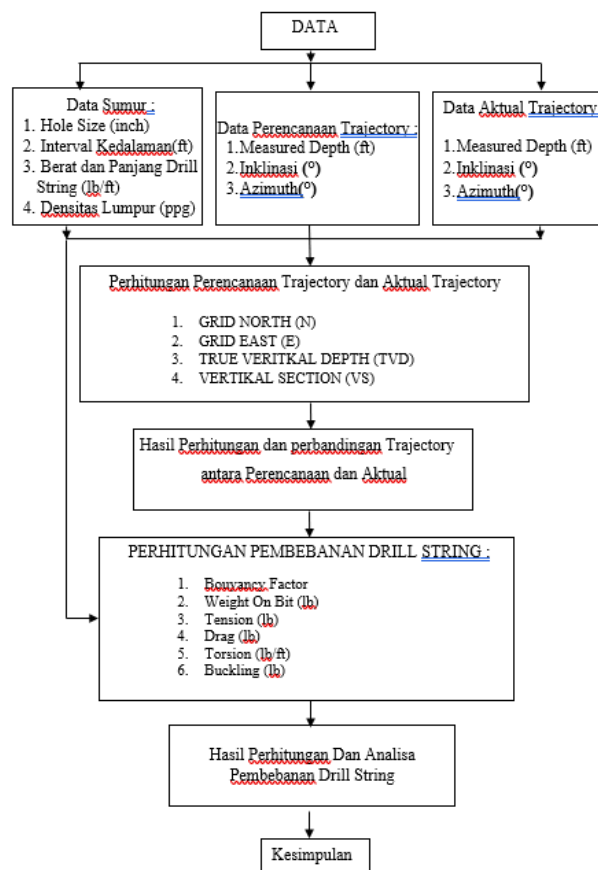


Gambar 1 Peta Sumur “A-A” Lapangan “CPG”

II. METODOLOGI

Dalam pengambilan dan pengumpulan data sumur yang ada di Lapangan akan dilakukan evaluasi Trajectory dan pembebanan pada Drill String agar mengetahui faktor-faktor yang mempengaruhi pengeboran. Adapun metodologi penelitian dapat dilihat pada gambar 2.

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur “A-A” Lapangan "CPG"



Gambar 2. Bagan Alir Penelitian

Tabel 1. Spesifikasi Sumur “A-A” Lapangan “CPG”

Parameter	Nilai	Satuan
Kordinat Rig	444370.827	mE
	9612170.890	mN
Kordinat Target	444243.35	mE
	9612171.39	mN
Target Depth	4558,62	Ft
KOP	1378,02	Ft
13 3/8” Casing	1963,68	Ft
9 5/8 Casing	3.695,72	Ft
7 Casing	4.557,3	Ft
BUR	2/98,43	°/Ft

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

III.1 Perhitungan Trajectory Minimum Of Curvature

Perencanaan dilakukan perhitungan pada *Setting Depth Casing Surface*, *Setting depth Casing Intermediate*, dan *Setting depth Casing Production* untuk mendapatkan nilai *Grid North (N)*, *Grid East (E)* *True Vertical Depth (TVD)*, dan *Vertical Section (Vsec)* Dengan Metode *Minimum of Curvature*. Adapun data yang diperlukan yaitu data *Measured Depth (MD)*, Sudut *Inklinasi (I)* dan arah *Azimuth (A)*. dan pada Aktual dilakukan hal yang serupa pada *Setting Depth Casing Surface*, *Setting depth Casing Intermediate* dan *Setting depth Casing Production*.

A. Perhitungan Perencanaan Trajectory

Trajectory #1 Casing Surface 13 3/8' dikedalaman 2004,03 Ft MD

1. Penentuan Dog Leg dan Radius Factor di kedalaman 2004,03ft MD

$$\begin{aligned} \cos \text{Dogleg } 2004,03 \text{ ft MD} &= \cos (I1 - I2) - \{ \sin (I1) \sin (I2) [1 - \cos (A2 - A1)] \} \\ &= \cos(10,6^\circ - 9,8^\circ) - \{ \sin (10,6^\circ) \sin(9,8^\circ) [1 - \cos (270,1^\circ) - \\ &\quad 270,3^\circ)] \} \\ &= 1^\circ \\ \text{Dog Leg} &= 1 \left(\frac{2\pi}{360} \right) \\ &= \mathbf{0,017^\circ} \end{aligned}$$

Jika harga DL < 0,25 maka nilai RF adalah 1

Jika harga DL > 0,25 maka menggunakan Persamaan RF

$$\text{Radius Factor} = 1$$

2. Penentuan Titik Lokasi Pengeboran

Grid North dan Grid East

$$\begin{aligned} \text{a. } \Delta N &= \frac{\Delta MD}{2} * (\sin I_1 \cdot \cos A_1 + \sin I_2 \cdot \cos A_2) RF \\ \Delta N &= \frac{\Delta 98,43}{2} * (\sin 10,6^\circ \cdot \cos 270,3^\circ + \sin 9,8^\circ \cdot \cos 270,1^\circ) 1 \\ \Delta N &= 0,03 \text{ meter atau } 0,10 \text{ Ft} \\ N &= \Delta N_n + \Delta N_{n-1} \\ N &= -0,05 + (0,03) \\ N &= \mathbf{-0,01 \text{ meter atau } -0,03281 \text{ ft}} \\ \text{b. } \Delta E &= \frac{\Delta MD}{2} * (\sin I_1 \cdot \sin A_1 + \sin I_2 \cdot \sin A_2) RF \\ \Delta E &= \frac{\Delta 98,43}{2} * (\sin 10,6^\circ \cdot \sin 270,3^\circ + \sin 9,8^\circ \cdot \sin 270,1^\circ) 1 \\ \Delta E &= -8,84 \text{ meter / } -29 \text{ ft} \\ E &= GN_n + GN_{n-1} \\ E &= -15,68 + (-8,84) \\ E &= \mathbf{-24,51 \text{ meter atau } -80,417 \text{ ft}} \end{aligned}$$

3. True Vertical Depth (TVD)

$$\begin{aligned} \Delta VD &= \frac{\Delta MD}{2} * (\cos I_1 + \cos I_2) RF \\ \Delta VD &= \frac{\Delta 98,43}{2} * (\cos 10,6^\circ + \cos 9,8^\circ) 1 \\ \Delta VD &= 49,11 \text{ meter atau } 161,13 \text{ Ft} \\ \Delta VD &= TVD_n + TVD_{n-1} \\ \Delta VD &= 49,11 + 559,93 \\ \Delta VD &= \mathbf{609,04 \text{ m atau } 1998,26 \text{ Ft}} \end{aligned}$$

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur "A-A" Lapangan "CPG"

4. Closure Direction and Closure Distance

a.
$$CD_{Dir} = \tan^{-1}\left(\frac{East}{North}\right)$$

$$CD_{Dir} = \tan^{-1}\left(\frac{-24,51}{-0,01}\right)$$

$$CD_{Dir} = 89,97 \text{ m atau } 295,19 \text{ ft}$$

b.
$$CD_{Dis} = \sqrt{(N)^2 + (E)^2}$$

$$CD_{Dis} = \sqrt{(-0,01)^2 + (-24,51)^2}$$

$$CD_{Dis} = 24,51 \text{ m / } 80,41 \text{ ft}$$

5. Vertikal Section

$$V_{sec} = \text{Closure Distance} \times \cos (\text{Target Direction} - \text{Closure Direction})$$

$$V_{sec} = 24,51 \times \cos (270,3 - 89,97)$$

$$V_{sec} = 24,51 \text{ m / } 80,42 \text{ ft}$$

Perhitungan yang sama untuk Casing intermediate dan Casing Production

B. Perhitungan Aktual Trajectory

Trajectory #1 Casing Surface 13³/₈' dikedalaman 2.004,03 Ft MD

1. Penentuan cos Dog Leg dan Radius Factor

$$\begin{aligned} \cos \text{ Dog Leg } 2.004,03 \text{ Ft MD} &= \cos (I_1 - I_2) - \{ \sin (I_1) \sin (I_2) [1 - \cos (A_2 - A_1)] \} \\ &= \cos(10,6^\circ - 9,8^\circ) - \{ \sin (10,6^\circ) \sin (9,8^\circ) [1 - \cos (270,3^\circ - 270,1^\circ)] \} \\ &= 0,99^\circ \\ \text{Dog Leg} &= 0,99 \left(\frac{2\pi}{360} \right) \\ &= 0,01\pi \end{aligned}$$

Jika harga DL < 0,25 maka nilai RF adalah 1

Jika harga DL > 0,25 maka menggunakan Persamaan RF

$$\text{Radius Factor} = 1$$

2. Grid North dan Grid East

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

$$\Delta N = \frac{449,9}{2} * (\sin 9,8 * \cos 270,1 + \sin 10,6 * \cos 270,3) * 1$$

$$\Delta N = 0,03 \text{ meter / } 0,09 \text{ ft}$$

$$N = GN_n + GN_{n-1}$$

$$N = \Delta N_n + \Delta N_{n-1}$$

$$N = 0,03 + (-0,05)$$

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

$$\Delta E = \frac{449,9}{2} * (\sin 9,8 * \sin 270,1 + \sin 10,6 * \sin 270,3) * 1$$

$$\Delta E = -8,84 \text{ meter / } -28,97$$

$$E = -8,83 + (-15,68)$$

$$E = -24,51\text{m atau } -80,41\text{ft}$$

3. True Vertical Depth (TVD)

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

$$\Delta\text{VD} = \frac{449,9}{2} * (\cos 9,8 + \cos 10,6) \text{ 1}$$

$$\Delta\text{VD} = 49,11 \text{ m / } -161,13 \text{ ft}$$

$$\text{VD} = \text{TVD}_n + \text{TVD}_{n-1}$$

$$\text{VD} = 49,11 + 559,94$$

$$\text{VD} = 609,05\text{m atau } 1998,29\text{Ft}$$

4. Closure Direction and Closure Distance

$$\text{a. } \text{CDir} = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{\text{east}}{\text{North}}\right)$$

$$\text{CDir} = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{-24,51}{-0,02}\right)$$

$$\text{CDir} = 89,97 \text{ m atau } 295,12\text{ft}$$

$$\text{b. } \text{CDis} = \sqrt{(\text{N})^2 + (\text{E})^2}$$

$$\text{CDis} = \sqrt{(-0,02)^2 + (-24,51)^2}$$

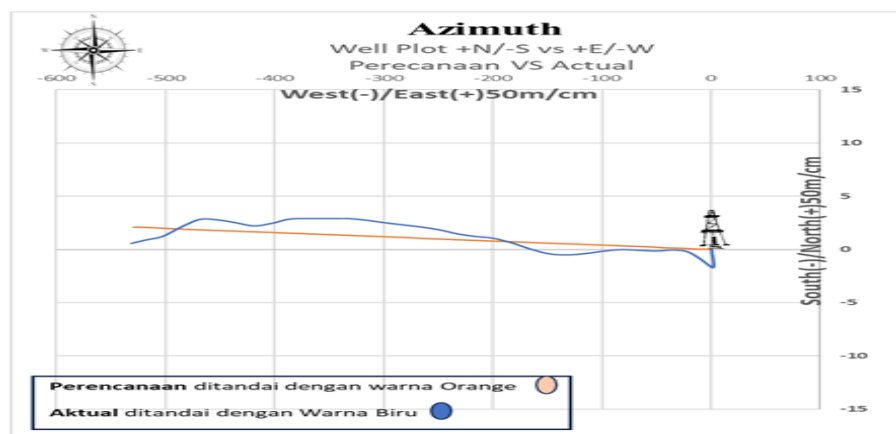
$$\text{CDis} = 24,51\text{m atau } 80,41\text{ft}$$

5. Vertikal Section

$$\text{Vsec} = \text{Closure Distance} \times \cos (\text{Target Direction} - \text{Closure Direction})$$

$$\text{Vsec} = 24,51 \times \cos (270,3 - 89,97)$$

$$\text{Vsec} = 24,51\text{m atau } 80,41\text{ft}$$

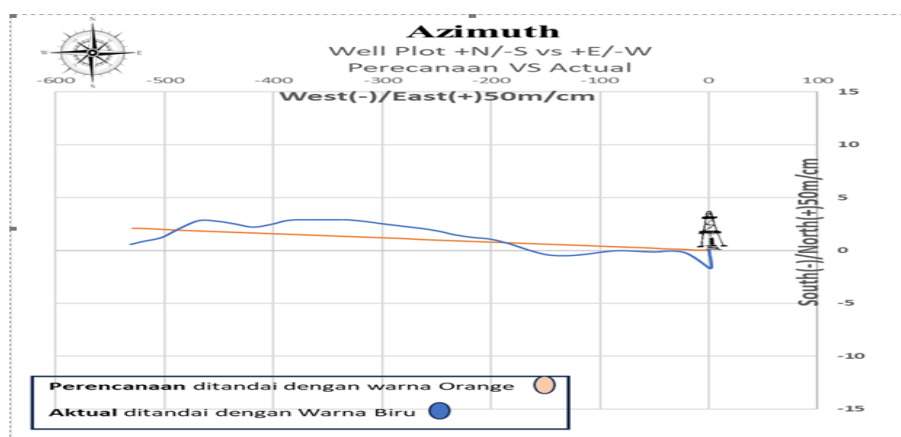


Gambar 3 Perbandingan Azimuth pada Perencanaan lintasan dengan Aktual lintasan berdasarkan +N/-S VS +E/-W

3.4 Perhitungan Trajectory Minimum Of Curvature

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur "A-A" Lapangan "CPG"

Pada Perencanaan dilakukan contoh perhitungan pada Setting Depth Casing Surface, Setting depth Casing Intermediate, dan Setting depth Casing Production untuk mendapatkan nilai Grid North (N), Grid East (E) True Vertical Depth (TVD), dan Vertical Section (Vsec) Dengan Metode Minimum of Curvature. Adapun data yang diperlukan yaitu data Measured Depth (MD), Sudut Inklinasi (I) dan arah Azimuth (A). dan pada Aktual dilakukan hal yang serupa pada Setting Depth Casing Surface, Setting depth Casing Intermediate dan Setting depth Casing Production.



Gambar 4. Perbandingan Azimuth pada Perencanaan lintasan dengan Aktual lintasan berdasarkan +N/-S VS +E/-W

Tabel2. Hasil Perbandingan Kick Of Point (KOP)

Kick Of Point (KOP)		
Parameter	Perencanaan	Aktual
Grid North	0,00°	-1,73°
Grid East	-0,75°	0,78°
TVD	1.378,02ft	1.275,65ft
Vertical Section	0,75ft	-0,78ft

Tabel 3. Hasil Perbandingan Trajectory di Section #1 Casing Surface

Section #1 Casing Surface 13 3/8" 0FtMD - 2.004,03FtMD				
Parameter	Perencanaan	Aktual	Rata Rata Perencanaan	Rata Rata Aktual
Grid North	0,30°	-0,03°	0,04°	-0,71°
Grid East	-71,82°	-80,41°	-10,82°	-10,43°

TVD	1963,51ft	1998,29ft	1.033,97ft	1.079,69ft
Vertical Section	71,82ft	80,41ft	10,82ft	10,43ft

Tabel 4. Hasil Perbandingan Trajectory di Section #2 Casing Intermediate

Section #2 Casing Intermediate 9 5/8" 2.004,03FtMD - 3.734,76FtMD				
Parameter	Perencanaan	Aktual	Rata Rata Perencanaan	Rata Rata Aktual
Grid North	1,51°	2,85°	0,93°	1,43°
Grid East	-384,99°	-385,71°	-237,1°	-240,7°
TVD	3.707,37ft	3701,85ft	2.883,89ft	2.882,4ft
Vertical Section	384,99ft	385,71ft	237,1ft	240,7ft

Tabel 5. Hasil Perbandingan Trajectory di Section #3 Casing Produksi

Section #3 Casing Produksi 7" 3.734,76FtMD - 4.557,3FtMD				
Parameter	Perencanaan	Aktual	Rata Rata Perencanaan	Rata Rata Aktual
Grid North	2,07°	2,85°	1,82°	1,93°
Grid East	-529,62°	-531,42°	-465,4°	-468,54°
TVD	4512,75ft	4511,38ft	4.155,2ft	4.160,8ft
Vertical Section	529,62ft	531,42ft	465,4ft	468,55ft

Tabel 6. Hasil Pembebanan Drill String Pada Trayek #1 Casing Surface

Hasil Perhitungan Beban Pada Trayek #1 Casing Surface

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur "A-A" Lapangan "CPG"

Parameter	Hasil
Bouyancy Factor	0,85
Weight On Bit	3231,91 Lb
Tension	35082,83 Lb
Max Allowable Tension Design Load (Pa)	392535,00 Lb
Margin Of Overpull	357452,17Lb
Safety Factor	11,19
Drag	1202,80Lb
Torsion (Qt)	1045,183 Lb.Ft
API Torsional Yield Strength	45200,000 Lb.Ft
Critical Buckling	7990,608 Lb
Buckling Force	7686,352 Lb

Tabel 7. Hasil Pembebanan Drill String Pada Trayek #2 Casing Intermediate

Hasil Perhitungan Beban Pada Trayek #2 Casing Intermediate

Parameter	Hasil
Bouyancy Factor	0,84
Weight On Bit	5800,94 Lb
Tension	36071,21 Lb
Max Allowable Tension Design Load (Pa)	392535,00 Lb
Margin Of Overpull	356463,79 Lb
Safety Factor	10,88
Drag	3047,40 Lb
Torsion (Qt)	1044,989 Lb.Ft
API Torsional Yield Strength	45200,000 Lb.Ft
Critical Buckling	10478,798 Lb
Buckling Force	10208,908 Lb

Tabel 8. Hasil Pembebanan Drill String Pada Trayek #3 Casing Produksi

Hasil Perhitungan Beban Pada Trayek #3 Casing Produksi

Parameter	Hasil
Bouyancy Factor	0,85
Weight On Bit	11.534,41 Lb

Tension	34.732,74 Lb
Max Allowable Tension Design Load (Pa)	392.535,00 Lb
Margin Of Overpull	357.802,26 Lb
Safety Factor	11,30
Drag	3875,54 Lb
Torsion (Qt)	28,538 Lb.Ft
API Torsional Yield Strength	228,307 Lb.Ft
Critical Buckling	1.910,370 Lb
Buckling Force	1.045,251 Lb

IV. KESIMPULAN

Terdapat penyimpangan Trajectory antara perencanaan dengan aktual berdasarkan metoda Minimum of Curvature.. Pada Kick Of Point (KOP) di perencanaan berada di kedalaman 1.378,02ft MD dengan Grid North 0,00°. Grid East -0,75°. TVD 1.378,02ft. Vertical Section 0,75ft, sedangkan di Aktual berada di kedalaman 1.275,65ft MD dengan Grid North -0,03°. Grid East -80,41°. TVD 1998,29ft. Vertical Section 80,41ft. Pada Trayek #1 Casing Surface 13 3/8", berada di kedalaman 2.067,03ft MD dengan Grid North 0,30°. Grid East -71,82°. TVD 1963,51ft. Vertical Section 71,82ft, sedangkan di Aktual berada di kedalaman 1.963,68ft MD dengan Grid North -0,03°. Grid East -80,41°. TVD 1998,29ft. Vertical Section 80,41ft. Pada Trayek #2 Casing Intermediate 9 5/8", berada di kedalaman 3.724,52ft MD dengan Grid North 1,51°. Grid East -384,99°. TVD 3.707,37ft. Vertical Section 384,99ft, sedangkan di Aktual berada di kedalaman 3.695,72ft MD dengan Grid North 2,85° Grid East -385,71°. TVD 3701,85ft. Vertical Section 385,71ft.. Pada Trayek #3 Casing Produksi 7", berada di kedalaman 4.558,62ft MD dengan Grid North 2,07°. Grid East -529,62°. TVD 4512,75ft. Vertical Section 529,62ft, sedangkan di Aktual berada di kedalaman 4.557,3ft MD dengan Grid North 2,85°. Grid East -531,42°. TVD 4511,38ft. Vertical Section 531,42ft. Penyimpangan yang terjadi pada ketiga trayek, antara perencanaan dengan pelaksanaan dapat dikatakan tidak besar. Kemungkinan terjadi karena beberapa factor, seperti pengaruh formasi, penggunaan BHA ataupun factor WOB yang tidak sesuai. Beban Drill String pada Trayek #1 Casing Surface 13 3/8" masih memenuhi batasan, seperti beban Drag senilai 1202,80Lb dengan batasan Weight On Bit (WOB) sebesar 3231,91 Lb dan Margin Of Overpull (MOP) senilai 357452,17Lb, beban Tension senilai 35082,83 Lb dengan Batasan Margin Of Overpull (MOP) senilai 357452,17Lb dan Safety Factor sebesar 11,19, beban Torsion didapat sebesar 1045,183 Lb.Ft dengan batasannya API Torsional Yield Strength sebesar 45200,000 Lb.Ft, dan Beban Buckling Force didapat sebesar 7686,352 Lb dengan batasannya Critical Buckling sebesar 7990,608 Lb. semua beban tadi masih dibawah batasan dan Safety Factor lebih dari 1, yang berarti masih memenuhi batasan. Beban Drill String pada Trayek #2 Casing Intermediate 9 5/8" masih memenuhi batasan, seperti beban Drag senilai 3047,40 Lb dengan batasan Weight On Bit (WOB) sebesar

Evaluasi Penyimpangan Lintasan Pengeboran Berarah Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Drill String pada Sumur "A-A" Lapangan "CPG"

5800,94 Lb dan Margin Of Overpull (MOP) senilai 356463,79 Lb, beban Tension senilai 36071,21 Lb dengan Batasan Margin Of Overpull (MOP) senilai 356463,79 Lb dan Safety Factor sebesar 10,88, beban Torsion didapat sebesar 1044,989 Lb.Ft dengan batasannya API Torsional Yield Strength sebesar 45200,000 Lb.Ft, dan Beban Buckling Force didapat sebesar 10208,908 Lb dengan batasannya Critical Buckling sebesar 10478,798 Lb. semua beban tadi masih dibawah batasan dan Safety Factor lebih dari 1, yang berarti masih memenuhi batasan. Beban Drill String pada Trayek #3 Casing Produksi 7" juga masih memenuhi batasan, seperti beban Drag senilai 3.875,54 Lb dengan batasan Weight On Bit (WOB) sebesar 11.534,41 Lb dan Margin Of Overpull (MOP) senilai 357.802,26 lb, beban Tension senilai 34.732,74lb dengan Batasan Margin Of Overpull (MOP) senilai 357.802,26 lb dan Safety Factor sebesar 11,30, beban Torsion didapat sebesar 28,538 Lb.Ft dengan batasannya API Torsional Yield Strength sebesar 228,307 Lb.Ft, dan Beban Buckling Force didapat sebesar 1.045,251 Lb dengan batasannya Critical Buckling sebesar 1.910,370lb. semua beban tadi masih dibawah batasan dan Safety Factor lebih dari 1, yang berarti masih memenuhi batasan. Trayek #2 Casing Intermediate $9\frac{5}{8}$ mengalami penyimpangan yang lebih terlihat dibandingkan Trayek #1 dan Trayek #3. Akan tetapi pembebanan drill string yang dialami juga masih di batasan aman

V. DAFTAR PUSTAKA

- Adams, N. J. (1985). Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach. Oklahoma: PenWell Publishing Co
- Afrilia, Anggi N. B. (2017). EVALUASI LINTASAN PEMBORAN BERARAH DENGAN BERBAGAI METODE PADA SUMUR A-25 LAPANGAN B. Jakarta : Universitas Trisakti
- Bishop, Michele, G., 2000. South Sumtera Basin Province. Indonesia: USGS .
- Bourgoyne, A.T. Jr., 1986. "Applied Drilling Engineering". Richardson TX : First Printing Society of Petroleum Enginer.
- Carden, R. S. and Grace, R. D., "Horizontal and Directional Drilling". 2007. Tulsa Oklahoma : Petroskills LLC.
- Craft, B. C., Holden, W. R. (1962). Well Design Drilling and Production. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall Inc.
- Gatlin, Carl.,1960. Petroleum Engineering Drilling and Well Completion
- Halik, A. S. Ilham.,2024. "EVALUASI PENYIMPANGAN LINTASAN PENGEBORAN BERARAH DAN PENGARUHNYA TERHADAP PEMBEBANAN DRILL STRING PADA SUMUR "CR26" LAPANGAN "BY"" menjelaskan bahwa sumur "CR26". Yogyakarta : Universitas Proklamasi.
- Lorenzo Jefry, "Analisa Deviasi Inklinasi Dan Azimuth Pada Directional Drilling Well Dan Pengaruhnya Terhadap Pembebanan Pada Drill String (Torsion, Tension, Drag dan Buckling), Jurusan Teknik

- Peminyakan, Universitas Pembangunan Nasional Veteran, 2020
- Mitchell B., 1974. "Advanced Oilwell Drilling Engineering Handbook". Lakewood Colorado : Oilwell Drilling.
- Moore, W. W. (1981). Fundamentals of Rotary Drilling. Dallas, Texas: Energy Publication.
- Rabia, H., 2000. "Well Engineering and Construction".
- Rubiandini, R, DR, Ir, RS. (2000). Basic Petroleum Engineering. Bandung: LDI Training.
- Rubiandini, R. (2010). Teknik Operasi Pemboran. Bandung: ITB.
- Tiab, Djebbar, Donaldson, C. Erle. (2004). Petrophysics. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing
- Tjondro, Bambang. (1975). Teknik Pemboran II. Himpunan Mahasiswa Teknik Perminyakan "PATRA", ITB.
- Zaba, Joseph, Doherty, W. T. (1949). Practical Petroleum Engineer's Handbook. Houston, Texas: Gulf Publishing Co.
-Data Perusahaan PT. Qui Handika, "Directional Drilling".2022. Jakarta.