E-ISSN : 2988-1986
https://ejournal.cahayailmubangsa.institute/index.php/kohesi

Kohesi: Jurnal Multidisiplin Saintek
Volume 11 No 2 Tahun 2026

EVALUASI *DOGLEG SEVERITY* PADA DESAIN *TRAJECTORY* SUMUR HORIZONTAL *DOUBLE CURVE* DI RESERVOIR *THIN PAY* LAPANGAN X SUMUR YVE

Marwansyah [1*], Rohima Sera Afifah [2], Kukuh Jalu Waskita [3]
[1,2,3] Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas. Balikpapan
E-mail: marwansyh78@gmail.com*

ABSTRACT

Thin pay reservoirs require well trajectory designs that can maximize contact with the productive zone while maintaining drilling operational safety. One of the important parameters in evaluating directional well trajectories is Dogleg Severity (DLS), which indicates the degree of wellbore curvature and serves as an indicator of trajectory design quality. This study aims to evaluate the distribution of DLS values along the trajectory design of Well YVE and assess its suitability for the development of the Upper Baturaja Formation thin pay reservoir. This study utilized drilling survey data consisting of Measured Depth (MD), Inclination (Inc), and Azimuth (Azi), which were processed using the Minimum Curvature method with Microsoft Excel. The calculations generated trajectory parameters including True Vertical Depth (TVD), North/South and East/West coordinates, Vertical Section, Ratio Factor, and Dogleg Severity. The results show that Well YVE has a horizontal double-curve trajectory with a total MD of 9,239.33 ft and a TVD of 4,168.01 ft. The maximum DLS value obtained was 2.51°/100 ft at a depth of 1,700 ft MD, while the average DLS in the second Build Section was 2.20°/100 ft. All DLS values were below the design limit of 3°/100 ft, indicating that the well trajectory can be classified as a smooth trajectory. Furthermore, the trajectory successfully reached the target reservoir in the Upper Baturaja Formation, which has an approximate thickness of 15 ft TVD, through a controlled Landing section and a stable horizontal section. The evaluation results demonstrate that the trajectory design meets safe operational criteria and is suitable for thin pay reservoir development in Field X Well YVE.

Keywords: *Dogleg Severity, Minimum Curvature, Trajectory, Horizontal Double Curve, Thin Pay Reservoir, Directional Drilling.*

ABSTRAK

Reservoir tipis (*thin pay reservoir*) memerlukan desain lintasan sumur yang mampu memaksimalkan kontak dengan zona produktif sekaligus menjaga keselamatan operasi pemboran. Salah satu parameter penting dalam evaluasi lintasan sumur berarah adalah *Dogleg Severity* (DLS), yang menunjukkan tingkat kelengkungan lintasan sumur dan menjadi indikator kualitas desain *trajectory*.

Article History
Received: Juli 2026
Reviewed:Juli 2026
Published: Juli 2026

Plagiarism Checker No 237.u873247.fh8374

Copyright : Author
Publish by : Kohesi

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi distribusi nilai DLS pada desain *trajectory* Sumur YVE serta menilai kesesuaiannya untuk pengembangan reservoir *thin pay* Formasi *Upper* Baturaja. Penelitian menggunakan data *survey* pemboran berupa *Measured Depth* (MD), *Inclination* (Inc), dan *Azimuth* (Azi) yang diolah dengan metode *Minimum Curvature* menggunakan *Microsoft Excel*. Perhitungan menghasilkan parameter *trajectory* meliputi *True Vertical Depth* (TVD), koordinat *North/South*, *East/West*, *Vertical Section*, *Ratio Factor* (RF), dan *Dogleg Severity*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa Sumur YVE memiliki lintasan horizontal *double curve* dengan total MD sebesar 9.239,33 ft dan TVD sebesar 4.168,01 ft. Nilai DLS maksimum sebesar 2,51°/100 ft pada kedalaman 1.700 ft MD, sedangkan rata-rata DLS pada *Build Section* kedua sebesar 2,20°/100 ft. Seluruh nilai DLS berada di bawah batas desain 3°/100 ft sehingga lintasan sumur dikategorikan sebagai *smooth trajectory*. Selain itu, *trajectory* berhasil mencapai *target reservoir* Formasi *Upper* Baturaja dengan ketebalan sekitar 15 ft TVD melalui *landing section* yang terkendali dan lintasan horizontal yang stabil. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa desain *trajectory* telah memenuhi kriteria operasional yang aman dan sesuai untuk pengembangan *reservoir thin pay* di Lapangan X Sumur YVE.

Kata Kunci: *Dogleg Severity, Minimum Curvature, Trajectory, Horizontal Double Curve, Thin Pay Reservoir, Directional Drilling.*

1. PENDAHULUAN

Kebutuhan industri minyak dan gas bumi untuk meningkatkan efisiensi operasi pemboran serta keberhasilan pencapaian target reservoir mendorong penerapan teknologi *directional drilling* sebagai salah satu metode pemboran yang paling banyak digunakan dalam pengembangan lapangan migas. *Directional drilling* merupakan teknik pemboran yang dilakukan dengan membelokkan lintasan sumur menuju target tertentu sesuai *trajectory* yang telah direncanakan sehingga reservoir yang tidak dapat dijangkau melalui pemboran vertikal konvensional tetap dapat diproduksikan secara optimal. Keberhasilan metode ini sangat bergantung pada kemampuan mengendalikan parameter *inclination* dan *azimuth* sehingga lintasan sumur dapat mencapai target secara tepat, aman, dan efisien [1].

Pada banyak lapangan migas yang telah memasuki fase *mature field*, masih terdapat zona reservoir yang belum terproduksi secara optimal. Salah satu kondisi yang sering dijumpai adalah keberadaan reservoir berkualitas rendah (*low quality reservoir*) dengan ketebalan lapisan yang sangat tipis (*thin pay zone*). Kondisi tersebut dijumpai pada Lapangan X Sumur YVE di Formasi Upper Baturaja yang memiliki ketebalan reservoir sekitar 15 ft TVD. Reservoir

tipis menyebabkan kontak antara sumur dan zona produktif menjadi terbatas apabila menggunakan sumur vertikal, sehingga efektivitas aliran fluida menuju lubang sumur menjadi rendah. Oleh karena itu, penerapan sumur berarah maupun sumur horizontal menjadi alternatif yang lebih efektif karena mampu memperbesar area kontak dengan reservoir, meningkatkan efisiensi penyapuan (*reservoir drainage*), serta mengoptimalkan perolehan hidrokarbon pada reservoir dengan kualitas rendah dan ketebalan terbatas [2].

Perencanaan *trajectory* merupakan salah satu tahapan paling penting dalam operasi *directional drilling*. Desain lintasan harus mampu menghubungkan lokasi permukaan dengan target reservoir melalui jalur yang aman, ekonomis, dan sesuai dengan keterbatasan teknis pemboran. Perubahan nilai *inclination* dan *azimuth* selama pemboran akan menghasilkan kelengkungan lintasan sumur (*dogleg*) yang dinyatakan sebagai *Dogleg Severity* (DLS) dalam satuan derajat per 100 ft. Nilai DLS menjadi parameter utama dalam evaluasi kualitas lintasan karena berhubungan langsung dengan tingkat kelengkungan sumur dan potensi terjadinya berbagai permasalahan operasional selama proses pemboran [3].

Pada pemboran sumur horizontal, khususnya pada reservoir tipis, perubahan lintasan yang terlalu agresif akan meningkatkan gaya kontak antara *drillstring* dan dinding lubang bor sehingga menyebabkan peningkatan *torque and drag*, kesulitan saat pemasangan *casing*, meningkatnya risiko *casing wear*, serta mempercepat terjadinya *drillstring fatigue*. Semakin besar nilai DLS, semakin besar pula gaya radial yang bekerja pada *drillstring* sehingga gesekan selama proses pemboran ikut meningkat. Penelitian Chen dkk. menunjukkan bahwa peningkatan DLS memberikan pengaruh langsung terhadap peningkatan *drilling friction*, *torque and drag*, bahkan dapat meningkatkan potensi terjadinya *stuck pipe* pada sumur horizontal [4]. Oleh karena itu, distribusi nilai DLS sepanjang lintasan sumur harus dikendalikan agar tetap berada pada batas operasional yang direkomendasikan.

Beberapa penelitian terdahulu menunjukkan pentingnya optimasi desain lintasan pada pemboran berarah. Lukmana dkk. mengembangkan perangkat lunak berbasis *web* menggunakan metode *Minimum Curvature* yang mampu menghitung *trajectory plan* dan *survey trajectory* secara lebih cepat dan akurat sehingga mengurangi kesalahan perhitungan selama operasi pemboran. Chukwu juga menunjukkan bahwa metode *Minimum Curvature* menghasilkan akurasi yang hampir sama dengan perangkat lunak komersial dan merupakan metode terbaik dalam perhitungan lintasan sumur dibandingkan metode lainnya. Sementara itu, Wang dan Gao berhasil mengembangkan pendekatan berbasis aljabar vektor menggunakan metode *Minimum Curvature* untuk meningkatkan efisiensi desain *well landing* dan *well intersection* pada

pemboran berarah. Di sisi lain, Sanyal dkk. membuktikan bahwa keberhasilan pemboran sumur horizontal pada reservoir batupasir tipis yang telah mengalami penurunan tekanan sangat dipengaruhi oleh optimasi desain *trajectory*, pengendalian DLS maksimum sebesar 3,5°/100 ft, penerapan *geosteering*, serta pemilihan *Bottom Hole Assembly* (BHA) yang sesuai sehingga target reservoir berhasil dicapai dengan produktivitas yang lebih tinggi.

Metode *Minimum Curvature* saat ini telah menjadi standar industri dalam perhitungan lintasan sumur tiga dimensi (*3D well trajectory*) karena mampu menghasilkan representasi lintasan yang lebih halus dan mendekati kondisi aktual di lapangan dibandingkan metode *Tangential*, *Average Angle*, maupun *Radius of Curvature*. Metode ini menggunakan data survei berupa *Measured Depth* (MD), *Inclination*, dan *Azimuth* untuk menghitung koordinat utara (*North*), timur (*East*), *True Vertical Depth* (TVD), *Vertical Section*, serta *Dogleg Severity*. Perhitungan dilakukan dengan mengasumsikan bahwa lintasan di antara dua titik survei membentuk busur lingkaran yang kontinu sehingga menghasilkan estimasi posisi sumur yang lebih akurat dan telah diterima secara luas dalam industri pemboran berarah [5].

Selain digunakan dalam evaluasi lintasan, hasil perhitungan metode *Minimum Curvature* juga menjadi dasar dalam analisis berbagai risiko operasional. Nilai DLS yang tinggi berpotensi meningkatkan pembebanan pada *Bottom Hole Assembly* (BHA), memperbesar gaya gesek pada *drillstring*, menurunkan integritas *casing* akibat *casing wear*, serta mempercepat terjadinya *drillstring fatigue* karena pembebanan siklik yang berulang selama proses pemboran [11], [15]–[17]. Oleh sebab itu, evaluasi distribusi DLS tidak hanya penting untuk memastikan keberhasilan pencapaian target reservoir, tetapi juga untuk menjamin keselamatan operasi dan umur peralatan pemboran.

Meskipun berbagai penelitian telah membahas perhitungan lintasan menggunakan metode *Minimum Curvature*, pengembangan perangkat lunak *trajectory*, maupun optimasi DLS pada sumur berarah, penelitian yang secara khusus mengevaluasi distribusi *Dogleg Severity* pada desain sumur horizontal tipe *double curve* untuk reservoir tipis (*thin pay zone*) masih relatif terbatas. Padahal konfigurasi *horizontal double curve* banyak digunakan untuk meningkatkan kualitas *well placement* pada reservoir karbonat tipis seperti Formasi Upper Baturaja dengan tetap mempertahankan kestabilan lintasan serta meminimalkan risiko operasional selama pemboran.

Berdasarkan kondisi tersebut, penelitian ini bertujuan menganalisis distribusi *Dogleg Severity* pada Sumur YVE Lapangan X yang menggunakan desain *horizontal double curve* dengan metode *Minimum Curvature*. Analisis dilakukan menggunakan data survei berupa MD,

Inclination, dan *Azimuth* untuk menghitung karakteristik *trajectory*, mengevaluasi distribusi DLS pada setiap interval survei, menilai kesesuaian desain lintasan terhadap target reservoir *thin pay zone*, serta mengidentifikasi zona yang berpotensi menimbulkan risiko operasional akibat peningkatan nilai DLS. Hasil penelitian diharapkan dapat menjadi dasar evaluasi dalam perencanaan *trajectory directional drilling* sehingga operasi pemboran dapat berlangsung lebih aman, efektif, dan optimal.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan pada 26 Februari–20 Maret 2026 di PT Pertamina Hulu Energi OSES pada Lapangan X, Sumur YVE. Objek penelitian merupakan sumur pengembangan (*development well*) dengan konfigurasi *horizontal double curve* yang dirancang untuk mencapai reservoir Formasi Upper Baturaja. Sumur ini dibor sebagai *infill well* untuk meningkatkan efektivitas pengurasan hidrokarbon pada reservoir berkualitas rendah (*low quality reservoir*) dengan ketebalan sekitar 15 ft TVD yang tergolong *thin pay zone*. Pemilihan lintasan horizontal dilakukan karena mampu memberikan kontak sumur yang lebih panjang dengan zona produktif dibandingkan sumur vertikal konvensional sehingga diharapkan dapat meningkatkan efisiensi produksi [2].

Data yang digunakan merupakan data sekunder berupa *well survey* dan *trajectory survey* Sumur YVE. Data *well survey head* meliputi identitas lapangan, sistem koordinat geodetik (*UTM TM 108 E (Batavia)*), datum (*Djakarta (Batavia)*), *geodetic zone* CM 108E S, *vertical section azimuth* sebesar 263,65°, serta titik asal *vertical section* sebesar 11,41 ft North dan −23,30 ft East. Data *trajectory survey* terdiri atas parameter *Measured Depth* (MD), *Inclination*, dan *Azimuth* yang diperoleh pada 30 titik survei dengan rentang kedalaman 0 hingga 9.239,33 ft. Parameter-parameter tersebut digunakan sebagai data masukan utama dalam proses perhitungan lintasan sumur menggunakan metode *Minimum Curvature* [5].

Penelitian diawali dengan studi lapangan untuk memperoleh pemahaman mengenai karakteristik Sumur YVE, konfigurasi lintasan, serta kondisi geologi reservoir. Selanjutnya dilakukan studi literatur melalui penelaahan buku, jurnal ilmiah, modul, dan publikasi teknis yang berkaitan dengan *directional drilling*, *trajectory survey*, metode *Minimum Curvature*, dan *Dogleg Severity* (DLS) sebagai dasar teoritis penelitian [1], [5], [12]. Berdasarkan hasil studi lapangan dan studi literatur tersebut kemudian dirumuskan fokus penelitian, yaitu evaluasi karakteristik lintasan sumur serta distribusi nilai DLS pada desain *trajectory* Sumur YVE.

Pengolahan data dilakukan menggunakan metode *Minimum Curvature* yang merupakan metode standar industri dalam perhitungan lintasan sumur tiga dimensi karena menghasilkan estimasi posisi sumur yang lebih akurat melalui pendekatan busur lingkaran kontinu di antara dua titik survei [5]. Perhitungan dilakukan menggunakan data MD, *Inclination*, dan *Azimuth* untuk memperoleh parameter lintasan yang meliputi *Dogleg Angle* (ß), *Dogleg Severity* (DLS), *True Vertical Depth* (TVD), *Ratio Factor* (RF), koordinat *North*, koordinat *East*, dan *Vertical Section*. Seluruh parameter dihitung secara berurutan pada setiap interval survei sehingga diperoleh profil lintasan sumur secara menyeluruh.

Tahap analisis dilakukan terhadap hasil perhitungan untuk mengevaluasi karakteristik *trajectory* Sumur YVE serta distribusi nilai DLS pada setiap interval kedalaman. Analisis meliputi evaluasi hasil perhitungan menggunakan metode *Minimum Curvature*, identifikasi zona dengan nilai DLS tinggi, serta penilaian kesesuaian bentuk lintasan terhadap stabilitas operasi pemboran. Nilai DLS yang diperoleh kemudian diinterpretasikan berdasarkan teori dan referensi teknis untuk mengidentifikasi potensi risiko operasional yang berkaitan dengan peningkatan *torque and drag*, *casing wear*, dan *drillstring fatigue* akibat perubahan kelengkungan lintasan sumur [4], [15]–[17]. Hasil analisis selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam mengevaluasi kualitas desain *horizontal double curve* pada Sumur YVE serta kesesuaiannya dalam mencapai target reservoir *thin pay zone* secara aman dan efisien.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Perhitungan lintasan Sumur YVE dilakukan menggunakan metode *Minimum Curvature* berdasarkan data *Measured Depth* (MD), *Inclination*, dan *Azimuth*. Metode ini menghitung perubahan posisi sumur pada ruang tiga dimensi melalui koreksi *Ratio Factor* (RF), sehingga menghasilkan estimasi lintasan yang lebih akurat dibandingkan metode konvensional [5]. Parameter yang diperoleh meliputi *True Vertical Depth* (TVD), koordinat *Northing/Southing* (N/S), *Easting/Westing* (E/W), *Vertical Section* (Vsec), *Dogleg Angle* (ß), *Dogleg Severity* (DLS), dan *Ratio Factor*.

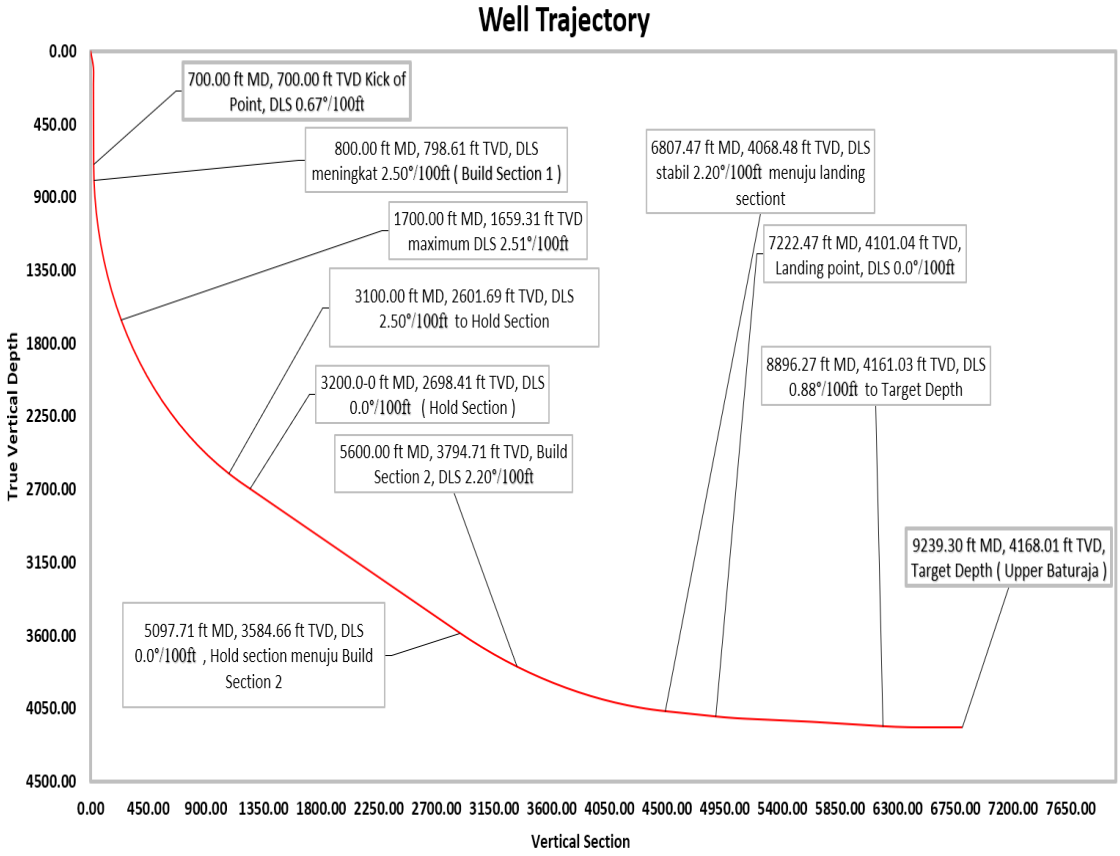
Sebelum hasil perhitungan dianalisis lebih lanjut, seluruh parameter hasil pengolahan data menggunakan Microsoft Excel disajikan pada Tabel 1.

Tabel 1. Hasil Perhitungan Trajectory Menggunakan Metode ***Minimum Curvature***

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan

Sec	MD (ft)	Inc°	Azi°	DLS °/100ft	β °/100ft	BR °/100ft	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	Vsec (ft)	RF
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.41	-23.30	0.00	0.00
2	100.00	0.75	350.00	0.75	0.75	0.75	100.00	12.05	-23.41	21.94	1.00001
3	700.00	5.00	350.00	0.67	0.67	0.67	699.07	42.33	-28.75	23.89	1.00001
4	800.00	6.12	326.65	2.50	2.50	1.12	798.61	51.07	-32.44	26.59	1.00016
5	1000.00	9.99	303.19	2.50	2.50	2.09	996.65	69.49	-52.83	44.82	1.00016
6	1300.00	16.93	290.59	2.49	2.49	2.37	1288.29	99.14	-115.59	103.92	1.00016
7	1700.00	26.66	284.14	2.51	2.51	2.46	1659.31	141.65	-257.48	240.23	1.00016
8	1900.00	31.58	282.35	2.51	2.51	2.47	1833.99	163.83	-352.19	331.91	1.00016
9	2300.00	41.48	279.93	2.50	2.50	2.48	2155.03	209.18	-585.58	558.85	1.00016
10	2700.00	51.41	278.30	2.51	2.51	2.49	2430.32	254.71	-871.47	837.96	1.00016
11	3000.00	58.87	277.36	2.50	2.50	2.49	2601.69	288.13	-1115.17	1076.46	1.00016
12	3100.00	61.36	277.08	2.50	2.50	2.49	2651.51	299.02	-1201.18	1160.74	1.00016
13	3132.30	62.16	276.99	2.49	0.80	2.48	2666.79	302.50	-1229.42	1188.42	1.00002
14	3200.00	62.16	276.99	0.00	0.00	0.00	2698.41	309.79	-1288.84	1246.67	1
15	5097.71	62.16	276.99	0.00	0.00	0.00	3584.66	514.01	-2954.45	2879.48	1
16	5100.00	62.19	276.94	2.33	0.05	1.31	3585.73	514.25	-2956.46	2881.45	1
17	5600.00	68.48	267.01	2.20	2.20	1.31	3794.71	528.89	-3409.62	3330.20	1.00012
18	6100.00	75.31	257.94	2.20	2.20	1.40	3950.29	466.06	-3879.81	3804.46	1.00012
19	6807.47	85.50	246.00	2.20	2.36	1.46	4068.48	249.80	-4540.65	4485.16	1.00014
20	6900.00	85.50	246.00	0.00	0.00	0.00	4075.74	212.28	-4624.92	4573.06	1
21	7222.47	85.50	246.00	0.00	0.00	0.00	4101.04	81.52	-4918.60	4879.41	1
22	7300.00	86.28	246.00	1.01	0.78	1.01	4106.59	50.07	-4989.25	4953.10	1.00002
23	7469.99	88.00	246.00	1.01	0.71	1.01	4115.08	-18.98	-5144.34	5114.88	1.00001
24	7955.81	88.00	246.00	0.00	0.00	0.00	4132.03	-216.47	-5587.89	5577.55	1
25	8054.30	87.35	246.00	0.66	0.36	-0.66	4136.03	-256.49	-5677.80	5671.33	1
26	8100.00	87.35	246.00	0.00	0.00	0.00	4138.14	-275.06	-5719.50	5714.83	1
27	8600.00	87.39	246.00	0.82	0.04	0.82	4161.26	-478.21	-6175.78	6190.79	1
28	8896.27	90.00	246.00	0.88	0.85	0.88	4168.01	-598.67	-6446.35	6473.01	1.00002
29	8900.00	90.00	246.00	0.00	0.00	0.00	4168.01	-600.19	-6449.75	6476.57	1
30	9239.33	90.00	246.00	0.00	0.00	0.00	4168.01	-738.21	-6759.75	6799.92	1

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, Sumur YVE memiliki total MD sebesar 9.239,33 ft dengan TVD akhir sebesar 4.168,01 ft. Nilai *Dogleg Severity* maksimum diperoleh sebesar 2,51°/100 ft pada kedalaman 1.700 ft MD. Nilai tersebut masih berada di bawah batas desain sebesar 3°/100 ft sehingga lintasan sumur termasuk kategori *smooth trajectory*. Selain itu, lintasan mencapai *landing point* pada inklinasi 85,5° di kedalaman 6.807,47 ft MD dan mencapai kondisi horizontal (90°) pada kedalaman 8.896,27 ft MD. Hasil tersebut menunjukkan bahwa desain lintasan mampu mencapai target reservoir secara optimal dengan potensi risiko *torque and drag*, *casing wear*, serta *drillstring fatigue* yang relatif rendah [4], [15]–[17]. Untuk menggambarkan bentuk lintasan hasil perhitungan, dilakukan pemodelan menggunakan hubungan antara TVD dan *Vertical Section* sehingga diperoleh profil *well trajectory*.



Gambar 1. *Well Trajectory Plot*

Berdasarkan Gambar 1, lintasan Sumur YVE menunjukkan konfigurasi *horizontal double curve* yang terdiri atas satu lintasan vertikal, dua *build section*, satu *hold section*, satu *landing section*, dan lintasan horizontal menuju target reservoir. Pemboran dimulai secara vertikal hingga mencapai *Kick Off Point* (KOP) pada kedalaman 700 ft MD dengan DLS sebesar 0,67°/100 ft yang menunjukkan perubahan arah dilakukan secara bertahap.

Pada *Build Section* pertama, inklinasi meningkat secara bertahap hingga menghasilkan DLS maksimum sebesar 2,51°/100 ft pada kedalaman 1.700 ft MD. Nilai tersebut masih berada dalam batas operasional sehingga pembentukan kurva berlangsung secara aman. Selanjutnya lintasan memasuki *Hold Section* pada interval 3.200–5.097,71 ft MD dengan DLS mendekati nol, menunjukkan bahwa sudut inklinasi dipertahankan konstan untuk memperoleh perpindahan horizontal yang lebih besar.

Build Section kedua dimulai pada kedalaman 5.097,71 ft MD hingga 6.807,47 ft MD dengan rata-rata DLS sebesar 2,20°/100 ft. Setelah itu lintasan memasuki *Landing Section* hingga mencapai *landing point* pada 7.222,47 ft MD. Sumur selanjutnya dipertahankan hampir horizontal hingga mencapai target reservoir pada 8.896,27 ft MD dan *Target Depth* (TD) pada

9.239,33 ft MD. Distribusi DLS yang relatif stabil menunjukkan bahwa perubahan arah lintasan berlangsung secara terkendali sehingga risiko mekanis selama pemboran dapat diminimalkan.

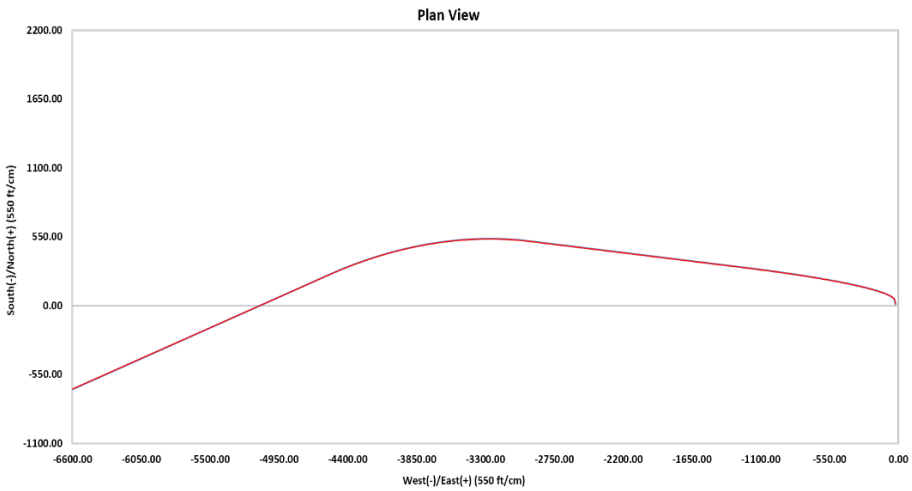
Sebagai ringkasan karakteristik lintasan hasil perhitungan, parameter utama trajectory disajikan pada Tabel 2.

Tabel 2. Ringkasan Evaluasi Trajectory Sumur YVE

Parameter	Nilai
Tipe *Trajectory*	Horizontal *Double Curve*
Total *Measured Depth* (MD)	9239,33 ft
Total *True Vertical Depth* (TVD)	4168.01 ft
Kick Off Point (KOP)	700 ft MD
Landing Point	7222.47 ft MD
Target Reservoir	8896.27 ft MD
Maximum DLS	2.51°/100 ft
Kedalaman *Maximum* DLS	1700 ft MD
Rata-rata DLS	1.14°/100 ft
Status DLS	Aman (<3°/100 ft)
Evaluasi Lintasan	*Smooth Trajectroy*
Kategori Lintasan	Optimal

Berdasarkan Tabel 2, lintasan Sumur YVE memenuhi seluruh parameter desain yang direncanakan. Nilai rata-rata DLS sebesar 1,14˚/100 ft dengan nilai maksimum 2,51˚/100 ft menunjukkan kualitas lintasan yang baik. Berdasarkan parameter tersebut, lintasan dikategorikan sebagai *smooth trajectory* dengan status operasional aman dan sesuai untuk pengembangan reservoir *thin pay zone*.

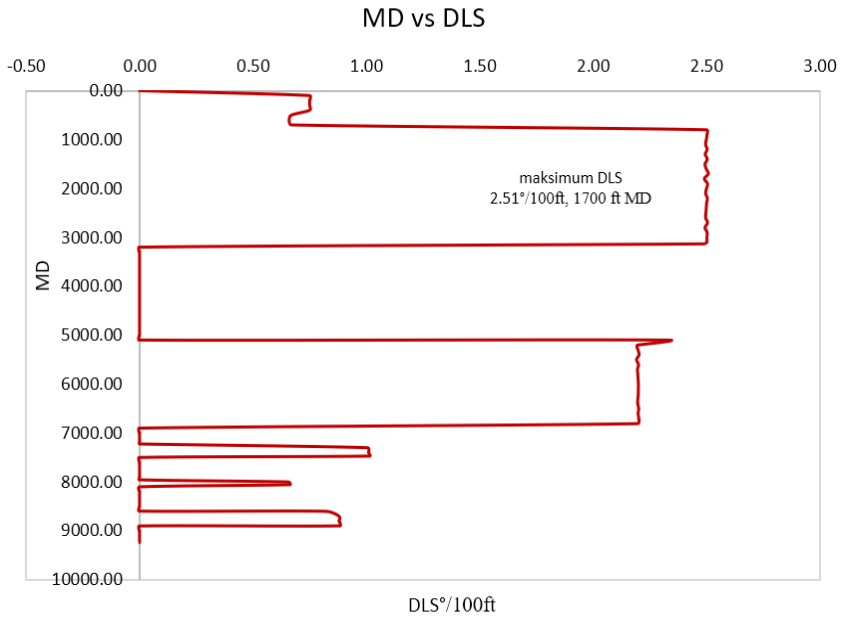
Untuk mengevaluasi arah perpindahan sumur secara horizontal, dilakukan analisis *plan view trajectory* berdasarkan koordinat N/S dan E/W.



Gambar 2. *Plan View Plot*

Gambar 2 memperlihatkan bahwa lintasan Sumur YVE bergerak secara bertahap menuju arah barat daya kemudian mengalami perubahan azimut secara perlahan menuju arah utara sebelum kembali mengarah ke target reservoir. Kurva lintasan terbentuk secara halus tanpa perubahan arah yang tajam sehingga menunjukkan pengendalian azimut berlangsung secara baik. Tidak adanya belokan ekstrem menyebabkan nilai DLS tetap rendah sepanjang lintasan, yang mengindikasikan bahwa desain *trajectory* berhasil mempertahankan stabilitas pemboran.

Distribusi *Dogleg Severity* selanjutnya dianalisis terhadap kedalaman sumur untuk mengidentifikasi zona dengan tingkat kelengkungan terbesar.



Gambar 3. Grafik MD terhadap DLS

Grafik pada Gambar 3 menunjukkan bahwa peningkatan DLS terjadi secara bertahap pada *Build Section* pertama hingga mencapai nilai maksimum sebesar 2,51°/100 ft pada kedalaman 1.700 ft MD. Setelah memasuki *Hold Section*, nilai DLS menurun hingga mendekati nol karena tidak terjadi perubahan inklinasi maupun azimut. Pada *Build Section* kedua nilai DLS kembali meningkat namun tetap berada pada kisaran sekitar 2,20°/100 ft sebelum menurun kembali selama *Landing Section*. Pola tersebut menunjukkan bahwa distribusi DLS sepanjang lintasan berlangsung secara terkendali dan tidak melampaui batas desain sebesar 3°/100 ft.

Ringkasan hasil evaluasi DLS disajikan pada Tabel 3.

Tabel 3. Evaluasi *Dogleg Severity*

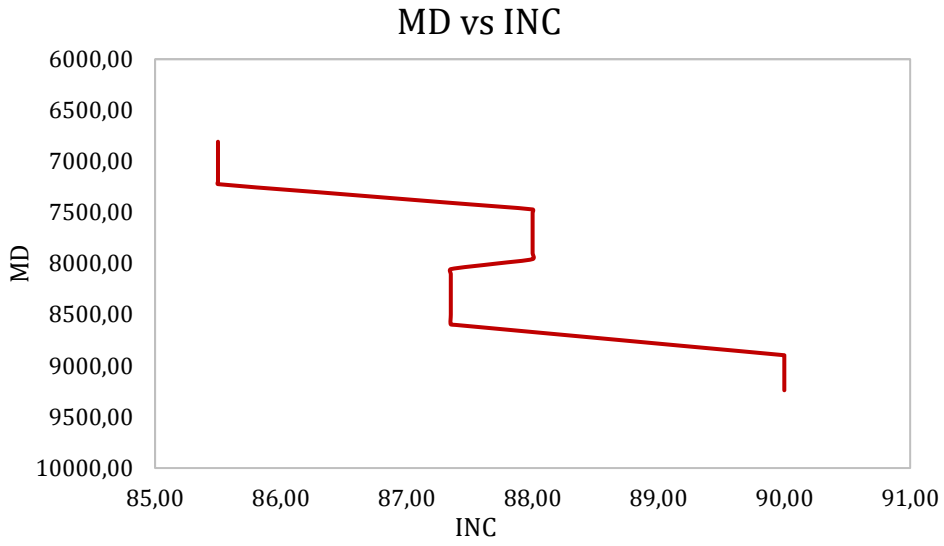
Parameter	Nilai
DLS *Maximum*	2.51°/100 ft
DLS *Minimum*	0.66°/100 ft
DLS Rata-rata	1.14°/100 ft.
Batas DLS	3°/100 ft.
MD pada DLS *Maximum*	1.700 ft
TVD pada DLS *Maximum*	1659.31 ft

Berdasarkan Tabel 3 diketahui bahwa nilai DLS maksimum sebesar 2,51°/100 ft terjadi pada kedalaman 1.700 ft MD dengan TVD sebesar 1.659,31 ft, sedangkan nilai rata-rata DLS sebesar 1,14°/100 ft. Seluruh nilai DLS berada di bawah batas desain sehingga menunjukkan bahwa lintasan memiliki tingkat kelengkungan yang aman dan tidak berpotensi menimbulkan peningkatan *torque and drag*, *casing wear*, maupun *drillstring fatigue* secara signifikan [4], [15]–[17].

Hasil evaluasi lintasan juga menunjukkan bahwa desain *horizontal double curve* sesuai dengan karakteristik reservoir Formasi Upper Baturaja yang tergolong *thin pay zone* dengan ketebalan sekitar 15 ft. Pada reservoir yang tipis, akurasi *trajectory* menjadi faktor penting agar lintasan sumur tetap berada di dalam zona produktif. Oleh karena itu, penerapan *landing section* secara bertahap dipilih untuk mempertahankan kualitas *well placement* sekaligus menjaga stabilitas lintasan selama pemboran [2].

Selain mempertimbangkan karakteristik reservoir, pemilihan desain *horizontal double curve* bertujuan memperoleh lintasan yang lebih terkendali menuju target. Perubahan inklinasi yang dilakukan secara gradual mampu mempertahankan nilai DLS tetap rendah sehingga mengurangi peningkatan *torque and drag* serta menjaga kestabilan *drillstring* selama operasi pemboran.

Karakteristik *landing section* dianalisis lebih lanjut melalui perubahan inklinasi terhadap kedalaman sumur.



Gambar 4. Grafik MD terhadap *Inclination*

Berdasarkan Gambar 4, peningkatan inklinasi dimulai pada sekitar 6.807 ft MD dengan sudut 85,50°. Inklinasi kemudian meningkat secara bertahap menjadi 86,28°, 88,00°, hingga akhirnya mencapai 90,00° pada sekitar 8.896 ft MD. Setelah mencapai sudut horizontal, inklinasi dipertahankan konstan hingga target reservoir. Peningkatan sudut yang berlangsung secara bertahap menunjukkan bahwa proses *landing* berhasil dilakukan tanpa perubahan arah yang ekstrem sehingga menghasilkan lintasan yang lebih stabil.

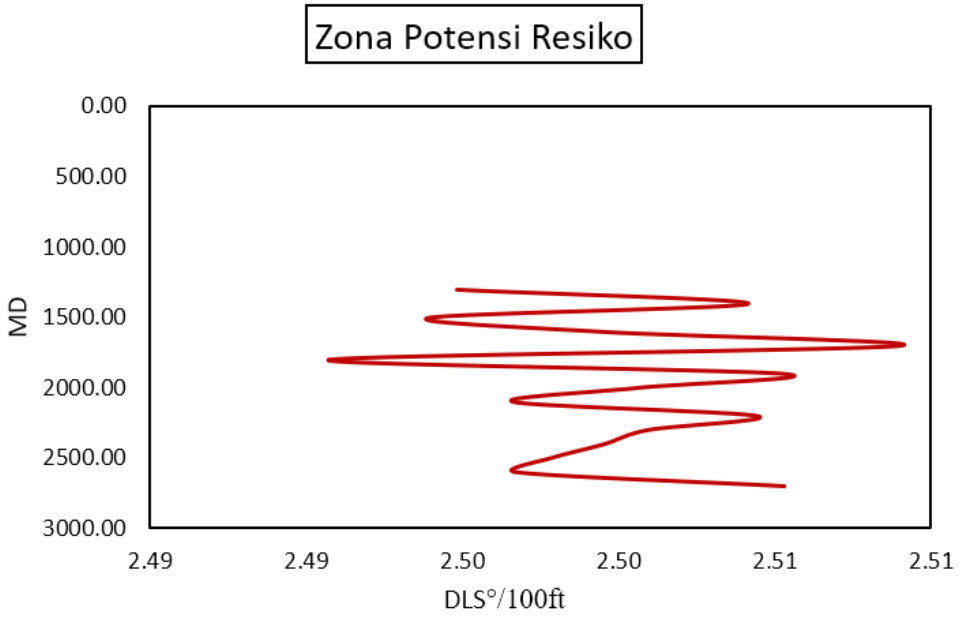
Parameter utama *landing section* dirangkum pada Tabel 4.

Tabel 4. Evaluasi *Landing Section*

Parameter	Nilai
Awal *Landing Section*	6807.47ft MD
Landing Point	7222.47 ft MD
Inklinasi Awal *Landing*	85.50°
Inklinasi Akhir *Landing*	90.00°
Target Reservoir	9239.33 ft MD
DLS *Minimum Landing*	0.66 °/100 ft
DLS *Maximum Landing*	2.20 °/100 ft
Batas Desain DLS	3 °/100 ft
Karakteristik *Trajectory*	*Smooth Landing*

Tabel 4 menunjukkan bahwa *landing section* dimulai pada 6.807,47 ft MD dan mencapai *landing point* pada 7.222,47 ft MD. Nilai DLS selama proses *landing* berada pada kisaran 0,66–2,20°/100 ft, masih berada di bawah batas desain 3°/100 ft. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa pembentukan lintasan horizontal dilakukan secara bertahap sehingga menghasilkan karakteristik *smooth landing*.

Evaluasi berikutnya difokuskan pada identifikasi zona lintasan yang memiliki potensi risiko operasional akibat peningkatan nilai DLS.



Gambar 5. Zona Potensi Risiko Berdasarkan Distribusi DLS

Gambar 5 menunjukkan bahwa zona dengan nilai DLS tertinggi berada pada interval 1.300–2.700 ft MD yang merupakan *Build Section* pertama. Nilai DLS pada interval tersebut berkisar antara 2,49°/100 ft hingga 2,51°/100 ft. Walaupun merupakan nilai tertinggi sepanjang lintasan, seluruh nilai tersebut masih berada di bawah batas desain sehingga risiko terjadinya peningkatan *torque and drag* maupun *drillstring fatigue* tetap rendah.

Ringkasan evaluasi zona berpotensi risiko disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Evaluasi Zona Potensi Risiko

Parameter	Nilai
Interval MD	1300 ft MD – 2700 ft MD
DLS *Minimum*	2.49 °/100 ft
DLS *Maximum*	2.51 °/100 ft
Avarage DLS	2.50 °/100 ft
Batas Desain	3 °/100 ft

Berdasarkan Tabel 5, interval 1.300–2.700 ft MD merupakan zona dengan rata-rata DLS sebesar 2,50°/100 ft. Nilai tersebut masih lebih rendah dibandingkan batas desain sebesar 3°/100 ft sehingga perubahan arah lintasan tetap dapat dikategorikan aman. Secara keseluruhan, distribusi DLS menunjukkan bahwa desain *trajectory horizontal double curve* pada Sumur YVE berhasil menghasilkan lintasan yang halus (*smooth trajectory*), memenuhi target

reservoir Formasi Upper Baturaja, serta meminimalkan potensi risiko operasional selama proses pemboran [4], [5], [15]–[17].

4. KESIMPULAN

1. Perhitungan *trajectory* menggunakan data *Measured Depth* (MD), *Inclination* (Inc), dan *Azimuth* (Azi) berhasil menghasilkan pemetaan lintasan Sumur YVE secara tiga dimensi. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa Sumur YVE memiliki tipe lintasan horizontal *double curve* dengan total *Measured Depth* (MD) sebesar 9.239,33 ft dan *True Vertical Depth* (TVD) sebesar 4.168,01 ft. Lintasan sumur terdiri atas fase *vertical section, Build Section* 1, *Hold Section, Build Section* 2 *(landing section),* dan horizontal *section* yang dirancang untuk mencapai *target reservoir* secara optimal.
2. Distribusi *Dogleg Severity* (DLS) sepanjang lintasan sumur menunjukkan pola peningkatan pada zona *build section* dan menurun pada zona *hold* serta horizontal *section*. Nilai DLS maksimum yang diperoleh adalah sebesar 2,51°/100 ft pada kedalaman 1.700 ft MD, sedangkan rata-rata DLS pada *Build Section* kedua sebesar 2,20°/100 ft. Seluruh nilai DLS berada di bawah batas operasional yang direkomendasikan sebesar 3°/100 ft sehingga lintasan sumur dapat dikategorikan sebagai *smooth trajectory* dan memenuhi kriteria desain pemboran yang aman.
3. Desain *trajectory* horizontal *double curve* pada Sumur YVE terbukti efektif untuk pengembangan *reservoir* tipis (*thin pay reservoir*) Formasi *Upper* Baturaja yang memiliki ketebalan sekitar 15 ft TVD. Desain ini memungkinkan sumur mencapai *landing point* dilakukan secara gradual pada inklinasi 85,5° kemudian naik bertahap dan stabil hingga mencapai inklinasi 90°, Desain *trajectory* berhasil mencapai target *reservoir Upper* Baturaja dan menyediakan lintasan yang dapat meningkatkan kontak dengan zona produktif.
4. Evaluasi terhadap zona lintasan yang berpotensi menimbulkan risiko operasional menunjukkan bahwa area dengan nilai DLS tertinggi berada pada *Build Section* 1 pada interval kedalaman 1300 ft MD – 2700 ft MD. Namun demikian, karena nilai DLS maksimum masih berada dalam batas desain yang direkomendasikan, dan memiminalkan risiko operasional seperti *torque and drag, casing wear*, serta *drillstring fatigue*.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Herianto Phd dan P.Subiatmono MT, *TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH PADA SUMUR MINYAK DAN GAS*. Yogyakarta: Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat, 2021.

[2] D. W. Sherrard, B. W. Brice, and D. G. MacDonald, "Application of Horizontal Wells At Prudhoe Bay.," *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 39, no. 11, pp. 1417–1425, 1987, doi: 10.2118/15376-PA.

[3] F. S. Bourgoyne Jr., A. T., Millheim K. Keith., Chenevert E., Martin., Young Jr., "Adam T Bourgoyne- Applied Drilling Engineering," 1991, *Society Of Petroleum engineers, Richardson, Texas*.

[4] R. Samuel, "How good is the torque/drag model?," *SPE Drill. Complet.*, vol. 24, no. 1, pp. 62–71, 2009, doi: 10.2118/105068-pa.

[5] S. J. Sawaryn and B. plc) Thorogood, J L (SPE, "A Compendium of Directional Calculations Based on the Minimum Curvature Method," *Soc. Pet. Eng.*, p. 24, 2005.

[6] K. S. Wicaksana, D. Pasaribu, and H. Purba, "Structural Configuration And Paleogeography of The ' Krishna ' Field in The Sunda Basin," *Sci. Contrib. OIL GAS*, vol. 48, no. 4, p. 468, 2025, doi: org/10.29017/scog.v48i4.1964.

[7] K. Pada *et al.*, "ANALISIS FASIES DAN KARAKTERISASI RESERVOIR R . BAGUS SWASONO NIM : 22014026 (Program Studi Magister Geologi Migas) INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG KARBONAT PADA FORMASI BATURAJA BAGIAN BAWAH ," vol. 22014026, 2017.

[8] R. Irzon, S. Maryanto, I. Syafri, Kurnia, H. H. Jazuli, and P. Hartanto, "Wackestones and Grainstones Geochemistry from Baturaja Formation, South Sumatra Province, Indonesia: Origin and Depositional Environment," *Sains Malaysiana*, vol. 51, no. 4, pp. 1005–1015, 2022, doi: 10.17576/jsm-2022-5104-05.

[9] R. de Verteuil and I. Mccourt, "Introduction to Directional Drilling Schlumberger," pp. 1–52, 2001.

[10] A. D. L. Course, "Drilling Engineering Workbook," *Bak. Hughes INTEQ*, no. December, pp. 5–2, 1995.

[11] Muhammadan, "Bab 2. dasar teori 2.1.," *Inst. Teknol. Bandung*, p. 10, 2012.

[12] S. Hosseini, A. Ghanbarzadeh, and A. Hashemi, "Optimization of Dogleg Severity in Directional Drilling Oil Wells Using Particle Swarm Algorithm (Short Communication)," *J. Chem. Pet. Eng.*, vol. 48, no. 2, p. 139, 2014.

[13] S. KAYMAK, "PREDICTION OF DOG-LEG SEVERITY BY USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK," *Chem. Rev.*, vol. 8, no. 5, p. 2, 2019.

[14] L. D. Massolo, "Diversifikasi Build Up Rate Dalam Perencanaan Lintasan Pengeboran Sumur Berarah Pada Sumur " X " Lapangan " Y ", Papua Barat," *J. Penelit. Tambang*, vol. 7, no. 1, pp. 1–7, 2024.

[15] A. Wu, G. Hareland, and M. Fazaelizadeh, "Torque & drag analysis using finite element method," *Mod. Appl. Sci.*, vol. 5, no. 6, pp. 13–27, 2011, doi: 10.5539/mas.v5n6p13.

[16] H. Yu, Z. Lian, T. Lin, and K. Zhu, "Experimental and numerical study on casing wear in a directional well under in situ stress for oil and gas drilling," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 35, no. Part A, pp. 986–996, 2016, doi: 10.1016/j.jngse.2016.09.047.

[17] T. Feng, I. Kim, and D. Chen, "Dynamic Modeling of Directional Drillstring: A Linearized Model Considering Well Profile," *J. Dyn. Syst. Meas. Control. Trans. ASME*, vol. 140, no. 6, 2018, doi: 10.1115/1.4038388.