

**Perancang Profile Sumur *Directional Drilling* Berdasarkan Analisa Beban
Drillstring Pada Sumur X Lapangan Y
“Well Profile Design for Directional Drilling Based on Drillstring Load Analysis in
Well X, Field Y”**

Dzikri Walisyah Djamal¹, Eko Prastio, ST., MT², Berkah Hani, ST, MT³

¹Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, Bekasi, Indonesia

²Proditeknik perminyakan, Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, Bekasi, Indonesia

*Penulis korespondensi: eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id

Abstrak

Penelitian ini Perancangan Profil Sumur Directional Drilling Berdasarkan Analisa Tekanan Drillstring Pada Sumur X Lapangan Y Pemboran berarah (directional drilling) merupakan teknik pemboran yang digunakan untuk mencapai sasaran reservoir yang tidak berada tepat di bawah tempat permukaan sumur. Penelitian ini dilakukan di Sumur “X” Lapangan “Y” yang memiliki karakteristik sasaran reservoir yang tidak vertikal terhadap kepala sumur. Oleh sebab itu, diperlukan perancangan profil lintasan sumur yang efektif dan aman dari sisi teknis maupun operasional. Penelitian ini bertujuan untuk merancang profil sumur directional drilling melalui mempertimbangkan tekanan mekanis di drillstring, seperti tegangan tarik (tension), putaran (torsion), gesekan (drag), dan potensi tekukan (buckling). kemudian dianalisis untuk mendapatkan lintasan sumur melalui panjang kedalaman terukur (measured depth) yang optimal serta tekanan drillstring yang masih dalam batas aman. Berdasarkan evaluasi terhadap aspek keamanan, tekanan drillstring dan efisiensi panjang lintasan, yang mampu memenuhi parameter teknis dan keselamatan dalam proses pemboran. Penelitian ini diharapkan bisa menjadi acuan teknis dalam perencanaan pemboran berarah, khususnya dalam menentukan lintasan dan konfigurasi drillstring yang aman dan efisien, sehingga mendukung keberhasilan operasi pemboran secara keseluruhan.

Kata Kunci: Directional drilling, build-up rate, drillstring, beban mekanis, profil sumur, pemboran berarah.

Abstract

Well Profile Design for Directional Drilling Based on Drillstring Load Analysis in Well X, Field Y Directional drilling is a drilling technique used to reach reservoir sarasans that are not located directly beneath the wellhead. This study was conducted on Well "X" in Field "Y," which has a sasaran reservoir that is not vertically aligned with the surface location. Therefore, it is necessary to design a well trajectory profile that is both technically and operationally safe and effective.

The objective of this study is to design a directional well profile by considering the mechanical loads acting on the drillstring, such as tension, torsion, drag, and the potential for buckling. The design is then analyzed to determine a well trajectory with an optimal measured depth (MD) while ensuring that the drillstring loads remain within safe limits.

Based on evaluations of safety aspects, drillstring load conditions, and trajectory length efficiency, the resulting design aims to meet technical and safety parameters required for the drilling process. This study is expected to serve as a technical reference for directional drilling planning, particularly in determining a safe and efficient well path and drillstring configuration, thus supporting the overall success of drilling operations.

Keywords: Directional drilling, build-up rate, drillstring, mechanical loads, well profile, directional well drilling.

1. Pendahuluan

Pemboran berarah, atau *directional drilling*, merupakan teknik pengeboran yang mengubah lintasan celah sumur agar mengarah ke titik sasaran yang ditetapkan dalam bentuk tak berada secara vertikal di bawah kepala sumur. Penerapan metode ini biasanya dilakukan hanya di kondisi dan alasan yang ditetapkan, antara lain faktor geografis, geologi, maupun aspek lain yang berkaitan melalui produktivitas. Pada kasus sumur "X" di Lapangan "Y", metode pemboran berarah digunakan sebagai sumur pengembangan untuk tujuan eksploitasi, melalui harapan bisa meningkatkan tempat serap hidrokarbon di komponen reservoir batupasir Bentuk Balikpapan. Sumur "X-29" sendiri merupakan sumur *cluster* di platform lepas pantai (*offshore*), di mana posisi sasaran tidak sejajar secara vertikal melalui titik pengeboran, sehingga metode ini diperlukan. Perencanaan pemboran sumur "X" memakai tipe J *deep deviation* melalui pendekatan *build and hold*. Karena sumur X berada di tengah anjungan, titik *kick-off* dirancang di kedalaman yang relatif besar. Penyusunan profil lintasan sumur dilakukan untuk memastikan jalur pengeboran yang optimal dan efisien menuju sasaran. Selanjutnya, dilakukan analisis tekanan di *drillstring*, meliputi tekanan tarik (*tension*), puntir (*torsion*), hambatan gesek (*drag*), dan tekuk (*buckling*). Kalkulasi tekanan ini bertujuan untuk mengidentifikasi potensi masalah, seperti pipa terjepit maupun pipa mengalami tekukan selama operasi pengeboran.

2. Metode

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis melakukan evaluasi terhadap inbentuk yang diperoleh dari **DATA OFFSET WELL**. Proses evaluasi tersebut ditempuh melalui beberapa tahap sebagai berikut:

1. Data yang diserahkan oleh pihak perusahaan terlebih dahulu dipilah serta dikelompokkan sesuai kebutuhan analisis, khususnya untuk menjawab permasalahan terkait perencanaan lintasan (*trajectory*) dan analisis tekanan *drillstring* dalam menghitung nilai *torsion*, *drag*, dan *tension*.
2. Inbentuk yang berhasil dihimpun penulis meliputi data hidrolika, data sumur, data lapangan, data *drillstring*, serta berbagai catatan tambahan yang diperoleh selama kegiatan pengeboran berlangsung.

Berdasarkan data yang telah pemahaman tersebut, maka akan dilakukan kalkulasi Tekanan *drillstring* yakni *tension*, *torsion*, *drag*

3. Hasil dan Pembahasan

3.1 Pembuatan Lintasan/Trajectory Sumur X-29

Menentukan jarak horizontal surface tempat menuju sasaran Horizontal deperature (X3) dari sasaran pemboran melalui yakni :

Tempat Utara = Utara Sumur - Utara tempat sasaran

$$= 9975054.47 \text{ m} - 9976109.07 \text{ m Y} = - 1054.6 \text{ m}$$

$$= - 3459.97 \text{ ft}$$

Tempat East = East Sumur - East tempat sasaran

$$= 587458.36 \text{ m} - 587456.1 \text{ m}$$

$$X = 2.26 \text{ m}$$

$$= 7.41 \text{ ft}$$

$$\text{AZZIMUT} = 89.87$$

3.1 Kalkulasi Profil Sumur Build up

1. Menentukan *Jari-jari Kelengkungan* (r_1),

$$\text{yakni } R_1 = 2864.79 \text{ ft}$$

2. Kalkulasi TVDSS titik *end of build* yakni

$$D_2 = + \text{KOP} (\text{ROC} \times \sin (\text{Inklinasi}))$$

$$D_2 = 4480 + (2864.79 \times \sin (62.14)) \quad D_2 = 7012.72 \text{ ft}$$

3. Kalkulasi *keberangkatan horizontal* di EOB yakni :

$$X_2 = R_1 \times (1 - \cos (\beta))$$

$$X_2 = 2864.79 \times (1 - \cos (62.14)) \quad X_2 = 1525.99 \text{ ft}$$

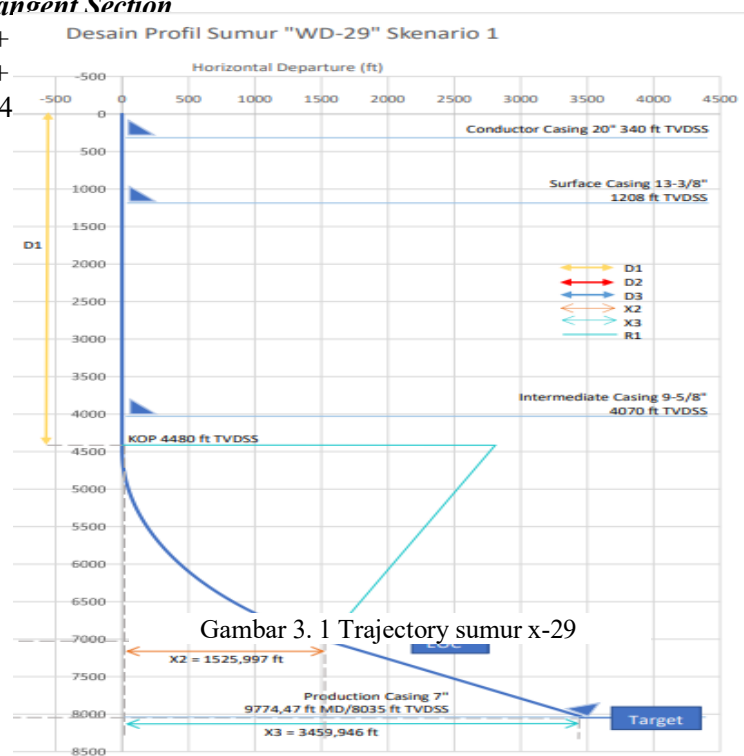
$$\begin{aligned} 4. \text{ MD} &= && \text{B/BUR} &+ && D_1 \\ \text{MD} &= && 62.14/2 &+ && 4480 \\ \text{MD} &= && 7586.96 \text{ ft} &&& \end{aligned}$$

3.1.1 Kalkulasi Tangent Section

$$\text{MD} = D_1 +$$

$$\text{MD} = D_1 +$$

$$\text{MD} = 9774$$



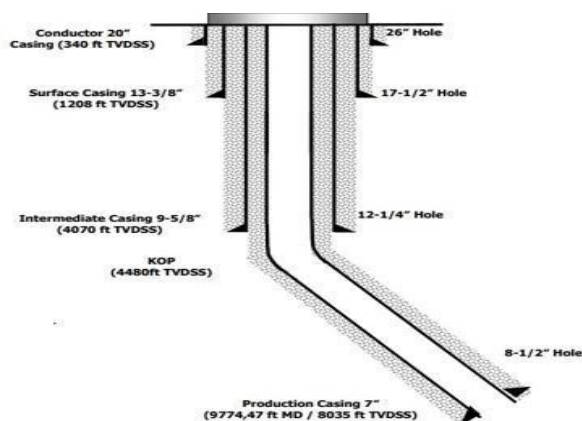
Gambar 3.1 Trajectory sumur x-29

3.1.3 Analisa Profil Sumur

Dari Tabel 2, pemahaman bahwa kedalaman TVDSS sasaran (D3) berada pada 8,035 ft. Titik KOP (D1) ditempatkan di 4,480 ft melalui keberangkatan horizontal (X3) sejauh 3,459.95 ft. Arah pengeboran mengacu pada azimuth N359.87°E, melalui build up rate (BUR) sebesar 0.02°/ft yang memicu perubahan sudut 2° setiap 100 ft hingga mencapai end of curvature di 7,586.96 ft MD. Sesudah titik tersebut, lintasan dipertahankan pada inklinasi paling banyak 62.14° hingga kedalaman terukur sasaran (MD) tercapai di 9,774.47 ft. Kalkulasi profil sumur pada skenario 1 dilakukan untuk setiap interval 100 ft measured depth. Visualisasi hasil dari Tabel 2 beserta lampiran Tabel 1 dapat dilihat pada Gambar 3.1, yang menampilkan desain lintasan sumur “WD” beserta profil sumurnya.

3.2 Perencanaan Drillstring

Dalam perencanaan drillstring dilakukan kalkulasi tekanan *tension*, *drag*, *torsion* dan *buckling*.



Gambar 3. 2 Profil well x-27

3.2.1 Data Drillstring Build up

Dalam menghitung tekanan *tension*, *drag*, *torsion*, dan *buckling* data *drillstring* diperlukan, yakni data BHA dan data *Pipa bor*

Tabel 3.2 Data drillstring

Parameter	Nilai
Kedalaman Sasaran	7586.95ft MD/7012.7 ft TVDSS
B	62.14°
Jari-jari Kelengkungan	2864.78
Parameter	Nilai
Total Panjang Pipa bor	7586.95 ft
Total Berat Pipa bor	191430.6 lb
Total Panjang BHA	792 ft

Total Berat BHA	52,000 lb
OD Pipa bor	5.5 inci
ID Pipa bor	4.778 inci
Berat Nominal Pipa bor	26.95 lb/ft
Mud Weight	10.2 ppg
Hole Size	8.5 inci
Kekuatan Tarik	704,310 lb
Kekuatan Torsi	79,780 lb/ft

3.2.2 Kalkulasi Drillstring Build up

1. Kalkulasi *Bit Weight* (BERAT PADA BIT)

Kalkulasi BERAT PADA BIT di celah bersudut yang ditetapkan (62.14°) memakai

rumusan 3.62 dari (Mitchell, Bill. 1974) yakni :

$$BERAT\ PADA\ BIT = (BF * W_{air\ BHA} * \cos\beta) + 161$$

$$\frac{BF * (OD^2 - ID^2) * (OD^4 - ID^4) * \sin\alpha}{H - OD}$$

$$BERAT\ PADA\ BIT = (0.84 * 52000 * \cos(62.2)) + 1617 = 50550.74\ lb$$

2. Kalkulasi Tekanan *Tension*

$$0.84 * (5.5^2 - 4.778^2) * (5.5^4 - 4.778^4) * \sin(8.5 - 5.5)$$

Kalkulasi tekanan *tension* memakai rumusan dari (Rabia, H. 2002). Kalkulasi tekanan *tension* yakni :

$$P = (W_{BHA} + W_{DP}) \times BF$$

$$= (52000 + 183124.1) \times 0.84$$

$$= 198,509.3\ lb$$

1. Kalkulasi Tekanan Desain Tegangan Maksimum yang Diizinkan (**Pa**) melalui pemahaman Kekuatan Hasil Tarik (**Pt**) DP 5.5 inci S-135 senilai 704310 lb memakai

$$\text{rumusan 3.48} \text{ yakni : } Pa = 0.7 * Pt$$

$$= 0.7 * 704310$$

$$= 493,017\ lb$$

2. Kalkulasi Margin Penarikan Berlebih memakai **rumusan 3.49** yakni :

$$MOP = Pa - P$$

$$= 493,017 - 198,509.3$$

$$= 294,507.7\ lb$$

3. Kalkulasi *Safety Factor* (SF) memakai **rumusan 3.50** yakni

$$\begin{aligned} SF &= Pa/P \\ &= 493,017/198509.3 \\ &= \mathbf{2.48} \end{aligned}$$

5 Kalkulasi Tekanan Drag

Kalkulasi tekanan *drag* melalui memakai (Mitchell. Bill, 1974).

$$\begin{aligned} DL_{Build\ up} &= R1 \times (1 - \cos \beta) \\ DL &= 2864.79 \times (1 - \cos 62.14) \quad DL = 1526.04 \text{ ft} \\ \text{Drag Build up} &= 21.155.9 \text{ lb} \end{aligned}$$

6 Kalkulasi Tekanan Torsion

Kalkulasi tekanan *torsion* melalui memakai rumusan 3.59 dan 3.60 dari (Rabia, H. 2002).

Torsion Build up Section

$$\begin{aligned} W_m &= \text{Berat Nominal BHA} \times BF \\ &= 59.51 \times 0.84 \\ &= 50.51 \text{ lb/ft} \\ 0.33 \times W_m \times R &= 0.33 \times 50.51 \times 2864.79 \\ &= 47.498 \text{ lb/ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Torsion &= \frac{OD \times W_m \times R}{144} + \frac{OD \times WOB}{46} \\ &= \frac{5.5 \times 50.51 \times 2864.79}{144} + \frac{5.5 \times 50550.74}{46} \\ &= 11541.63 \text{ lb} \end{aligned}$$

3.2.3

Data Drillstring Tangent Section

Dalam menghitung tekanan *tension*, *drag*, *torsion*, dan *buckling* data *drillstring* diperlukan, yakni data BHA dan data *Pipa bor*

Tabel 3.5 Data Drillstring Tangent

Parameter	Nilai
Kedalaman	9774.47ft MD/8035
A	ft TVDSS 62.14°
Jari-jari Kelengkungan	2864.78
Total Panjang Pipa bor	7586.95 ft
Total Berat Pipa bor	191430.6 lb
Total Panjang BHA	792 ft
Total Berat BHA	52,000 lb
OD Pipa bor	5.5 inci
ID Pipa bor	4.778 inci

Berat Nominal	26.95 lb/ft
Pipa bor	
Mud Weight	10.2 ppg
Hole Size	8.5 inci
Kekuatan Tarik	704,310 lb
Kekuatan Torsi	79,780 lb-ft

3.2.4 Kalkulasi Drillstring Tangent Section Skenario 1

1. Kalkulasi *Bit Weight* (BERAT PADA BIT)

Kalkulasi BERAT PADA BIT di celah bersudut yang ditetapkan (62.14°) memakai

rumusan 3.62 dari (Mitchell, Bill. 1974) yakni :

$$OB = \frac{(BF * W_{air} * BHA * \cos \alpha) + 1617}{BF * (OD^2 - ID^2) * (OD^4 - ID^4) * \sin \alpha} * H - OD$$

$$\begin{aligned} \text{BERAT PADA BIT} &= (0.84 * 52000 * \cos(62.2)) + 1617 \\ &= 50,550.74 \text{ lb} \end{aligned}$$

2. Kalkulasi Tekanan *Tension*.

Kalkulasi bean *tension* memakai rumusan dari (Rabia, H. 2002).

1. Kalkulasi tekanan *tension* melalui memakai **rumusan 3.46** yakni :

$$\begin{aligned} \mathbf{P} &= (W_{BHA} + W_{DP}) * BF \\ &= (52000 + 183124.1) * 0.84 \\ &= 198,509.3 \text{ lb} \end{aligned}$$

2. Kalkulasi *Tekanan Desain Tegangan Maksimum yang Diizinkan (Pa)* melalui pemahaman *Kekuatan Hasil Tarik (Pt)* DP 5.5 inci S-135 senilai 704310 lb memakai **rumusan 3.48** yakni :

$$\begin{aligned} \mathbf{Pa} &= 0.7 * Pt \\ &= 0.7 * 704310 \\ &= 493,017 \text{ lb} \end{aligned}$$

3. Kalkulasi *Margin Penarikan Berlebih* memakai **rumusan 3.49** yakni :

$$\begin{aligned} \mathbf{MOP} &= Pa - P \\ &= 493,017 - 198509.3 \\ &= 244,744.04 \text{ lb} \end{aligned}$$

4. Kalkulasi *Safety Factor (SF)* memakai **rumusan 3.50** yakni :

$$\begin{aligned} \mathbf{SF} &= Pa / P \\ &= 633879 / 198509.3 \end{aligned}$$

Dari hasil evaluasi, keseluruhan pemtekananan pada drillstring berada dalam batas aman. Tekanan tension tercatat 248,282.28 lb, nilainya masih lebih rendah daripada Margin Penarikan Berlebih (MOP) sebesar 244,744.04 lb, sementara safety factor 1.98 melampaui batas minimal 1. Untuk drag, nilainya 38,757.5 lb, tetap di bawah Bit Weight (BERAT PADA BIT) paling banyak 50,550.7 lb maupun MOP yang sama, yakni 244,744.04 lb. Agar terhindar dari risiko tekukan dan penjepitan pipa, BERAT PADA BIT disarankan berada di atas tekanan drag tersebut tetapi tidak melebihi critical buckling sebesar 45,296.4 lb. Sedangkan tekanan torsion senilai 33,809.2 lb-ft juga masih di bawah torsional strength API yang bernilai 79,780 lb-ft, sehingga seluruh parameter pemtekananan menunjukkan pemboran dapat berlangsung melalui aman.

1. Kalkulasi profil sumur menghasilkan Θ maksimum senilai 62.14°, dan *measured depth* mencapai sasaran sejauh 9774.47 ft MD. Nilai tekanan *tension* keseluruhan 248,282.28 lb, *Margin Penarikan Berlebih* (MOP) 244,744.04 lb, *safety factor* 1.98. Nilai tekanan *drag* keseluruhan 38,757.5 lb. Nilai tekanan *torsion* keseluruhan 33,809.2 lb-ft *Bit Weight* (BERAT PADA BIT) maksimal 50,550.7 lb *critical buckling* 45,296.4 lb
2. Dari hasil yang ada profile sumur dan tekanan drillstring sudah memadai dalam artian 'memenuhi'

4. Ucapan Terima Kasih

Penulis sangat berterima kasih kepada PT. Qui handika atas izin mereka untuk menerbitkan makalah ini. Dan juga Terima kasih khusus kepada bapak dan ibu pembimbing yang ikut berkontribusi di pembuatan makalah ini.

5. Daftar Pustaka

- Edy Soesanto. Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach. Penn-Well Publishing Tulsa. 1985. Chapter 10. Pp331-357, Chapter 15. Pp 488-534
- Eko Prastio, Mughaid et al. Directional Drilling Design Using Computer Model. University of Khartoum Engineering Journal. Vol 7. Issue 1. pp 52-57. February 2017.
- Abdullah Risky Agusman. Jr et al. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineer. Chapter 8. Pp 351-443 1986.
- Carden, R. S. and Grace, R.D. Horizontal and Directional Drilling. Tulsa Oklahoma: PetroSkills LLC., 2007.
- Berkah Hani, Rapier and P.R. Paslay. Pipa bor Buckling in Inclined Holes. SPE Annual Technical Conferences and Exhibition. New Orleans. 28-29 Sept 1984.
- Eren, Tuna et al. Torque and Drag Applications in Horizontal Well. International Journal of Oil Gas and Coal Technology. Vol 16. No 3. 2017.
- Citra Wahyuningrum. Drillstring Analysis with a Discrete Torque-Drag Model. Journal of SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam. 5-7 march 2013.
- Haduch, G.A et al. Solution of Common Stuck Pipe Problem Through the Adaptation of Halafawi, Mohamed and Avram, Lazar. Wellbore Trajectory Optimization for Horizontal Well:

the plan versus reality. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Science. Feb 05, 2019.

- Hafizh Akil Zulfatan, Al Hafizh, Mirza Hadiansa. n.d. *Pembentukan Cekungan Geologi Sumatera Utara*.
- Haryono, Riky. 2019. "Evaluasi Laju Penembusan Pemboran (Rop) Melalui Hidrolika Pahat Melalui Konsep Jet Velocity Pada Lintasan 8 ½." *Universitas Islam Riau*.