

Perancangan Profile Sumur Directional Drilling Berdasarkan Analisa Beban Drillstring Pada Sumur X Lapangan Y

Dzikri Walisyah Djamal¹, Eko Prastio¹, Berkah Hani¹,

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

*Korespondensi: eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id

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 *sasarans* 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

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.

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 Penelitian

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

2. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Pembuatan Lintasan/Trajectory Sumur X-29

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

$$\begin{aligned}\text{Tempat Utara} &= \text{Utara Sumur} - \text{Utara tempat sasaran} \\ &= 9975054.47 \text{ m} - 9976109.07 \text{ m} \quad Y = -1054.6 \text{ m} \\ &= -3459.97 \text{ ft}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tempat East} &= \text{East Sumur} - \text{East tempat sasaran} \\ &= 587458.36 \text{ m} - 587456.1 \text{ m}\end{aligned}$$

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

$$= 7.41 \text{ ft}$$

$$\text{AZIMUT} = 89.87$$

3.1 Kalkulasi Profil Sumur Build up

Menentukan Jari-jari Kelengkungan (r_1), yakni $R_1 = 2864.79 \text{ ft}$

Kalkulasi TVDSS titik end of build yakni $D_2 = + \text{KOP} (\text{ROC} \times \sin(\text{Inklinasi}))$

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

Kalkulasi keberangkatan horizontal di EOB yakni :

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

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

$$\begin{aligned}
 \text{MD} &= \text{B/BUR} + \text{D1 MD} = 62.14/2 \\
 &+ 4480 \text{ MD} = 7586.96 \text{ ft} \\
 \text{Kalkulasi Tangent Section} \\
 \text{MD} &= \text{D1} + \text{B/BUR} + \text{TVD EOC SASARAN} / \cos B \text{ MD} = \text{D1} + 62.14/2 + 1022.3/\cos 62.14 \\
 \text{MD} &= 9774.27 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

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.

Perencanaan Drillstring

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

Gambar 3. 2 Profil well x-27

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
? 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

Kalkulasi Drillstring Build up

Kalkulasi Bit Weight (BERAT PADA BIT)

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

Djamal DW et.al

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

BERAT PADA BIT=(BF*WairBHA*Cos?) +161

?????(????2????2)?(????4????4)????????

[]

??????

BERAT PADA BIT=(0.84*52000*Cos(62.2)) +1617 = 50550.74 lb

Kalkulasi Tekanan Tension

0.84?(5.52?4.7782)?(5.54?4.7784)?sin(

8.5?5.5

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

P = (WBHA+WDP) x BF

= (52000+183124.1) x 0.84

= 198,509.3 lb

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 : Pa = 0.7 * Pt

= 0.7 * 704310

= 493,017 lb

Kalkulasi Margin Penarikan Berlebih memakai rumusan 3.49 yakni :

MOP = Pa - P

= 493,017 - 198509.3

= 294,507.7 lb

Kalkulasi Safety Factor (SF) memakai rumusan 3.50 yakni

SF = Pa/P

= 493,017/198509.3

= 2.48

Kalkulasi Tekanan Drag

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

DLBuild up= R1 x (1 - Cos ?)

DL = 2864.79 x (1 - Cos 62.14) DL = 1526.04 ft

Drag Build up = 21.155.9 lb

Kalkulasi Tekanan Torsion

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

Torsion Build up Section

Wm = Berat Nominal BHA* BF

= 59.51 * 0.84

= 50.51 lb/ft

0.33*Wm*R = 0.33 x 50.51 x 2864.79

= 47.498 lb/ft

Torsion = ?????????????? + ??????????????

144 46

= 5.5? 50.51?2864.79 + 5.5?50550.74

144 46

= 11541.63 lb

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 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 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

Kalkulasi Drillstring Tangent Section Skenario 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 :

$$OB = (BF \cdot W_{airBHA} \cdot \cos \theta) + 1617$$

$$OB = (0.84 \cdot 52000 \cdot \cos(62.2)) + 1617$$

$$OB = 50,550.74 \text{ lb}$$

$$BERAT \text{ PADA BIT} = (0.84 \cdot 52000 \cdot \cos(62.2)) + 1617$$

$$= 50,550.74 \text{ lb}$$

Kalkulasi Tekanan Tension.

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

1. Kalkulasi tekanan tension melalui memakai rumusan 3.46 yakni :

$$P = (WBHA + WDP) \times BF$$

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

$$= 198,509.3 \text{ lb}$$

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 :

$$Pa = 0.7 \cdot Pt$$

$$= 0.7 \cdot 704310$$

$$= 493,017 \text{ lb}$$

Kalkulasi Margin Penarikan Berlebih memakai rumusan 3.49 yakni :

$$MOP = Pa - P$$

$$= 493,017 - 198509.3$$

$$= 244,744.04 \text{ lb}$$

Kalkulasi Safety Factor (SF) memakai rumusan 3.50 yakni :

$$SF = Pa/P$$

$$= 633879/198509.3$$

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.

4. KESIMPULAN

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'

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, Mugahid 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.