



EVALUASI DESAIN DRILL STRING PEMBORAN BERARAH SUMUR X LAPANGAN Y

Winarto¹, Salma Nabilah²

Akamigas, Balongan^{1,2}
wintpetro466@gmail.com¹

Info Artikel :

Diterima : 20 Januari 2022

Disetujui : 25 Januari 2022

Dipublikasikan : 28 Januari 2022

ABSTRAK

Pemboran berarah (directional drilling) adalah suatu teknik pemboran dengan membelokkan lintasan lubang bor pada koordinat tertentu menuju ke suatu target koordinat di bawah permukaan yang tidak terletak secara vertikal di bawah titik bor. Pemboran berarah sumur PB-02 memiliki perencanaan titik belok (KOP) pada kedalaman 350 ft dengan BUR maksimal 3°/100ft. Target berada di kedalaman 6800 ftMD dengan sasaran Formasi Bekasap. Perencanaan desain drillstring ini dilakukan karena pada setiap operasi pemboran berarah ditemui beberapa kendala seperti fatigue, putus, dan twisting. Dalam desain drillstring Sebelum melakukan analisis, terlebih dahulu dilakukan kajian terhadap beberapa referensi yang dijadikan dasar dalam pencegahan problem drilstring, yaitu berupa jurnal, buku yang relevan dengan objek data permasalahan di lapangan sebelum divalidasi dengan data yang dibutuhkan dalam proses analisis. Sunur X memiliki kedalaman target 6418 ft dengan total kedalaman 6800 ft. Sumur ini akan dilakukan pemboran dengan sistem directional drilling dengan kedalaman kick off point 350ft, mulai dibentuk sudut kemiringan dengan build up rate sebesar 3°/100ft, inclination sebesar 40.09° sehingga sudut akan di bentuk dari 0° hingga 40.09° sepanjang kick off depth hingga end of build sebesar 1616.2 ft. Berdasarkan data perhitungan re desain nilai torsi, tension, drag, collapse, buckling dan neutral point dalam batas aman pada kondisi temperature dan pressure tertentu. sehingga tidak terjadi masalah pada drill string saat directional drilling berlangsung. Semua parameter pada drill string masih bearada pada nilai yang optimal sesuai desain yang ada, sehingga drill string layak digunakan pada kegiatan pemboran directional sumur X.

Kata Kunci :
pengeboran terarah, laju pembangunan, akhir pembangunan, kemiringan, optimal.

ABSTRACT

Keywords :
directional drilling, build up rate, end of build, inclination, optimal.

Directional drilling is a drilling technique by turning the drill hole trajectory at certain coordinates to a target coordinate below the surface that is not located vertically below the drill point. Directional drilling of the PB-02 well has a planned inflection point (KOP) at a depth of 350 ft with a maximum BUR of 3°/100ft. The target is at a depth of 6800 ftMD with the target of the Bekasap Formation. This drillstring design planning was carried out because each directional drilling operation encountered several obstacles such as fatigue, breaking, and twisting. In the drillstring design Before carrying out

the analysis, a review of several references that are used as the basis for preventing drillstring problems is carried out, namely in the form of journals, books that are relevant to the problem data object in the field before being validated with the data needed in the analysis process. Sumur X has a target depth 6418 ft with a total depth of 6800 ft. This well will be drilled using a directional drilling system with a kick off point depth of 350ft, starting to form a slope angle with a build up rate of 3°/100ft, an inclination of 40.09° so that the angle will be formed from 0° to 40.09° along the kick off depth to The end of build is 1616.2 ft. Based on the re-design calculation data, the torque, tension, drag, collapse, buckling and neutral points are within safe limits under certain temperature and pressure conditions. so that there is no problem with the drill string during directional drilling. All parameters on the drill string are still at the optimal value according to the existing design, so that the drill string is suitable for use in directional drilling activities for well X..

PENDAHULUAN

Pemboran berarah (*directional drilling*) adalah suatu teknik pemboran dengan membelokkan lintasan lubang bor pada koordinat tertentu menuju ke suatu target koordinat di bawah permukaan yang tidak terletak secara vertikal di bawah titik bor. Dibutuhkan perencanaan yang matang sebelum melakukan pemboran berarah. Dalam pelaksanaannya, pemboran berarah membutuhkan metode yang lebih rumit dibandingkan pemboran sumur vertikal. Pelaksanaan pemboran berarah dilakukan mengikuti lintasan yang telah direncanakan, namun kenyataan di lapangan, hampir setiap pemboran berarah terjadi penyimpangan sudut dan arah lintasan dari yang sudah direncanakan.

Pemboran berarah Sumur X oleh PT Parama Data Unit merupakan pemboran berarah tipe *build and hold* (J-Type). Pemboran berarah sumur PB-02 memiliki perencanaan titik belok (KOP) di kedalaman 350 ft dengan BUR maksimal 3°/100ft. Target pemboran berada di kedalaman 6800 ftMD dengan formasi sasaran yaitu Formasi Bekasap.

Pada perencanaan pengeboran sumur berarah akan di bahas tentang perencanaan *drill string*. Perencanaan ini dilakukan karena di setiap pemboran,terlebih pemboran berarah akan ditemui beberapa parameter yang dapat menyebabkan masalah pada rangkaian *drill string*.

Oleh karena itu tentu saja berbeda penggunaan *drill string* pada pemboran berarah. Pada pemboran berarah akan mengalami *buckling* yang tidak dialami di sumur *vertical*.

METODE PENELITIAN

Penulis akan membahas alur penelitian yang akan dilakukan pada sumur X lapangan Y terkait upaya agar mendapatkan hasil lintasan lubang bor yang baik dan mencegah problem yang kemungkinan terjadi pada saat pembuatan lubang bor berarah, Perencanaan desain drilltring ini dilakukan karena pada setiap operasi pemboran berarah akan ditemui beberapa kendala yang terbaca pada parameter pemboran yang menyebabkan problem pada drill string seperti fatigue, putus, dan twisting. Dalam desain drillstring ini Sebelum melakukan analisis, terlebih dahulu dilakukan kajian

terhadap beberapa referensi yang dijadikan dasar dalam penanganan *problem drilling*, yaitu berupa jurnal, buku yang relevan dengan objek data permasalahan di lapangan sebelum divalidasi dengan data yang dibutuhkan dalam proses analisis meliputi data kedalaman jenis batuan, kekerasan batuan, pressure, temperature, *kick off point*, arah lintasan lubang bor, sudut kemiringan, kedalaman target. dalam pengolahan data untuk menentukan pemilihan komponen drill string yang akan digunakan pada pemboran berarang dimana harus memperhitungkan nilai WOB, tension, buckling, drift, buckling dan *neutral point*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur X terletak di antara dua lapangan minyak yaitu petapahan dan kota batak. Formasi yang akan di tembus pada pemboran sumur X ini meliputi formasi petani, telisa, bekasap dan berakhir di basement. Target utama pemboran ini adalah formasi bekasap A, B dan C1 sand. Pada pengeboran sumur X ini bertujuan untuk mengeksplorasi beberapa lapisan reservoir pada formasi bekasap dan telisa yang telah terbukti menghasilkan hidrokarbon di sekitar lapangan petapahan dan kota batak. Cekungan Sumatera tengah merupakan cekungan belakang busur sejak neosen yang terbentuk akibat posisi tumbukan yang menyudut antara lempeng samudera hindia yang menunjam ke dalam lempeng benua Eurasia selama miosen. Cekungan ini merupakan seri dari struktur half graben pada periode paleogen (meosen-oligosen) yang terbentuk akibat proses rifting sehingga terpisah oleh blockhont. Cekungan Sumatera tengah berbentuk asimetris yang mengarah ke barat laut. Bagian yang terdalam terletak pada bagian barat daya dan melandai ke arah timur laut. Hal tersebut disebabkan adanya patahan patahan bongkah pada landasan cekungan yang umumnya berbentuk half graben.

Sumur ini terletak di kawasan petapahan area yang mana kawasan petapahan tersebut memiliki beberapa formasi meliputi formasi petani, formasi telisa, formasi bekasap dan formasi greywacke basement yang mana target berada pada formasi bekasap.

Formasi bekasap terletak di pulau Sumatera, yang di temukan pada bulan juni 1955 dan mulai berproduksi pada bulan September 1957. Saat ini terdiri dari 107 sumur produksi, 16 sumur injeksi dan 2 sumur pembuangan, Formasi bekasap ini bercirikan adanya batu pasir hasil proses transgresi. Secara umum formasi ini tersusun atas batu pasir glaukonit dengan sisipan serpih, batu gamping tipis, dan lapisan batu bara. Formasi bekasap memiliki kisaran umur dari akhir N5-N8 awal miosen, tersusun atas batu pasir berukuran sedang sampai kasar dengan sedikit shale. Formasi bekasap ini memiliki ketebalan sekitar 1300ft dengan porositas rata rata sebesar 25.8 %.

Formasi Petani di endapkan secara tidak selaras di atas formasi telisa dan menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan cekungan Sumatera tengah. Formasi ini di endapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai dan ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Terdiri dari batu pasir, dan batu gamping yang di jumpai pada bagian bawah, sedangkan batu bara banyak di jumpai pada bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang. Pada formasi petani dominan batu pasir dan mengandung sedikit lempung.

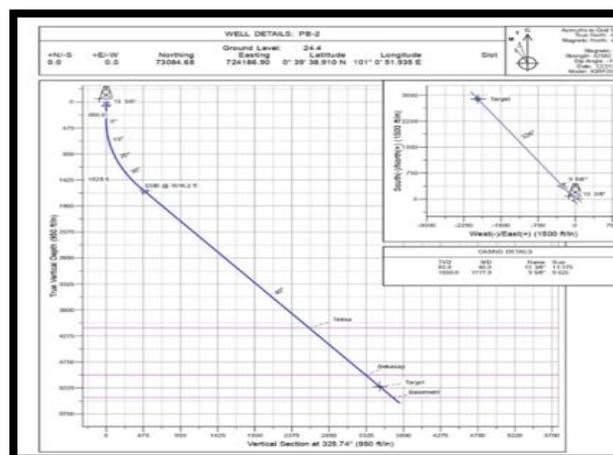
Formasi telisa di endapkan di atas kelompok sihapus dengan bagian bawah telisa shale mempunyai hubungan menjari dengan formasi bekasap di sebelah barat daya dan di sebelah timur laut menjari dengan formasi duri. Formasi telisa ini tersusun atas

calcareous shale dan siltstone abu kecoklatan dan terkadang dijumpai batu gamping. Formasi ini memiliki ketebalan kurang lebih 1600ft.

Dari data geologi didapatkan berbagai jenis-jenis batuan di setiap intervalnya. Data tersebut di dapatkan dari offsite well X, dimana data tersebut diantaranya adalah pada interval 130ftMD – 2050ftMD di dominasi oleh sandstone yang diselengi dengan claystone, siltstone, dan coal. Yang mana terdiri dari 70% sandstone berkarakteristik consolidated sand stone, berwarna putih bening, medium grain, dan poor sorted. Kemudian pada interval 2050ftMD -2085ftMD di dominasi oleh claystone dan diselengi dengan silstone dan sand stone. Yang terdiri dari 70% claystone, 20% silstone, dan 10% sandstone. Kemudian pada interval 1140ftMD – 2250ftMD di dominasi oleh sandstone dan diselengi oleh claystone, silstone, dan coal. Yang terdiri dari 70% sandstone yang berkarakteristik 5-20% consolidated sandstone, medium grain, dan poor sorted. lalu 16% claystone yang memiliki karakteristik clay wash out, 10% silstone, dan 4% coal. Kemudian pada interval 2350ftD – 4130ftMD di dominasi oleh sandstone yang di selingi dengan silstone, dan claystone yang terdiri dari 70-80% sandstone. Kemudian pada interval 4130ftMD – 5320ftMD di dominasi oleh claystone dan di selingi oleh silstone yang mana terdiri dari 70-80% claystone dan 10-20% silstone. Pada Interval 5230ftMD – 5750ftMD di dominasi oleh claystone yang di selingi oleh sandstone dan silstone, yang mana terdiri dari 70% claystone, 20% sandstone, dan 10% silstone. Interval 5750ftMD – 6831ftMD didominasi oleh sandstone sebesar 39% dan di selingi dengan 25% claystone, 36% silstone, dan limestone. Dan pada interval 6831ftMD di temukan basement pada sumur X yang berkarakteristik greywacke Basement, massive, dan berwarna abu abu tua.

Pada penjelasan klasifikasi batuan diatas adalah salah satu parameter penting yang harus dipertimbangkan dalam kegiatan pemboran, khususnya pada saat kegiatan desain drill string yang nantinya akan digunakan untuk kegiatan pemboran tersebut.

Pada lapangan Y akan di lakukan pemboran sumur X dengan well plan pada koordinat permukaan pada 7241869 mN 7308968 mE dan koordinat target 72358702 mN 7396553 mE. Sumur ini di rencanakan memiliki kedalaman target pada 6418 ft dengan total kedalaman 6800 ft. Sumur ini akan di lakukan pemboran dengan sistem directional drilling dengan kedalaman kick off point 350ft, setelah itu sumur akan memulai dibentuk sudut dengan build up rate sebesar 3°/100ft dengan inclination sebesar 40.09° sehingga sudut akan di bentuk dari 0° hingga 40.09° sepanjang kick off depth hingga end of build sebesar 1616.2 ft.



Gambar 1 Well Plan

Pada rencana pemboran berarah sumur X ini akan membahas tentang perencanaan desain drill string untuk sumur pemboran berarah. Perencanaan ini dilakukan karena pada setiap operasi pemboran, terlebih pemboran berarah akan selalu ditemui beberapa parameter yang menyebabkan problem pada drill string seperti fatigue, putus, dan twisting. Oleh karena itu ada beberapa parameter yang harus di pertimbangkan dalam melakukan desain drillstring pada sumur pemboran berarah meliputi kedalaman jenis batuan, kekerasan batuan, pressure, temperature, dikarenakan tidak semua drill string bisa di gunakan pada kedalaman, kondisi tekanan dan temperature tertentu.

Setelah ditentukan lintasan sumur diatas, maka langkah selanjutnya adalah dilakukan perhitungan parameter parameter yang digunakan dalam desain drill string, yang meliputi :

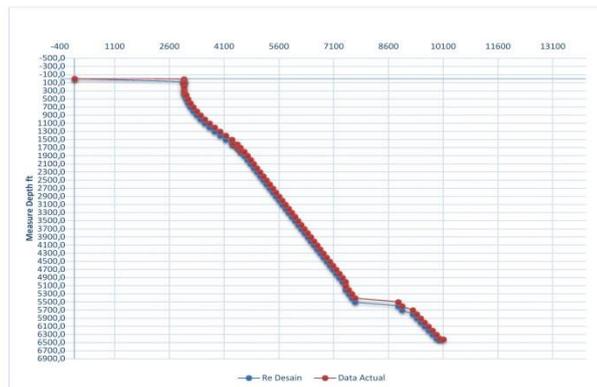
1. **Torsi**

$$T = \frac{OD \times W \times \mu \times \sin I}{24}$$

$$= \frac{(6.625 \times 26284.2 \times 0.3) \times \sin 0.663}{24}$$

$$= 1339.78 \text{ lb/ft}$$

Yang mana dari perhitungan di atas di dapatkan grafik sebagai berikut :



Grafik 1 Torsi

Dari grafik tersebut dapat diketahui bahwa pada kedalaman 350 ft terjadi penambahan nilai torsi yang mana di sebabkan oleh adanya kick off point (KOP) yang menyebabkan nilai torsi terus naik hingga kedalaman 1616.2 ft atau pada saat end of build. Setelah end of build nilai torsi kembali konstan hingga kedalaman 5000 ft yang mana menunjukkan tangent section. Setelah tangent section, nilai torsi naik dikarenakan ada penambahan sudut untuk mencapai titik target kedalaman 6418 ft pada formasi bekasap.

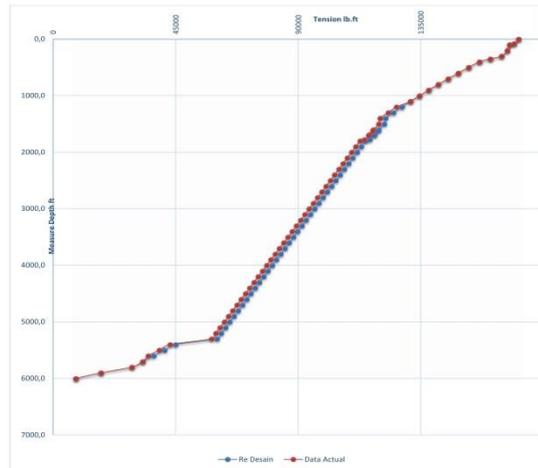
2. **Tension**

$$T_2 = (T_1 - W \cos I (\text{avg}) + \mu F_n)$$

$$= 119621.8 - 887,9 + 1099.2$$

$$= 121608.8 \text{ lbs}$$

Yang mana dari hasil perhitungan tersebut di dapatkan grafik sebagai berikut :



Grafik 2 Tension

Berdasarkan pada grafik di atas, menunjukkan terjadinya penurunan nilai tension pada saat kick off point (KOP) pada kedalaman 350 ft hingga end of build pada kedalaman 1616.2 ft. selanjutnya pada kondisi tangent, nilai tension turun secara konstan. Lalu pada kedalaman 5000 ft dilanjutkan dengan adanya penambahan sudut saat akan mencapai target pada formasi bekasap pada kedalaman 6418 ft yang mana menyebabkan nilai tension menurun.

3. Drag

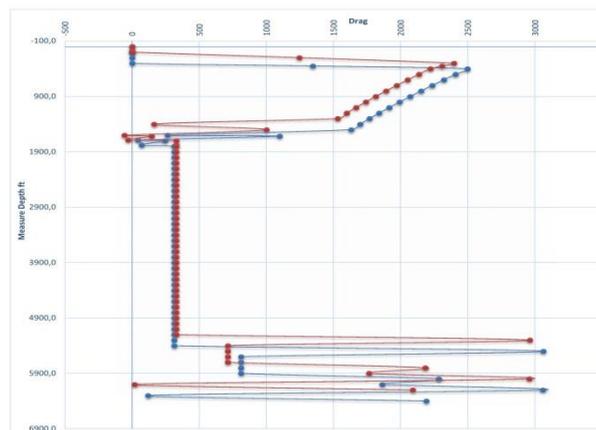
$$D = \left\{ 2T \times \sin \left(\frac{\Delta I}{2} \right) + W \sin I (avg) \right\}^2 + \left\{ 2T \sin \left(\frac{\Delta A}{2} \right) \sin I (avg) \right\}^2$$

$$D = \left\{ 2 \times 11962.1 \times \sin 0,0183 + 1143,2 \times \sin 0,6813 \right\}^2 +$$

$$\left\{ 2 \times 11962.1 \times \sin \left(\frac{0,0}{2} \right) \sin 0,6813 \right\}^2$$

$$= 1099.2 \text{ lbs drag.}$$

Yang mana dari perhitungan di atas di dapatkan grafik sebagai berikut :



Grafik 3 Drag

Terjadi kenaikan nilai drag pada saat kedalaman mulai 350ft yang mana hal tersebut di sebabkan oleh terjadinya kick off point (KOP) hingga end of build pada kedalaman 1616.2 ft. Lalu nilai drag kembali konstan yang mana hal tersebut menunjukkan kondisi tangent section hingga kedalaman 5000ft. Pada kedalaman

5200 ft nilai drag mulai naik hingga mencapai 3000 lbs drag yang di sebabkan oleh adanya penambahan sudut untuk menuju target yaitu pada formasi bekasap.

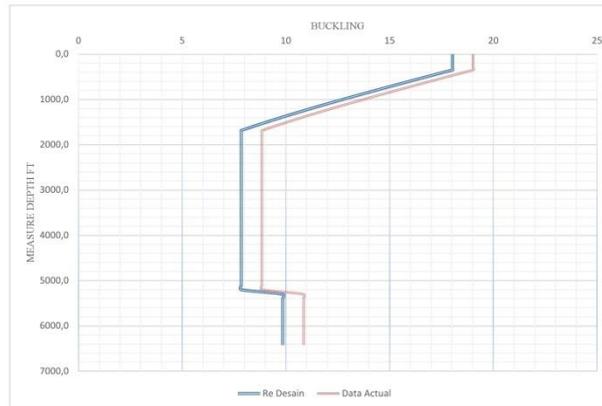
4. Buckling

$$BL = 1,617 \left\{ \frac{BF (OD^2 - ID^2) \times \sin incl}{H - OD} \right\}^{0,5}$$

$$BL = 1,617 \left\{ \frac{0,834(5^2 - 4,276^2) \times \sin 0,699}{8,5 - 5} \right\}^{0,5}$$

$$= 7.843$$

Dari perhitungan buckling di atas di peroleh grafik buckling pada sumur x sebagai berikut :



Grafik 4 Buckling

Berdasarkan grafik di atas, nilai buckling turun secara konstan dari 18 lbs hingga 8 lbs yang di sebabkan karena sumur X memiliki titik kick off point dangkal yaitu pada kedalaman 350 ft sehingga pada saat kick off point terjadi, drill string belum masuk ke lubang sumur secara keseluruhan. Pada saat shallow kick off point, buckling di sebabkan oleh adanya daya dari motor atau rotary steerable system. Setelah tangent section, nilai buckling naik hingga 15 lbs yang mana hal tersebut di sebabkan oleh adanya penambahan sudut saat menuju target pada formasi bekasap.

5. Neutral point

a. Bouyancy Factor :

$$BF = 1 - \frac{MW}{65,5} = 1 - \frac{9}{65,5} = 0,862$$

b. Collar Weight :

$$CW = \frac{\frac{\pi}{4} \times (OD^2 - ID^2)}{0.2945} = \frac{\frac{3.14}{4} \times (8^2 - 3.25^2)}{0.2945} = 142.43 \text{ lb/ft}$$

c. Safety Factor :

$$SF = 10\% \times \text{Maximum WOB}$$

$$= 10\% \times 30000 \text{ lb} = 3000 \text{ lb}$$

d. WOB :

$$WOB = \text{Bouyancy Factor} \times \cos incl$$

$$= 0.862 \times 0.659 = 0.658$$

e. BHA Weight in Air :

$$\text{BHA Weight in Air} = \frac{WOB \times SF}{BF \times \cos Incl}$$

$$= \frac{0.658 \times 3000}{0.862 \times 0.659} = 3474.99 \text{ lb}$$

f. Available Bit Weight :

$$\begin{aligned} \text{ABW} &= \text{Bouyancy Factor} \times \text{BHA Weight in Air} \\ &= 0.862 \times 3474.99 = 2995.44 \text{ lb} \end{aligned}$$

WOB (lb)	Neutral Point Above Bit (ft)	Neutral Component
0	0	-
2500	23,69365887	MWD
5000	47,38731773	Spiral DC
7500	71,0809766	Spiral DC
10000	94,77463546	Spiral DC
12500	118,4682943	Spiral DC
15000	142,1619532	Spiral DC
17500	165,8556121	JAR
20000	189,5492709	Spiral DC
22500	213,2429298	Spiral DC
25000	577,961035	HWDP
27500	653,2088599	Drill Pipe
30000	728,4566848	Drill Pipe

Parameter titik neutral merupakan hal paling penting dalam suatu desain drill string ataupun pada saat kegiatan pemboran berlangsung, dikarenakan parameter tersebut sebagai patokan drill string dalam terjadinya buckling pada pemboran berarah. Berat dari rangkaian pemboran yang diaplikasikan pada formasi tentunya mempunyai batas maksimal karena besarnya WOB yang terlampau besar juga bisa menimbulkan masalah dalam operasi pemboran. Pada pemboran sumur berarah, besarnya WOB yang teraplikasikan pada formasi tentunya akan berbeda dengan pemboran sumur vertikal. Sudut inklinasi pada lubang bor mempengaruhi besarnya WOB maksimal yang dapat diaplikasikan pada formasi.

Selain itu besarnya WOB yang diaplikasikan pada formasi harus mempertimbangkan titik netralnya. Titik netral merupakan titik pada drillstring dimana gaya aksial berubah dari compression menjadi tension. Lokasi titik netral tergantung dari besarnya WOB dan bouyancy factor dari fluida pemboran. Selama ada fluktuasi WOB, maka posisi titik netral juga akan berubah. Secara teoritis, posisi titik netral maksimal tidak boleh melebihi top of BHA atau tidak melebihi BHA.

Pada pemboran berarah sumur X dianalisa posisi titik netral selama pemboran, serta diperkirakan WOB maksimal yang dapat diaplikasikan dengan pertimbangan titik netralnya.

Pada pemboran lubang 8 ½" dilakukan hingga kedalaman 6831 ft dapat diketahui bahwa WOB aktual yang digunakan berkisar 24-25 klbs dengan posisi titik netral mencapai 578 ft di atas bit atau berada di HWDP. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa titik netral yang ditimbulkan dari WOB aktual saat pemboran tidak melebihi batas titik netral teoritisnya sehingga masih aman. Selain itu dapat diketahui pula WOB maksimal yang dapat diaplikasikan pada saat pemboran lubang 8 ½". WOB maksimal yang dapat diaplikasikan mencapai 25 klbs, karena jika WOB sudah mencapai 27 klbs, titik netralnya sudah berada di drill pipe sehingga tidak aman.

Penggunaan WOB yang melampaui batas akan menyebabkan permasalahan pada saat operasi pemboran. WOB yang terlalu besar menyebabkan beban kompresi yang lebih besar pada drillstring dan titik netral berpindah semakin ke atas menuju pipa yang lemah (drill pipe), efeknya adalah pipa bisa tertekuk atau buckling. Pada saat pemboran sumur berarah potensi pipa tertekuk dapat terjadi di bawah maupun di atas titik netralnya.

6. Pressure

a. Formation Pressure :

$$Pf = \text{Normal Hydrostatic Gradient} \times \text{Depth}$$

$$= 0.465 \times 350 = 162.75 \text{ psi}$$

b. Hydrostatic Pressure :

$$Ph = 0.052 \times \rho \times \text{TVD}$$

$$= 0.052 \times 9 \times 6800 = 3182.4 \text{ psi}$$

Yang mana didapatkan tabel perhitungan pressure sebagai berikut :

Tabel 1 Pressure

DEPTH	TVD	ph	pf	NORMAL HYDROSTATIC GRADIENT
0,0	6 800	3 182,4	0	0,465
80,0	6 800	3 182,4	37,2	0,465
100,0	6 800	3 182,4	46,5	0,465
200,0	6 800	3 182,4	93	0,465
300,0	6 800	3 182,4	139,5	0,465
350,0	6 800	3 182,4	162,75	0,465
400,0	6 800	3 182,4	186	0,465
500,0	6 800	3 182,4	232,5	0,465
600,0	6 800	3 182,4	279	0,465
700,0	6 800	3 182,4	325,5	0,465

Berdasarkan data pressure, perhitungan re desain nilai torsi, tension, drag, collapse, buckling dan neutral point diatas, dapat disimpulkan bahwa pemilihan komponen drill string pada sumur X sudah efektif karena nilai nlai diatas masih aman di gunakan dalam batas maksimum pada kondisi temperature dan pressure tertentu.

KESIMPULAN

Beban Tension maksimal sebesar 121608.8 lbs, nilai tersebut masih dibawah Tensile Strength dari Drill Pipe yang digunakan sehingga hal tersebut dapat sangat efektif untuk kelayakan drill string pada sumur X dan pada evaluasi desain drill string ini, nilai buckling maksimal penempatan titik netral masih berada pada komponen yang diinginkan yaitu 728,4566848 ft, sehingga drill string aman digunakan saat directional drilling tersebut berlangsung. Semua parameter pada drill string masih bearada pada nilai yang optimal sesuai desain yang ada, sehingga drill string layak untuk digunakan pada kegiatan pemboran directional sumur X.

DAFTAR PUSTAKA

- Arikunto, Suharsimi. (2016). *Prosedur Penelitian Suatu Pendekatan Praktis*. Jakarta: PT Rineka Cipta.
- Ayoib, C. A., & Nosakhare, P. O. (2015). Directors culture and environmental disclosure practice of companies in Malaysia. *International Journal of Business Technopreneurship*, 5(1), 99–114.
- Hermanto, B. (2012). *Pengaruh Prestasi Trainin, Motivasi Dan Masa Kerja Teknisi Terhadap Produktivitas Teknisi Di Bengkel Nissan Yogyakarta, Solo, dan Semarang*. Skripsi. Universitas Negeri Yogyakarta.
- Primack, H.S. (1983). *Method of Stabilizing Polyvalent Metal Solutions*. US Patent No. 4,373,104.
- Roeva, O. (2012). *Real-World Applications of Genetic Algorithm*. In *International Conference on Chemical and Material Engineering*. Semarang, Indonesia: Department of Chemical Engineering, Diponegoro University
- Rohmawati, L. (2019). Pengaruh Pengawas dan Direksi Wanita Terhadap Risiko Bank Dengan Kekuasaan CEO Sebagai Variabel Pemoderasi (Studi Bank Umum Indonesia). *Syntax Literate; Jurnal Ilmiah Indonesia*, 4(9), 26–42.
- Rukiyah, A. Y., & Yulianti, Lia. (2014). *Asuhan Kebidanan Kehamilan Berdasarkan Kurikulum Berbasis Kompetensi*. Jakarta Timur: CV. Trans Info Media.
- Wang, Ning Tao, Huang, Yi Shin, Lin, Meng Hsien, Huang, Bryan, Perng, Chin Lin, & Lin, Han Chieh. (2016). Chronic hepatitis B infection and risk of antituberculosis drug-induced liver injury: Systematic review and meta-analysis. *Journal of the Chinese Medical Association*, 79(7), 368–374