

BEBAN TORSI YANG DIPENGARUHI OLEH SIDE FORCE PADA PEMBORAN SUMUR BERARAH TIPE J DAN TIPE S DI SUMUR SH-02 LAPANGAN RM-PL

Septianus Hendra¹, Abdi Suprayitno², Rohima Sera Afifah³, Risel Labinna⁴, Iin Darmiyati⁵

¹²³⁴⁵Departement of Petroleum Engineering, STT MIGAS Balikpapan, Indonesia

* Corresponding Author: nurfaradita22@gmail.com

Abstrak

Analisa beban torsi dilakukan untuk meminimalisir terjadinya permasalahan-permasalahan seperti penelitian ini yang akan melakukan analisa perbandingan beban torsi dan pengaruh side force pada pemboran sumur berarah tipe J dan tipe S. Adapun hasil dari analisa, didapatkan bahwa beban torsi akan mengalami percepatan kenaikan yang signifikan pada interval kick off point dan drop off point yang mana pada bagian ini tepat merupakan busur kelengkungan dan beban torsi akan cenderung bernilai stabil yang mana hal ini terjadi pada bagian tangent section yang bukan merupakan busur kelengkungan. Dari hasil simulasi software didapati nilai beban torsi pada sumur berarah tipe J sebesar 22.62 kft.lbf dan untuk sumur berarah tipe S sebesar 31.74 kft.lbf. side force akan tinggi disebabkan karena adanya busur kelengkungan dengan nilai dogleg Severity (DLS) yang cenderung tinggi hal ini disebabkan karena keadaan formasi, jenis BHA, mata bor, dan drilling parameter. Kemudian side force yang terlihat konstan karena nilai dogleg severity (DLS) dipertahankan namun terlihat zig- zag karena adanya efek tortuosity.

Kata Kunci : Kekuatan torsional, gaya samping, berliku-liku, tingkat keparahan dogleg

Abstract

Analysis is carried out to minimize the occurrence of problems such as this study which will carry out a comparative analysis of torque loads and the effect of side forces on J-type and S- type well drilling. As for the results of the analysis, it is found that the torque load will experience a significant increase in the interval kick off point and drop off point which in this section is exactly the arc of curvature and the torque load will tend to be stable which is what happens in the tangent section which is not an arc of curvature. From the software simulation results, it was found that the torque load value for the J-type well was 22.62 kft.lbf and for the S-type well, it was 31.74 kft.lbf. side force will be high due to the arc of curvature with a dogleg Severity (DLS) value which tends to be high this is due to the state of the formation, type of BHA, drill bit, and drilling parameters. Then the side force that looks constant because the dogleg severity (DLS) value is maintained but looks zig-zag because of the tortuosity effect.

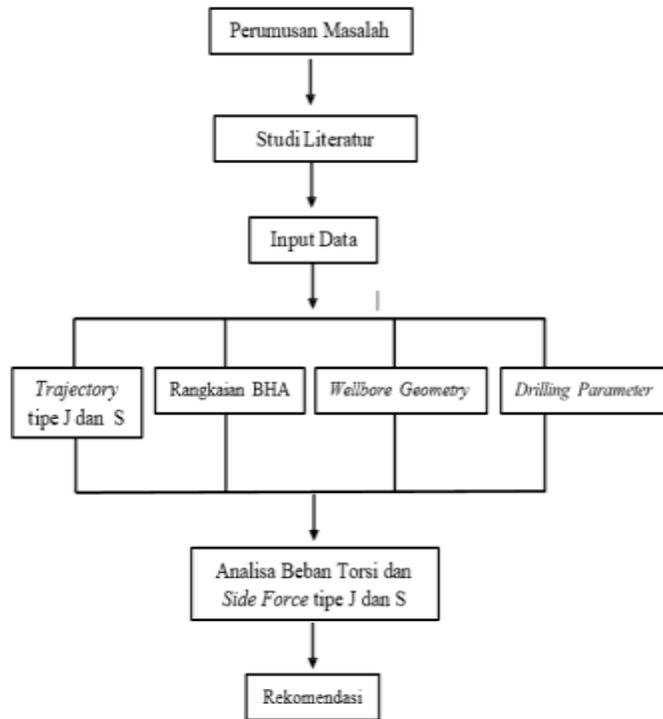
Keywords : Torsion force, side force, twisting, dogleg severity

PENDAHULUAN

Operasi pemboran minyak dan gas bumi merupakan proses kelanjutan dari analisa geologi, geofisika dan simulasi reservoir sebagai pembuktian ada atau tidaknya kandungan minyak dan gas bumi (hidrocarbon) di dalam daerah atau lapisan batuan (Rubiandini, 2018). Kegiatan ini dilakukan dengan dengan cara membuat lubang di permukaan tanah sampai kedalam target di bawah permukaan (Adha, 2021). Arah lubang yang vertikal, secara operasinya lebih mudah, dan umumnya membutuhkan biaya yang relatif murah dibanding dengan melakukan pemboran horizontal (Wiyono & Migas, 2021). Akan tetapi, letak suatu formasi terkadang berbeda jauh dengan kondisi yang kita inginkan, sehingga harus dilakukan pemboran berarah. Faktor yang menjadi sebab dilakukannya pemboran berarah karena kondisi permukaan, alasan geologi, ekonomi dan beberapa alasan lainnya (Andalucia, S., dan Priambudi, A, 2016) Pemboran berarah merupakan teknik pemboran dengan lintasan yang diarahkan mengikuti lintasan yang telah direncanakan menuju ke arah tertentu untuk mencapai target yang telah ditentukan (Johanis, 2021). Pemboran berarah hanya dilakukan dengan alasan dan keadaan khusus saja. Umumnya sebuah pemboran berarah dikenal tiga macam type yaitu Shallow Deviation Type J, Type S, dan Deep Deviation Type. (Adila, M.T., dan Aboeksan, W, 2015). Beban drag dan torsi dalam kegiatan pemboran khususnya pemboran berarah menjadi salah satu aspek penting untuk dapat menjadi acuan dalam pemilihan *Grade Drill Pipe, Top Drive* dan *Rig* pemboran atau pada khusus yang umum terjadi di dunia pemboran, dengan ketersediaan *Drill Pipe, Top Drive* dan *Rig* yang ada, melalui analisa beban torsi ini, dapat dilakukan optimasi pada desain sumur berarah itu sendiri agar operator minyak dan gas bumi tetap dapat mencapai target yang direncanakan. (Irfan, 2015)

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dalam beberapa tahap, yakni tahap studi literatur, tahap input data, tahap simulasi, tahap analisa perbandingan, tahap studi kasus dan tahap rekomendasi (Sirait, 2021). Pada tahap study literatur, peneliti melakukan pencarian berbagai literatur *directional drilling* dan lebih spesifiknya mengenai beban torsi pengeboran (Sima, 2022). Setelah melakukan pencarian literatur yang dianggap dapat menjadi sumber referensi penulisan dan pembuatan tugas akhir ini, peneliti selanjutnya membaca dan memahami mengenai literatur tersebut untuk mendukung pengerjaan penelitian ini. Tahap input data Pada tahap ini, Engineer melakukan pengumpulan dan input data- data yang diperlukan untuk mengerjakan simulasi beban torsi pada kedua tipe sumur berarah, baik tipe J dan tipe S dengan menggunakan software Schlumberger *Drilling Office X™*. (Emilia, A. Dkk, 2015). Adapun data yang dibutuhkan seperti *trajectory*, rangkaian BHA, *wellbore geometry* dan *drilling parameter*, dimana semua data tersebut diperoleh dari kondisi ril pemboran sumur berarah di sebuah lapangan minyak dan gas di area Kalimantan. Berikut ini adalah diagram alir dari penelitian ini:



Gambar 1 Diagram alir penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pengeboran berarah adalah seni mengarahkan lubang sumur dan kemudian mengarahkannya ke target tertentu dalam formasi yang tidak vertikal di bawah kepala sumur. Setiap kali sumur dibor, biasanya diinginkan untuk mengebor secara vertikal karena pengeboran vertikal lebih mudah dikelola dan biayanya lebih murah dari pada pengeboran berarah (Herianto, dan Subiatmono, P., 2021). Dengan berkembangnya teknologi, pemboran berarah lebih banyak dilakukan dari pada pemboran vertikal untuk mendapatkan reservoir bawah tanah yang sulit dijangkau dengan pemboran vertikal (Irfan, 2015). Secara umum tujuan dari pemboran berarah adalah untuk memudahkan kita mencapai formasi yang dituju tanpa harus menembus formasi yang tidak ingin kita lewati. Penggunaan pemboran berarah diharapkan dapat menjangkau zona produktif yang lebih luas dibandingkan dengan sumur vertikal, sehingga memungkinkan peningkatan produksi minyak dan gas. (Adilia T.M. dkk, 2015)

Harapan dalam pemboran suatu formasi adalah lubang vertikal yang tidak hanya mudah dikerjakan, tetapi biasanya lebih murah dari pada pemboran berarah. Beberapa tujuan pemboran berarah adalah :

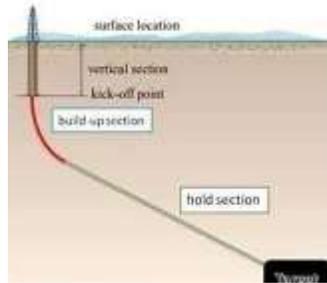
- a. Setel ulang lubang bor yang melengkung kedalam lubang vertikal.
- b. Sebagai sidetrack (pemboran pindah jalur) dari alat yang menghambat.
- c. Mencapai target permukaan yang tidak memungkinkan (adanya bangunan).
- d. Pengeboran ulang sumur lama untuk produksi baru.
- e. Pengeboran beberapa target disuatu tempat. (Carden, R. S. and Grace, R.D. (2007))

Pada umumnya ada tiga jenis directional drilling, yaitu :

- a. Shallow Deviation Type (J-Profile)

Tipe ini memiliki titik belok didekat permukaan. Tipe ini dibuat untuk menjangkau

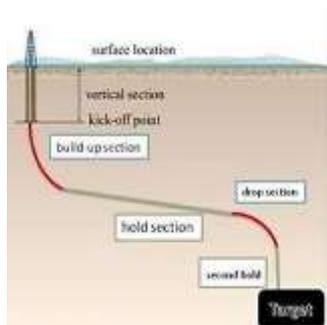
sasaran yang jauh dari sumbu vertikal, karena pada tipe ini diperlukan jarak titik serap sumur cukup jauh. Pemboran dengan titik belok atau KOP berada di tempat dangkal.



Gambar 2. Shallow Deviation type j

b. Type S (S-Profile)

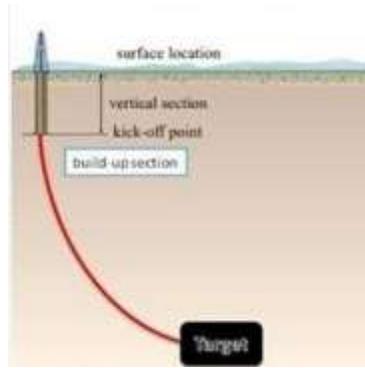
Pada tipe ini, lubang bor dimiringkan seperti J-Profile, kemudian sudut lubang dikembalikan seperti semula (vertikal) hingga mencapai target. Tipe S ini sangat cocok untuk jenis lapangan-lapangan multi pay-zone.



Gambar 3. Build, Hold and Drop Type S

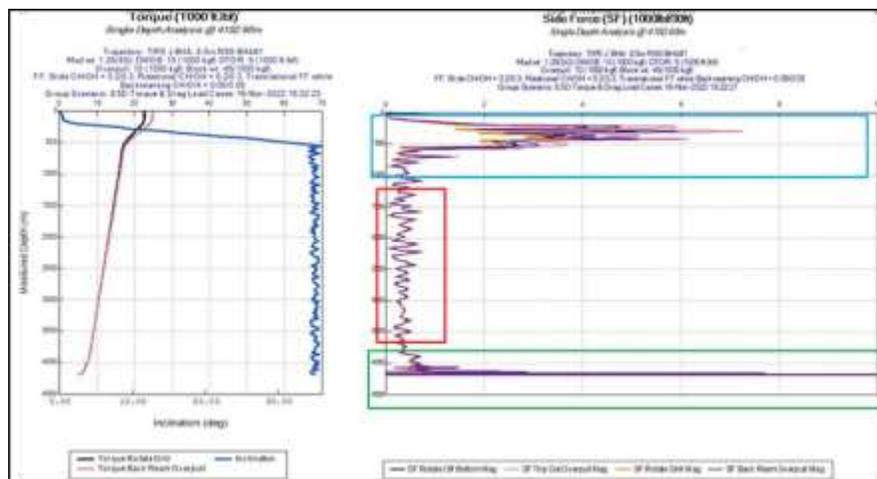
c. Deep Deviation Type

Tipe ini dibuat dalam keadaan atau kondisi tertentu, seperti halnya kubah garam. Sumur dengan titik belok atau KOP yang dalam mempunyai kelemahan, yaitu kemungkinan formasi lebih keras dan jauh lebih sulit dibelokkan, operasi tripping lebih banyak digunakan untuk mengganti peralatan bawah tanah.



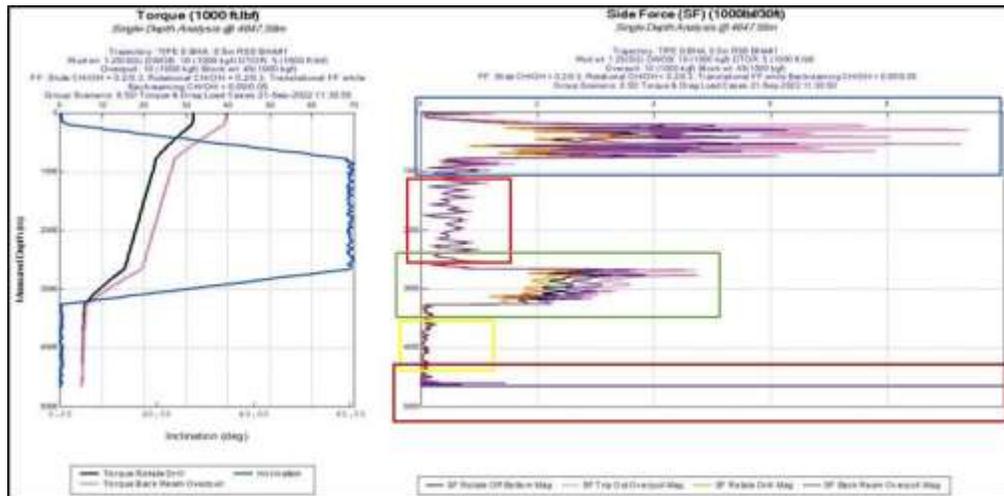
Gambar 4. Deep Deviation Type (Musa. et al, 2017)

Nilai beban torsi pemboran yang berlebihan akan membatasi panjang lubang bor yang dapat ditembus oleh pahat bor atau dengan kata lain, ada resiko bahwa sumur tersebut tidak dapat dibor hingga mencapai kedalaman target akhir. Beban torsi akan semakin kritis apabila memasuki fase pertambahan sudut dengan membentuk busur kelengkungan dogleg severity (DLS) tertentu. Dengan mengetahui nilai total beban torsi di permukaan maka kita dapat menentukan jenis pipa bor yang tepat untuk digunakan pada suatu desain teknis sumur berarah. (torsi) ketika melakukan analisa beban torsi, maka harus memperhitungkan dua kondisi yaitu rotate drill dan backream. (Saputra M.dkk, 2015) Rotate drill adalah suatu proses pemboran maju di mana pahat bor melakukan kontak terhadap batuan dan mengikis lapisan batuan tersebut hingga mencapai kedalaman target akhir. Sementara backream adalah suatu kondisi di mana rangkaian bor telah mencapai kedalaman target akhir dan selanjutnya dilakukan proses cabut rangkaian yang disertai dengan putaran rangkain bor. Adapun hasil analisa sumur tipe j sesuai grafik yang ditunjukkan pada Gambar 4. Gambar 4 grafik beban torsi dan side force tipe J, merupakan hasil simulasi beban torsi pengeboran yang dialami oleh rangkaian pengeboran dari mata bor, bottom hole assembly, hingga rangkaian pipa bor sampai ke permukaan, pada kondisi mata bor berada di kedalaman target akhir.



Gambar 5. Grafik beban torsi dan side force

Pada grafik tersebut dapat dilihat bahwa terjadi percepatan kenaikan beban torsi yang signifikan pada interval dari kick off point di kedalaman 200 m MD/199.98 m TVD hingga end of build pada kedalaman 526 m MD/ 504.62 m TVD. Bagian ini tepat merupakan busur kelengkungan dengan nilai dogleg severity (DLS) sebesar 3 /30m (build rate). Nilai dogleg severity (DLS) tinggi disebabkan oleh karena keadaan formasi, jenis BHA, mata bor dan drilling parameter. Hal ini dapat dijelaskan dengan melihat korelasinya pada grafik side force, terdapat tanda yang jelas bahwa bagian busur kelengkungan sumur akan menghasilkan side force yang lebih tinggi. Sementara pada bagian tangent dari 526 m MD/ 504.62 m TVD hingga kedalaman akhir sumur 4182.68 m MD/ 3500 m TVD, nilai side force cenderung bernilai konstan dan sepanjang interval ini menunjukkan nilai kenaikan torsi yang cenderung stabil. Dari hasil simulasi, beban torsi maksimum di permukaan untuk sumur tipe J pada kondisi rotate drill yang diwakili oleh garis berwarna hitam adalah sebesar 22.62 kft.lbf dan nilai beban torsi backream yang diwakili oleh garis berwarna merah muda adalah sebesar 24.79 kft.lbf. Pada grafik side force peneliti membagi menjadi tiga zona seperti yang ditunjukkan dalam grafik tersebut. Zona berwarna biru dapat dilihat bahwa side force tinggi yang disebabkan karena adanya busur kelengkungan dengan nilai dogleg severity (DLS) yang cenderung tinggi, hal ini disebabkan oleh keadaan formasi, jenis BHA, mata bor dan drilling parameter. Pada zona berwarna merah side force terlihat konstan karena nilai dogleg severity (DLS) dipertahankan namun terlihat zig-zag karena adanya efek tortuosity yang diterapkan pada simulasi agar mendapatkan hasil yang mendekati keadaan ril lapangan. Kemudian pada zona berwarna hijau yang merupakan side force di titik akhir target terlihat tinggi dikarenakan ukuran mata bor dengan lubang bor yang pas sehingga adanya kontak langsung dengan dinding bor yang menimbulkan side force tinggi. Hal ini juga disebabkan oleh kelemahan software yang digunakan untuk simulasi dan tidak dipengaruhi oleh dogleg severity (DLS).



Gambar 6. Grafik beban torsi dan side force sumur tipe s

Pada gambar 5 grafik beban torsi dan side force Sumur Tipe S, merupakan hasil simulasi beban torsi pemboran yang dialami oleh rangkaian pemboran dari pahat bor, bottom hole

assembly (BHA) hingga rangkaian pipa sampai ke permukaan, pada kondisi pahat bor berada di kedalaman target akhir. Pada grafik tersebut dapat dilihat bahwa terjadi percepatan kenaikan torsi yang signifikan pada dua lokasi. Yang pertama, pada interval dari kick off point di kedalaman 200 m MD/ 199.98 m TVD hingga end of build pada kedalaman 776 m MD/ 672.18 m TVD. Lokasi kedua yang menghasilkan percepatan kenaikan torsi yang signifikan pada sumur tipe S yaitu pada interval dari drop off point pada kedalaman 2655.80 m MD/ 1612.08 m TVD hingga mencapai end of drop pada kedalaman 3256 m MD/ 2108.44 m TVD. Pada kedua bagian tersebut tepat merupakan busur kelengkungan dengan nilai dogleg severity (DLS) sebesar 3 /30m (build rate) dan -3 /30m (drop rate). Hal ini dapat dijelaskan dengan melihat korelasinya pada grafik side force, terdapat grafik yang jelas bahwa pada bagian busur kelengkungan sumur akan selalu menghasilkan nilai side force yang lebih tinggi. Sementara pada bagian tangent, side force cenderung bernilai konstan dan sepanjang interval ini menunjukkan nilai kenaikan torsi yang cenderung stabil. Untuk bagian vertikal yaitu dari 3256 m MD/ 2108.44 m TVD hingga kedalaman akhir sumur 4647.56 m MD/ 3500 m TVD dapat dilihat bahwa nilai side force menjadi lebih kecil dan konstan, hal ini disebabkan karena kontak antara dinding lubang dan drillstring sangatlah minim. beban torsi maksimum di permukaan untuk sumur tipe S pada kondisi rotate drill yang diwakili oleh garis berwarna hitam adalah sebesar 31.74 kft.lbf dan nilai beban torsi backream yang diwakili oleh garis berwarna merah muda adalah sebesar 39.55 kft.lbf. Pada grafik inklinasi yang ditunjukkan berwarna biru, terlihat pada kedalaman 200 m MD/199.98 m TVD digunakan build up rate 3 /30m untuk mencapai inklinasi akhir 60 di kedalaman 776 m MD/ 672.18 m TVD. Selanjutnya inklinasi 35 ditahan hingga mencapai drop off point pada kedalaman 2655.80 m MD/ 1612.08 m TVD dengan menggunakan drop rate -3 /30m hingga mencapai inklinasi akhir 0 di kedalaman 3256 m MD/2108.44 m TVD, kondisi vertikal ini ditahan hingga mencapai target akhir pada kedalaman 4647.56 m MD/3500 m TVD.

Pada grafik side force peneliti membagi menjadi lima zona seperti yang ditunjukkan dalam grafik tersebut. Zona berwarna biru dapat dilihat bahwa side force tinggi yang disebabkan karena adanya busur kelengkungan dengan nilai dogleg severity (DLS) yang cenderung tinggi, hal ini disebabkan oleh keadaan formasi, jenis BHA, mata bor dan drilling parameter. Pada zona berwarna merah side force terlihat konstan karena nilai dogleg severity (DLS) dipertahankan namun terlihat zig-zag karena adanya efek tortuosity yang diterapkan pada simulasi agar mendapatkan hasil yang mendekati keadaan ril lapangan. Pada zona berwarna hijau terlihat side force yang tinggi namun tidak setinggi pada zona biru hal ini disebabkan karena adanya busur kelengkungan dengan nilai dogleg severity yang tinggi namun tidak setinggi pada zona biru dikarenakan beban yang ditanggung pada interval tersebut tidak seberat pada zona biru. Pada zona berwarna kuning side force terlihat kembali konstan karena nilai dogleg severity (DLS) dipertahankan namun terlihat zig-zag karena adanya efek tortuosity yang diterapkan pada simulasi agar mendapatkan hasil yang mendekati keadaan ril lapangan. Pada zona berwarna coklat yang merupakan side force di titik akhir target terlihat tinggi dikarenakan ukuran mata bor dengan lubang bor yang pas sehingga adanya kontak langsung dengan dinding bor yang menimbulkan side force tinggi. Hal ini juga disebabkan oleh kelemahan software yang digunakan untuk simulasi dan tidak dipengaruhi oleh dogleg severity (DLS).

Tabel 1. Perbandingan Beban Torsi Sumur tipe J

| Perbandingan Beban Torsi | | |
|--|---------------|---------------|
| <i>Torque</i> | Sumur Tipe J | Sumur Tipe S |
| <i>Max Surface Torque rotate drill</i> | 22.62 kft.lbf | 31.74 kft.lbf |
| <i>Max Surface Torque back ream overpull</i> | 24.79 kft.lbf | 39.55 kft.lbf |

Hasil analisa beban torsi dan side force sumur berarah tipe J dan tipe S peneliti merekomendasikan sumur tipe J layak dan aman untuk dilakukan pemboran karena minim akan terjadi masalah pemboran dikarenakan nilai beban torsi yang rendah jika dibandingkan dengan sumur tipe S. Beban torsi yang tinggi dapat menyebabkan masalah pada saat operasi pemboran seperti terputusnya hingga terputusnya rangkaian bor, tertekuknya rangkaian bor, dan permasalahan lainnya yang bisa mengakibatkan Non Productive Time (NPT).

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil analisa dan penelitian tentang beban torsi yang dipengaruhi oleh side force pada pemboran sumur berarah tipe j dan tipe s di sumur sh-02 lapangan rm-pl.

1. Beban torsi pada rangkaian pipa dapat mengalami percepatan kenaikan nilai pada bagian busur kelengkungan sumur yang menyebabkan tingginya side force. Kondisi beban torsi yang selalu dipertimbangkan yaitu kondisi rotate drill dan kondisi backream, yang mana nilai beban torsi backream akan selalu lebih tinggi dari pada torsi pada saat rotate drill. Berdasarkan hasil penelitian, sumur berarah tipe S akan selalu memiliki nilai beban torsi lebih tinggi dari pada sumur berarah tipe J.
2. Side force yang tinggi menandakan adanya busur kelengkungan dengan nilai dogleg severity (DLS) tertentu. Side force yang konstan terjadi karena mempertahankan nilai dogleg severity (DLS) namun akan tetap terlihat zig-zag karena adanya efek tortuosity. Dogleg severity mengalami kenaikan dan penurunan walaupun dipertahankan disebabkan karena keadaan formasi, jenis BHA, mata bor dan drilling parameter.

REFERENCE

- Adriahman, A. (2013). *Evaluasi Efisiensi Volumetris Dan Optimasi Sucker Rod Pump Pada Bishop, M. G., "South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System"*, Open File Report 99-50-S USGS, Colorado, 2001.
- Bourgoyne Jr., Adam T., "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers, Richardson Texas, 1991.
- Boyun, Guo., "Petroleum Production Engineering" Elsevier Science & Technology Books, 2007.
- Brown, K. E., "The Technology of Artificial lift Methods". Volume 2a, The Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1980.
- Brown, K.E., "The Technology of Artificial lift Methods", Volume 4, Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis., The University of

- Tulsa, 1984.
- Brown, K. E., "The Technology of Artificial lift Methods", Volume 2b, The Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1980
- Craft, Benjamin Cole., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice-Hall, 1991.
- De Coster, G.L., "The Geology of The Central and South Sumatra Basins", Proceedings Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention, p. 77-110, 1974.
- Economides, Michael J., "Petroleum Production Systems", Prentice Hall PTR.
- Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan, "Modul Guru Pembelajar: Paket Keahlian – Teknik Produksi Minyak dan Gas", Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan, Medan, 2016.
- Lesmana, Jonathan., "Optimasi Produksi Sumur EC-6 Dengan Membandingkan Pengangkatan Buatan Gas lift dan Electric Submersible Pump.", Universitas Trisakti, 2019.
- Mandala, Wirawan W., "Metode Pengangkatan Buatan (*Gas lift*)", Yogyakarta. Petroleum Technology Company, "Gas-Lift Well Design", 2015.
- Pulunggono, A and Cameron N.R., "Sumatra Microplates, their Characteristic and their Roll in the Evolution of The Central and South Sumatra Basins", 13th Annual IPA Proceedings, v. 1, p. 121- 143, 1984
- Shell Co., "Artificial lift Manual Part 2a; Gas lift Design Guide Management of Artificial lift Systems", Shell Internationale Petroleum Maatschappijb.V., The Hague, 1993.
- Takács, Gábor., "Gas lift Manual", PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma, 2005.
<https://doi.org/10.1016/j.compind.2020.103290>
- Teut, M., van Haselen, R. A., Rutten, L., Lamba, C. D., Bleul, G., & Ulbrich-Zürni, S. (2022). Case reporting in homeopathy – an overview of guidelines and scientific tools. *Homeopathy*, 111(01), 2–9.
- Tsakiridis, I., Mamopoulos, A., Athanasiadis, A., & Dagklis, T. (2020). Induction of labor: an overview of guidelines. *Obstetrical & Gynecological Survey*, 75(1), 61–72.
- Ariyanto, A., Mukmin, Mn., & Tinggi Teknologi Migas, S. (2025). PENGUJIAN PENGARUH PENAMBAHAN ATTAPULGITE SEBAGAI VISCOSIFIER TERHADAP SIFAT FISIK LUMPUR PEMBORAN. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 7(1), 20–37.
- Megawati, E., Rezki Vegatama, M., Parman, M. Z., Warsa, K., Monde, J., Sarungallo, R. S., Minyak, P., Gas, D., Tinggi, S., & Migas, T. (2025). Simulasi Pengaruh Mass Flow Gas terhadap Efisiensi di Column Teg Contactor Pada Rangkaian Dehydration Unit. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 7(1).
- Yanti, D., Rohani, A., Saleh, M., Maulana, R., Sahara, A., Bhanu Pangestu, D., Mohammad Lutfi, dan, Studi Teknik Instrumentasi dan Elektronika Migas, P., Tinggi Teknologi Migas, S., & Studi Teknik Perminyakan, P. (n.d.). RANCANG BANGUN PROTOTIPE MESIN PLUTO (PLASTIC-TO-OIL). In *PETROGAS* (Vol. 5, Issue 1).
- Adha, I. (2021). *RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL*. 3(September), 39–50.
- Johanis, S., Karamoy, E., Rohani, A., Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *PENENTUAN FLOW RATE SUMUR LHD-SY WILAYAH KERJA PANAS BUMI LAHENDONG BERDASARKAN*. 6(2), 32–41.
- Sima, N., Friadi Sinaga, J., Perminyakan, T., Migas Balikpapan JI Soekarno-Hatta Km, S., & Joang Kalimantan Timur, K. (2022). Optimasi Hydraulic Pumping Unit Pada Sumur „Wn-98“ Lapangan „X“. *Petrogas*, 4(1), 47–56.

- Sirait, D. S., Afifah, R. S., & Karmila, K. (2023). Analisis Jenis Fluida Reservoir Berdasarkan Nilai Sw Dan Log Sumur Ds-19, Cs-21, Rs-23 Formasi Air Benakat Cekungan Sumatera Selatan. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 5(1), 78-91. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v4i1.92>
- Wiyono, J., & Migas, T. T. (2024). *EVALUASI JEBAKAN STRATIGRAFI PADA LAPISAN RESERVOIR SANDSTONE DENGAN MENGGUNAKAN DATA PRE STACK DAN POST STACK SEISMIK 3D*. 6(2), 53-59.