

Studi Kasus *Pipe Stuck* Pengeboran Sumur (SKW)-037 Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati Kabupaten Bojonegoro: Analisis *Differential Pipe Sticking*

Iman Gusti Pride *, Yunus Ashari, Noor Fauzi Isniarno

Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung, Indonesia.

*imangustipride19002@email.com, yunus_ashari@unisba.co.id, noor_fauzi@unisba.co.id

Abstract. One of the state-owned companies still active in this field is PT Pertamina EP Asset 4 Sukowati Field, based in Tuban, East Java. In PT Pertamina EP's oil and gas exploration and production activities, drilling plays a crucial role. During the drilling of well (SKW)-037 in PAD#B Field, a spontaneous stall occurred after connecting the drill string and preparing to rotate. This issue was indicated by pipe sticking at 8530 ft depth. The study aims to analyze the causes of differential pipe sticking and its mitigation in drilling well (SKW)-037 at Pertamina EP Sukowati. The research used a descriptive quantitative method, gathering data on observed symptoms, defining objectives, planning approaches, and analyzing data to form conclusions. Based on the analysis, pipe sticking was due to soft shalestone formation, excessive Weight on Bit (WOB), and high differential pressure. A low cutting lift ratio further worsened the situation. Mitigation using HCl injection and gradual pulling successfully freed the pipe after 29.5 hours. The continued potential for sticking suggests the need for improved drilling procedures.

Keywords: *Drilling, Differential Pipe Sticking, Pipe Sticking Management.*

Abstrak. Kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas PT Pertamina EP tidak terlepas dari proses pengeboran. Pada operasi pengeboran sumur (SKW)-037 di Lapangan PAD#B, terjadi stall spontan setelah penyambungan rangkaian saat akan diputar. Indikasi masalah ini adalah pipe sticking pada kedalaman 8530 ft. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis penyebab differential pipe sticking dan penanggulangannya pada pengeboran sumur (SKW)-037 di Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati. Metode yang digunakan adalah kuantitatif deskriptif, yaitu dengan mencari informasi gejala yang ada, mendefinisikan tujuan, merencanakan pendekatan, serta mengumpulkan dan menganalisis data. Berdasarkan analisis, jepitan pipa bor disebabkan oleh formasi shalestone lunak, penggunaan Weight on Bit (WOB) yang terlalu besar, serta tekanan diferensial tinggi. Rasio pengangkatan cutting yang rendah juga memperburuk kondisi. Upaya penanggulangan melalui injeksi HCl dan penarikan bertahap berhasil membebaskan pipa setelah 29,5 jam. Potensi jepitan masih tinggi, menunjukkan perlunya perbaikan prosedur pemboran.

Kata Kunci: *Drilling, Differential Pipe Sticking, Penanggulangan Pipe Sticking.*

A. Pendahuluan

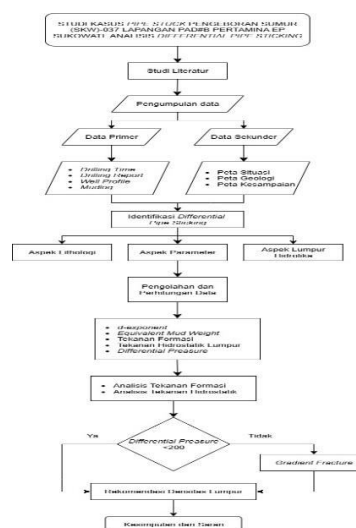
PT Pertamina EP adalah anak perusahaan dari PT. Pertamina yang fokus pada kegiatan eksplorasi dan produksi minyak serta gas bumi di sektor hulu. Salah satu perusahaan BUMN yang masih aktif di bidang tersebut adalah PT. Pertamina EP Asset 4 Sukowati *Field*, yang berbasis di Tuban, Jawa Timur. Dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi PT Pertamina EP tersebut tidak terlepas dengan proses *drilling*. *Drilling*, yang juga dikenal sebagai pengeboran, merupakan bagian dari proses produksi minyak dan gas bumi yang bertujuan untuk memverifikasi keberadaan minyak dan gas di bawah permukaan bumi dengan melakukan pemboran sumur. Efisiensi pengeboran dipengaruhi oleh kinerja peralatan pengeboran serta karakteristik batuan yang akan dibor. Dalam operasi pengeboran sumur (SKW)-037 di Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati setelah sambung rangkaian saat akan di putar, rangkaiang terjadi stall secara spontan. Indikasi dari permasalahan tersebut yaitu terjadi *pipe sticking* pada kedalaman 8530 ftMD.

Stuck Pipe atau pipa terjepit ini adalah suatu kondisi yang dikenal sebagai *non-productive time* (NPT) di mana sebagian pipa bor atau drill collar tersangkut di dalam lubang bor, sehingga menghambat atau menghentikan operasi pengeboran. Pipa tersangkut disebabkan oleh dua faktor yaitu pertama, *differential sticking* yang disebabkan oleh perbedaan antara tekanan hidrostatik lumpur dan tekanan formasi pada formasi berpori dan permeabel. Kedua adalah *mechanical sticking* yang disebabkan oleh geometri sumur dan penyumbatan lubang (Rabia, 1985). Oleh karena itu, diperlukan Untuk itu perlu dilakukan analisis terhadap apa yang menyebabkan terjadinya *Stuck Pipe* agar dapat ditentukan pencegahan dan penanggulangan yang efektif sehingga *problem stuck pipe* tidak terjadi hingga dapat menyebabkan kerugian selama operasi 3 pengeboran.

Berdasarkan latar belakang yang telah dipaparkan, peneliti akan melakukan penelitian dengan judul “Studi Kasus *Pipe Stuck* Pengeboran Sumur (SKW)-037 Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati: Analisis *Differential Pipe Sticking*” untuk mengetahui faktor penyebab *differential pipe sticking* dan penanggulangnya dalam melakukan pengeboran yang dilakukan PT Pertamina EP Sukowati. Penelitian ini dilakukan dengan manfaat bagi perusahaan, akademisi, dan penelitian lain terkait Gambaran penyebab *differential pipe sticking* dan penanggulangannya.

B. Metode

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode penelitian kuantitatif deskriptif yaitu dengan cara mencari informasi tentang gejala yang ada, mendefinisikan dengan jelas tujuan yang akan dicapai, merencanakan cara pendekatannya, mengumpulkan data sebagai bahan untuk membuat analisa dan laporan. Hasil data di lakukan analisis kuantitatif deskriptif mengola data dari *daily drilling report* untuk mengetahui keadaan pengeboran seperti kedalaman, jenis lithologi, jenis lumpur untuk mengetahui ada *problem diferential pipe sticking* pada pengeboran sumur (SKW)-037 lapangan PAD#B di PT Pertamina EP Sukowati.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

1. *D*-exponent

D-exponent dihitung untuk memprediksi jenis formasi batuan yang sedang ditembus dengan asumsi bahwa semakin tinggi nilai *d* exponent, maka semakin sulit batuan tersebut untuk ditembus. *D*-exponent dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12WOB}{10^6 Db}\right)} \quad (1)$$

Keterangan:

d : *d*-exponent
 ROP : Laju Penembusan (Ft/hr)
 N : Putaran (rpm)
 WOB : Berat Pahat Bor (lbs)
 Db : Diameter Pahat (in)

D-exponent dihitung dengan cara membagi logaritma dari rasio laju penembusan terhadap kecepatan putaran, dengan logaritma dari rasio berat pada pahat terhadap produk diameter pahat yang di normalkan. Merupakan angka acuan untuk kondisi formasi normal, di mana perubahan nilai *d* dari angka ini dapat menjadi indikator adanya anomali tekanan pori atau sifat formasi lainnya. Persamaan *d*-exponent yang sudah dikoreksi adalah sebagai berikut.

$$dcs = d \left(\frac{NP_p}{ECD} \right) \quad (2)$$

Keterangan:

dcs : *d*-exponent yang sudah di koreksi
d : *d*-exponent
 NP_p : Tekanan pori normal (9 ppg)
 ECD : Equivalent Circulating Density (ppg)

2. Equivalent Mud Weight

Equivalent Mud Weight (EMW), yaitu tekanan lumpur yang terdapat pada lubang bor pada kedalaman tertentu, dinyatakan dalam satuan berat per galon (ppg). Nilai EMW berfungsi sebagai aspek penting dalam fluida pemboran serta tekanan bawah permukaan untuk mengangkat potongan batuan (*cutting*). Persamaan untuk menghitung *Equivalent Mud Weight* (EMW) digunakan untuk menentukan densitas lumpur ekuivalen yang diperlukan untuk menyeimbangkan tekanan formasi selama pengeboran. Rumus ini dinyatakan sebagai berikut.

$$EMW = \frac{9d}{dcs} - 0,3 \quad (3)$$

Keterangan:

EMW: Equivalent Mud Weight (ppg)
D : *d*-exponent
dcs : *d*-exponent yang sudah di koreksi

3. *Pore Fracture* (Tekanan Formasi)

Tekanan formasi, yang sering disebut sebagai tekanan *pore fracture*, merupakan salah satu parameter penting dalam pengeboran minyak dan gas. Tekanan ini diukur dalam satuan *pounds per square inch gauge* (Psig) dan mencerminkan tekanan yang ada dalam pori pori batuan *reservoir*. Tekanan ini dinyatakan dalam satuan psi (*pound per square inch gauge*) dan dihitung menggunakan rumus berikut.

$$PF = 0,052 \times EMW \times Depth \quad (4)$$

Keterangan:

PF : Pore Fracture (psi)
 EMW : Equivalent Mud Weight (ppg)
 Depth : Kedalaman (ft)

4. Tekanan Hidrostatik Lumpur Pengeboran

Tekanan hidrostatik lumpur pengeboran adalah salah satu aspek penting dalam operasi pengeboran yang berfungsi untuk menjaga kestabilan lubang bor serta mencegah terjadinya masalah yang dapat membahayakan keselamatan operasional. Tekanan ini dinyatakan dalam satuan psi (*pound per square inch*) dan dihitung menggunakan rumus berikut.

$$Ph = 0,052 \times MW \times D \quad (5)$$

Keterangan:

Ph : *Pressure Hydrostatic*/Tekanan Hidrostatik Lumpur (psi)

MW : *Mud Weight*/ Berat jenis Lumpur Pengeboran (ppg)

D : Kedalaman (ft)

5. Differential Pressure

Differential Pressure atau perbedaan tekanan adalah selisih antara tekanan hidrostatik dan tekanan formasi di dalam lubang bor. *Differential Pressure* atau perbedaan tekanan merupakan, dihitung dengan persamaan berikut.

$$DP = Ph - Pf \quad (6)$$

Keterangan:

DP : *Differential Pressure*/Perbedaan Tekanan (psi)

Ph : *Pressure Hydrostatic*/Tekanan Hidrostatik Lumpur (psi)

PF : *Pore Fracture*/Tekanan Formasi (psi)

6. Tekanan Gradient Formasi (GF)

Tekanan gradien formasi (GF) adalah rasio antara tekanan formasi dengan kedalaman vertikal, yang dinyatakan dalam satuan psi/ft. Menurut standar umum industri pengeboran, nilai gradien tekanan formasi normal adalah sebesar 0,433 psi/ft. Nilai yang lebih rendah dari itu menunjukkan underpressure (tekanan rendah), sementara nilai yang lebih tinggi dari 0,433 psi/ft mengindikasikan overpressure (tekanan lebih tinggi dari normal), yang sering ditemukan pada *zona claystone* atau *shale* yang belum sepenuhnya terkompaksi. Tekanan *gradient* formasi dihitung dengan persamaan berikut:

$$Gf = \frac{Pf}{D} \quad (7)$$

Keterangan:

GF : *Gradient Fracture*/Gradien Tekanan Formasi (psi/ft)

PF : *Pore Fracture*/Tekanan Formasi (psi)

D : Kedalaman (ft)

7. Penentuan Rekomendasi Densitas Lumpur

Penentuan rekomendasi densitas lumpur merupakan langkah krusial dalam proses pengeboran, karena dapat mempengaruhi stabilitas dan keselamatan operasi. Dalam konteks ini, tekanan hidrostatik berperan sebagai penyangga terhadap tekanan formasi yang ada di sekitarnya. Jika tekanan hidrostatik terlalu rendah, maka risiko formasi dapat mengakibatkan keruntuhan lubang bor meningkat. Sebaliknya, jika tekanan hidrostatik terlalu tinggi, maka hal ini dapat menyebabkan perbedaan tekanan (ΔP) yang melampaui batas aman, sehingga dapat membahayakan keselamatan operasi pengeboran. Untuk mengetahui berat jenis lumpur pengeboran yang di rekomendasikan perlu di cari nilai tekanan hidrostatik lumpur sesuai dengan safety factor yaitu dengan persamaan berikut:

$$Ph = Pf \times (1 + SF) \quad (8)$$

Keterangan:

Ph : *Pressure Hydrostatic*/Tekanan Hidrostatik Lumpur (psi)

PF : *Pore Fracture*/Tekanan Formasi (psi)

SF : *Safety Factor*/Faktor Keamanan (1,5)

Persamaan untuk mengetahui berat jenis lumpur pengeboran yang di rekomendasikan yaitu sebagai berikut

$$MW = \frac{Ph}{(0,052 \times TVD)} \quad (9)$$

Keterangan:

MW : Mud weight (ppg)

Ph : Pressure Hydrostatic (psi)

TVD : True Vertical Depth (ft).

C. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Lokasi Penelitian

Penelitian dilakukan di wilayah Jawa Timur, tepatnya di sekitar Kabupaten Bojonegoro, yang merupakan salah satu area utama eksplorasi migas di Indonesia. Secara astronomis Kabupaten Bojonegoro terletak pada posisi 112025' – 112009' Bujur Timur dan 6059' – 7037' Lintang Selatan. Luas wilayah Kabupaten Bojonegoro adalah 230.706 ha dan secara administratif memiliki batas wilayah yaitu sebelah Utara Kabupaten Tuban, sebelah Selatan Kabupaten Madiun, Nganjuk dan Jombang, Sebelah Timur Kabupaten Lamongan dan sebelah Barat Kabupaten Ngawi dan Kabupaten Blora (Provinsi Jawa Tengah).

Kegiatan Pengeboran

Kegiatan pengeboran yang dilakukan pada interval kedalaman 8000 ft hingga 8790 ft menunjukkan variasi litologi yang cukup beragam. Litologi utama yang ditemukan meliputi shalestone, siltstone, sandstone, limestone, dan coal, dengan masing-masing komposisi mencerminkan karakteristik dominan pada interval tersebut.



Gambar 2. Peta Situasi Titik Pengeboran

Analisa Terjadinya *Differential Pipe Sticking*

Pada kegiatan pengeboran pada trayek 9 1/2" sesuai dengan data yang terlampir di lampiran berdasarkan perhitungan dengan kedalaman 8530 ft, masalah *pipe sticking* terjadi akibat kombinasi beberapa faktor teknis dan geologis yang saling memengaruhi.

Tabel 1. Data Awal Analisis *Differential Pipe Sticking*

Depth		ROP	WOB	RPM	MW	BD	NPp
Meter	Feet	ft/hr	klbs		ppg	in	ppg
2599,94	8530	4,05	9	60,5	10	8,5	9

Berdasarkan data ada tabel, dilakukan perhitungan Perhitungan d-exponen pipe sticking sebelum dikoreksi perlu dilakukan untuk mengidentifikasi dan memahami kondisi awal dari sistem perpipaan.

1. *D-exponent*

Perhitungan pada menggunakan data tanggal 04 Febuari 2022 dengan persamaan yaitu sebagai berikut.

$$d = \frac{\log\left(\frac{4,05}{60 \times 60,5}\right)}{\log\left(\frac{12 \times 9}{1000 \times 8,5}\right)} = 0,3424$$

Hasil d-exponen yang positif ($d=0,3426$) dalam perhitungan *Differential Pipe Sticking* menunjukkan bahwa ada potensi pipa terjepit (*differential sticking*) pada lubang bor. D-exponen yang

positif, dalam konteks ini, mengindikasikan Adaya gaya tekanan diferensial yang bekerja pada rangkaian pipa bor, yang dapat menyebabkan pipa terjepit pada formasi permeabel. Adapun hasil perhitungan nilai d-exponent setelah di koreksi yaitu

$$dcs = 0,3424 \left(\frac{9}{10} \right) = 0,3085$$

Nilai dcs sebesar 0,3085 menunjukkan bahwa setelah koreksi, hasil tidak memiliki perubahan yang signifikan. Hal ini tetap menunjukkan adanya potensi pipa terjepit (differential sticking) pada lubang bor.

2. *Equivalent Mud Weight*

Berdasarkan data awal perhitungan Analisis Differential Pipe Sticking diperoleh perhitungan nilai *Equivalent Mud Weight* yaitu

$$EMW = \frac{9 \times 0,3424}{0,3085} - 0,3 = 9,7 \text{ ppg}$$

Equivalent mud weight mencerminkan berat lumpur ekuivalen, yaitu tekanan efektif yang diberikan lumpur ke formasi saat pengeboran berlangsung. Berat lumpur ekuivalen memperhitungkan faktor-faktor seperti tekanan formasi, laju penetrasi, dan kondisi pengeboran yang sedang berlangsung. Hasil EMW = 9,7 ppg. Nilai ini menunjukkan bahwa tekanan hidrostatik yang diberikan oleh lumpur pengeboran (9,7 ppg) berada sedikit di atas tekanan pori normal formasi (NPp = 9 ppg).

3. *Pore Fracture*

Berdasarkan data awal perhitungan Analisis *Differential Pipe Sticking* diperoleh perhitungan nilai *Pore Fracture* yaitu

$$PF = 0,052 \times 9,7 \times 8530 = 4302,532 \text{ psi}$$

Hasil PF ini berkaitan erat dengan nilai EMW sebesar 9,7 ppg. Berat lumpur yang lebih besar akan meningkatkan tekanan hidrostatik dan, pada akhirnya, meningkatkan risiko keretakan formasi.

4. *Tekanan Hidrostatik Lumpur Pengeboran*

Perhitungan Analisis *Differential Pipe Sticking* diperoleh perhitungan nilai *Pressure Hydrostatic* yaitu

$$Ph = 4302,532 \times 1 \times 1,5 = 10756,33 \text{ psi}$$

Tekanan hidrostatik lumpur (4435,6 psi) lebih besar daripada tekanan formasi sebelumnya yang dihitung (4302,532 psi).

5. *Differential Pressure*

Data awal perhitungan Analisis *Differential Pipe Sticking* diperoleh perhitungan nilai *Differential Pressure* yaitu

$$DP = 4435,6 - 4302,532 = 133,068 \text{ psi}$$

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa DP = 133,068 psi, yang masuk dalam kategori Normal Pressure. Artinya, tekanan lumpur cukup untuk menahan tekanan formasi tanpa menyebabkan kerusakan formasi.

6. *Tekanan Gradient Formasi*

Nilai tekanan gradien formasi (GF) dihitung dari tekanan formasi (Pf) yang dibagi terhadap kedalaman formasi (D).

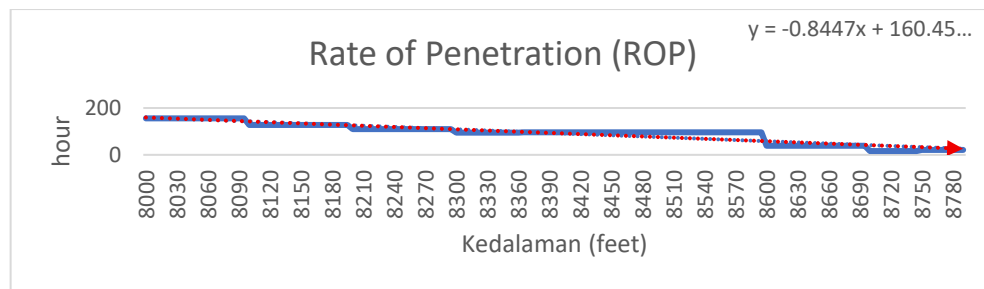
$$GF = \frac{4302,532}{8530} = 0,5044 \text{ psi/ft}$$

Hasil ini menunjukkan bahwa nilai GF termasuk ke dalam kategori over pressure karena lebih besar dari nilai tekanan normal (0,433 psi/ft).

Analisis dan Pembahasan

Penyebab *Pipe Stuck* pada Pengeboran Sumur (SKW)-037 Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati. Tanda awal dari *stuck pipe* yang disebabkan oleh tekanan diferensial biasanya terlihat dari penurunan laju penetrasi bor, peningkatan torsi, adanya drag yang lebih besar, serta kesulitan dalam memutar atau mengangkat pipa.

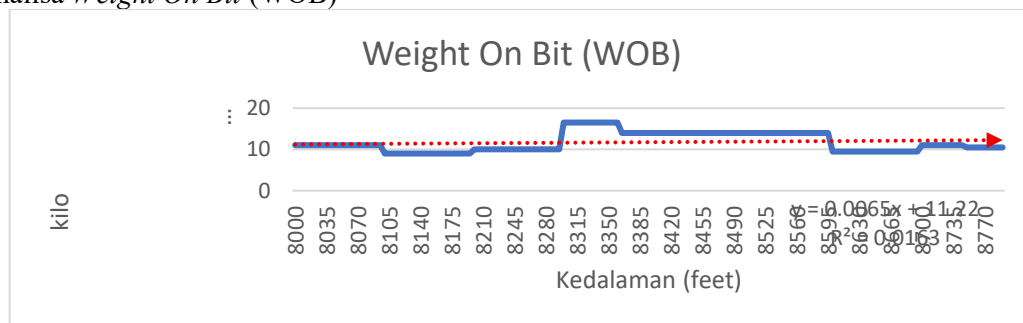
1. Analisa Rate of Penetration (ROP)



Gambar 3. Rate of Penetration (ROP)

Grafik menjelaskan pada kedalaman 8530 ft memiliki ROP 4,0 dengan lithologi mayoritas *claystone* dengan *lime stone*.

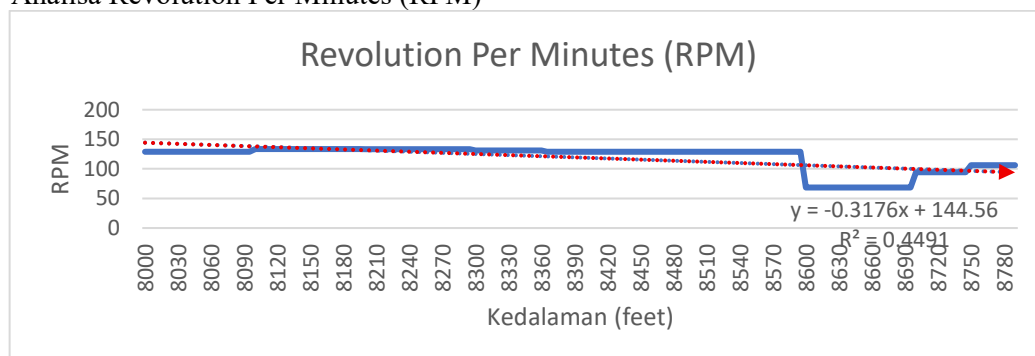
2. Analisa *Weight On Bit* (WOB)



Gambar 4. *Weight On Bit* (WOB)

Berdasarkan gambar diatas diketahui adanya perbedaan pada kedalaman. Kedalaman 8530 WOB memiliki 9klbs dengan *lithologi* mayoritas *claystone* dengan *lime stone*. Nilai normal WOB semakin dalam maka semakin berat karena semakin Panjang nya susunan pipa bor yang mengakibatkan bertambah nya berat yang di tumpu oleh bit/ mata bor.

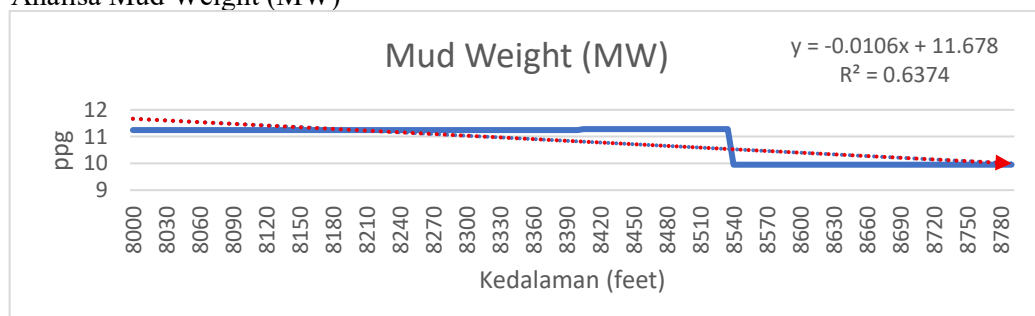
3. Analisa Revolution Per Minutes (RPM)



Gambar 5. Revolution Per Minutes (RPM)

Berdasarkan grafik ditemukannya kedalaman pada penelitian ini 8530 feet memiliki 60,5 RPM dengan lithologi mayoritas *claystone* dengan *lime stone*.

4. Analisa Mud Weight (MW)



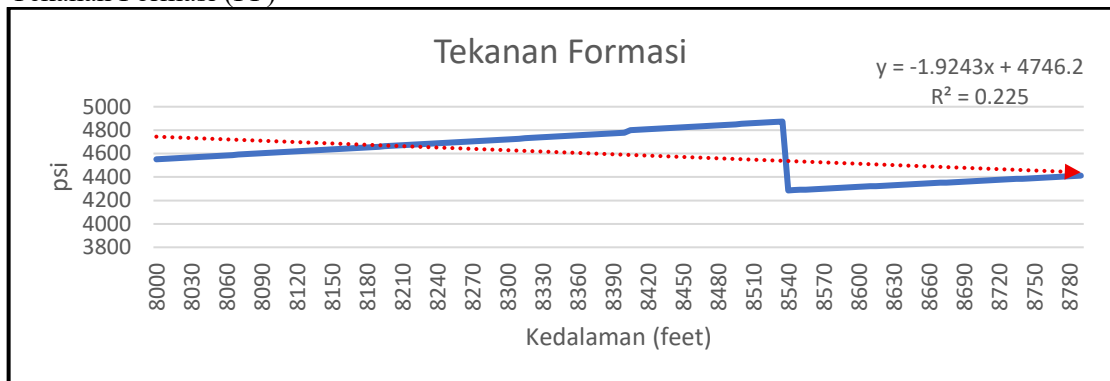
Gambar 5. Grafik Mud Weight

Berdasarkan grafik diatas diketahui MW pada kedalaman 8540 feet memiliki 10 ppg dengan lithologi mayoritas claystone dengan lime stone.

Perhitungan *Pipe Sticking* yang terjadi pada Operasi Pengeboran Sumur (SKW)-037 Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati

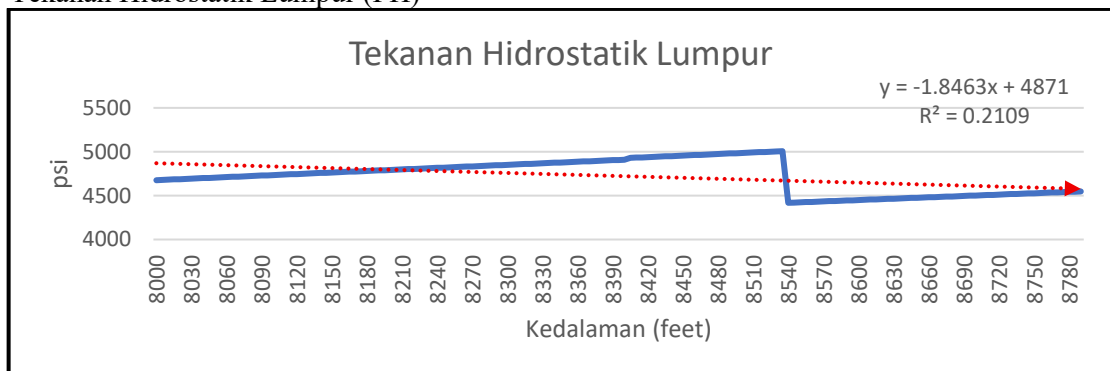
Grafik ini memberikan wawasan menyeluruh tentang perubahan tekanan hidrostatik yang dinyatakan dengan nilai EMW (dalam satuan pounds per gallon/ppg) selama proses pengeboran.

1. Tekanan Formasi (PF)

**Gambar 6. Grafik Tekanan Formasi**

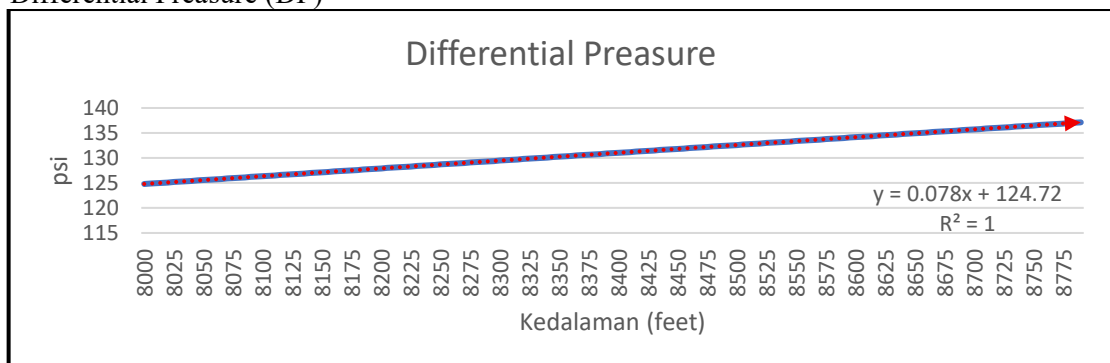
Grafik diatas diketahui kedalaman 8530 memiliki tekanan formasi (Pf) 4302,532 psi dengan lithologi mayoritas *claystone* dengan *lime stone*.

2. Tekanan Hidrostatik Lumpur (PH)

**Gambar 7. Grafik Tekanan Hidrostatik Lumpur**

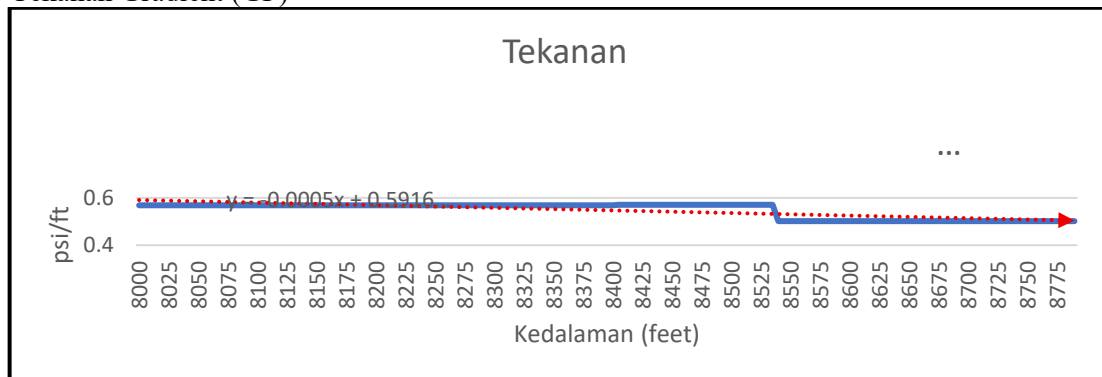
Kedalaman 8530 memiliki tekanan hidrostatik lumpur (Ph) 4435,6 psi dengan *lithologi* mayoritas *claystone* dengan *lime stone*.

3. Differential Preasure (DP)

**Gambar 8. Differential Preasure**

Pola ini menunjukkan bahwa tekanan lumpur pengeboran secara konsisten dirancang agar tetap lebih tinggi dibandingkan tekanan pori formasi pada seluruh kedalaman yang diperiksa. Kedalaman 8530 memiliki tekanan diferensial 133,068 psi dengan lithologi mayoritas claystone dengan limestone.

4. Tekanan Gradient (GF)



Gambar 9. Tekanan Gradient

Terlihat adanya kecenderungan penurunan tekanan formasi sebanding dengan bertambahnya kedalaman, yang dapat disebabkan oleh perubahan litologi, keberadaan rekahan, atau proses geologi lainnya. Kedalaman 8530 memiliki tekanan gradient formasi 0,5044 psi dengan lithologi mayoritas claystone dengan lime stone

Upaya Perbaikan yang dapat dilakukan untuk Permasalahan Differential Pipe Sticking saat Operasi Pengeboran Sumur (SKW)-037 Lapangan PAD#B Pertamina EP Sukowati

Rekomendasi untuk densitas lumpur pada sumur SKW-037 di Lapangan PAD#B ditetapkan pada sekitar 9,7 ppg. Angka ini sudah mempertimbangkan tekanan pori normal dari formasi, yang sebesar 9 ppg, untuk menciptakan keadaan overbalance yang optimal. Pengukuran tekanan hidrostatik lumpur dengan menggunakan faktor keamanan yang diperoleh sebesar 10756,33 psi, dapat dilakukan penentuan densitas lumpur sesuai dengan nilai yang direkomendasikan. Penentuan rekomendasi berat jenis lumpur pengeboran mengacu pada persamaan sebagai berikut:

$$MW = \frac{10756,33}{(0,052 \times 8530)} = 24,25 \text{ ppg}$$

Rekomendasi untuk berat jenis lumpur berdasarkan persamaan diperoleh sebesar 24,25. Nilai ini dihasilkan secara teoritis dan dapat mendukung perhitungan tekanan hidrostatik lumpur yang bersinggungan dengan tekanan formasi. Dalam situasi yang dijelaskan, nilai tekanan diferensial yang diperoleh tidak melewati batas maksimum sehingga tidak terjadi masalah jepitan pipa. Namun, untuk mengatasi masalah jepitan pipa atau stuck pipe yang mungkin terjadi, perlu dilakukan solusi tambahan

D. Kesimpulan

Differential pipe sticking pada sumur ini disebabkan oleh kombinasi tekanan diferensial yang tinggi, pembentukan mud cake tebal di sepanjang formasi permeabel, serta parameter pengeboran yang tidak optimal. Metode injeksi 30 bbls (barrel) fluida Hi Vis (high viscosity) dipompa, tujuannya agar fluida tersebut bisa mengangkat cutting atau material di sekitar pipa yang bisa jadi menyebabkan jepitan di lakukan work on pipe yaitu menggerakkan pipa secara naik-turun ntuk membantu melepaskan jepitan dan memberikan overpull. Densitas lumpur sebesar 24,25 ppg telah di sesuaikan untuk menciptakan rekomendasi kondisi yang aman pada pengeboran. Nilai ini cukup untuk mengatasi tekanan formasi tanpa menimbulkan resiko keruntuhan formasi atau loss circulation. Selama pengeboran, pemantauan tekanan secara real-time menjadi aspek krusial untuk menghindari masalah yang serupa di masa mendatang. Hal ini memungkinkan tindakan korektif dilakukan dengan cepat sebelum masalah berkembang lebih jauh.

Ucapan Terimakasih

Penyusun mengucapkan banyak terimakasih kepada Bapak Andrieanto Nurrochman, ST., M.SC.ENG., selaku Dosen Wali dalam menyelesaikan penyusunan skripsi. PT. Pertamina EP

Sukowati beserta Departemen Produksi yang telah VIII memberi tempat dan dukungan pada penulis untuk melakukan penelitian.

Daftar Pustaka

- Alif Dhito Renaldhy, Sri Widayati, & M.Rahman Ardhiansyah. (2024). Desain Teknis Pemanfaatan Lahan Bekas Tambang PT. Gunung Kulalet. *Jurnal Riset Teknik Pertambangan*, 143–150. <https://doi.org/10.29313/jrtp.v4i2.5216>
- Andi Maulana Yusuf, Yuliadi, & Elfida Moralista. (2024). Perencanaan dan Pentahapan Penambangan Nikel PT. Hillconjaya Sakti Site Indrabakti Mustika. *Jurnal Riset Teknik Pertambangan*, 133–142. <https://doi.org/10.29313/jrtp.v4i2.5215>
- Rosdiana, H., Ashari, Y., & Fauzi Isniarno, N. (2025). *Pengaruh Intensitas Curah Hujan terhadap Kegiatan Pemompaan pada Sump Berdasarkan Water Balance di PT XYZ A B S T R A K*. <https://journal.sbpublisher.com/index.php/minetech>
- Aljubran, D. (2017). “Best practices to prevent stuck pipe incidents in offshore shaly formations”. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain.
- Anastasio, D., & McCutcheon, J. R. (2013). “Using forward osmosis to teach mass transfer fundamentals to undergraduate chemical engineering students. *Desalination*”.
- Asrti, N. (2006). “Biodegradasi sludge minyak bumi dalam skala mikrokosmos”. Jakarta: Makara Teknologi.
- Blocher, E. J., Chen, K. H., & Lin, T. W. (2000). “Manajemen biaya” (S. Ambarriani, Trans.). Jakarta: Salemba Empat.
- Branan, C. (2002). “Rules of thumb for chemical engineers” (3rd ed.). New York: Elsevier Science
- Dr. A. Kadim, S. A. 2016. “Panduan Sistem Akuntansi Pada Sistem Perminyakan di Indonesia”. Jakarta: Mitra Wacana Media.
- Hayward, J. 1937. “Cause and Cure of Frozen Drill Pipe and Casing.” *Drilling and Production Practice*: New York.
- Howard, H. 1994. “Tracking Stuck Pipe Probability While Drilling.” Dallas: SPE/IADC Drilling Conference.
- Kalapaian, Y, and L. D Massolo. 2022. “Analisa Berat Beban Hoisting System Pada Operasi Kerja Ulang Dan Perbaikan Sumur Di Lapangan Y.” *Intan:Jurnal Penelitian Tambang*
- Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia. 2013. “Dasar Dasar Teknik Pengeboran.”
- Matroushi, A. 2003. “Middle East and Asia Reservoir Review.”
- Mikraj, A L, Wawan Andi Padang, M Nur Mukmin, Rohima Sera, and Bambang Wicaksono. 2021. “Analisa Parameter Pengeboran Untuk Menangani Pipa Terjepit Dengan Metode Spotting Fluid Dan Pengurangan Berat Lumpur Pada Sumur ‘AB.’ *Jurnal Studi Islam Dan Humaniora* 2 (1): 137–43. <https://doi.org/10.37680/almikraj.v2i1.7204>.
- Moore, P. L. 1986. *Drilling Practice Manual*. PennWell.
- Nandi, S. 2006. “Handouts Geologi Lingkungan: Minyak Bumi Dan Gas”. Jakarta: Universitas Pendidikan Indonesia.
- Rabia, H. (1985). *Oilwell drilling engineering: Principles and practice. USA: Graham & Trotman*.
- Rikumahu, Marcia Violetha, and Geovanny Branchiny Imasuly. 2025. “Evaluasi Dan Analisis Untuk Mengatasi Masalah Lost Circulation Dan Stuck Pipe Pada Sumur X.” *Jurnal Bhara Petro Energi* 4 (Mei): 1–7
- Situmorang, Kalfin, Bayu satiyawira, and Ali sundja. 2015. “170817-ID-Evaluasi Terjepitnya-Rangkaian-Pipa-Pemb.” *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 197–203.