



Beban Ton Mile Round Trip Rig dan Program Drilling Line Cutoff Sumur "AR"

Arief Rahman¹, Ismanu Yudiantoro²

Institut Teknologi Petroleum Balongan (ITPB) Indramayu
arief11rahman@gmail.com¹, ismanu.yudiantoro@gmail.com²

Abstrak:

Sumur "AR" sedang melakukan pekerjaan Kerja Ulang Sumur, yaitu penutupan lapisan dengan cara menyumbat dengan semen di lapisan reservoir (penyimpan atau penghasil) migas, untuk pindah ke lapisan reservoir lainnya. Kategori kegiatan pengeboran ini termasuk pengeboran mudah. Tujuan dilakukan penelitian ini diantaranya menghitung *ton-mile round trip* (Tr atau RTTM), dan menentukan program pemotongan tali pengeboran. Penelitian ini menggunakan metode pengumpulan data seperti tinggi menara rig, diameter tali pengeboran, diameter drum, berat lumpur, *pounder drill-pipe* (DP) 3 ½ inch, *pounder drill-collar* (DC) 4 ¾ inch, jumlah DP sepanjang DC, panjang DP atau DC per stand, berat Block Assembly, dan kedalaman lubang bor. Selanjutnya, dilakukan perhitungan *ton-mile round trip* (Tr atau RTTM) dengan menghitung beban tali pengeboran per stand DP dan DC, lalu menghitung beban total tali pengeboran untuk satu kali round trip dan mengalikannya dengan jarak round trip. Setelah itu, penentuan program pemotongan tali pengeboran dilakukan dengan membandingkan nilai *ton-mile round trip* yang diperoleh dengan rentang 800-900 ton-mile. Berdasarkan hasil perhitungan, untuk pekerjaan 1x Tr hanya mendapat nilai 91,4 ton-mil, sehingga belum mencapai 800-900 ton-mil, artinya tali pengeboran belum perlu dilakukan pemotongan. Ketika akumulasi pekerjaan berada dalam rentang 800-900 ton-mil maka tali pengeboran dapat dilakukan pemotongan sepanjang 22.26 m atau 15.5 putaran drum. Berdasarkan penelitian yang dilakukan maka, dapat disimpulkan bahwa perhitungan *ton-mile round trip* (Tr atau RTTM) merupakan metode yang penting dalam menentukan kapan harus dilakukan pemotongan tali pengeboran. Perhitungan ini membantu menghindari risiko kerusakan atau putusya tali pengeboran selama operasi pemboran.

Kata Kunci: Kerja Ulang Sumur, *ton-mile round trip*, pemotongan tali pengeboran.

Abstract:

The "AR" well is conducting a Well Re-Working job, which is closing the layer by plugging with cement in the oil and gas reservoir layer (storage or producer), to move to another reservoir layer. This drilling activity is categorized as easy drilling. The objectives of this research include calculating *ton-mile round trip* (Tr or RTTM), and determining the drilling string cutting program. This research uses data collection methods such as rig tower height, drilling string diameter, drum diameter, mud weight, *pounder drill-pipe* (DP) 3 ½ inch, *pounder drill-collar* (DC) 4 ¾ inch, number of DP along DC, DP or DC length per stand, Block Assembly weight, and borehole depth. Next, the *ton-mile round trip* (Tr or RTTM) is calculated by calculating the drilling string load per DP and DC stand, then calculating the total drilling string load for one round trip and multiplying it by the round trip distance. After that, the determination of the drilling string cutting program is done by comparing the round trip *ton-mile* value obtained with the range of 800-900 ton-miles. Based on the calculation results, for 1x Tr work only gets a value of 91.4 ton-miles, so it has not reached 800-900 ton-miles, meaning that the drilling string does not need to be cut. When the accumulated work is in the range of 800-900 ton-miles, the drilling string can be cut along 22.26 m or 15.5 turns of the drum. Based on the research conducted, it can be concluded that *ton-mile round trip* (Tr or RTTM) calculation is an important method in determining when to cut the drilling string. This calculation helps avoid the risk of damage or breakage of the drilling string during drilling operations.

Keywords: Well Workover, ton-mile round trip, drilling-line cutoff.

Corresponding: Arief Rahman
E-mail: arief11rahman@gmail.com

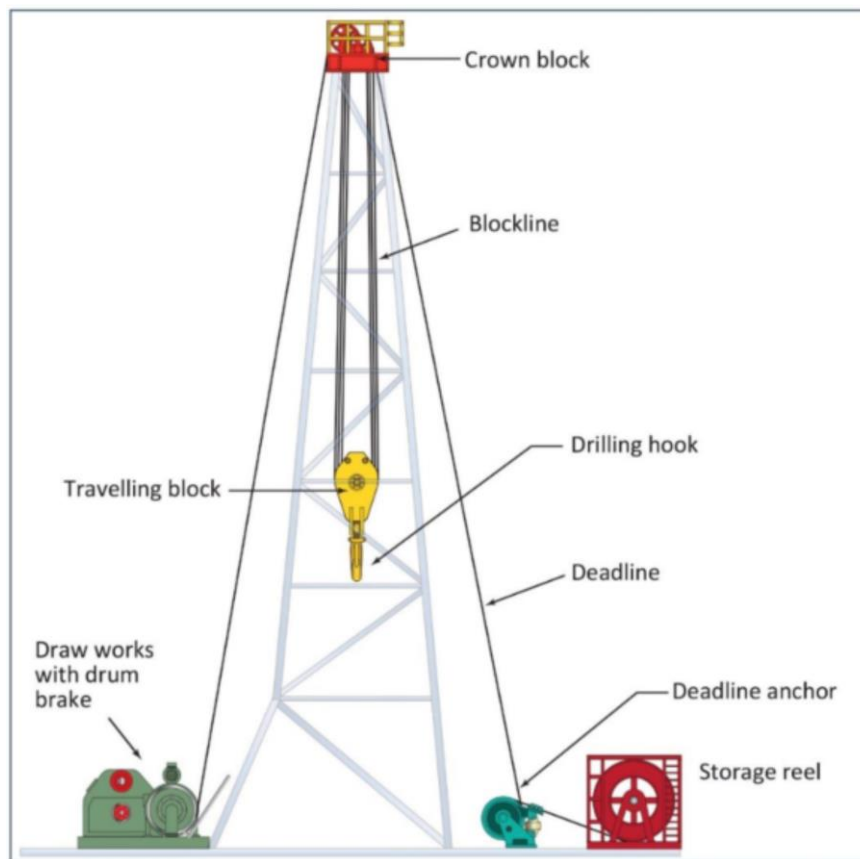


PENDAHULUAN

Pengeboran (*drilling*) minyak bumi yaitu proses (membuat lubang) untuk mengambil minyak dari permukaan bumi, lebih tepatnya melalui sumur (lubang) dan pipa (Sekarputri, 2023). Saat penelitian ini, sumur "AR" dalam pekerjaan Workover, khususnya penutupan lapisan dengan menyumbat dengan semen atau *cement plug* di lapisan reservoir (penyimpan atau penghasil) migas, untuk pindah ke lapisan reservoir lainnya. Menurut Resesyanto (2018), *cement plug* adalah penempatan bubur semen (*cement slurry*) dengan volume (tertentu) yang relatif kecil di dalam lubang sumur (*borehole*) (Resesyanto, 2018).

Drilling System; Hoisting System

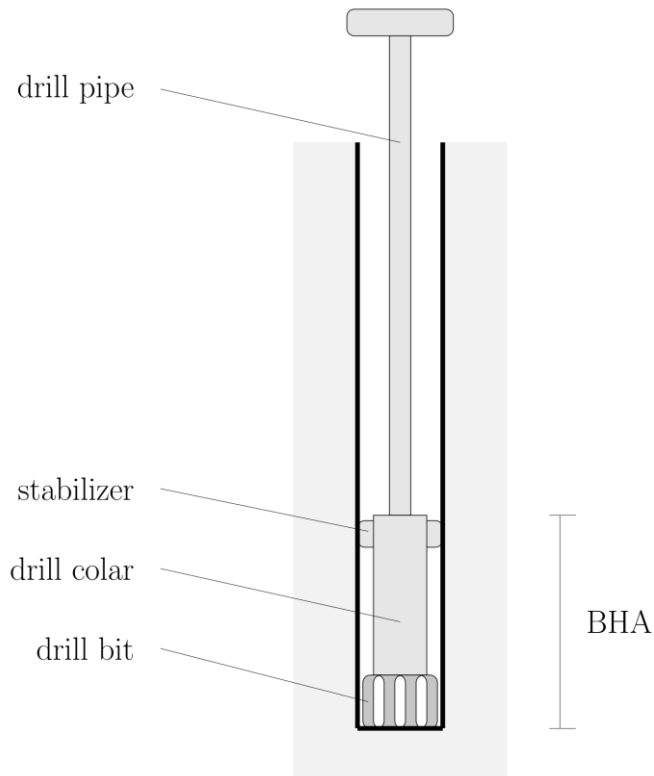
Dirangkum dari Suhascaryo (2020:2), Pada teknologi peralatan teknik pemboran putar dibagi menjadi empat (4) sistem utama dan dua (2) sistem penunjang. Untuk sistem utama meliputi sistem tenaga, sistem angkat, sistem putar, sistem sirkulasi, dan sistem pencegah semburan liar. Sedangkan dua sistem penunjangnya meliputi sistem penyemenan dan sistem pemancingan (Suhascaryo, 2020). Hoisting system merupakan salah satu parameter yang krusial pada saat operasi pemboran berlangsung yaitu saat mengangkat dan menurunkan rangkaian pipa bor (*drillstring*), *casing string*, tubing dan peralatan-peralatan penunjang lainnya (Kalapain & Leonardo, 2022).



Gambar 1 Komponen Hoisting System (Drilling Manual, 2023)

Round Trip

Menurut API /American Petroleum Institute (2015), sebagian besar pekerjaan yang dilakukan oleh *drilling line* adalah melakukan perjalanan *round-trip* atau naik-turun (atau setengah perjalanan) yaitu memasukkan rangkaian *drill-pipe* (pipa bor) ke dalam lubang dan menarik tali keluar dari lubang (sumur pengeboran).



Gambar 2 Skema lubang sumur pengeboran (Cunha Jr. Et al, 2015)

Fluida Pengeboran

Di dalam lubang bor terdapat fluida pengeboran. Keberadaan fluida tersebut mengurangi berat peralatan pengeboran, karena ada faktor apung. Dalam Redhiza (2021), fluida pengeboran atau biasa disebut dengan lumpur pengeboran yaitu salah satu elemen paling penting di operasi pengeboran karena memiliki beberapa fungsi untuk memperlancar dan mendukung kegiatan pengeboran.

Istilah "berat" (*weight*) lebih sering digunakan dalam hubungannya dengan lumpur pengeboran dibandingkan dengan "densitas" (*density*), meskipun istilah densitas lebih tepat, satuannya yaitu pounds per gallon atau ppg (SigmaQuadrant, 2022).

Faktor Apung

Faktor Apung (*Bouyancy Factor*) adalah faktor kompensasi penurunan berat barang yang digunakan untuk menyesuaikan perendaman dalam cairan atau fluida pengeboran (*drilling mud* atau lumpur pengeboran). *Bouyancy Factor* menggunakan berat lumpur pengeboran (*mud weight*) dalam satuan ppg (pounds-per-gallon), (Akhtar, 2021).

Diambil dari Lapeyrose (2002: 20), rumus menghitung *Bouyancy Factor* (BF) adalah

$$BF = (65,5 - MW) / 65,5$$

MW adalah Mud Weight atau berat lumpur pengeboran. Istilah berat peralatan pengeboran setelah dikalikan dengan *Bouyancy Factor* (BF) dapat disebut berat efektif.

Ton-Mile Round Trip

Satu *ton-mile* atau ton-mil atau TM, setara 10,560,000 foot-pounds, dan ekuivalen untuk mengangkat 2,000 pounds sejauh 5,280 feet. Menurut API / American Petroleum Institute (2015), jumlah pekerjaan yang dilakukan tiap *round trip* (naik-turun) harus ditentukan dengan menggunakan rumus berikut:

$$Tr = ((D(Ls+D) Wm)/10.560.000) + 4((D(M+0,5C))/ 10.560.000)$$

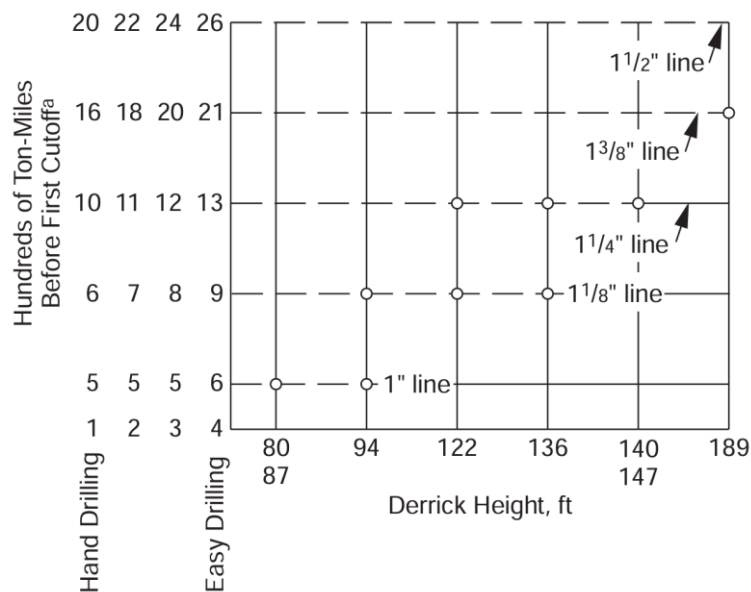
atau

$$Tr = ((D(Ls+D) Wm)/10.560.000) + ((D(M+0,5C))/2.640.000)$$

Dimana:

- Tr = Ton-mil
- D = kedalaman lubang (ft)
- Ls = panjang *stand drill pipe* (ft)
- N = jumlah stands *drill-pipe*
- Wm = berat efektif *drill-pipe* per ft (lb)
- M = berat total dari traveling block – elevator assesment (lb)
- C = berat efektif *drill-collar assembly* – berat efektif *drill-pipe* sama panjang (lb)

Untuk menentukan perkiraan berapa ton-mil sebelum *cutoff* atau pemotongan *drilling-line* yang sedang digunakan dengan *drilling-line* baru, lihat grafik hubungan antara ton-mil, ketinggian menara rig (*derrick height*), dan ukuran diameter *drilling-line*, seperti ditunjukkan berikut ini:



Gambar 3 Hubungan antara ton-mil, ketinggian menara rig (*derrick height*), dan ukuran diameter *drilling-line* menurut API (1999: 27), dalam Lyons, et al (2016)

Program Cut & Slip Drilling-Line

Tujuan program ini untuk menghindari *drilling line* yang putus karena beban lebih atau *overload*. Diambil dari Drilling Manual (2023), jumlah *slip* antar *cut-off* dapat bervariasi dari satu atau dua *slip* hingga sebanyak tujuh atau delapan. Hal ini tergantung pada panjang *cut-off* dan keadaan yang terlibat, seperti pekerjaan pengeboran (*drilling*) dan mengambil peralatan pengeboran yang tersangkut (tertinggal) di dalam sumur atau disebut *fishing job*.

Berikut ini adalah rekomendasi dari API RP (*Recommendation Practice*) 9B, dengan data input diameter drum dan masa atau tinggi *derrick* (Menara rig), untuk jumlah putaran (*laps*) dari drum sebelum dilakukan pemotongan (*cutoff*) *drilling line*.

RECOMMENDED CUT-OFF LENGTHS FOR ROTARY DRILLING LINES
(API RP9B)

Derrick or mast height		Drum diameter													
		11	13	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36
ft.	m.	cut-off length in number of drum laps													
66 and smaller	20 and smaller	12	11												
67-90	20-27		17	14	12	11									
91-110	28-33		19	17	14	12	11	10	9	9	8				
111-132	34-40				17	15	14	12	12	11	10	9	9		
133-140	41-42						15	14	12	11	11	10	9		
141-160	43-49								13	12	11	11	10		
161 and larger	50 and larger										15	14	13	12	11

NOTE: Add 1/4 lap for counterbalanced groove drums
Add 1/2 lap for all other types of drum

Gambar 4 Rekomendasi Panjang pemotongan (*cut off*) untuk tali pengeboran sistem putar atau *rotary drilling* (Drilling Manual, 2023)

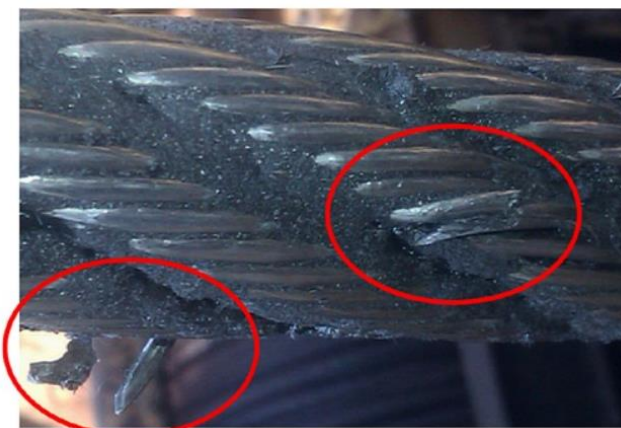
Diambil dari Drilling Manual (2023), untuk memastikan perubahan titik potong drilling line pada drum, dimana keausan dan kerusakan sangat parah, maka harus ditambahkan ke jumlah putaran yang tercantum pada gambar di atas, sejumlah 1/4 atau 1/2 putaran, dengan ketentuan sebagai berikut:

- tambahan 1/4 lap untuk drum alur yang seimbang (*counterbalanced groove drums*).
- tambahan 1/2 lap untuk semua tipe drum.

Konversi putaran drum *drilling line (laps)* menjadi panjang dapat disederhanakan menjadi Panjang *drilling-line* potong = $\pi \times d \times$ jumlah putaran

Potensi bahaya *drilling-line* putus

Perhitungan pemotongan tali pengeboran (*drilling-line cut*) sangat penting dilakukan untuk menghindari terjadinya putus sehingga menyebabkan bahaya. Pentingnya pemilihan dan pemakaian rig dalam operasi pemboran dapat mempengaruhi kesuksesan dalam operasi pemboran. Telah terjadi banyak kasus kecelakaan seperti menara rig yang rubuh karena tidak kuat menahan beban pada saat pemboran. Tentu saja kejadian tersebut dapat merugikan dari aspek efisiensi saat operasi berlangsung yang mengakibatkan terhambatnya operasi pemboran dan bertambahnya biaya operasi pemboran (Rivaldi, 2018).



Gambar 5 Contoh rekahan/putus tali pengeboran terletak di permukaannya (Peterka, et al., 2020)

Penelitian Terdahulu

Menurut penelitian terdahulu oleh Alexandri (2016) berjudul "Pemeliharaan Drilling Line Dan Perhitungan Ton Mile Sebagai Upaya Optimasi Pada *Drilling Line*", penelitian ini fokus pada perhitungan ton-mile round trip untuk sumur pemboran vertikal. Hasil penelitian menunjukkan bahwa perhitungan ton-mile round trip dapat membantu menentukan kapan akan dilakukan pemotongan tali pengeboran. Penelitian oleh Putra (2022) berjudul "Evaluasi Perhitungan Ton Miles Terhadap Optimalisasi Pemakaian Drilling Line Ukuran 1" Pada Rig 350 Hp Di Sumur X, Y dan Z". Penelitian ini menganalisis dampak penggunaan tali pengeboran jika tidak dilakukan pemotongan tali pengeboran pada beberapa sumur. Penelitian oleh Hadid, and Mohammed (2022) berjudul "*Optimal Choice of Travelling System Structure depending on Design Parameters of Hoisting System in Drilling Units of Oil and Gas Wells*". Penelitian ini fokus pada efisiensi penggunaan ton-mile round trip untuk tali pengeboran menggunakan pemograman komputer. Hasil penelitian menunjukkan bahwa perhitungan ton-mile round trip dapat membantu menghindari risiko putusnya tali pengeboran.

Tujuan dilakukan penelitian ini diantaranya menghitung *ton-mile round trip* (Tr atau RTTM), dan menentukan program pemotongan tali pengeboran (*drilling-line cutoff*).

METODE PENELITIAN

Sumur "AR" terletak di lapangan Jatibarang. Saat pengambilan data, sedang dilakukan pekerjaan *work over* (kerja ulang) pindah lapisan (reservoir migas) disebabkan produksi minyak naik secara tiba-tiba, sehingga harus dilakukan *plug* semen pada lapisan yang bermasalah tersebut. Kategori pengeboran ini termasuk kategori *easy drilling*. Berikut ini adalah data program sumur untuk perhitungan *ton-mile round-trip*:

Data Sumur

Data-data yang digunakan dalam penelitian kali ini yaitu:

Tinggi Menara Rig	= 34,7 m (113,8 ft)
Diameter <i>Drilling line</i>	= 1 1/8 inch = 1,125 inch
Diameter Drum	= 18 inch
<i>Mud Weight</i> (MW)	= 9,4 ppg
<i>Pounder drill-pipe</i> (DP) 3 1/2 inch	= 13,3 lb/ft
<i>Pounder drill-collar</i> (DC) 4 3/4 inch	= 46,8 lb/ft
Jumlah DP sepanjang DC	= 6
Panjang DP atau DC per stand	= 9,3 m (30,5 ft)
Berat <i>Block Assembly</i>	= 3000 kg (6614 lb)
Kedalaman lubang bor (D)	= 2349 m (7707 ft)

Pengolahan Data

Tahapan pengolahan data untuk mendapatkan *ton-mile round-trip*, yang pertama adalah menghitung faktor apung atau *Bouyancy Factor* (bf), lalu berat efektif *drill-pipe* per ft (Wm), Berat efektif DC *assembly*, Berat efektif DP *assembly*, dan C (berat efektif *drill-collar assembly* – berat efektif *drill-pipe* sama panjang), untuk dimasukkan dalam persamaan *ton-mile round-trip* (Tr) menurut API / American Petroleum Institute (2015).

Setelah didapat nilai *ton-mile round-trip*, kemudian ditentukan nilai maksimalnya berdasarkan grafik pada Gambar3, berdasarkan nilai diameter *drilling line* dan tinggi menara rig (*derrick height*) sumur "AR". Setelah itu ditentukan jumlah putaran (*laps*) drum, untuk dilakukan pemotongan *drilling line*.

Analisis Data

Analisis data dalam penelitian ini dilakukan melalui beberapa tahapan. Pertama, melakukan perhitungan Ton-Mile Round Trip (Tr atau RTTM) menggunakan rumus $Tr \text{ (ton-mile)} = \{(\text{Berat DP} + \text{Berat DC}) \times \text{Kedalaman Lubang Bor}\} / 2000$. Perhitungan ini dilakukan untuk satu kali putaran (round trip) naik-turun alat di dalam lubang bor, dengan memanfaatkan data-data yang tersedia seperti berat DP (drill pipe) dan DC (drill collar), serta kedalaman lubang bor.

Selanjutnya, data Tr dianalisis untuk menentukan program pemotongan tali pengeboran (Drilling Line Cutoff). Jika hasil perhitungan Tr belum mencapai rentang 800-900 ton-mile, maka tali pengeboran belum perlu dilakukan pemotongan. Namun, jika Tr mencapai atau mendekati 900 ton-mile, maka dapat ditentukan panjang pemotongan tali pengeboran yang diperlukan dengan memanfaatkan data diameter tali pengeboran, diameter drum, serta panjang tali pengeboran per putaran drum, untuk menghindari kemungkinan bahaya putusnya tali pengeboran (*drilling line*)

HASIL DAN PEMBAHASAN

Langkah-langkah hasil perhitungan *ton-mile round trip* untuk program kerja ulang (*work over*) sumur AR adalah sebagai berikut:

Menghitung *Bouyancy Factor* (bf)

$$\begin{aligned} bf &= (65,5 - MW) / 65,5 \\ &= (65,5 - 9,4) / 65,5 \\ &= 0,856 \end{aligned}$$

Menghitung berat efektif *drill-pipe* per ft (Wm)

$$\begin{aligned} Wm &= \text{Pounder drill pipe (DP) } 3 \frac{1}{2} \text{ inch} * bf \\ &= 13,3 \text{ lb/ft} * 0,856 \\ &= 11,4 \text{ lb/ft} \end{aligned}$$

Selanjutnya adalah menghitung C, yaitu berat efektif *DC assembly* – berat efektif *DP* sama panjang (lb). Panjang rangkaian (N) sebagaimana diketahui yaitu 6 *stand*, dan Panjang DP atau DC per *stand* (Ls) yaitu 30,5 ft.

$$\begin{aligned} \text{Berat efektif DC assembly} &= N * \text{Pounder DC } 4 \frac{3}{4} \text{ inch} * \text{Panjang DP per stand} * bf \\ &= 6 * 46,8 \text{ lb/ft} * 30,5 \text{ ft} * 0,856 \\ &= 7369 \text{ lb} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Berat efektif DP assembly} &= N * \text{Pounder DC } 4 \frac{3}{4} \text{ inch} * \text{Panjang DP per stand} * bf \\ &= 6 * 13,3 \text{ lb/ft} * 30,5 \text{ ft} * 0,856 \\ &= 2094 \text{ lb} \end{aligned}$$

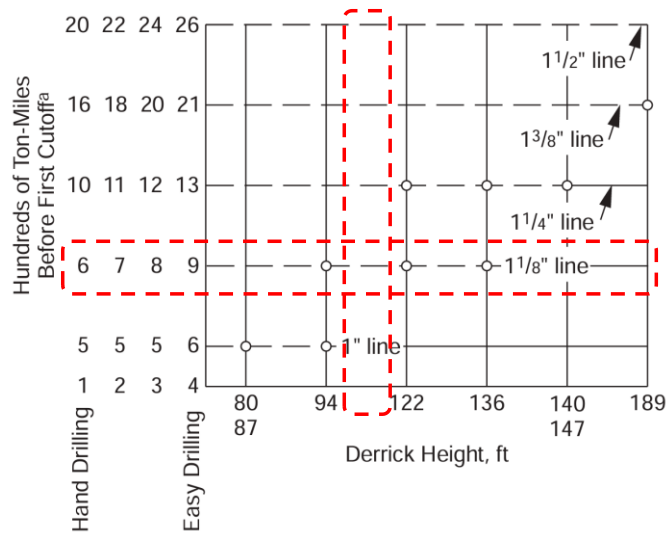
Maka,

$$\begin{aligned} C &= \text{Berat efektif DC assembly} - \text{Berat efektif DP assembly} \\ &= 7369 \text{ lb} - 2094 \text{ lb} \\ &= 5275 \text{ lb} \end{aligned}$$

Sehingga

$$\begin{aligned} Tr &= ((D(Ls+D) Wm)/10.560.000) + ((D(M+0,5C))/2.640.000) \\ &= ((7707 \text{ ft} (30,5 \text{ ft} + 7707 \text{ ft}) 11,4 \text{ lb/ft}) / 10.560.000 \text{ lb.ft/ton-mil}) + \\ &\quad (7707 \text{ ft} (6614 \text{ lb} + 0,5 * 5275 \text{ lb}) / 2.640.000 \text{ lb.ft/ton-mil)) \\ &= 64,38 \text{ ton-mil} + 27 \text{ ton-mil} \\ &= 91,4 \text{ ton-mil} \end{aligned}$$

Selanjutnya menentukan jumlah nilai maksimal ton-mil berdasarkan grafik pada Gambar3, dengan cara melihat perpotongan antara nilai diameter *drilling line* 1 1/8 inch dengan nilai tinggi menara rig (*derrick height*) 113,8 ft sebagai berikut:



Gambar 6 Penentuan rentang nilai maksimal ton-mil sumur "AR".

Dari Gambar 6 tersebut penentuan nilai maksimal ton-mil sumur "AR" untuk progam *work over* untuk *cement plug* ini termasuk kategori *easy drilling*, sehingga Tr maksimal adalah 800-900 ton mil. Dalam hal ini pekerjaan 1x round trip yang bernilai 91,4 ton-mil masih jauh di bawah dari angka maksimal tersebut. Dengan kata lain, masih bisa dilakukan 6x s.d 7x round trip dengan nilai ton-mil yang sama (91,4 ton-mil) sebelum dilakukan program pemotongan *drilling-line*.

Kemudian, untuk menentukan jumlah putaran (*laps*) drum *drilling-line* untuk kemudian dilakukan pemotongan *drilling-line*, berdasarkan tabel pada Gambar4, dengan cara melihat perpotongan antara nilai diameter drum 18 inch dengan nilai tinggi menara rig (*derrick height*) 113,8 ft sebagai berikut:

RECOMMENDED CUT-OFF LENGTHS FOR ROTARY DRILLING LINES
(API RP9B)

Derrick or mast height		Drum diameter													
		ins / mm													
ft.	m.	11 279	13 330	14 357	16 406	18 457	20 508	22 559	24 610	26 660	28 711	30 762	32 813	34 864	36 914
		cut-off length in number of drum laps													
66 and smaller	20 and smaller	12	11												
67-90	20-27		17	14	12	11									
91-110	28-33		19	17	14	12	11	10	9	9	8				
111-132	34-40				17	15	14	12	12	11	10	9	9		
133-140	41-42						15	14	12	11	11	10	9		
141-160	43-49								13	12	11	11	10		
161 and larger	50 and larger										15	14	13	12	11

NOTE: Add 1/4 lap for counterbalanced groove drums
Add 1/2 lap for all other types of drum

Gambar 7 Penentuan jumlah putaran (*laps*) drum sumur "AR".

Dari gambar 7 tersebut penentuan jumlah putaran (*laps*) drum sumur "AR" untuk program pemotongan *drilling-line* menurut API RP 9B ini yaitu 15 putaran, dan menurut Drilling Manual (2023), ditambahkan nilai $\frac{1}{2}$ (karena tidak ada informasi jenis drum alur yang seimbang atau *counterbalanced groove drums*), sehingga pemotongan *drilling-line* pada drum dilakukan setelah 15,5 putaran (*laps*).

Jika dikonversi nilai putaran tersebut dalam satuan panjang

Panjang *drilling-line* potong = $\pi \times d \times \text{no. of laps}$
= $(22/7) \times 18 \text{ inch} \times 15,5$
= 876,86 inch
= 22,26 meter

KESIMPULAN

Berdasarkan perhitungan yang sudah dilakukan, dapat disimpulkan beberapa hal yaitu: untuk pekerjaan 1x Tr hanya mendapat nilai 91,4 ton-mil, sehingga belum mencapai 800-900 ton-mil, artinya tali pengeboran (*drilling-line*) belum perlu dilakukan pemotongan (*cutoff*). Ketika akumulasi pekerjaan berada dalam rentang 800-900 ton-mil maka tali pengeboran dapat dilakukan pemotongan sepanjang 22.26 m atau 15.5 putaran drum.

DAFTAR PUSTAKA

- Akhtar, Waheed. (2021). Oil Drilling Buoyancy Factor. Retrieved June 1, 2024, from <https://handyman-calculator.com/oil-drilling-buoyancy-factor/>
- Alexandri, Agus. (2016). Pemeliharaan Drilling Line Dan Perhitungan Ton Mile Sebagai Upaya Optimasi Pada Drilling Line. *Swara Patra: Majalah Ilmiah PPSDM Migas*, 6(3). <https://ejurnal.ppsdmmigas.esdm.go.id/sp/index.php/swarapatra/article/view/124/142>
- API. 2015. Recommended Practice on Application, Care, and Use of Wire Rope for Oilfield Service – 14th edition. retrieved Juni 1, 2024. API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington.
- Cunha Jr, Americo Cunha Jr., Christian Soize., and Rubens Sampaio. 2015. Computational modeling of the nonlinear stochastic dynamics of horizontal drillstrings https://www.researchgate.net/publication/281240695_Computational_modeling_of_the_nonlinear_stochastic_dynamics_of_horizontal_drillstrings diakses tanggal 1 Juni 2024
- Drilling Manual. 2023. Hoisting System In Drilling Rig Guide. <https://www.drillingmanual.com/drilling-rig-hoisting-system/> retrieved Juni 1, 2024 2024
- Hadid, Mahmoud M., and Ahmed A. Mohammed. (2022). Optimal Choice of Travelling System Structure depending on Design Parameters of Hoisting System in Drilling Units of Oil and Gas Wells. *Journal of Petroleum Research and Studies*, No. 34 part 1, March 2022, pp.121-136
- Kalapain, Yehezkiel., & Leonardo Davinci Massolo. (2022). Analisa Berat Beban Hoisting System Pada Operasi Kerja Ulang Dan Perbaikan Sumur Di Lapangan 'Y'. *INTAN Jurnal Penelitian Tambang* Volume 5, Nomor 1, 2022.
- Lapeyrose, Norton J. 2002. *Formulas Calculations for Drilling, Production, Workover - Second Edition*. Gulf Professional Publishing: USA
- Lyons, William C., Gary J. Plisga, and Michael D. Lorenz. 2016. *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. Elsevier inc

- Peterka, Pavel., Jozef Krešák, Marek Vojtko, Branislav Halek, David Heinz . (2020). The failure analysis of the drilling rig hoisting steel wire rope. *Eksplatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* Vol. 22, No. 4, 2020.
- Putra, Syailendra Maha Fajar Sanjaya. (2022). Evaluasi Perhitungan Ton Miles Terhadap Optimalisasi Pemakaian Drilling Line Ukuran 1" Pada Rig 350 Hp Di Sumur X, Y dan Z. Laporan Tugas Akhir - Universitas Pertamina.
<https://library.universitaspertamina.ac.id/xmlui/handle/123456789/6470?show=full>
- Resesiyanto, Hastowo. (2018). Calculation Of Cementing Material With Plug Balance Method At Plug Cement Program Of Well X Field Y: Perhitungan Kebutuhan Material Penyemenan Dengan Metode Balance Plug Pada Program Cement Plug Sumur X Lapangan Y. *INTAN Jurnal Penelitian Tambang*, 1(1), 38–43.
- Redhiza, Reifandi. 2021. Fluida Pengeboran. <https://rigsis.com/2021/04/fluida-pengeboran/#:~:text=Fluida%20pengeboran%20atau%20yang%20biasa,memperlancar%20dan%20mendukung%20kegiatan%20tersebut> diakses tanggal 1 Juni 2024
- Rivaldi, Muhammad. 2018. Evaluasi Kapasitas Rig Onshore Untuk Pemboran Berarah Tipe "S" Pada Sumur X Lapangan Y. *Jurnal Petro* 2018, Volume VII No. 1 April 2018
- Sekarputri, Nadhira. (2023). Proses Pengeboran Minyak Bumi beserta Manfaatnya. Retrieved June 1, 2024, from <https://solarindustri.com/blog/pengeboran-minyak-bumi/>
- SigmaQuadrant. (2022). Mud Weight. Retrieved June 1, 2024, from <https://www.sigmaquadrant.com/mud-weight/>
- Suhascaryo, K. R. T. (2020). *Teknologi Peralatan Teknik Pemboran*. Pusat Kajian Geoteknologi Mineral LPPM UPN "Veteran": Yogyakarta