

**OPTIMASI PARAMETER PEMBORAN MENGGUNAKAN METODE
BOURGOYNE DAN YOUNG UNTUK MENINGKATKAN LAJU
PEMBORAN PADA SUMUR RAF-1 DI LAPANGAN Y**

JURNAL TUGAS AKHIR

MUHAMMAD RAFLI

124.19.017



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG
BEKASI
SEPTEMBER 2023**

**OPTIMASI PARAMETER PEMBORAN MENGGUNAKAN METODE
BOURGOYNE DAN YOUNG UNTUK MENINGKATKAN LAJU
PEMBORAN PADA SUMUR RAF-1 DI LAPANGAN Y**

JURNAL TUGAS AKHIR

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik pada Program
Studi Teknik Perminyakan

MUHAMMAD RAFLI

124.19.017



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG
BEKASI
SEPTEMBER 2023**

**OPTIMASI PARAMETER PEMBORAN MENGGUNAKAN METODE
BOURGOYNE DAN YOUNG UNTUK MENINGKATKAN LAJU
PEMBORAN PADA SUMUR RAF-1 DI LAPANGAN Y**

Oleh: Muhammad Rafli

Pembimbing: Ganesha Rinku Darmawan, S.T., M.T & Samuel Halomoan Silitonga, S.T

Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung

Email: muhammadrafli.mr0101@gmail.com

LEMBAR PENGESAHAN

**OPTIMASI PARAMETER PEMBORAN MENGGUNAKAN METODE
BOURGOYNE DAN YOUNG UNTUK MENINGKATKAN LAJU
PEMBORAN PADA SUMUR RAF-1 DI LAPANGAN Y**

JURNAL TUGAS AKHIR

MUHAMMAD RAFLI

124.19.017

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik dari Program
Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,

Kota Deltamas, 14 September 2023

Pembimbing I



Ganesha Rinku Darmawan, S.T.,M.T.

Pembimbing II



Samuel Halomoan Silitonga, S.T.

Abstrak

Mendesain lintasan pemboran berarah menjadi hal yang sangat penting dalam perencanaan. Dalam suatu kegiatan operasi pemboran perolehan peningkatan laju penembusan (ROP) yang optimal merupakan sesuatu tujuan pemboran yang diharapkan. Laju penembusan dapat dinyatakan meningkat apabila waktu penyelesaiannya cepat dan tujuan pemboran tercapai dengan baik sesuai dengan rencana serta tidak terdapat kendala dalam proses pemboran sebagai hasil optimasi yang telah dilakukan. Pada tugas akhir ini untuk mendapatkan hasil yang diinginkan dilakukan optimasi WOB dan RPM dengan memperhitungkan pengaruh faktor mekanis berdasarkan metode Bourgoyne and Young dan melakukan perhitungan Cost Per Feet untuk membandingkan biaya pengeboran antara actual dan perhitungan optimasi serta melakukan simulasi hasil optimasi menggunakan software Well Plan agar dapat mengetahui apakah hasil optimasi yang telah dilakukan dapat menyebabkan kendala dalam proses pemboran nya. Diperoleh perbandingan total peningkatan laju penembusan sebesar 1902.27 ft/hr dan berdasarkan perencanaan peningkatan laju penembusan diperoleh nilai Cost Per Feet actual sebesar US\$ 416,883.30 serta Cost Per Feet optimasi sebesar US\$ 395,315.77, yang menunjukkan penurunan biaya sebesar US\$ 21,567.53. Selain itu, setelah dilakukan simulasi menggunakan software Well Plan diketahui bahwa hasil optimasi yang telah dilakukan tidak menyebabkan kendala selama dalam proses pemboran baik dari tension dan hookload yang diperoleh dari hasil optimasi maupun proses pengangkatan cutting sampai permukaan sebagai perhatian utama dari optimasi WOB dan RPM yang telah dilakukan.

Kata Kunci: Bourgoyne dan Young, Rotation per minute (RPM), Weight on bit (WOB), Rate of Penetration(ROP), dan Cost per feet (CPF).

Abstract

In a drilling operation, obtaining an optimal increase in the penetration rate (ROP) is an expected drilling objective. The rate of penetration can be stated to increase if the completion time is fast and the drilling objectives are achieved according to plan. There are no obstacles in the drilling process due to the optimization that has been carried out. In this final project, to get the desired results, WOB and RPM optimization is carried out by calculating the effect of mechanical factors based on the Bourgoyne and Young method and calculating Cost Per Feet to compare drilling costs between actual and optimization calculations as well as simulating optimization results using Well Plan software so that we can find out whether the optimization results that have been carried out can cause problems in the drilling process. A total comparison of the increase in the rate of penetration was obtained by 1902.27 ft/hr and based on the planned increase in the rate of penetration, the actual Cost Per Feet value was US\$ 416,883.30 and the Cost Per Feet optimization was US\$ 395,315.77, which showed a decrease in costs of US\$ 21,567.53. In addition, after conducting a simulation using the Well Plan software it is known that the results of the optimization that have been carried out did not cause any problems during the drilling process both from the tension and hookload obtained from the optimization results and the process of lifting the cuttings to the surface as the main concern of WOB and RPM optimization which has been done.

Keywords: Bourgoyne and Young, Rotation per minute (RPM), Weight on bit (WOB), Rate of Penetration(ROP), and Cost per feet (CPF).

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kegiatan pemboran adalah salah satu rangkaian kegiatan untuk membuat lubang sumur sampai menuju target dibawah permukaan bumi sehingga minyak dan gas dapat diproduksi. Dalam pelaksanaan kegiatan pemboran dilakukan dengan mempertimbangkan pelaksanaan kegiatan yang tepat waktu dan biaya efisien serta standar keselamatan yang tinggi. Berdasarkan hal itu, perencanaan yang matang merupakan kunci sukses utama dalam keberhasilan proyek pemboran. Perencanaan ini mencakup aspek teknis (engineering), aspek geologis, aspek fasilitas, aspek keselamatan kerja dan juga aspek sosial terhadap kehidupan masyarakat sekitar wilayah operasi.

Kajian ekonomi pemboran merupakan salah satu hal yang perlu dilakukan dalam perencanaan pengeboran. Hal ini dilakukan untuk mengetahui biaya total pengeboran yang telah dilakukan, sehingga dapat diketahui berapa pengeluaran dari proses pengeboran tersebut. Selain itu kajian ekonomi pemboran juga bisa dijadikan dasar dalam penentuan biaya pemboran produksi berikutnya. Untuk dapat menentukan estimasi biaya pemboran diperlukan data hubungan antara kecepatan pemboran dengan beberapa parameter teknis seperti jenis batuan dan massa batuan. Oleh karena itu perubahan biaya

pengeboran sebagai fungsi parameter batuan dapat diperkirakan.

Dalam penentuan program pemboran yang ekonomis dan efisien, pada penelitian kali ini yang bertempat di sumur RAF-1 lapangan Y dilakukan optimasi parameter pemboran yaitu dilakukan optimasi terhadap WOB dan RPM agar memperoleh laju penembusan (ROP) yang baik. Dimana, dalam mendapatkan laju penembusan (ROP) yang optimum maka keduanya tidak dapat berdiri sendiri antara WOB dan RPM dikombinasikan secara teknik sehingga optimasi yang dihasilkan akan didapatkan Cost Per Feet (CPF) minimum dengan menggunakan metode Bourgoyne-Young.

1.2 Tujuan

Adapun tujuan dari studi ini yaitu sebagai berikut:

1. Untuk mengetahui pengaruh hasil optimasi WOB dan RPM menggunakan metode Bourgoyne dan Young pada laju penembusan (ROP).
2. Untuk mengetahui berapa waktu pemboran yang dibutuhkan hasil optimasi WOB dan RPM menggunakan metode Bourgoyne dan Young.
3. Untuk mengetahui biaya pemboran yang lebih murah antara drilling program aktual dan hasil optimasi

dengan menggunakan metode *cost per feet*.

1.3 Batasan Masalah

Dalam penulisan pada studi ini, Penulis akan fokus terhadap permasalahan-permasalahan yang melingkupi sebagai berikut:

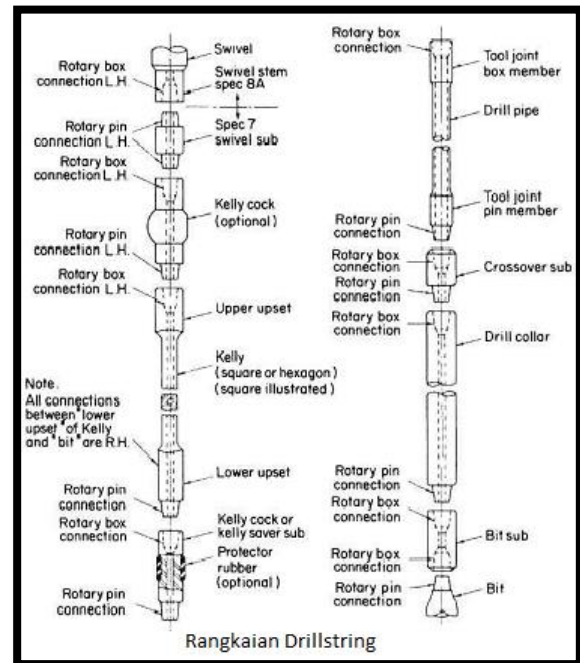
1. Optimasi parameter pemboran yang dibahas pada penelitian ini hanya pada parameter WOB dan RPM saja serta tidak melakukan optimasi pada parameter pemboran yang lain.
2. Optimasi parameter pemboran yang dilakukan pada penelitian ini hanya pada *section* 24", 17.5" dan 12.25".
3. Hidrolika yang dibahas hanya pada minimum *flow rate* yang dibutuhkan agar *cutting* terangkat dengan baik sampai ke permukaan.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Drill String

Drill String adalah serangkaian peralatan yang merupakan batang bor dengan lubang didalamnya sebagai tempat sirkulasi fluida pemboran. Fungsi utama *drill string* ialah yang berfungsi sebagai *Rotary Drilling* yaitu meneruskan dan mentransmisikan putaran ke *bit*. *Drill string* juga berfungsi sebagai *Hydraulic Power (Pressure & Flowrate)* yang berperan sebagai penyalur *mud* ke *bit* dan juga berperan sebagai

pengangkat *cutting* ke permukaan. Pada *drill string* ini terdapat komponen pemberat yang dapat membantu pemenuhan kebutuhan gaya berat pada *bit* atau *Weight On Bit (WOB)*. Komponen utama *drillstring* ialah *Kelly*, *Drill Pipe*, *Bottom Hole Assembly (BHA)*, dan *Bit*.

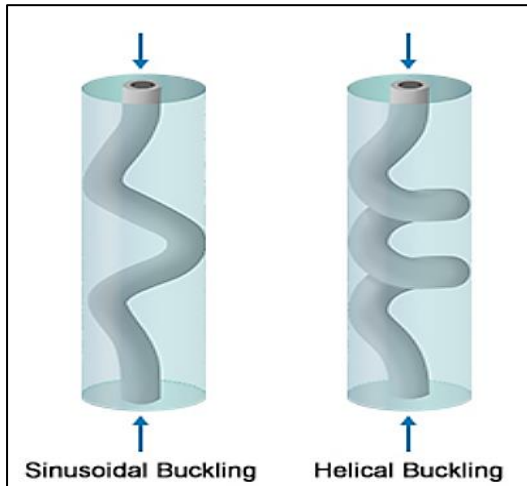


Gambar 2.1 Komponen *drill string* (Rudi Rubiandini, 2009)

2.2 Buckling

Buckling merupakan proses gagalnya suatu struktur untuk mempertahankan bentuk aslinya, dengan begitu maka strukturnya akan berubah bentuk untuk menemukan keseimbangan baru. *Buckling* dibagi menjadi dua jenis yaitu sinusoidal buckling dan helical buckling. Sinusoidal buckling terjadi ketika gaya tekan pada *drill string* menjadi terlalu tinggi sehingga menghasilkan tekukan seperti ular pada

drill string. Sedangkan *helical buckling* adalah bentuk *buckling* yang lebih ekstrem yang terjadi ketika gaya tekan melewati batas *sinusoidal buckling* dan melebihi batas *helical buckling*.



Gambar 2.1 Sinusoidal buckling dan helical buckling (Mitchell, 2011)

2.3 Rate of Penetration (ROP)

Laju penembusan yang besar dapat menyebabkan biaya pemboran menjadi lebih kecil dibandingkan laju penembusan yang kecil. Hal ini karena pada laju penembusan yang besar membutuhkan waktu yang lebih cepat dibandingkan pada laju penembusan (ROP) yang kecil. Sehingga hal ini akan mempengaruhi besarnya biaya persewaan peralatan-peralatan pemboran. Laju penembusan dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu karakteristik batuan, kombinasi WOB dan RPM, mata bor (*bit*), fluida pemboran atau lumpur pemboran, serta hidrolika pemboran.

Adapun persamaan pemodelan ROP menurut Bourgoyne and Young:

$$ROP_{opt} = f_1 * f_2 * f_3 * f_4 * f_5 * f_6 * f_7 * f_8$$

Keterangan:

f1 = Faktor kekuatan formasi

(Untuk *Roller Cone Bits* & *PDC Bits*)

$$f1 = e^{2.303*a_1}$$

f2 = Faktor kedalaman formasi

(Untuk *Roller Cone Bits* & *PDC Bits*)

$$f2 = e^{(2.303*a_2*(10000-D))}$$

f3 = Faktor kompaksi formasi

(Untuk *Roller Cone Bits* & *PDC Bits*)

$$f3 = e^{2.303*a_3*D^{0.69}(MW-12.5)}$$

f4 = Faktor perbedaan tekanan pada dasar lubang bor

(Untuk *Roller Cone Bits* & *PDC Bits*)

$$f4 = e^{2.303*a_4*D(MW-ECD)}$$

f5 = Faktor diameter dan WOB

(Untuk *Roller Cone Bits*)

$$f5 = \left(\frac{\left(\frac{W}{d_b} \right) - \left(\frac{W}{d_b} \right)_t}{4 - \left(\frac{W}{d_b} \right)_t} \right)^{a_5}$$

(Untuk *PDC Bits*)

$$f5 = \left(\frac{C_r * WOB_a - 0.942 * \Delta P_b * \left(\frac{d-1}{d} \right)^{a_5}}{WOB_c} \right)^{a_5}$$

$$\text{Dimana } \Delta P_b = \frac{q^2 * \rho}{12301 * A_n^2}$$

f6 = Faktor kecepatan putar (N) RPM

$$f6 = \left(\frac{N}{60}\right)^{a_6} \text{ (Untuk Roller Cone Bits)}$$

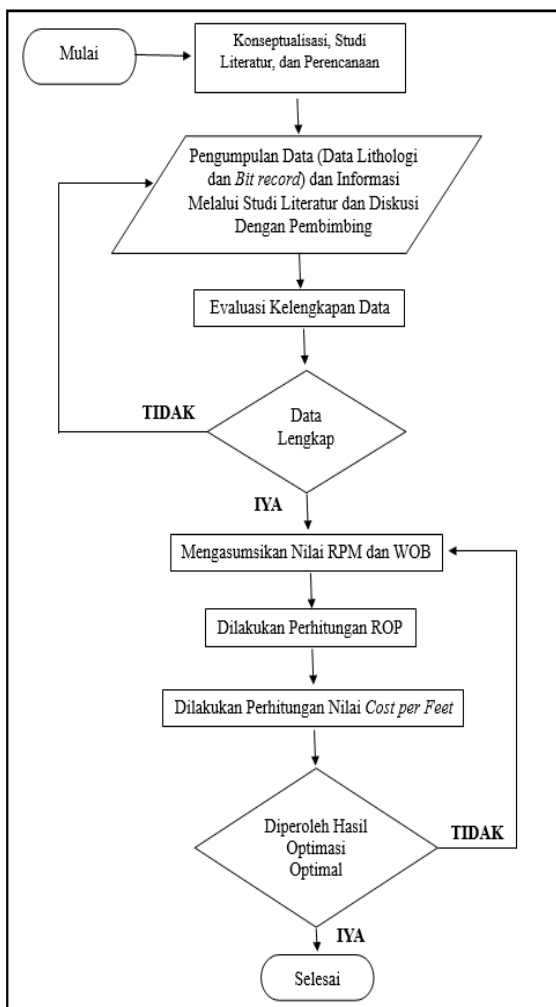
$$f6 = \left(\frac{N}{160}\right)^{a_6} \text{ (Untuk PDC Bits)}$$

f7 = Bit wear

(Untuk Roller Cone Bits & PDC Bits)

3. $f7 = e^{a_7 * -h}$

3.



4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam penelitian tugas akhir ini dalam mengolah data yang bersumber dari sumur RAF-1 Lapangan Y yang dimana data yang digunakan berdasarkan hasil survey yang telah ada. Dari data yang tersedia untuk studi penelitian pada sumur RAF-1 Lapangan Y yaitu diantaranya adalah lithologi batuan, data bit, dan data parameter pemboran aktual.

Tabel 4.1 Lithologi batuan Sumur RAF-1

Sumur	Depth (m)	Batuan	Mineral	Skala Mohs
X	0 - 72	<i>Claystone</i>	<i>Calcite</i>	2 (Lunak)
	72 - 198	<i>Sandstone</i>	<i>Quarzt</i>	7 (Sedang)
	198 - 426	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Florite</i>	4 (Sedang)
	426 - 454	<i>Interbedded of Dolomite and Anhydrite</i>	<i>Apatie</i>	5 (Sedang)
	454 - 679	<i>Interbedded of Dolomite and Anhydrite</i>	<i>Apatie</i>	5 (Sedang)
	679 - 790	<i>Claystone and Anhydrite</i>	<i>Apatie</i>	5 (Sedang)
	790 - 900	<i>Limestone and Claystone</i>	<i>Florite</i>	4 (Sedang)
	900 - 1124	<i>Interbed of Salt, Claystone and Anhydrite</i>	<i>Apatie</i>	5 (Sedang)
	1124 - 1350	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Quarzt</i>	7 (Sedang)
	1350 - 1375	<i>Limestone</i>	<i>Florite</i>	4 (Sedang)
	1375 - 1805	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Quarzt</i>	7 (Sedang)
	1805 - 2085	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Quarzt</i>	7 (Sedang)
	2085 - 2313	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Quarzt</i>	7 (Sedang)
	2313 - 2546	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Quarzt</i>	7 (Sedang)
2546 - 2581	<i>Dominant Claystone and Sandstone</i>	<i>Apatite</i>	5 (Sedang)	

Tabel 4.2 Data bit Sumur RAF-1

No Data	Depth (m)	Size	Type	IADC Code	Bit Serial Number	Jenis Bit
1	0 - 72	24"	TCI AI50	115	D242022	Roller Cone

2	72 - 198	17.5"	TH14A	415	D241817	Roller Cone
3	198 - 426	17.5"	TH14A	415	D241817	Roller Cone
4	426 - 454	17.5"	TH14A	415	D241817	Roller Cone
5	454 - 679	12.25"	SKH816M	M422	E239518	PDC
6	679 - 790	12.25"	SKH816M	M423	E239519	PDC
7	790 - 900	12.25"	SKH816M	M424	E239520	PDC
8	900 - 1124	12.25"	SKH816M	M425	E239521	PDC
9	1124 - 1350	12.25"	SKH816M	M426	E239522	PDC
10	1350 - 1375	12.25"	SKH816M	M427	E239523	PDC
11	1375 - 1805	12.25"	SKH816M	M428	E239524	PDC
12	1805 - 2085	12.25"	SKH816M	M429	E239525	PDC
13	2085 - 2313	12.25"	SKH816M	M430	E239526	PDC
14	2313 - 2546	12.25"	SKH816M	M431	E239527	PDC
15	2546 - 2581	12.25"	SKH816M	M432	E239528	PDC

Tabel 4.3 Data aktual parameter pemboran Sumur RAF-1

No Data	Interval Depth (ft)	Diameter Bit (db), inch	W (WOB), klb	RPM (N)	Tr, Hr	ECD	MW	Flow Rate
1	236.23	24.00	8	60	5.87	1.05	8.9	1300
2	649.64	17.50	6	120	3.71	1.13	9.3	900
3	1397.71	17.50	19	120	4.21	1.13	9.3	900
4	1489.57	17.50	17	120	1.08	1.13	9.3	900
5	2227.80	12.25	15	185	4.55	10.75	11.3	705
6	2591.99	12.25	15	175	2.28	10.97	11.3	785
7	2952.90	12.25	17	175	1.76	10.97	11.3	765
8	3687.84	12.25	15	175	5.87	10.97	11.3	775
9	4429.35	12.25	14	185	2.57	11.19	11.3	745
10	4511.38	12.25	17	170	1.22	11.18	11.3	710
11	5922.21	12.25	16	195	9.48	11.48	11.3	748
12	6840.89	12.25	17	185	12.11	11.48	11.3	685
13	7588.95	12.25	16	200	9.58	11.48	11.3	770
14	8353.43	12.25	15	200	13.73	11.47	11.3	780
15	8468.26	12.25	18	200	3.68	11.45	11.3	785

4.1 Perencanaan Peningkatan Laju

Penembusan (ROP)

Berikut adalah langkah pengerjaan untuk perencanaan peningkatan laju penembusan (ROP) menggunakan metode metode Bourgyne dan Young.

1. Mengasumsikan nilai RPM dan WOB
2. Menghitung laju penembusan (ROP)

Berikut penentuan nilai ROP untuk *section* 24" ialah sebagai berikut:

a. $f1 = e^{2.303 \times a_1}$

$$f1 = e^{2.303 \times 3.91}$$

$$f1 = 8141.5023$$

b. $f2 = e^{2.303 \times a_2 \times (10000 - D)}$

$$f2 =$$

$$e^{2.303 \times 0.0000945 \times (10000 - (72 \times 3.281))}$$

$$f2 = 8.3722$$

c. $f3 = e^{2.303 \times a_3 \times D^{0.69} (MW - 12.5)}$

$$f3 =$$

$$e^{2.303 \times 0.0000686 \times (72 \times 3.281)^{0.69} (8.9 - 12.5)}$$

$$f3 = 0.9178$$

d. $f4 = e^{2.303 \times a_4 \times D (MW - ECD)}$

$$f4 =$$

$$e^{2.303 \times 0.0000764 \times (72 \times 3.281) \times (8.9 - 1.051)}$$

$$f4 = 1.3857$$

e. $f5 = \left(\frac{\left(\frac{W}{d_b} \right) - \left(\frac{W}{d_b} \right)_t}{4 - \left(\frac{W}{d_b} \right)_t} \right)^{a_5}$

$$f5 = \left(\frac{(8.5) - \left(\frac{8}{24} \right)}{4 - \left(\frac{8}{24} \right)} \right)^{0.37}$$

$$f5 = 2.2272$$

f. $f6 = \left(\frac{N}{60} \right)^{a_6}$

$$f6 = \left(\frac{60}{60} \right)^{1.97}$$

$$f6 = 1$$

g. $f7 = e^{a_7 \times x - h}$

$$f7 = e^{0.025 \times (-0.285)}$$

$$f7 = 0.9929$$

h. $f8 = \left(\frac{Fj}{1000} \right)^{a_8}$

$$f8 = \left(\frac{0.1697}{1000} \right)^{0.71}$$

$$f8 = 0.0004$$

Sehingga diperoleh nilai ROP untuk *section* 24":

$$\text{ROPperencanaan} = 8141.5023 \times 8.3722 \times 0.9178 \times 1.3857 \times 2.2272 \times 1 \times$$

$$0.9929 \times 0.0004$$

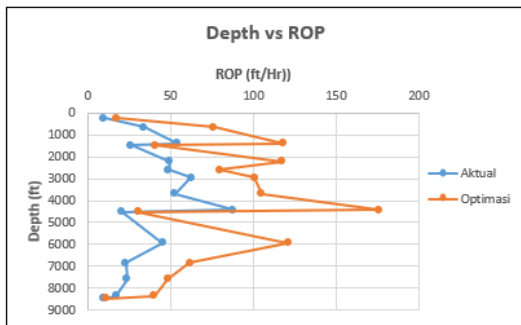
$$\text{ROPperencanaan} = 55.7502 \text{ ft/hr}$$

Untuk hasil perhitungan perencanaan optimasi laju penembusan (ROP) perkedalaman selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.4.

Tabel 4.4 Hasil perhitungan ROP optimasi

db, inch	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	ROP, ft/hr
24	8141.502	8.372	0.918	1.386	1.578	1.000	0.993	0.0004	55.75
17.5	8141.502	7.652	0.957	1.153	1.580	3.918	0.993	0.0006	250.04
17.5	8141.502	6.502	0.928	1.274	1.703	3.918	0.993	0.0009	387.90
17.5	8141.502	6.374	0.925	1.288	1.680	3.918	0.993	0.0003	132.84
12.25	8141.502	5.428	0.962	1.501	4.553	1.331	0.991	0.0010	385.58
12.25	8141.502	5.014	0.958	1.569	4.355	1.193	0.991	0.0008	261.37
12.25	8141.502	4.635	0.954	1.637	4.733	1.193	0.991	0.0010	330.85
12.25	8141.502	3.950	0.947	1.777	4.381	1.193	0.991	0.0012	344.64
12.25	8141.502	3.361	0.940	1.920	4.285	1.331	0.991	0.0021	577.06
12.25	8141.502	3.302	0.939	1.936	4.877	1.127	0.991	0.0004	100.30
12.25	8141.502	2.429	0.927	2.219	4.617	1.477	0.991	0.0014	396.92
12.25	8141.502	1.989	0.919	2.412	4.938	1.331	0.991	0.0009	202.78
12.25	8141.502	1.690	0.914	2.575	4.559	1.552	0.991	0.0007	158.79
12.25	8141.502	1.431	0.908	2.747	4.368	1.552	0.991	0.0007	132.26
12.25	8141.502	1.396	0.907	2.773	4.832	1.552	0.991	0.0002	36.39

Berdasarkan hasil perhitungan laju penembusan (ROP) diatas diperoleh grafik perbandingan antara ROP aktual dan ROP hasil optimasi.



Gambar 4.1 Grafik ROP aktual dan ROP optimasi

3. Menghitung Cost Per Feet (CPF)

1. Cost Per Feet (CPF) Aktual

Penentuan nilai CPF aktual untuk section 24” ialah sebagai berikut

Diketahui: 1 joint = 31 ft

$$C_b = 26,327 \text{ US\$}$$

$$C_r = 532.5425 \text{ US\$}$$

$$T_r = 5.87 \text{ jam}$$

$$T_c = 3 \text{ menit/joint}$$

$$= (236.232 \text{ ft}/31\text{ft}) \times$$

$$3\text{menit/joint})/60$$

$$= 0.3810 \text{ jam}$$

$$T_t = 2.5 \text{ menit/joint}$$

$$= (236.232 \text{ ft}/31\text{ft}) \times$$

$$2.5\text{menit/joint})/60$$

$$= 0.3175 \text{ jam}$$

$$\Delta D = 236.232 \text{ ft}$$

Diperoleh:

$$CPF = \frac{C_b + C_r \times (T_r + T_c + T_t)}{\Delta D}$$

$$CPF = \frac{26,327 + 532.5425 \times (5.87 + 0.3810 + 0.3175)}{236.232}$$

$$CPF = 29,765.92 \text{ US\$}$$

Untuk hasil perhitungan *cost per feet* (CPF) aktual perkedalaman selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 Hasil perhitungan CPF aktual

No Data	ΔD, (ft)	Bit Size, (Inch)	Tr, (Hours)	Tc, (Hours)	Tt, (Hours)	Cb, (US\$)	Cr, (US\$)	CPF Aktual, US\$
1	236.232	24	5.870	0.381	0.318	26327.00	523.54	29765.92
2	413.406	17.5	3.710	0.667	0.556	11203.00	523.54	13785.47
3	748.068	17.5	4.210	1.207	1.005	11203.00	523.54	14565.07
4	91.868	17.5	1.080	0.148	0.123	11203.00	523.54	11910.56
5	738.225	12.25	4.550	1.191	0.992	27447.00	523.54	30972.00
6	364.191	12.25	2.280	0.587	0.490	27447.00	523.54	29204.59
7	360.91	12.25	1.760	0.582	0.485	27447.00	523.54	28927.16
8	734.944	12.25	4.240	1.185	0.988	27447.00	523.54	30804.60
9	741.506	12.25	2.570	1.196	0.997	27447.00	523.54	29940.40
10	82.025	12.25	1.220	0.132	0.110	27447.00	523.54	28212.76
11	1410.83	12.25	9.480	2.276	1.896	27447.00	523.54	34594.15
12	918.68	12.25	12.111	1.482	1.235	27447.00	523.54	35209.70
13	748.068	12.25	9.580	1.207	1.005	27447.00	523.54	33620.54
14	764.473	12.25	13.730	1.233	1.028	27447.00	523.54	35818.79
15	114.835	12.25	3.680	0.185	0.154	27447	523.54	29551.59
Total								416,883.3

2. Cost Per Feet (CPF) Optimasi

Penentuan nilai CPF optimasi untuk section 24” ialah sebagai berikut.

Diketahui: 1 joint = 31 ft

$$\begin{aligned}
C_b &= 26,327 \text{ US\$} \\
C_r &= 532.5425 \text{ US\$} \\
T_r &= 4.24 \text{ jam} \\
T_c &= 3 \text{ menit/joint} \\
&= (236.232 \text{ ft}/31\text{ft}) \times \\
&\quad 3\text{menit/joint})/60 \\
&= 0.3810 \text{ jam} \\
T_t &= 2.5 \text{ menit/joint} \\
&= (236.232 \text{ ft}/31\text{ft}) \times \\
&\quad 2.5\text{menit/joint})/60 \\
&= 0.3175 \text{ jam} \\
\Delta D &= 236.232 \text{ ft}
\end{aligned}$$

Diperoleh:

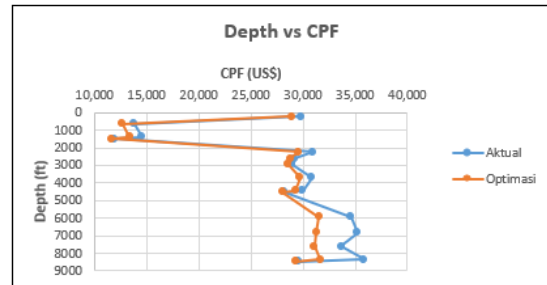
$$\begin{aligned}
CPF &= \frac{C_B + C_r \times (T_r + T_c + T_t)}{\Delta D} \\
CPF &= \frac{26,327 + 532.5425 \times (4.24 + 0.3810 + 0.3175)}{236.232} \\
CPF &= 28,911.13 \text{ US\$}
\end{aligned}$$

Untuk hasil perhitungan cost per feet (CPF) optimasi perkedalaman selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.7

Tabel 4.6 Hasil perhitungan CPF optimasi

No Data	ΔD , (ft)	Bit Size, (Inch)	T_r , (Hours)	T_c , (Hours)	T_t , (Hours)	C_b , (US\$)	C_r , (US\$)	CPF Aktual, US\$
1	236.232	24	5.870	0.381	0.318	26327.00	523.54	29765.92
2	413.406	17.5	3.710	0.667	0.556	11203.00	523.54	13785.47
3	748.068	17.5	4.210	1.207	1.005	11203.00	523.54	14565.07
4	91.868	17.5	1.080	0.148	0.123	11203.00	523.54	11910.56
5	738.225	12.25	4.550	1.191	0.992	27447.00	523.54	30972.00
6	364.191	12.25	2.280	0.587	0.490	27447.00	523.54	29204.59
7	360.91	12.25	1.760	0.582	0.485	27447.00	523.54	28927.16
8	734.944	12.25	4.240	1.185	0.988	27447.00	523.54	30804.60
9	741.506	12.25	2.570	1.196	0.997	27447.00	523.54	29940.40
10	82.025	12.25	1.220	0.132	0.110	27447.00	523.54	28212.76
11	1410.83	12.25	9.480	2.276	1.896	27447.00	523.54	34594.15
12	918.68	12.25	12.111	1.482	1.235	27447.00	523.54	35209.70
13	748.068	12.25	9.580	1.207	1.005	27447.00	523.54	33620.54
14	764.473	12.25	13.730	1.233	1.028	27447.00	523.54	35818.79
15	114.835	12.25	3.680	0.185	0.154	27447	523.54	29551.59
Total								416,883.3

Berdasarkan hasil perhitungan cost per feet (CPF) diatas diperoleh grafik perbandingan antara CPF aktual dan CPF hasil optimasi.

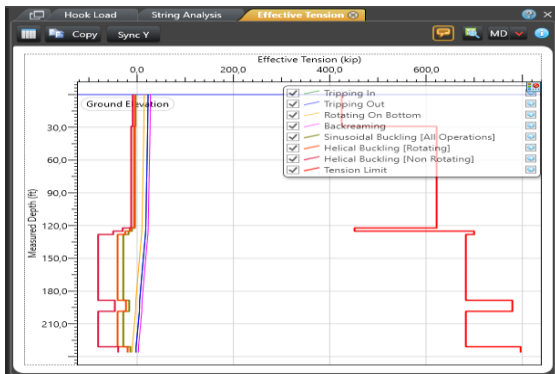


Gambar 4.2 Grafik CPF aktual dan CPF optimasi

4.2 Analisis Simulasi Hasil Optimasi Parameter Pemboran Menggunakan Software Well Plan

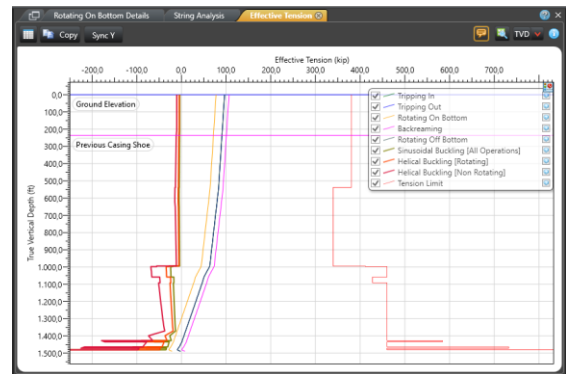
Setelah dilakukan permodelan ROP optimasi menggunakan metode Bourgoyne dan Young. Kemudian dilakukan analisis simulasi hasil optimasi dengan menggunakan software *well plan* agar dapat mengetahui apakah hasil optimasi yang telah dilakukan terdapat kendala dalam proses pemboran nya. Berikut dibawah ini terdapat hasil simulasi yang diperoleh menggunakan software *well plan*.

4.2.1 Section 24"

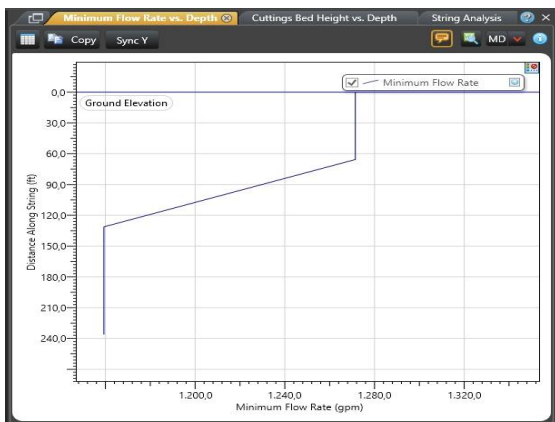


Gambar 4.3 Effective tension section 24"

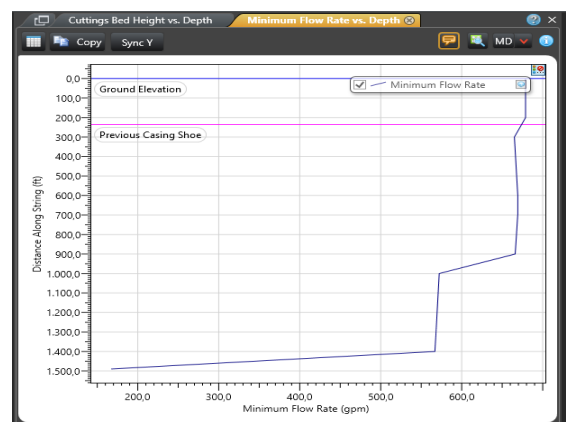
4.2.2 Section 17.5"



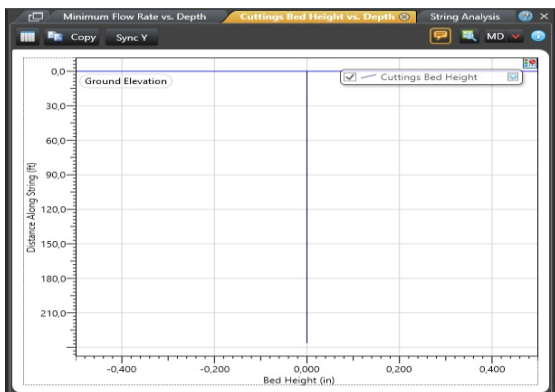
Gambar 4.6 Effective tension section 17.5"



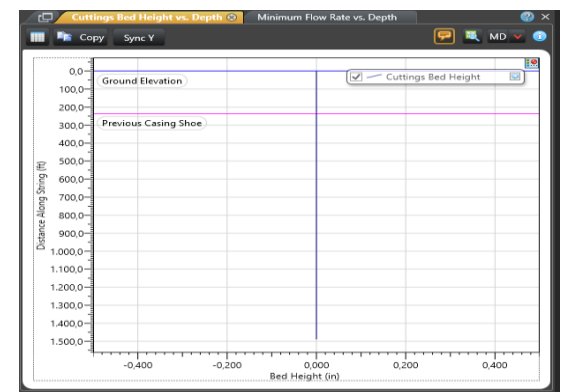
Gambar 4.4 Minimum flow rate vs depth section 24"



Gambar 4.7 Minimum flow rate vs depth section 17.5"

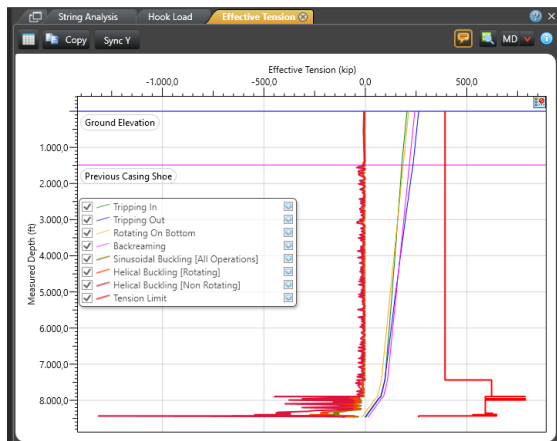


Gambar 4.5 Bed height vs depth section 24"

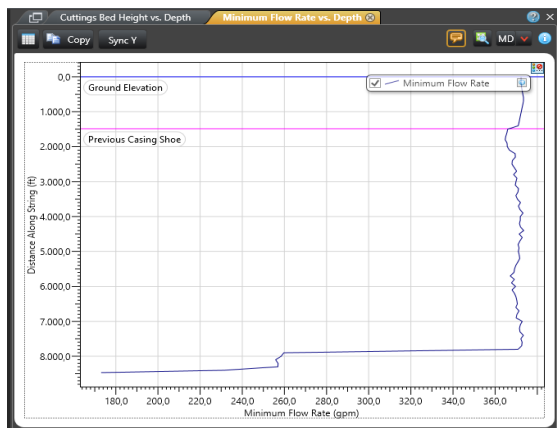


Gambar 4.8 Bed height vs depth section 17.5"

4.3.3 Section 12.25"



Gambar 4.9 Effective tension section 12.25"



Gambar 4.10 Minimum flow rate vs depth section 12.25"



Gambar 4.11 Bed height vs depth section 12.25"

Berdasarkan gambar hasil simulasi dari ketiga *section* diatas dapat diketahui bahwa optimasi WOB yang telah dilakukan tidak menyebabkan kendala selama dalam proses pemboran. Hal ini dapat dilihat dari hasil simulasi effective tension dimana baik dari proses *trip in*, *trip out*, *backreaming*, dan *rotating on bottom* tidak kurang dari nilai *minimal weight helical buckling* serta tidak melewati nilai maksimal *weight yield* nya. Sedangkan untuk optimasi RPM juga tidak terdapat kendala dalam proses pemboran. Hal ini dapat dilihat dari hasil simulasi pada gambar kurva *minimum flow rate vs depth* dan gambar *bed height vs depth* pada ketiga *section*, dimana pada gambar kurva *minimum flow rate vs depth* dapat terlihat bahwa nilai *flow rate* yang digunakan yaitu untuk *section 24"* sebesar 1300 gpm masih memenuhi nilai *minimal flow rate* (1275 gpm) yang dibutuhkan agar bisa mengangkat *cutting* ke permukaan dan untuk *section 17.5"* besar *flow rate* yang digunakan ialah 900 gpm juga masih memenuhi nilai *minimal flow rate* (680 gpm) yang dibutuhkan agar bisa mengangkat *cutting* ke permukaan serta untuk *section 12.25"* nilai *flow rate* yang digunakan (785 gpm) juga masih memenuhi nilai *minimal flow rate* (374 gpm) yang dibutuhkan agar bisa mengangkat *cutting* ke permukaan . Selain itu pada

gambar *bed height* vs *depth* pada ketiga *section* juga terlihat bahwa nilai *bed height* pada ketiga *section* bernilai 0 inch. Hal ini menandakan bahwa pada ketiga *section* tidak terjadi penumpukan *cutting* sehingga dapat disimpulkan bahwa *cutting* dapat terangkat dengan baik sampai ke permukaan.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengujian, pengolahan, dan analisis data yang telah dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Diketahui bahwa hasil optimasi parameter pemboran (WOB dan RPM) menyebabkan peningkatan nilai laju penerobosan (ROP).
2. Hasil optimasi WOB dan RPM menggunakan Bourgoyne dan Young diperoleh besar nilai waktu pemboran yang dibutuhkan untuk *section* 24", 17.5" dan *section* 12.25" ialah sebesar 38.88 jam.
3. Dapat diketahui bahwa hasil *cost per feet* CPF optimasi yang diperoleh untuk *section* 24", 17.5" dan *section* 12.25" memiliki hasil yang lebih kecil dibandingkan *cost per feet* CPF aktual. Dimana, didapatkan penurunan biaya

pemboran dari total aktualnya US\$ 416,883.30 menjadi US\$ 395,315.77 sehingga diperoleh besar biaya yang bisa dihemat yaitu US\$ 21,567.53.

5.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya mengenai topik ini yaitu dapat memperhitungkan juga optimasi parameter lain selain dari WOB dan RPM dengan menggunakan metode Bourgoyne dan Young sehingga diharapkan mampu menghasilkan nilai ROP yang lebih optimal.

DAFTAR PUSTAKA

1. Adam, N. J., (2009). *Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*, Oklahoma: Penn Well Publishing Company
2. Alexandri, A. (2016). *Perencanaan Rate of Penetration Pada Operasi Pemboran*. 2016.
3. Amjad, B.Q., Waheed, S., & Jadon, M.S.K., (2015). *Drilling Optimization Of Kohat/Potohar Region by Mathematical Model (Using Matlab) and Comparative Method A Case Study*. peper presentased at the 2015 SPE/PAPG annual technical conference held in islamabad, Pakistan.
4. Bataee, M., & Mohseni, S., (2011). *Aplication of Artivicial intelligent systems in ROP optimization a case study in shadegan oil field*.peper presentased at the 2011 SPE midd

- Unconventional Gas conference and Exhibition held in muscat, oman.
5. Bourgoyne. A.T, et al., (1986) Applied Drilling Engineering. Texas: SPE
 6. Darwesh, et al., (2014) Controllable drilling parameter optimization for roller cone and polycrystalline diamond bits. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2020) 10:1657–1674.
 7. Dimas Haryo Priyoko., (2015). Evaluasi Pemakaian Bit 6-1/8” di Sumur DH-10 dan DHX-4 Untuk Pemilihan Bit Pada Lapisan Basement Lapangan DHP
 8. Frank Hungerford., (2014). Polly Cristalline Diamond Drill Bit Development
 9. Graham Mensa-Wilmot, GeoDiamond; Martyn J. Takut, BP "Pengaruh Pembentukan Kekerasan, abrasivitas, Heterogenitas dan Lubang Ukuran pada Kinerja Bit PDC" , 2001
 10. Irawan, S., & Anwar. I., (2012). Optimamization Of weight On Bit during drilling Operation based on rate of penetration model. Jurnal aptek 4. No 1 55-64
 11. M. Ebrahimi, dan E. Noveiri. (2010) "Biaya-Per-Foot Pengurangan oleh Bit-Run Optimization: A Simulasi Study"
 12. Mensa-Wilmot, G., & Fear, M. J. (2001). The Effects of Formation Hardness, Abrasiveness, Heterogeneity and Hole Size on PDC Bit Performance. <https://doi.org/10.2118/67698-ms>
 13. Mitchell, Robert F., & Miska, Stefan Z. (2011). "Fundamentals Of Drilling Engineering". Society of Petroleum Engineers.
 14. Nygaard, R, Hareland, H, Stene F. Terjesen, H. 2002. "Eight Years Experience with a Drilling Optimization Simulator in the North Sea"
 15. Reddy, G. H. P., (2016) Optimasi Pemilihan Bit Pada Pengeboran Sumur Geotermal "LMB-2" Lapangan Geotermal "LMB" Rubiandini, R., (2009). Teknik pemboran 1. Bandung: Institut Teknologi Bandung

LAMPIRAN

Lampiran 1 : Pemasukan data sensitivitas di software well plan untuk *section 24*”

The screenshot displays two panels from a software interface. The left panel, titled "T&D Normal Analysis", contains several sections with input fields and checkboxes. The right panel, titled "Common", contains a dropdown menu for "Active Fluid", a "Pump rate" field, "Run Parameters" (Start MD, End MD, Step size), a "Reset" button, and "Calculation Options" (Sea water density).

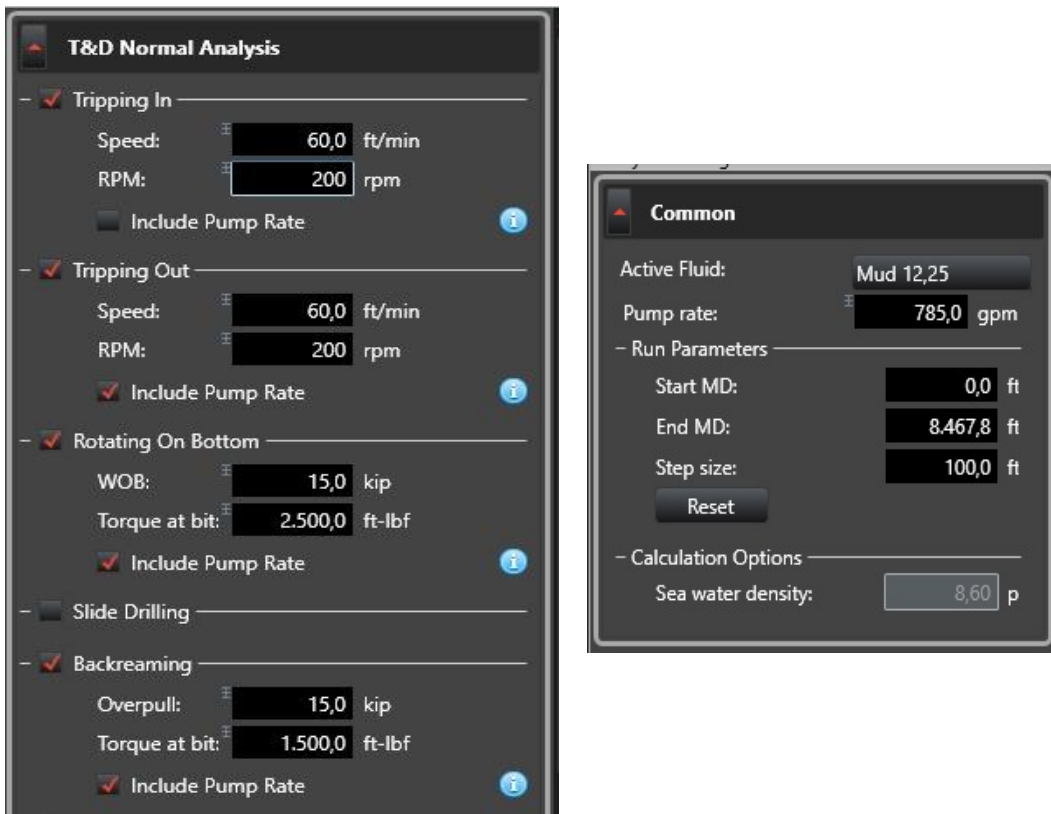
Section	Parameter	Value	Unit
T&D Normal Analysis	Tripping In Speed	60,0	ft/min
	Tripping In RPM	60	rpm
	Tripping Out Speed	60,0	ft/min
	Tripping Out RPM	60	rpm
	Rotating On Bottom WOB	8,0	kip
	Rotating On Bottom Torque at bit	7.000,0	ft-lbf
	Backreaming Overpull	5,0	kip
	Backreaming Torque at bit	7.000,0	ft-lbf
	Slide Drilling	-	-
	Common Active Fluid	Mud 24"	-
Common Pump rate	1.300,0	gpm	
Common Start MD	0,0	ft	
Common End MD	236,2	ft	
Common Step size	100,0	ft	
Common Sea water density	8,60	ppg	

Lampiran 2 : Pemasukan data sensitivitas di software well plan untuk *section 17.5*”

The screenshot displays two panels from a software interface. The left panel, titled "T&D Normal Analysis", contains several sections with input fields and checkboxes. The right panel, titled "Common", contains a dropdown menu for "Active Fluid", a "Pump rate" field, "Run Parameters" (Start MD, End MD, Step size), a "Reset" button, and "Calculation Options" (Sea water density).

Section	Parameter	Value	Unit
T&D Normal Analysis	Tripping In Speed	60,0	ft/min
	Tripping In RPM	120	rpm
	Tripping Out Speed	60,0	ft/min
	Tripping Out RPM	120	rpm
	Rotating On Bottom WOB	14,0	kip
	Rotating On Bottom Torque at bit	8.005,0	ft-lbf
	Backreaming Overpull	10,0	kip
	Backreaming Torque at bit	8.005,0	ft-lbf
	Slide Drilling	-	-
	Common Active Fluid	Mud 17,5"	-
Common Pump rate	900,0	gpm	
Common Start MD	0,0	ft	
Common End MD	1.489,5	ft	
Common Step size	100,0	ft	
Common Sea water density	8,60	ppg	

Lampiran 3 : Pemasukan data sensitivitas di software well plan untuk *section 12.25*”



Lampiran 4 : Tabel rekomendasi penggunaan gigit bit untuk *Roller Cone Bit*

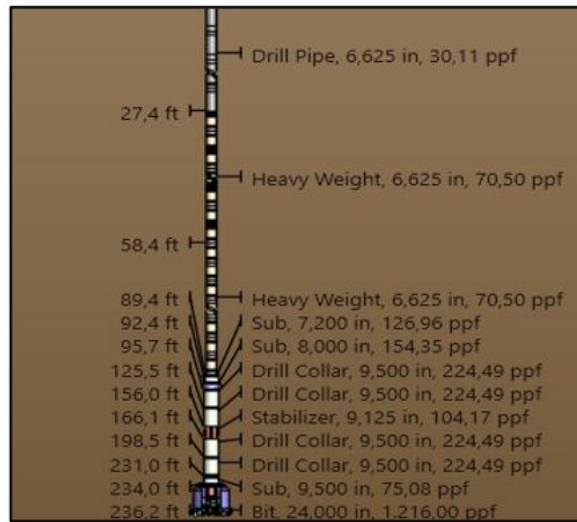
TABLE 5.8—RECOMMENDED TOOTH-WEAR PARAMETERS FOR ROLLING-CUTTER BITS

Bit Class	H_1	H_2	$(W/d)_{max}$
1-1 to 1-2	1.90	7	7.0
1-3 to 1-4	1.84	6	8.0
2-1 to 2-2	1.80	5	8.5
2-3	1.76	4	9.0
3-1	1.70	3	10.0
3-2	1.65	2	10.0
3-3	1.60	2	10.0
4-1	1.50	2	10.0

(Sumber : Bourgoyne. A.T, et al., 1986 *Applied Drilling Engineering*. Texas: SPE)

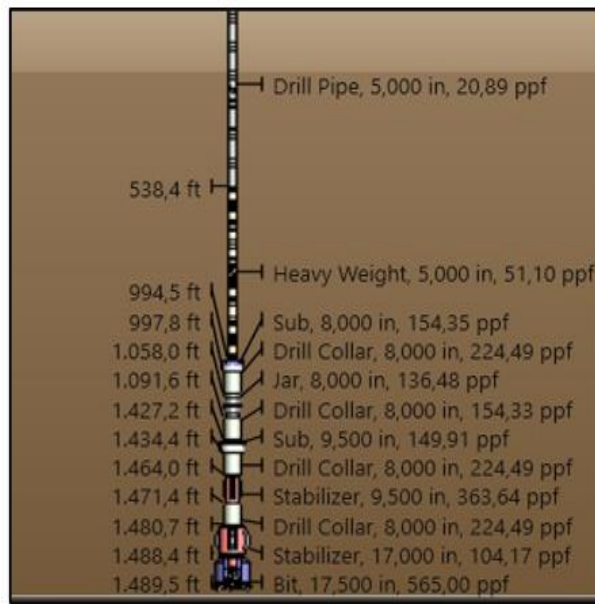
Lampiran 5 : Tabel dan gambar Konfigurasi rangkaian BHA section 24”

Description	Length (ft)	MD (ft)	OD (in)	ID (in)
6.625” DP with 50 DSTR (1 TSDR/2 Stand)	27.4	30.38	6.625	5.965
2 x 6.625” HWDP	62	92.38	6.625	4.500
Crossover	3.00	95.4	7,200	2,160
Crossover	3.30	98.7	8.000	3.000
2 x 9-1/2” Drill Collar	60.33	159	9.500	3.125
String Stabilizer	10.08	169.1	9.125	3.000
2 x 9-1/2” Drill Collar	61.90	234.0	9.500	3.125
Bit Sub	3.00	237.0	9.500	3.000
24” Tri-cone Bit	2.23	236.2	24.000	-



Lampiran 6 : Tabel dan gambar Konfigurasi rangkaian BHA section 17.5”

Description	Length (ft)	MD (ft)	OD (in)	ID (in)
5” DP with 50 DSTR (1 TSDR/2 Stand)	538,41	538,4	5,000	4,276
15 x 5” HWDP	456,04	994,5	5,000	3,000
Crossover	3,31	997,8	8,000	2,400
2 x 8” Drill Collar	60,27	1.058,0	8,000	3,125
Jar	33,53	1.091,6	8,000	3,000
11 x 8” Drill Collar	335,60	1.427,2	8,000	3,125
Crossover	7,25	1.434,4	9,500	2,760
8” Drill Collar	29,63	1.464,0	8,000	3,125
String Stabilizer	7,35	1.471,4	9,500	2,375
8” Drill Collar	9,35	1.480,7	8,000	3,125
Near Bit Stabilizer	7,68	1.488,4	17,000	2,125
17.5” Tri-cone Bit	1,08	1.489,5	17,500	-



Lampiran 6 : Tabel dan gambar Konfigurasi rangkaian BHA section 12.25"

Description	Length (ft)	MD (ft)	OD (in)	ID (in)
5" DP with 50 DSTR (1 TSDR/2 Stand)	7.437,52	7.437,5	5,000	4,276
15 x 5" HWDP	456,14	7.893,7	5,000	3,000
Crossover	3,31	7.897,0	8,000	2,875
2 x 8" Drill Collar	60,27	7.957,2	8,000	2,875
Jar	33,53	7.990,8	8,000	2,875
12 x 8" Drill Collar	365,98	8.356,7	8,000	2,875
8.25" NMDC	33,53	8.390,3	8,250	3,000
Stabilizer	7,15	8.397,4	8,000	1,750
MWD	28,00	8.425,4	8,500	5,900
Stabilizer	7,19	8.432,6	8,000	1,750
Mud Motor	34,25	8.466,9	9,625	7,850
12.25" PDC Bit	0,98	8.467,8	12,250	-

