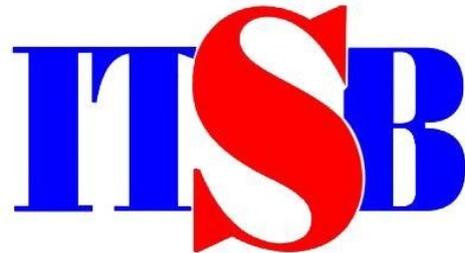


**ANALISA HIDROLIKA PEMBORAN
MENGUNAKAN APLIKASI
PADA SUMUR HOKYA LAPANGAN AMBYAR**

JURNAL

**BIMA RIZAL FAAIZIIN
NIM 124.15.003**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN FAKULTAS TEKNIK DAN
DESAIN INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG KOTA DELTAMAS**

2020

**ANALISA HIDROLIKA PEMBORAN
MENGUNAKAN APLIKASI
PADA SUMUR HOKYA LAPANGAN AMBYAR**

JURNAL

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

**BIMA RIZAL FAAIZIIN
NIM 124.15.003**



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN

INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG KOTA DELTAMAS

2020

LEMBAR PENGESAHAN
ANALISA HIDROLIKA PEMBORAN
MENGGUNAKAN APLIKASI
PADA SUMUR HOKYA LAPANGAN AMBYAR

JURNAL

BIMA RIZAL FAAIZIIN

124.15.003

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik dari
Program Studi Teknik Perminyakan
Kota Deltamas, 1 Juni 2020

Menyetujui

Pembimbing I



Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA

NIP : 195509021980101001

Pembimbing II



Samuel Halomoan Silitonga, S.T.

ABSTRAK

ANALISA HIDROLIKA PEMBORAN MENGGUNAKAN APLIKASI PADA SUMUR HOKYA LAPANGAN AMBYAR

Oleh : Bima Rizal Faaiziin

Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA

Pembimbing II : Samuel Halomoan Silitonga, S.T.

Analisa hidrolika pemboran dalam kasus ini konteksnya di fokuskan pada sektor *hole cleaning* merupakan salah satu faktor yang harus diperhatikan atau dicermati dalam operasi pemboran. Hal tersebut bertujuan untuk agar *cutting* atau sisa-sisa pemboran terangkat sempurna dan tidak menyebabkan *stuck* pada peralatan pemboran.

Sumur HOKYA pada lapangan Ambyar terletak di Algeria dan sedang akan melakukan pemboran terhadap sumur baru ini. Dengan memperhatikan data yang sudah ada seperti berat lumpur, kemampuan dari *casing*, *BHA* desain dan semen sebagai acuan dasar untuk Analisa ini. Analisa ini akan membahas seberapa besar *pump rate*, *horsepower* pompa, ukuran *nozzle* dari *bit*, kemampuan dari *nozzle bit* yang dianalisa dengan tetap memperhatikan *ECD* yang akan berdampak pada performa pengangkatan *cutting* pada saat pemboran . hasil dari Analisa ini yang nantinya akan di dapat dari *adjustment* pada parameter-parameter yang telah disebutkan tadi.

Kata kunci : *Hole cleaning, hydraulic optimization.*

ABSTRACT
*HYDRAULIC ANALYSIS OF DRILLING USING APPLICATIONS IN
AMBYAR FIELD HOKYA WELLS*

By: Bima Rizal Faaiziin

Advisor I: Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA
Advisor II : Samuel Halomoan Silitonga, S.T.

The hydraulic analysis of drilling in this case, the context is focused on the hole cleaning sector, which is one of the factors that must be considered or observed in drilling operations. This is intended to ensure that the cutting or the remains of drilling is perfectly lifted and does not cause it to get stuck on the drilling equipment.

The HOKYA well in the Ambyar field is located in Algeria and is currently drilling the new well. Taking into account existing data such as sludge weight, casing capability, BHA design and cement as basic references for this analysis. This analysis will discuss how much the pump rate, pump horsepower, the nozzle size of the bit, the ability of the nozzle bits being analyzed while paying attention to the ECD which will have an impact on the cutting lift performance during drilling. The results of this analysis will be obtained from adjustments to the parameters that have been mentioned earlier.

Keywords: Hole cleaning, hydraulic optimization.

1. Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Pada industri minyak dan gas, pemboran sumur bertujuan untuk membuat lubang dari permukaan sampai kedalaman yang sudah ditentukan dengan asumsi pada kedalaman tersebut terdapat hidrokarbon. Dalam proses pemboran, ada beberapa hal yang harus diperhatikan, salah satunya adalah hidrolika pemboran *hole cleaning* yang berperan memastikan semua *cutting* terangkat ke *annulus*. Fungsi utama dari *hole cleaning* adalah, untuk membersihkan *cutting* atau sisa-sisa pemboran agar rangkaian pemboran tidak terjepit.

Sebelum kegiatan pemboran, perlu di perencanaan dan Analisa terkait dengan hidrolika pemboran yang dalam hali ini di fokuskan pada sektor *hole cleaning*. Langkah-langkah yang di terapkan dalam Analisa kali ini adalah dengan memperhatikan data kekuatan *casing*, *cementing*, berat lumpur dan desain *BHA* yang sudah ada.

Dari parameter tersebut

diharapkan *cutting* dapat terangkat maksimal dengan tetap menjaga aliran fluida *laminar*, juga dengan memaksimalkan *hole cleaning* akan melancarkan proses pemboran, meminimalisirkan resiko pipa terjepit dan *buckling* yang pada akhirnya akan menekan angka *NPT*.

Selain parameter diatas kita juga harus memperhatikan faktor seperti *rate pompa*, *rpm* dan laju penembusan yang akan mempegaruhi *ECD* juga nantinya.

Studi ini dilakukan untuk menganalisa perencanaan sumur terkait mengenai *hole cleaning* dengan memperhatikan seputar *rate pompa*, *ECD*, *cutting*, dan tipe aliran *laminar* atau *turbulent*.

1.2 Tujuan

Adapun tujuan dari studi ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisa dan mengevaluasi desain perencanaan yang sudah ada.
2. Membandingkan hasil perhitungan manual dengan aplikasi.
3. Menentukan *pumprate* optimasi dari *pumprate* yang perencanaan

pemboran yang sudah ada.

4. Menentukan Horsepower yang dibutuhkan dari pumprate tersebut.
5. *Cutting* terangkat bersih tanpa adanya aliran *turbulent* pada fluida pemboran.
6. Menentukan *ECD* dengan memperhatikan kekuatan *drillstring*, *casing*, *mud weight* dan kekuatan semen.

1.3 Batasan Masalah

Dalam penulisan tugas akhir ini, Penulis akan fokus pada permasalahan-permasalahan yang melingkupi:

1. Studi ini hanya terfokus pada Hidrolika pemboran dalam konteks *Hole Cleaning*
2. Studi ini tidak memperhitungkan detail tentang *cementing*, lumpur dan *casing*.
3. Data *casing*, lumpur dan *cementing* sudah di perhitungkan oleh *mud engineer*, *running tubing engineer* dan divisi *cementing*.
4. Data *cementing*, lumpur dan *casing* dipergunakan unuk tujuan sebagai data acuan dan batasan dalam

menghitung hidrolika pemboran pada kasus ini.

5. Perhitungan manual hanya dilakukan pada tahap evaluasi, untuk tahap optimasi atau *redesign* di Analisa menggunakan aplikasi Landmark.

1.4 Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

a. Studi Literatur

Studi literatur ini dilakukan dengan cara mengumpulkan sumber informasi yang berasal dari referensi buku maupun data perusahaan yang berhubungan dengan tujuan penelitian yang sedang dilakukan. Studi literatur ini dilakukan sebelum dan selama penelitian dilaksanakan.

b. Diskusi

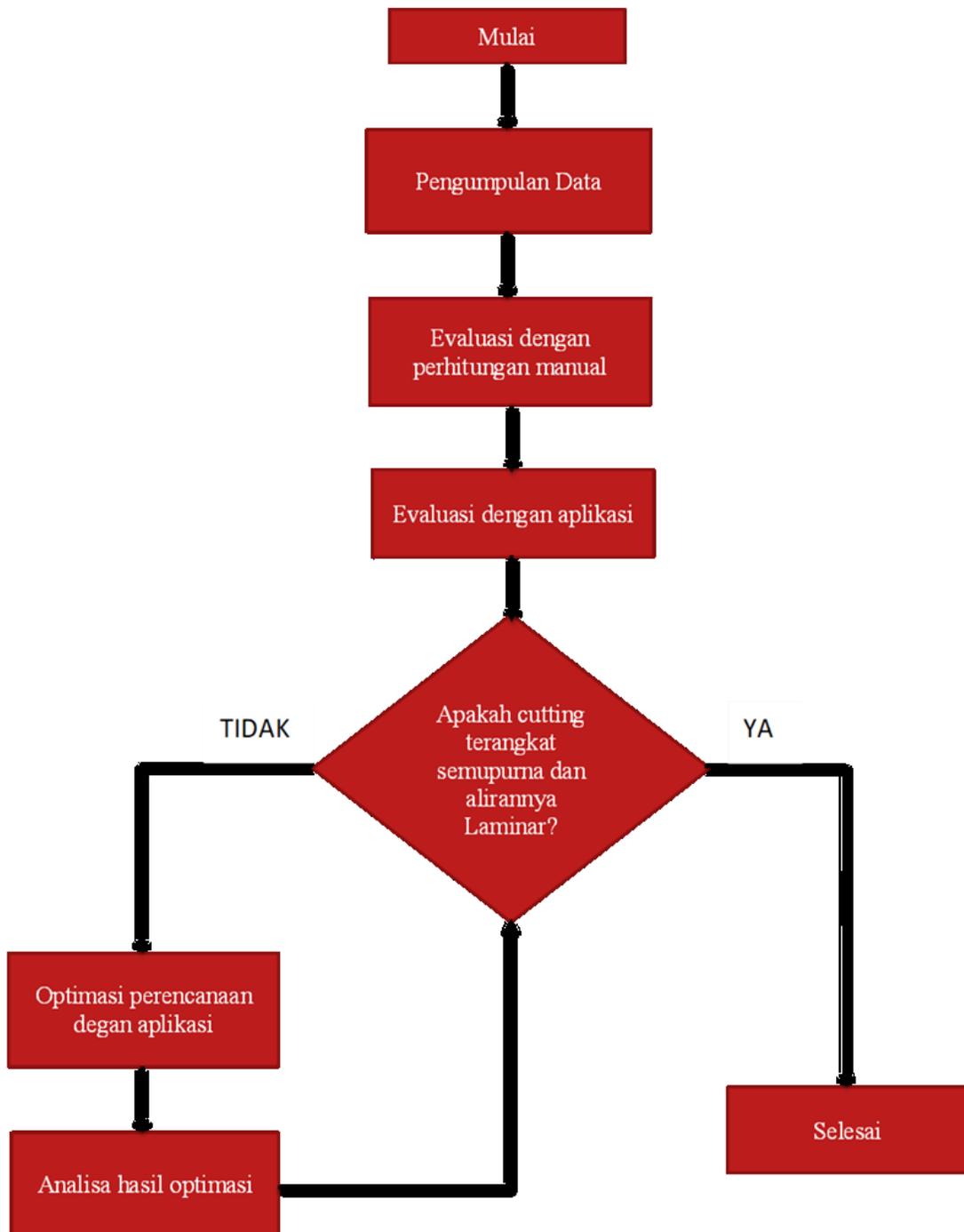
Melakukan diskusi atau pedalaman materi secara langsung maupun secara daring dengan pembimbing.

1.5 Alur Perencanaan Pekerjaan

Tugas akhir ini diawali dengan studi literatur mengenai teori-teori dasar yang berkaitan dengan hidrolika

pemboran yang akan di bahas. Lalu dilakukan perencanaan pengerjaan tugas akhir. Kemudian, pendalaman materi melalui diskusi dengan pembimbing dan pembelajaran via internet dilakukan unuk lebih memahami penelitian yang akan dilakukan. Pengolahan data yang dibutuhkan dilakukan dengan memahami terlebih dahulu segala proses dalam perencanaan menentukan Analisa hidrolika pemboran agar data yang dipilih tepat sasaran. Berikut adalah alur umum dari pengerjaan studi ini:

1. Menentukan atau melihat data datum .
2. Menentukan atau mengkaji data *wellpath*.
3. Memilih *hole section*.
4. Mengkaji data *drillstring* dan *BHA*.
5. Memperhatikan data lumpur.
6. Menelaah kemampuan *rig* dan peralatan pemboran.
7. Memilih data zona *subsurface*.
8. Mengolah data yang sudah di peroleh dan sudah di pilih.
9. Menganalisa kajian hidrolika pemboran.
10. Memastikan hasil analisa sesuai kriteria dengan tetap memperhatikan parameter yang sudah ada.



Gambar 1. 1 Diagram Alur Pengerjaan

II. Pembahasan

Pada bab ini akan membahas dan menyajikan data yang tersedia di lapangan, analisa perhitungan awal dari data – data serta parameter yang telah tersedia secara perhitungan manual, dan juga dengan aplikasi Lanmark. Kemudian dari hasil perhitungan yang sudah ada akan di Analisa dan optimasi dengan tujuan mendapatkan jalu pompa yang relatif kecil dari perhitungan sebelumnya dengan tetap memperhatikan parameter penunjang seperti aliran di usahkan *laminar*, *cutting* terangkat dengan sempurna dan *equivalent circulating density (ECD)* dalam batas yang sesuai. Berikut adalah data – data yang tersedia untuk pemboran trayek 8 ½ inch.

2.1 Data yang tersedia

2.1.1 Data Rig

- Tinggi *rig*: 9 meter
- *Ground elevation*: 206.5 meter.
- Elevasi meja bor : 215.5 meter.
- Maksimum tekanan *stand pipe*: 5000 psi.
- Pompa tersedia: 3 buah pompa.
- *Pump rate* perencanaan awal: 420

gpm.

- ROP: 18 ft/s.
- RPM: 50 rpm.

2.1.2 Data Casing

Tabel 2.1 Tabel Kedalaman *Casing*

CASING CONFIGURATION

Hole size (inch)	Casing size (inch)	Depth Range m.	Interval Length m.
24"	18-5/8"	0 – 70	70
17-1/2"	13-3/4"	0 – 467	461
12-1/4"	9-5/8"	0 – 2538	2538
8-1/2 "	7-5/8" Casing and 7" Casing	0 – 3099	3099
6"	4 1/2 Liner (TOL at 70 m above Horizon B)	2651 – 3623	972

2.1.3 Data Pore pressure, Fracture

Gradient dan Perencanaan Lumpur

Tabel 2.2 Tabel *Pore pressure, Mud weight* dan *Fracture Gradient*

SECTION	Topsand (m TVDss)	MW PLAN		Pore pressure Est Curr		Fracture Gradient LOT/FIT	
		psi	PPG	psi	PPG	psi	PPG
		24"	3.0	5	9.3	4.4	8.5
17 1/2"	208.0	330	9.3	301.6	8.5	495.80	12
	421.0	754	10.5	610.5	8.5	1003.52	12
12 1/4"	664.0	1246	11.0	1030.9	9.1	2347.76	17.8
	817.0	1533	11.0	1268.4	9.1	2888.74	17.8
	896.0	1682	11.0	1391.1	9.1	3168.07	17.8
	1,131.0	2161	11.2	1775.3	9.2	3998.98	17.8
	1,339.0	2581	11.3	2101.7	9.2	4734.42	17.8
	1,365.0	2632	11.3	2142.5	9.2	4826.35	17.8
	1,773.0	3448	11.4	2783.0	9.2	6268.95	17.8
	2,056.0	4034	11.5	3227.2	9.2	7269.58	17.8
	2,259.0	4432	11.5	3545.8	9.2	7987.35	17.8
	2,515.0	4935	11.5	3947.6	9.2	9457.04	18.93
8 1/2"	2,603.0	6750	15.2	4085.7	9.2	9787.94	18.93
	2,674.0	7756	17.0	6843.2	15.0	10054.92	18.93
	2,746.0	7965	17.0	7496.0	16.0	10325.66	18.93
	2,767.0	8025	17.0	7081.3	15.0	10404.63	18.93
	3,008.0	8724	17.0	7698.0	15.0	11310.85	18.93
6 "	3,141.0	6967	13.0	5626.9	10.5	11810.96	18.93
	3,164.0	7018	13.0	5398.2	10.0	11897.45	18.93
	3,207.0	7113	13.0	5088.5	9.3	12059.14	18.93
	3,293.0	7304	13.0	3202.4	5.7	9484.76	14.5
	3,364.0	7461	13.0	5280.2	9.2	9689.26	14.5
	3,414.0	7572	13.0	5358.7	9.2	9833.27	14.5

Tabel 2.3 Tabel Spesifikasi Lumpur

Mud Parameter	24" Hole section	17 1/2" Hole section	12 1/4" Hole section	8 1/2" Hole section	6" Hole section
Interval (m TVD)	0-70				
Mud Type	WBM	WBM	Versadrill OBM	Versadrill OBM	Versadrill OBM
Mud weight - ppg (Kg/l)	8.7-9.1	8.7-9.5	10.5-11.5	17.0-17.5	11.5-13.0
Plastic Viscosity (cps)	ALAP	ALAP	15-25	40-50	25-35
Funnel Viscosity (sec/qt API)	70-100	60-80	45-53	45-54	45-55
Yield Point (lb/100ft ²)	>30	>25	14-18	12-16	12-16
Gels	20-30/25-35	20-30/25-35	10-15/18-28	10-15/18-28	7-10/10-16
API Fluid Loss (cc/30min)	N/A	18-20	N/A	N/A	N/A
PH	9-10	9-11	N/A	N/A	N/A
Excess Line	N/A	N/A	> 3.5	> 3.5	> 3.5
Filtrate HPHT (200 deg F/30min)	N/A	N/A	< 5	< 5	< 4
ES (Volts)	N/A	N/A	>600	>600	>800
OWR	N/A	N/A	70/30 to 80/20	80/20 to 90/10	80/20 to 90/10
CaCl ₂ (%)	N/A	N/A	30-34	30-35	30-36
LGS (% by Vol)	N/A	N/A	< 6	< 6	< 5

Tabel 2.4 Tabel Spesifikasi Casing

Tubular	Mn Ft Lb	Optimum Ft Lb	Max Ft Lb	OD Inch	ID Inch	OD Connection	Tensile Rib	Burst psi	Collapse psi
9 5/8", 47 ppf P110, New vam	14400	15900	17400	9.625	8.957	10.65	1493	9440	5300
7 5/8", 33.7 ppf P-110 New vam FJL	8780	9750	10720	7.625	6.765	7.625	670	10860	7870
7" 29 ppf P-110 New vam	9850	1.85	11850	7	6.184	7	929	11220	8530
4 1/2" 12.6 ppf, P-110 Nem Vam	5540	6150	6750	4.5	3.958	4.892	396	11590	9210

2.1.4 Data Drill string dan Bottom Hole assembly (BHA).

Tabel 2.5 Tabel Rangkaian Bor

BHA DESCRIPTION	length (m)	ID (in)	OD (in)	Cummulative length
8.5" PDC Bit Nozzle	0	2.25	5.75	0
8.5" PDC Bit shank	0.32	2.25	5.75	0.32
8 7/16 Near Bit Stab	2	2.81	6.5	2.32
6.5" Short Drill Collar	4	2.81	6.5	6.32
8 7/16 String Stab	9.3	2.81	6.5	15.62
6.5" Drill Collar	9.3	2.81	6.5	24.92
8 7/16 String Stab	9.3	2.81	6.5	34.22
6.5" Drill Collar	176.7	2.81	6.5	210.92
Hydraulic Jar	9.5	2.75	6.5	220.42
6.5" Drill Collar	27.9	2.81	6.5	248.32
6.5" Cross over Sub	1	2.81	6.5	249.32
5" HWDP	112.8	3	5	362.12
5" 25.60 DPG, Premium	2735.88	4	4.8	3098

2.1.5 Data Bit Nozzle

Tabel 2.6 Tabel Spesifikasi Nozzle

Nozzle Details	
Type	PDC
Hole Size (in)	8.5
TFA (in ²)	1.178
Nozzle (1/32 in)	6 X 16

2.1.6 Data Cutting

Tabel 2.7 Tabel Data Cutting

Cuttings	
cuttings Diameter (in)	0.07
cuttings Density (g/cm ³)	2.6
Cuttings Concentration (% by vol)	0.7
Cuttings Weight (psi)	18

2.2 Perhitungan Manual

Perhitungan dimulai dengan mengkalkulasi dengan metode perhitungan manual yang bertujuan untuk melakukan perbandingan perhitungan selanjutnya dengan hasil perhitungan menggunakan aplikasi, adapun langkah - langkah kerja dalam perhitungan manual sebagai berikut :

2.2.1 Pressure losses

Perhitungan pertama yang harus dilakukan adalah mencari *velocity* dan *velocity critical* pada sistem sirkulasi dalam operasi pemboran. *Velocity* dan *velocity* yang akan di perhitungkan disini pada permukaan, kemudian didalam rangkaian bor, dan pada *annulus*.

Pada Permukaan

Perhitungan *pressure loss* pada permukaan didapatkan dengan menghitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$P1 = E \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \text{ psi}$$

Dimana:

ρ = *mud weight* (lbm/gal)

Q = *volume rate* (gpm)

E = Konstanta, tergantung dari *tools* yang digunakan di *surface*.

PV = plastic viscosity (cP).

Dengan tabel konstanta E adalah:

Tabel 2.8 Tabel Konstanta *Surface equipment*

surface equipment type	value of E	
	imperial units	metrics unit
1	0.00025	0.0000088
2	0.000096	0.0000033
3	0.000053	0.0000018
4	0.000042	0.0000014

Kemudian dari rumus dan tabel konstanta diatas didapat hasil perhitungan *surface pressure losses* dengan menggunakan *surface equipment* nomor 1 sebagai berikut:

Tabel 2.9 Tabel *Surface Pressure loss*

SURFACE PRESSURE LOSSES		
P1	265.8029929	PSI

Didalam Drill string

Setelah *surface pressure losses* selesai dilanjutkan dengan perhitungan

pada section *drill string*, hasil perhitungannya sebagai berikut:

Tabel 2.10 Tabel *Velocity, Velocity critical, Pressure loss* dan *Flow regime* Pada *Drill string*

BHA DESCRIPTION	V'	Vc	Pressure losses	Aliran
8.5" PDC Bit	2032.59	373.15	2.08	Turbulent
8 7/16 Near Bit Stab	1303.17	346.05	4.48	Turbulent
6.5" Short Drill Collar	1303.17	346.05	8.96	Turbulent
8 7/16 String Stab	1303.17	346.05	20.83	Turbulent
6.5" Drill Collar	1303.17	346.05	20.83	Turbulent
8 7/16 String Stab	1303.17	346.05	20.83	Turbulent
6.5" Drill Collar	1303.17	346.05	395.88	Turbulent
Hydraulic Jar	1360.66	348.37	23.60	Turbulent
6.5" Drill Collar	1303.17	346.05	62.50	Turbulent
6.5" Cross over Sub	1303.17	346.05	2.24	Turbulent
5" HWDP	1143.33	339.37	184.60	Turbulent
5" 25.60 DPG, Premuim	643.12	315.50	1125.88	Turbulent
TOTAL			1872.77	

Pada Annulus

Tabel 2.11 Tabel *Velocity, Velocity critical, Pressure loss* dan *Flow regime* Pada *Annulus BHA*

BHA DESCRIPTION	Annular Pressure losses around BHA				Flow regime
	ID CASSING	V'	Vc	Pressure losses	
8.5" PDC Bit					
8 7/16 Near Bit Stab	8.957	343	390.81	0.59	Laminar
6.5" Short Drill Collar	8.957	343	390.81	1.18	Laminar
8 7/16 String Stab	8.957	343	390.81	2.76	Laminar
6.5" Drill Collar	8.957	343	390.81	2.76	Laminar
8 7/16 String Stab	8.957	343	390.81	2.76	Laminar
6.5" Drill Collar	8.957	343	390.81	52.56	Laminar
Hydraulic Jar	8.957	343	390.81	2.82	Laminar
6.5" Drill Collar	8.957	343	390.81	8.30	Laminar
6.5" Cross over Sub	8.957	343	390.81	0.29	Laminar
5" HWDP	8.957	217.77	325.57	11.26	Laminar
5" 25.60 DPG, Premuim	8.957	209.10	321.19	249.02	Laminar
TOTAL				539.85	

Tabel 2.12 Tabel *Velocity, Velocity critical, Pressure loss* dan *Flow regime* Pada *Annulus Drill pipe*

	ID	V'	Vc	Pressure losses	Flow regime
Pressure losses around drillpipe: Cased hole section	8.957	179.93	312.88	187.39	Laminar
Pressure losses Open hole section- Around Drillpipe	8.5	209.10	321.19	18.09	Laminar

Bit Pressure losses

Tabel 2.13 Tabel *Bit Pressure loss*

Nozzle Area (sq in)	Bit nozzle pressure loss (psi)
1.178	234.45

2.2.2 Minimum Pump rate dan ECD

Tabel 2.14 Tabel *Minimum Pump rate* dan *ECD* Pada *Annulus BHA*

BHA DESCRIPTION	length (m)	Qmin (rate pompa minimum)		ECD (PPG)
		Luas annulus	Qmin (rate pompa minimum)	
8.5" PDC Bit	0.32			
8 7/16 Near Bit Stab	2	3.14	133.04	18.69
6.5" Short Drill Collar	4	3.14	133.04	18.69
8 7/16 String Stab	9.3	3.14	133.04	18.69
6.5" Drill Collar	9.3	3.14	133.04	18.69
8 7/16 String Stab	9.3	3.14	133.04	18.69
6.5" Drill Collar	176.7	3.14	133.04	18.69
Hydraulic Jar	9.5	3.14	133.04	18.69
6.5" Drill Collar	27.9	3.14	133.04	18.69
6.5" Cross over Sub	1	3.14	133.04	18.69
5" HWDP	112.8	9.61	401.39	17.56

Tabel 4. 15 Tabel *Minimum Pump rate* dan *ECD* Pada *Annulus Pipa Bor*

	ID	Luas annulus	Qmin (rate pompa minimum)	ECD (PPG)
Pressure losses around drillpipe: Cased hole section	Cassing	13.56	565.01	18.41
Pressure losses Open hole section- Around Drillpipe	D open hole	10.74	448.11	18.74

2.3 Perhitungan Aplikasi

Pada perhitungan menggunakan

aplikasi ini, hasil perhitungan akan disajikan dalam bentuk grafik. Penyajian data menggunakan aplikasi disini akan disajikan dengan dua parameter *adjustment*, yang pertama akan menggunakan data *rate* pompa 420 gpm dan kedua akan disajikan hasil perhitungan menggunakan *rate* pompa yang di turunkan menjadi 250 gpm.

2.3.1 Proses Input Data

2.3.1.1 Input Data Casing

The screenshot shows a software interface for inputting casing data. The title is "Casing". There are two buttons: "Add" (green plus) and "Add from ca...". The main area displays several parameters with their values and units:

- 9.625 in OD (User Defined, set at 2,538.00 m)
- 8.681 in ID (API Ca.../Tubing)
- 0.25 FF
- MD top: 0.00 m
- MD base: 2,538.00 m
- Length: 2,538.000 m
- Tapered
- Shoe MD: 2,538.00 m
- OD: 9.625 in
- ID: 8.681 in
- Drift ID: 8.625 in
- Effective hole diameter: 12.250 in
- Weight: 47.00 ppf
- Grade: P-110
- Min yield strength: 110,000.0 psi
- Burst rating: 9,440.01 psi
- Collapse rating: 5,296.43 psi
- Friction factor: 0.25
- Linear capacity: 0.0732 bbl/
- Description: 9 5/8 in, 47 ppf, P-110

Gambar 2.1 Input Data *Casing*

2.3.1.2 Input Data *Open Hole*

Gambar 2.2 Input Data *Open Hole*

2.3.1.3 Input Data *Drill String*

String name: **drill string 8 1/2"**

String depth: **3,099.00** m

Sort order: **Top to Bottom**

	Section Type	Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)
1	Drill Pipe	2,736.880	2,736.88	4.800	4.000
2	Heavy Weight	112.800	2,849.68	5.000	3.000
3	Sub	1.000	2,850.68	6.500	2.810
4	Drill Collar	27.900	2,878.58	6.500	2.810
5	Jar	9.500	2,888.08	6.500	2.750
6	Drill Collar	176.700	3,064.78	6.500	2.810
7	Stabilizer	9.300	3,074.08	6.500	2.810
8	Drill Collar	9.300	3,083.38	6.500	2.810
9	Stabilizer	9.300	3,092.68	6.500	2.810
10	Drill Collar	4.000	3,096.68	6.500	2.810
11	Stabilizer	2.000	3,098.68	6.500	2.810
12	Bit	0.320	3,099.00	8.500	

Gambar 2.3 Input Data *Drill String*

2.3.1.4 Input Data *Mud*

Gambar 2.4 Input Data *Mud*

2.3.1.5 Input Data *Pump Rate*

Gambar 2.6 Input Data *Pump Rate 420 gpm*

Gambar 2.7 Input Data *Pump Rate 305 gpm*

2.3.1.6 Input Data *Pore Pressure*

	TVD (m)	Pressure (psi)	EMW (ppg)
1	0.00	0.00	8.50
2	208.00	301.33	8.50
3	421.00	609.90	8.50
4	664.00	1,029.83	9.10
5	817.00	1,267.12	9.10
6	896.00	1,389.64	9.10
7	1,131.00	1,773.39	9.20
8	1,339.00	2,099.53	9.20
9	1,365.00	2,140.30	9.20
10	1,773.00	2,780.04	9.20
11	2,056.00	3,223.78	9.20
12	2,259.00	3,542.08	9.20
13	2,515.00	3,943.48	9.20
14	2,603.00	4,081.47	9.20
15	2,674.00	6,836.08	15.00
16	2,746.00	7,488.15	16.00
17	2,767.00	7,073.83	15.00
18	3,008.00	7,689.95	15.00
19	3,141.00	5,620.97	10.50
20	3,164.00	5,392.51	10.00
21	3,207.00	5,083.19	9.30
22	3,293.00	3,199.05	5.70
23	3,364.00	5,274.70	9.20
24	3,414.00	5,353.10	9.20

Gambar 2.8 Input Data *Pore pressure*

2.3.1.7 Input Data *Fracture Gradient*

	TVD (m)	Pressure (psi)	EMW (ppg)
1	0.00	0.00	12.00
2	208.00	425.40	12.00
3	421.00	861.03	12.00
4	664.00	2,014.38	17.80
5	817.00	2,478.54	17.80
6	896.00	2,718.21	17.80
7	1,131.00	3,431.13	17.80
8	1,339.00	4,062.14	17.80
9	1,365.00	4,141.02	17.80
10	1,773.00	5,378.77	17.80
11	2,056.00	6,237.31	17.80
12	2,259.00	6,853.15	17.80
13	2,515.00	8,114.15	18.93
14	2,603.00	8,398.06	18.93
15	2,674.00	8,627.13	18.93
16	2,746.00	8,859.42	18.93
17	2,767.00	8,927.18	18.93
18	3,008.00	9,704.71	18.93
19	3,141.00	10,133.81	18.93
20	3,164.00	10,208.02	18.93
21	3,207.00	10,346.75	18.93
22	3,293.00	8,137.93	14.50
23	3,364.00	8,313.39	14.50
24	3,414.00	8,436.96	14.50

Gambar 2.9 Input Data *Fracture Gradient*

2.3.1.8 Input Data *Hydraulics dan Cutting*

Gambar 2.5 Input Data *Hydraulics dan Cutting*

2.3.2 *Flowrate 420 GPM*

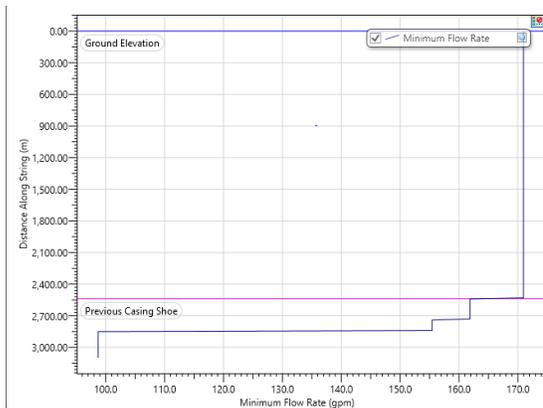
Pada perhitungan pertama menggunakan aplikasi pemboran ini akan disajikan hasil perhitungan dengan data yang sudah ada, dengan *adjustment* data *rate* pompa sesuai

desain awal atau data awal yaitu menggunakan *rate* pompa 420 gpm. Hasil dari perhitungan dengan 420 gpm sebagai berikut :

2.3.2.1 *Minimum Flow rate vs Depth*

Grafik dibawah menyajikan hasil perhitungan tentang, berapa *pump rate minimum* yang di butuhkan pada setiap kedalaman lubang bor untung mengangkat *cutting*.

Kemudian dapat diambil kesimpulan dari semua kedalaman diambil *pump rate minimum* terbesar, dan didapatkan kesimpulan bahwa *pump rate minimum* sebesar 171 gpm.



Gambar 2.6 *Minimum Flow rate vs Depth*

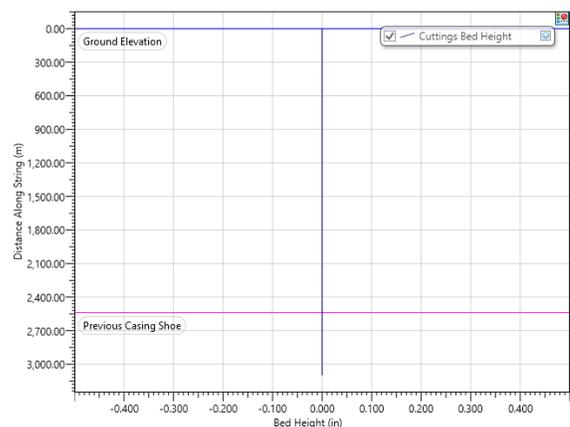
2.3.2.2 *Cutting Bed height vs Depth*

Grafik *cutting bed height vs depth* menunjukkan hasil perhitungan *cutting* pada lubang bor terdapat tumpukan

pada kedalaman tertentu atau bersih.

Grafik tersebut menyajikan hasil *cutting bed height* pada sumbu X dan *depth* pada sumbu Y. Garis melintang berwarna jingga (*previous casing shoe*) adalah batas antara *open hole section* yang terletak dibawah garis dengan *cased hole section* yang terletak diatas garis *previous casing shoe*.

Kuva berwarna biru pada grafik di bawah menyajikan bahwa *cutting* terangkat semua atau bersih, hal ini dapat disimpulkan seperti demikian karena garis biru yang merepresentasikan *cutting bed* berada pada axis nol pada setiap kedalaman dari *target depth* sampai *surface*.



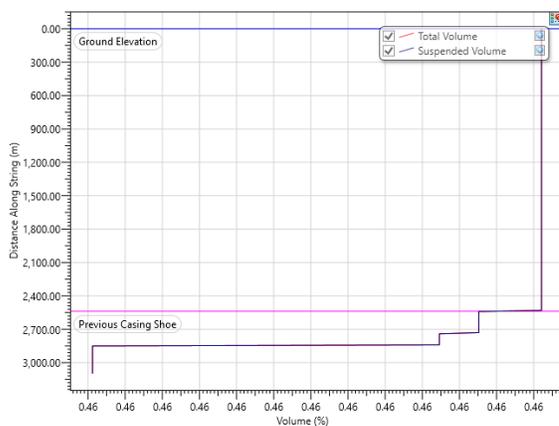
Gambar 2.7 *Cutting Bed height vs Depth*

2.3.2.3 *Cutting Volume vs Depth*

Grafik *cutting volume vs depth*

dibawah ini menunjukkan bahwa pada *pump rate* 420 gpm menghasilkan *cutting volume* sebesar 0.46% yang artinya lebih kecil dari *cutting volume* pada *pump rate* 305 gpm.

Hal tersebut dikarenakan *pump rate* yang besar, menyebabkan *cutting* lebih halus. *Cutting* yang halus memper sulit *mud logger* atau *engineer* dalam menganalisa formasi, *cutting* yang terangkat lebih kecil.



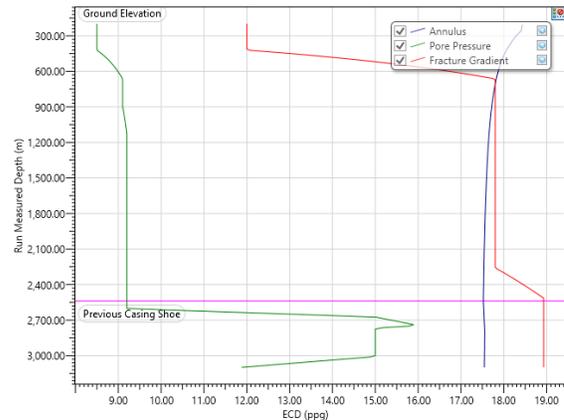
Gambar 2. 8 *Cutting Bed height vs Depth*

2.3.2.4 *ECD Run vs Depth*

Pada grafik dibawah ini disajikan hasil dari kurva *pore pressure*, *fracture gradient*, beserta *equivalent circulating density (ECD)*. Grafik dibawah menunjukkan bahwa *ECD* pada sistim sirkulasi kita masih berada diantara kurva *pore pressure* dan *fracture*

gradient pada zona *open hole* atau dibawah garis *previous casing shoe* pada grafik dibawah.

Garis *ECD* yang melewati kurva dari *fracture gradient* pada zona diatas *previous casing shoe* tidak menjadi masalah atau tidak menyebabkan *lost circulation* karena pada zona tersebut kondisinya sudah dipasang *casing*.



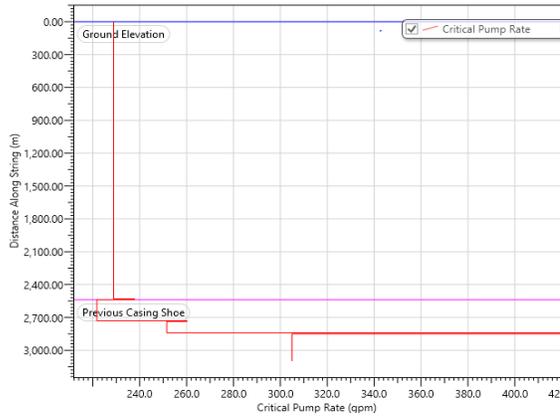
Gambar 2. 9 *ECD Run vs Depth Critical pump rate vs Depth*.

2.3.2.5 *Critical pump rate vs Depth*

Grafik *critical pump rate vs depth* meyakinkan berapa *rate* pompa maksimum pada pelaksanaan pemboran agar tidak terjadi aliran *turbulent*. Dengan kata lain apabila *rate* pompa yang di terapkan melebihi dari garis tersebut akan menciptakan aliran yang *turbulent*.

Critical pump rate yang

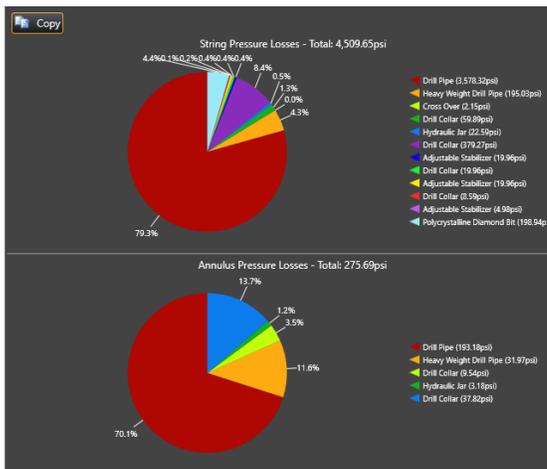
berbeda disetiap kedalamannya, kemudian dikalkulasi dan hasilnya disertakan pada bagian *hydraulic summary*



Gambar 2. 10 Critical pump rate vs Depth

2.3.2.6 Component Pressure loss

Pie chart dibawah ini menyajikan besar dari *pressure loss* dari masing – masing komponen pada rangkaian pemboran, *surface*, dan *annulus pressure loss* pada *pump rate* 420 gpm.



Gambar 2. 11 Component Pressure Loss

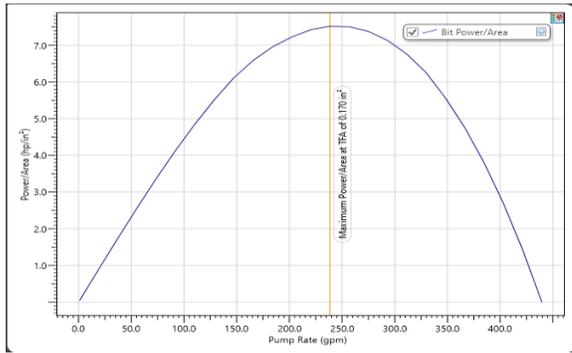
2.3.2.7 Flow regime

Tabel 2. 16 Tabel Flow regime

String Component	Measured Depth (m)	Pressure loss (psi)	Average Velocity (m/min)	Reynolds Number	Critical Pump Rate (gpm)	Flow regime
Drill pipe	200	13.38	59.97	1435	460.8	LAMINAR
Drill pipe	800	13.38	59.97	1435	460.8	LAMINAR
Drill pipe	1,200.00	13.38	59.97	1435	460.8	LAMINAR
Drill pipe	1,600.00	13.38	59.97	1435	460.8	LAMINAR
Drill pipe	2,000.00	13.38	59.97	1435	460.8	LAMINAR
Drill pipe	2,400.00	13.38	59.97	1435	460.8	LAMINAR
Drill pipe	2,600.00	4.46	63.76	1583	436.7	LAMINAR
Drill pipe	2,736.88	9.84	63.76	1583	436.7	LAMINAR
Heavy Weight Drill pipe	2,800.00	6.93	66.41	1677	423.3	LAMINAR
Cross Over	2,850.68	0.32	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Drill Collar	2,878.58	8.87	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Hydraulic Jar	2,888.08	3.02	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Drill Collar	3,000.00	35.59	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Adjustable Stabilizer	3,074.08	2.96	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Drill Collar	3,083.38	2.96	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Adjustable Stabilizer	3,092.68	2.96	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Drill Collar	3,096.68	1.27	104.59	2890	305.7	TURBULENT
Polycrystalline Diamond Bit	3,099.00	0.74	104.59	2890	305.7	TURBULENT

2.3.2.8 Bit Power area

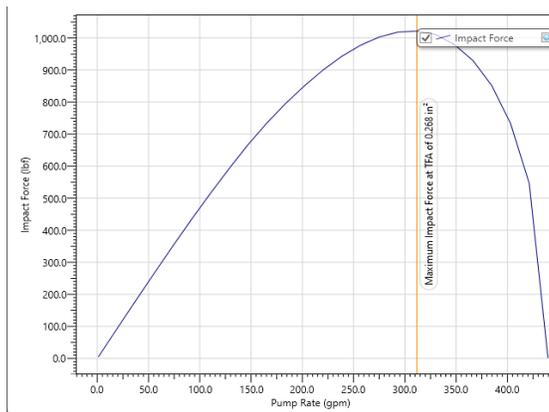
Gambar dibawah ini menyatakan *bit power area* beradajauh dari puncak kurva dapa *rate* pompa 420 gpm.



Gambar 2. 12 Bit Power area

2.3.2.9 Bit Impact force

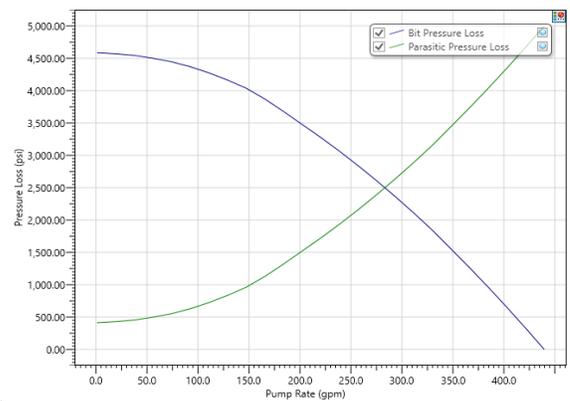
Pada grafik *bit impact force* diperoleh hasil pada *rate* pompa 420 Gpm berada jauh dari kurva puncak dari grafik. Grafik ini berlaku apabila garis kuning yaitu *maximum impact force TFA* sebesar 0.268 in^2 tercapai. Hal ini dapat dikembangkan pada penelitian selanjutnya untuk optimasi bit agar *maximum impact force* dapat diperoleh.



Gambar 2. 13 Bit Impact force

2.3.2.10 Bit Pressure loss

Pada *bit pressure loss* ini terdapat dua kurva yaitu *bit pressure loss* dan *parasitic pressure loss*. *Parasitic pressure loss* adalah kehilangan tekanan di semua sistim kecuali *bit*. Perpotongan dua kurva di bawah ini menunjukkan *pump rate* yang optimum dalam parameter kehilangan tekanan pada mata bor. Dari kurva dibawah ini di dapatkan perpotongan disekitar angka 300 gpm.



Gambar 2. 14 Bit Pressure loss.

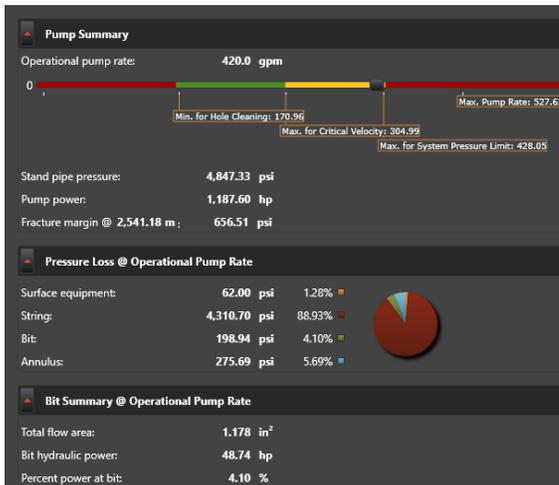
2.3.2.11 Hydraulic Summary

Gambar dibawah ini menyatakan kesimpulan dari perhitungan aplikasi pada 420 gpm. Didapatkan kesimpulan bahwan *minimum pump rate* sebesar 171 gpm, *max critical velocity* berada di 305 gpm yang berarti melewati angka tersebut

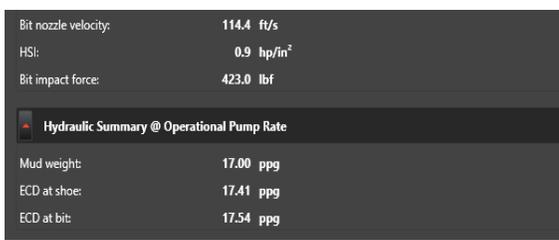
akan menyebabkan aliran *turbulent*. *Stand pipe pressure* sebesar 4849.33 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 1187 hp.

Pada kolom *pressure losses* didapatkan kehilangan tekanan pada *surface* sebesar 62 psi, pada *string* sebesar 4310.70 psi, *annulus* sebesar 275.69 psi, dan *bit* sebesar 198.94 psi.

ECD at shoe sebesar 17.41 ppg, dan *ECD at bit* sebesar 17.54 psi. Pada *bit hydraulic power* sebesar 48.74 hp, *bit nozzle velocity* 114.4 ft/s, dan *bit impact force* sebesar 423 lbf.



Gambar 2. 15 *Hydraulics Summary*



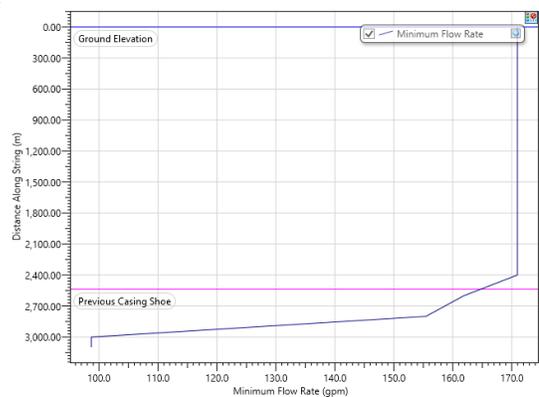
Gambar 2. 16 *Hydraulics Summary*
(*bit hydraulics*)

2.3.3 *Flow Rate 305 GPM*

2.3.3.1 *Minimum Flow rate vs Depth*

Grafik dibawah menyajikan hasil perhitungan tentang, berapa *pump rate minimum* yang di butuhkan pada setiap kedalaman lubang bor untung mengangkat *cutting*.

Kemudian dapat diambil kesimpulan dari semua kedalaman diambil *pump rate minimum* terbesar, dan didapatkan kesimpulan bahwa *pump rate minimum* sebesar 171 gpm.



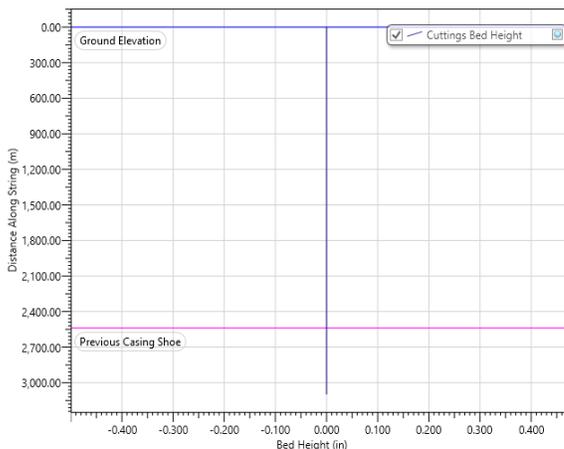
Gambar 2. 17 *Minimum Flow rate vs Depth*

2.3.3.2 *Cutting Bed height vs Depth*

Grafik *cutting bed height vs depth* menunjukkan hasil perhitungan *cutting* pada lubang bor terdapat tumpukan pada kedalaman tertentu atau bersih.

Grafik tersebut menyajikan hasil *cutting bed height* pada sumbu X dengan satuan inch dan *depth* pada sumbu Y yang menyatakan kedalaman dalam meter. Garis melintang berwarna jingga (*previous casing shoe*) adalah batas antara *open hole section* yang terletak dibawah garis dengan *cased hole section* yang terletak diatas garis *previous casing shoe*.

Kuwa berwarna biru pada grafik di bawah menyajikan bahwa *cutting* terangkat semua atau bersih, hal ini dapat disimpulkan seperti demikian karena garis biru yang merepresentasikan *cutting bed* berada pada axis nol pada setiap kedalaman dari *target depth* sampai *surface*.

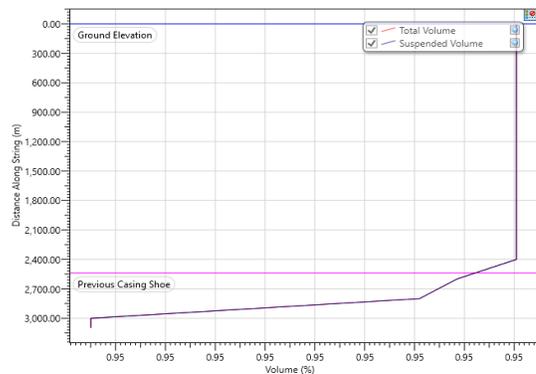


Gambar 2. 18 *Cutting Bed height vs Depth*.

2.3.3.3 *Cutting Volume vs Depth*

Grafik *cutting volume vs depth* dibawah ini menunjukkan bahwa pada *pump rate* 305 gpm menghasilkan *cutting volume* sebesar 0.95% yang artinya lebih besar dari *cutting volume* pada *pump rate* 420 gpm.

Hal tersebut mempunyai keuntungan untuk *mud logger* atau *engineer* lebih mudah dalam meneliti *mud* secara actual pada saat pengeboran nanti, dan Analisa formasi dari *cutting* yang terangkat ke permukaan mejadi lebih mudah karena *cutting volume* yang lebih besar.



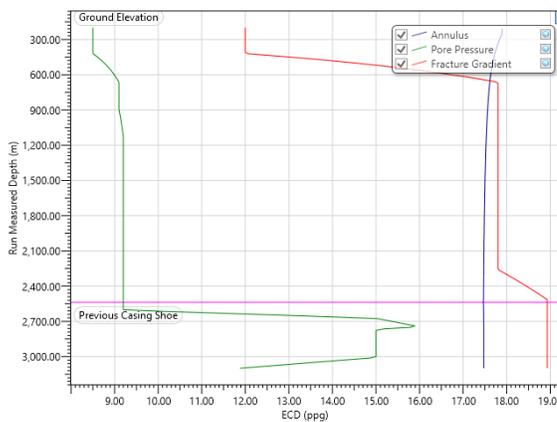
Gambar 2. 19 *Cutting Volume vs Depth*

2.3.3.4 *ECD Run vs Depth*

Pada grafik dibawah ini disajikan hasil dari kurva *pore pressure*, *fracture gradient*, beserta *equivalent circulating density (ECD)*. Grafik dibawah menunjukkan bahwa

ECD pada sistim sirkulasi kita masih berada diantara kurva *pore pressure* dan *fracture gradient* pada zona *open hole* atau dibawah garis *previous casing shoe* pada grafik dibawah.

Garis ECD yang melewati kurva dari *fracture gradient* pada zona diatas *previous casing shoe* tidak menjadi masalah atau tidak menyebabkan *lost circulation* karena pada zona tersebut kondisinya sudah dipasang *casing*.

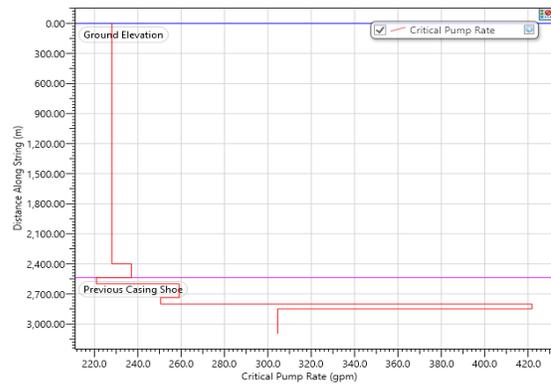


Gambar 2. 20 ECD Run vs Depth

2.3.3.5 Critical Pump Rate vs Depth

Grafik *critical pump rate vs depth* menyatakan berapa *rate* pompa maksimum pada pelaksanaan pemboran agar tidak terjadi aliran *turbulent*. Dengan kata lain apabila *rate* pompa yang di terapkan melebihi dari garis tersebut akan menciptakan aliran yang *turbulent* pada sistim sirkulasi.

Grafik dibawah juga menyatakan *critical pump rate* yang berbeda – beda disetiap kedalamannya. Kemudian dikalkulasikan oleh aplikasi pada semua kedalaman untuk penentuan satu *rate pump* secara aplikatif berapa *rate pump* maksimum agar aliran tetap *laminar* dan ditampilkan hasilnya pada bagian *hydraulic summary*.



Gambar 2. 21 Critical pump rate vs Depth

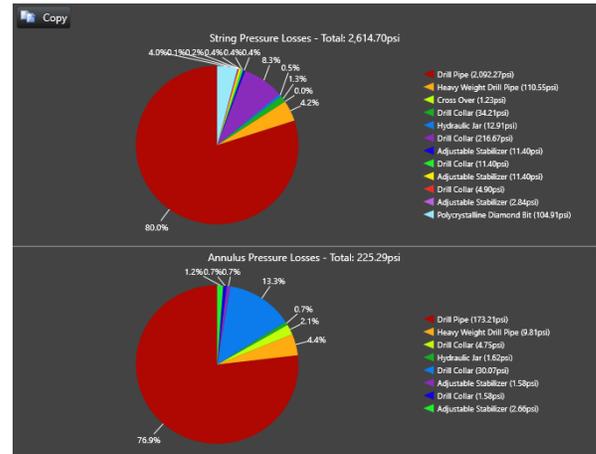
2.3.3.6 Flow regime

Tabel 2. 17 flow regime 305 gpm

Measured Depth (m)	String Component	Hole OD (in)	Pipe OD (in)	Pressure loss (psi)	Average Velocity (m/min)	Reynolds Number	Critical pump rate (gpm)	Flow regime
200	Drill pipe	8.681	4.8	12.59	43.55	804	460.6	LAMINAR
800	Drill pipe	8.681	4.8	12.59	43.55	804	460.6	LAMINAR
1,400.00	Drill pipe	8.681	4.8	12.59	43.55	804	460.6	LAMINAR
1,800.00	Drill pipe	8.681	4.8	12.59	43.55	804	460.6	LAMINAR
2,200.00	Drill pipe	8.681	4.8	12.59	43.55	804	460.6	LAMINAR
2,736.88	Drill pipe	8.5	4.8	9.21	46.3	892	436.5	LAMINAR
2,800.00	Heavy Weight Drill pipe	8.5	5	5.4	48.22	950	423.1	LAMINAR
2,850.68	Cross Over	8.5	6.5	0.17	75.95	1755	305.5	LAMINAR
2,878.58	Drill Collar	8.5	6.5	4.75	75.95	1755	305.5	LAMINAR
2,888.08	Hydraulic Jar	8.5	6.5	1.62	75.95	1755	305.5	LAMINAR
3,064.78	Drill Collar	8.5	6.5	11.03	75.95	1755	305.5	LAMINAR
3,074.08	Adjustable Stabilizer	8.5	6.5	1.58	75.95	1755	305.5	LAMINAR
3,083.38	Drill Collar	8.5	6.5	1.58	75.95	1755	305.5	LAMINAR
3,092.68	Adjustable Stabilizer	8.5	6.5	1.58	75.95	1755	305.5	LAMINAR
3,096.68	Drill Collar	8.5	6.5	0.68	75.95	1755	305.5	LAMINAR
3,099.00	Polycrystalline Diamond Bit	8.5	6.5	0.39	75.95	1755	305.5	LAMINAR

2.3.3.7 Component Pressure loss

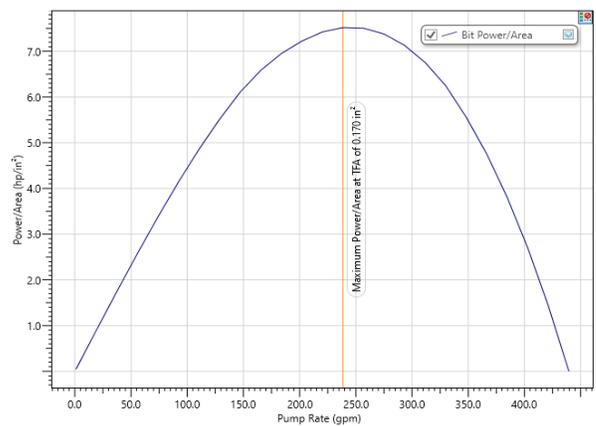
Pie chart dibawah ini menyajikan besar dari *pressure loss* dari masing – masing komponen pada rangkaian pemboran, *surface*, dan *annulus pressure loss*.



Gambar 2. 22 Component Pressure loss

2.3.3.8 Bit Power area

Gambar dibawah ini menyatakan *bit power area* masih berada di puncak kurva dapa *rate* pompa 305 gpm.

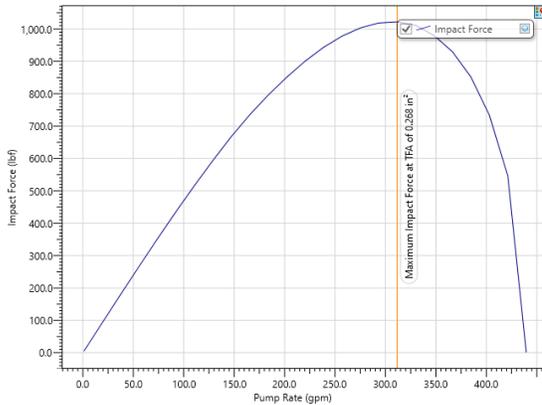


Gambar 2. 23 Bit Power area

2.3.3.9 Bit Impact force

Pada grafik *bit impact force* diperoleh hasil pada *rate* pompa 305 gpm ada disekitar kurva puncak dari grafik. Grafik ini berlaku apabila garis

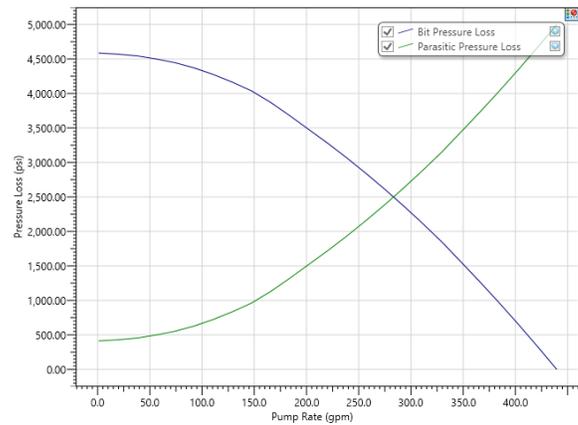
kuning yaitu *maximum impact force TFA* sebesar 0.268 in² tercapai. Hal ini dapat dikembangkan pada penelitian selanjutnya untuk optimasi bit agar *maximum impact force* diperoleh.



Gambar 2. 24 Bit Impact force

2.3.3.10 Bit Pressure loss

Pada *bit pressure loss* ini terdapat dua kurva yaitu *bit pressure loss* dan *parasitic pressure loss*. *Parasitic pressure loss* adalah kehilangan tekanan di semua sistim kecuali *bit*. Perpotongan dua kurva di bawah ini menunjukkan *pump rate* yang optimum dalam parameter kehilangan tekanan pada mata bor. Dari kurva dibawah ini di dapatkan perpotongan disekitar angka 300 gpm.



Gambar 2. 25 Bit Pressure loss

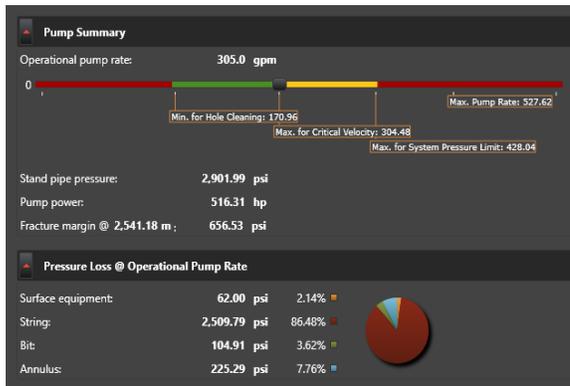
2.3.3.11 Hydraulic Summary

Gambar dibawah ini menyatakan kesimpulan dari perhitungan aplikasi pada 305 gpm. Didapatkan kesimpulan bahwan *minimum pump rate* sebesar 171 gpm, *max critical velocity* berada di 305 gpm yang berarti melewati angka tersebut akan menyebabkan aliran *turbulent*. *Stand pipe pressure* sebesar 2901 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 516 hp.

Pada kolom *pressure losses* didapatkan kehilangan tekanan pada *surface* sebesar 62 psi, pada *string* sebesar 2509.78 psi, *annulus* sebesar 225.29 psi, dan *bit* sebesar 104.91 psi.

ECD at shoe sebesar 17.41 ppg, dan *ECD at bit* sebesar 17.47 psi. Pada *bit hydraulic power* sebesar 17.67 hp, *bit nozzle velocity* 83.1 ft/s, dan *bit impact*

force sebesar 223.1 lbf.



Gambar 2. 26 Gambar hydraulics Summary



Gambar 2. 27 Hydraulics Summary (Bit Hydraulics)

2.4 Analisis

Bingham plastic model yang digunakan pada tugas akhir kali ini didasarkan pada kurva *rhologi*. Dari kurva tersebut didapatkan bahwa *bingham plastic model* adalah metode yang paling mendekati dengan kurva lumpur yang biasanya digunakan dalam pengeboran. Dengan kata lain *binghal plastic model* mendekati atau dapat mewakili karakteristik dari lumpur

yang digunakan. Kemudian dari hasil perhitungan diatas dapat di Analisa pada *rate* pompa 420 gpm *cutting* terangkat sempurna, tetapi terdapat aliran *turbulent* pada open *hole section*, kemudian juga *standpipe pressure* yang mendekati maksimum. Untuk optimasi sesuai hasil perhitungan yang ada, *rate* pompa *minimum* ada di sekitar 171 gpm, maka *rate* pompa desain yang sudah ada akan di turunkan di bawah *critical velocity* yaitu di bawah angka 305 gpm dan di atas angka 171gpm.

Optimasi tersebut mempunyai banyak keuntungan antara lain, tidak adanya aliran *turbulen* yang mepercepat keausan dari perlatan yang ada didalam sumur, *standpipe pressure* pasti tidak akan terlalu tinggi seperti desain perencanaan sebelumnya yang tekanan *standpipe* ya mendekati angka sekitar 4800psi yang dengan kata lain hampir mendekati kemampuan *pressure* maksimum *standpipe*. Kemudian dengan diturunkannya *rate* pompa akan memuat kinerja popma lebih ringan, dan tidak perlu lebih dari satu pompa berkerja bersamaan.

Pada sistim *triasic* terdapat penurunan kurva pada *pore pressure*, yang normalnya semakin dalam formasi maka *pore pressure* akan semakin besar. Fenomena ini disebabkan oleh formasi dengan litologi *carbonate* yang merupakan formasi pertama atau paling atas dari sistim formasi *triasic*. Pada litologi ini formasi sangat beresiko terjadinya *lost circulation* dan formasi runtuh. Integritas formasi yang buruk ini menyebabkan *pore pressure* dan *fracture gradient* turun atau lebih kecil dari formasi sebelumnya.

III. Kesimpulan dan Saran

3.1 Kesimpulan.

1. Dari desain perencanaan yang sudah ada ditemukan adanya aliran *turbulent*, walaupun *cutting* terangkat sempurna, *standpipe pressure* yang hampir menyentuh batas maksimal, kemudian membutuhkan *horsepower* yang tinggi maka dari itu diperlukan kajian ulang atau optimasi.
2. Setelah dibandingkan perhitungan manual dengan aplikasi, terdapat perbedaan yang signifikan pada

hasil perhitungannya. Hal ini disebabkan oleh perbedaan rumus dasar yang digunakan pada perhitungan manual dan perhitungan aplikasi. Perhitungan aplikasi banyak menyertakan parameter – parameter yang di rumus perhitungan manual tidak ada. Dengan kata lain rumus yang di gunakan pada aplikasi lebih kompleks, hal ini yang menyebabkan perbedaan pada hasil perhitungan yang signifikan.

3. Setelah di kalkulasi pada bab sebelumnya untuk agar *cutting* dapat terangkat semua dan aliran tetap *laminar*, maka di putuskan untuk menurunkan *rate* pompa pada range 171 gpm sampai dengan 305 gpm. Namun untuk *rate* pompa yang lebih pasti angkanya di tentukan *rate* yang baru akan di set di 305 gpm. Angka tersebut didapatkan dari pertimbangan kurva *bit impact force* dan *bit power area*.
4. Menentukan *Horsepower* yang dibutuhkan dari *pump rate* tersebut. Setelah mengatur *rate* pompa di

angka 305 gpm dari perhitungan menunjukkan *horsepower* yang diperlukan pada *rate* tersebut sebesar 415.95 HP.

5. Setelah *rate* pompa di turunkan ke angka 305 gpm, pada hasil analisa melalui aplikasi menunjukkan bahwa *cutting* terangkat bersih tanpa adanya aliran *turbulent* pada fluida pemboran.
6. *Equivalent circulating density* (ECD) pada *rate* 305 gpm berada di angka 17.41 ppg di *shoe* dan 17.47 ppg pada *bit*.

3.2 Saran

- Data lebih lengkap lagi.
- Perlu kajian dan penelitian mendalam kenapa hasil dan perhitungan manual dengan aplikasi mempunyai perbedaan yang cukup signifikan.
- Diharapkan penggunaan data terlebih lumpur, spek pompa kemudian *rig* di paparkan secara jelas dan tidak berbeda – beda.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Kayiem, H. H., Zaki, N. M., Asyraf, M. Z., & Elfeel, M. E. (2010). Simulation of the *Cuttings* Cleaning During the Drilling Operation. *American Journal of Applied Sciences*, 7(6), 800–806.
- Coussot, P., Bertrand, F., & Herzhaft, B. (2004). Rheological Behavior of Drilling Muds, Characterization Using MRI Visualization. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 59(1), 23–29.
- Guan, Z., Liu, Y., Li, Q., Xu, Y., & Pang, H. (2015). Drilling *Hydraulic* Parameters Design Method under the Limited Circulating System Bearing Capacity Condition. *Journal of Applied Science and Engineering*, 18(3), 303–308. <http://doi.org/10.6180/jase.2015.18.3.11>
- Kelessidis, V. C., Dalamarinis, P., & Maglione, R. (2011). Experimental study and predictions of *pressure losses* of fluids modeled as Herschel – Bulkley in concentric and eccentric annuli in *laminar*, transitional and *turbulent* flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77, 305–312. <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.04.004>
- Miguez, L., & Janeiro, R. De. (2011). *Hydraulic* Study of Drilling Fluid Flow in Circular and Annular Tubes. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 5(4), 239–253. <http://doi.org/10.5419/bjpg2011-0023>

- Noah, A. Z. (2013). Optimizing Drilling Fluid Properties and *Flow rates* for Effective Hole Cleaning at High-Angle and Horizontal Wells. *Journal of Applied Sciences Research*, 9(1), 705–718.
- Paiaman, A. M., Al-askari, M. K. G., Salmani, B., & Masihi, M. (2006). Effect of Drilling Fluid Properties on *Rate* of Penetration. *NAFTA*, 60(3), 129–134.
- Saasen, A., & Løklingholm, G. (2002). The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning. In *IADC / SPE 74558 Drilling Conference* (pp. 1–5). Texas.
- Samsuri, A., & Hamzah, A. (2011). Water based mud lifting capacity improvement by multiwall carbon nanotubes additive. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 2(5), 99–107.
- Wittig, V., Bracke, R., & Hyun-ick, Y. (2015). *Hydraulic DTH Fluid / Mud Hammers with Recirculation Capabilities to Improve ROP and Hole Cleaning For Deep , Hard Rock Geothermal Drilling*. In *Proceedings World Geothermal Congress 2015* (pp. 19–25).