

**ANALISA *PRESSURE LOSS* DI BHA PADA PENGEBORAN SUMUR X
MENGUNAKAN SOFTWARE LANDMARK**

JURNAL TUGAS AKHIR

TITAN BAGASKARA

NIM 124.18.018



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
BEKASI
SEPTEMBER 2022**

**ANALISA *PRESSURE LOSS* DI BHA PADA PENGEBORAN SUMUR X
MENGUNAKAN SOFTWARE LANDMARK**

JURNAL TUGAS AKHIR

TITAN BAGASKARA

NIM 124.18.018

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



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
BEKASI
SEPTEMBER 2022**

LEMBAR PENGESAHAN

**ANALISA *PRESSURE LOSS* DI BHA PADA PENGEBORAN SUMUR X
MENGUNAKAN SOFTWARE LANDMARK**

JURNAL TUGAS AKHIR

TITAN BAGASKARA

124.18.018

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

Menyetujui

Kota Deltamas, 26 September 2022

Pembimbing I,



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

Pembimbing II,



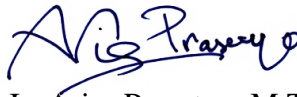
Samuel Halomoan Silitonga, S.T.

Mengetahui,

Kota Deltamas, 27 September 2022

Kepala Program Studi Teknik Perminyakan

Institut Teknologi Sains Bandung



Ir. Aries Prasetyo, M.T

NIDN: 04140468

Abstrak

Analisa hidrolika pemboran dalam kasus ini akan di fokuskan pada pembahasan pressure loss di BHA. Hal ini bertujuan untuk mengetahui berapa tekanan yang dibutuhkan untuk mengantisipasi terjadinya pressure loss pada saat melakukan pengeboran. Hal yang berpengaruh terhadap pressure loss di BHA ini adalah panjang rangkaian, ID, OD, spesifikasi dan lain-lain.

Dalam pengerjaan sumur x ini dilakukan perhitungan secara manual dan aplikasi. Perhitungan aplikasi didukung oleh software Landmark dari Halliburton. Pengerjaan tugas akhir ini juga didukung oleh data yang telah disiapkan seperti, mud weight, casing, BHA, pore pressure, fracture gradient, nozzle dan lain-lain. Hasil akhir yang diharapkan dari penelitian ini adalah membandingkan dan menganalisa hasil yang didapatkan. Selain itu, dalam tugas akhir ini juga menentukan pumprate optimum dan juga pump power yang dibutuhkan tiap section setelah dilakukan optimasi.

Kata Kunci: *pressure loss, BHA, optimasi*

Abstract

Drilling hydraulics analysis in this case will focus on the discussion of pressure loss in BHA. This aims to determine how much pressure is needed to anticipate the occurrence of pressure loss when drilling. Things that affect the pressure loss in this BHA are the length of the circuit, ID, OD, specifications and others.

In the construction of this well x, manual calculations and applications are carried out. Application calculations are supported by the Landmark software from Halliburton. The work on this final project is also supported by prepared data such as mud weight, casing, BHA, pore pressure, fracture gradient, nozzle and others. The final result expected from this research is to compare and analyze the results obtained. In addition, this final project also determines the optimum pumprate and also the pump power required for each section after optimization.

Keyword : Pressure loss, BHA, Optimization.

1. PENDAHULUAN

Pada industri minyak dan gas, pemboran sumur bertujuan untuk membuat lubang dari permukaan sampai kedalam yang sudah ditentukan dengan asumsi pada

kedalaman tersebut terdapat hidrokarbon. Dalam suatu kegiatan pemboran bisa dijumpai beberapa permasalahan salah satunya adalah penggunaan lumpur bor sebagai media sirkulasi. Hal ini perlu

ditangani serius karena masalah tersebut merupakan penghambat jalannya kegiatan pemboran.

Dalam proses pemboran, ada beberapa hal yang harus diperhatikan, salah satunya adalah hidrolika pemboran mengenai *pressure loss* yang berperan dalam stabilizer menjaga tekanan di dalam sumur. Lumpur berpengaruh besar dalam menjaga tekanan dan juga meminimalkan terjadi *pressure loss* karena hal ini dapat menimbulkan biaya perbaikan/kehilangan yang mahal dan adanya resiko terjadi *blow out*, *stuck pipe* dan yang utama kerusakan formasi. Pemilihan lumpur dengan densitas yang rendah dapat mengurai resiko seperti ini.

Tujuan dalam penelitian menganalisa *pressure loss* yang terjadi selama pengeboran di sumur x dengan membandingkan perhitungan secara manual dengan penggunaan software dan menentukan *pumprate* dan *horsepower* yang dibutuhkan pompa dari hasil perhitungan analisa.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Pressure loss adalah kehilangan tekanan pada saat melakukan kegiatan pemboran. Kehilangan tekanan ini dapat terjadi pada rangkaian yang digunakan di *Bottoms Hole Assembly (BHA)*. *Pressure loss* ini nantinya akan dilakukan perhitungan pada tiap bagian yaitu, pada

surface connection, pada *drillstring*, pada *drillpipe* dan pada bit.

Dalam menentukan jenis aliran akan dibedakan menjadi 2 jenis aliran, aliran turbulen dan laminar. Aliran turbulen adalah aliran yang sangat tidak stabil dan tidak di kehendaki pada *annulus* yang terbuka karena dalam pengangkatan *cutting* nantinya akan sulit dalam melakukan sirkulasi.

Yang kedua, aliran laminar adalah aliran yang disebut sebagai aliran peluru karena kecepatan berpusat pada tengah aliran dengan bentuk aliran sesuai dengan pipa. Jenis aliran ini sangat di kehendaki pada *annulus* yang terbuka karena pengangkatan *cutting* yang baik dibutuhkan dalam jenis aliran tersebut.

3. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk menentukan nilai *pressure loss* dan *pump power* yang dihasilkan dengan menyesuaikan data pompa yang dimiliki dengan mengoptimasi hasil akhirnya. Pada penelitian ini juga beberapa hal harus diperhatikan seperti kehilangan pada *drillstring* dan *annulus*.

Tugas akhir ini diawali dengan studi literatur mengenai teori-teori dasar yang berkaitan dengan *pressure loss* yang dibahas. Lalu dilakukan perencanaan pengerjaan tugas akhir. Dilakukan pula

pendalaman materi dengan data yang dimiliki dan dipahami secara menyeluruh.

4. 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 Landmark. Kemudian dari hasil perhitungan yang sudah ada akan di analisa dan optimasi dengan tujuan mendapatkan laju pompa yang relatif kecil dari perhitungan sebelumnya dengan tetap memperhatikan parameter penunjang seperti aliran di usahakan *laminar*.

4.1 Ketersediaan Data

4.1.1. Data Rig

- Tinggi rig : 9 meter
- Ground elevation : 206.5 meter
- Elevasi meja bor : 215.5 meter
- Pompa : National – 10-P130-TRIPLEX (3 unit)
Max pump rate = 357 gpm,
horsepower rating = 1300 hp, max
pressure = 5000 psi.
- ROP : 18 ft/s , RPM : 50 rpm.

4.1.2. Data Casing

4.1.3. Data Pore Pressure dan Fracture Gradient

4.1.4. Data Lumpur

4.1.5. Data Spesifikasi Casing

4.1.6. Data Drill String dan Bottom Hole Assembly (BHA)

4.1.7. Data Bit Nozzle

4.2 Perhitungan Manual

4.2.1. 17 ½” section

1. Pressure loss di surface equipment (P1)

$$P1 = 92,45 \text{ psi}$$

2. Pressure loss di drillstring (P23)

$$P23 = 1430,18 \text{ psi}$$

3. Pressure loss di annulus (P4)

$$P4 = 6,93 \text{ psi}$$

4. Pressure loss di bit (Pbit)

$$Pbit = 1212,22 \text{ psi}$$

4.2.2. 12 ¼” section

1. Pressure loss di surface equipment (P1)

$$P1 = 92 \text{ psi}$$

2. Pressure loss di drillstring (P23)

$$P23 = 1454,94 \text{ psi}$$

3. Pressure loss di annulus (P4)

$$P4 = 80,88 \text{ psi}$$

4. Pressure loss di bit (Pbit)

$$Pbit = 1212,22 \text{ psi}$$

4.2.3. 8 ½” section

1. Pressure loss di surface equipment (P1)

$$P1 = 53,2 \text{ psi}$$

2. *Pressure loss di drillstring (P23)*

P23 = 1591,89 psi

3. *Pressure loss di annulus (P4)*

P4 = 262,96 psi

4. *Pressure loss di bit (Pbit)*

Pbit = 200,46 psi

4.2.4. 6" section

1. *Pressure loss di surface equipment (P1)*

P1 = 13,92 psi

2. *Pressure loss di drillstring (P23)*

P23 = 2281,91 psi

3. *Pressure loss di annulus (P4)*

P4 = 344,19 psi

4. *Pressure loss di bit (Pbit)*

Pbit = 61,47 psi

4.3 Perhitungan Aplikasi

4.3.1. 17 1/2" section

1. *Minimum Flow Rate vs Depth*

Hasil dari grafik *minimum flow rate vs depth* yaitu sebesar 692 gpm.

2. *Critical Pump Rate vs Depth*

Hasil dari grafik *critical pump rate vs depth* yaitu sebesar 779 gpm.

3. *Hydraulics Summary*

Hasil stand pipe pressure sebesar 2848,72 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 1312,78 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 121,80 psi, pada string sebesar 1513,79 psi, annulus sebesar 7,06 psi, dan bit 1206,07 psi.

ECD at shoe sebesar 10,36 ppg, dan ECD at sbit 10,37 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 555,80 hp, bit nozzle velocity 356,6 ft/s, dan bit impact force sebesar 1509,4 lbf.

Setelah dilakukan optimasi nilai stand pipe pressure sebesar 2398,14 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 1007,22 hp.

Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 103,54 psi, pada string sebesar 1258,74 psi, annulus sebesar 7,05 psi, dan bit 1001,81 psi.

ECD at shoe sebesar 10,38 ppg, dan ECD at sbit 10,39 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 420,76 hp, bit nozzle velocity 333,2 ft/s, dan bit impact force sebesar 1253,8 lbf.

4.3.2. 12 1/4" section

1. *Minimum Flow Rate vs Depth*

Hasil dari grafik *minimum flow rate vs depth* yaitu sebesar 397,1 gpm.

2. *Critical Pump Rate vs Depth*

Hasil dari grafik *critical pump rate vs depth* yaitu sebesar 496,29 gpm.

3. *Hydraulics Summary*

Hasil stand pipe pressure sebesar 2950,88 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 1291,01 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 111,31 psi, pada string sebesar 2205,31 psi, annulus sebesar 80,36 psi, dan bit 553,90 psi.

ECD at shoe sebesar 11,75 ppg, dan ECD at sbit 11,77 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 242,33 hp, bit nozzle velocity 232 ft/s, dan bit impact force sebesar 1036,8 lbf.

Setelah dilakukan optimasi nilai stand pipe pressure sebesar 1876,88 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 635,01 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 71,91 psi, pada string sebesar 1395,82 psi, annulus sebesar 78,79 psi, dan bit 331,26 psi.

ECD at shoe sebesar 11,77 ppg, dan ECD at bit 11,79 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 112,08 hp, bit nozzle velocity 179,4 ft/s, dan bit impact force sebesar 620 lbf.

4.3.3. 8 ½" section

1. *Minimum Flow Rate vs Depth*

Hasil dari grafik minimum flow rate vs depth yaitu sebesar 170,96 gpm.

2. *Critical Pump Rate vs Depth*

Hasil dari grafik critical pump rate vs depth yaitu sebesar 304,5 gpm.

3. *Hydraulics Summary*

Hasil stand pipe pressure sebesar 2624,14 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 642,91 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 73,48 psi, pada string sebesar 2056,36 psi, annulus sebesar 295,35 psi, dan bit 198,94 psi.

ECD at shoe sebesar 17,47 ppg, dan ECD at sbit 11,59 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 48,74 hp, bit nozzle velocity 114,4 ft/s, dan bit impact force sebesar 423 lbf..

Setelah dilakukan optimasi nilai stand pipe pressure sebesar 1566,22 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 274,09 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 40,78 psi, pada string sebesar 1189,92 psi, annulus sebesar 234,02 psi, dan bit 101,50 psi.

ECD at shoe sebesar 11,43 ppg, dan ECD at bit 11,49 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 17,76 hp, bit nozzle velocity 81,7 ft/s, dan bit impact force sebesar 215,8 lbf.

4.3.4. 6" section

1. *Minimum Flow Rate vs Depth*

Hasil dari grafik minimum flow rate vs depth yaitu sebesar 128,1 gpm.

2. *Critical Pump Rate vs Depth*

Hasil dari grafik critical pump rate vs depth yaitu sebesar 180,63 gpm.

3. *Hydraulics Summary*

Hasil stand pipe pressure sebesar 3604,09 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 135,10 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 19,65 psi, pada string sebesar 2764,96 psi, annulus sebesar 758,36 psi, dan bit 61,11 psi.

ECD at shoe sebesar 13,59 ppg, dan ECD at sbit 14,28 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 8,38 hp, bit nozzle velocity 72,5 ft/s, dan bit impact force sebesar 114,7 lbf.

Setelah dilakukan optimasi nilai stand pipe pressure sebesar 2164,41 psi, dan membutuhkan tenaga pompa sebesar 227,26 hp. Pada kolom pressure losses didapatkan kehilangan tekanan pada surface sebesar 12,48 psi, pada string sebesar 1734,16 psi, annulus sebesar 381,92 psi, dan bit 35,85 psi.

ECD at shoe sebesar 13,59 ppg, dan ECD at bit 13,69 ppg. Pada bit hydraulic power sebesar 3,76 hp, bit nozzle velocity 55,5 ft/s, dan bit impact force sebesar 67,3 lbf.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisa didapatkan hasil sebagai berikut :

1. Perbedaan hasil perhitungan karena penggunaan rumus yang digunakan.
2. Dalam menentukan jenis aliran

laminar/turbulen perhitungan aplikasi lebih spesifik.

3. Penentuan *pump rate* juga sangat berpengaruh pada besar kecilnya nilai *pressure loss* dan juga berapa *horsepower* yang dibutuhkan pompa.
4. Kondisi awal aliran yang turbulen setelah optimasi menjadi aliran laminar.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

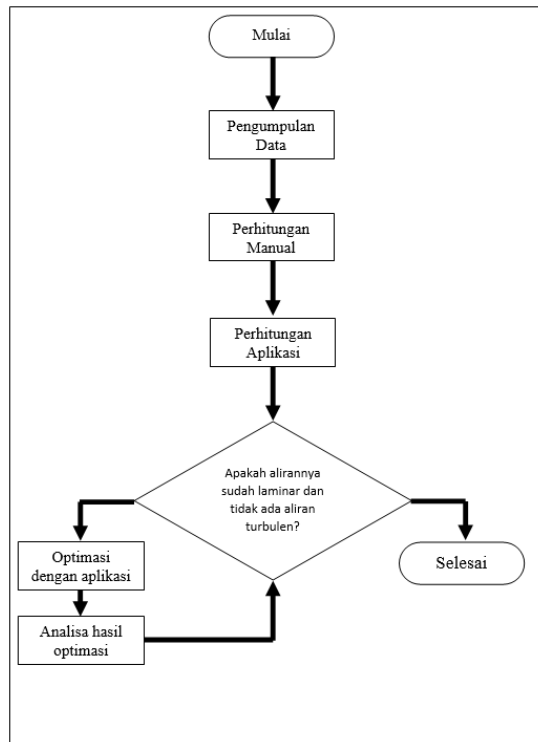
1. Untuk memvalidasi studi ini diperlukan data operasi pengeboran per trayeknya dengan masalah *hole cleaning condition*.
2. pembahasan mengenai dasar-dasar pemilihan BHA dapat dibahas lebih lanjut pada studi ini.

DAFTAR PUSTAKA

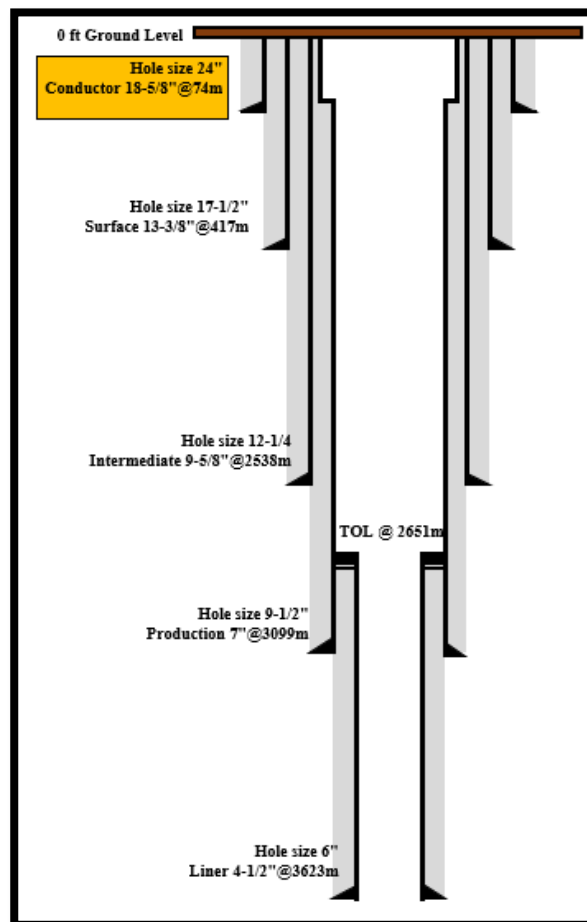
- [1]. Darmawan, Ganesha R., Hanafi, Machmud, Hermawan, Wawan, & Zulfa, Husna. (2017). *Basic Drilling & Completion Engineering*. Bekasi: Institut Teknologi Sains Bandung.
- [2]. Rabia. H., "Oil Well Drilling Engineering : Principles & Practice", University of Newcastle upon Tyne, Graham & Trotman, 1985
- [3]. 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.

- [4]. R.S, Rubiandini. (2009). *Teknik Pemboran 1*. Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- [5]. R.S, Rubiandini. (2012). *Teknik Pemboran 2*. Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- [6]. 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./



Gambar 1. Diagram alir



Gambar 2. Well schematic

Data	Keterangan
Tinggi rig	9 meter
Ground Elevation	206,6 meter
Elevasi meja bor	215,5 meter
ROP	18 ft/s
RPM	50 rpm
National - 10 - P130 - TRIPLEX	
Max pum	357 gpm
HP rating	1300 hp
Max pressure	5000 psi

Gambar 3. Data rig

Hole size (inch)	Casing size (inch)	Depth Range (m)	Interval Length (m)
24"	18 5/8"	0 - 74	74
17 1/2"	13 3/8"	0 - 417	417
12 1/4"	9 5/8"	0 - 2538	2538
8 1/2"	7 5/8"	0 - 3099	3099
6"	4 1/2" Liner	2651 - 3623	972

Gambar 4. Data kedalaman lubang

Surface Equipment type	Standpipe		Rotary Hose		Swivel		Kelly	
	Length (ft)	ID (in)	Lengt (ft)	ID (in)	Length (ft)	ID (in)	Lengt (ft)	ID (in)
1	40	3.0	40	2.0	4	2.0	40	2.25
2	40	3.5	55	2.5	5	2.5	40	3.25
3	45	4.0	55	3.0	5	2.5	40	3.25
4	45	4.0	55	3.0	6	3.0	40	4.00

Gambar 5. Tabel tipe surface equipment

Tubular	Min Ft.Lb	Optimum Ft.Lb	Max Ft.Lb	OD Inch	ID Inch	OD Connection	Tensile klb	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

Gambar 6. Data spesifikasi casing

Section	TVD (m)	Pore Pressure		Fracture Gradient	
		Pressure (psi)	EMW (ppg)	Pressure (psi)	EMW (ppg)
24"	9	13,04	8,5	18,41	12
17 1/2"	208	301,33	8,5	425,4	12
	421	609,9	8,5	861,03	12
	664	1029,83	9,1	2014,38	17,8
12 1/4"	817	1267,12	9,1	2478,54	17,8
	896	1389,64	9,1	2718,21	17,8
	1131	1773,39	9,2	3431,13	17,8
	1339	2099,53	9,2	4062,14	17,8
	1365	2140,3	9,2	4141,02	17,8
	1773	2780,04	9,2	5378,77	17,8
	2056	3223,78	9,2	6237,31	17,8
	2259	3542,08	9,2	6853,15	17,8
	2515	3943,48	9,2	8114,15	18,93
	2603	4081,47	9,2	8398,06	18,93
8 1/2"	2674	6836,08	15	8627,13	18,93
	2746	7488,15	16	8859,42	18,93
	2767	7073,83	15	8927,18	18,93
	3008	7689,95	15	9704,71	18,93
6"	3141	5620,97	10,5	10133,8	18,93
	3164	5392,51	10	10208	18,93
	3207	5083,19	9,3	10346,8	18,93
	3293	3199,05	5,7	8137,93	14,5
	3364	5274,7	9,2	8313,39	14,5
	3414	5353,1	9,2	8436,96	14,5

Gambar 7. Data pore pressure & fracture gradient

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	70-467	467-2538	2538-3099	3099-3624
Mud type	WBM	WBM	Versadriil OBM	Versadriil OBM	Versapro 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	45-55	45-55	45-55
Yield Point (lb/100ft2)	> 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	NA	NA	NA
PH	9 - 10	9 - 10	NA	NA	NA
Excess Lime	NA	NA	≥ 3.5	≥ 3.5	≥ 3.5
Filtrate HPHT (200 deg F/30min)	NA	NA	< 5	< 5	< 4
ES (Volts)	NA	NA	> 600	> 600	> 800
OWR	NA	NA	70/30 to 80/20	80/20 to 90/10	80/20 to 90/10
CaCl2 (%)	NA	NA	30-34	30-34	30-34
LGS (% by Vol.)	NA	NA	< 6	< 6	< 5

Gambar 8. Data spesifikasi lumpur

Section	Pump Rate Awal	Pump Rate Akhir
17 1/2"	790	720
12 1/4"	750	580
8 1/2"	420	300
6"	235	180

Gambar 9. Data pump rate

Type	17 1/2" sections	12 1/4" sections	8 1/2" sections	6" sections
Hole Size : in	17,5	12,25	8,5	6
TFA : in2	0,693	1,037	1,178	1,04
Nozzles : 1/32 in	2x18 , 1x16	8x13	6x16	3x16 , 3x14

Gambar 10. Data spesifikasi nozzle

BHA Description				
Element	Length m	ID in	OD in	Cum Len m
17 1/2" Rock Bit (nozzles)	0.00	3.75	9.75	0.00
17 1/2" Rock Bit (shank)	0.63	3.75	9.75	0.63
17 7/16" NB Stab (Float)	1.52	3.00	9.50	2.15
9.5" Pony DC	3.00	3.25	9.50	5.15
17 7/16" Stab	1.52	3.00	9.50	6.68
9.5" Drill Collar	9.20	3.25	9.50	15.88
17 7/16" Stab	1.52	3.00	9.50	17.40
3 x 9.5" Drill Collar	27.60	3.25	9.50	45.00
Xover	1.52	3.25	9.50	46.52
12 x 8.25" Drill Collar	111.10	2.44	8.25	157.62
Hydra-Jar	10.01	2.88	8.25	167.63
2 x 8.25" Drill Collar	18.42	2.44	8.25	186.05
Crossover	1.10	2.75	8.00	187.15
15 x Heavy Weight Drill Pip	137.25	3.00	5.00	324.40
5" 19.50 DPG, Premium	91.60	4.28	4.86	416.00

Gambar 11. BHA 17 1/2" section

BHA Description				
Element	Length m	ID in	OD in	Cum Len m
12 1/4" PDC Bit (SHK816)	0.00	3.25	8.00	0.00
12 1/4" PDC Bit (SHK816)	0.44	3.25	8.00	0.44
A962M7848GT, sleeve 12-	9.76	7.85	9.63	10.20
12 1/8" Stabilizer	1.52	3.25	8.25	11.72
TeleScope 825 (GR+APWI	7.53	5.90	8.25	19.25
12 1/8" Stabilizer	1.52	3.25	8.25	20.77
NMDC	9.00	3.25	8.00	29.77
3 x 9.5" Drill Collar	27.60	3.25	9.50	57.37
Xover	1.52	3.25	9.50	58.90
12 x 8" Drill Collar	109.73	3.25	8.00	168.62
Hydra-Jar	9.75	3.00	8.50	178.38
2 x 8" Drill Collar	18.29	3.25	8.00	196.67
Xover	1.10	2.75	8.00	197.77
15 x Heavy Weight Drill Pip	137.25	3.00	5.00	335.02
5" 19.50 DPG, Premium	2201.98	4.28	4.86	2537.00

Gambar 12. BHA 12 1/4" section

BHA Description				
Element	Length m	ID in	OD in	Cum Len m
8 1/2" PDC Bit (nozzles)	0.00	2.25	5.75	0.00
8 1/2" PDC Bit (shank)	0.32	2.25	5.75	0.32
8 7/16" NB Stab	2.00	2.81	6.50	2.32
6.5" Short Drill Collar	4.00	2.81	6.50	6.32
8 7/16" String Stab	9.30	2.81	6.50	15.62
6.5" Drill Collar	9.30	2.81	6.50	24.92
8 7/16" String Stab	9.30	2.81	6.50	34.22
6.5" Drill Collar	176.70	2.81	6.50	210.92
Hydraulic Jar	9.50	2.75	6.50	220.42
6.5" Drill Collar	27.90	2.81	6.50	248.32
6.5" XO Sub	1.00	2.81	6.50	249.32
5" HWDP	112.80	3.00	5.00	362.12
5" 25.60 DPG, Premium	2735.88	4.00	4.80	3098.00

Gambar 13. BHA 8 1/2" section

BHA Description				
Element	Length m	ID in	OD in	Cum Len m
6" PDC Bit (nozzles)	0.00	1.25	3.75	0.00
6" PDC Bit (shank)	0.22	1.25	3.75	0.22
5 15/16" OD Near Bit Stab	1.52	2.81	5.75	1.74
4 3/4" Pony Drill Collar	4.50	2.81	4.75	6.24
5 15/16" OD Stab	1.52	2.81	5.75	7.76
4 3/4" Drill Collar	9.14	2.81	4.75	16.91
5 15/16" OD Stab	1.52	2.81	5.75	18.43
4 3/4" Drill Collar	113.05	2.25	4.75	131.49
Drilling Jar	8.92	2.25	4.75	140.41
2x 4 3/4" DC	18.87	2.25	4.75	159.28
12 x 3-1/2" HWDP	182.82	2.06	3.50	342.09
3-1/2" 13.30 DPG, Premiu	3281.91	2.76	3.35	3624.00

Gambar 14. BHA 6" section

- 17 1/2" section

Pressure loss di surface

$$P_1 = E_p^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2}$$

P1 = 92,45 psi

Gambar 15. Pressure loss di surface

P in Drill Pipe

$$V_{av} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 \gamma_p}}{\rho D}$$

Vav = 1056,59 ft/s
Vc = 333,52 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{D^{4,8}}$$

P2 = 108,67 psi

Gambar 16. Pressure loss di drill pipe

P in ID Drill Collar

$$V_{av} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 \gamma_p}}{\rho D}$$

Vav = 3250,97 ft/s
Vc = 358,44 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{D^{4,8}}$$

P3 = 1321,51 psi

P2+P3 = 1430,18 psi

Gambar 17. Pressure loss di drill collar

Annular Flow 1

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_e^2 Y_p}}{\rho D_e}$$

Dimana $D_e = D_h - OD$

Vav = 81,26 ft/s De = 9,25
Vc = 277,26 ft/s Dh+OD = 25,75

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{avg}}{60000 \times D_e^2} + \frac{L \times Y_p}{225 \times D_e}$$

Pa1 = 3,67 psi

Gambar 18. Pressure loss di annulus 1

Annular Flow 2

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_e^2 Y_p}}{\rho D_e}$$

Dimana $D_e = D_h - OD$

Vav = 68,82 ft/s De = 12,5
Vc = 273,59 ft/s Dh+OD = 22,5

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{avg}}{60000 \times D_e^2} + \frac{L \times Y_p}{225 \times D_e}$$

Pa2 = 2,22 psi

Gambar 19. Pressure loss di annulus 2

Annular Flow 3

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_e^2 Y_p}}{\rho D_e}$$

Dimana $D_e = D_h - OD$

Vav = 66,69 ft/s De = 12,755
Vc = 273,38 ft/s Dh+OD = 22,755

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{avg}}{60000 \times D_e^2} + \frac{L \times Y_p}{225 \times D_e}$$

Pa3 = 1,04 psi
Pa1+Pa2+Pa3 = 6,93 psi

Gambar 20. Pressure loss di annulus 3

P bit

$$A = 0.32 \frac{Q_{mud}}{V_n} \text{ (in}^2\text{)}$$

A = 0,69 in²

$$P_b = \frac{\rho m \cdot Q^2}{10858 \cdot A n^2}$$

Pbit = 1212,22 psi

Gambar 21. Pressure loss di bit

- 12 ¼" section

Pressure loss di surface

$$P_1 = E_p^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2}$$

P1 = 92,00 psi

Gambar 22. Pressure loss di surface

P in Drill Pipe

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 Y_p}}{\rho D}$$

Vav = 1003,09 ft/s
Vc = 331,03 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{D^{4,8}}$$

P2 = 1105,38 psi

Gambar 23. Pressure loss di drill pipe

P in ID Drill Collar

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 \gamma_p}}{\rho D}$$

Vav = 1739,64 ft/s
Vc = 339,20 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times (PV)^{0.2} \times L}{D^{4.8}}$$

P3 = 349,56 psi

P2+P3 = 1454,94 psi

Gambar 24. Pressure loss di drill collar

Annular Flow 1

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_c^2 \gamma_p}}{\rho D_c}$$

Dimana $D_c = D_h - OD$

Vav = 213,51 ft/s
Vc = 291,37 ft/s

De = 4,25
Dh+OD = 20,25

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{avg}}{60000 \times D_c^2} + \frac{L \times \gamma_p}{225 \times D_c}$$

Pa1 = 11,01 psi

Gambar 25. Pressure loss di annulus 1

Annular Flow 2

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_c^2 \gamma_p}}{\rho D_c}$$

Dimana $D_c = D_h - OD$

Vav = 146,93 ft/s
Vc = 280,82 ft/s

De = 7,25
Dh+OD = 17,25

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{avg}}{60000 \times D_c^2} + \frac{L \times \gamma_p}{225 \times D_c}$$

Pa2 = 57,68 psi

Gambar 26. Pressure loss di annulus 2

Annular Flow 3

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_c^2 \gamma_p}}{\rho D_c}$$

Dimana $D_c = D_h - OD$

Vav = 142,30 ft/s
Vc = 280,49 ft/s

De = 7,415
Dh+OD = 17,415

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{avg}}{60000 \times D_c^2} + \frac{L \times \gamma_p}{225 \times D_c}$$

Pa3 = 12,10 psi

Pa1+Pa2+Pa3 = 80,88 psi

Gambar 27. Pressure loss di annulus 3

P bit

$$A = 0.32 \frac{Q_{mud}}{V_n} \text{ (in}^2\text{)}$$

A = 1,10 m²

$$P_b = \frac{\rho m \cdot Q^2}{10858 \cdot A n^2}$$

Pbit = 492,34 psi

Gambar 28. Pressure loss di bit

- 8 ½" section

Pressure loss di surface

$$P_1 = E_p^{0.8} Q^{1.8} (PV)^{0.2}$$

P1 = 53,20 psi

Gambar 29. Pressure loss di surface

P in Drill Pipe

$$V_{av} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 \gamma_p}}{\rho D}$$

Vav = 643,13 ft/s
Vc = 298,47 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times (PV)^{0.2} \times L}{D^{4.8}}$$

P2 = 1077,09 psi

Gambar 30. Pressure loss di drill pipe

P in ID Drill Collar

$$V_{av} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 \gamma_p}}{\rho D}$$

Vav = 1303,17 ft/s
Vc = 320,24 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times (PV)^{0.2} \times L}{D^{4.8}}$$

P3 = 514,81 psi

P2+P3 = 1591,89 psi

Gambar 31. Pressure loss di drill collar

Annular Flow 1

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_c^2 \gamma_p}}{\rho D_c}$$

Dimana $D_c = D_h - OD$

Vav = 343,00 ft/s
Vc = 320,89 ft/s

De = 2
Dh+OD = 15

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times (PV)^{0.2} \times L}{(D_h - OD)^2 (D_h + OD)^{1.8}}$$

Pa1 = 70,05 psi

Gambar 32. Pressure loss di annulus 1

Annular Flow 2

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_c^2 \gamma_p}}{\rho D_c}$$

Dimana $D_c = D_h - OD$

Vav = 209,10 ft/s
Vc = 270,28 ft/s

De = 3,7
Dh+OD = 13,3

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{av}}{60000 \times D_c^2} + \frac{L \times \gamma_p}{225 \times D_c}$$

Pa2 = 24,93 psi

Gambar 33. Pressure loss di annulus 2

Annular Flow 3

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_c^2 \gamma_p}}{\rho D_c}$$

Dimana $D_c = D_h - OD$

Vav = 179,99 ft/s
Vc = 264,20 ft/s

De = 4,157
Dh+OD = 13,757

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{av}}{60000 \times D_c^2} + \frac{L \times \gamma_p}{225 \times D_c}$$

Pa3 = 167,99 psi

Pa1+Pa2+Pa3 = 262,96 psi

Gambar 34. Pressure loss di annulus 3

P bit

$$A = 0.32 \frac{Q_{mud}}{V_n} (in^2)$$

A = 1,17 in²

$$P_b = \frac{\rho m \cdot Q^2}{10858 \cdot A n^2}$$

Pbit = 200,46 psi

Gambar 35. Pressure loss di bit

- 6" section

Pressure loss di surface

$$P_1 = E_p^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2}$$

P1 = 13,92 psi

Gambar 36. Pressure loss di surface

P in Drill Pipe

$$V_{av} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 Y_p}}{\rho D}$$

Vav = 755,82 ft/s
Vc = 385,36 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{D^{4,8}}$$

P2 = 2034,47 psi

Gambar 37. Pressure loss di drill pipe

P in ID Drill Collar

$$V_{av} = \frac{24.5Q}{D^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 8.2 \rho D^2 Y_p}}{\rho D}$$

Vav = 1137,28 ft/s
Vc = 399,83 ft/s

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{D^{4,8}}$$

P3 = 247,44 psi

P2 + P3 = 2281,91 psi

Gambar 38. Pressure loss di drill collar

Annular Flow 1

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_e^2 Y_p}}{\rho D_e}$$

Dimana $D_e = D_h - OD$

Vav = 428,47 ft/s
Vc = 427,65 ft/s

De = 1,25
Dh + OD = 10,75

Vav > Vc, maka Turbulen

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times \rho^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{(D_h - OD)^3 (D_h + OD)^{1,8}}$$

Pa1 = 8,12 psi

Gambar 39. Pressure loss di annulus 1

Annular Flow 2

$$V_{avg} = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2 \rho D_e^2 Y_p}}{\rho D_e}$$

Dimana $D_e = D_h - OD$

Vav = 232,37 ft/s
Vc = 346,04 ft/s

De = 2,65
Dh + OD = 9,35

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{PV \times L \times V_{av}}{60000 \times D_e^2} + \frac{L \times Y_p}{225 \times D_e}$$

Pa2 = 49,46 psi

Gambar 40. Pressure loss di annulus 2

Annular Flow 3

$$V_{avg} = \frac{24.50}{D_o^2 - D_i^2}$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \sqrt{(PV)^2 + 6.2pD_o^2 \gamma_p}}{\rho D_o}$$

Dimana $D_o = D_i - OD$

$V_{av} = 166.88$ ft/s
 $V_c = 331.24$ ft/s

De = 3,415
 Dh+OD = 10,115

Vav < Vc, maka Laminar

$$P = \frac{\rho V \times L \times V_{av}}{60000 \times D_o^2} + \frac{L \times \gamma_p}{225 \times D_o}$$

Pa3 = 286,62 psi

Pa1+Pa2+Pa3 = 344,19 psi

Gambar 41. Pressure loss di annulus 3

P bit

$$A = 0.32 \frac{Q_{mud}}{V_n} (in^2)$$

A = 1,04 in²

$$P_b = \frac{\rho m \cdot Q^2}{10858 \cdot A_n^2}$$

Pbit = 61,47 psi

Gambar 42. Pressure loss di bit

Open Hole + Add

17,500 in 0,30 FF base depth
417,00 m

MD top: 74,00 m

MD base: 417,00 m

Length: 343,000 m

ID: 17,500 in

Effective diameter: 17,500 in

Friction factor: 0,30

Linear capacity: 0,2975 bbl/ft

Volume excess(%): 0,00 %

Description:

Gambar 43. Input data open hole

String name: 17-1/2"

String depth: 417,00 m

Sort order: Top to Bottom

	Section Type	Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)
1	Drill Pipe	92,610	92,61	5,000	4,276
2	Heavy Weight	137,250	229,86	5,000	3,000
3	Sub	1,100	230,96	8,000	2,750
4	Drill Collar	18,420	249,38	8,250	2,440
5	Jar	10,010	259,39	8,250	2,880
6	Drill Collar	111,100	370,49	8,250	2,440
7	Sub	1,520	372,01	9,500	3,250
8	Drill Collar	27,600	399,61	9,500	3,250
9	Stabilizer	1,520	401,13	9,500	3,000
10	Drill Collar	9,200	410,33	9,500	3,000
11	Stabilizer	1,520	411,85	9,500	3,000
12	Drill Collar	3,000	414,85	9,500	3,250
13	Stabilizer	1,520	416,37	9,500	2,150
14	Bit	0,630	417,00	17,500	

Gambar 44. Input data drillstring

Hydraulics

Pump Rates

Minimum: 100,0 gpm
Maximum: 1.000,0 gpm
Step size: 100,0 gpm

Pumping Constraints

Use values from circulating system
 Use manually entered values

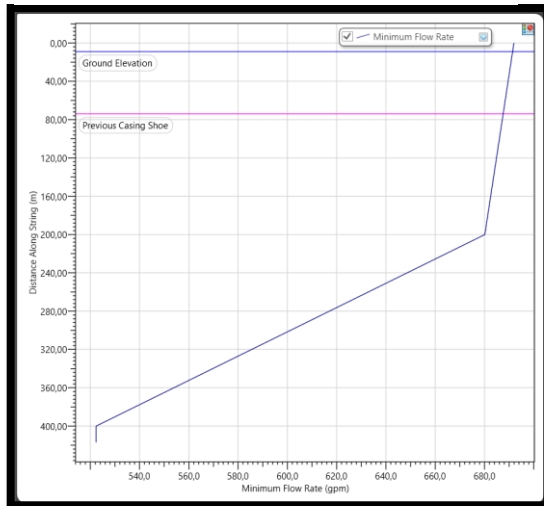
Max. pressure: 5.000,00 psi
Max. power: 3.900,00 hp
Max. allowable rate: 1.071,0 gpm

Calculation Options

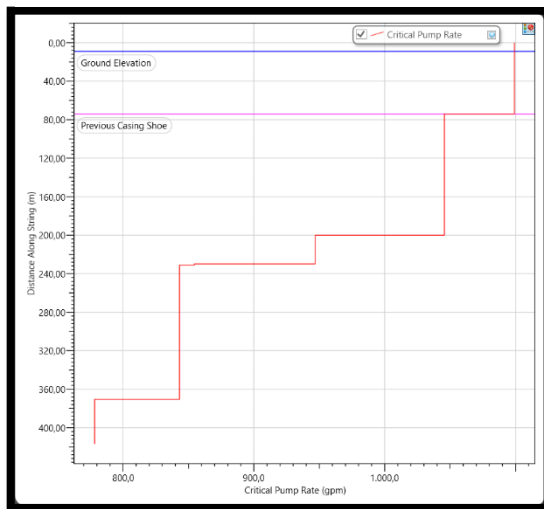
Use DFG model
 Include mud temperature effects
 Include back pressure
 Include cuttings loading

Cuttings diameter: 0,070 in
Cuttings density: 2,600 sg
Bed porosity: 1,56 %
MD calculation interval: 200,00 m
Rate of penetration: 18,00 m/hr
Rotary speed: 50 rpm

Gambar 45. Input data hydraulics

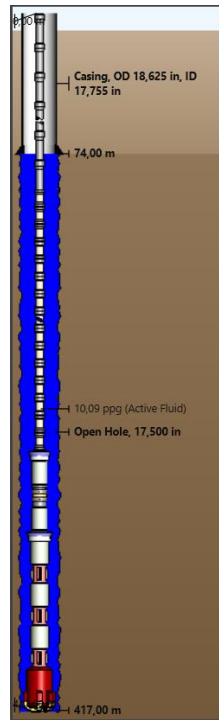


Gambar 46. Minimum flow rate vs depth

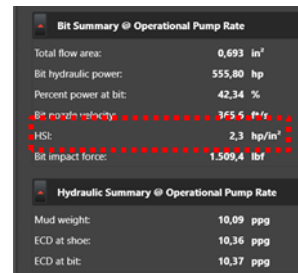
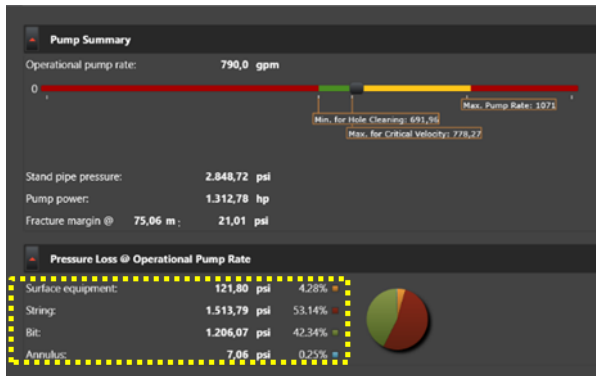


Gambar 47. Critical pump rate vs depth

- 17 1/2" section

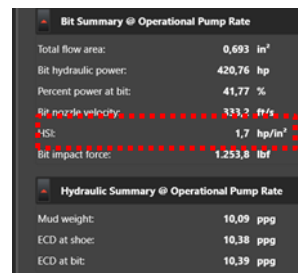
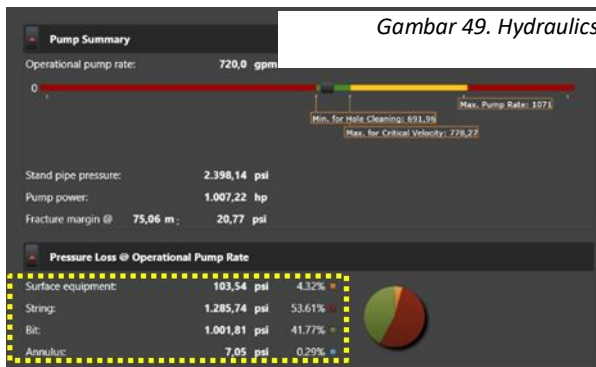


Gambar regime

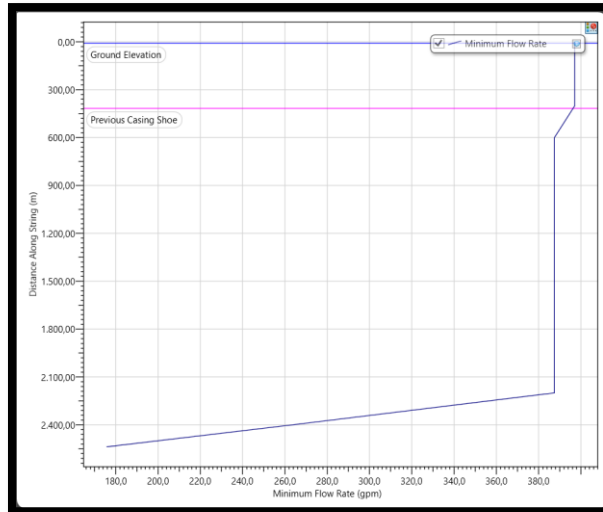


48. flow

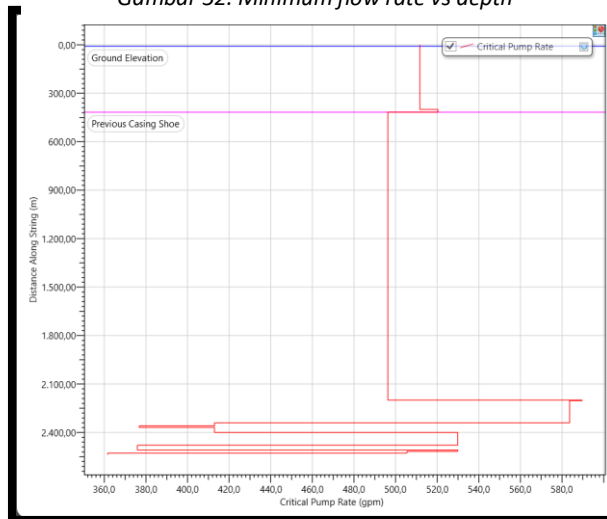
Gambar 49. Hydraulics summary (before)



Gambar 50. Hydraulics summary (after)

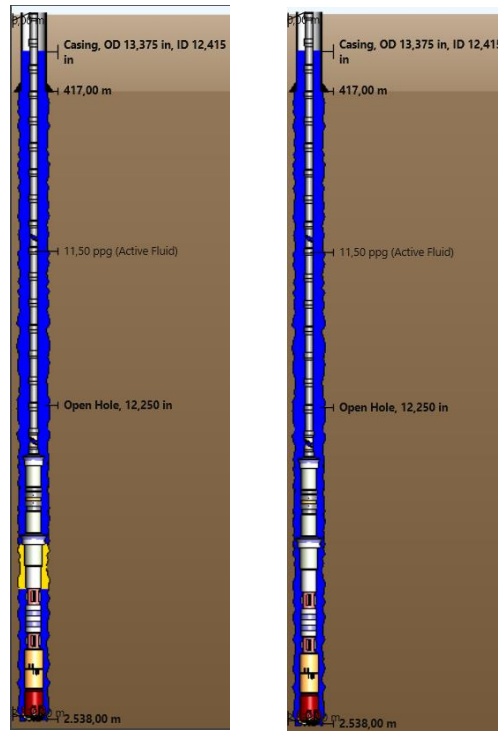


Gambar 52. Minimum flow rate vs depth

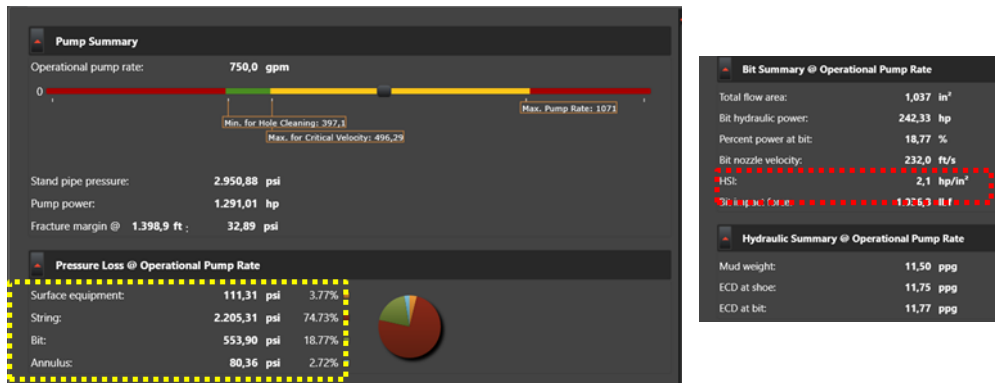


Gambar 51. Critical pump rate vs depth

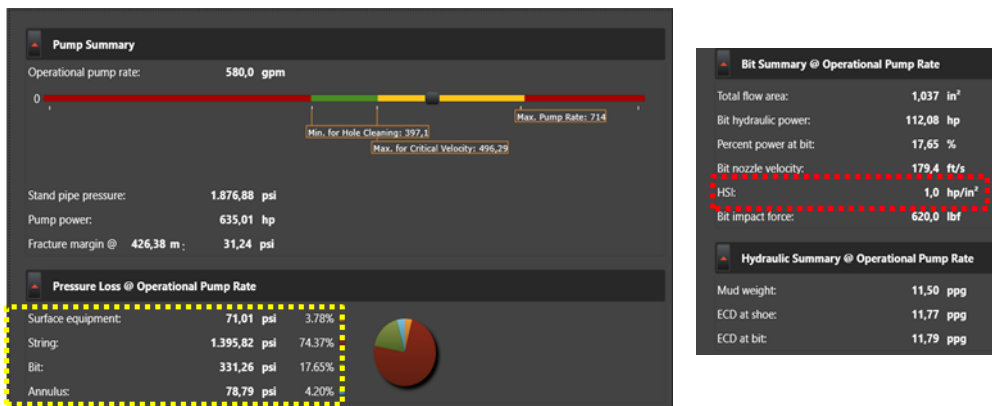
- 12 ¼" section



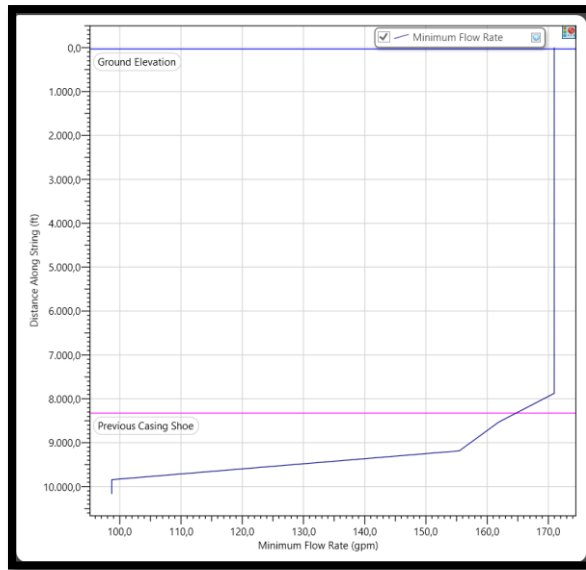
Gambar 53. Flow regime (before & after)



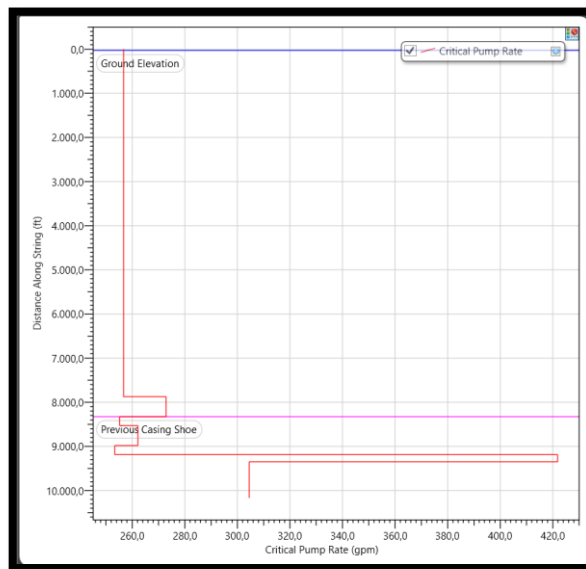
Gambar 54. Hydraulics summary (before)



Gambar 55. Hydraulics Summary (after)



Gambar 56. Minimum flow rate vs depth

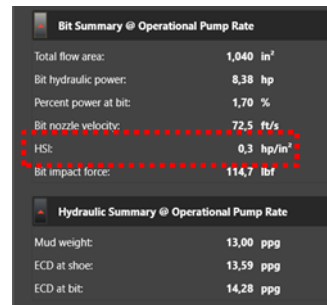
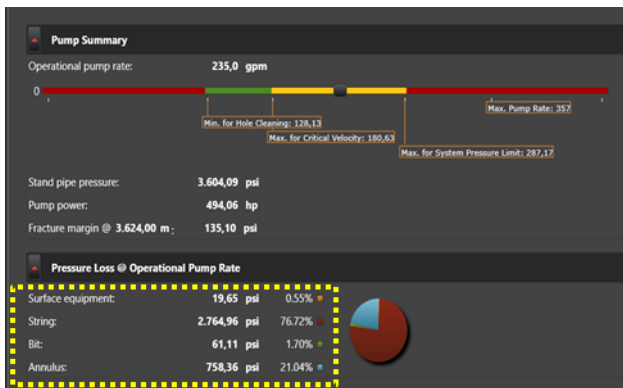


Gambar 57. Critical pump rate vs depth

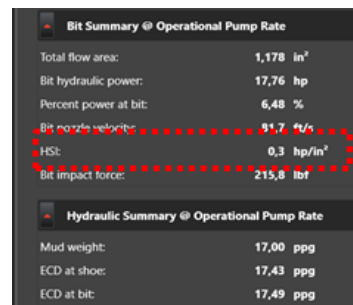
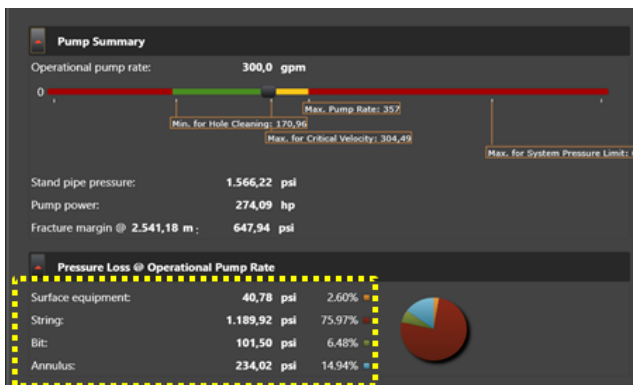
- 8 1/2" section



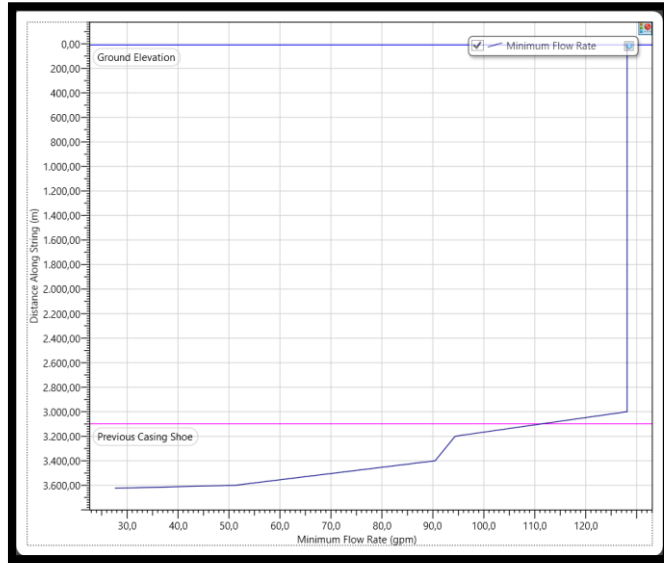
Gambar 58. Flow regime (before & after)



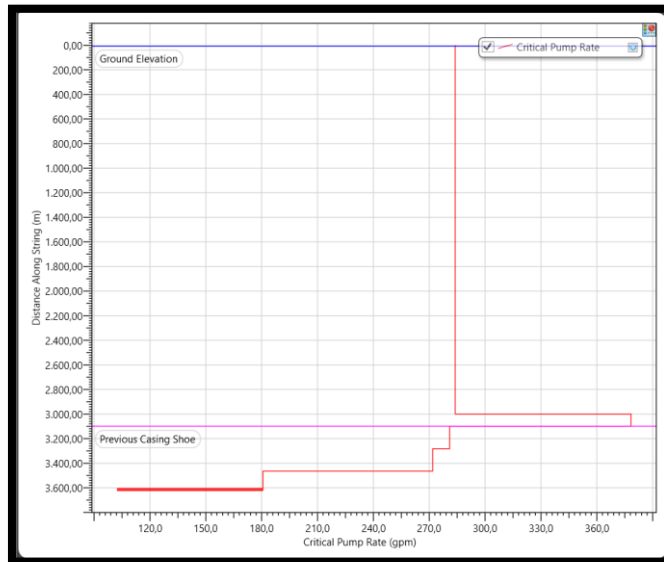
Gambar 59. Hydraulics summary (before)



Gambar 60. Hydraulics summary (after)

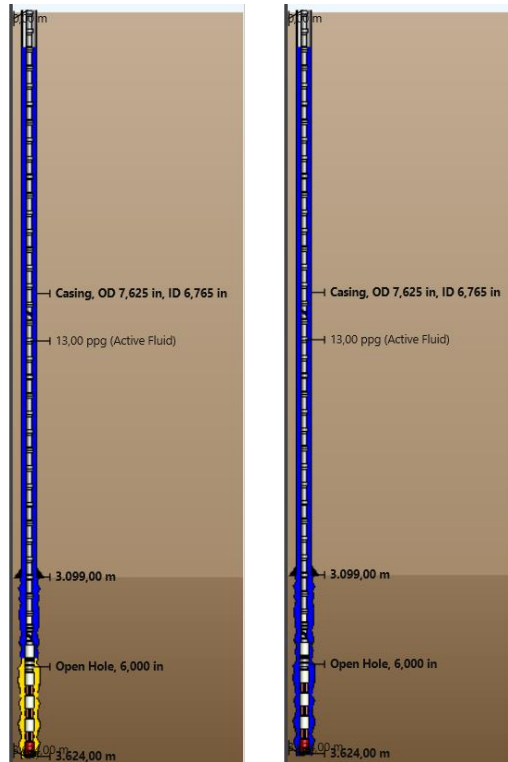


Gambar 61. Minimum flow rate vs depth

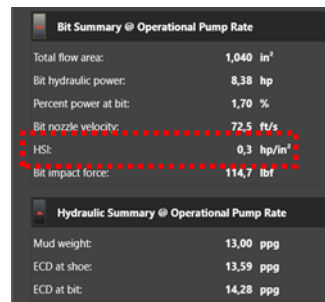
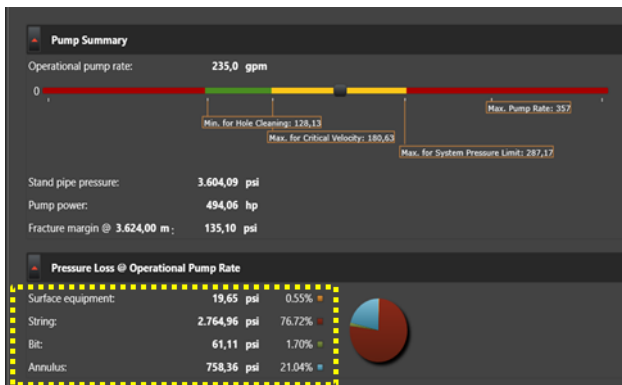


Gambar 62. Critical pump rate vs depth

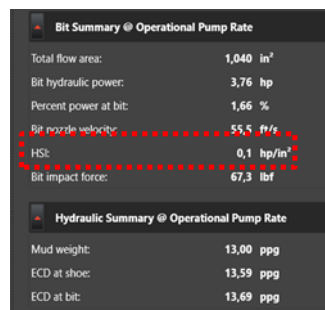
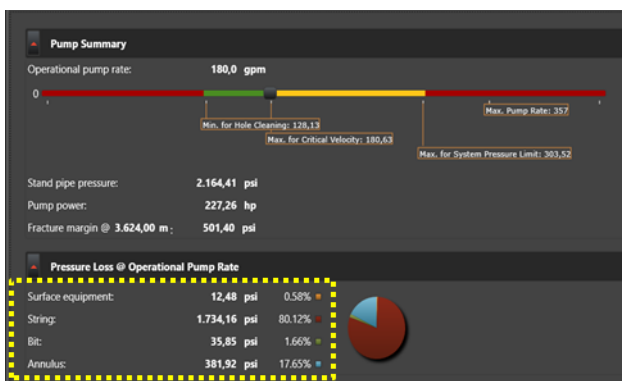
- 6" section



Gambar 63. Flow regime (before & after)



Gambar 64. Hydraulics summary (before)



Gambar 65. Hydraulics summary (after)