

**PERENCANAAN DESAIN LUMPUR KCl POLYMER PHPA
DAN HIDROLIKA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y
PT. SUMBER DATA PERSADA**

JURNAL ILMIAH

**MOCHAMMAD VERYEL OKTA KUSUMA
NIM : 12421932**



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

**PERENCANAAN DESAIN LUMPUR KCl POLYMER PHPA
DAN HIDROLIKA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y
PT. SUMBER DATA PERSADA**

JURNAL ILMIAH

**MOCHAMMAD VERYEL OKTA KUSUMA
NIM : 12421932**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



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

LEMBAR PENGESAHAN

**PERENCANAAN DESAIN LUMPUR KCI POLYMER PHPA
DAN HIDROLIKA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y
PT. SUMBER DATA PERSADA**

JURNAL ILMIAH

**MOCHAMMAD VERYEL OKTA KUSUMA
12421932**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,
Kota Deltamas, ... Agustus 2023
Pembimbing I,



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

Mengetahui,
Kota Deltamas, ... Agustus 2023
Kepala Program Studi Teknik Perminyaka
Institu Teknologi Sains Bandung



Ir. Aries Prasetyo, M.T.
NIDN. 04140468

PERENCANAAN DESAIN LUMPUR KCl POLYMER PHPA DAN HIDROLIKA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y PT SUMBER DATA PERSADA

Mochamad Veryel Okta Kusuma

Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung

Email : -

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

Abstrak :

Tujuan dari Operasi Pemboran adalah mengebor, mengevaluasi dan menyelesaikan sumur yang akan menghasilkan minyak dan/atau gas secara efisien dan aman. Lumpur pemboran (*Drilling Fluid, Drilling Mud*) merupakan salah satu sarana penting dalam operasi pemboran sumur-sumur minyak dan gas untuk mencapai target yang direncanakan. Adapun tujuan dari studi ini adalah yang pertama melakukan analisa dan desain lumpur yang tepat untuk sumur. Yang kedua melakukan perhitungan evaluasi terhadap pengangkatan serbuk bor. Dan yang ketiga mengoptimalkan dan mengefektifkan parameter yang mempengaruhi hidrolika lumpur pemboran. Sumur X merupakan salah satu sumur pengembangan yang akan dibor secara vertikal dengan *Total Depth (TD)* pada 2300 ftMD dan pada penelitian kali ini menggunakan trayek lubang 8 1/2 yang memiliki *Casing 7"*, *Hole Size 8 1/2 "*, dengan *depth* 1050 ftMD, dan *Mud Weight* di berkisaran 9.2-9.5 ppg. Adapun *potential problem* yaitu *bit balling*, *lost circulation* dan *swabbing*. Yang dimana hal tersebut harus meningkatkan KCl yang berperan sebagai *shale inhibitor* agar ion K⁺ dapat clay menggantikan ion Na⁺ sehingga KCl dapat menghambat perkembangan *clay*. Dari data sumur yang dimiliki dapat disimpulkan menjadi hal, yaitu yang pertama untuk mencegah *swelling clay*, oleh karena itu direkomendasikan menggunakan lumpur KCl *Polymer* karena lebih tinggi daya inhibisinya dan diterapkan penggunaan ion k⁺ untuk *clay stabiliton*. Dan mengefektifkan parameter yang mempengaruhi hidrolika lumpur pengeboran menggunakan cara *Carrying Capacity Index*.

Kata kunci : Drilling fluid, Hidrolika, KCl.

Abstract :

The purpose of drilling operations is to drill, evaluate and complete wells that will produce oil and/or gas efficiently and safely. Drilling mud (Drilling Fluid, Drilling Mud) is one of the important means in the drilling operations of oil and gas wells to achieve the planned targets. The purpose of this study is the first to analyze and design the right mud for Wells. The second performed an evaluation calculation of the lifting of the drill powder. And the third optimizes and streamlines the parameters affecting drillin mud hydraulics. X well is one of the development wells that will be drilled vertically with a Total Depth (TD) of 2300 ftMD and in this study using the 8 1/2 hole route which has a 7" Casing, Hole Size 8 1/2", with a depth of 1050 ftMD, and Mud Weight in the range of 9.2-9.5 ppg. The potential problems are bit balling, lost circulation and swabbing. Which is where it must increase KCl which acts as a shale inhibitor so that K⁺ ions can replace Na⁺ ions so that KCl can inhibit the development of clay. From the well data it can be concluded into several things, namely the first to prevent swelling clay, therefore it is recommended to use KCl Polymer mud because of its higher inhibition power and the use of K⁺ ions for Clay stabiliton is applied. And streamline the parameters that affect the drilling mud hydraulics usin the Carrying Capacity Index.

Keyword : Drilling fluid, Hydraulics, KCl.

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Tujuan dari Operasi Pemboran adalah Mengebor, Mengevaluasi, dan Menyelesaikan sumur yang akan menghasilkan minyak dan/atau gas secara efisien dan aman. Lumpur pemboran (*Drilling Fluid, Drilling Mud*) merupakan salah satu sarana penting dalam operasi pemboran

sumur-sumur minyak dan gas untuk mencapai target yang direncanakan. (Adam & Charrier,1985).

Salah satu parameter yang perlu di perhatikan dalam operasi pemboran adalah parameter *hole cleaning* atau pengangkatan serbuk bor, *hole cleaning* merupakan kemampuan dari lumpur pemboran untuk mengangkat serbuk pemboran dari dasar lubang sumur ke permukaan,

dan parameter ini adalah salah satu parameter yang akan menunjukkan keberhasilan dari suatu pemboran, dikarenakan serbuk bor yang tidak terangkat akan menyebabkan banyak permasalahan selama proses pemboran seperti penggerusan berulang kali (*regrinding*), penumpukan serbuk bor di pahat (*bit balling*), dan juga pipa terjepit (*stuck pipe*) bahkan dapat mempengaruhi hidrolika bit yang tidak optimum dan salah satu penyebabnya turunnya laju penembusan (*rate of penetration*) oleh karena itu faktor penghambat dalam operasi pemboran harus dihindari atau di cegah secepat mungkin agar operasi pemboran tetap berjalan optimal dan efisien. (Mitchell, 1974).

Maka dari itu di perlukan analisa dan uji coba di dalam laboratorium untuk menentukan desain lumpur dan evaluasi perhitungan hidrolika lumpur dengan cara menganalisa mud properties seperti *Plastic Viscosity*, *Yield Point* dan *Low Shear Rate Yield Point* dan material yang di pakai serta mengevaluasi hidrolika dan pengangkatan serbuk bor menggunakan 3 metode yaitu, *Cutting Transport Ratio (Ft)*, *Cutting Conseration in Annulus (Ca)* dan *Carrying Capacity Index (CCI)*. (Ziedler, 1974).

1.2 Tujuan

Adapun tujuan dari studi ini adalah sebagai berikut :

1. Melakukan analisa dan desain lumpur yang tepat untuk sumur X lapangan Y.
2. Melakukan perhitungan evaluasi terhadap pengangkatan serbuk bor.
3. Mengoptimalkan dan mengefektif-kan parameter yang mempengaruhi hidrolika lumpur pemboran.

1.3 Batasaan Masalah

Dalam tugas akhir ini, penulis akan berfokus pada permasalahan yang menlingkupi sebagai berikut :

1. Bagaimana cara mendesain lumpur yang benar dan menganalisa lumpur pemboran.
2. Mengapa perlu dilakukan perencanaan dan perhitungan hidrolika lumpur pada Sumur X Lapangan Y.
3. Apa saja parameter yang perlu diperhatikan sehingga perencanaan formulasi lumpur dan hidrolika telah dikatakan baik dan berapakan batasan minimum nilainya.

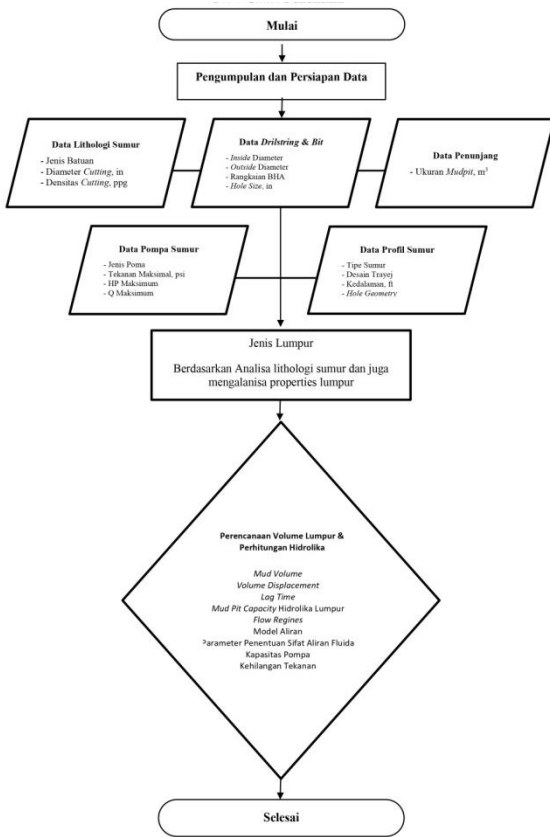
II. METODOLOGI

2.1 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan dalam studi ini meliputi bagian diantaranya seperti :

1. Pengumpulan dan persiapan data yang dibutuhkan. Adapun data yang diperlukan seperti *lithologi* sumur, data *drill string* dan *bit*, data profil sumur, data pompa lumpur dan data penunjang
2. Menentukan jenis lumpur yang akan digunakan berdasarkan data *lithologi* sumur.
3. Melakukan perencanaan *properties* lumpur seperti *mud weight*, *plastic viscosity*, *yield point*, *gel strength*, *filtration loss* dan pH.
4. Melakukan perencanaan jumlah volume lumpur yang akan digunakan dengan acuan data profil sumur, data *lithologi* sumur, data *drilli string* dan *bit*, data pompa dan data penunjang.
5. Menghitung hidrolika lumpur yang terdiri dari kapasitas pompa lumpur, tekanan pompa yang akan digunakan, laju alir minimum yang akan digunakan, menghitung besara *pressure loss* yang mungkin terjadi.
6. Menghitung hidrolika pada *bit* dengan menentukan metode mana yang cocok digunakan terhadap *hole geometry*, desain trayek dan jenis formasi. Nantinya, dari metode yang ada akan dapat menentukan ukuran *noozzle* pada *bit* sehingga dapat mengoptimalkan hidrolika pada *bit*.
7. Mengoptimasi pengangkatan *cutting* dengan menghitung nilai rasio serbuk bor yang dapat diangkat (Ft), konsentrasi *cutting* (Ca) dan *Index cutting* yang terbawa (PBI/CCI) Melalui ketiga parameter tersebut, dapat ditentukan nilai hasil yang optimal dengan batasan dari masing-masing, dapat ditentukan nilai hasil yang optimal dengan batasn dari masing-masing parameter. Jika seluruh parameter yang optimal dengan batasan dari masing-masing parameter. Jika seluruh parameter terpenuhi nilai minimumnya, maka perencanaan telah selesai. Apabila belum menyentuh nilai minimum, maka dapat dilakukan koreksi ulang dari *properties* lumpur yang direncanakan.

2.3 Flow Chart



Gambar 2.1 Flow Chart

III. PEMBAHASAN

3.1 Well Profile

Sumur X lapangan Y merupakan salah satu sumur pengembangan di Pulau Tebing tinggi, Provinsi Riau. Sumur ini akan dibor secara vertical dengan usulan Total Depth (TD) pada 2300 ftMD (di Formasi Lower Sihapas) (**Gambar 3.1**). Target pemboran sumur X yaitu selama 25 hari. Tujuan utama dari pemboran sumur pengembangan ini adalah untuk memperoleh tambahan produksi minyak dan gas.

Tabel 3.1 Trayek Lubang 8^{1/2}

Casing (inch)	7
Hole Size (inch)	8 ^{1/2}
Depth (ft MD)	1.050
Mud Weight (ppg)	9.2 – 9.5
LOT EMW (ppg)	NA

(Sumber : *Drilling Program Sumur X*, 2020 : 11)

Adapun *potensial problem* yang mungkin terjadi pada *section* ini sebagai berikut:
Adapun *potensial problem* yang mungkin terjadi pada *section* ini sebagai berikut:

Potensial problem: bit balling, lost circulation, swabbing

Pencegahan : Meningkatkan konsentrasi KCl, dimana KCl berperan sebagai *shale inhibitor* agar ion K⁺ dapat mengisi plat *clay* menggantikan ion Na⁺ sehingga KCl dapat menghambat perkembangan *clay*.

Persiapan : Siapkan beberapa material *shale inhibitor* seperti KCl dan sebagainya.

AGE	FORMATION	DEPTH PROG. (FT SS)	LITHOLOGY	PY	SY	DESCRIPTION AND COMMENTS
PLIO. TO RECENT	MINAS	200				SST, occ. with thin CLYST & LIGNITE SST, transp., trnsf., fm occ. crs. lse, w/ thin lignite dk. brn, occ. amber CLYST, lt gy-gy, v sft-sft, stky
						Top Petani (244 ± 50 ftss)
EARLY MIOCENE	PETANI	400				CLYST, lt gy-gy, gy gm, sft, stky, sb bkly, occ. py, carb. speck
		600				Top Telisa (725 ± 50 ftss)
		800				CLYST, w/ thin INTBDS of SILTST & LMST
		1000				CLYST, lt gy-gy, gy gm, occ. lt brn, sft, sb bkly, py, sil. calc.
EARLY MIOCENE	TELISA	1200				
		1400				SLTST, lt brn, brn, mod hd, sb bkly, bkly, grad to v SST, calc., glauc., py, for.
		1600				Top Upper Sihapas (1754 ± 50 ftss) Top F-2010A (1754 ± 50 ftss) Top F2010B (1812 ± 50 ftss)
		1800				
UPPER	SIHAPAS	2000				SST w/ INTBDS OF CLYST, SLTST SST, lt gy-gy, lt brn, v-m argl, glauc., w/frequent ly gy SLTST and CLY intbd Top Lower Sihapas (2029 ± 50 ftss)
LOWER	SIHAPAS	2200				SST w/ INTBDS OF CLYST and COAL SST, gy, wh, v-m, kaol. and occ. glauc., friable CLYST, lt gy, hd and bkly
		2400				TD @ 2,263.51 ± 50 ftss

Gambar 3.1 X Well Profile

(Sumber : *Drilling Program Sumur X*)

3.1.1 Data Properties Lumpur KCl Polymer PHPA

Berikut ini merupakan data *mud program*, data ini merupakan data karakteristik lumpur pemboran yang diinginkan (**Tabel 3.2**).

Tabel 3.2 Data Mud Program

No.	Description	Unit	Program
1	Interval	Feet	1250 - 2300
2	Hole Diameter	Inch	8-1/2
3	Type of Mud		7-9% KCl-PHPA
4	Viscosity	Sec/qtz	40 – 60
5	Mud Weight	Ppg	9.2 – 9.5
6	Fluid Loss	cc/min	<5/30
7	Plastic Viscosity	cP	10 – 18
8	Yield Point	Lbs/100sqft	18 – 24
9	pH		8.5 – 9.5
10	Gel Strength	Lbs/100sqft	5-9/10 – 15
11	Cl ⁻	Ppm	>34000
12	K ⁺	Ppm	38000 – 49000
13	MBT	Ppb	< 12.5
14	Drill Solids	%	< 6

(Sumber : *Drilling Mud Program*, 2020:17)

3.2 Mud Formulation

Dari data *mud properties* (Tabel 4.2) akan dibuat lumpur KCl *polymer* dengan formulasi tertentu sehingga memperoleh program sesuai yang diinginkan. Formulasi tersebut terdiri dari beberapa bahan *additive* yaitu *Fresh Water*, *Bentonite*, *KOH*, *Soda Ash*, *PAC-LV*, *PAC-R*, *XCD*, *KCl*, *Barite*, *Starch*, dan *PHPA Powder*. Dengan formulasi tersebut, dapat diperoleh perbandingan sebagai berikut :

Dari dua jenis lumpur diatas, akan dibuat satu per satu dan dilakukan pengujian sifat fisiknya secara satu per satu sesuai dengan *mud program* yang diinginkan. Berikut data formulasi dari perbandingan beberapa jenis lumpur di atas:

Tabel 3.3 Data Formulasi Lumpur 7% KCl Polymer - PHPA

Fluids Formulation	S.G	Conc (ppb)	350 ml (ml)	Weight (gr)
<i>Fresh Water</i>	1,00	318,44	318,44	318,44
<i>KOH</i>	2,00	0,25	0,13	0,25
<i>Soda Ash</i>	2,50	0,25	0,10	0,25
<i>Bentonite</i>	2,60	5,00	1,92	5,00
<i>Starch</i>	1,50	1,50	1,00	1,50
<i>PAC - LV</i>	1,50	4,00	2,67	4,00
<i>PAC - R</i>	1,50	1,00	0,67	1,00
<i>XCD</i>	1,50	1,75	1,17	1,75
<i>KCl</i>	1,99	25,60	12,86	25,60
<i>PHPA Powder</i>	1,00	0,75	0,75	0,75
<i>Barite</i>	4,20	43,24	10,29	43,24

Tabel 3.4 Data Formulasi Lumpur 9% KCl Polymer - PHPA

Fluid Formulation	S.G	Conc. (ppb)	350 ml (ml)	Weight (gr)
<i>Fresh Water</i>	1,00	314,58	314,58	314,58
<i>KOH</i>	2,00	0,25	0,13	0,25
<i>Soda Ash</i>	2,50	0,25	0,10	0,25
<i>Bentonite</i>	2,60	5,00	1,92	5,00
<i>Starch</i>	1,50	1,50	1,00	1,50
<i>PAC - LV</i>	1,50	4,00	2,67	4,00
<i>PAC - R</i>	1,50	1,00	0,67	1,00
<i>XCD</i>	1,50	1,75	1,17	1,75
<i>KCl</i>	1,99	33,30	16,73	33,30
<i>PHPA Powder</i>	1,00	0,75	0,75	0,75
<i>Barite</i>	4,20	43,24	10,29	43,24

3.3 Hasil Analisa dan Perhitungan Lumpur

3.3.1 Pengukuran Mud Weight

Tabel 3.5 Hasil Pengukuran Mud Weight

Properties	Mud Weight	
	Required	Results
7% KCl Polymer - PHPA	9.0 – 9.5	9.4
9% KCl Polymer - PHPA		9.5

Berdasarkan hasil pengukuran densitas diatas, jenis lumpur dengan konsentrasi 7% KCl *Polymer* dan 9% KCl *Polymer* sesuai dengan *mud program* yang diinginkan. Hasil ini dapat menggunakan alat *Mud Balance*.

3.3.2 Pengukuran Plastic Viscosity

Tabel 3.6 Hasil Pengukuran Plastic Viscosity

Properties	Plastic Viscosity	
	Required	Results
7% KCl Polymer - PHPA	10 – 18	16
9% KCl Polymer - PHPA		18

Ket :

- 7% KCl *Polymer* – PHPA
 $R_{600} - R_{300} = 60 - 44 = 16$
- 9% KCl *Polymer* – PHPA
 $R_{600} - R_{300} = 60 - 42 = 18$

Berdasarkan hasil pengukuran *Plastic Viscosity* diatas, jenis lumpur dengan konsentrasi 7% KCl *Polymer* dengan konsentrasi 9% KCl *Polymer* mengalami kenaikan *plastic viscosity*. Jika nilai *Plastic Viscosity* yang didapat kurang atau melebihi *range* yang ditentukan, disarankan untuk menambah atau mengurangi pemakaian bahan *additive Bentonite* dan *Barite* ataupun material lain akibat dari kurang sempurnanya saat proses mixing dan juga bahan – bahan tersebut dapat berpengaruh terhadap nilai *Plastic Viscosity*.

3.3.3 Pengukuran Yield Point

Tabel 3.7 Hasil Pengukuran Yield Point

Properties	Yield Point	
	Required	Results
7% KCl Polymer - PHPA	18 – 24	28
9% KCl Polymer - PHPA		24

Ket :

- 7% KCl *Polymer* – PHPA
 $R_{300} - Plastic Viscosity = 44 - 16 = 28$
- 9% KCl *Polymer* – PHPA
 $R_{300} - Plastic Viscosity = 42 - 18 = 28$

Berdasarkan hasil pengukuran *yield point* diatas, sehingga pada jenis lumpur dengan konsentrasi 7% KCl Polymer mengalami kenaikan pada nilai *yield point* nya. Jika nilai *yield point* yang didapat kurang atau melebihi dari *mud program* yang ditentukan, disarankan untuk menambah atau mengurangi pemakaian bahan *additive* PAC-R, PAC-LV, XCD dan *Bentonite* karena bahan – bahan tersebut dapat berpengaruh terhadap nilai *yield point*.

3.3.4 Pengukuran Gel Strength

Tabel 3.8 Hasil Pengukuran Gel Strength

Properties	Gel Strength (lb/100ft ²)	10 sec	10 min
	Required	Result	Result
7% KCl Polymer - PHPA	5 – 9 (10 sec) & 10 – 15 (10 min)	8	15
9% KCl Polymer - PHPA		8	14

Berdasarkan hasil pengukuran *gel strength* diatas, dari keenam jenis perbandingan hanya jenis lumpur 7% KCl Polymer dengan kontaminasi *shale* yang tidak sesuai dengan *mud program*. Jika nilai *Gel Strength* yang didapat kurang atau melebihi *range* yang ditentukan, disarankan untuk menambah atau mengurangi pemakaian bahan *additive* PAC-R, PAC-LV, XCD, dan *Bentonite* karena bahan – bahan tersebut dapat berpengaruh terhadap nilai *Gel Strength*.

3.3.5 Pengukuran API Filter Press dan Mud Cake

Tabel 3.9 Hasil Pengukuran API Filter Press

Properties	API Filter Press	Filtrate (ml)	Mud Cake (mm)
	Required	Result	Result
7% KCl Polymer - PHPA	< 6 (ml) & 1 (mm)	4.0	0.7
9% KCl Polymer - PHPA		4.0	0.7

Berdasarkan hasil pengukuran API Filtrate dan Mud Cake di atas, semua jenis perbandingan yang dipakai masuk ke dalam spesifikasi yang ditentukan. Jika nilai API Filtrate dan Mud Cake yang didapat kurang atau melebihi *range* yang ditentukan, disarankan untuk menambah atau mengurangi pemakaian bahan *additive* PAC-R, PAC-LV, dan *Bentonite* karena bahan – bahan

tersebut dapat berpengaruh terhadap nilai API Filtrate dan Mud Cake.

3.3.6 Pengukuran Power of Hydrogen (pH)

Tabel 3.10 Hasil Pengukuran pH

Properties	pH	
	Required	Results
7% KCl Polymer - PHPA	8.5 – 9.5	9
9% KCl Polymer - PHPA		9

Berdasarkan hasil pengukuran pH di atas, dari semua jenis perbandingan masuk ke dalam spesifikasi yang ditentukan. Jika nilai pH yang didapat kurang atau melebihi *range* yang ditentukan, disarankan untuk menambah atau mengurangi pemakaian bahan *additive* Soda Ash dan KOH karena bahan – bahan tersebut dapat berpengaruh terhadap nilai pH.

Tabel 3.11 Hasil Pengukuran Lumpur 7% KCl Polymer - PHPA

Mud Properties	Unit	Program	7% KCl Polymer – PHPA
Mud Weight	Ppg	9.0 - 9.5	9.4
Plastic Viscosity	cP	10 – 18	16
Yield Point	lb/100 ft ²	18 – 24	28
Gel Strength 10'	lb/100 ft ²	5 – 9	8
Gel Strength 10"	lb/100 ft ²	10 – 15	15
API Filtrate	cc	< 6	4
API Cake	In/32	1/32	0.7
pH	---	8.5 – 9.5	9
K+	ppm	38000 - 49000	38000
Cl-	ppm	>34000	34000

Tabel 3.12 Hasil Pengukuran Lumpur 9% KCl Polymer – PHPA

Mud Properties	Unit	Program	9% KCl Polymer – PHPA
Mud Weight	Ppg	9.0 - 9.5	9.5
Plastic Viscosity	cP	10 – 18	18
Yield Point	lb/100 ft ²	18 – 24	24
Gel Strength 10'	lb/100 ft ²	5 – 9	8
Gel Strength 10"	lb/100 ft ²	10 – 15	14
API Filtrate	cc	< 6	4
API Cake	In/32	1/32	0.7
pH	---	8.5 – 9.5	9
K+	ppm	38000 - 49000	49000
Cl-	ppm	>34000	45000

3.4 Data Sumur

Dari data *drilling program* terdapat data: *hole depth interval* yaitu 2.500 ft MD, *hole diameter* yaitu 8 1/2".

Tabel 3.13 TrayekLubang 8^{1/2}”

Interval	1250 - 2300	Feet
Depth	1050	Feet
Hole Volume	250	Bbls
Excess for Hole	250	Bbls
Solid Content & Dilution Volume	150	Bbls
Maintain	0	Ppb
Total Volume	950	Bbls

3.5 Hidraulika Lumpur

3.5.1 Hole Geometry

Tabel 3.14 Hole Geometry

HOLE GEOMETRY		
TD	(Ft/m)	2300 Ft / 701,04
TVD		2300 Ft / 701,04
Casing Depth	(Ft/m)	1250 Ft / 381,00
Casing ID		8,82 / 8,82
Drill Pipe OD		5,00 in / 5,00
Drill Pipe ID		4,28 / 4,28
Hevi-weight OD		5,00 in / 5,00
Hevi-weight ID		3,00 in / 3,00
Hevi-weight length	(Ft/m)	186 Ft / 56,70
Drill Collar OD		6,75 in / 6,75
Drill Collar ID		3,10 in / 3,10
Drill Collar length		152,9 Ft / 46,60

Data Hole Geometryberikut telah disamakan dengan taily BHA #1 dalam hole section 8,5 “

3.5.2 Pump Data

Tabel 3.15 Pump Data

PUMP DATA					
	Øliner	Stroke Length	gps	spm	gpm
Pump#1	6,0	12,0	0,0971	65	265
Pump#2	6,0	12,0	0,0971	65	265
Pump#3	6,0	12,0	0,0973	0	0
Pump#4					
			Total gpm =		530
			Maximum SPP	1531	Psi

Perhitungangps
 = 0,00023 x Øliner² x Stroke Length x 0,937
 = 0,00023 x 6² x 12 x 0,937
 = 0,971 gps
 Perhitungangpm
 = gps x spm x 42
 = 0,971 x 65 x 42
 = 265 gpm

Karena keduanya memakai Aliner dan Length Stroke yang sama dan hasil gps nya sama maka hasil dari pompa 1 sama dengan pompa ke dua dan total gpm sebagai berikut :

Total Gpm = Gpm Pompa 1 + Gpm Pompa 2
 = 265 Gpm + 265 Gpm
 = 530 Gpm

3.5.3 Mud Properties

Tabel 3.16 Mud Properties

Mud Weight	10,8 ppg	1,30
PV	18	Cps
YP	24	Lb/100 ²
3 rpm Reading	6	

Mud Properties yang di pakai untuk pembahasan berikut merupakan mud properties dengan range paling tinggi dalam drilling program.

3.5.4 Bit Data

Tabel 3.17 Bit Data

BIT DATA	
Bit Size 8,5” inch	
Bit Type PDC	
No	Jet Size
1	15
2	15
3	15
4	15
5	15

Bit yang di pakai merupakan type PDC dan dilengkapi dengan 5 nozzle dengan ukuran 15 (1/32's).

3.5.5 Mud Hydraulic

Tabel 3.18 Mud Hydraulic Data

Annular Velocities		
Drill Collars OH	487	Ft/Min
Drill Pipe OH	275	Ft/Min
Drill Pipe Csg	246	Ft/Min
Flow Regimes		
Drill Collars:	Transitional	
Drill Pipe:	Laminar	
ECD	1,38	11,51 PPG
Critical Velocity		
Drill Collars	441	Ft/Min
Drill Pipe	366	Ft/Min
Critical GPM		
Drill Collars	480	GPM
Drill Pipe	706	GPM

3.5.6 Annular Velocity

1. Annular Velocity Drill Collars + Open Hole

$$= \frac{(0,408 \times Total\ gpm)}{(Bit^2 - OD\ DC^2)}$$

$$= \frac{(0,408 \times 530\ gpm)}{(8,5^2 - 6,75^2)}$$

$$= 8,11\ ft/sec$$

$$= 8,11\ ft/sec \times 60$$

$$= 487\ ft/min$$

2. Annular Velocity Drill Pipe + Open Hole

$$= \frac{(0,408 \times \text{Total gpm})}{(\text{Bit}^2 - \text{OD DP}^2)}$$

$$= \frac{(0,408 \times 530 \text{ gpm})}{(8,5^2 - 5^2)}$$

$$= 4,58 \text{ ft/sec}$$

$$= 4,58 \text{ ft/sec} \times 60$$

$$= 275 \text{ ft/min}$$

3. Annular Velocity Drill Pipe + Casing

$$= \frac{(0,408 \times \text{Total gpm})}{(\text{ID Casing}^2 - \text{OD DP}^2)}$$

$$= \frac{(0,408 \times 530 \text{ gpm})}{(8,82^2 - \text{OD } 5^2)}$$

$$= 4,10 \text{ ft/sec}$$

$$= 4,10 \text{ ft/sec} \times 60$$

$$= 246 \text{ ft/min}$$

3.5.7 Flow Regimes

1. Perhitungannilai n annulus

$$= 0,5 \times \text{Log} \frac{(\text{Reading rpm } 300)}{(\text{Reading rpm } 3)}$$

$$= 0,5 \times \text{Log} \frac{(42)}{(6)}$$

$$= 0,42$$

2. Perhitungannilai K annulus

$$= \frac{(5,11 \times \text{Reading rpm } 300)}{(511 : \text{nilai n annulus})}$$

$$= \frac{(5,11 \times 42)}{(511 : 0,42)}$$

$$= 15,39$$

3. Effective Viscosity Drill Collars + Open Hole

$$= \frac{100 \times \text{nilai K annulus} (144 \times \text{annular velocity DC})}{(\text{Bit size} - \text{OD DC})^{n \text{ annulus}-1}}$$

$$= \frac{100 \times 15,39 (144 \times 8,11)}{(8,5 - 6,76)^{(0,42-1)}}$$

$$= 36 \text{ cp}$$

4. Effective Viscosity Drill Pipe + Open Hole

$$= \frac{100 \times \text{nilai K annulus} (144 \times \text{annular velocity DC})}{(\text{Bit size} - \text{OD DC})^{n \text{ annulus}-1}}$$

$$= \frac{100 \times 15,39 (144 \times 4,58)}{(8,5 - 5)^{(0,42-1)}}$$

$$= 74,72$$

5. Reynold Number Drill Collars + Open Hole

$$= \frac{928 \times \text{annular velocity DC} \times (\text{Bit size} - \text{OD DC})}{0,75 \times \frac{(2 \times \text{nilai n annulus} + 1)}{(3 \times \text{nilai n annulus})(\text{nilai n annulus})}} \times \text{MW}$$

$$= \frac{928 \times 8,11 \times (8,5 - 6,75)}{0,75 \times \frac{(2 \times 0,42 + 1)}{(3 \times 0,42)^{0,42}}} \times 10,8 \text{ ppg}$$

$$= 3380$$

6. Reynold Number DP + OH

$$= \frac{928 \times \text{annular Velocity DP} \times (\text{Bit Size} - \text{OD DP})}{0,75 \times \frac{(2 \times \text{Nilai n Annulus} + 1)}{(3 \times \text{Nilai n Annulus})(\text{nilai n annulus})}} \times \text{MW}$$

$$= \frac{928 \times 4,58 \times (8,5 - 5)}{0,75 \times \frac{(2 \times 0,42 + 1)}{(3 \times 0,42)^{0,42}}} \times 10,8 \text{ ppg}$$

$$= 1840$$

7. Laminar Flow Regime in Annulus

$$= 3470 - 1370 \times \text{nilai n annulus}$$

$$= 2891$$

8. Turbulent Flow Regime in anulus

$$= 4270 - 1370 \times \text{nilai n annulus}$$

$$= 3691$$

Apabilanilaidarireynold number drill collars & open hole < nilai laminar flow regime “Laminar”, apabilanilair Reynold number drill collars & open hole < nilai turbulent flow regime “Transitional”, apabilanilair Reynold number drill collar & open hole > atau = dengannilaiturbulent flow regime “Turbulent”, begitupundengandril pipe & open hole.

3.5.8 Equivalent Circulate Density

$$= \text{annular pressure loss} : 0.052 : \text{TVD} + \text{mud weight}$$

$$= 81 \text{ psi} : 0.052 : 2300 \text{ ft} + 10.8 \text{ ppg}$$

$$= 11.51 \text{ ppg}$$

3.6 Bit Hydraulics

Tabel 3.19 Bit Hydraulics Data

Bit Hydraulics		
Total Nozzle Area (TFA)	0,86	sq.in.
Estimated Standpipe	948,37	psi
Pressure Drop Across Bit	375,55	Psi
Jet Velocity	197,22	ft/sec
Hydraulic Horse Power	116,22	Hp
Percent Horse Powe	39,60	%
HHP/sq.in.	2,05	Hp/in ²
Impact Force	586,35	lbs
TFA for Max Impact Force	0,62	sq.in.
TFA for max HHP	0,53	sq.in.

3.6.1 Total Nozzle Area

$$= \frac{\text{Total jet size}^2}{1303,8}$$

$$= \frac{15^2 + 15^2 + 15^2 + 15^2 + 15^2}{1303,8}$$

$$= 0,8629 \text{ sqin}$$

3.6.2 Jet Velocity

$$= \text{total gpm (3,117 x total nozzle area)}$$

$$= 530 \text{ gpm (3,117 x 0,8629 sqin)}$$

$$= 197 \text{ ft/sec}$$

3.6.3 Hydraulic Horse Power

$$= \frac{\text{(Total gpm x pressure drop bit)}}{1714}$$

$$= \frac{(530 \text{ gpm x } 376 \text{ psi})}{1714}$$

$$= 116 \text{ HP}$$

3.6.4 Impact Force

$$= \frac{\text{(mud weight x gpm x nozzle velocity)}}{1932}$$

$$= \frac{(10,8 \text{ ppg x } 530 \text{ gpm x } 197 \text{ ft/sec})}{1932}$$

$$= 586 \text{ lb}$$

Dalam Perhitungan *bit hydraulics* di dapat *total nozzle area* 0,8629 sq.in, *estimated stand pipe pressure* sebesar 948,37 psi, *pressure drop across bit* sebesar 375,55 psi, *jet velocity* sebesar 197,22 ft/sec, *hydraulics horse power* sebesar 116,22 Hp, untuk persendari *horse power* didapatkan 39,60% dan luas dari *hydraulics horse power* di dapatkan 2,05 Hp/inc², *Impact Force* yang di dapatkan 568,35 lbs, *total nozzle area* maksimal 0,62 sq.in, *total nozzle* untuk maksimal *hydraulics horse power* sebesar 0,52 sq.in.

3.7 Hole Cleaning Data

Tabel 3.20 Hole Cleaning Data

Hole Cleaning Data		
Slip Velocity	19,81	Ft/Min
Cuttings Velocity	226,15	Ft/Min
Transport Efficiency	91,95	%
Cuttings concentration in Annulus	0,60	%
M W due to Cuttings in Annulus	10,87	PPG
n	0,42	
K	15,39	Poise
K	3,01	lb/100ft ²

3.7.1 Shear Stress

$$= 7,9 \text{ ((thickness cutting x (20,8 - mud weight))}^{0,5}$$

$$= 7,9 \text{ ((0,787 x (20,8 - 10,8))}^{0,5}$$

$$= 22,13 \text{ lb/100 sqft}$$

3.7.2 Shear Rate Developed by Particle

$$= (\text{shear stress : nilai K annulus})^{(1 : \text{nilai n annulus})}$$

$$= (22,13 \text{ lb : } 100 \text{ sqft/15,39})^{(1 : 0,42)}$$

$$= 2,36 \text{ sec}^{-1}$$

3.7.3 Slip Velocity

$$= \frac{1,22 \times \text{shear stress} \times (\text{shear rate developed by particle} \times 0,75)}{(\text{Mud weight}^{0,5})^{0,5}}$$

$$= \frac{1,22 \times 22,13 \text{ lb/100sqft} \times (2,36^{\text{sec}^{-1}} \times 0,75)}{(10,8^{0,5})^{0,5}}$$

$$= 19,81 \text{ ft/min}$$

3.7.4 Cutting Velocity

$$= (\text{annular velocity DP} + \text{casing} \times 60) - \text{slip velocity}$$

$$= (4,10 \times 60) - 20$$

$$= 226 \text{ ft/min}$$

3.7.5 Transport Efficiency

$$= \frac{\text{Cutting velocity}}{(\text{annular velocity} \times 60)} \times 100\%$$

$$= \frac{226 \frac{\text{ft}}{\text{min}}}{(4,10 \times 60)} \times 100\%$$

$$= 92\%$$

3.7.6 Cutting Concentration In Annulus

$$= \frac{(\text{ROP} \times \text{bit size})}{(\text{14,71} \times \text{transport efficiency} \times \text{total gpm})} \times 100\%$$

$$= \frac{(50 \times 8,5^2)}{(14,71 \times 92 \times 530)} \times 100\%$$

$$= 0,5\%$$

3.7.7 Effective Mud Weight Due To Cuttings

$$= 2,2 \times 8,34 \left(\frac{\text{Cutting Conc}}{100} \right) + \text{MW} \times 1 - \left(\frac{\text{cutting conc}}{100} \right)$$

$$= 2,2 \times 8,34 \left(\frac{0,5\%}{100} \right) + 10,8 \times 1 - \left(\frac{0,5\%}{100} \right)$$

$$= 10,87 \text{ ppg}$$

3.8 Carrying Capacity Index

Tabel 3.21 Carrying Capacity Index

Mud Hydraulics		
Carrying Capacity Index	6,45	Good

3.8.1 NCCI

$$= \frac{3,3222 \times \log_{10} (2 \times \text{PV} + \text{YP})}{(\text{PV} + \text{YP})}$$

$$= \frac{3,3222 \times \log_{10} (2 \times (18 + 24))}{(18 + 24)}$$

$$= 0,514615291$$

3.8.2 KCCI

$$= 511^{(1-NCCI)} \times (PV + YP)$$

$$= 511^{(1-0,514615291)} \times (18+24)$$

$$= 866,7131375$$

3.8.3 CCI

$$= \frac{MW \times KCCI \times Annular\ velocity\ DP\ OH}{400000}$$

$$= \frac{10,8 \times 866,7131375 \times 275\ ft/min}{400000}$$

$$= 6,4482307\ ppg$$

Jika nilai cci < 1 maka cci dapat dikatakan *poor carrying capacity* dan apabila nilai cci > 1,2 itu dapat dikatakan *good carrying capacity* dan jika nilai cci diantara nilai 1 – 1,2 itu dapat dikatakan *fair*.

IV. PENUTUP

4.1 Kesimpulan

Dalam laporan tugas akhir kali ini saya selaku penulis telah menarik beberapa kesimpulan, diantaranya sebagai berikut :

1. Penganalisaan desain lumpur untuk sumur x lapangan y dengan data *section 81/2"*. Casing 7" lalu dengan *hole size 81/2"* dengan kedalaman 1050ft MD dan permintaan berat lumpur berkisaran 9.2-9.5ppg. Adapun *potential problem* yang terjadi pada section ini adalah *bit balling, lost circulation* dan *swabbing*. Oleh karena itu pencegahannya melakukan peningkatan konsentrasi pada material KCl dimana KCL ini berperan sebagai *shale inhibitor* agar ion K+ dapat mengisi plat *clay* menggantikan ion Na+ sehingga KCl dapat menghambat perkembangan *clay*. Setelah dilakukan perhitungan untuk dua sampel lumpur yaitu Lumpur 7% KCl *Polymer – PHPA* dan Lumpur 9% KCl *Polymer – PHPA*. maka lumpur yang paling bagus adalah lumpur dengan nilai KCl sebesar 9%, dan dibawah ini terlampir hasil pengukuran lumpur analisisnya.

Tabel 4.1 Hasil Pengukuran Lumpur 9% KCl *Polymer – PHPA*

Mud Properties	Unit	Program	9% KCl Polymer – PHPA
Mud Weight	Ppg	9.0 - 9.5	9.5
Plastic Viscosity	cP	10 – 18	18
Yield Point	lbf/100 ft ²	18 – 24	24
Gel Strength 10"	lbf/100 ft ²	5 – 9	8
Gel Strength 10'	lbf/100 ft ²	10 – 15	14
API Filtrate	cc	< 6	4.0
API Cake	In/32	1/32	0.7
pH	---	8.5 – 9.5	9
K+	Ppm	38000-49000	49000
Cl-	Ppm	>34000	45000

2. Hasil perhitungan evaluasi dalam perhitungan *hydraulic* software terhadap pengangkatan serbuk bor adalah, terlampir pada tabel/gambar dibawah ini atau bisa dilihat pada lampiran 1.

SUMUR :		X		LOKASI :		Y	
<i>NOTE: Fill in Blue Data Only</i>							
HOLE GEOMETRY				PUMP DATA			
TD (Ft / m)	2300,1 Ft / 701,04	2" liner	stk lgt	ppg	spm	gpm	
FTD	2300,1 Ft / 701,04	Pump # 1	6,0	12,0	0,0971	68	265
Casing Depth (Ft / m)	1250,1 Ft / 381,00	Pump # 2	6,0	12,0	0,0971	68	265
Casing ID	8,82	Pump # 3	6,0	12,0	0,0973	0	
Drill Pipe ID	5,00 in	Pump # 4					
Drill Pipe OD	4,28						
Heist waste ID	5,00 in						
Heist waste ID	3,00 in						
Heist waste leng (Ft / m)	186,03 Ft / 56,70						
Drill Collar OD	5,75 in						
Drill Collar ID	3,10 in						
Drill Collar length	152,89 Ft / 46,60						
Pal drop across Motor	0 Psi	No	Jet Sizes				
Pal drop across BWD	0 Psi		Bit Type	PDC			
MUD PROPERTIES				BIT DATA			
Mud Weight (ppg / SG)	10,83 ppg / 1,30	3	15				
PV	18 cps	4	15				
YP	24 lb/100ft ²	5	15				
3 rpm reading	6	6	0				
		7	0				
		8	0				
		9	0				
CUTTINGS SIZES							
Cuttings diameter	1,377 inc						
Cuttings thickness	0,787 inc						
CUTTING DATA							
Bit Hydraulics				Mud Hydraulics			
TFA	0,86 sq.in.						
Estimated Standpipe psi	948,37 psi						
Pressure drop across Bit	275,55 psi						
Jet Velocity	197,22 ft/sec						
Hydraulic Horse Power	116,22 Hp						
Percent Horse Power	39,60 %						
HBP/In. in.	2,05 Hg/In.						
Impact Force	586,31 lb						
TFA for max Impact Force	0,62 sq.in						
TFA for max HHP	0,53 sq.in						
Hole Cleaning Data				Flow Regimes			
Slip Velocity	19,81 Ft/Min						
Cuttings Velocity	226,15 Ft/Min						
Transport Efficiency	91,95 %						
Cuttings concentration in Annulus	0,50 %						
W W due to Cuttings in Annulus	10,87 PPG						
n	0,42						
K	18,39 Poise						
K	3,01 lb/100ft ²						
				Drill Collars			
				441 Ft/Min			
				360 Ft/Min			
				Critical GPM			
				480 GPM			
				706 GPM			

Hydraulika Software

Gambar 4.1 Perhitungan Evaluasi Pengangkatan Serbuk Bor pada *Software*

3. Pengoptimalan dan mengefektifkan parameter yang mempengaruhi hidrolika lumpur pengeboran menggunakan cara *Carrying Capacity Index*. Yang pertama melakukan perhitungan Nilai n CCI dan mendapatkan nilai yaitu 0,514615291. Setelah itu melakukan perhitungan Nilai k CCI dan mendapatkan nilai yaitu 866,7131375. Lalu setelah dua nilai tersebut didapatkan maka dapat menghitung nilai CCI sebesar 6,4482307 ppg. Dengan pernyataan nilai CCI < 1 maka CCI dapat dikatakan *poor carrying capacity* dan apabila nilai CCI > 1.2 maka dapat.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Adam, N. J. & Charrier, T. (1985). *Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach*.
- [2] Baker Hughes. (2006). *Drilling Fluids Reference Manual, Reference Manual*, 1-775.
- [3] Bieler, R (1990). *Selecting a Drilling Fluid*. July, 832-834.
- [4] Bourgoyne, J. A. T., Keith, K. M., Martin, E. C., & F.S., Y. J. (1986). *Applied Drilling Engineering* SPE (p. 500). <https://store.spe.org/Applied-Drilling-Engineering-Digital-Edition-P576.aspx>
- [5] Busahmin, B., Saeid, N. H., Alusta, G., & Zahran, E. S. M. M. (2017). *Review on hole cleaning for horizontal wells*. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 12(16), 4697–4708.
- [6] Caenn, R., & Chillingar, G. V. (1996). *Drilling fluids: State of the art*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3–4), 221–230. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00051-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00051-8)
- [7] Exlog. (1985). *Theory and Application of Drilling Fluid Hydraulics* (Vol. 4, Issue 1).
- [8] Guo, B., & Liu, G. (2011). *Applied drilling circulation systems: Hydraulics, calculations and models*. In *Applied Drilling Circulation Systems: Hydraulics, Calculations and Models*. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-30657-1>
- [9] Herianto, & Subiatmono, P. (2021). Teori dan Aplikasi Pemboran Berarah Pada Sumur Minyak dan Gas.
- [10] Mahmoud, H., Hamza, A., Nasser, M. S., Hussein, I. A., Ahmed, R., & Karami, H. (2020). *Hole cleaning and drilling fluid sweeps in horizontal and deviated wells: Comprehensive review*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186, 106748. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106748>
- [11] Mitchell. (1974). *Advanced Oilwell Drilling Engineering*.
- [12] Rabia, H. (2002). *Well Engineering & Construction* Hussain Rabia. 1 to 789.Z
- [13] Satiyawira, Bayu. 2018. Pengaruh Temperatur Terhadap Sifat Fisik Sistem *Low Solid Mud* dengan Penambahan Aditif Biopolimer dan Bentonite Extender. *Jurnal Petro 2018*, Volume VII No 4. Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti.
- [14] Subraja, T., Lestari, L., Husla, R., Apriandi, R. R. W., & Yasmaniar, G. (2022). Analisa Pengangkatan Cutting Menggunakan Metode CCI,CTR, Dan CCA Pada Sumur T Trayek 17 1/2". XI(1), 6–11.
- [15] Wastu, A. R. R., Hamid, A., & Samsol, S. (2019). *The effect of drilling mud on hole cleaning in oil and gas industry*. *Journal of Physics: Conference Series*, 1402(2). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1402/2/022054>
- [16] Zakhrafady, Ferdy Muhammad. (2018). Hidrolika Pemboran dan Pengangkatan Cutting. *Jurnal Petro 2018*, Vol. VII, No.1.
- [17] Ziedler, H. U. (1974). *Fluid and Drilled Particle Dynamics Related to Drilling Mud Carrying Capacity*.

LAMPIRAN

Lampiran 1

Sumur :	<u>X</u>									
Lokasi :	<u>Y</u>									
NOTE: Fill in Blue Data Only										
HOLE GEOMETRY				PUMP DATA						
TD	(Ft / m)	2300,1 Ft	701,04		∅ liner	stk lgth	gps		spm	gpm
TVVD		2300,1 Ft	701,04	Pump # 1	6,0	12,0	0,0971		65	265
Casing Depth	(Ft / m)	1250,1 Ft	381,00	Pump # 2	6,0	12,0	0,0971		65	265
Casing ID		8,82	8,82	Pump # 3	6,0	12,0	0,0973		0	
Drill Pipe OD		5,00 in	5,00	Pump # 4						
Drill Pipe ID		4,28	4,28	Total gpm = 530						
Hevi-wate OD		5,00 in	5,00	Maximum SPP 1531 Psi						
Hevi-wate ID		3,00 in	3,00	Surface Type (1, 2, 3, 4) 1						
Hevi-wate leng	(Ft / m)	186,03 Ft	56,70							
Drill Collar OD		6,75 in	6,75	BIT DATA						
Drill Collar ID		3,10 in	3,10	Bit Size 8,5 inc						
Drill Collar length		152,89 Ft	46,60	Bit Type PDC						
Psi Drop across Motor		0 Psi		No	Jet Sizes					
Psi drop across MWD		0 Psi		1	15					
MUD PROPERTIES				2	15					
Mud Weight (ppg / SG)		10,83 ppg	1,30	3	15					
PV		18	cps	4	15					
YP		24	lb/100ft ²	5	15					
3 rpm reading		6		6	0					
				7	0					
				8	0					
				9	0					
CUTTINGS SIZES				Est.ROP= 50Ft/Hr						
Cuttings diameter		1,377 inc								
Cuttings thickness		0,787 inc								
OUTPUT DATA										
Bit Hydraulics				Mud Hydraulics						
TFA		0,86	sq.in.	Carr Cap Index		6,45	GOOD			
Estimated Standpipe psi		948,37	psi	Annular Velocities						
Pressure drop across Bit		375,55	psi	Drill Collars OH		487	Ft/Min			
Jet Velocity		197,22	ft/sec	Drill Pipe OH		275	Ft/Min			
Hydraulic Horse Power		116,22	Hp	Drill Pipe Csg		246	Ft/Min			
Percent Horse Power		39,60	%	Flow Regimes						
HHP/sq. in.		2,05	Hp/in ²	Drill Collars:		Transitional				
Impact Force		586,35	lbs	Drill Pipe:		Laminar				
TFA for max Impact Force		0,62	sq.in	ECD	1,38	11,51 PPG				
TFA for max HHP		0,53	sq.in	Critical Velocity						
Hole Cleaning Data				Drill Collars		441 Ft/Min				
Slip Velocity		19,81	Ft/Min	Drill Pipe		366 Ft/Min				
Cuttings Velocity		226,15	Ft/Min	Critical GPM						
Transport Efficiency		91,95	%	Drill Collars		480 GPM				
Cuttings concentration in Annulus		0,50	%	Drill Pipe		706 GPM				
M W due to Cuttings in Annulus		10,87	PPG							
n		0,42								
K		15,39	Poise							
K		3,01	lb/100ft ²							