

**ANALISIS PENCEGAHAN KEGAGALAN *BHA* PADA
AKTIVITAS PENGEBORAN DENGAN KONDISI *OVER
GAUGE HOLE* DAN DOGLEG SEVERITY TINGGI
MENGUNAKAN *SOFTWARE DRILLING XPERT***

SKRIPSI



DISUSUN OLEH:

NAMA : AAN GONDI PRIAMBODO

NIM : 2311901

**PROGRAM STUDI TEKNIK MESIN S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

2024

**ANALISIS PENCEGAHAN KEGAGALAN *BHA* PADA AKTIVITAS
PENGEBORAN DENGAN KONDISI *OVER GAUGE HOLE* DAN DOGLEG
SEVERITY TINGGI MENGGUNAKAN *SOFTWARE DRILLING XPERT***

SKRIPSI

Diajukan sebagai syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T) Program Studi
Teknik Mesin S-1 Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional
Malang.

Disusun Oleh:

Nama : Aan Gondi Priambodo

Nim : 2311901

**PROGRAM STUDI TEKNIK MESIN S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2024**

LEMBAR PERSETUJUAN

SKRIPSI

**ANALISIS PENCEGAHAN KEGAGALAN *BHA* PADA AKTIVITAS
PENGEBORAN DENGAN KONDISI *OVER GAUGE HOLE* DAN DOGGLE
SEVERITY TINGGI MENGGUNAKAN *SOFTWARE DRILLING XPERT***



Disusun Oleh:

Nama : Aan Gondi Priambodo

Nim : 2311901

Mengetahui,

Wakil Dekan I FTI



Dr. Irine Budi Sulistiawati, ST., MT.
NIP. P.197706152005012002

Malang, 16 Oktober 2024

Diperiksa/Disetujui
Dosen Pembimbing



Dr. Eko Yohanes Setyawan, ST., MT
NIP.P. 1031400477



PT. INI - PERSEROI MALANG
BANK NAGA MALANG

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Mahasiswa Program Studi Teknik Mesin S1 tersebut di bawah ini :

Nama : Aan Gondi Priambodo

NIM : 2311901

Jurusan/Bidang : S-1 Teknik Mesin (Alih Jenjang)

Judul Skripsi : Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi Over Gauge Hole Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan Software Drilling Xpert.

Dipertahankan dihadapan Tim Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1) pada:

Hari : Jumat / 24 Januari 2025

Dengan Nilai : 89.70

Panitia Penguji Skripsi

Ketua

Dr. Eko Yohanes Setyawan, ST., MT.

NIP. P. 1031400477

Sekretaris

Tutut Nani Prihatmi, SS., S.Pd., MPd.

NIP. P 1031500493

Anggota Penguji

Penguji I

Gerald Adityo Pohan, ST., M.Eng.

NIP. P 1031500492

Penguji II

Febri Rahmadianto, S.T., MT

NIP. P 1031500490

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN TULISAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Aan Gondi Priambodo

Nim : 2311901

Mahasiswa Program Studi Teknik Mesin S-1 Fakultas Teknologi Industri,
Institut Teknologi Nasional Malang.

Menyatakan

Bahwa skripsi yang saya buat ini adalah hasil karya saya sendiri dan bukan hasil karya orang lain, kecuali yang telah disebutkan sumbernya.

Demikian surat pernyataan keaslian ini saya buat dengan duta yang sebenarnya.

Malang, 16 Oktober 2024



Aan Gondi Priambodo
Nim. 2311901

10000
METERAI TEMPEL
54AMX109271851

LEMBAR ASISTENSI BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa : Aan Gondi Priambodo
NIM : 2311901
Program Studi : Teknik Mesin S-1
Judul Skripsi : **Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi Over Gauge Hole Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan Software Drilling Xpert.**
Dosen Pembimbing : Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT.

No	Materi Bimbingan	Waktu Bimbingan	Paraf Pembimbing
1	Pengajuan Judul Skripsi	19 Oktober 2024	
2	Revisi Judul Skripsi	23 Oktober 2024	
3	Perbaikan BAB I dan II	01 November 2024	
4	Perbaikan BAB III	09 November 2024	
5	Perbaikan BAB IV	01 Desember 2024	
6	Perbaikan BAB V	08 Desember 2024	
7	Makalah Seminar	24 Januari 2025	
8	ACC Laporan Skripsi	31 Januari 2025	

**Diperiksa/Disetujui
Dosen Pembimbing**



Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT
NIP.P. 1031400477

LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Aan Gondi Priambodo
Nim : 2311901
Jurusan : Teknik Mesin S-1
Judul Skripsi : **Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi Over Gauge Hole Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan Software Drilling Xpert.**
Dosen Pembimbing : Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT
Tanggal Mengajukan Skripsi : 18 Oktober 2024
Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 24 Januari 2025
Dosen Pembimbing : Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT
Telah Dievaluasi Dengan Nilai : 90

**Diperiksa/Disetujui
Dosen Pembimbing**



Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT
NIP.P. 1031400477

**ANALISIS PENCEGAHAN KEGAGALAN *BHA* PADA AKTIVITAS
PENGEBORAN DENGAN KONDISI *OVER GAUGE HOLE* DAN *DOGLEG*
SEVERITY TINGGI MENGGUNAKAN *SOFTWARE DRILLING XPERT***

Aan Gondi Priambodo (2311901)

Dosen Pembimbing: Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT
Jurusan Teknik Mesin S-1 FTI-Institut Teknologi Nasional Malang
Kampus II Jl. Raya Karanglo Km. 2 Malang
Email: aangondi@gmail.com

ABSTRAK

Kegagalan *Bottom Hole Assembly* (BHA) pada aktivitas pengeboran sering terjadi akibat kondisi *over gauge hole* dan *dogleg severity* (DLS) yang tinggi, yang dapat mengakibatkan kerugian operasional dan waktu. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis faktor-faktor penyebab kegagalan BHA serta merancang langkah pencegahan yang efektif menggunakan perangkat lunak *Drilling Xpert*. Metode penelitian melibatkan simulasi dan analisis numerik dengan *Drilling Xpert* untuk mengevaluasi pengaruh parameter pengeboran terhadap stabilitas BHA. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kondisi *over gauge hole* terjadi karena terjadinya kegagalan BHA yang penyebab utamanya yaitu *flow rate* yang tidak turbulen sempurna yaitu 400 gpm (*Galon Per Minute*) dan untuk hasil yang turbulen sempurna berada pada hasil 500 gpm (*Galon Per Minute*), sementara DLS yang tinggi terjadi memperbesar pada data 400 gpm (*Galon Per Minute*) hingga hasilnya yaitu persentase grafiknya: kegagalan BHA 80%, *Over Gauge Hole* 85%, dan DLS tinggi 80%, sedangkan pada data 500 gpm (*Galon Per Minute*) hingga hasilnya yaitu persentase grafiknya: kegagalan BHA 20%, *Over Gauge Hole* 22%, dan DLS tinggi 20%, maka risiko kelelahan material dan kerusakan komponen semakin kecil.

Kata Kunci : Kegagalan BHA, *Over Gauge*, *Dogleg Severity* (DLS)

***ANALYSIS OF BHA FAILURE PREVENTION IN DRILLING ACTIVITIES
WITH OVER GAUGE HOLE AND HIGH DOGLEG SEVERITY
CONDITIONS USING DRILLING XPERT SOFTWARE***

Aan Gondi Priambodo (2311901)

*Supervising Lecturer: Dr. Eko Yohanes Setyawan.,ST.,MT
Department of Mechanical Engineering S-1 FTI-National Institute of Technology
Malang
Campus II Jl. Raya Karanglo Km. 2 Malang
Email: aangondi@gmail.com*

ABSTRACT

Bottom Hole Assembly (BHA) failures in drilling activities often occur due to high over gauge hole and dogleg severity (DLS) conditions, which can result in operational and time losses. This research aims to analyze the factors that cause BHA failure and design effective preventive measures using Drilling Xpert software. The research method involves simulation and numerical analysis with Drilling Xpert to evaluate the effect of drilling parameters on BHA stability. The results showed that the over gauge hole condition occurred due to the BHA failure whose main cause was the flow rate that was not perfectly turbulent at 400 gpm (Gallons Per Minute) and for the perfectly turbulent result was at 500 gpm (Gallons Per Minute), while the high DLS occurred enlarged at 400 gpm (Gallons Per Minute) data until the result was the percentage graph: BHA failure 80%, Over Gauge Hole 85%, and high DLS 80%, while at 500 gpm (Gallons Per Minute) data until the result is the percentage of the graph: BHA failure 20%, Over Gauge Hole 22%, and high DLS 20%, the risk of material fatigue and component damage is getting smaller.

Keywords: BHA Failure, Over Gauge, Dogleg Severity (DLS)

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadapan Tuhan Yang Maha Esa, atas berkat dan rahmat-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan Skripsi yang berjudul “**Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi *Over Gauge Hole* Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan *Software Drilling Xpert*”** tepat pada waktunya. Analisis dalam penyusunan Skripsi ini disusun berdasarkan kegiatan-kegiatan yang dilakukan pada saat perkuliahan. Tujuan penyusunan Skripsi ini adalah salah satu syarat kelulusan pada program S-1 di Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang.

Penyusunan Skripsi terselesaikan dengan sangat baik atas bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak, oleh karena itu pada kesempatan ini dengan segala kerendahan hati penulis mengucapkan Terimakasih Kepada:

1. Bapak awan Uji Krismanto,ST.,MT.,Ph.D. Selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Dr. Eng. I Komang Somawirata,ST.,MT. Selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Dr. Eko Yohanes Setyawan, ST., MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Ibu Tutut Nani Prihatmi, SS., S.Pd., M.Pd. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Mesin S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
5. Bapak Dr. Eko Yohanes Setyawan, ST., MT. Selaku Dosen Pembimbing Skripsi.
6. Seluruh Dosen Pengajar dan Pegawai di Jurusan Teknik Mesin Institut Teknologi Nasional Malang.
7. Seluruh civitas akademik di lingkungan Institut Teknologi Nasional Malang maupun seluruh instansi pendidikan yang terkait.
8. Bapak Wihaga Satya Khrisna selaku Global Reliability Manager yang telah memberikan ketersediaan dan izin penelitian/pengambilan data.
9. Bapak Richard Sanders selaku Super Sperry yang telah memberikan ketersediaan dan membantu memberikan izin penelitian.

10. Bapak David Mutala selaku Regional Manager yang telah membantu mengawasi penelitian pengambilan data.
11. Kedua Orang Tua yang telah memberi dukungan moril, materil, serta doa demi kelancaran penyusunan skripsi ini.
12. Anna Yulia yang telah memberikan dukungan serta doa yang terbaik demi kelancaran penyusunan skripsi ini.
13. Serta Teman-teman seperjuangan Jurusan Teknik Mesin S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.

Demikian skripsi yang penulis buat ini semoga dapat bermanfaat bagi para pembaca dan peneliti.

Malang, 18 Oktober 2024



Aan Gondi Priambodo
Nim. 2311901

DAFTAR ISI

Sampul	1
Halaman Judul.....	ii
Lembar Persetujuan.....	iii
Berita Acara Ujian Skripsi	iv
Surat Pernyataan Keaslian Tulisan.....	v
Lembar Bimbingan Skripsi	vi
Abstrak	vii
<i>Abstract</i>	viii
Kata Pengantar	ix
Daftar Isi.....	xi
Daftar Gambar.....	xiv
Daftar Tabel.....	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1 . 1 Latar Belakang	1
1 . 2 Rumusan Masalah	2
1 . 3 Batasan Masalah.....	2
1 . 4 Tujuan Penelitian	3
1 . 5 Manfaat Penelitian.....	3
BAB II LANDASAN TEORI	4
2 . 1 Peneliti Terdahulu.....	4
2 . 2 Bottom Hole Assembly (BHA)	5
2 . 2 . 1 Pengertian dan Komponen Utama BHA.....	6
2 . 2 . 2 Fungsi BHA dalam Pengeboran.....	6
2 . 3 Alat Komponen-komponen Dalam Pengeboran BHA	6
2 . 3 . 1 <i>Drilling Mud</i> (Lumpur Pengeboran).....	7
2 . 3 . 2 <i>Cement</i> (Semen Pengeboran).....	7
2 . 3 . 3 <i>Additive</i> (Bahan Kimia Tambahan).....	8
2 . 3 . 4 <i>Casing</i>	9
2 . 3 . 5 <i>Centralizer</i>	11
2 . 4 Proses Kerja BHA dalam Pengeboran.....	11
2 . 5 Over-Gauge Hole dalam Pengeboran	12
2 . 5 . 1 Definisi Over-Gauge Hole	13

2 . 5 . 2 Penyebab Over-Gauge Hole	13
2 . 5 . 3 Dampak Over-Gauge Hole pada Kinerja BHA	14
2 . 5 . 4 Penanganan dan Pencegahan Overgauge Hole	16
2 . 6 Dogleg Severity dalam Pengeboran	17
2 . 6 . 1 Definisi Dogleg Severity	17
2 . 6 . 2 Penyebab Dogleg Severity Tinggi	18
2 . 6 . 3 Dampak Dogleg Severity yang Tinggi.....	19
2 . 6 . 4 Pengendalian Dogleg Severity	20
2 . 6 . 5 Dampak Dogleg Severity pada BHA.....	21
2 . 7 Kegagalan BHA Over-Gauge Hole dan Dogleg Severity Tinggi.....	21
2 . 7 . 1 Jenis-Jenis Kegagalan BHA.....	21
2 . 7 . 2 Analisis Kegagalan BHA dalam Kondisi Over-Gauge Hole	22
2 . 7 . 3 Analisis Kegagalan BHA dalam Kondisi Dogleg Severity Tinggi ...	22
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	23
3 . 1 Diagram Alir Penelitian.....	23
3 . 2 Lokasi dan Waktu Penelitian	24
3 . 2 . 1 Lokasi Penelitian.....	24
3 . 2 . 2 Waktu Penelitian	24
3 . 3 Bahan Penelitian dan Alat Penelitian	24
3 . 3 . 1 Bahan Uji Yang Digunakan Pada Penelitian Ini Antara Lain:	24
3 . 3 . 2 Alat Penelitian.....	25
3 . 4 Struktur Pengeboran	25
3 . 5 Variable Pengujian.....	26
3 . 6 Prosedur Penelitian.....	27
3 . 7 Pengambilan Data.....	32
3 . 8 Analisis data	32
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	34
4 . 1 Deskripsi Data	34
4 . 2 Perbandingan Data BHA dan DLS Metode Flow Rate	34
4 . 2 . 1 Data Flow Rate 400.0 gpm (<i>Galon per Minute</i>).....	34
4 . 2 . 2 Data Flow Rate 500.0 gpm (<i>Galon per Minute</i>).....	35
4 . 2 . 3 Perbandingan <i>Flow Rate</i> 400 dan 500 gpm (<i>Galon Per Minute</i>).....	36
4 . 3 Hasil Analisis.....	37
4 . 3 . 1 <i>Laminar</i> Pada BHA <i>Over Gauge Hole</i>	37

4 . 3 . 2 <i>Transition</i> Pada BHA <i>Over Gauge Hole</i>	38
4 . 3 . 3 <i>Turbulent</i> Pada BHA <i>Over Gauge Hole</i>	38
4 . 3 . 4 Dogleg Severity (DLS) Tinggi.....	39
4 . 4 Strategi Pencegahan Kegagalan	40
BAB V PENUTUP	41
5 . 1 Kesimpulan.....	41
5 . 2 Saran	41
Daftar Pustaka	43
Lampiran	45

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2 . 1 Bottom Hole Assembly (BHA).....	5
Gambar 2 . 2 Komponen Utama BHA	6
Gambar 2 . 3 Drilling Mud	7
Gambar 2 . 4 Cement (Semen Pengeboran)	8
Gambar 2 . 5 Additive (Bahan Kimia Tambahan).....	8
Gambar 2 . 6 Centralizer.....	11
Gambar 2 . 7 Prosesm Kerja BHA dalam Pengeboran	11
Gambar 2 . 8 Proses Pengeboran Hole	12
Gambar 2 . 9 Spesifikasi Drilling Bit	14
Gambar 2 . 10 Pemilihan Drilling Bit.....	16
Gambar 2 . 11 Stabilisator BHA.....	17
Gambar 2 . 12 Diagram Alir Penelitian	23
Gambar 3 . 1 Setting Data Software Drilling Expert	37
Gambar 3 . 2 Setingan Laju Aliran Minimum dan Kedalaman.....	29
Gambar 3 . 3 Menentukan laju aliran minimum.....	30
Gambar 3 . 4 Setingan Cuttings Bed Height dan Depth Plot	30
Gambar 3 . 5 Cuttings Volume dan Depth Plot	31
Gambar 3 . 6 Fitur Flow Regime Output untuk mencari Data Hasil.....	31
Gambar 4 . 1 Grafik Perbandingan Flow Rate	36

DAFTAR TABEL

Tabel 3 . 1 Waktu Penelitian	24
Tabel 3 . 2 Pengujian Flow Rate 400.0 gpm.....	32
Tabel 3 . 3 Pengujian Flow Rate 500.0 gpm.....	32
Tabel 4 . 1 Pengujian Flow Rate 400.0 gpm	34
Tabel 4 . 1 Pengujian Flow Rate 400.0 gpm.....	35

BAB I

PENDAHULUAN

1 . 1 Latar Belakang

Industri minyak dan gas bumi merupakan salah satu sektor yang sangat bergantung pada aktivitas pengeboran. Dalam proses pengeboran, terdapat berbagai tantangan teknis yang dapat mempengaruhi kelancaran operasi, salah satunya adalah kestabilan *Bottom Hole Assembly* (BHA). (Abdou, H. M & Sultan, A. S, 2015) BHA merupakan bagian penting dari sistem pengeboran yang terdiri dari drill bit, stabilizer, drill collar, dan komponen lainnya yang bekerja di dasar lubang bor untuk mengendalikan arah pengeboran dan menjaga stabilitas lubang bor. Kegagalan BHA selama operasi pengeboran dapat menyebabkan penundaan yang signifikan, peningkatan biaya operasional, bahkan berisiko menimbulkan kecelakaan. Oleh karena itu, memahami faktor-faktor penyebab kegagalan BHA, terutama dalam kondisi pengeboran yang sulit seperti over-gauge hole dan dogleg severity yang tinggi, sangat penting dalam upaya mencegah kerugian tersebut. (API RP 7G-2, 2017)

Salah satu masalah umum yang sering terjadi selama proses pengeboran adalah over-gauge hole, yaitu kondisi di mana diameter lubang bor lebih besar dari ukuran bit pengeboran. (Carpenter, C, 2018) Kondisi ini disebabkan oleh berbagai faktor, seperti erosi formasi akibat getaran atau tekanan lumpur pengeboran (drilling mud) yang tidak tepat. Over-gauge hole dapat mengakibatkan ketidakstabilan pada BHA, mempercepat keausan alat, serta menyebabkan peningkatan risiko kegagalan. (Warren, T.M & Smith, D.K, 1985) Selain itu, lubang yang tidak sesuai dengan desain awal dapat mempersulit pengendalian arah pengeboran, sehingga memperburuk performa pengeboran secara keseluruhan. (Carpenter, C, 2018)

Selain daripada itu, *Over Gauge Hole* (OGH) dan *Dogleg Severity* (DLS) saling berkaitan karena DLS yang tinggi dapat menyebabkan tekanan geser dan kompresi pada dinding sumur, yang berkontribusi terhadap pelebaran lubang akibat abrasi atau ketidakstabilan formasi. Sebaliknya, OGH dapat memperburuk efek DLS dengan mengurangi kontak alat steering dengan dinding sumur, menyebabkan

kesulitan dalam kontrol arah dan meningkatkan risiko masalah seperti *stuck pipe*, *logging error*, serta kesulitan dalam pemasangan casing dan penyemenan. Oleh karena itu, pengendalian DLS dan pemilihan parameter pemboran yang tepat sangat penting untuk mencegah OGH dan memastikan stabilitas lubang bor. (Ma, C. et al., 2020)

Industri minyak dan gas bumi terus mengalami tantangan dalam meningkatkan efisiensi dan keberhasilan pengeboran, terutama dalam kondisi lubang bor yang kompleks seperti over gauge hole dan dogleg severity tinggi. Berdasarkan data (Williamson, H. S & Beck, W. L, 1993) lebih dari 20% kegagalan pengeboran disebabkan oleh masalah pada Bottom Hole Assembly (BHA), terutama akibat ketidaksesuaian desain alat dengan kondisi lubang bor.

Statistik juga menunjukkan bahwa kejadian dogleg severity tinggi meningkat sebesar 15% dalam dekade terakhir, terutama pada formasi yang tidak homogen atau area dengan geometri sumur horizontal yang kompleks. Selain itu, over gauge hole, yang dapat disebabkan oleh stabilisasi yang tidak memadai atau pelemahan formasi, tercatat menjadi salah satu penyebab utama ketidakstabilan lubang bor pada 30% aktivitas pengeboran di wilayah. (Dusseault, M. B & Gray, M. N, 2002).

1 . 2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang penelitian adapun rumusan masalah dalam penelitian ini yaitu:

1. Apa faktor utama kegagalan BHA pada kondisi over-gauge hole dan dogleg severity tinggi?
2. Apa strategi pencegahan yang efektif untuk mengurangi risiko kegagalan BHA dalam kondisi tersebut?

1 . 3 Batasan Masalah

Agar Pembahasan tidak meluas maka batasan masalah penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Fokus Analisis pada Bottom Hole Assembly (BHA) penelitian ini dibatasi pada analisis kegagalan Bottom Hole Assembly (BHA) dalam aktivitas pengeboran.
2. Kondisi Over-Gauge Hole penelitian ini akan menganalisis kondisi over-gauge hole, yaitu lubang bor yang memiliki diameter lebih besar dari ukuran bit.

3. Dogleg Severity (DLS) tinggi dan Kegagalan BHA penelitian akan fokus pada Hasil *Flow Rate* efektivitas pengeboran, *Laminar, Transition, dan Turbulent* yang disetting melalui *Software Drilling Xpert*.

1 . 4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Mengidentifikasi faktor-faktor penyebab kegagalan BHA pada kondisi over-gauge hole dan dogleg severity tinggi.
2. Merumuskan strategi pencegahan untuk mengurangi potensi kegagalan BHA dan meningkatkan efisiensi pengeboran.

1 . 5 Manfaat Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Manfaat Teoritis: Penelitian ini akan memperkaya literatur teknik pengeboran, khususnya mengenai mitigasi risiko kegagalan BHA dalam kondisi pengeboran ekstrem.
2. Manfaat Praktis: Memberikan panduan teknis bagi praktisi pengeboran dalam menangani kondisi over-gauge hole dan dogleg severity, serta langkah-langkah pencegahan yang dapat diambil untuk mencegah kerugian operasional akibat kegagalan BHA.
3. Manfaat bagi Industri Minyak dan Gas: Penelitian ini akan bermanfaat bagi operasi pengeboran di wilayah yang memiliki karakteristik geologi dengan dogleg severity tinggi atau rentan terhadap erosi, di mana over-gauge hole sering terjadi.
4. Manfaat Cost: Mampu mencegah Biaya kerugian pada Customer / perusahaan Oil Company

BAB II

LANDASAN TEORI

2 . 1 Peneliti Terdahulu

1. Mitchell, R. F. (2016 Drillstring and Bottom Hole Assembly Design for Extreme Doglegs

Penelitian ini membahas tentang bagaimana desain BHA harus dioptimalkan untuk menghadapi kondisi *dogleg severity* yang tinggi. Penelitian ini menunjukkan bahwa perubahan arah pengeboran yang tajam dapat meningkatkan tekanan pada komponen BHA, khususnya pada sambungan dan drill string. Mitchell menekankan bahwa perbaikan desain BHA, termasuk penggunaan stabilizer yang lebih efektif, dapat memperpanjang umur alat dan mencegah kelelahan material. Hasil penelitian ini relevan untuk memahami bagaimana desain BHA dapat diadaptasi dalam kondisi pengeboran ekstrem.

2. Carpenter, C. (2018) "Dogleg Severity and Its Impact on Drill String Fatigue Life"

Penelitian ini mengkaji dampak dogleg severity pada umur kelelahan (fatigue life) drill string. Carpenter mengungkapkan bahwa tingkat dogleg yang terlalu tinggi meningkatkan kemungkinan terjadinya pembengkokan (buckling) pada drill string, yang berujung pada kegagalan operasional. Penelitian ini menggunakan simulasi numerik untuk memodelkan efek dogleg severity pada berbagai konfigurasi BHA. Hasilnya menekankan pentingnya mengendalikan dogleg angle selama pengeboran untuk menghindari kegagalan prematur pada drill string dan komponen BHA.

3. Rabia, H. (2014) "Well Engineering & Construction"

Penelitian ini menjelaskan berbagai faktor yang mempengaruhi kegagalan pengeboran, termasuk *over-gauge hole* dan peran lumpur pengeboran (drilling mud). Rabia menunjukkan bahwa salah satu penyebab utama *over-gauge hole* adalah pemilihan lumpur pengeboran yang tidak sesuai, yang menyebabkan erosi formasi di sekitar lubang bor. Dalam bukunya, Rabia menyarankan metode pengendalian lumpur pengeboran yang dapat digunakan untuk meminimalkan risiko *over-gauge hole* dan mempertahankan diameter lubang bor yang stabil, sehingga mengurangi tekanan pada BHA.

4. Ma, C. et al. (2020) "Analysis of Drill String Failures in Extreme Wellbore Conditions"

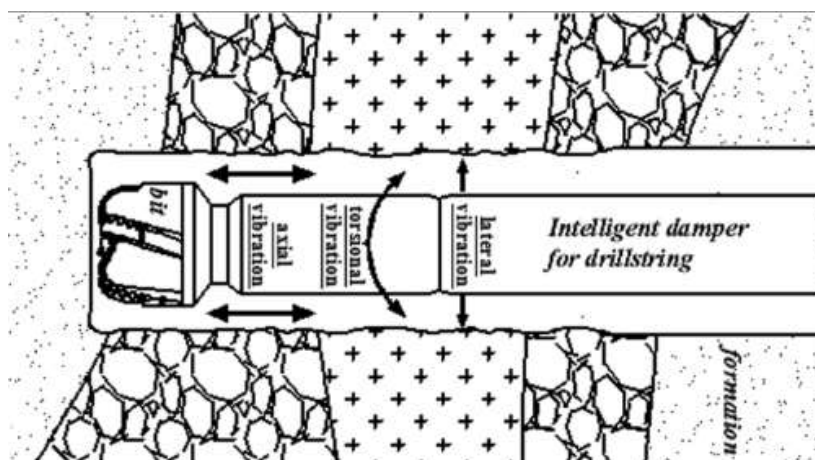
Meneliti penyebab utama kegagalan drill string dan BHA dalam kondisi sumur yang ekstrem, termasuk over-gauge hole dan formasi batuan keras. Penelitian ini menggunakan kombinasi analisis eksperimental dan simulasi untuk memahami pola kegagalan mekanis pada BHA. Peneliti menemukan bahwa getaran yang dihasilkan oleh over-gauge hole sangat berkontribusi terhadap kegagalan sambungan (connections) pada BHA. Penelitian ini relevan untuk memahami bagaimana over-gauge hole dapat memperburuk kinerja BHA dan drill string.

5. Caenn, R. & Chilingar, G. V. (2016) "Drilling Fluids: Functions and Properties",

Penelitian ini mengkaji peran lumpur pengeboran dalam menjaga kestabilan lubang bor dan mencegah over-gauge hole. Caenn dan Chilinger menemukan bahwa pemilihan lumpur pengeboran yang tepat dapat mengurangi erosi formasi dan menjaga konsistensi ukuran lubang bor. Penelitian ini menekankan bahwa penggunaan lumpur dengan sifat rheologi yang baik akan membantu mencegah kerusakan formasi dan memastikan BHA beroperasi dalam kondisi lubang yang stabil.

2 . 2 Bottom Hole Assembly (BHA)

BHA adalah komponen penting dalam pengeboran yang terdiri dari bit, drill collar, stabilizer, dan alat pengukuran lainnya. BHA berfungsi untuk mengarahkan lubang bor dan menjaga stabilitas selama pengeboran. (API RP 7G-2, 2017)

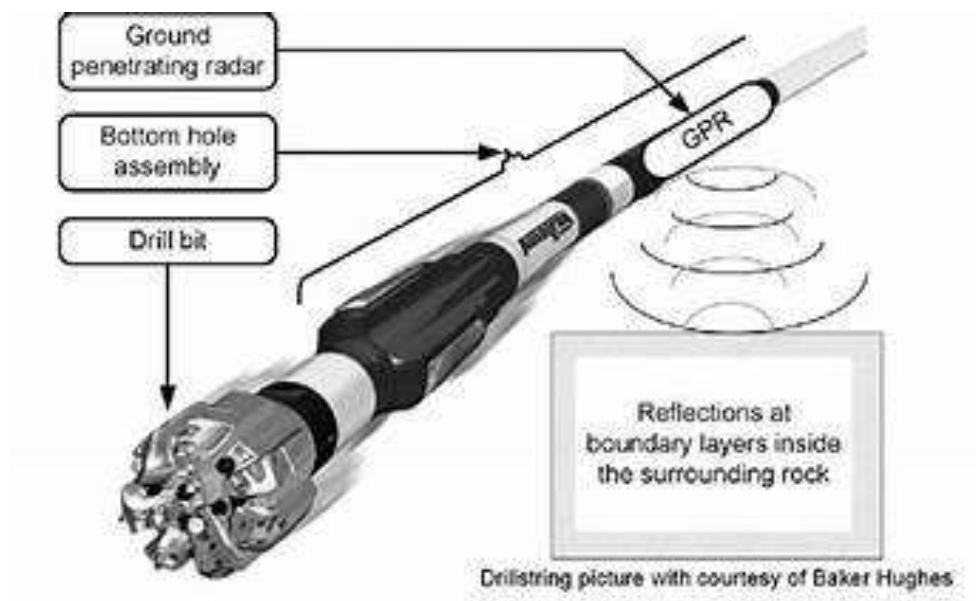


Gambar 2 . 1 Bottom Hole Assembly (BHA)

Sumber: (Rabia, H, 2014)

2 . 2 . 1 Pengertian dan Komponen Utama BHA

BHA atau *Bottom Hole Assembly* adalah kumpulan peralatan pengeboran yang ditempatkan di bagian bawah dari drill string. Fungsinya adalah untuk mengarahkan jalur pengeboran serta menjaga kestabilan pengeboran. Komponen utama dari BHA meliputi *drill bit*, *stabilizer*, *drill collar*, dan *heavy-weight drill pipe*. Komponen-komponen ini bekerja sama untuk menghasilkan pengeboran yang efisien serta menjaga keseimbangan sistem pengeboran secara keseluruhan. (Rabia, H, 2014).



Gambar 2 . 2 Komponen Utama BHA

Sumber: (Mitchel, R.F, 2016)

2 . 2 . 2 Fungsi BHA dalam Pengeboran

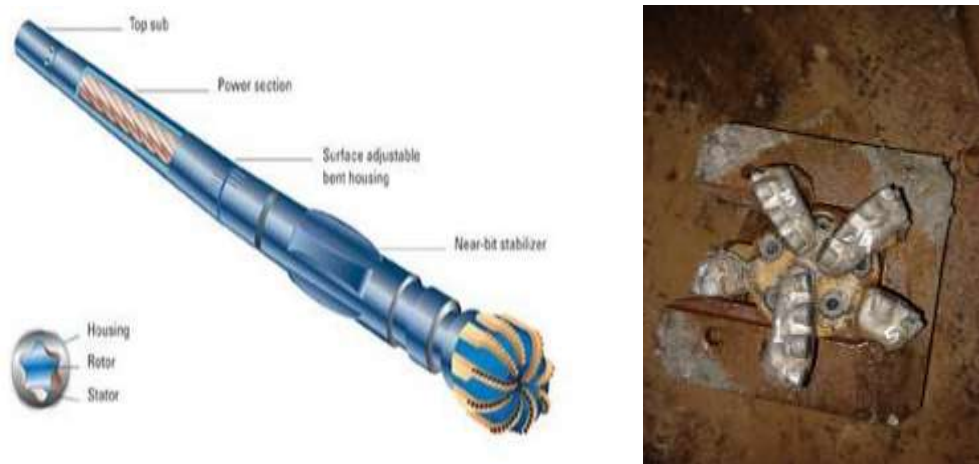
Setiap komponen BHA memiliki fungsinya masing-masing. Drill bit berperan sebagai pemotong formasi, stabilizer menjaga arah pengeboran, sedangkan drill collar memberikan berat ke bit untuk menambah daya pemotongan. Dalam proses pengeboran, BHA dirancang sedemikian rupa agar dapat menahan tekanan besar, keausan, dan kondisi pengeboran yang sulit. (Ma, C. et al., 2020)

2 . 3 Alat Komponen-komponen Dalam Pengeboran BHA

Dalam setiap melakukan Pengeboran minyak BHA tentunya ada alat dan beberapa komponen yang dibutuhkan antara lain yaitu:

2 . 3 . 1 *Drilling Mud* (Lumpur Pengeboran)

Drilling Mud Lumpur pengeboran digunakan untuk melumasi dan mendinginkan drill bit, mengangkut cutting (potongan batuan) ke permukaan, dan menjaga tekanan formasi. Lumpur juga membantu menjaga kestabilan lubang bor dan mencegah formasi runtuh. (API RP 7G-2, 2017)



Gambar 2 . 3 Drilling Mud
Sumber: (Mitchel, R.F, 2016)

Adapun jenis-jenis dari Drill Mud yaitu:

1. Water-based Mud (WBM): Lumpur berbasis air, cocok untuk berbagai jenis formasi.
2. Oil-based Mud (OBM): Lumpur berbasis minyak, digunakan untuk pengeboran formasi yang sensitif terhadap air.
3. Synthetic-based Mud (SBM): Lumpur berbasis sintetik, biasanya digunakan di daerah dengan peraturan lingkungan ketat.

2 . 3 . 2 *Cement* (Semen Pengeboran)

Cement (Semen Pengeboran) digunakan untuk menyemen casing di dalam sumur setelah proses pengeboran selesai atau selama pengeboran untuk melindungi sumur dari keruntuhan. Semen juga digunakan untuk isolasi zona-zona formasi yang memiliki tekanan atau fluida berbeda. (Rabia, H, 2014)

Bahan Utama: Semen Portland khusus dengan aditif untuk meningkatkan sifat kekuatan dan waktu pengerasan di bawah tanah.



Gambar 2 . 4 Cement (Semen Pengeboran)
Sumber: (Rabia, H, 2014)

2 . 3 . 3 Additive (Bahan Kimia Tambahan)

Additive Bahan kimia tambahan digunakan untuk mengontrol sifat-sifat lumpur pengeboran, seperti viskositas, densitas, filtrasi, dan stabilitas termal. Additive juga membantu mencegah keruntuhan formasi atau terjadinya loss circulation (hilangnya lumpur ke formasi). (Mitchel, R.F, 2016).



Gambar 2 . 5 Additive (Bahan Kimia Tambahan)
Sumber: (Mitchel, R.F, 2016)

Jenis-Jenis Additive:

1. *Viscosifier*: Menambah kekentalan lumpur, seperti bentonit dan polimer.
2. *Weighting Agent*: Menambah densitas lumpur, seperti barite.
3. *Filtration Control Agent*: Mengurangi filtrasi lumpur ke formasi, seperti polimer dan CMC (*carboxymethylcellulose*).

2.3.4 Casing

Casing adalah tabung baja yang ditempatkan ke dalam lubang bor saat pengeboran minyak atau gas bumi. Fungsi utama casing adalah untuk melindungi dan mendukung dinding lubang bor serta memisahkan formasi-formasi geologi yang berbeda sepanjang lubang bor. Penggunaan casing sangat penting dalam memastikan keberhasilan pengeboran dan mencegah berbagai masalah selama dan setelah pengeboran, seperti runtuhnya lubang bor atau terjadinya kebocoran fluida. (Bailey, L. R & Hudec, P. P, 1991)

Casing terbuat dari baja berkekuatan tinggi dengan berbagai diameter dan ketebalan, disesuaikan dengan kedalaman dan tekanan sumur.

1. Fungsi Casing (Ma, C. et al., 2020)

Casing memiliki beberapa fungsi penting dalam proses pengeboran minyak:

- a. Menstabilkan dinding lubang bor: Casing membantu mencegah runtuhnya dinding lubang bor yang tidak stabil selama pengeboran, terutama di formasi-formasi yang lemah atau tidak terkonsolidasi.
- b. Mencegah migrasi fluida antar lapisan: Dengan memasang casing, cairan atau gas yang berada di satu lapisan geologi (misalnya air formasi atau minyak) tidak akan berpindah ke lapisan lain. Ini membantu melindungi akuifer air bersih dari kontaminasi.
- c. Melindungi lingkungan: Casing membantu mencegah kebocoran fluida berbahaya ke lingkungan sekitarnya, yang dapat mencemari tanah atau air tanah.
- d. Memungkinkan kendali tekanan: Casing memungkinkan kendali terhadap tekanan formasi yang berbeda-beda sepanjang lubang bor, sehingga dapat mencegah blowout (semburan liar).
- e. Membantu dalam penempatan blowout preventer (BOP): Casing memberikan struktur yang kokoh untuk memasang dan menahan peralatan kendali sumur, seperti blowout preventer (BOP), yang digunakan untuk mengendalikan tekanan sumur.

2. Jenis-Jenis Casing dalam Pengeboran (Warren, T.M & Smith, D.K, 1985)

ada beberapa jenis casing yang digunakan dalam pengeboran minyak, tergantung pada fungsinya dan tahap pengeboran. Setiap jenis casing dipasang pada

kedalaman tertentu dengan tujuan spesifik. Berikut ini adalah jenis-jenis casing yang umum digunakan:

a. Conductor Casing:

Ini adalah casing pertama yang dipasang, biasanya dengan diameter terbesar (20 hingga 30 inci atau lebih), fungsinya adalah untuk menahan tanah yang longgar dan memberikan fondasi yang stabil bagi rig pengeboran dan conductor casing juga membantu mencegah runtuhnya permukaan tanah yang tidak stabil.

b. Surface Casing:

Dipasang di atas conductor casing pada kedalaman yang lebih besar (biasanya antara 1000 hingga 3000 kaki atau lebih tergantung formasi geologi), surface casing berfungsi untuk melindungi akuifer air tawar di dekat permukaan dari kontaminasi oleh lumpur pengeboran dan fluida formasi, casing ini juga menyediakan stabilitas struktural bagi peralatan pengeboran, blowout preventer (BOP) biasanya dipasang di atas surface casing.

c. Intermediate Casing:

Dipasang pada tahap tengah pengeboran (biasanya setelah pengeboran melewati beberapa zona tekanan berbeda), intermediate casing digunakan untuk menyegel dan melindungi zona-zona geologi yang memiliki tekanan dan sifat formasi yang berbeda, casing ini juga digunakan untuk mengontrol tekanan sumur dan mencegah masalah seperti lost circulation atau *kick* (kebocoran fluida dari formasi ke dalam lubang bor).

d. Production Casing:

Ini adalah casing terakhir yang dipasang setelah sumur mencapai kedalaman akhir (total depth atau TD), Production casing berfungsi untuk memfasilitasi produksi minyak dan gas dari sumur. cairan hidrokarbon akan diproduksi dari formasi melalui perforasi casing ini, casing ini menjaga integritas sumur selama operasi produksi dan menahan tekanan dari formasi produktif.

e. Liner Casing:

Liner adalah jenis casing yang tidak dipasang sepanjang penuh dari lubang bor, tetapi hanya menutupi bagian bawah lubang bor, fungsinya serupa dengan intermediate atau production casing, tetapi dipasang untuk menghemat biaya dibandingkan pemasangan casing penuh (full string).

2 . 3 . 5 Centralizer

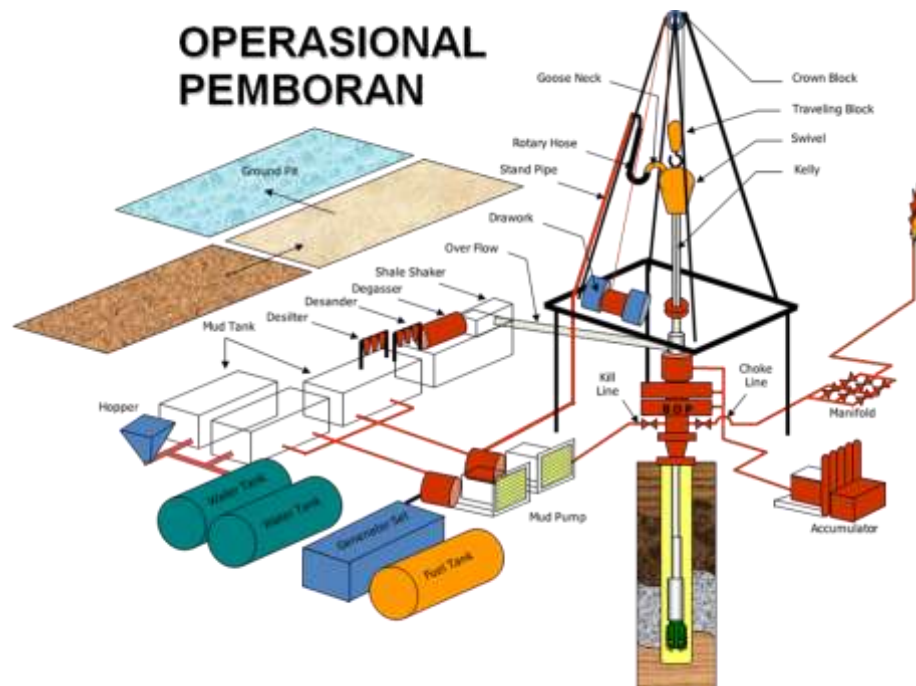


Gambar 2 . 6 *Centralizer*

Sumber: (Dobuse, J. E & Warren, T. M., 1990)

Centralizer digunakan untuk menjaga casing berada di tengah lubang bor selama proses penyemenan. Ini penting untuk memastikan semen mengisi seluruh ruang annulus di sekitar casing, centralizer biasanya terbuat dari baja atau material plastik tahan aus. (Ma, C. et al., 2020)

2 . 4 Proses Kerja BHA dalam Pengeboran



Gambar 2 . 7 Prosesm Kerja BHA dalam Pengeboran

Sumber: (Carpenter, C, 2018)

1. Perakitan BHA: Perakitan BHA dimulai dengan menghubungkan drill bit dengan drill collar dan diikuti dengan komponen lain seperti stabilizer, heavy weight drill pipe, serta sensor seperti MWD dan LWD.
2. Memasukkan BHA ke dalam Sumur: Setelah BHA terpasang, rangkaian drill string mulai dimasukkan ke dalam sumur hingga mencapai kedalaman yang diinginkan.
3. Pengeboran: BHA diputar menggunakan rig dan lumpur pengeboran dipompa melalui drill string untuk mendinginkan bit dan membawa cutting ke permukaan. Jika terjadi penyimpangan jalur pengeboran atau peningkatan dogleg severity, stabilizer dan mud motor membantu mengoreksi arah.
4. Pengawasan Real-time: Data dari MWD dan LWD dikirim ke permukaan untuk memberikan informasi real-time mengenai kondisi formasi, dogleg severity, dan ukuran lubang bor.
5. Penyemenan Casing: Setelah pengeboran selesai, casing dipasang dan disemen untuk memperkuat struktur sumur sebelum memasuki tahap penyelesaian (completion). (Carpenter, C, 2018)

2 . 5 Over-Gauge Hole dalam Pengeboran

Over-gauge hole adalah kondisi dimana diameter lubang bor lebih besar dari ukuran bit akibat erosi formasi atau pemakaian yang tidak tepat dari mud pengeboran. Hal ini menyebabkan ketidakstabilan lubang dan mempercepat keausan pada komponen BHA. (Carpenter, C, 2018)



Gambar 2 . 8 Proses Pengeboran Hole
Sumber: (Ma, C. et al., 2020)

2 . 5 . 1 Definisi Over-Gauge Hole

Overgauge hole (lubang bor yang melebihi ukuran) adalah istilah dalam pengeboran minyak dan gas yang mengacu pada situasi di mana diameter lubang bor lebih besar dari ukuran yang diinginkan atau ukuran nominal bit pengeboran. Overgauge hole dapat menimbulkan berbagai masalah selama dan setelah pengeboran, termasuk masalah mekanis dan hidraulis, yang memengaruhi integritas sumur serta efisiensi pengeboran. (API RP 7G-2, 2017).

2 . 5 . 2 Penyebab Over-Gauge Hole

Beberapa faktor yang menyebabkan over-gauge hole meliputi tekanan lumpur pengeboran yang tidak sesuai, erosi akibat turbulensi lumpur pengeboran, kondisi formasi yang lemah atau rapuh, serta vibrasi berlebih selama proses pengeboran. Selain itu, penggunaan drill bit yang aus atau desain BHA yang tidak optimal juga dapat mempengaruhi terjadinya over-gauge hole. (API RP 7G-2, 2017)

Ada beberapa faktor yang dapat menyebabkan terjadinya overgauge hole, di antaranya: (Dusseault, M. B & Gray, M. N, 2002)

1. Formasi Geologi yang Tidak Stabil

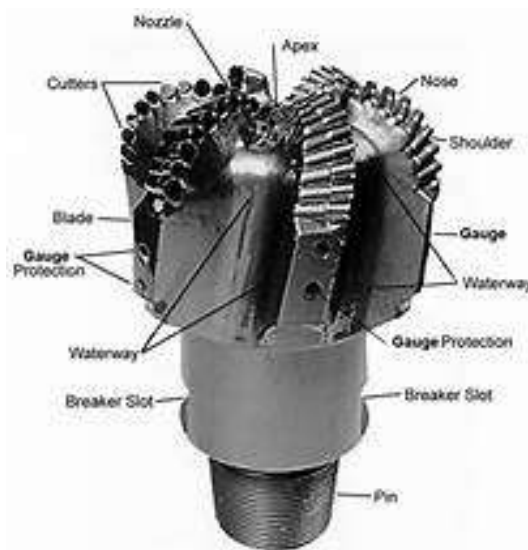
Formasi runtuh Jika formasi batuan yang dilalui pengeboran tidak stabil atau lemah, dinding lubang bor dapat runtuh sebagian, memperbesar diameter lubang bor dari ukuran yang seharusnya, sedangkan swelling shale (lempung yang membesar) Formasi lempung tertentu, seperti shale, dapat membengkak saat terkena air, menyebabkan pelapukan atau runtuhnya dinding lubang bor dan menghasilkan overgauge hole.

2. Abrasi atau Erosi oleh Fluida Pengeboran

Erosi hidraulik: Fluida pengeboran yang memiliki tekanan dan kecepatan tinggi dapat mengikis dinding lubang bor, terutama jika lumpur pengeboran mengandung bahan abrasif, menyebabkan pelebaran lubang bor, sedangkan lumpur pengeboran yang tidak tepat: Ketidakcocokan properti lumpur pengeboran (misalnya densitas atau viskositas yang tidak memadai) bisa memperburuk kondisi formasi dan menyebabkan pelebaran lubang bor.

3. Bit Pengeboran yang Aus

Bit yang aus atau rusak: Jika bit pengeboran mengalami keausan tidak merata atau kerusakan, bagian dari bit dapat mulai mengebor dengan pola yang tidak simetris, yang dapat memperbesar lubang bor secara tidak terkendali, sedangkan vibrasi atau stick-slip: Getaran mekanis yang kuat atau fenomena "stick-slip" selama pengeboran bisa menyebabkan bit bergerak tidak stabil, memperlebar lubang bor.



Gambar 2 . 9 Spesifikasi Drilling Bit
Sumber: (Carpenter, C, 2018)

4. Tekanan Formasi yang Berlebihan

Differential sticking: Jika tekanan lumpur pengeboran jauh lebih tinggi daripada tekanan formasi, hal ini bisa menyebabkan pembengkakan atau pergerakan pada dinding lubang bor, memperlebar lubang dan kick atau blowout adalah peningkatan tekanan formasi yang tiba-tiba (*kick*) bisa menyebabkan pelapukan atau pelebaran dinding lubang.

5. Penggunaan Casing yang Tidak Sesuai

Casing yang tidak dipasang atau didesain dengan benar bisa menyebabkan dinding lubang bor runtuh, terutama di bagian formasi yang lebih lemah, sehingga menghasilkan *overgauge hole*.

2 . 5 . 3 Dampak Over-Gauge Hole pada Kinerja BHA

Over-gauge hole dapat memengaruhi kestabilan BHA, menyebabkan keausan yang lebih cepat pada komponen-komponen pengeboran, serta memperburuk

kondisi torque dan drag selama pengeboran. Akibatnya, alat bisa mengalami kegagalan lebih cepat dan operasi pengeboran menjadi kurang efisien. (Mitchel, R.F, 2016).

Overgauge hole dapat menimbulkan beberapa masalah serius dalam operasi pengeboran, termasuk: (Bourhoyne, A. T, Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S., 1991)

1. Masalah Stabilitas BHA (*Bottom Hole Assembly*)

Vibrasi BHA adalah BHA yang bergerak di dalam overgauge hole bisa mengalami vibrasi yang lebih tinggi karena kurangnya kontak dengan dinding lubang bor, yang dapat mempercepat keausan alat dan meningkatkan risiko kegagalan BHA dan efek pada directional drilling: Pada pengeboran arah (*directional drilling*), *overgauge* hole dapat mempengaruhi kemampuan alat navigasi atau peralatan pengarah (*steering tools*) untuk mengendalikan arah pengeboran karena kurangnya stabilisasi yang cukup dari dinding lubang bor.

2. Kesulitan dalam Mengontrol Tekanan

Kick atau lost circulation: Overgauge hole dapat menyebabkan kesulitan dalam menjaga tekanan lumpur yang tepat di dalam lubang bor. Jika tekanan terlalu rendah, formasi mungkin runtuh atau terjadi kick (masuknya fluida formasi ke dalam lubang bor). Jika tekanan terlalu tinggi, bisa menyebabkan lost circulation (kehilangan lumpur ke dalam formasi), dan Tidak efektifnya *blowout preventer* (BOP) yaitu sistem BOP mungkin tidak bekerja optimal karena adanya overgauge hole yang memperbesar ruang untuk migrasi fluida, yang membuat pengendalian tekanan lebih sulit.

3. Penurunan Efisiensi Hole Cleaning (Pembersihan Lubang)

Pembersihan lubang yang tidak efisien adalah lubang yang terlalu besar akan membutuhkan lebih banyak volume lumpur untuk membersihkan potongan-potongan bor (*cuttings*). Jika kecepatan lumpur tidak cukup tinggi untuk membawa cutting ke permukaan, material ini dapat terakumulasi dan menyebabkan masalah, dan Peningkatan risiko pack-off yaitu terjadinya akumulasi cutting di bagian yang lebih lebar dari lubang bor dapat menyebabkan aliran lumpur tersumbat atau bahkan berhenti, mengakibatkan “*pack-off*” (penyumbatan) di dalam sumur, yang bisa menghentikan operasi pengeboran.

2 . 5 . 4 Penanganan dan Pencegahan Overgauge Hole

Untuk mencegah atau meminimalkan terjadinya overgauge hole, beberapa tindakan berikut bisa diterapkan:

1. Pemilihan Bit yang Tepat



Gambar 2 . 10 Pemilihan Drilling Bit

Sumber: (API RP 7G-2, 2017)

Gunakan bit yang sesuai dengan jenis formasi yang sedang dibor. Bit yang lebih kuat dan tahan aus harus dipilih untuk formasi yang keras atau abrasif, dan monitor kondisi bit secara teratur dan ganti bit yang sudah aus sebelum terjadi pelebaran lubang yang tidak terkendali.

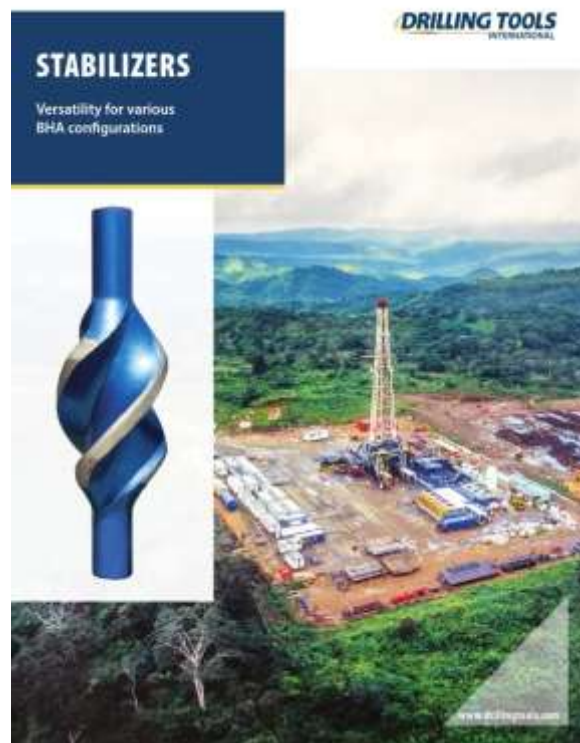
2. Penggunaan Properti Lumpur yang Tepat

Pastikan lumpur pengeboran memiliki sifat fisik yang tepat, seperti densitas, viskositas, dan laju alir yang sesuai untuk mencegah erosi dinding lubang bor dan menjaga stabilitas formasi dan lumpur dengan inhibitor shale juga bisa digunakan untuk mencegah pembengkakan formasi shale yang menyebabkan overgauge hole.

3. Kontrol Tekanan yang Ketat

Pemantauan tekanan lubang bor secara real-time sangat penting untuk mencegah pelebaran lubang akibat perbedaan tekanan yang signifikan antara lumpur pengeboran dan formasi dan penggunaan Managed Pressure Drilling (MPD) bisa membantu menjaga tekanan sumur dalam batas yang aman dan stabil.

4. Penggunaan Stabilisator di BHA



Gambar 2 . 11 Stabilisator BHA
 Sumber: (Abdou, H. M & Sultan, A. S, 2015)

Menambahkan stabilisator di sepanjang BHA dapat membantu menstabilkan alat pengeboran dan mencegah terjadinya pelebaran lubang yang tidak diinginkan akibat getaran atau pergerakan yang tidak terkendali.

5. Reaming dan Backreaming

Reaming dapat digunakan untuk mengoreksi lubang yang overgauge, terutama jika lubang tersebut terlalu besar untuk memungkinkan pemasangan casing yang efektif dan *Backreaming* adalah proses menarik bit secara perlahan sembari memutar bit untuk memastikan dinding lubang bor lebih halus dan seragam.

2 . 6 Dogleg Severity dalam Pengeboran

2 . 6 . 1 Definisi Dogleg Severity

Dogleg severity mengacu pada tingkat perubahan arah atau sudut jalur pengeboran dalam suatu interval yang pendek. Semakin besar sudut yang dibentuk dalam satu interval pengeboran, semakin tinggi dogleg severity. (Rabia, H, 2014)

Dogleg Severity adalah ukuran numerik dari tingkat keparahan atau kecuraman tikungan di lubang bor. Semakin besar nilai DLS, semakin tajam tikungan pada lubang bor. DLS yang tinggi menunjukkan perubahan lintasan yang sangat curam, yang dapat memberikan tantangan teknis dalam pengeboran dan pemasangan casing.

Rumus Penghitungan DLS: (Ma, C. et al., 2020).

DLS dihitung berdasarkan perubahan sudut inklinasi (θ) dan azimuth (ϕ) antara dua titik dalam lubang bor. Salah satu rumus yang sering digunakan adalah rumus Minimum Curvature, yang dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$DLS = \frac{\cos^{-1}(\cos(\theta_2 - \theta_1) + \sin(\theta_1) \sin(\theta_2) (1 - \cos(\phi_2 - \phi_1)))}{L} \times \frac{180}{\pi} \times 100$$

Sumber: (Ma, C. et al., 2020)

Di mana:

1. θ_1 dan θ_2 adalah sudut inklinasi di titik 1 dan titik 2.
2. ϕ_1 dan ϕ_2 adalah sudut azimuth di titik 1 dan titik 2.
3. L adalah jarak antara dua titik pengukuran dalam kaki atau meter.
4. DLS dinyatakan dalam derajat per 100 kaki (atau 30 meter).

2.6.2 Penyebab Dogleg Severity Tinggi

Dogleg severity umumnya disebabkan oleh formasi yang tidak homogen, penyimpangan pada peralatan pengeboran, dan desain sumur yang mengharuskan perubahan arah pengeboran yang tajam. Kondisi ini sangat umum ditemukan pada sumur berarah atau sumur horizontal. (Caenn, R, 2016).

Dogleg Severity yang tinggi dapat disebabkan oleh berbagai faktor, baik yang disengaja maupun yang tidak disengaja: (Abdou, H. M & Sultan, A. S, 2015).

1. Pengeboran Arah (Directional Drilling)

Pada pengeboran arah, operator sumur sengaja mengubah lintasan pengeboran untuk mengarahkan lubang bor ke target yang diinginkan, seperti formasi hidrokarbon. Dalam pengeboran ini, DLS biasanya dipantau dan dikendalikan, terutama pada fase-fase kunci, seperti saat kick-off (memulai perubahan arah) dan saat membentuk build atau drop pada lintasan bor.

2. Formasi Geologi yang Tidak Homogen

Perubahan karakteristik formasi seperti ketebalan, kekerasan, atau kemiringan lapisan batuan dapat menyebabkan lubang bor menyimpang dari jalurnya, menghasilkan dogleg secara alami.

3. Penggunaan Bottom Hole Assembly (BHA) yang Tidak Tepat

BHA yang tidak sesuai, seperti penggunaan bit pengeboran yang terlalu agresif atau kurangnya stabilisator pada rangkaian BHA, bisa menyebabkan bit bergerak tidak terkendali dan menghasilkan dogleg.

4. Tekanan dan Kecepatan Pengeboran yang Tidak Terkendali

Kecepatan putaran bit yang terlalu tinggi atau pengendalian tekanan pengeboran yang tidak tepat bisa menyebabkan lintasan pengeboran menjadi tidak terkontrol, menghasilkan deviasi yang tajam.

5. Stuck Pipe dan Vibrasi

Fenomena stuck pipe (terperangkapnya pipa bor) atau getaran yang kuat pada alat pengeboran dapat membuat lubang bor menyimpang, terutama jika terjadi dalam formasi yang lemah.

2 . 6 . 3 Dampak Dogleg Severity yang Tinggi

Dogleg Severity yang tinggi bisa berdampak negatif terhadap operasi pengeboran dan integritas sumur, antara lain: (Carpenter, C, 2018).

1. Kegagalan Peralatan Pengeboran

BHA Failure adalah dogleg yang terlalu curam dapat menempatkan tegangan besar pada *Bottom Hole Assembly* (BHA), termasuk *drill collar*, *motor*, *bit*, dan *stabilisator*. Peralatan bisa mengalami keausan lebih cepat atau bahkan patah karena gaya mekanis yang berlebihan dan fatigue dan fraktur pada *drill String* adalah dogleg yang tajam dapat menyebabkan kelelahan material pada pipa bor (*drill string*), meningkatkan risiko kegagalan mekanis seperti patah atau bocor (*washout*).

2. Masalah Pemasangan Casing

Casing Buckling berfungsi jika dogleg terlalu curam, casing yang harus dipasang di lubang bor bisa mengalami *buckling* (pelipatan atau tekukan), terutama jika casing dipaksa untuk mengikuti lintasan yang sangat melengkung sedangkan *cementing Issues* yaitu casing yang tidak dapat dipasang dengan baik karena dogleg

yang curam dapat menyebabkan masalah saat proses penyemenan (*cementing*). Jika semen tidak terdistribusi secara merata, sumur bisa mengalami kebocoran atau kehilangan integritas struktural.

3. Masalah dalam Penyelesaian Sumur (*Completion*)

Dogleg Severity yang tinggi dapat mempengaruhi penempatan peralatan *completion*, seperti *screen*, *liner*, atau *perforator*. Jika peralatan tersebut tidak dapat dipasang dengan baik karena lengkungan yang terlalu tajam, produktivitas sumur bisa terganggu.

4. Peningkatan Risiko Stick-Slip dan Vibrasi

Pada daerah dengan DLS tinggi, peralatan pengeboran lebih rentan terhadap fenomena *stick-slip* (pergerakan berhenti dan lonjakan) serta vibrasi yang kuat, yang bisa mempercepat kerusakan pada peralatan pengeboran.

5. Peningkatan Risiko Tertinggalnya Pipa Bor (*Stuck Pipe*)

Pada tikungan curam, drill string lebih rentan terhadap stuck pipe, terutama jika dinding lubang bor runtuh atau pipa bor terperangkap dalam deviasi yang tajam. Hal ini bisa menghentikan operasi pengeboran dan memerlukan prosedur khusus untuk melepaskan pipa bor yang tersangkut.

2 . 6 . 4 Pengendalian Dogleg Severity

Untuk meminimalkan dampak negatif dari DLS yang tinggi, beberapa tindakan pencegahan dan kontrol dapat diterapkan selama pengeboran, terutama pada pengeboran arah: (API RP 7G-2, 2017).

1. Desain BHA yang Sesuai

Memilih desain BHA yang tepat dengan penggunaan stabilizer, motor mud, dan alat navigasi lainnya bisa membantu menjaga lintasan pengeboran agar tidak mengalami perubahan yang terlalu tajam dan Penggunaan rotary steerable systems (RSS) bisa memberikan kendali lebih baik atas lintasan pengeboran, memungkinkan perubahan arah yang lebih halus. (Rabia, H, 2014).

2. Kontrol Kecepatan Rotasi dan Weight on Bit (WOB)

Menjaga kecepatan rotasi bit dan weight on bit (beban yang diterapkan pada bit pengeboran) dalam batas yang wajar untuk menghindari deviasi yang tidak terkontrol. Kecepatan rotasi yang terlalu tinggi dapat memperburuk getaran dan stick-slip, yang bisa meningkatkan dogleg.

3. Monitoring Real-Time

Pemantauan secara real-time menggunakan alat pengukur inklinasi dan azimuth dapat membantu operator memantau perubahan lintasan sumur secara langsung dan melakukan penyesuaian secepat mungkin serta penggunaan teknologi pengukuran selama pengeboran (*Measurement While Drilling/MWD*) atau *Logging While Drilling* (LWD) bisa memberikan data real-time yang akurat untuk memastikan lintasan pengeboran tetap sesuai dengan rencana.

4. Mengatur Rencana Pengeboran dengan Hati-hati

Dalam pengeboran arah, rencana lintasan sumur harus memperhitungkan keterbatasan peralatan dan kondisi geologi sehingga deviasi sudut (*build rate*) tidak terlalu curam. Ini membantu mencegah DLS yang terlalu tinggi.

5. Backreaming atau Reaming

Jika DLS sudah terlalu tinggi, backreaming (menarik bit kembali sembari memutar untuk memperbaiki lintasan lubang bor) atau reaming dapat digunakan untuk menghaluskan lengkungan pada lubang bor dan mengurangi kelengkungan yang tajam.

2 . 6 . 5 Dampak Dogleg Severity pada BHA

Dogleg severity yang tinggi dapat menyebabkan peningkatan tekanan dan tegangan pada sambungan BHA serta drill string, meningkatkan risiko *buckling*, dan kelelahan material. Hal ini juga dapat memperpendek umur kelelahan (*fatigue life*) dari komponen pengeboran, meningkatkan kemungkinan kegagalan mekanis dan menurunkan efisiensi pengeboran. (Ma, C. et al., 2020)

2 . 7 Kegagalan BHA pada Kondisi Over-Gauge Hole dan Dogleg Severity Tinggi

Adapun penjelasan tentang Kegagalan BHA pada Kondisi *Over-Gauge Hole* dan *Dogleg Severity* Tinggi diantaranya:

2 . 7 . 1 Jenis-Jenis Kegagalan BHA

Kegagalan BHA bisa bersifat mekanis, seperti keausan pada stabilizer atau drill bit, atau bersifat struktural, seperti *buckling pada drill string*. Selain itu, kegagalan sambungan (*connection failure*) dan kelelahan material akibat vibrasi berlebih sering terjadi dalam kondisi pengeboran yang sulit. (Ma, C. et al., 2020)

2 . 7 . 2 Analisis Kegagalan BHA dalam Kondisi Over-Gauge Hole

Over-gauge hole dapat meningkatkan ketidakstabilan pada drill string dan BHA, yang akhirnya mempercepat proses keausan pada sambungan dan meningkatkan risiko vibrasi torsional (*stick-slip*). Analisis kegagalan BHA dalam kondisi over-gauge hole harus memperhitungkan faktor desain BHA dan kondisi lumpur pengeboran. (API RP 7G-2, 2017)

2 . 7 . 3 Analisis Kegagalan BHA dalam Kondisi Dogleg Severity Tinggi

Dogleg severity yang tinggi menyebabkan tegangan berlebih pada sambungan BHA dan drill string, yang berpotensi menimbulkan kegagalan *fatigue*. Kondisi ini harus dianalisis secara menyeluruh untuk memahami faktor pemicu dan langkah mitigasi yang bisa diterapkan, seperti penggunaan stabilizer tambahan atau desain BHA yang lebih fleksibel. (Rabia, H, 2014)

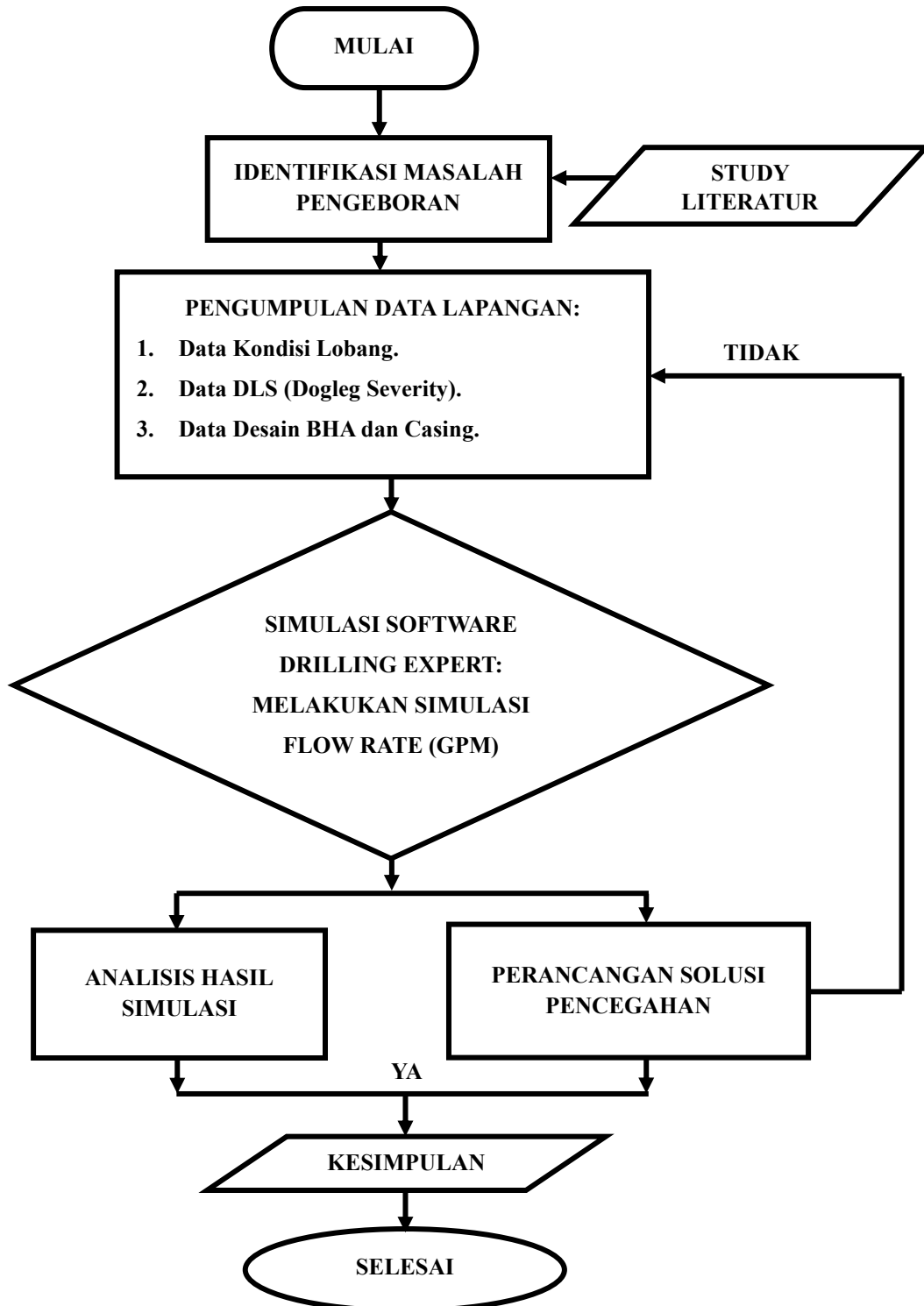
Menganalisis kegagalan BHA dalam kondisi DLS tinggi memerlukan pendekatan yang sistematis, melibatkan data real-time dari pengeboran serta evaluasi historis atas kegagalan yang pernah terjadi. Berikut adalah langkah-langkah utama dalam analisis ini:

1. Pengumpulan Data Operasional yaitu melakukan (Data Getaran) pengukuran getaran sepanjang BHA dapat membantu mendeteksi potensi masalah sebelum kegagalan terjadi, seperti vibrasi berlebih atau stick-slip.
2. Analisis Tegangan dan Simulasi yaitu Studi Fatigue Life dengan menggunakan data tegangan berulang pada BHA, analisis *fatigue life* dapat dilakukan untuk memperkirakan masa pakai alat dalam kondisi pengeboran ekstrem.
3. Evaluasi Kondisi Alat Pengeboran Pemeriksaan Visual dan Ultrasonik: Inspeksi fisik setelah alat ditarik ke permukaan dapat mengidentifikasi keausan, fraktur, atau retakan kecil. Teknik ultrasonik digunakan untuk mendeteksi kerusakan di bawah permukaan yang tidak tampak secara visual dan dengan menganalisis Metalurgi kegagalan yang terjadi pada material BHA, seperti drill pipe atau stabilisator, dapat dievaluasi melalui analisis metalurgi untuk mengidentifikasi mode kegagalan, seperti korosi, kelelahan, atau fraktur.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3 . 1 Diagram Alir Penelitian



Gambar 2 . 12 Diagram Alir Penelitian
Sumber: (Data Diolah Oleh Pratikkan, 2024)

3.2 Lokasi dan Waktu Penelitian

3.2.1 Lokasi Penelitian

Lokasi Penelitian dan Pelaksanaan pengujiannya dilakukan di Tambang Minyak yang terletak di Hulu Rokan – Duri – Provinsi Riau – Sumatra Tengah dengan waktu penelitian yakni 4 bulan, dari bulan Oktober 2024 hingga Januari 2025.

3.2.2 Waktu Penelitian

Tabel 3.1 Waktu Penelitian

No.	Jenis Kegiatan	September				Oktober				November				Desember				Januari			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Pengajuan Jadwal Proposal																				
2	Pembuatan Proposal																				
3	Seminor Proposal																				
4	Persiapan Bahan Analisis																				
5	Proses Pengukuran <i>Dimension</i>																				
6	Proses Pembuatan Desain																				
7	Uji <i>Structure Stress Analysis</i>																				
8	Analisis Data																				
9	Seminor Hasil																				
10	Revisi Laporan Skripsi																				
11	Ujian Skripsi																				

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

3.3 Bahan Penelitian dan Alat Penelitian

Adapun Bahan Penelitian dan Alat Penelitian diantaranya:

3.3.1 Bahan Uji Yang Digunakan Pada Penelitian Ini Antara Lain:

1. Data Pengeboran

Data pengeboran lapangan (*field data*) yang relevan, seperti:

- Data geometri lubang bor (*wellbore geometry*) untuk menganalisis kondisi over gauge hole.
- Data Dogleg Severity (DLS) untuk mengevaluasi tingkat kelengkungan lintasan pengeboran.
- Data parameter pengeboran, seperti kecepatan putaran bit, beban pada bit (*Weight on Bit/WOB*), dan kecepatan penetrasi (*Rate of Penetration/ROP*).
- Data desain BHA, meliputi jenis, ukuran, dan konfigurasi peralatan pengeboran (drill bit, drill collar, stabilizer, dll).
- Data jenis formasi batuan yang dilalui selama pengeboran, untuk memahami resistansi dan pengaruhnya terhadap BHA.
- Data kegagalan BHA di lapangan, seperti dokumentasi kerusakan, keausan, dan frekuensi kegagalan.

2. Studi Literatur dan Penelitian Sebelumnya

Referensi jurnal ilmiah, buku, dan laporan teknis yang membahas kegagalan BHA, dogleg severity, *over gauge hole*, serta strategi pencegahan kegagalan dan panduan dan manual penggunaan *software Drilling Xpert* untuk pengeboran.

3. Dokumentasi Desain dan Spesifikasi Alat Pengeboran

Desain dan spesifikasi dari BHA dan komponen pengeboran yang digunakan di lapangan, seperti tipe stabilizer, bit, motor lumpur, dan sistem steering.

3.3.2 Alat Penelitian

1. Software Drilling Expert

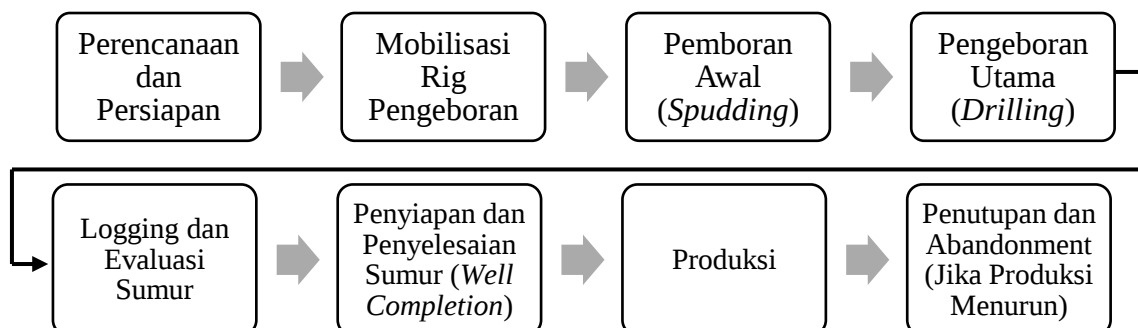
Software simulasi khusus pengeboran (*Drilling Xpert*) yang digunakan untuk:

- Mensimulasikan operasi pengeboran dalam kondisi *over gauge hole* dan dogleg severity tinggi.
- Menganalisis kegagalan BHA berdasarkan parameter pengeboran.
- Memprediksi performa BHA dalam skenario pengeboran yang berbeda.

2. Dokumen dan Instrumen Pengumpulan Data

Formulir pengumpulan data untuk mencatat informasi dari pengeboran lapangan dan hasil simulasi dan catatan lapangan, log pengeboran, serta hasil inspeksi visual dan teknis terhadap BHA yang digunakan.

3.4 Struktur Pengeboran



Gambar 3.1 Struktur Pengeboran

Sumber: (Bourhoyne, A. T, Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S., 1991)

3 . 5 Variable Pengujian

Variabel Pengujian yang dapat digunakan dalam skripsi dengan judul "Analisis Pencegahan Kegagalan BHA pada Aktivitas Pengeboran dengan Kondisi *Over Gauge Hole* dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan *Software Drilling Xpert*":

1. Variabel Independen (Variabel Bebas):

a. Dogleg Severity (DLS)

Tingkat kelengkungan atau pembelokan lintasan pengeboran yang diukur dalam derajat per 100 kaki, variabel ini digunakan untuk mengukur tingkat keparahan kondisi dogleg yang dapat mempengaruhi kinerja dan keandalan BHA.

b. *Over Gauge Hole*

Kondisi di mana ukuran lubang bor lebih besar dari diameter yang direncanakan (*under gauge*) dan variabel ini mempengaruhi stabilitas BHA dan perilaku pengeboran, termasuk interaksi antara alat pengeboran dengan dinding lubang bor.

c. Kecepatan Putar (RPM)

Kecepatan rotasi pipa bor yang digunakan selama pengeboran.

Kecepatan putar dapat mempengaruhi gaya sentrifugal dan keausan komponen BHA, terutama pada kondisi *over gauge* dan DLS tinggi, *Weight on Bit* (WOB), beban yang diterapkan pada mata bor selama pengeboran, WOB yang terlalu tinggi atau rendah dapat mempengaruhi keausan atau kerusakan pada komponen BHA.

d. Jenis dan Konfigurasi BHA

Tipe dan desain dari komponen BHA seperti *stabilizer*, *drill collars*, motor lumpur, dan *drill bit* variasi konfigurasi BHA dapat mempengaruhi daya tahan dan stabilitas selama operasi pengeboran, terutama di area dengan DLS tinggi dan *over gauge hole*.

2. Variabel Dependen (Variabel Terikat):

a. Kegagalan BHA

Indikator utama dalam penelitian ini adalah tingkat kerusakan atau kegagalan yang terjadi pada BHA jenis kegagalan yang diukur dapat mencakup keausan pada *drill bit*, kerusakan pada *stabilizer*, dan kegagalan mekanis lainnya yang terjadi selama pengeboran.

b. Tingkat Keausan Komponen BHA

Pengukuran keausan pada komponen-komponen kunci BHA, seperti *drill bit*, *drill collar*, dan *stabilizer*, terutama dalam kondisi *over gauge hole* dan dogleg severity tinggi.

c. Tingkat Getaran pada BHA

Pengukuran getaran yang ditimbulkan oleh BHA saat pengeboran, yang dapat menyebabkan kegagalan komponen jika tidak dikendalikan dengan baik, terutama dalam kondisi dogleg yang ekstrim.

d. Efisiensi Pengeboran

Parameter yang menunjukkan seberapa baik operasi pengeboran berjalan, termasuk kecepatan pengeboran (*Rate of Penetration/ROP*) dan produktivitas alat pengeboran.

3. Variabel Kontrol (Variabel Pengendali):

a. Kondisi Geologi Formasi

Jenis batuan dan kondisi geologi yang ditemui selama pengeboran yang dapat mempengaruhi kinerja BHA, tekanan Lumpur Bor (Mud Pressure) Tekanan lumpur bor yang digunakan untuk menjaga stabilitas lubang bor, pendinginan, dan pelumasan pada mata bor.

b. Jenis Mata Bor (*Drill Bit*)

Tipe mata bor yang digunakan, yang harus disesuaikan dengan kondisi formasi dan faktor-faktor lainnya untuk menghindari kegagalan alat.

3 . 6 Prosedur Penelitian

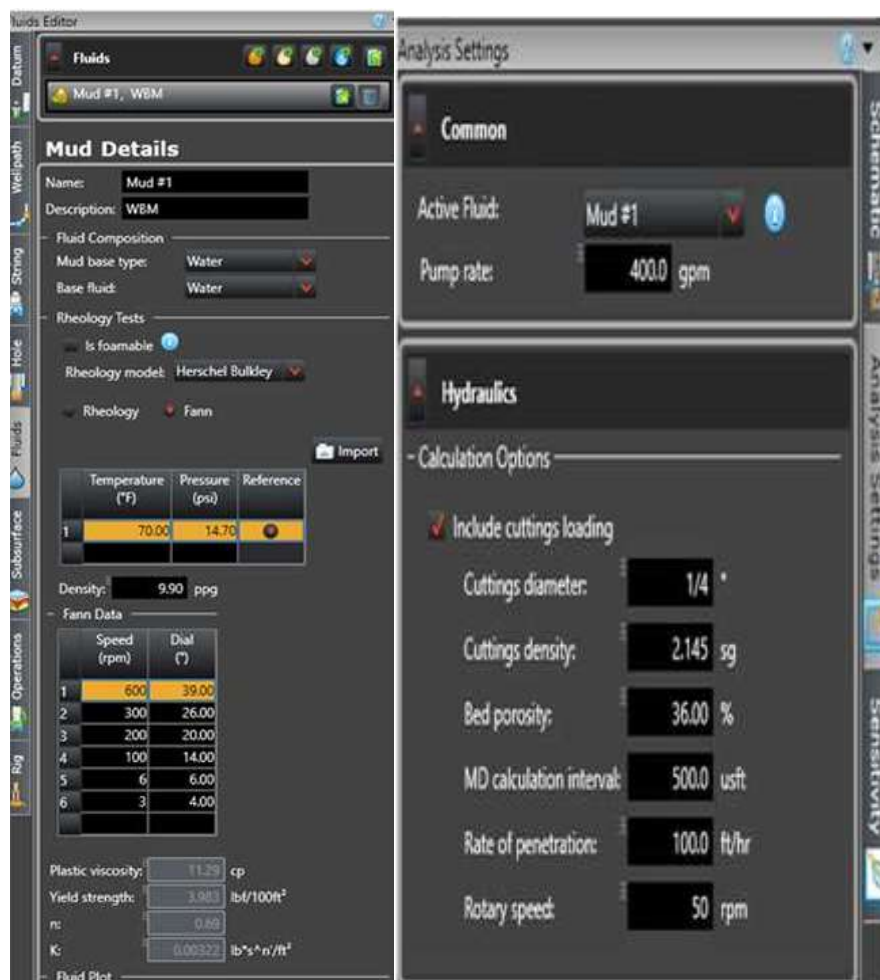
Prosedur Penelitian untuk Skripsi Dengan Judul "*Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi Over Gauge Hole Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan Software Drilling Xpert*"

1. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan berdasarkan data operasional pengeboran aktual yang mencakup:

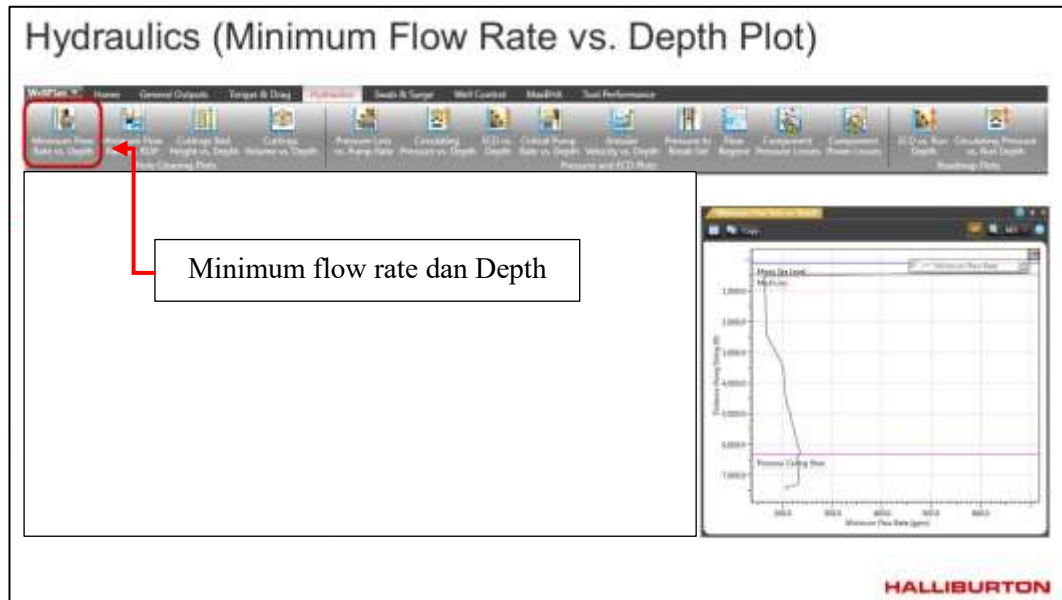
- a. Data historis kegagalan BHA.
- b. Kondisi lubang pengeboran (*hole geometry*), seperti diameter lubang yang melebar (*over gauge*).

- c. Kondisi geologi yang dapat menyebabkan *dogleg severity*.
 - d. Parameter pengeboran seperti tekanan lumpur dan beban pada pahat.
 - e. Data *real-time* dari operasi pengeboran yang melibatkan sensor dan alat monitoring.
2. Simulasi Menggunakan *Software Drilling Xpert*
 1. Langkah pertama pengaturan lintasan Sumur Bor, skema lubang bor dengan ukuran kedalaman awal dan akhir lubang pada *software drilling expert*, selanjutnya settingan *mud* jadwal untuk setiap bagian lubang
 2. Langkah kedua setting drillstring desain dan keterbatasannya lanned BHA dan keterbatasannya, masukan data lapangan spesifikasi / batasan motor lumpur, spesifikasi / batasan MWD, *rig* batasan tekanan peralatan permukaan, spesifikasi pompa, tekanan permukaan maksimum yang diijinkan, planned Jenis dan jumlah Jet.



Gambar 3 . 2 Setting Data Software Drilling Expert
 Sumber: (Data Diolah Oleh Pratikkan, 2024)

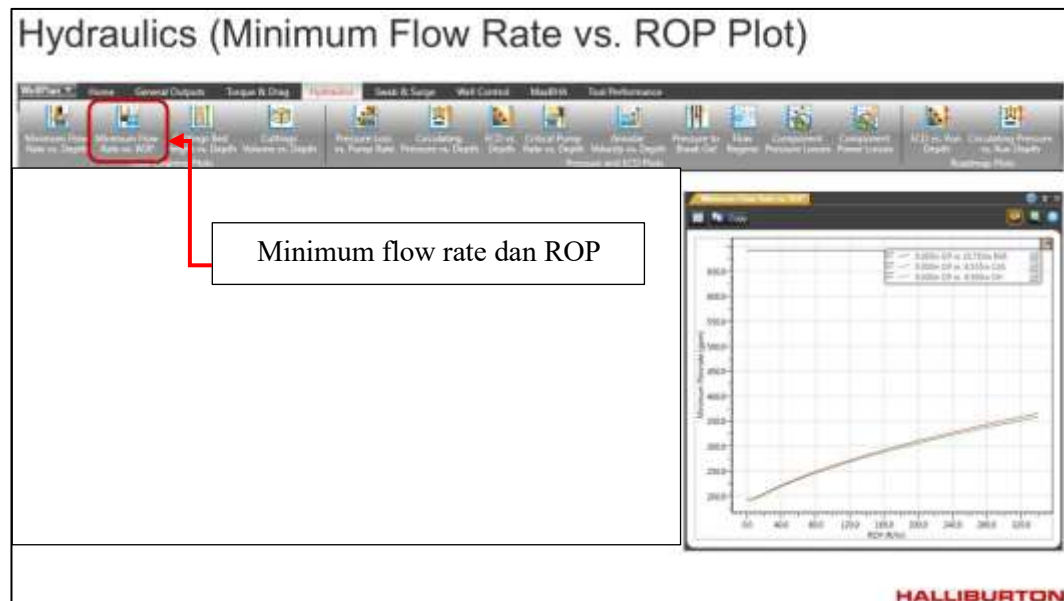
3. Langkah ke-3 (Ketiga) settingan Laju Aliran Minimum dan Kedalaman diakses dengan menggunakan Pita Hidrolika. Gunakan bagian Hidrolika pada tab Analisis Pengaturan untuk menyertakan pemuatan pengeboran dalam analisis, dan untuk menentukan informasi pengeboran.



Gambar 3.3 Settingan Laju Aliran Minimum dan Kedalaman

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

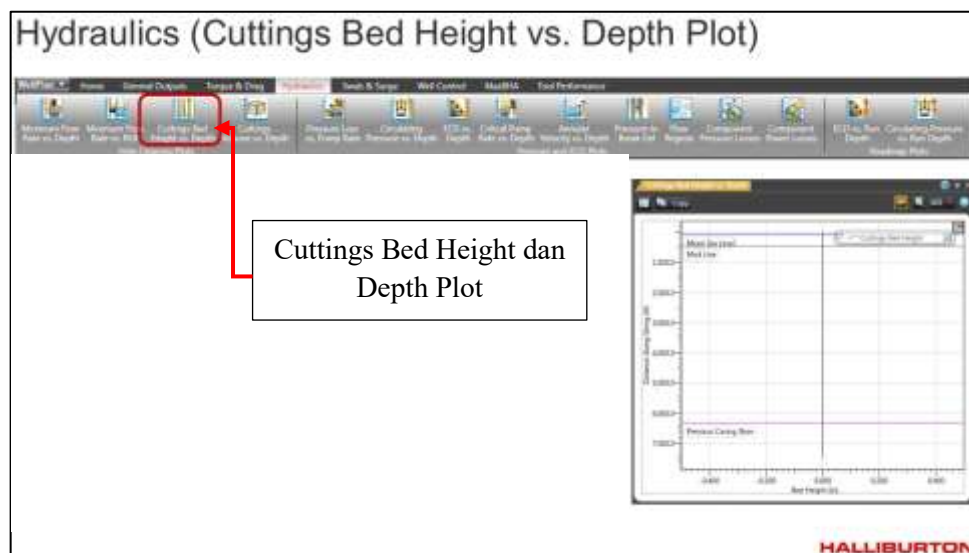
4. Langkah ke-4 (keempat) settingan ini untuk menentukan laju aliran *minimum* (kritis) yang akan dibentuk oleh stek bed akan mulai terbentuk di anulus untuk berbagai tingkat penetrasi (ROP) saat berputar pada kecepatan putar (RPM) yang ditentukan pada Pengaturan Analisis tab. (RPM) untuk output ini tidak ditentukan pada *Tab* Operasi). ROP menentukan jumlah pengeboran yang dihasilkan (laju aliran pengeboran)



Gambar 3 . 4 Menentukan laju aliran minimum

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

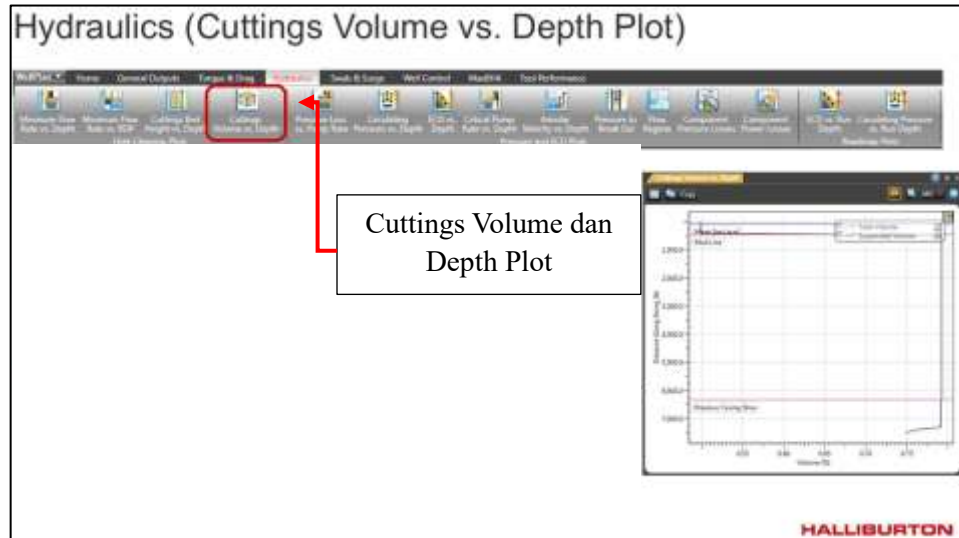
5. Langkah ke-5 (kelima) settingan ini untuk menentukan *Cutting Height dan Depth Plot*, Jika dasar pengeboran dasar terbentuk, tingkatkan laju pompa sehingga lebih besar dari laju pompa kritis untuk menghindari terbentuknya lapisan Pengeboran dasar di bagian sumur itu. Anda dapat menggunakan output Laju Aliran Minimum dan Kedalaman keluaran untuk menentukan laju pompa kritis untuk bagian sumur tersebut.



Gambar 3 . 5 Settingan *Cuttings Bed Height dan Depth Plot*

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

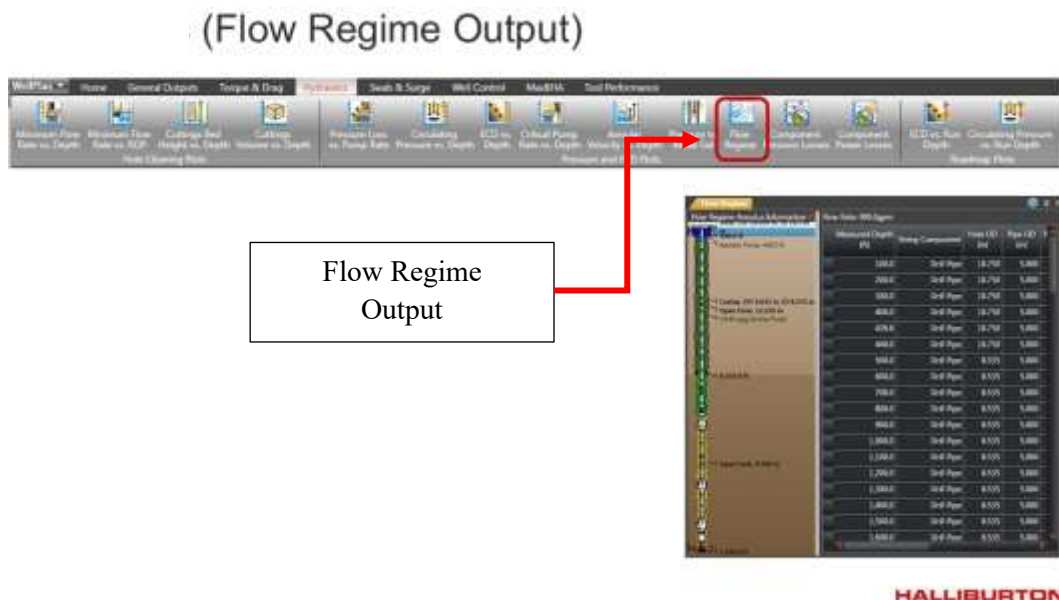
6. Langkah ke-6 (keenam) settingan ini untuk menentukan *Cuttings Volume* dan *Depth Plot* volume pada laju Pompa yang ditentukan di bagian Umum pada Pengaturan Analisis tab.



Gambar 3 . 6 *Cuttings Volume* dan *Depth Plot*

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

7. Langkah Terakhir peroleh data pengeboran BHA Dogleg Severity Tinggi pada fitur *Flow Regime Output* pada fitur itu akan terlihat data seperti *pressure loss*, *average velocity*, *Reynolds Number*, and *critical pump rate*, ini adalah sumber data penelitian pengujian BHA *Over Gauge Hole* Dan Dogleg Severity Tinggi.



Gambar 3 . 7 Fitur *Flow Regime Output* untuk mencari Data Hasil

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

3 . 7 Pengambilan Data

Langkah penelitian selanjutnya yaitu pengambilan data “Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi *Over Gauge Hole* Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan *Software Drilling Xpert*” dengan bertujuan untuk mengetahui hasil proses pengeboran BHA dogleg severity tinggi.

1. Flow Rate 400.0 gpm (*Galon per Minute*)

Tabel 3 . 2 Pengujian *Flow Rate* 400.0 gpm

Measured depth (ft)	String Component	Hole OD (“)	Pipe OD (“)	Pressure Loss(psi)	Average Velocity (ft/min)	Reynolds Number	Critical Pump Rate(gpm)	Flow Regime

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

2. Flow Rate 500.0 gpm (*Galon per Minute*)

Tabel 3 . 3 Pengujian *Flow Rate* 500.0 gpm

Measured depth (ft)	String Component	Hole OD (“)	Pipe OD (“)	Pressure Loss(psi)	Average Velocity (ft/min)	Reynolds Number	Critical Pump Rate(gpm)	Flow Regime

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

3 . 8 Analisis data

Analisis data untuk skripsi dengan judul “Analisis Pencegahan Kegagalan Bha Pada Aktivitas Pengeboran Dengan Kondisi *Over Gauge Hole* Dan Dogleg Severity Tinggi Menggunakan *Software Drilling Xpert*” yaitu:

Pengumpulan dan Pengolahan data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data operasional pengeboran dari lapangan pengeboran yang mengalami kegagalan Bottom Hole Assembly (BHA). Data yang diperoleh terdiri dari:

1. Data geometri lubang pengeboran: Kondisi *over gauge* yang diukur dari variasi diameter lubang pengeboran.
2. Data *dogleg severity* (DLS): Tingkat pembengkokan atau kelengkungan pada lintasan sumur pengeboran, dinyatakan dalam satuan derajat per 100 ft.
3. Parameter pengeboran lainnya: Seperti tekanan lumpur pengeboran, berat pada pahat (*weight on bit*), dan kecepatan rotasi (*rotary speed*).

Hasil simulasi yang diperoleh dari *software Drilling Xpert* kemudian dibandingkan dengan data historis lapangan terkait kegagalan BHA. Apakah hasil simulasi tersebut sesuai dengan kondisi kegagalan yang terjadi di lapangan? Validasi ini penting untuk memastikan bahwa simulasi yang dilakukan mendekati kondisi nyata pengeboran.

1. Kecocokan hasil simulasi dengan data lapangan yaitu jika hasil simulasi menunjukkan korelasi yang baik dengan kegagalan yang terjadi di lapangan.
2. Diskrepansi hasil yaitu jika terdapat perbedaan, analisis dilakukan untuk mencari faktor-faktor lain yang belum dipertimbangkan dalam simulasi seperti faktor geologi yang spesifik atau kondisi sumur yang unik.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4 . 1 Deskripsi Data

Pada tahapan penelitian ini memaparkan hasil analisis dari data yang telah diolah menggunakan software *Drilling Xpert* dalam rangka pencegahan kegagalan *Bottom Hole Assembly* (BHA) pada kondisi pengeboran dengan *over gauge hole* dan *dogleg severity* (DLS) tinggi. Pembahasan mencakup simulasi, evaluasi terhadap faktor penyebab kegagalan, serta solusi strategis yang dapat diterapkan untuk meningkatkan keberhasilan operasional pengeboran.

4 . 2 Perbandingan Data BHA dan DLS Metode Flow Rate

4 . 2 . 1 Data Flow Rate 400.0 gpm (*Galon per Minute*)

Tabel 4 . 1 Pengujian *Flow Rate* 400.0 gpm

Measured depth (ft)	String Component	Hole OD (")	Pipe OD (")	Pressure Loss(psi)	Average Velocity (ft/min)	Reynolds Number	Critical Pump Rate(gpm)	Flow Regime
250	Drill Pipe	8-29/32	5	2.85	179.6	1672	418.2	Laminar
1000	Drill Pipe	8-3/4	5	6.25	190.1	1793	403.3	Laminar
2000	Drill Pipe	8-3/4	5	6.25	190.1	1793	403.3	Laminar
3000	Drill Pipe	8-3/4	5	6.25	190.1	1793	403.3	Laminar
4000	Drill Pipe	8-3/4	5	6.25	190.1	1793	403.3	Laminar
4603	Drill Pipe	8-3/4	5	1.30	190.1	1792	403.3	Laminar
4754	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	3.73	211.7	1985	387.2	Transition
4786	Drilling Jar	8-3/4	6-7/8	1.60	333.9	3000	316.8	Turbulent
5500	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	12.34	211.7	1985	387.2	Transition
6000	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	8.68	234.8	2298	353.1	Transition
6057	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	1.00	222.1	2092	2092	Transition

6065	MWD Tool	8-3/4	6-3/4	0.41	340.1	3070	3070	Turbulent
6095	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	1.15	305.0	2791	312.1	Laminar
6101	MWD Tool	8-3/4	6-1/2	0.25	305.0	2791	328.2	Turbulent
6132	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	1.19	305.0	2791	328.2	Laminar
6137	Integral Blade Stabilizer	8-3/4	6	0.12	255.4	2378	328.2	Transition
6148	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	0.43	305.0	2791	328.2	Turbulent
6151	Float Sub	8-3/4	6-1/4	0.09	276.5	2555	343.1	Transition
6185	Polycrystalline Diamond Bit	8-3/4	6-3/4	1.70	340.1	3070	312.1	Turbulent

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

Berdasarkan tabel (4.1). Pada data flow rate 400.0 gpm (*galon per minute*) kekurangannya ada pada *flow gime* yaitu tidak konsisten *turbulent* maka itu juga mengacu menjadi penyebab kegagalan BHA, yang akan memperbesar kemungkinan terjadinya DLS Tinggi.

4 . 2 . 2 Data Flow Rate 500.0 gpm (*Galon per Minute*)

Tabel 4 . 2 Pengujian *Flow Rate* 400.0 gpm

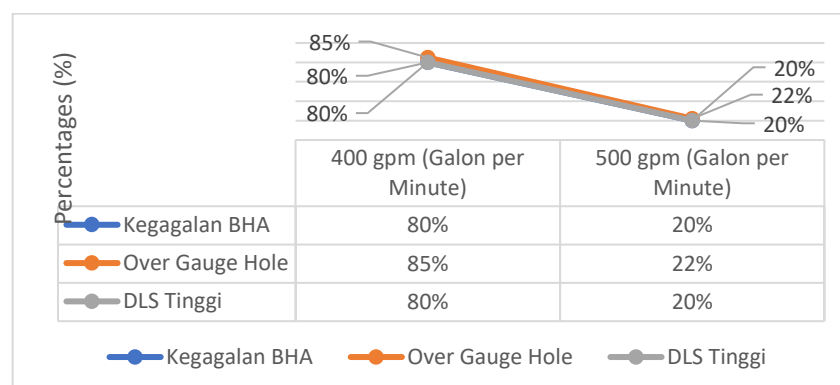
Measured depth (ft)	String Component	Hole OD (")	Pipe OD (")	Pressure Loss(psi)	Average Velocity (ft/min)	Reynolds Number	Critical Pump Rate(gpm)	Flow Regime
250	Drill Pipe	8-29/32	5	3.20	224.5	2361	481.9	Turbulent
1000	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	237.7	2527	404.0	Turbulent
2000	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	237.7	2527	404.0	Turbulent
3000	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	237.7	2527	404.0	Turbulent
4000	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	237.7	2527	404.0	Turbulent
4603	Drill Pipe	8-3/4	5	1.46	237.7	2527	404.1	Turbulent
4754	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	4.29	264.6	2792	387.9	Turbulent
4786	Drilling Jar	8-3/4	6-7/8	2.06	417.3	4166	317.4	Turbulent

5500	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	15.86	264.6	2792	387.9	Turbulent
6000	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	15.86	264.6	2792	387.9	Turbulent
6057	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	1.82	264.6	2791	387.9	Turbulent
6065	MWD Tool	8-3/4	6-3/4	0.43	395.3	3970	325.6	Turbulent
6095	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	1.19	357.2	3637	341.1	Turbulent
6101	MWD Tool	8-3/4	6-1/2	0.26	357.2	3637	341.1	Turbulent
6132	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	1.23	357.2	3637	341.1	Turbulent
6137	Integral Blade Stabilizer	8-3/4	6	0.13	302.1	3141	367.2	Turbulent
6148	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	0.45	357.2	3637	341.1	Turbulent
6151	Float Sub	8-3/4	6-1/4	0.09	325.7	3352	355.4	Turbulent
6185	Polycrystalline Diamond Bit	8-3/4	6-3/4	1.81	395.3	3976	325.6	Turbulent

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

Berdasarkan tabel (4.1). Pada data flow rate 500.0 gpm (*galon per minute*) *flow gime* yaitu sudah sangat konsisten *turbulent* maka itu juga mengacu memperkecil untuk terjadinya penyebab kegagalan BHA.

4 . 2 . 3 Grafik Perbandingan *Flow Rate* 400 dan 500 gpm (*Galon Per Minute*)



Gambar 4 . 1 Grafik Perbandingan Flow Rate

Sumber: (Data diolah Oleh Pratikan, 2024)

Pada hasil dari perbandingan *Flow Rate* 400 dan 500 gpm yang didapat pada *Software Drilling Xpert* yaitu semakin kecil *Flow Rate* akan semakin besar kemungkinan kegagalan BHA, *Over Gauge hole*, dan *Dogleg Severity* (DLS) Tinggi, dan juga kebalikannya semakin besar *Flow Rate* yaitu 500 gpm maka akan semakin kecil kemungkinan Kegagalan BHA, *Over Gauge Hole*, dan *Dogleg Severity* (DLS) Tinggi.

4 . 3 Hasil Analisis

Pada penelitian dengan judul "Analisis Pencegahan Kegagalan BHA pada Aktivitas Pengeboran dengan Kondisi *Over Gauge Hole* dan *Dogleg Severity* Tinggi Menggunakan *Software Drilling Xpert*", hasil analisis menunjukkan beberapa temuan penting yang berkaitan dengan potensi kegagalan *Bottom Hole Assembly* (BHA). Analisis ini dilakukan melalui simulasi menggunakan *Drilling Xpert* dengan input data dari parameter operasional pengeboran, desain BHA, serta kondisi geometri lubang bor. Berikut adalah hasil analisis yang diperoleh:

4 . 3 . 1 Laminar Pada BHA *Over Gauge Hole*

Aliran laminar adalah jenis aliran fluida yang bergerak dalam lapisan paralel tanpa adanya turbulensi. Meskipun tampak stabil, aliran laminar memiliki beberapa dampak buruk dalam operasi pengeboran, terutama di sekitar BHA.

Kekurangan Laminar pada BHA yang memiliki risiko *Over Gauge Hole* yaitu:

1. Efisiensi Pembersihan Lubang Bor yang Rendah

Dalam aliran laminar, kecepatan fluida di sekitar dinding lubang bor lebih rendah dibandingkan di tengah aliran. Hal ini mengurangi kemampuan fluida untuk mengangkut potongan bor (*cuttings*) ke permukaan dan menyebabkan akumulasi serpihan bor di dasar lubang, yang dapat meningkatkan risiko *bit balling*.

2. Risiko Penumpukan Potongan Bor di Sekitar Stabilizer

Aliran laminar tidak cukup menghasilkan gaya angkat (*lift force*) untuk menggerakkan serpihan bor ke atas. Akibatnya stabilizer dan bagian lain dari BHA berisiko terjebak dalam potongan bor yang menumpuk, memperbesar risiko *stuck pipe*.

3. Peningkatan Risiko Differential Sticking

Penumpukan potongan bor di area lubang dengan tekanan diferensial tinggi dapat menyebabkan BHA terjebak karena gaya gesekan yang tinggi antara drill pipe dan dinding formasi.

4 . 3 . 2 *Transition Pada BHA Over Gauge Hole*

Zona transisi adalah area peralihan antara berbagai kondisi pengeboran, seperti perubahan aliran fluida dari laminar ke turbulen atau variasi tekanan dan tegangan mekanis di sepanjang BHA. Zona ini memberikan tantangan signifikan bagi kinerja operasional:

Kekurangan Transition pada BHA yang memiliki risiko *Over Gauge Hole* yaitu:

1. Ketidakstabilan Hidraulik

Dalam zona transisi, aliran fluida dapat menjadi tidak stabil, berpindah dari laminar ke turbulen atau sebaliknya. Hal ini dapat mengurangi efisiensi pembersihan potongan bor (*cuttings*) dan meningkatkan risiko penumpukan serpihan bor, terutama di area dengan geometri lubang bor tidak seragam.

2. Tekanan Fluktuatif pada Komponen BHA

Perubahan aliran fluida di zona transisi menghasilkan tekanan hidraulik yang tidak merata di sekitar BHA, akibatnya komponen seperti bit dan stabilizer mengalami tekanan berlebih, mempercepat keausan dan risiko erosi meningkat pada permukaan material yang terkena fluktuasi tekanan.

3. Getaran dan Resonansi

Zona transisi sering memicu getaran berlebih pada BHA akibat perubahan gaya hidrodinamik. Hal ini dapat menyebabkan *axial vibration (bit bounce)* yang merusak bit dan mengurangi efisiensi pengeboran dan dapat memicu *torsional vibration (stick-slip)* yang dapat mengganggu rotasi stabil.

4 . 3 . 3 *Turbulent Pada BHA Over Gauge Hole*

Aliran turbulen pada fluida pengeboran memiliki pola aliran yang teratur, sehingga memberikan sejumlah keunggulan penting bagi performa pengeboran, terutama di sekitar Bottom Hole Assembly (BHA). Berikut adalah pengaruh baik dan kelebihan aliran turbulen pada BHA:

1. Efisiensi Pembersihan Lubang Bor yang Lebih Tinggi

Transportasi potongan bor yang efektif sehingga aliran turbulen menghasilkan gaya geser (*shear force*) yang lebih besar dibandingkan aliran laminar. Ini membantu mengangkat dan membawa potongan bor (*cuttings*) dari dasar lubang ke permukaan secara efisien dan juga dapat melakukan pencegahan akumulasi cuttings turbulensi mencegah potongan bor mengendap di dasar lubang, sehingga mengurangi risiko penyumbatan (*bit balling*) atau stuck pipe.

2. Peningkatan Efisiensi Pendinginan Bit

Distribusi panas yang merata seperti aliran turbulen lebih efektif dalam menghilangkan panas dari bit pengeboran karena sirkulasi fluida yang tidak teratur meningkatkan transfer panas dari permukaan bit ke fluida pengeboran serta dapat mengurangi keausan bit dengan pendinginan yang lebih baik, keausan bit akibat panas berkurang, sehingga memperpanjang umur bit dan mengurangi biaya operasional.

3. Efektivitas Pembersihan Zona Dogleg dan Over Gauge

Mengatasi geometri tidak beraturan dalam lubang bor dengan geometri kompleks seperti dogleg atau over gauge, turbulensi membantu membersihkan area-area sulit secara lebih efektif dibandingkan aliran laminar dan juga mencegah akumulasi material di area kritis seperti turbulensi yang menjaga material pengeboran bergerak terus menerus, mencegah akumulasi yang bisa merusak stabilizer atau BHA lainnya.

4. Peningkatan Hidraulik Energi di Sekitar BHA

Efisiensi hidraulik yang lebih tinggi dapat meningkatkan turbulensi energi kinetik fluida, yang membantu dalam proses pemotongan formasi dan mempercepat laju penetrasi (*rate of penetration*, ROP) dan Stabilitas Operasional Aliran turbulen menghasilkan gaya dorong (*jet impact force*) yang lebih besar pada bit, meningkatkan stabilitas selama pengeboran.

4 . 3 . 4 Dogleg Severity (DLS) Tinggi

Dogleg Severity (DLS) tinggi yaitu kondisi di mana perubahan arah atau kelengkungan jalur pengeboran sangat tajam dalam interval tertentu (diukur dalam derajat per 100 ft). DLS tinggi memberikan tantangan operasional dan risiko kegagalan peralatan. Berikut adalah penyebab utama DLS tinggi dalam pengeboran:

1. Karena ketidakseimbangan Flow Regime yang tidak turbulen sehingga meningkatkan temperatur pada *drill collar* dan juga dapat mengurangi efektivitas pembersihan pada zona *dogleg* dan *over gauge* maka daripada itu akan menyebabkan kegagalan pada *bottom hole assembly* (BHA) yang dapat meningkatkan risiko DLS tinggi.
2. Kecepatan rotasi (RPM) yang tidak tepat RPM yang terlalu tinggi, terutama dengan *bit rotary steerable* atau motor pengeboran, dapat menyebabkan bit kehilangan kontrol dan menciptakan DLS tinggi.
3. Kerusakan pada *stabilizer* atau *drill collar*, Peralatan yang aus atau rusak tidak mampu menjaga keseimbangan dan posisi BHA, sehingga jalur pengeboran dapat menyimpang.

4 . 4 Strategi Pencegahan Kegagalan

Over Gauge Hole dapat dicegah dengan desain bit dan stabilizer yang tepat, kontrol parameter pengeboran, penggunaan fluida flow rate 500 gpm agar proses pengeboran tetap turbulen sehingga dapat mencegah terjadinya *overheat* pada *drill collar* dan efektivitas pembersihan pada zona *dogleg severity* (DLS) tetap terjaga pengeboran yang sesuai, dan pemantauan lubang bor secara real-time.

Dogleg Severity Tinggi memerlukan perencanaan jalur pengeboran yang hati-hati, penggunaan RSS atau BHA fleksibel, kontrol parameter operasional, dan teknologi monitoring real-time.

Software Drilling Xpert menjadi alat penting dalam operasi pengeboran dengan membantu mengoptimalkan desain dan performa BHA serta memitigasi risiko DLS tinggi. Dengan fitur simulasi, pemantauan real-time, dan analisis data, perangkat lunak ini membantu tim pengeboran mencapai efisiensi dan keselamatan yang lebih tinggi, pada *software* ini kita dapat mengatur Fluida *Flow Rate* (500 gpm) atau disesuaikan dengan kondisi pengeboran.

Zona transisi dan DLS tinggi memberikan tantangan signifikan dalam operasi pengeboran. Kombinasi keduanya dapat menyebabkan ketidakstabilan hidraulik, peningkatan tegangan pada BHA, dan penurunan efisiensi pengeboran. Strategi mitigasi yang tepat melalui desain BHA, pengendalian hidraulik, dan perencanaan trajektori dapat meminimalkan dampak buruk ini, sehingga meningkatkan keberhasilan operasional pengeboran.

BAB V

PENUTUP

5 . 1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan analisis menggunakan *Software Drilling Xpert* terkait pencegahan kegagalan *Bottom Hole Assembly* (BHA) pada aktivitas pengeboran dengan kondisi *over gauge hole* dan *dogleg severity* (DLS) tinggi, dapat disimpulkan hal-hal berikut:

1. Penyebab Utama Kegagalan BHA pada Kondisi Over-Gauge Hole dan DLS Tinggi

Over-Gauge Hole: Penggunaan BHA yang tidak stabil, atau parameter pengeboran yang tidak sesuai (seperti *Flow Rate* dan RPM yang berlebihan).

Dogleg Severity Tinggi: Nilai DLS tinggi disebabkan oleh perencanaan jalur pengeboran yang tidak optimal, konfigurasi BHA yang tidak sesuai dengan formasi, serta pengendalian parameter operasional yang kurang efektif. Kondisi ini dapat menyebabkan kelelahan material, kerusakan *stabilizer*, dan bahkan *stuck pipe*.

2. Strategi Efektif untuk Mencegah Kegagalan BHA

Desain dan Pemilihan BHA yang Tepat: Setingan *Flow Rate* (agar tetap *Turbulent*) sesuai dengan kebutuhan pengeboran, penggunaan *stabilizer*, *bit*, dan *drill collar* yang sesuai dengan formasi dan kondisi pengeboran dapat mencegah over-gauge hole dan menjaga stabilitas arah pengeboran pada zona dengan DLS tinggi.

Monitoring Real-Time: Pemanfaatan dengan *Software Drilling Xpert* dapat mendeteksi secara dini kondisi yang berpotensi menyebabkan kegagalan, sehingga tindakan korektif dapat segera dilakukan.

Perencanaan Jalur Pengeboran yang Optimal: Menggunakan simulasi jalur pengeboran dengan DLS rendah dapat mencegah terjadinya deviasi jalur yang berlebihan dan menjaga integritas alat pengeboran.

5 . 2 Saran

Berdasarkan Kesimpulan Penelitian maka dibuatkan saran kepada peneliti selanjutnya yang mau mengembangkan dan melengkapi penelitian ini diantaranya yaitu :

1. Perlu dilakukan studi tambahan untuk mengkaji pengaruh berbagai jenis fluida pengeboran dalam mencegah *over-gauge hole* dan dampaknya terhadap stabilitas BHA di zona DLS tinggi.
2. Pengembangan teknologi BHA dengan material yang lebih tahan terhadap gaya lateral dan torsi di zona kritis juga menjadi agenda penting.
3. Dan yang terakhir tambahkan teknologi *software* seperti Integrasi penuh dengan alat *monitoring real-time* seperti MWD akan mempercepat pengambilan keputusan untuk mencegah kegagalan.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdou, H. M, & Sultan, A. S. (2015). Optimization of Bottom Hole Assembly (BHA) in Horizontal Drilling Operations. *International Petroleum Technology Conference*.
- API RP 7G-2. (2017). Recommended Practice For Inspection and Classification of Used Drill Stem Elements. *American Petroleum Institute*.
- Bailey, L. R, & Hudec, P. P. (1991). BHA Stability in Directional Drilling. *Journal of Petroleum Technology*, 1176-1183.
- Bourhoyne, A. T, Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1991). Applied Drilling Engineering. *SPE Textbook Series*.
- Caenn, R. C. (2016). Drilling Fluids: Functions and Properties. *Gulf Profesional Publishing*.
- Carpenter, C. (2018). Dogleg Severity and Its Impact on Drill String Fatigue Life. *SPE Drilling & Completion*.
- Dobuse, J. E, & Warren, T. M. (1990). Effects of Wellbore Instabilities on BHA Performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45-56.
- Dusseault, M. B, & Gray, M. N. (2002). Stress and Stability Analysis for Drilling Through Unconsolidated Formations. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 575-589.
- Halliburton . (2024). 10. Hydraulics vILT. *Halliburton Experince Drilling*, 1-45.
- Ma, C. et al. (2020). Analysis of Drill String Failures in Extreme Wellbore Conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Mitchel, R.F. (2016). Drillstring and Bottom Hole Assembly Design for Extreme Doglegs. *Journal of Petroleum Technology*.
- Rabia, H. (2014). Well Engineering & Constriction. *Entrac Consulting Ltd*.
- Warren, T.M, & Smith, D.K. (1985). Dogleg Severity and Its Effects on Drilling Performance. *Society of Petroleum Engineers*.

Williamson, H. S, & Beck, W. L. (1993). Analyzing BHA Failure Modes Using Computational Models. *Journal of Petroleum Technology*, 1349-1355.

LAMPIRAN



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : ITN-352/III.MS-I/2024
Lampiran : -
Perihal : **Izin Penelitian/Pengambilan Data Pengujian Skripsi**

Malang, 02 Desember 2024

Kepada Yth : **PT. Halliburton Sperry Drilling**
Riau Sumatra Tengah
Di
Tempat

Dengan hormat,

Dalam rangka penyelesaian Tugas Akhir oleh mahasiswa Program Studi Teknik Mesin S1 berikut:

Nama : **Aan Gondi Priambodo**
NIM : **2311901**
Alamat : **Jl. Bangsa Simpang 3, RT.22/RW.05, Desa
Jatiguwi, Kec. Sumberpucung, Kab. Malang**

Bersama ini kami mohon untuk dapatnya diberikan izin kepada mahasiswa tersebut untuk melaksanakan penelitian di PT.Halliburton Sperry Drilling pada 19-27 November 200, sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Demikian, atas perhatian dan kerjasama yang baik,kami sampaikan terimakasih.



Program Studi Teknik Mesin S1
Ketua

Dr. Eko Yohanes Setyawan, ST., MT.
NIP.P. 1031400477

HALLIBURTON



Certificate of Completion

presented to

Aan Priambodo

for

Sperry-RM-GL-LWD-Lab (Insert)

Halliburton acknowledges your attendance
and successful completion of this course on 3/21/2014

Manager



DrillingXpert|

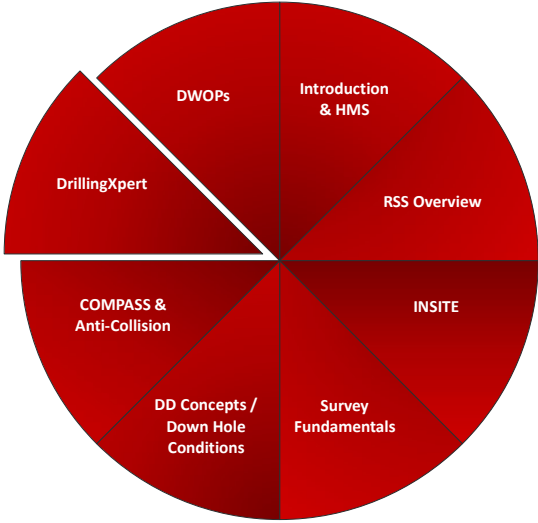
Hydraulics

© 2023 Halliburton. All rights reserved.

HALLIBURTON

1

DrillingXpert

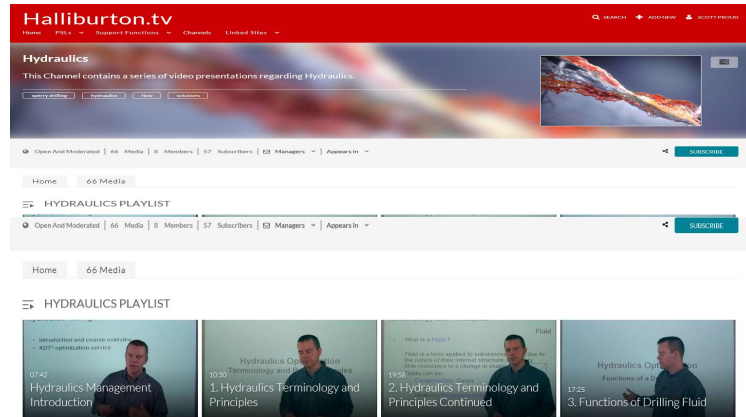


HALLIBURTON

2

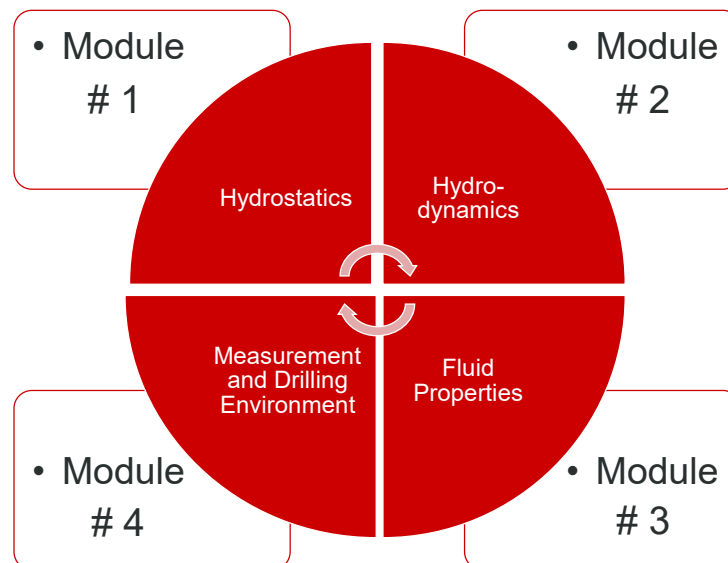
Halliburton TV - Hydraulics

- Watch the following videos on Hal TV.
 - Hydraulic Terminology
 - Hydraulic Calculator - Optimization
 - Sensitivity Analysis



5

Review the online Hydraulics modules



HALLIBURTON

6

Knowledge Check

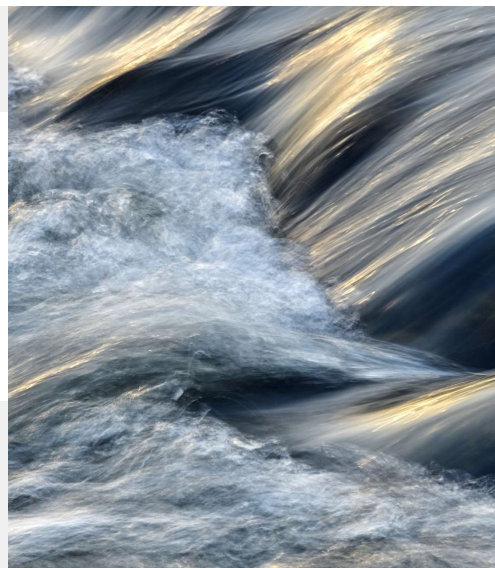
- At which hole angle range is avalanching of cuttings beds most likely to take place in?
 - a. $< 30^\circ$
 - b. $30 - 45^\circ$
 - ✓ c. $45 - 65^\circ$
 - d. $> 65^\circ$

HALLIBURTON

19

Hydraulics

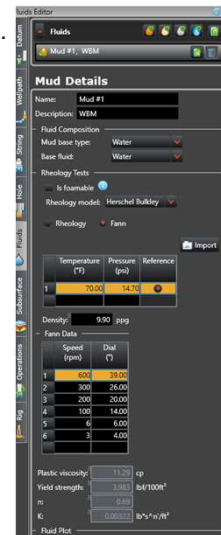
Module 3 – Fluid Properties

**HALLIBURTON**

20

Required Data For Hydraulics Calculations

- Wellbore Trajectory, wellbore schematic with hole size start and end depth.
- Mud schedule for each hole section
- Drillstring Design and limitations.
- Planned BHA and its limitations.
 - Mud motor specifications / limitations.
 - MWD specifications / limitations.
- Rig surface equipment pressure limitation.
 - pump specifications.
 - max allowable surface pressure
- Planned Bit type and number of Jets

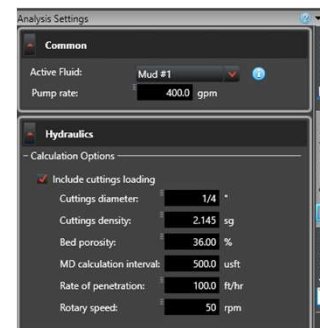


HALLIBURTON

39

Hydraulics

- The followings slides will use the DrillingXpert case created in the previous practical exercise.
 - **Costumer: Houston Training Center (DWOP / DXpert)**
 - **Well: Wright U A 4H (Run200)**
 - **Case: PDM MWD_ 8.75_ Curve Section_9.9ppg**
 - **Bit Depth at end of curve section @ 6185'**
- Update the Hydraulics data under Analysis setting as shown:



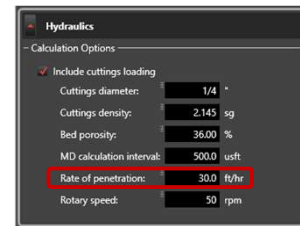
HALLIBURTON

40

Knowledge Check

- Based in the same case used previously, determine Minimum Flow Rate that can be used at TD (6185' MD) drilling at 30ft/hr to have a efficiently hole cleaning:

- a. 524 gpm
- b. 398 gpm
- c. 422 gpm
- ✓ d. 468 gpm



After have your answer reenter the ROP to 100 ft/hr.

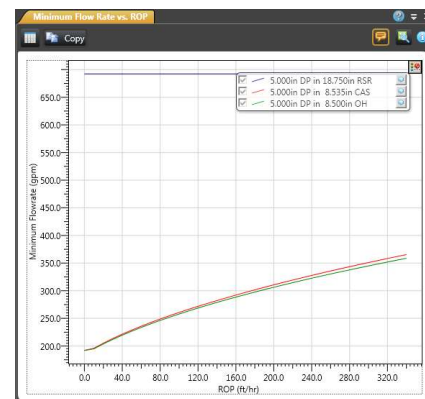
HALLIBURTON

43

Hydraulics (Minimum Flow Rate vs. ROP Plot)



- This plot is to determine the minimum (critical) flow rate that a cuttings bed will begin to form in the annulus for a range of penetration rates (ROP) while rotating at the rotary speed (RPM) specified on the Analysis Settings tab. (RPM for this output is not specified on the Operations tab.) The ROP determines the amount of cuttings produced (a cuttings flowrate).



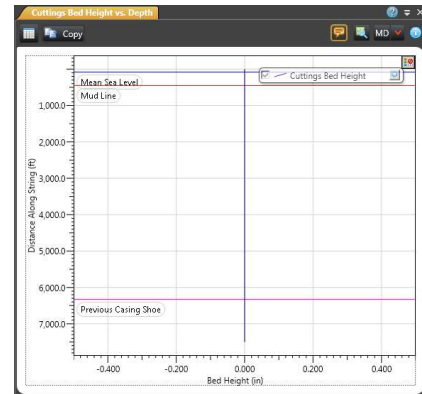
HALLIBURTON

44

Hydraulics (Cuttings Bed Height vs. Depth Plot)



- Use this plot to determine if a cuttings bed will form at any distance along the string when pumping at the pump rate specified in the Common section of the Analysis Settings tab.
- If a cuttings bed is forming, increase the pump rate so that it is greater than the critical pump rate to avoid cuttings bed formation in that section of the well. You can use the Minimum Flow Rate vs Depth output to determine the critical pump rate for that section of the well

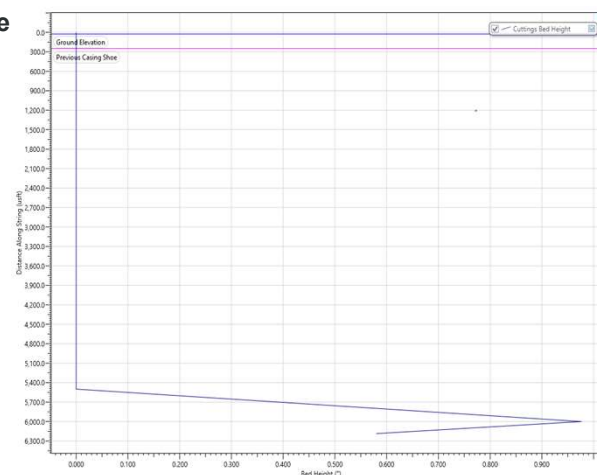


HALLIBURTON

47

Hydraulics (Cuttings Bed Height vs. Depth Plot)

- Analyzing the case (**PDM MWD_ 8.75_ Curve Section_9.9ppg**), what conclusion can be observed from the Cuttings Bed Height vs. Depth Plot?
- During the next plot analysis (Cuttings Volume vs. Depth) we will be able to confirm the percentage of accumulated in the wellbore.



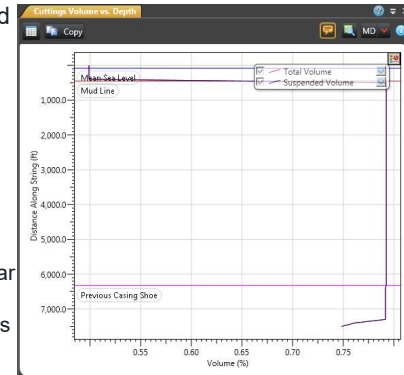
HALLIBURTON

48

Hydraulics (Cuttings Volume vs. Depth Plot)



- Use this plot to display cuttings total volume, and cuttings suspended volume at the Pump rate specified in the Common section of the Analysis Settings tab.
- At any depth, if the total volume % is greater than the suspended volume % of cuttings, a cuttings bed has formed.
- For any distance along the string, use this plot to determine
 - Suspended Volume %** of cuttings. This is the percentage of the annular volume filled with cuttings suspended in the drilling fluid. Suspended volume does not include cuttings lying in the hole and forming a cuttings bed.
 - Total Volume %** of cuttings. This is the percentage of the annular volume filled with cuttings, including cuttings suspended in the drilling fluid, and cuttings forming a bed.

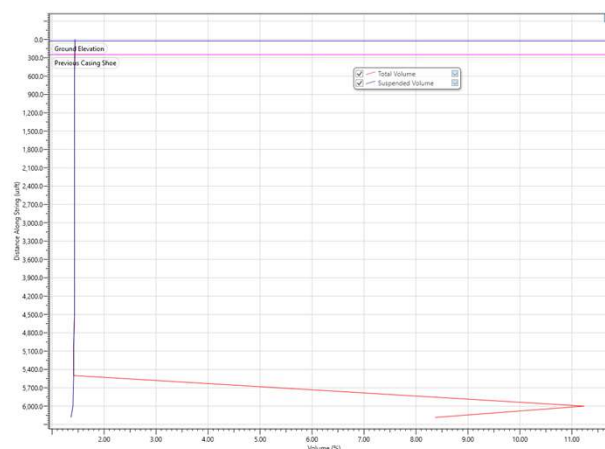


HALLIBURTON

49

Hydraulics (Cuttings Volume vs. Depth Plot)

- Analyzing the case (**PDM MWD_ 8.75_ Curve Section_9.9ppg**), what conclusion can be observed from the Cuttings Volume vs. Depth Plot?
- Does the flow rate used at this moment enough to have an efficiently hole cleaning?
 - ✓ No, The percentage of cuttings by volume in the annulus and input must be between **0.0%** and **6.0%**. This means that a constant percentage of cuttings are distributed throughout the annulus.
- As we can confirm on this plot the Accumulated volume is going over 11%.



HALLIBURTON

50

Knowledge Check

- Based in the same case used previously, what the best solution to minimize the cutting bed accumulation in the wellbore?

✓ Increase flow rate.

- What will be the Cutting volume percentage if the flow rate is increased from 400 to 450 gpm?

- a. 2%
- b. 0%
- ✓ c. 5%
- d. 8%



NOTE

After have your answer reenter the GPM to 400.

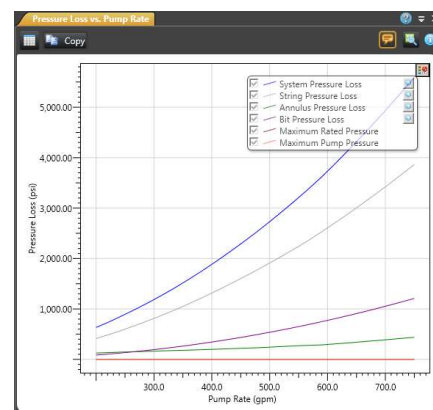
HALLIBURTON

51

Hydraulics (Pressure Loss vs. Pump Rate Plot)



- This plot is used to determine system, bit, string, and annulus pressure losses for the flow rates specified in the Analysis Settings.



HALLIBURTON

52

Hydraulics (Pressure Loss vs. Pump Rate Plot)

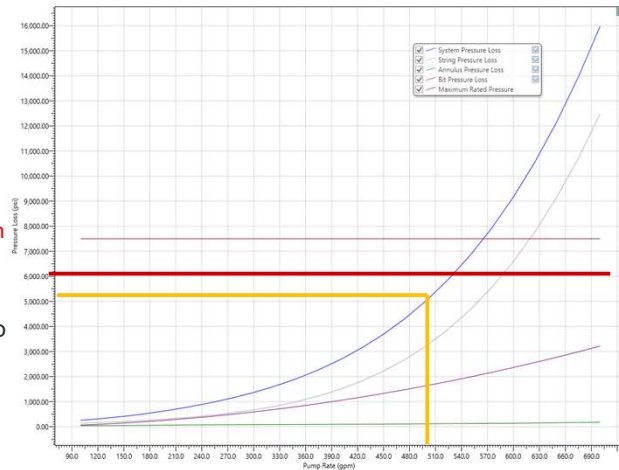
- Analyzing the case (**PDM MWD_ 8.75_ Curve Section_9.9ppg**), what conclusion can be observed from the Pressure Loss vs. Pump Rate Plot?

- Does the total system pressure exceed the maximum rig rated pressure pumping 600 gpm?

✓ Yes, looking to the top line on the plot is possible to observe that the total system pressure will exceed the pressure limit when pumping over than 565 gpm.

- What will be the total SSP, if the customer desire to increase the flow rate to 500gpm to improve hole cleaning?

✓ Approximately 5040 psi.



HALLIBURTON

53

Knowledge Check

- Based in the same case used previously, what will be the bit pressure loss and annulus pressure loss respectively if the flow rate is 300 gpm ?
 - 450 psi and 105 psi
 - ✓ 590 psi and 82 psi
 - 630 psi and 95psi
 - 710 psi and 130 psi

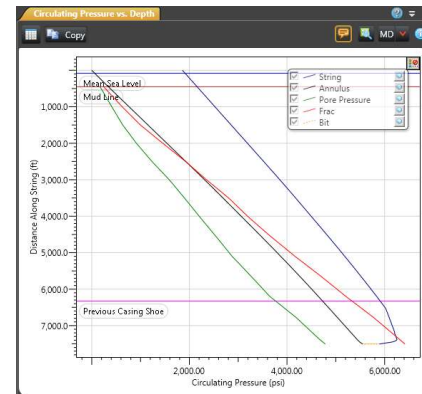
HALLIBURTON

54

Hydraulics (Circulating Pressure vs. Depth Plot)



- This plot uses the Circulating Pressure vs Depth display the combined hydrostatic and frictional pressure losses through the string, annulus, or bit at any depth in the wellbore.
- Data is included for the measured depths from the surface to the String depth specified on the String tab.



HALLIBURTON

55

Hydraulics (Circulating Pressure vs. Depth Plot)

- To be able perform an efficiently analysis on the Circulating Pressure vs Depth plot, some information must to be confirmed with the customer such as Fracture Gradient and Pore Pressure data.
- For this exercise make sure the in your "Subsurface" tab is correctly filled out.

Pore Pressure			Fracture Gradient		
TVD (ft)	Pressure (psi)	EMW (ppg)	TVD (ft)	Pressure (psi)	EMW (ppg)
25	10.82	8.33	25	0	0
450	168.31	7.2	450	257.14	11
500.00	192.21	7.4	500.00	285.71	11
1,000.00	410.39	7.9	1,000.00	571.43	11
1,500.00	635.07	8.15	1,500.00	857.14	11
2,000.00	872.73	8.4	2,000.00	1,142.86	11
2,500.00	1,051.95	8.1	2,500.00	1,532.47	11.8
3,000.00	1,277.92	8.2	3,000.00	1,885.72	12.1
3,500.00	1,545.46	8.5	3,500.00	2,272.73	12.5
4,000.00	1,807.80	8.7	4,000.00	2,618.19	12.6
4,500.00	2,080.52	8.9	4,500.00	2,992.21	12.8
5,000.00	2,350.65	9.05	5,000.00	3,402.60	13.1
5,500.00	2,685.72	9.4	5,500.00	3,857.15	13.5
6,000.00	3,023.38	9.7	6,000.00	4,301.31	13.8
6,500.00	3,511.70	10.4	6,500.00	4,761.05	14.1
7,000.00	3,927.28	10.8	7,000.00	5,200.01	14.3
7,500.00	4,402.61	11.3	7,500.00	5,649.36	14.5
8,000.00	4,903.91	11.8	8,000.00	6,067.54	14.6
8,250.00	5,100.01	11.9	8,250.00	6,342.87	14.8
8,300.00	5,389.62	12.5	8,300.00	6,381.31	14.8

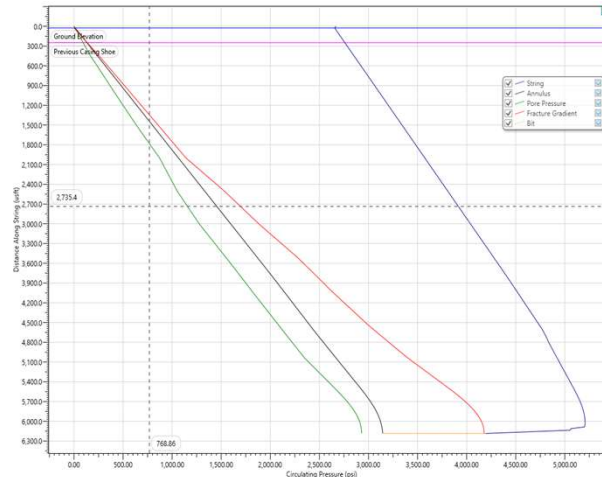
This tables are available on the student folder

HALLIBURTON

56

Hydraulics (Circulating Pressure vs. Depth Plot)

- Analyzing the case (PDM MWD_ 8.75_Curve Section_9.9ppg), what conclusion can be observed from the Circulating Pressure vs. Depth Plot?
- Does the Annulus pressure exceed any limits on this scenario?
 - ✓ No, looking to the black line it doesn't exceed at any depth the high limit (red line) and the low limit (green line).



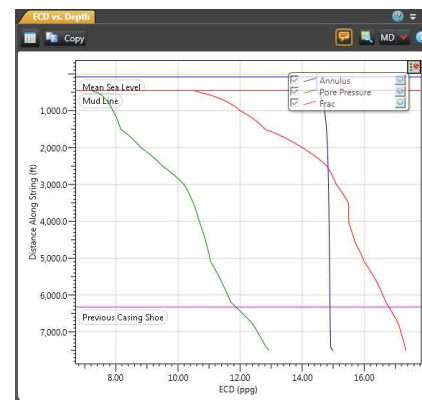
HALLIBURTON

57

Hydraulics (ECD vs. Depth Plot)



- This plot uses the ECD (equivalent circulating density) vs Depth display the combined hydrostatic and frictional density through the string, annulus, or bit at any depth in the wellbore.
- Data is included for the measured depths from the surface to the String depth specified on the String tab.



HALLIBURTON

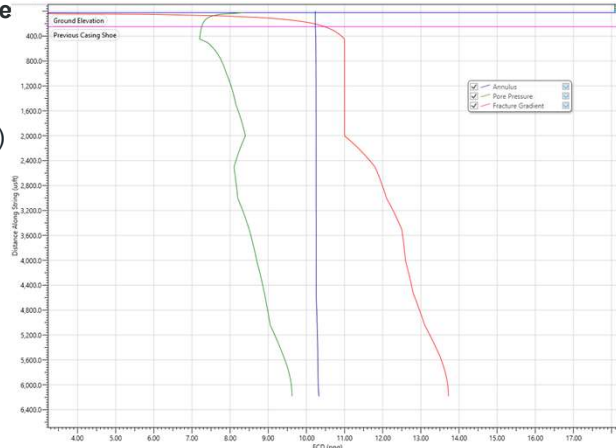
58

Hydraulics (Circulating Pressure vs. Depth Plot)

- Analyzing the case (**PDM MWD_ 8.75_ Curve Section_9.9ppg**), what conclusion can be observed from the ECD vs. Depth Plot?

- Does the ECD (equivalent circulating density) exceeds any limits on this scenario?

✓ No, looking to the Blue line it doesn't exceed at any depth the high limit (red line) and the low limit (green line).



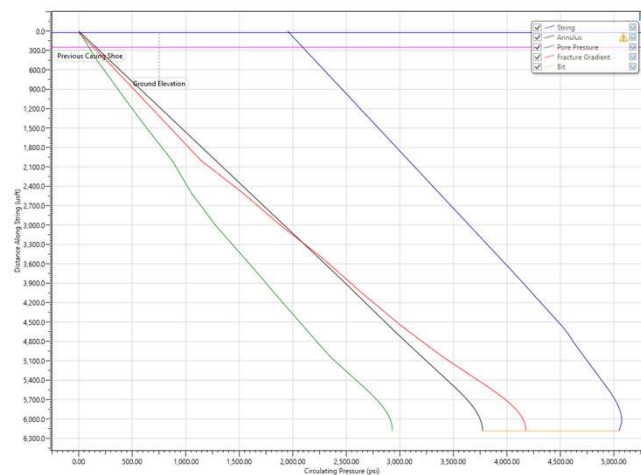
HALLIBURTON

59

Knowledge Check

- Analyzing the Circulating Pressure vs. Depth Plot, what will be consequence if the well is drilled in this scenario?

- a. Overbalance
- b. Underbalance
- ✓ c. Lost circulation
- d. Everything fine, no issues in this scenario



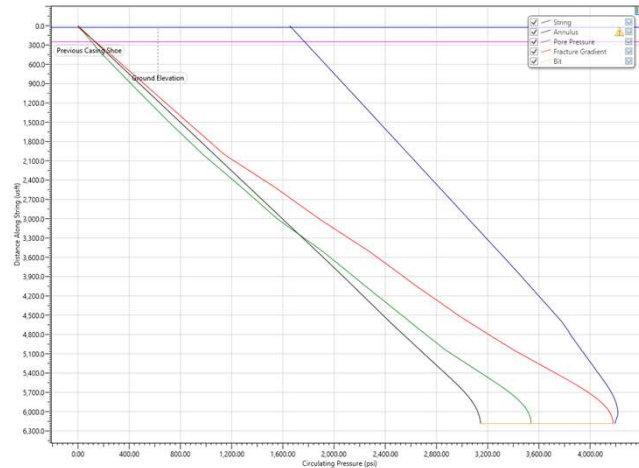
HALLIBURTON

60

Knowledge Check

- Analyzing the Circulating Pressure vs. Depth Plot, what will be consequence if the well is drilled in this scenario?

- a. Overbalance
- ✓ b. Underbalance
- c. Lost circulation
- d. Everything fine, no issues in this scenario.



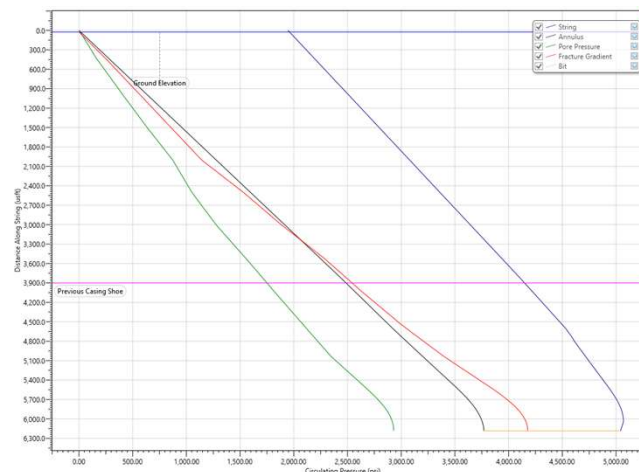
HALLIBURTON

61

Knowledge Check

- Analyzing the Circulating Pressure vs. Depth Plot, what will be consequence if the well is drilled in this scenario?

- a. Overbalance
- b. Underbalance
- c. Lost circulation
- ✓ d. Everything fine, no issues in this scenario

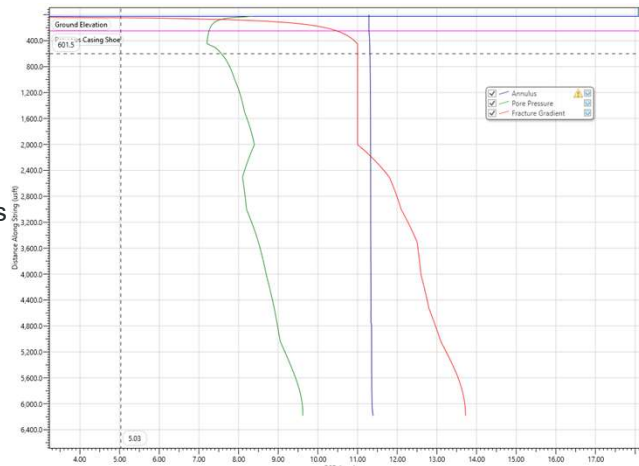


HALLIBURTON

62

Knowledge Check

- Analyzing the ECD vs. Depth Plot, what will be consequence if the well is drilled in this scenario?
- a. Overbalance
 - b. Underbalance
 - ✓ c. Lost circulation
 - d. Everything fine, no issues in this scenario



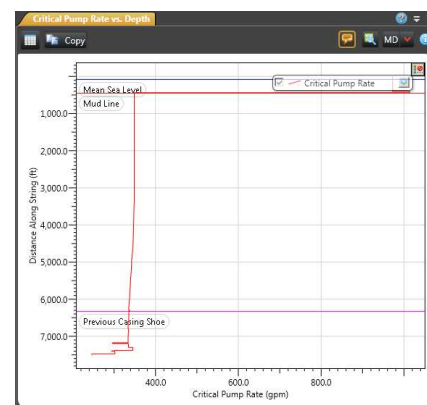
HALLIBURTON

63

Hydraulics (Critical Pump Rate vs. Depth Plot)



- Use this plot to determine the pump rate that will result in fluid flow outside of the laminar flow regime for any depth in the wellbore.
- Pump rates greater than the critical flow rate at any depth indicates the flow regime is moving out of laminar flow and into transitional or turbulent flow.

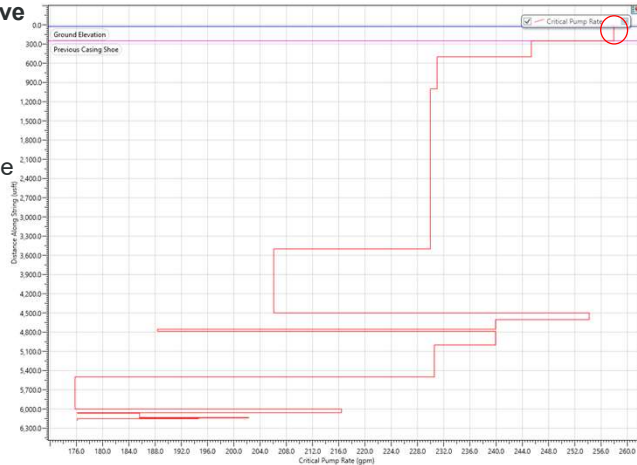


HALLIBURTON

64

Hydraulics (Critical Pump Rate vs. Depth Plot)

- Analyzing the case (PDM MWD_ 8.75_Curve Section_9.9ppg), what conclusion can be observed from the Critical Pump Rate vs. Depth Plot?
- What is the minimum flowrate to maintain the annulus under the turbulent flow regime?
 ✓ Around 258 gpm



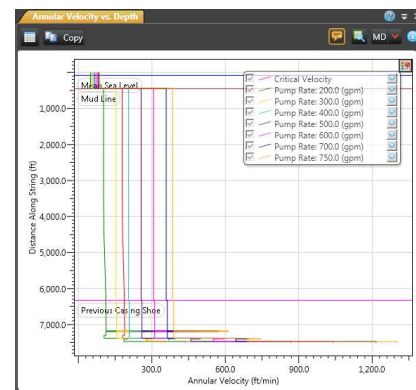
HALLIBURTON

65

Hydraulics (Annular Velocity vs. Depth Plot)



- This plot displays the calculated annular velocity in the annulus as well as the critical velocity. When the annular velocity exceeds the critical velocity, the flow regime for that section of the annulus at the associated pump rate moves from laminar to either transitional or turbulent flow.



HALLIBURTON

66

Hydraulics (Flow Regime Output)



- Use the Flow Regime output to view the annular flow regime (laminar, transitional, turbulent), pressure loss, average velocity, Reynolds Number, and critical pump rate for all sections in the wellbore.



HALLIBURTON

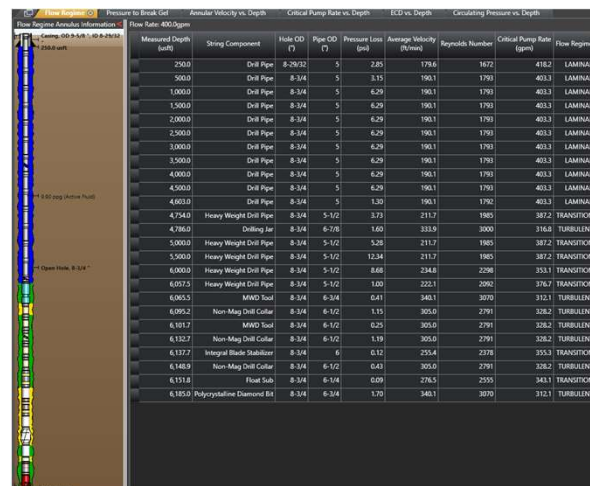
67

Hydraulics (Flow Regime Output)

- Analyzing the case (**PDM MWD_ 8.75_Curve Section_9.9ppg**), what conclusion can be observed from the Flow Regime output?
- Is the flow rate used at this moment enough to maintain the flow regime in a turbulent flow?

✓ No, as can be observable there are some sections along the annulus represented in Blue and green. See the table below.

Color	Flow Regime
Blue	Laminar
Green	Transitional
Yellow	Turbulent



HALLIBURTON

68

Hydraulics (Flow Regime Output)

- Increasing the flow rate from 400 to 500 gpm, the turbulent flow becomes predominant in pretty much entire section.

Measured Depth (feet)	String Component	Hole OD (in)	Pipe OD (in)	Pressure Loss (psi)	Average Velocity (ft/min)	Reynolds Number	Critical Pump Rate (gpm)	Flow Regime
250.0	Drill Pipe	8-28/32	5	3.20	2245	2361	418.9	TRANSITION
500.0	Drill Pipe	8-3/4	5	3.54	2377	2527	404.0	TURBULENT
1,000.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
1,500.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
2,000.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
2,500.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
3,000.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
3,500.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
4,000.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
4,500.0	Drill Pipe	8-3/4	5	7.08	2377	2527	404.0	TURBULENT
4,603.0	Drill Pipe	8-3/4	5	1.46	2377	2527	404.0	TURBULENT
4,754.0	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	4.79	2646	2792	387.9	TURBULENT
4,786.0	Drilling Jar	8-3/4	6-7/8	2.06	417.3	4166	117.4	TURBULENT
5,000.0	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	6.79	2646	2792	387.9	TURBULENT
5,500.0	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	15.86	2646	2792	387.9	TURBULENT
6,000.0	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	15.86	2646	2792	387.9	TURBULENT
6,057.0	Heavy Weight Drill Pipe	8-3/4	5-1/2	1.82	2646	2791	387.9	TURBULENT
6,065.0	MWD Tool	8-3/4	6-3/4	0.43	395.3	3976	325.6	TURBULENT
6,092.0	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	1.19	337.2	3637	341.1	TURBULENT
6,101.0	MWD Tool	8-3/4	6-1/2	0.26	337.2	3637	341.1	TURBULENT
6,122.0	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	1.22	337.2	3637	341.1	TURBULENT
6,127.0	Integral Blade Stabilizer	8-3/4	6	0.11	360.1	3141	367.2	TURBULENT
6,148.0	Non-Mag Drill Collar	8-3/4	6-1/2	0.45	357.2	3637	341.1	TURBULENT
6,151.0	Float Sub	8-3/4	6-1/4	0.09	325.7	3352	355.4	TURBULENT
6,185.0	Polycrystalline Diamond Bit	8-3/4	6-3/4	1.81	395.3	3976	325.6	TURBULENT

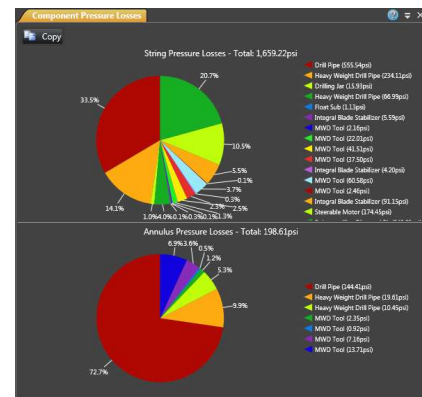
HALLIBURTON

69

Hydraulics (Component Pressure Losses Pie Chart)



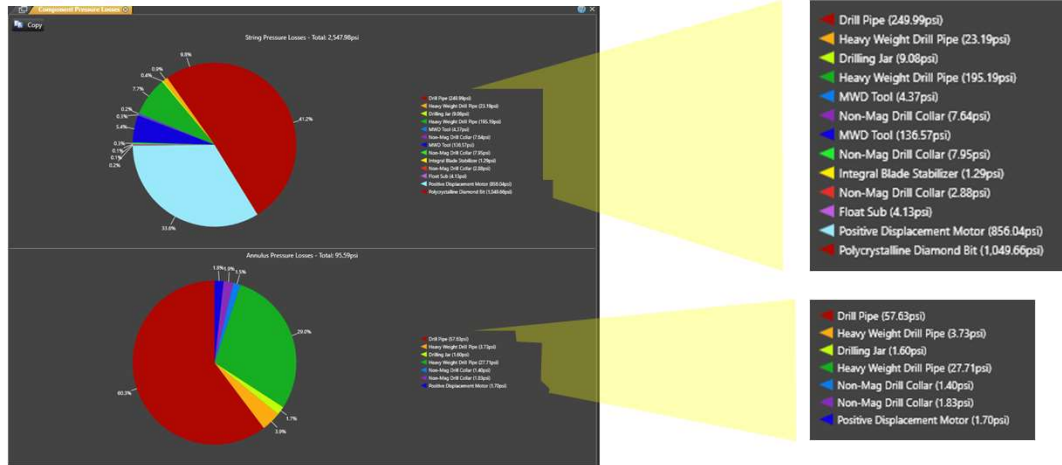
- The pie chart is used to view:
 - Total string pressure loss
 - Pressure losses in each string component section
 - Total annular pressure loss
 - Pressure losses in each annular section



HALLIBURTON

70

Hydraulics (Component Pressure Losses Pie Chart)



HALLIBURTON

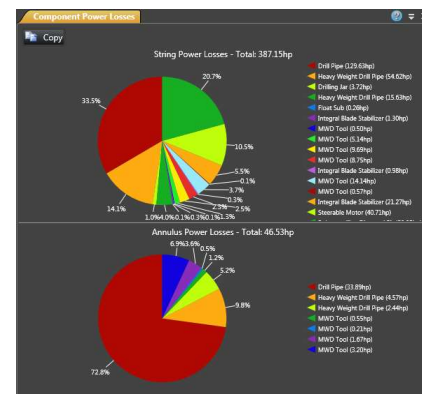
71

Hydraulics (Component Power Losses Pie Chart)



- The pie chart is used to view:

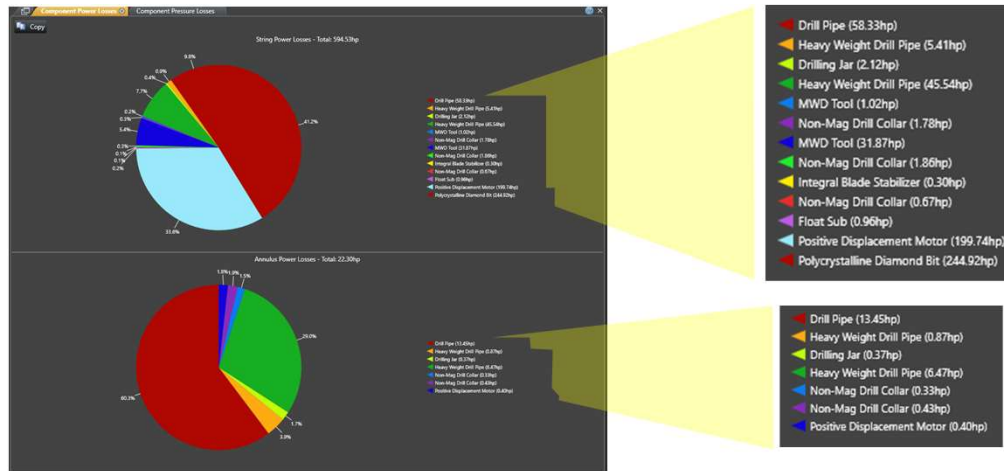
- Total string power loss
- Power losses in each string component section
- Total annular power loss
- Power losses in each annular section



HALLIBURTON

72

Hydraulics (Component Power Losses Pie Chart)



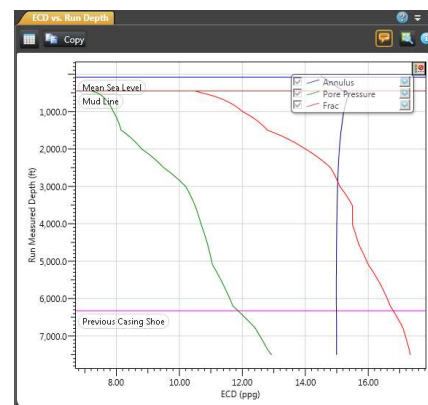
HALLIBURTON

73

Hydraulics (ECD vs Run Depth – Road Map plot)



- The ECD vs Run Depth (Road Map plot) displays the ECD at any point of interest when the bottom of the string is at each of the incremental depths specified in the Common section of the Analysis Settings tab.
- This plot also displays the Fracture limit and Pore pressure at any point of interest.

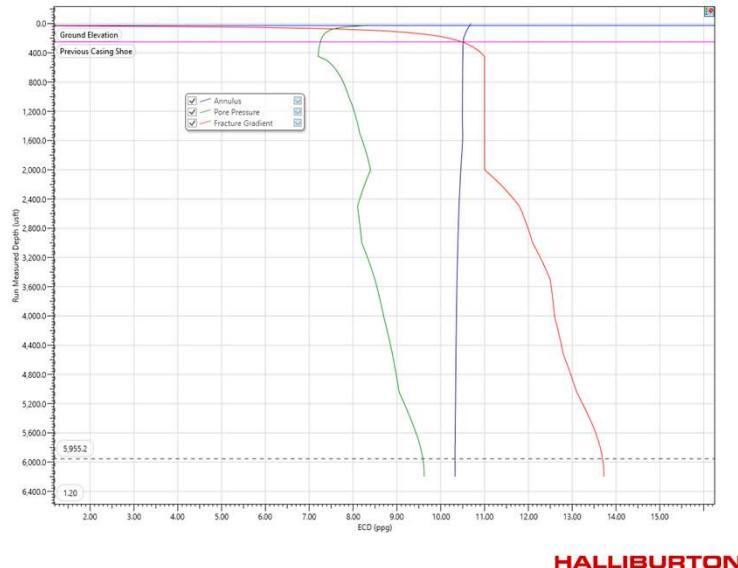


HALLIBURTON

74

Hydraulics (ECD vs Run Depth – Road Map plot)

- On the right is the ECD vs Run Depth – Road Map plots from the case created in the previous practical (Wright U A 4H Run-200 / Practical 01_“your name”).

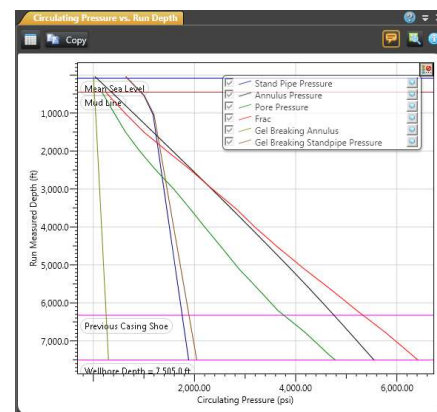


75

Hydraulics (Circulating Press. vs Run Depth – Road Map plot)



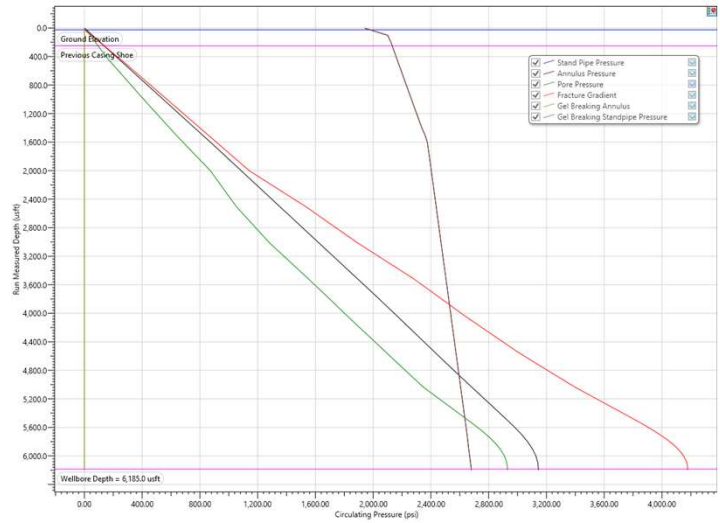
- The Circulating Pressure vs Run Depth (Road Map plots) displays the Annulus pressure at any point of interest when the bottom of the string is at each of the incremental depths specified in the Common section of the Analysis Settings tab.
- In addition this plot displays Fracture limits, Pore pressure limits, Standpipe and Gel breaking pressure.



76

Hydraulics (Circulating Press. vs Run Depth – Road Map plot)

- On the right is the Circulating Pressure vs Run Depth – Road Map plots from the case created in the previous practical Analyzing the case (**PDM MWD_8.75_Curve Section_9.9ppg**)



HALLIBURTON

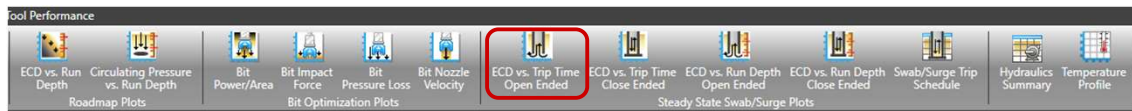
77

Surge & Swab Analysis

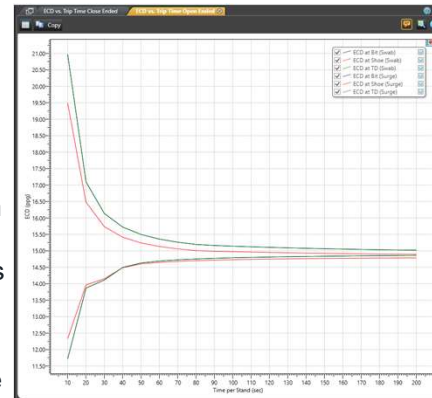
HALLIBURTON

78

Hydraulics (ECD vs. Trip Time Open Ended plot)



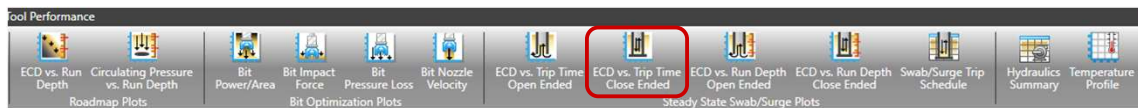
- Use this plot to determine the equivalent circulating density (ECD) expected for trip speeds ranging from zero to 200 seconds per stand while tripping in (surge) or tripping out (swab) with an open-ended string.
- Because the string is open-ended, you can specify a Pump rate through the string using the Common section of the Analysis Settings tab. If you specify a Pump rate greater than zero, the ECD will include the effects of this flow rate.
- This plot displays the ECD at total depth (TD) and at the casing shoe (as provided on the Hole tab).



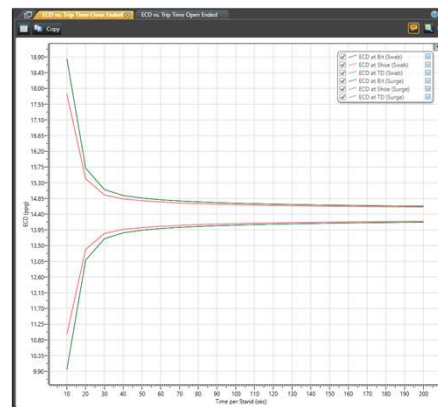
HALLIBURTON

79

Hydraulics (ECD vs. Trip Time Close Ended plot)



- Use this plot to determine the equivalent circulating density (ECD) expected for trip speeds ranging from zero to 200 seconds per stand while tripping in (surge) or tripping out (swab) with an Close-ended string.
- This plot displays the ECD at total depth (TD) and at the casing shoe (as provided on the Hole tab).

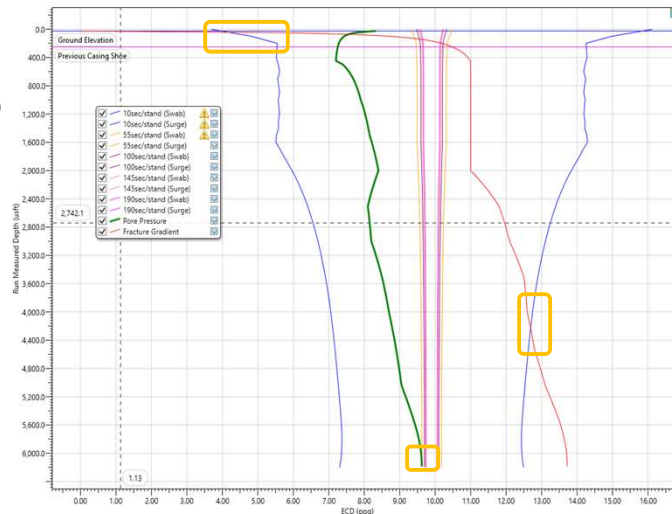


HALLIBURTON

80

Hydraulics (ECD vs. Run Depth Open or Close Ended)

- Analyzing the case (**PDM MWD_ 8.75_Curve Section_9.9ppg**), what conclusion can be observed from the ECD vs. Run Depth Close Ended – ECD at Bit plot?
- Multiple trip speeds can analyze simultaneously, and we can observe than 2 trip speed is showing an alert signal under the legend box.
 - ✓ 10 sec/stand (Surge and Swab)
 - ✓ 55 sec/stand (Swab)



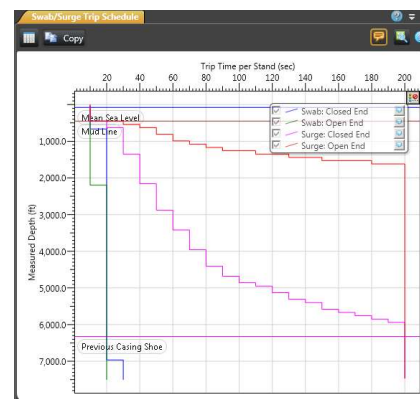
HALLIBURTON

83

Hydraulics (Swab/Surge Trip Schedule plot)



- This schedule shows the minimum allowable trip time per stand of pipe without exceeding the pressure change (trip margin) specified in the Hydraulics section of the Analysis Settings tab. Depending on the situation, there may be one or more trip speeds for all stands.

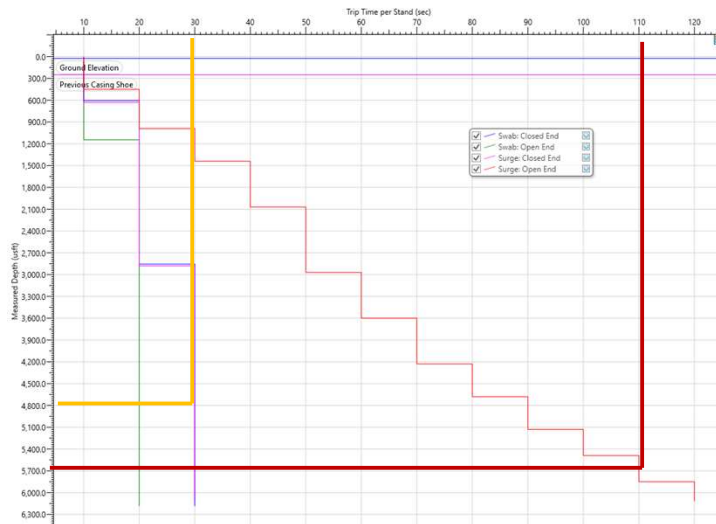


HALLIBURTON

84

Hydraulics (Swab/Surge Trip Schedule plot)

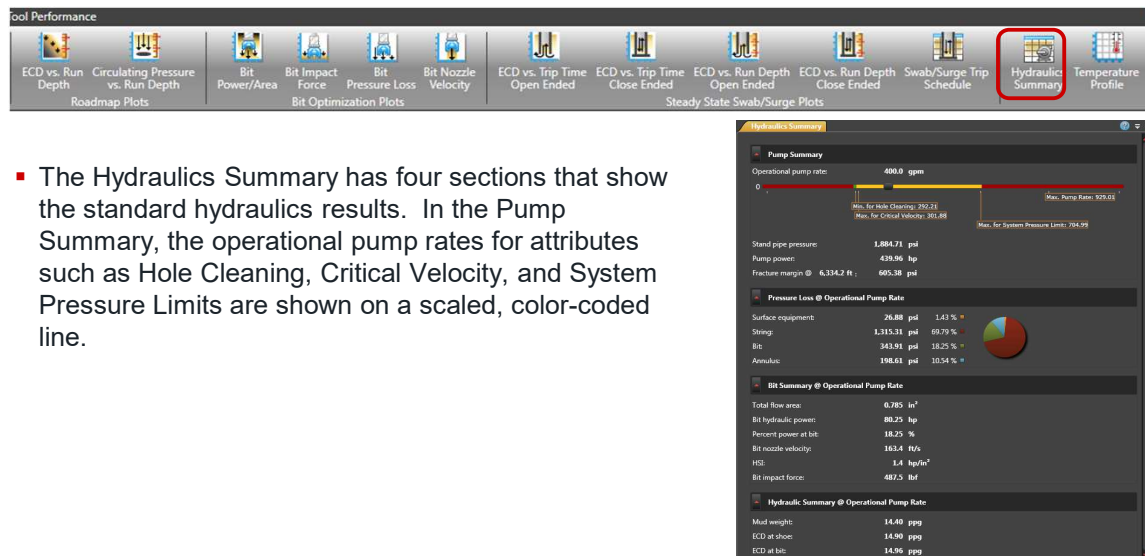
- Analyzing the case (PDM MWD_8.75_Curve Section_9.9ppg), what conclusion can be observed from the Swab/Surge Trip Schedule plot?
- What should be the maximum trip in speed (Close Ended BHA) at 4800' MD?
 - ✓ 30 sec/stand
- What should be the maximum trip in speed (Open Ended BHA) at 5700' MD?
 - ✓ 110 sec/stand



HALLIBURTON

85

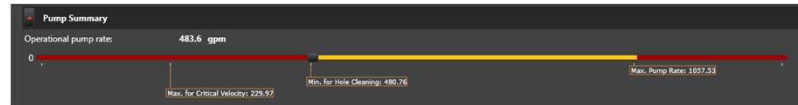
Hydraulics (Hydraulics Summary)



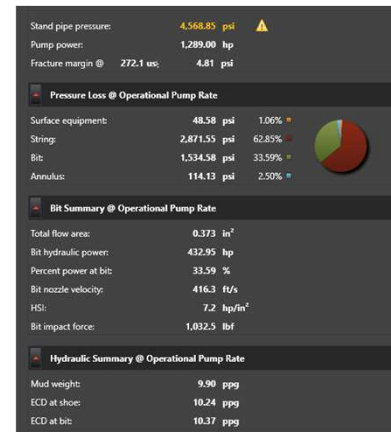
HALLIBURTON

86

Hydraulics (Hydraulics Summary)



- The Hydraulics Summary has four sections that show the standard hydraulics results. In the Pump Summary, the operational pump rates for attributes such as Hole Cleaning, Critical Velocity, and System Pressure Limits are shown on a scaled, color-coded line.



HALLIBURTON

87

Homework

- Perform the Hydraulics analysis in the case "PDM MWD_8.75_Vertical Build Section_9.9ppg" BHA (Run 100) in the well Wright U A 5H.
- Create the Hydraulics report with the plots below:
 1. MINIMUM FLOW RATE
 2. MINIMUM FLOW RATE vs. ROP
 3. CUTTING BED Volume x DEPTH
 4. PRESSURE LOSS vs. PUMP RATE
 5. ECD vs. DEPTH
 6. FLOW REGIME
 7. COMPONENT PRESSURE LOSS
 8. ECD vs. TRIP TIME
 9. Surge & Swap analysis (Close ended)
 10. Hydraulics Summary
- Send the final report to your instructor

HALLIBURTON

88

Learning Objectives

- At the end of this review session, you should be able to:
 - Review the online Hydraulics module
 - Module 1 - Hydrostatics
 - Module 2 - Hydrodynamics
 - Module 3 - Fluid Properties
 - Module 4 - Measurements and Drilling Environment
 - Explain how to read and Interpret Hydraulics plots
 - Explain how to read and Interpret Surge/Swab plots



HALLIBURTON

89



THANK YOU

© 2023 Halliburton. All rights reserved.

HALLIBURTON

90