

**ANALISA KOMPREHENSIF PROBLEM *PIPE STICKING* DAN
PENANGGULANGANNYA PADA PEMBORAN BERARAH DI SUMUR
“ASK-01” LAPANGAN “JAYA” PT. PERTAMINA EP ASSET 3**

TESIS



Oleh:

IFAN NUR HIDAYAT

NIM. 213180024

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN
JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2022

**ANALISA KOMPREHENSIF PROBLEM PIPE STICKING DAN
PENANGGULANGANNYA PADA PEMBORAN BERARAH DI SUMUR
“ASK-01” LAPANGAN “JAYA” PT. PERTAMINA EP ASSET 3**

TESIS

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar
Magister Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta**

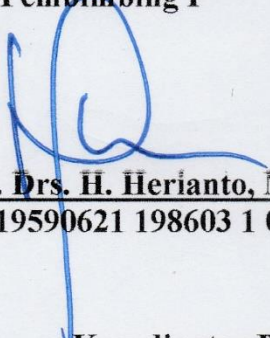
Oleh:

IFAN NUR HIDAYAT

NIM. 213180024

Disetujui Oleh :

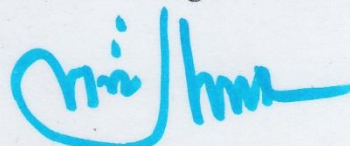
Pembimbing I



(Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT)

NIP : 19590621 198603 1 001

Pembimbing II

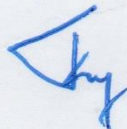


(Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascaryo, MT)

NIP: 19610517 198803 1 001

Mengetahui,

Koordinator Program Studi Magister Teknik Perminyakan



(Dr. Ir. Hj. Dyah Rini Ratnaningsih, MT)

NIP. 19600129 198503 2 001

HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Dengan ini saya

Nama : Ifan Nur Hidayat

NIM : 213180024

Judul : Analisa Komprehensif Problem Pipe Sticking dan Penanggulangannya pada Pemboran Berarah di Sumur "ASK-01" Lapangan "Jaya" PT. PERTAMINA EP ASSET 3

Menyatakan bahwa keseluruhan isi Tesis yang saya buat sebagai karya saya sendiri dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar, serta saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, konsultasi dengan dosen pembimbing, hingga menyelesaikan Tesis ini, tidak melakukan penjiplakan terhadap karya orang atau pihak lain baik secara lisan maupun tertulis, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan, bahwa apabila di kemudian hari terbukti bahwa Tesis saya ini mengandung unsur penjiplakan dari pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, di luar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan atau dicabut gelar saya oleh otoritas atau Rektor Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, dan diumumkan ke khalayak ramai.

Yogyakarta, Januari 2022



Ifan Nur Hidayat
NIM/213180024

HALAMAN PERSEMBAHAN

Tesis ini saya susun untuk dipersembahkan kepada semua yang berperan serta dalam penyelesaian/penyusunan Skripsi ini, baik secara langsung maupun tidak langsung. PT. Pertamina EP Asset 3 yang telah menyediakan data-data dalam penyusunan tesis ini, atasan WS Departemen Sukowati Field, serta seluruh rekan kerja Sukowati Field. Istriku Sonia Kirana Bintaranita dan anak tercinta Alman Shafiulla Kibi yang setia memberi dukungan penuh untuk menyelesaikan tulisan ini serta memberikan suntikan motivasi disertai doa-doa yang selalu di panjatkan kepada Allah SWT.

RINGKASAN

Setiap aktivitas pemboran diharapkan berjalan dengan lancar tanpa terjadi *problem* yang dapat menghambat proses pemboran. Namun tanpa dipungkiri *problem* pemboran ada disetiap proses pemboran salah satunya adalah pipa terjepit. Pipa terjepit adalah salah satu tantangan utama dalam dunia pemboran yang hampir selalu dijumpai. Kejadian tersebut menyebabkan hilangnya sebagian besar waktu dan biaya pemboran. Pada umumnya ada tiga jenis *pipe stuck* yaitu *mechanical pipe sticking*, *differential pipe sticking* dan *key seat*.

Yang akan dianalisa pada penelitian ini adalah problem *pipe sticking* yang terjadi di sumur ASK-01 pada saat trayek 8 3/8" mencapai kedalaman 8291 ftMD. Dimana pada kedalaman tersebut masih merupakan Formasi Cibulakan Atas dengan lithologi batuan terdiri atas 40% shalestone, 25% siltstone, 20% sandstone, 10% limestone dan 5% coal. Analisa dilakukan untuk menentukan jenis dan faktor penyebab *pipe sticking* serta untuk menentukan mekanisme jepitan yang terjadi dengan memperhitungkan beberapa aspek, yaitu dari aspek lithologi batuan, geometri lubang bor, parameter pemboran, beban rangkaian pipa bor dan lumpur pemboran.

Hasil analisa yang telah dilakukan pada kedalaman 8100 – 8291 ft MD didapatkan nilai CEC sebesar 28 meq/100 gram yang masuk dalam kategori *soft shale*. Pada kedalaman tersebut terdapat juga batuan siltstone dan limestone dengan sisipan *coal* yang bersifat *brittle* dan dapat menyebabkan formasi gugur serta mengendap. Dari hasil analisa *dog leg survey* tidak ada yang lebih besar dari harga *dog leg severity*. Hasil analisa aspek parameter pemboran didapatkan nilai WOB *actual* masih dibawah batas WOB maksimum yang diijinkan, yaitu 12000 lbs < 55305 lbs. Hasil analisa tarikan yang dilakukan sebesar 300 klbs, masih aman untuk dilakukan karena besar tarikan maksimum atau *margin of overpull* yang dapat dilakukan sebesar 308858 lbs. Hasil dari analisa perbedaan tekanan diperoleh sebesar 211 psi yang mengindikasikan *differential pipe sticking*. Kemudian analisa pengangkatan *cutting* diperoleh nilai Ft sebesar 76.25%, Ca sebesar 0.75% , presentase hole cleaning sebesar 63% dan nilai PBI sebesar 1 yang mengindikasikan *cutting* hampir mengendap karena tidak terangkat dengan baik ke permukaan. Upaya awal yang dilakukan untuk membebaskan rangkaian pipa yang terjepit adalah dengan melakukan uji tarik regang dan didapatkan titik jepit ada di kedalaman 8142.9 ftMD kemudian usaha pembebasan *pipe stuck* ini berhasil setelah upaya ke tiga dengan memompakan *HCl acid* 15% sebanyak 10 bbls + 15 bbls dan *Jar Up*.

Kata kunci: *Pipe Stuck, Differential Pipe Sticking, Mechanical Pipe Sticking*

ABSTRACT

Every drilling activity is expected to run smoothly without any problems that can hinder the drilling process. However, it is undeniable that drilling problems exist in every drilling process, one of which is a pinched pipe. Pinched pipe is one of the main challenges in the world of drilling that is almost always encountered. This incident resulted in the loss of most of the drilling time and costs. In general, there are three types of pipe stuck, namely mechanical pipe sticking, differential pipe sticking and key seats.

What will be analyzed in this research is the pipe sticking problem that occurs in the ASK-01 well when the 8 3/8" route reaches a depth of 8291 ftMD. Where at that depth is still the Upper Cibulakan Formation with rock lithology consisting of 40% shalestone, 25% siltstone, 20% sandstone, 10% limestone and 5% coal. The analysis is carried out to determine the type and factors causing pipe sticking and to determine the clamping mechanism that occurs by taking into account several aspects, namely from the rock lithology aspect, borehole geometry, drilling parameters, drill pipe circuit load and drilling mud.

The results of the analysis that was carried out at a depth of 8100 – 8291 ft MD obtained a CEC value of 28 meq/100 gram which was included in the soft shale category. At this depth there are also siltstone and limestone rocks with coal inserts that are brittle and can cause the formation to fall and settle. From the results of the dog leg survey analysis, nothing is greater than the price of dog leg severity. The results of the analysis of the drilling parameter aspect show that the actual WOB value is still below the maximum allowable WOB limit, which is 12000 lbs < 55305 lbs. The results of the pull analysis performed at 300 klbs, are still safe to do because the maximum pull or margin of overpull that can be carried out is 308858 lbs. The results of the analysis of the pressure difference obtained are 211 psi which indicates differential pipe sticking. Then the analysis of cutting removal obtained a Ft value of 76.25%, Ca of 0.75%, hole cleaning percentage of 63% and a PBI value of 1 which indicates the cutting almost settles because it is not lifted properly to the surface. The initial effort made to free the series of stuck pipes was to perform a tensile test and the clamping point was found to be at a depth of 8142.9 ftMD and the attempt to free the stuck pipe was successful after the third attempt by pumping 15% HCl acid as much as 10 bbls + 15 bbls and Jar Up.

Keywords: *Pipe Stuck, Differential Pipe Sticking, Mechanical Pipe Sticking*

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis dengan judul Analisa Komprehensif Problem *Pipe Sticking* dan Penanggulangannya pada Pemboran Berarah di Sumur “ASK-01” Lapangan “Jaya” PT. Pertamina EP Asset 3. Tesis ini diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar kesarjanaan pada Program Strata 2 (S2) Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Terselesaikannya Tesis ini tidak lepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak yang telah membantu penyusunan Tesis ini. Oleh karena itu, dalam kesempatan ini penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sangat mendalam kepada:

1. Prof. Dr. Irhas Effendi, SE, M.Si selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
4. Dr. Ir. Hj. Dyah Rini Ratnaningsih, MT selaku Koordinator Program Studi Magister Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
5. Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT sebagai Pembimbing I Tesis.
6. Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascaryo, MT selaku Pembimbing II Tesis.
7. PT. Pertamina EP Asset 3, selaku penyedia data untuk Tesis.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan Tesis ini masih terdapat kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun.

Yogyakarta, Januari 2022

Ifan Nur Hidayat

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
RINGKASAN	v
ABSTRACT	vi
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Maksud dan Tujuan Penelitian	1
1.2.1. Maksud	1
1.2.2. Tujuan	1
1.3. Rumusan Masalah	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Metodologi Penelitian	2
1.6. Hasil Yang Diperoleh	5
1.7. Sistematika Penulisan Tesis	5
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN	7
2.1. Letak Geografis Lapangan Jaya	8
2.2. Stratigrafi Lapangan Jaya	9
2.2.1. Formasi Jatibarang	10
2.2.2. Formasi Talang Akar	10
2.2.3. Formasi Baturaja	10
2.2.4. Formasi Cibulakan Atas	11
2.2.5. Formasi Parigi	11
2.2.6. Formasi Cisubuh	12

**DAFTAR ISI
(LANJUTAN)**

	Halaman
BAB III TINJAUAN PUSTAKA (<i>LITERATURE REVIEW</i>)	13
3.1 <i>Pipe Stuck</i>	13
3.1.1. <i>Mechanical Pipe Sticking</i>	13
3.1.2. <i>Differential Pipe Sticking</i>	15
BAB IV DASAR TEORI DAN METODOLOGI PENELITIAN	16
4.1. Jenis dan Faktor Penyebab Terjadinya Pipa Terjepit.....	16
4.1.1. <i>Differential Pipe Sticking</i>	16
4.1.2. <i>Mechanical Sticking</i>	19
4.1.3. <i>Key Seat</i>	23
4.2. Aspek Penentuan Mekanisme Jepitan	24
4.2.1. Aspek Lithologi Formasi	24
4.2.1.1. <i>Sloughing Clay</i>	25
4.2.1.2. <i>Plastic Clay</i>	25
4.2.1.3. <i>Swelling</i>	26
4.2.2. Aspek Geometri Lubang Bor.....	27
4.2.3. Aspek Parameter Pemboran.....	27
4.2.4. Aspek Fluida Pemboran dan Tekanan Bawah Permukaan. 28	
4.2.4.1. Analisa Tekanan Formasi	28
4.2.4.2. Analisa Tekanan Rekah Formasi	30
4.2.4.3. Penentuan Densitas Rekomendasi.....	31
4.2.4.4. Analisa Hidrolika Pemboran	31
4.2.5. Aspek Rangkaian Pemboran.....	41
4.2.5.1. Beban <i>Tension</i>	41
4.2.5.2. Beban Torsi	46
4.2.5.3. Beban <i>Drag</i>	49
4.2.5.4. Beban <i>Buckling</i>	52
4.2.5.5. Beban <i>Collapse Pressure</i>	54
4.3. Penentuan Titik Jepit	55
4.4. Metode Pembebasan Pipa Terjepit	57
4.4.1. Metode <i>Surging</i>	58
4.4.2. <i>Spotting Fluids</i>	60

**DAFTAR ISI
(LANJUTAN)**

	Halaman
4.4.3. <i>Mechanical Back Off</i>	62
4.4.4. <i>Back Off Shot</i>	62
4.4.5. <i>String Shoot</i>	63
4.5. Metodologi Penelitian	64
4.5.1. Pengumpulan Data.....	64
4.5.1. Identifikasi Masalah Pipa Terjepit.....	64
4.5.1. Penanggulangan Masalah Pipa Terjepit	65
BAB V ANALISA DAN STUDI KASUS	67
5.1. Analisa Terjadinya Pipa Terjepit	67
5.1.1. Aspek Litologi Formasi.....	67
5.1.2. Aspek Geometri Lubang Bor	69
5.1.3. Aspek Parameter Pemboran	70
5.1.4. Aspek Lumpur Pemboran.....	72
5.2. Penanggulangan <i>Problem</i> Pipa Terjepit Sumur ASK-01	77
BAB VI PEMBAHASAN	80
BAB VII KESIMPULAN	84
DAFTAR PUSTAKA	85
DAFTAR SINGKATAN DAN SIMBOL	88
LAMPIRAN	91

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1. Diagram Alir Penelitian	4
2.1. Peta Lokasi Lapangan Jaya	8
2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Bagian Utara	9
4.1. <i>Differential Pipe Sticking</i>	17
4.2. Pipa Terjepit Karena Adanya <i>Undergauge Hole</i>	20
4.3. Pipa Terjepit Karena Adanya <i>Junk</i>	21
4.4. Pipa Terjepit Karena Adanya <i>Green Cement</i>	21
4.5. Pipa Terjepit Karena Adanya <i>Collapsed Casing</i>	22
4.6. <i>Key Seat</i>	23
4.7. Vs Pada Pemboran <i>Vertical, Directional, dan Horizontal</i>	37
4.8. <i>Relation of reynold number with fanning friction</i>	40
4.9. Total Berat <i>Drillstring</i>	42
4.10. Standard API 7G untuk <i>Torsional dan Tensile Strength</i>	44
4.11. <i>Collapse Pressure dan Internal Pressure</i> Setiap Jenis Pipa	56
4.12. <i>Stuck Point Indicator</i>	58
4.13. Peralatan <i>String Shot Back Off</i>	64

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
V-1. Lithologi Batuan Sumur ASK - 01	68
V-2. Hasil Survei dan Perhitungan <i>Dogleg Severity</i> Sumur ASK - 01	70

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
A. Daily Rig Report	92
B. Trajectory Sumur ASK-01	93
C. Data <i>Pore Pressure</i> Sumur ASK-01.....	94
D. Data Data <i>BHA</i> dan <i>Drilling Parameter</i> Trayek 8 3/8”	95
E. Data Data Pemboran Sumur ASK-01	96
F. Data Data <i>Mudlog</i> Sumur ASK-01	97

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Dalam operasi pemboran sumur ASK-01 Lapangan “Jaya” setelah sambung rangkaian saat akan di putar, rangkaian langsung stall. Indikasi terjadi *pipe sticking* pada kedalaman 8291 ftMD. Problem pipa terjepit ini dapat merugikan waktu, biaya, tenaga, dan efisiensi pada operasi pemboran di sumur tersebut.

Untuk menangani permasalahan pipa terjepit maka perlu diketahui penyebab terjadinya pipa terjepit dan dilakukan suatu tindakan untuk dapat membebaskan pipa yang terjepit sehingga proses pemboran dapat berjalan kembali.

1.2. Maksud dan Tujuan

Adapun maksud dan tujuan dari penulisan tesis ini adalah:

1.2.1. Maksud

Melakukan analisa untuk menentukan jenis dan faktor penyebab *pipe sticking* serta untuk menentukan mekanisme jepitan yang terjadi dengan memperhitungkan beberapa aspek, yaitu dari aspek lithologi batuan, geometri lubang bor, parameter pemboran, beban rangkaian pipa bor dan lumpur pemboran.

1.2.2. Tujuan

Menanggulangi masalah pipa terjepit yang terjadi di Sumur “ASK-01” Lapangan “JAYA” PT. Pertamina EP Asset 3.

1.3. Rumusan Masalah

Problem atau masalah yang sering dihadapi pada operasi pemboran adalah terjadinya pipa terjepit baik pada saat pemboran berlangsung atau pada saat cabut rangkaian (*trip in/ trip out*). Rangkaian pipa pemboran yang terjepit perlu dilakukan penanggulangan supaya dapat terbebaskan sehingga operasi pemboran dapat dilanjutkan kembali.

1.4. Batasan Masalah

Adapun untuk memperkecil ruang lingkup pembahasan tesis yang berjudul Analisa dan Penanggulangan Pipa Terjepit Pada Pemboran Berarah di Sumur “ASK-01” Lapangan “JAYA” PT. Pertamina Asset 3 ini, maka dilakukan pembatasan masalah yaitu analisa dalam mengidentifikasi jenis jepitan yang terjadi ditinjau dari aspek lithologi formasi, geometri lubang bor, parameter pemboran, beban rangkaian pipa pemboran dan fluida pemboran. Kemudian Metode untuk mengetahui kedalaman pipa yang terjepit dengan metode uji tarik dan regang. Untuk metode penanggulangan yang dilakukan dengan cara sirkulasi lumpur sambil dilakukan regang lepas, perendaman larutan *spotting fluid (black magic, lubricant pils, critic acid, dan HCl acid)*.

1.5. Metodologi Penelitian

Untuk mencapai tujuan dari penelitian ini, dilakukan beberapa tahapan dan metoda sebagai berikut.

a. Tahap Pendahuluan

Tahapan ini dilakukan dengan melakukan studi literatur tentang berbagai hal yang berhubungan dengan penelitian seperti mencari gambaran geologi daerah penelitian, baik itu dari buku, makalah, maupun laporan-laporan *internal* dan juga dari internet.

b. Tahap Persiapan Data

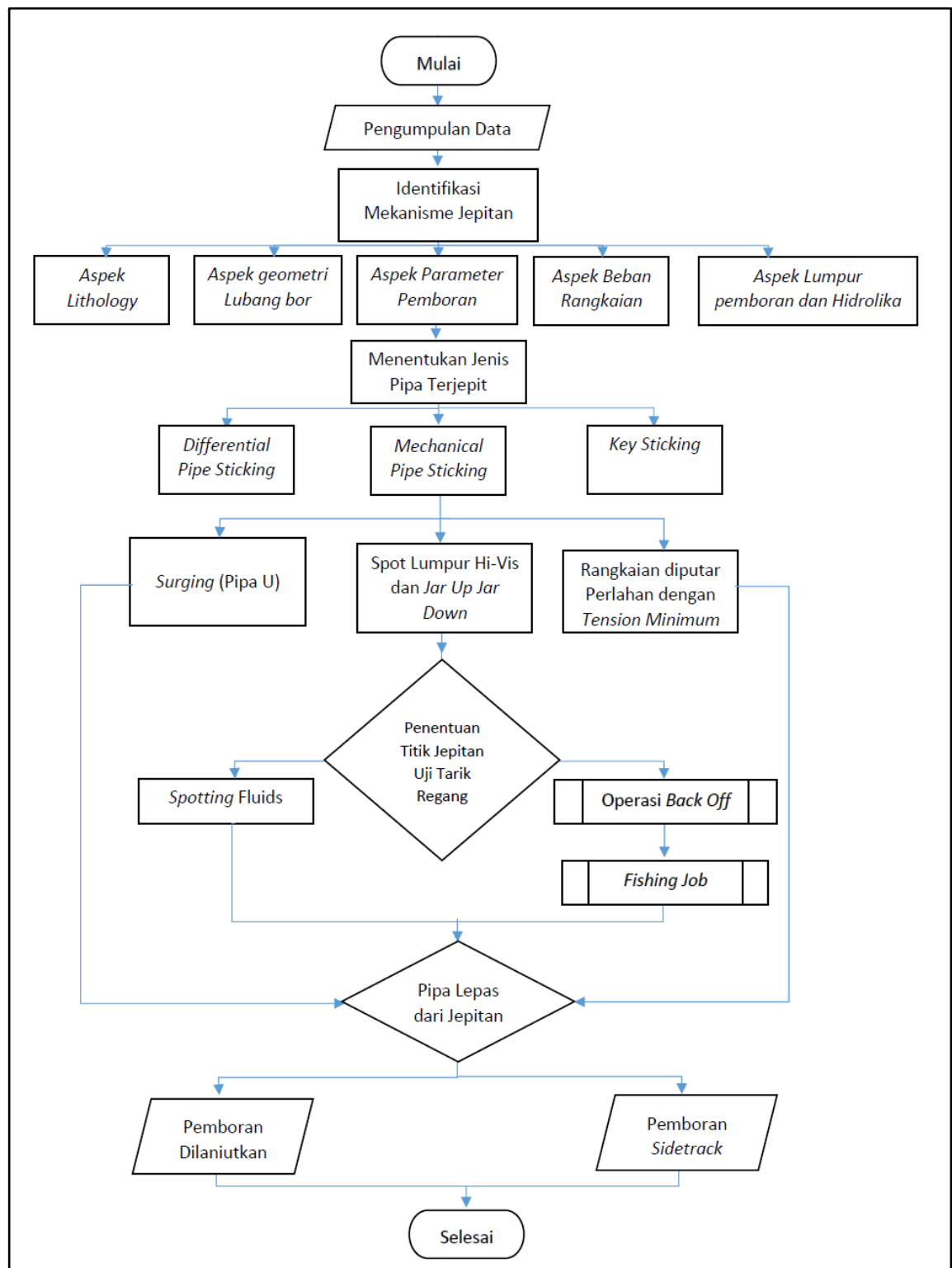
Data yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah data geologi, data pemboran, data fluida pemboran dan rangkaian pemboran.

c. Tahap Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan setelah data yang diperlukan telah tersedia. Pada tahap ini, dilakukan beberapa tahap pengerjaan yang meliputi analisa terhadap aspek lithologi batuan, geometri lubang bor, parameter pemboran, beban rangkaian pipa bor dan lumpur pemboran.

d. Tahap Penyusunan Laporan

Tahapan ini berupa penyusunan karya ilmiah/ tesis terdiri dari Bab I Pendahuluan, BAB II Tinjauan Umum Lapangan, BAB III Tinjauan Pustaka, BAB IV Metodologi dan Dasar Teori, BAB V Studi Kasus, BAB VI Pembahasan, BAB VII Kesimpulan dan Saran. Untuk diagram alir dari penelitian ini digambarkan melalui diagram alir sesuai pada **Gambar 1.1**. sebagai berikut :



Gambar 1.1
Diagram Alir Penelitian

1.6. Hasil Yang Diperoleh

Hasil penelitian menunjukkan jepitan terjadi pada kedalaman 8291 ftMD disebabkan terjadi guguran formasi menyebabkan jenis jepitan karena *key seat* dan Upaya awal yang dilakukan sesaat setelah terjadinya jepitan yaitu dengan *overpull* 300 klb dalam hal ini belum berhasil. Upaya selanjutnya dengan perendaman menggunakan *spotting fluids* berupa *lubricant pills* (20%), dan HCl *acid* 15%. *Lubricant pill* yang diinjeksikan sebesar 35 bbls dimana 15 bbls disisakan di *string* dengan memompakan tiap 5 bbls selama 20 menit sambil ditarik namun belum berhasil, kemudian pompakan 30 bbls Gel HCl *Acid* 15% dan Pompakan 10 bbls KCl *brine* 2% *spacer ahead*. pompakan 35 bbls gel 15% HCl *Acid* 1.05 SG. Kemudian pomapakan 10 bbls KCl *brine* 2% *spacer behind* dan *displace* dengan 140 bbls lumpur SG 1.47. *Soaking Gel HCL Acid* 15% sambil dilakukan penarikan tanpa torsi bertahap 380 - 410 klbs/150-130 klbs. Kemudian dilakukan *Jar Up* sekali, dengan total *Jar Up* sebanyak 114 kali akhirnya *string* bebas rangkaian dapat berputar, torsi dan *pressure* normal. Sirkulasi buang *acid* dan kontaminasi lainnya. Usaha dalam pembebasan pipa terjepit membutuhkan waktu selama 29.5 jam.

1.7. Sistematika Penulisan

Tesis yang berjudul Analisa dan Penanggungan Pipa Terjepit Pada Pemboran Berarah di Sumur "ASK-01" Lapangan "JAYA" PT. Pertamina EP Asset 3 memiliki Sistematika penulisan yang dimulai dari;

- Bab I berupa Pendahuluan yang berisi mengenai latar belakang masalah, permasalahan, maksud dan tujuan penulisan, batasan masalah, metodologi, hasil penelitian dan sistematika penulisan.
- Bab II terdiri dari tinjauan umum mengenai lapangan yang meliputi letak geografis, tinjauan geologi dan lithologi pada lapangan "JAYA".
- Bab III terdiri dari tinjauan pustaka serta metode penanggungan masalah pipa terjepit.
- Bab IV terdiri dari penjabaran metode penelitian dan dasar teori yang

digunakan pada tesis ini.

- Bab V menjabarkan studi kasus berupa data serta perhitungan pada penanggulangan pipa terjepit.
- Bab VI menguraikan pembahasan hasil perhitungan penanggulangan pipa terjepit.
- Bab VII berupa kesimpulan dan saran pada tesis ini. Lampiran berisi data-data penunjang, gambar penunjang, program penanggulangan pipa terjepit, dan hasil perhitungan yang berhubungan dengan penulisan tesis.

BAB II

TINJAUAN UMUM LAPANGAN

Lapangan Jaya merupakan PSC Wilayah Kerja Indonesia ditandatangani antara BPMIGAS dan KKKS PT. Pertamina EP pada tahun 2005 dan akan berakhir pada tahun 2035 dengan kepemilikan Wilayah Kerja KKKS PT. Pertamina EP 100 %. Lapangan Jaya berada di *onshore* Jawa Barat, ± 10 Km di sebelah timur Kota Subang dengan luas ± 100 Km². Secara geologi berada di daerah tinggian sebelah barat utara rendahan Cipunegara Cekungan Jawa Barat bagian Utara.

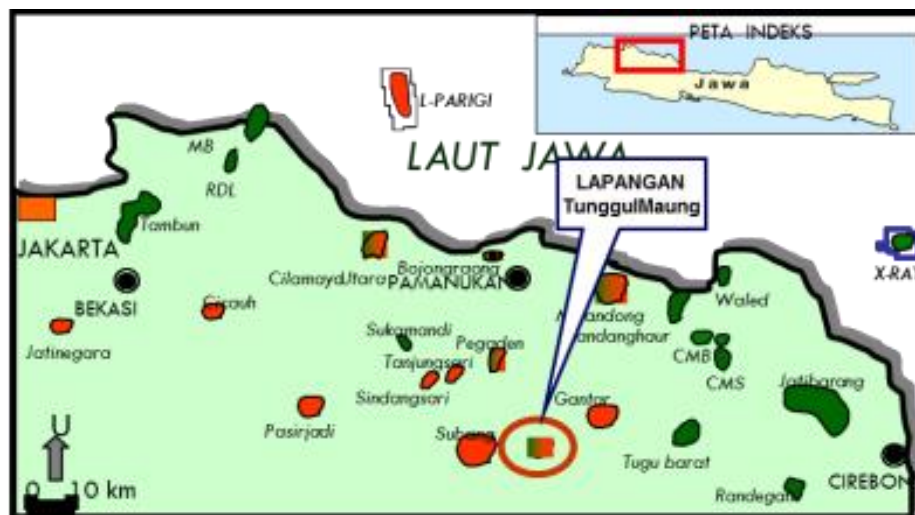
Reservoir Lapangan Jaya terdiri dari satuan batugamping yang ekuivalen dengan Formasi Cibulakan, terdapat 7 (tujuh) *reservoir* produktif yaitu lapisan Z-13, Z-13a, Z-14, Z-14a, Z-14b, Z-15, dan Z-16 dengan ketebalan berkisar 3-7 m. Saat ini baru ada 3 sumur yaitu TMG-01, TMG-02 dan SKM-01 yang menghasilkan produksi minyak dan gas. Akan tetapi gas dari lapisan Z-14a, Z-14b, Z-15 tidak diproduksi karena kandungan CO₂ yang tinggi. Rencana pengembangan lapangan pada Jaya ini merupakan Fase 1 dengan melakukan reaktivasi sumur-sumur *existing* TMG-01, TMG-02 & SKM-01 pada lapisan Z-13, Z-13a, dan Z-14 yang memiliki kadar CO₂ dibawah 6% dengan tanpa melakukan pemboran tetapi jika pada saat melakukan pekerjaan *workover* hasilnya menemukan minyak dan hasil ini akan menjadi *upside* potensial.

Lapangan Jaya ditemukan pada tahun 1996 melalui pemboran eksplorasi TMG-A yang ditajak sebagai sumur TMG-01 dan berhasil menemukan hidrokarbon yaitu gas pada Formasi Cibulakan. Kemudian pada tahun 2002 dilakukan pemboran pada TMG-B yang diatajak dan dibor sebagai sumur TMG-02 dan berhasil menemukan minyak dan gas pada Formasi Cibulakan. Sedangkan pada tahun 2003 dilanjutkan dengan pemboran Sumur Eksplorasi SKM-01 dan hasilnya

hanya menemukan gas pada Formasi Cibulakan, sehingga pada akhir tahun 2005, Sumur TMG-02 mulai diproduksi hingga Mei 2017 pada lapisan Z-16 yang menghasilkan minyak dengan komulatif produksi sebesar 27,6 MSTB.

2.1. Letak Geografis Lapangan Jaya

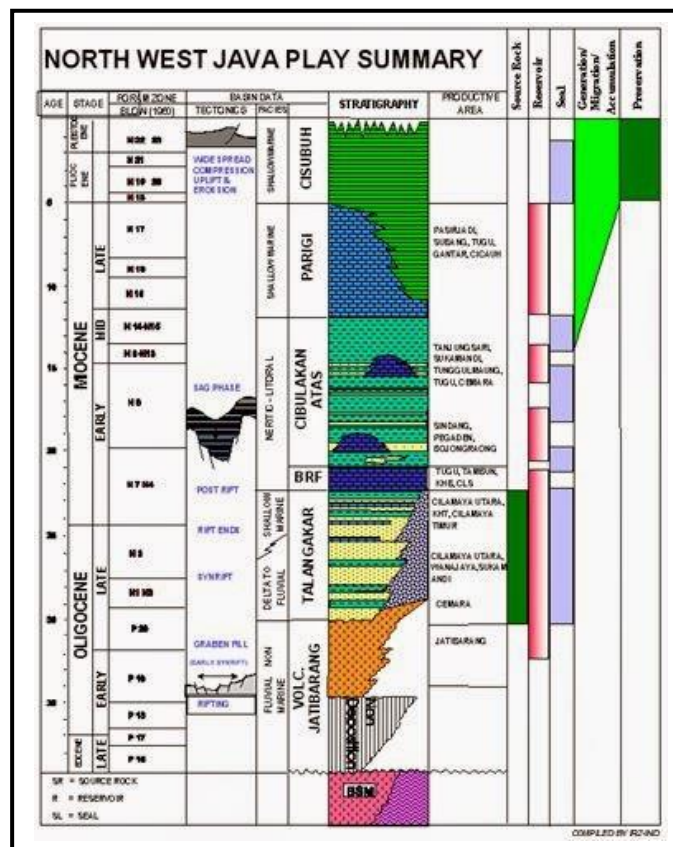
Secara geografis, lapangan minyak dan gas bumi Jaya terletak di Cekungan Jawa Barat bagian Utara. Lapangan Jaya merupakan lapangan *onshore* yang terletak 10 Km di sebelah timur Kota Subang Jawa Barat dengan luas sebesar 100 Km². Secara geologi berada di daerah tinggian sebelah barat laut Rendahan Cipunegara Cekungan Jawa Barat bagian Utara. Pada **Gambar 2.1** ditunjukkan bahwa secara geografis Sumur EPD-001 Lapangan Jaya berada pada 816,599.774 Bujur Timur dan 9,293,134.231 Bujur Utara. Lokasi sumur merupakan lahan milik Pertamina. PSC Wilayah Kerja Indonesia ditandatangani antara BPMIGAS dan KKKS PT. Pertamina EP pada tahun 2005 dan akan berakhir pada tahun 2035 dengan kepemilikan Wilayah Kerja KKKS PT. Pertamina EP 100%.



Gambar 2.1
Peta Lokasi Lapangan Jaya
 (PT. Pertamina EP Asset 3, 2019)

2.2. Stratigrafi Lapangan Jaya

Lapangan Jaya berada dalam Cekungan Jawa Barat bagian Utara yang secara umum stratigrafi regionalnya dibagi menjadi dua yaitu stratigrafi Paleogen dan Neogen. Sedimen Paleogen di endapkan di dalam cekungan *rift* yang dikontrol oleh sesar yang berarah *relative* ke utara menuju selatan. Batuan sedimen tersebut dapat dipisahkan menjadi dua bagian yaitu endapan *syn-rift* dan endapan *post-rift* diwakili oleh Formasi Talang Akar bagian atas dan Formasi Baturaja. Sedimen Neogen diendapkan pada lereng utara dari cekungan belakang busur yang mengikuti pola umum struktur Jawa. Sedimen Neogen diwakili oleh formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh. Urutan stratigrafi untuk Cekungan Jawa Barat bagian Utara dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.2.
Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Bagian Utara
(PT. Pertamina EP Asset 3, 2019)

2.2.1. Formasi Jatibarang

Formasi Jatibarang terdiri dari batuan vulkanik ekstrusif yang Sebagian besar merupakan interkalasi tuf, lava (andesit), aglomerat, breksi gunung api dan beberapa selingan *shale*. Batuan vulkanik Jatibarang diendapkan pada Oligosen Awal yang merupakan produk dari aktivitas gunung berapi yang berasosiasi dengan endapan fluvial (*nonmarine*). Formasi Jatibarang ini di beberapa tempat bertindak sebagai batuan *reservoir* yang potensial. Terdapat 2 tipe batuan *reservoir* dari formasi ini yaitu tipe massif yang porositas dan pereabilitasnya di bentuk oleh rekahan (*fracture porosity*), kemudian tipe yang kedua berupa satuan *tuft* yang bersisipan dengan *shale* dan konglomerat dimana konglomerat bertindak sebagai batuan *reservoir* yang potensial.

2.2.2. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terdiri dari batuan sedimen yang diendapkan pada lingkungan Fluvio-deltaic dan berubah menjadi lingkungan *marine* pada bagian atasnya. Lithologi penyusun dari Formasi Talang Akar bagian bawah terdiri dari batupasir berukuran kasar dan sedang, batu lempung, paleosol, dan *tuft*. Formasi Talang Akar diendapkan pada masa Oligosen Awal bagian akhir. Formasi Talang Akar bagian atas terdiri dari batupasir, batulempung, batubara, *tuft* epiklastika, dan batugamping yang diendapkan pada lingkungan *marine* yang dicirikan dengan adanya organisme laut berupa *foraminifera* besar, koral, dan lainnya.

2.2.3. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Talang Akar. Lithologi penyusun Formasi Baturaja didominasi oleh batugamping terumbu dengan penyebaran yang tidak merata. Pada bagian bawah tersusun oleh batugamping *massif* yang semakin keatas semakin berpori, selain itu terdapat pula batulempung glaukonitik, napal, dan dolomit pada bagian bawah. Batugamping pada Formasi Baturaja ini merupakan batugamping pada paparan dan terdapat

pula yang berkembang sebagai *reef build up* yang menandai fase *post rift* yang secara regional menutupi lapisan dibawahnya.

2.2.4. Formasi Cibulakan Atas

Formasi Cibulakan Atas tersusun oleh lapisan batuan sedimen klastik yang sangat tebal dan diselingi oleh batu lempung maupun batu gamping. Kenaikan kualitas *supply* sedimen secara drastis pasca pengendapan batugamping Formasi Baturaja. Formasi Cibulakan Atas diendapkan pada Miosen Awal bagian tengah hingga Miosen Tengah dan merupakan fasies yang mengkasar kearah atas atau pendangkalan kearah atas yang mengidentifikasi sekuen progradasi *major delta* dari utara. Formasi Cibulakan Atas ini terbagi menjadi 3 anggota Formasi yaitu *massive*, *main* dan *pre-parigi*.

Massive merupakan anggota formasi yang terendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Baturaja. Lithologi penyusun satuan ini adalah perselingan antara batulempung dengan batupasir yang mempunyaiukuran butir halus-sedang. Pada Formasi ini dijumpai kandungna hidrokarbon, terutama pada bagian atas. Selain itu, terdapat fosil foraminifera bentonik seperti *Amphistegina*.

Main merupakan anggota yang terendapkan secara selaras diatas anggota *massive*. Lithologi penyusunnya adalah batulempung ukuran butir pasir halus-sedang atau bersifat glaukonitan. Pada awal pembentukannya, berkembang batugamping dan terdapat lapisan tipis batupasir yang pada bagian ini dibedakan dengan anggota *Main* itu sendiri, sehingga disebut sebagai *Mid Main Carbonate*.

Anggota *Pre-Parigi* ini terendapkan secara selaras diatas Anggota *Main*. Adapun litologi penyusunnya adalah perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada Kala Miosen Tengah sampai Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan neritik tengah- neritik dalam dengan dijumpainya biota laut dangkal dan juga kandungan batupasir glaukonitan.

2.2.5. Formasi Parigi

Formasi Parigi ini diendapkan secara selaras di atas Anggota *Pre-Parigi*. Litologi penyusun Formasi Parigi di dominasi oleh batugamping terumbu, batugamping klastik dan sisipan dolomit. Selain itu juga, pada ini dijumpai fosil

foraminifera besar seperti *Alveolina quoyi*, foraminifera bentonik kecil seperti *Quiquelculina korembatira*, foraminifera planktonik seperti *Globigerina siakensis* yang menandakan bahwa Parigi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga neritik tengah. Pengendapan Parigi ini melampar ke seluruh Cekungan Jawa Barat Bagian Utara dan pada umumnya berkembang sebagai terumbu yang menumpang secara selaras di Cibulakan Atas. Kehadiran Parigi ini menunjukkan kondisi cekungan yang relatif stabil. Berdasarkan studi biostratigrafi ini diendapkan pada Miosen Akhir.

2.2.6. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh diendapkan secara selaras diatas Formasi Parigi dengan litologi penyusun Formasi Cisubuh tersusun oleh batulempung yang berseling terhadap batupasir dan batugamping yang mengandung banyak glaukonit, lignit serta sedikit rijang dan fragmen batuan beku vulkanik. Pada bagian bawah terdapat kandungan fosil yang semakin kearah atas semakin sedikit dan semakin bersifat pasiran dengan dijumpai batubara yang mengindikasikan Formasi Cisubuh diendapkan pada fase regresi pada kala Neogen. Umur formasi ini adalah Miosen Akhir sampai Plio-Pleistosen. Berdasarkan studi paleontologi, teridentifikasi Formasi Cisubuh diendapkan pada lingkungan laut dangkal yaitu pada lingkungan *inner neritic* dan berangsur mengalami pendangkalan menjadi lingkungan litoral-paralic dengan ketebalan berkisar antara 100 m – 1200m.

BAB III

TINJAUAN PUSTAKA

3.1. Pipa Terjepit

Pipa terjepit adalah salah satu tantangan utama dalam dunia pemboran yang hampir selalu dijumpai. Kejadian tersebut menyebabkan hilangnya sebagian besar waktu dan biaya pemboran. Waktu yang hilang (NPT) tersebut sebagian besar dihabiskan untuk membebaskan pipa yang terjepit dan pipa terjepit menghabiskan sekitar 25 dari *Non Productive Time* (NPT) (Muqem et al., 2012). Biaya untuk pembebasan pipa terjepit di industri minyak antara \$200 dan \$500 juta setiap tahun. Sebagian besar biaya untuk biaya pemulihan, biaya penggantian dan biaya tambahan waktu sewa rig (Bailey, L., Jones et al., 1991)

Berbagai penelitian menunjukkan bahwa pipa terjepit terjadi di setiap 15% sumur yang dibor di seluruh dunia. *Drillstring* dikatakan terjepit jika tidak dapat ditarik keluar dari lubangnya tanpa merusaknya dan melebihi beban kait maksimum yang diizinkan. Umumnya ada dua jenis pipa terjepit yaitu *mechanical* dan *differential*. Presentase penyebab umum pipa terjepit disebabkan oleh 65% karena perencanaan, 25% kesalahan operasional dan 10% alasan lainnya (Nkengele, 2019).

3.1.1. Mechanical Pipe Sticking

Mechanical pipe sticking terutama terjadi ketika pipa bergerak dan secara luas dikategorikan sebagai *sticking* karena *pack off (bridging)* yang diinduksi padat dan geometri mekanik/sumur (Nyakiti, 2016). Penyebab paling umum dari *mechanical pipe sticking* adalah; pembersihan *cutting* yang tidak optimal dari *annulus* sehingga *drillstring* tertimbun oleh *cutting*, ketidakstabilan lubang bor ini

sebagian besar terjadi pada formasi *shale stone* dan sifat lumpur pemboran, dan terjadinya *key seating*. Mekanisme terjadinya *key seating* adalah menempelnya *drillpipe* ke salah satu dinding lubang (R. F. Mitchell, 2006). (B. Mitchell, 1992)

Selain itu pipa terjepit juga dapat disebabkan oleh *doglegs*. *Doglegs* mengacu pada perubahan arah lintasan lubang sumur yang lebih cepat daripada yang diinginkan. Perubahan ini bisa disengaja atau tidak disengaja, penyimpangan yang tidak disengaja dapat menyebabkan masalah pemboran seperti pipa terjepit. *Dogleg severity* dikatakan aman jika kelengkungan lubang sumur kurang dari 10 /100 ft namun apabila lebih dari lebih besar dari 10 /100 m akan menyebabkan masalah selama pemboran (Lubinski, 1960) . *Doglegs* yang berlebihan memiliki pengaruh besar pada terjadinya masalah lubang sumur seperti pipa terjepit. Nilai *dogleg* yang tinggi juga menimbulkan kesulitan dalam pemasangan *casing* atau *liner* (Nkengele, 2019).

Pembebasan pipa terjepit yang disebabkan oleh mekanis dapat dilakukan dengan beberapa cara, tergantung pada penyebab terjadinya *problem*. Beberapa Tindakan yang direkomendasikan untuk membebaskan *string* bor yang terjepit karena *pack off/bridging* meliputi:

- Sirkulasikan lumpur dengan kecepatan aliran rendah.
- Jika pipa terjepit saat ditarik ke atas atau dalam posisi statis, terapkan torsi tanpa melebihi *make-up torque* sambil melakukan *jar* dengan beban trip maksimum
- Tetapi jika pipa terjepit saat bergerak ke bawah, lakukan *jar up* tanpa aplikasi torsi.
- Pengoperasian *jarring* mungkin memakan waktu lama. Oleh karena itu, kesabaran sangat dibutuhkan.
- Cobalah untuk mendapatkan kembali sirkulasi.

Untuk *mechanical sticking* akibat geometri lubang sumur, beberapa kasus yang menyebabkan terjadinya insiden *pipa stuck* adalah *key seat*, *doglegs*, formasi bergerak, *under-gauge hole*, formasi *unconsolidated* dan *stiff BHA* (Oriji & Aire,

2020). Beberapa langkah tindakan yang disarankan untuk membebaskan pipa antara lain:

- Jika *string* bor terjepit saat bergerak ke atas, gunakan *torque* dengan beban maksimum saat melakukan *jar* ke bawah.
- Jika tali bor terjepit saat dalam gerakan turun, angkat dengan beban *trip* maksimum. Torsi tidak boleh diterapkan saat *jar*.
- Kurangi laju aliran saat pembebasan pipa.
- Sabar dalam menjalani proses.

3.1.2. Differential Pipe Sticking

Differential sticking terjadi ketika terdapat perbedaan tekanan yang tinggi antara tekanan lumpur dan tekanan formasi. Hal ini dapat mendorong *drillstring* (atau *casing*, atau *logging tools*) ke dalam *filter cake* dari formasi *permeable*. Kemudian *drillstring* tertanam di *mudcake* dan terjepit. Terjadinya *differential sticking* hanya dapat terjadi di formasi batuan yang permeabel, dimana *filter* lumpur menumpuk. Pertanda terjadinya *differential sticking* yaitu *drillstring* tidak dapat dipindahkan atau bahkan diputar, tetapi sirkulasi lumpur masih dimungkinkan, karena ada cukup ruang di lubang sumur untuk lumpur mengalir. Jika terjadi *differential sticking* ada beberapa cara yang umum digunakan yaitu Pengurangan tekanan hidrostatik lumpur memberikan *spotting oil* (Helmic & Longley, 1957).

BAB IV

DASAR TEORI DAN METODOLOGI

Operasi pemboran merupakan kegiatan atau usaha secara teknis untuk membuat lubang dengan aman sampai dengan kedalaman target pemboran atau menembus lapisan formasi yang mengandung hidrokarbon. Dalam operasi pemboran sering terjadi *problem* atau permasalahan pemboran yang dapat merugikan waktu, biaya, tenaga, dan efisiensi pada operasi pemboran seperti pipa terjepit (*stuck pipe*). Masalah pipa terjepit adalah kondisi dimana pipa pemboran tidak dapat digerakkan di dalam lubang bor (tidak dapat diputar dan diangkat) meskipun adakalanya dapat diputar namun tidak dapat diangkat (g Bowes & Procter, 1997) .

4.1. Jenis dan Faktor Penyebab Terjadinya Pipa Terjepit

Ada beberapa faktor yang dapat menyebabkan terjadinya pipa terjepit dan seringkali digunakan untuk identifikasi jenis pipa terjepit sehingga dapat diterapkan metode yang paling efektif untuk mengatasinya (membebaskannya). Jenis-jenis pipa terjepit ini secara garis besar adalah (Neal J. Adams, 1985) :

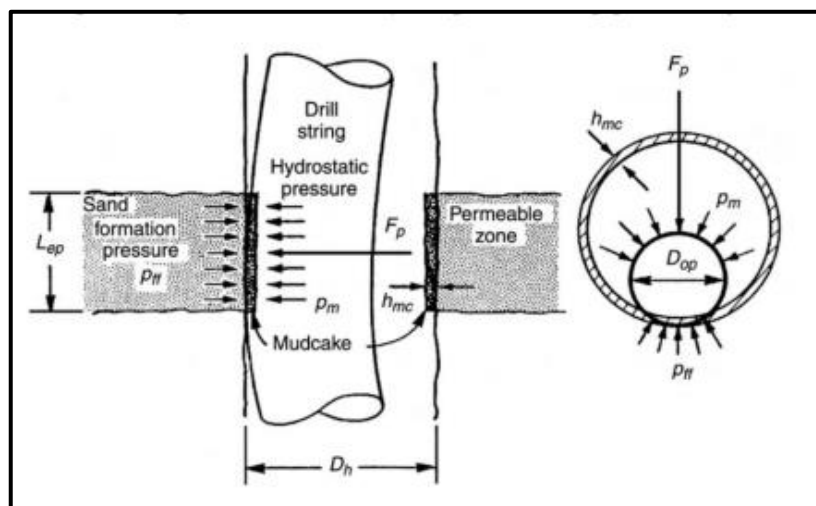
- a) *Differential pipe sticking*
- b) *Mechanical sticking*
- c) *Key seat*

Masing-masing jenis pipa terjepit di atas memerlukan tindakan yang berbeda dalam pencegahan maupun penanggulangannya.

4.1.1. *Differential Pipe Sticking*

Differential pipe sticking terjadi karena adanya perbedaan tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi yang cukup besar. Tekanan hidrostatik lumpur menekan rangkaian pipa ke salah satu sisi dari dinding lubang bor. *Mud cake* yang dihasilkan juga tebal dan rangkaian *drillstring* terbenam sebagian ke dalam *mud cake* sehingga *mud cake* mencengkeram rangkaian pipa bor .

Differential pipe sticking ini sering terjadi pada lubang miring. Lubang yang miring akan menyebabkan rangkaian pipa bor cenderung menempel ke dinding lubang bor dan rangkaian akan terbenam sebagian ke dalam *mud cake*. Jenis jepitan ini sering terjadi pada saat lumpur tidak bersirkulasi dan saat rangkaian diam. Pada jepitan jenis ini saat terjadinya dapat diidentifikasi dari permukaan. Salah satu dari pengidentifikasian jepitan ini adalah apabila rangkaian pipa pemboran masih bisa berputar, tidak dapat dinaik turunkan tetapi sirkulasi masih dapat berlangsung dengan baik, kemungkinan besar jenis jepitan rangkaian yang terjadi adalah *Differential Pipe Sticking*. Untuk lebih jelasnya ilustrasi bawah permukaan mengenai saat terjadinya pipa terjepit ini dapat dilihat pada **Gambar 4.1.**



Gambar 4.1.
Differential Pipe Sticking
(Oketch, 2014)

Jenis jepitan *differential pipe sticking* terjadi hanya sepanjang daerah yang *porous* dan *permeable*, seperti batupasir dan batugamping dan tahanan geseknya adalah merupakan fungsi dari ketebalan *filter cake* (*mud cake*). Gaya yang menjepit pipa (F) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$F = DP \times Ac \times Cf \dots\dots\dots(4-1)$$

Keterangan :

F = gaya, lbs

DP = tekanan differential, psi

A_c = luas bidang kontak, in²

C_f = koefisien gesek, tak berdimensi

Agar dapat dibebaskan maka harus dilakukan gaya yang lebih besar daripada nilai F tersebut, akan tetapi harus diingat bahwa gaya tersebut tidak boleh lebih besar daripada *tensile strength* pipa karena dapat menyebabkan rangkaian menjadi putus. Sebagai tanda telah terjadi pipa terjepit jenis ini yaitu :

- a. Rangkaian tidak bisa digerakkan (baik diputar maupun diangkat).
- b. Tekanan pemompaan lumpur normal (sirkulasi masih bisa dilakukan).

Sedangkan sebab lain yang mengakibatkan terjadinya jepitan jenis ini adalah :

- a. *Drillcollar* yang digunakan terlalu besar (tebal) sehingga *clearance* antara *drillcollar* dan diameter lubang bor kecil.
- b. Tingginya kecepatan filtrasi.
- c. Tingginya kandungan padatan di dalam lumpur.
- d. Seringnya pipa berada dalam keadaan statis saat melewati zona *permeable*.

Besarnya gaya (F) yang menjepit pipa dapat dikurangi dengan cara :

1. Mengurangi perbedaan tekanan (*overbalance pressure*). Hal ini berarti membor dengan *overbalance pressure* yang minimum sekedar untuk mengimbangi tekanan formasi. Kenaikan berat jenis lumpur dapat dimonitor dengan mengontrol laju penembusan (ROP), terutama pada lubang yang berdiameter besar dimana banyak serpihan bor (*cutting*) yang dihasilkan, yang akan menyebabkan kenaikan yang tinggi pada berat jenis lumpur dan pada akhirnya akan meningkatkan perbedaan tekanan.
2. Mengurangi daerah kontak (A_c) dengan mengurangi ketebalan *mud cake* dan mengurangi koefisien gesek (C_f). Hal ini (pengurangan daerah kontak) berarti mengurangi kandungan padatan di dalam lumpur menjadi minimum dan menggunakan lumpur dengan *water loss* (kehilangan tapan) yang rendah. Koefisien gesek (C_f) juga dapat dikurangi dengan menggunakan lumpur dengan *water loss* yang rendah, karena besarnya *water loss* berhubungan langsung dengan laju alir dari *water loss*. Oleh karena itu *oil base mud* (lumpur berbahan dasar minyak) cocok digunakan

untuk membor formasi yang mempunyai kecenderungan untuk terjadinya *differential pipe sticking*. Besarnya daerah kontak juga berhubungan dengan luas rangkaian yang kontak (menempel) pada formasi permeabel. Sebagian besar pipa yang menempel pada kasus *differential sticking* ini adalah *drillcollar*, sehingga pemecahan yang cocok adalah dengan menggunakan *drillcollar* yang mempunyai luas permukaan minimum. *Drillcollar* spiral mempunyai luas permukaan yang lebih kecil (50 %) dibandingkan *drillcollar* biasa (*smooth*) dan oleh karena itu gaya *differential* yang dihasilkan juga akan berkurang sebesar setengah dari *drillcollar* biasa. Pengurangan luas permukaan *drillcollar* ini hanya akan mengurangi berat *drillcollar* sebesar 4 – 7 % dari berat *drillcollar* biasa dan jika dibutuhkan penambahan berat, tinggal menambahkan *drillcollar* spiral tadi saja. Daerah kontak juga bisa dikurangi dengan menggunakan *stabilizer* yang akan menjaga *drillcollar* tetap berada di tengah-tengah lubang.

3. Karena luas daerah kontak dan faktor gesekan berbanding lurus dengan waktu, semakin jarang (sedikit) rangkaian bor dalam keadaan statis (diam) akan semakin mengurangi kemungkinan terjadinya *differential pipe sticking*.
4. Minyak dan *walnut hulls* dapat digunakan untuk mengurangi faktor gesekan (C_f) pada saat membor formasi yang potensial mengalami *differential sticking*.

4.1.2. Mechanical Sticking

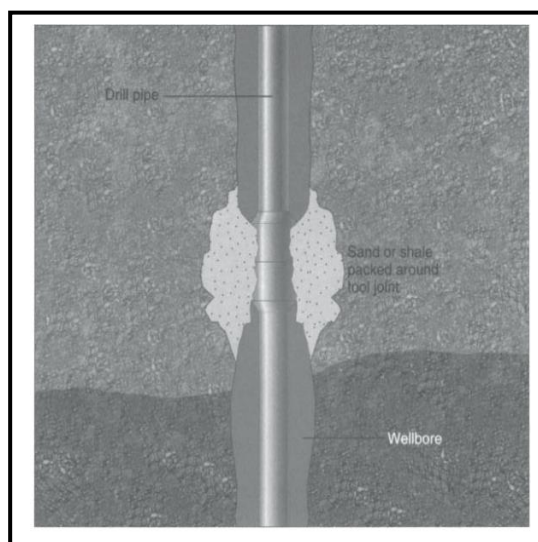
Mechanical pipe sticking merupakan salah satu jenis *pipe sticking* yang disebabkan karena operasional pemboran kurang baik atau karena sebab mekanis pada saat pemboran sedang berlangsung. Macam – Macam penyebab pipa terjepit yang sering terjadi akibat faktor mekanis antara lain (Bourgoyne, 1986) :

1. Keratan bor atau formasi yang mengalami *sloughing* menyumbat annulus disekitar rangkaian bor.

2. Rangkaian bor diturunkan terlalu cepat sehingga menghantam *bridge* atau *tight spot* atau dasar lubang.
3. Ditarik masuk ke dalam lubang kunci (*key seat*).
4. Laju alir lumpur yang tinggi atau turbulents dapat mengikis dinding lubang bor dan menyebabkan formasi batuan pada dinding lubang bor runtuh.

Jenis jepitan ini dapat juga disebabkan oleh beberapa hal lainnya yaitu :

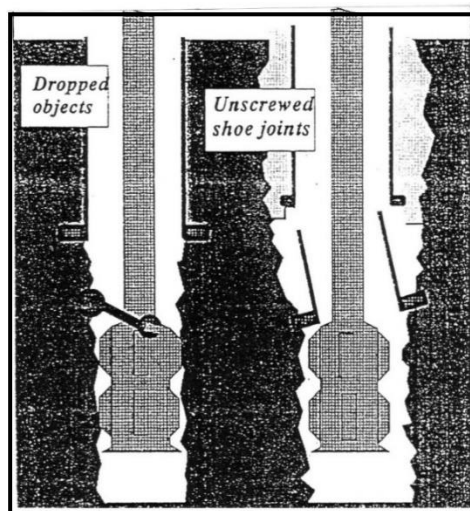
- a. *Under gauge hole*, jepitan jenis ini disebabkan karena pemakaian *bit* yang sudah terlalu aus dan tidak cepat diganti yang akan menyebabkan ukuran lubang bor lebih kecil dari seharusnya, sehingga bila *bit* yang baru dimasukkan akan terjepit di daerah undergauge tersebut. Ilustrasi mengenai pipa terjepit karena *under gauge hole* ditunjukkan oleh **(Gambar 4.2)**. *Tight spot* ini ditandai sebagai kenaikan *overpull* selama operasi *tripping out* (beban yang terjadi sebagai akibat naiknya *buoyant weight* dari rangkaian). Untuk mencegah terjadinya jepitan mekanis ini, *tight spot* harus dilakukan reaming sebelum melakukan pemboran bagian (*section*) lubang yang baru.



Gambar 4.2.
Pipa Terjepit Karena Adanya *Undergauge Hole*
 (Degeare et al., 2003)

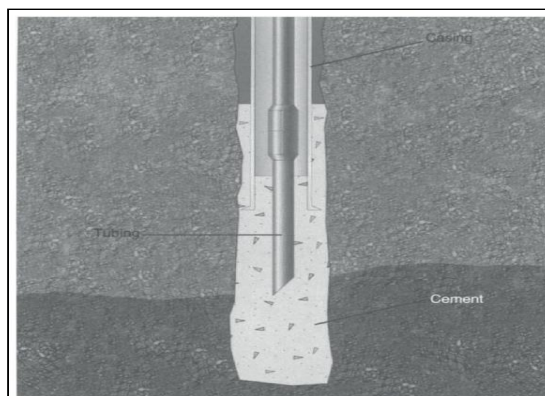
- b. Adanya *Junk*, jepitan jenis ini terjadi karena adanya bagian-bagian kecil (*junk*) dari peralatan bawah permukaan (*downhole equipment*) yang jatuh

atau benda-benda kecil dari rantai pemboran yang jatuh dan akan menyebabkan *drillstring* terjepit pada saat ditarik ke atas (*pulled out*). Jepitan jenis ini lebih sering dijumpai di dalam *casing* daripada di lubang terbuka (*open hole*). Ilustrasi mengenai hal ini ditunjukkan dengan **Gambar 4.3.**



Gambar 4.3.
Pipa Terjepit Karena Adanya Junk
(Degeare et al., 2003)

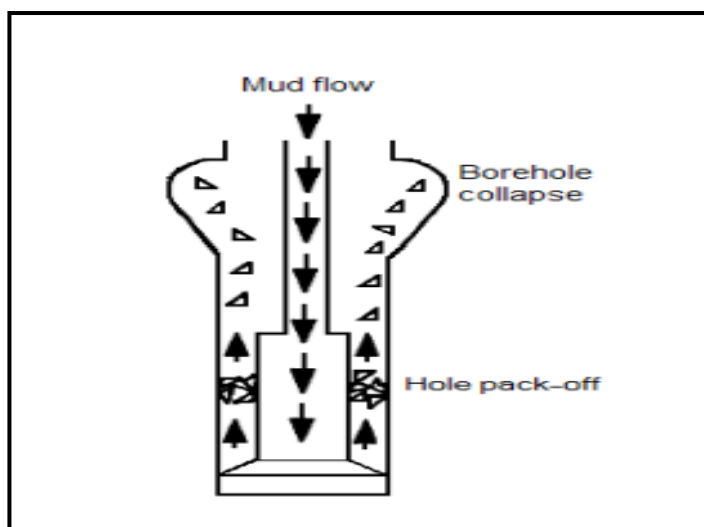
- c. Adanya *Green Cement*, jepitan jenis ini terjadi bila *drillstring* menembus semen yang belum mengeras (*set*) yang disebut dengan *green cement*. Dengan adanya tekanan dari *drillstring* menyebabkan semen akan mengeras lebih cepat. Hal ini akan mengakibatkan *drillstring* terjepit secara permanen. Ilustrasi ditunjukkan dengan **Gambar 4.4.**



Gambar 4.4.

Pipa Terjepit Karena Adanya *Green Cement*
(Degeare et al., 2003)

- d. Adanya *Collapsed Casing*, jepitan jenis ini terjadi bila gaya yang ditimbulkan oleh formasi melebihi *collapsed strength* dari *casing*. Hal ini disebabkan oleh kesalahan pada desain *casing* atau terjadinya korosi yang akan mengurangi *collapsed strength* dari *casing*. Ilustrasi mengenai hal ini ditunjukkan dengan **Gambar 4.5**.



Gambar 4.5.
Pipa Terjepit Karena Adanya *Collapsed Casing*
(Al-ajmi, 2006)

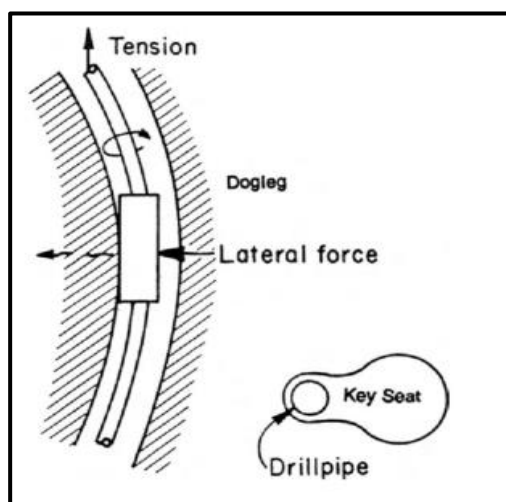
- e. Sudut kemiringan lubang bor yang relatif tinggi sehingga menyebabkan batuan yang ditembus tidak bisa menahan beban batuan di atasnya dan runtuh.
- f. Pemboran dilakukan di sekitar daerah patahan (*fault zone*), dimana pada daerah ini serpih dan gamping dapat rekah secara alami dan jatuh pada lubang bor, terutama lubang miring sehingga akan mengakibatkan terjepitnya pipa.

Metode yang biasanya dilakukan untuk membebaskan pipa yang terjepit secara mekanis adalah dengan usaha menggerakkan pipa baik diputar ataupun dinaik-turunkan atau dengan mengaktifkan alat *jar*, dilakukan sirkulasi lumpur

dengan menaikkan viskositas atau densitas, kemudian biasanya jika sirkulasi tidak terganggu akan dilakukan sirkulasi lumpur dengan menaikkan laju alirnya dan jika masih tidak berhasil biasanya akan disemprotkan fluida organik atau fluida perendaman dan kemudian prosedur yang telah disebutkan tadi diulangi.

4.1.3. *Key Seat*

Pipa terjepit jenis ini disebabkan oleh adanya *dog leg* (lubang bor yang membelok secara mendadak atau terjadi perubahan sudut kemiringan lubang dan sudut arah lubang secara mendadak) dan formasi yang ditembus relatif lunak. *Tool joint drillpipe* akan mengikis dinding lubang yang bengkok mendadak tersebut sehingga membentuk lubang tambahan yang merupakan perluasan dari lubang utama yang dibuat oleh bit dan penampangnya seperti lubang kunci (*key seat*). ilustrasi mengenai pipa terjepit jenis ini dapat dilihat pada **Gambar 4.6** dibawah ini.



Gambar 4.6
Key Seat
(Oketch, 2014)

Tanda – tanda terjadinya pipa terjepit karena adanya *key seat* yaitu:

- Rangkaian tidak bisa diangkat dan atau diturunkan dikarenakan terjepit di daerah yang menyerupai lubang kunci tersebut.
- Tekanan pemompaan lumpur normal dikarenakan salah satu sisi annulus saja yang mengalami jepitan dan tidak menutup sisi lainnya.

- c. Rangkaian bisa diputar atau tidak dapat diputar.
- d. Naiknya *drag*.
- e. Suara *rotary table* bertambah keras dikarenakan rangkaian tersangkut pada lintasan sumur yang menyerupai lubang kunci tersebut.

Key seat biasanya terbentuk bila formasi yang ditembus lunak dan berat yang tergantung dibawah *dog leg* cukup besar untuk menimbulkan gaya *lateral*. Sebagai tanda terjadinya *key seat* ini adalah jika rangkaian dapat diturunkan tetapi tidak bisa ditarik, tetapi dilain kasus juga dapat terjadi rangkaian tidak dapat diturunkan, tetapi sirkulasi lumpur tidak terganggu jika terjadi permasalahan ini. Tanda yang lain adalah naiknya *drag*, semakin kerasnya suara *rotary table*. Sering kali bila rangkaian pipa bor tidak ditarik terlalu kuat ke arah *key seat*, yang akan mengakibatkan jepitan, rangkaian masih mungkin diturunkan dan diputar. Tetapi tidak dapat bergerak keatas. Bila gejala ini mulai terasa, segera dilakukan pengamatan pada indikator beban, gerakan pipa dihentikan sementara dan pipa dicoba diturunkan. Setelah itu pipa tidak dapat bergerak turun dan naik, lakukan *jar down* (hentakan kebawah), bila alat jar terpasang pada rangkaian pipa. Untuk mencegah terjadinya *key seat* ini maka harus dihindarkan adanya *dog leg* yang berlebihan (*dog leg* harus kurang dari *dog leg severity*). Pencegahan terjadinya *key seat* ini hendaknya dikonsultasikan dengan ahli geologi untuk mengetahui letak patahan yang pasti agar dapat dikurangi resiko. Selain itu diperlukan juga mengamati kemiringan *dog leg* terus menurun.

4.2. Aspek Penentuan Mekanisme Jepitan

Untuk menentukan mekanisme jepitan yang terjadi dapat ditinjau dari beberapa aspek parameter pemboran yang berpengaruh, diantaranya adalah aspek lumpur pemboran yang digunakan, aspek lithologi batuan yang ditembus, aspek geometri lubang bor dan aspek rangkaian pemboran (*drill string*) yang digunakan.

4.2.1. Aspek Lithologi Formasi

Aspek lithologi batuan ini antara lain meliputi jenis-jenis batuan yang ditembus selama operasi pemboran berlangsung dan pengaruhnya terhadap

kemungkinan mekanisme jepitan yang terjadi. Seperti yang telah disebutkan sebelumnya bahwa serpih yang terdapat di daerah patahan cenderung runtuh atau bila pemboran menembus zona permeabel yang mungkin menimbulkan *differential pipe sticking*. Dari aspek lithologi batuan ini kita dapat melihat sifat fisik dari batuan yang ditembus, karena perbedaan sifat fisik batuan juga dapat menyebabkan permasalahan pada pemboran, salah satunya yaitu pipa terjepit. Jika terdapat batuan shale, dapat dilakukan analisa yaitu dengan menggunakan uji *methelene blue test*. Untuk mengetahui komposisi mineral yang tersusun pada batuan *shale* itu. Secara umum mineral lempung ini dapat dikelompokkan menjadi 6 jenis yaitu kaolin, pirofilit (*pyrophyllite*), mika (*mica*), illit (*illite*), smektit (*smectite*) dan klorit (*chlorite*). Untuk mengidentifikasi mineral lempung dapat melakukan analisa MBT. Mineral lempung sangat mempengaruhi terjadinya masalah pipa terjepit, dikarenakan sifat lempung yang mudah runtuh, mengembang ataupun menempel pada rangkaian *drillstring*.

4.2.1.1. Sloughing Clay

Sloughing clay merupakan lapisan *mineral clay* yang rapuh dan dikenal dengan istilah *brittle*, mempunyai rekahan-rekahan kecil dan bidang perlapisan. *Sloughing shale* biasanya tidak berhubungan dengan sifat-sifat kimia, tetapi lebih banyak sifat fisik atau mekanik. Shale ini bersifat lebih keras dan terdapat retakan (*microfracture*). *Shale* penyebab *sloughing* biasanya tidak banyak beraksi atau berhidrasi dengan air, tetapi mudah runtuh. *Problem* ini semakin besar bila lapisan miring dan juga basah oleh air atau lumpur.

4.2.1.2. Plastic Clay

Plastic lapisan *clay* merupakan *mineral clay* yang mempunyai sifat plastik dan tidak menghidrasi air filtrat lumpur. *Plastic shale* mempunyai kecenderungan untuk menempel pada permukaan pahat atau *drillcollar*, dengan demikian dapat menyebabkan *bit balling* dan cenderung dapat menjepit rangkaian pipa bor.

4.2.1.3. *Swelling*

Swelling merupakan lapisan *mineral clay* yang mengandung *bentonite* (*sodium montmorillonite*) atau *clay* dalam jumlah yang relatif banyak. Mempunyai sifat menghidrasi air filtrat lumpur pemboran dan *shale* tersebut mengembang (*swelling*) sehingga mudah runtuh. Jenis *shale* tersebut berupa lempengan ion Na⁺ yang mempunyai ion terhidrasi yang tinggi. Atom Na⁺ yang terdapat pada *basal plane* cenderung untuk menyerap air (terhidrasi). Karena ada lapisan ini maka lapisan pada *shale* akan terdorong pada jarak yang lebih jauh.

Jika *problem shale* disebabkan oleh pengaruh lumpur pemboran, maka dapat ditentukan jenis ketidak-stabilan yang terjadi didalam lubang bor. Ada 5 kondisi yang dapat diidentifikasi, yaitu *sloughing*, *heaving*, *expansion (tight hole)*, *gradual hole enlargement*, dan *caving*. Kelima kondisi yang berkaitan dengan *problem shale* tersebut, dapat dilihat karakteristiknya, dan selanjutnya dapat digunakan untuk membantu dalam mengidentifikasi *problem shale* yang terjadi, dan pada gilirannya dapat digunakan sebagai dasar pemilihan lumpur pemboran untuk memperbaiki stabilitas lubang bor. Terjepitnya rangkaian pipa juga bisa disebabkan oleh perlapisan seling antara batuan keras dan batuan lunak yang terdapat pada formasi batuan dan mempunyai resistensi yang berbeda, dimana batuan yang lunak akan mengalami *washout* (pencucian) oleh air filtrat lumpur bor. Sisi *shale* yang tidak mengalami *washout* dapat patah dan runtuh akibat gesekan rangkaian pipa pemboran pada saat *tripping* dan dapat mengakibatkan rangkaian pipa bor terjepit. Gejala yang timbul yang sering tampak bila sedang mengalami masalah pada lapisan *clay* yaitu

1. Tekanan pompa naik.
2. Serbuk bor bertambah.
3. Torsi naik.
4. Ada banyak endapan serbuk bor di dalam lubang bor.
5. Terjadi gumpalan pada pahat (*bit bailing*).
6. Terjadi perubahan sifat-sifat lumpur.

4.2.2. Aspek Geometri Lubang Bor

Aspek ini antara lain meliputi profil sumur, kecenderungan adanya perubahan sudut yang tiba-tiba (*dog leg*) yang mungkin dapat menimbulkan *key seat*. Seperti diketahui bahwa pada sumur berarah dengan sudut kemiringan yang relatif tinggi memungkinkan formasi batuan yang ditembus tidak dapat menahan beban formasi batuan di atasnya (*overburden*). Akibat dari hal tersebut adalah dinding lubang bor yang biasanya dapat ditahan oleh tekanan hidrostatik normal menjadi tidak bisa lagi ditahan kemudian runtuh ke dalam lubang bor dan menjadi penyumbat. Perubahan sudut kemiringan lubang yang mendadak (*dog leg*) juga perlu diteliti untuk menyelidiki kemungkinan terjadinya *key seat*. Persamaan untuk menghitung *dog leg* dan *dog leg severity* yaitu tertera pada Persamaan 4-2 dibawah ini.

$$\text{Dog leg} = \arccos [\cos (I_2 - I_1) - (\sin I_1 \times \sin I_2) \times (1 - \cos (A_2 - A_1))] \dots \dots \dots (4-2)$$

$$\text{Dog leg sev} = (100/\text{MD}) \times \{ \arccos [\cos(I_2-I_1) - (\sin I_1 \times \sin I_2) \times (1 - \cos (A_2 - A_1))] \} \dots \dots (4-3)$$

Keterangan :

MD = Perubahan kedalaman, ft

I = Perubahan sudut inklinasi, derajat

A = Perubahan sudut arah, derajat

Persamaan lain untuk menghitung *dog leg severity* juga dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan 4-4 sebagai berikut:

$$\delta = \frac{\beta \times 100}{\Delta S} \dots \dots \dots (4-4)$$

Keterangan :

δ = *Dog leg severity*, derajat / 100 ft

ΔS = Jarak antar titik survey, ft

4.2.3. Aspek Parameter Pemboran

Dari aspek parameter pemboran ini yang perlu diperhitungkan adalah dari *weight on bit* itu sendiri, pengaruhnya adalah apabila terjadi pemberian WOB

actual yang terlalu besar ada kemungkinan terjadi *pipe sticking*. Di dalam pemberian WOB juga harus memperhitungkan karakteristik formasi yang ditembus, sehingga bisa memberikan WOB yang sesuai agar tidak terjadi problem pipa terjepit dan laju penembusan lubang bor yang optimum. Apabila WOB *actual* melebihi dari WOB *max* kemungkinan ada indikasi pipa terjepit, karena *bit* menekan batuan yang lunak. Untuk menghitung nilai WOB *max* dapat dihitung dengan persamaan dari Bill Mitchel, sebagai berikut.

$$\text{WOB} = \text{Bf} \times \text{Wair BHA} \times \cos(\beta) + 1.617 \left[\frac{\text{Bf} \times (D^2 - d^2)(D^4 - d^4) \times \sin \beta}{H - D} \right] \dots\dots\dots(4-5)$$

Keterangan :

BF	= <i>Bouyancy Factor</i>
Wair BHA	= Berat BHA di udara, lbs
β	= Inklinasi, derajat
D	= OD DP, (inch)
d	= ID DP, (inch)
H	= <i>Hole Diameter</i> , in

4.2.4. Aspek Fluida Pemboran dan Tekanan Bawah Permukaan

Analisa berdasarkan aspek lumpur pemboran dilakukan dengan menganalisa besarnya *differential pressure* antara tekanan hidrostatik lumpur pemboran dengan tekanan formasi batuan. dan menganalisa hidrolika pengangkatan *cutting*.

4.2.4.1. Analisa Tekanan Formasi

Aspek lumpur pemboran yang digunakan ini meliputi perbedaan tekanan (*differential pressure*) yang terjadi yang bisa menyebabkan terjadinya jepitan differensial (*differential pipe sticking*), laju alir lumpur pemboran yang diperlukan untuk pembersihan lubang dan waktu sirkulasi yang diperlukan (Guo & Liu, 2011). Ada beberapa langkah yang perlu dilakukan untuk mengetahui adanya *differential pipe sticking*, langkah awalnya adalah menentuka atau menghitung *d-exponent* sebagai berikut.

$$d = \frac{\text{Log} \left(\frac{ROP}{60 N} \right)}{\text{Log} \left(\frac{12 WOB}{10^6 Db} \right)} \dots\dots\dots(4-6)$$

Keterangan :

- d = *d-exponent*
- ROP = Laju Penembusan, ft/hr
- N = Putaran, rpm
- WOB = Berat Pahat Bor, lbs
- Db = Diameter Pahat, in

Pengalaman dilapangan menunjukkan bahwa sangat sulit untuk mempertahankan berat lumpur tetap, terutama pada daerah transisi sehingga *d-exponent* tidak lagi menunjukkan suatu perubahan yang jelas. Sehubungan dengan itu dikembangkan suatu metode baru yang merupakan pengembangan dari metode Jordan dan Shirley yang dikenal dengan *dcs* atau *d-exponent* yang sudah dikoreksi terhadap perubahan berat jenis lumpur. Persamaannya adalah sebagai berikut:

$$dcs = d \left(\frac{NPp}{ECD} \right) \dots\dots\dots(4-7)$$

Keterangan :

- dcs* = *d-eksponent* yang Sudah Dikoreksi
- d = *d-eksponent*
- NPp = Tekanan Pori Normal, (9 ppg)
- ECD = *Equivalent Circulating Density*, ppg

Sehingga, dengan diketahuinya harga *d-eksponent* yang sudah dikoreksi, kita dapat menghitung harga tekanan formasi dengan menggunakan persamaan berikut.

$$EMW = \frac{9 d}{dcs} - 0,3 \dots\dots\dots(4-8)$$

$$Pf = 0,052 \times EMW \times \text{Depth} \dots\dots\dots(4-9)$$

Keterangan :

- Pf = Tekanan Formasi, Psig
- Depth = Kedalaman, ft
- dcs* = *d-exponent* yang Sudah Dikoreksi
- EMW = *Equivalent Mud Weight*, ppg

Kemudian untuk menghitung besarnya tekanan hidrostatik lumpur pemboran digunakan persamaan sebagai berikut.

$$P_h = 0,052 \times MW \times D \dots\dots\dots(4-10)$$

Keterangan :

P_h = Tekanan hidrostatik lumpur pemboran, psi

MW = Berat jenis lumpur pemboran, lb/gal

Sedangkan perbedaan tekanan (*differential pressure*) dihitung dengan persamaan

$$DP = P_h - P_f \dots\dots\dots(4-11)$$

Keterangan :

DP = Perbedaan tekanan, psi

P_h = Tekanan hidrostatik, psi

P_f = Tekanan formasi, psi

Berdasarkan ketentuan H.C.H Darley (1980), bahwa batas perbedaan tekanan hidrostatik dan tekanan formasi yang diijinkan sampai 200 psi (ΔP 100 – 200 psi).

4.2.4.2. Analisa Tekanan Rekah Formasi

Tekanan rekah formasi adalah tekanan dimana formasi tersebut akan mengalami rekahan. Formasi yang mengalami rekahan ini dapat menyebabkan lumpur pemboran masuk kedalam formasi. Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut.

- Tekanan rekah formasi

$$P_{fr} = P_s + (0,052 \times MW \times D) \dots\dots\dots(4-12)$$

- Berat lumpur maksimum (MW_{max})

$$MW_{max} = P_{fr} / (0,052 \times D) \dots\dots\dots(4-13)$$

- Gradien rekah formasi

$$G_{fr} = MW_{max} \times 0,052 \dots\dots\dots(4-14)$$

Keterangan :

P_{fr} = Tekanan rekah formasi, psi

G_{fr} = Gradien tekanan rekah formasi, psi/ft

P_s = Tekanan permukaan, psi

MW_{max} = Berat lumpur maksimum, ppg

4.2.4.3. Penentuan Densitas Rekomendasi

Tekanan hidrostatik berfungsi untuk menahan tekanan formasi supaya fluida dari formasi tidak masuk kedalam lubang bor. Untuk itu tekanan hidrostatik harus lebih besar dari tekanan formasi, dapat dilakukan perhitungannya menggunakan persamaan dibawah ini.

$$P_h = P_f \times (1 + SF) \dots\dots\dots(4-15)$$

Sehingga densitas lumpur yang disarankan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$MW = P_h / (0,052 \times TVD) \dots\dots\dots(4-16)$$

Keterangan:

P_h = Tekanan hidrostatik, psi

MW = *Mud weight*, ppg

D = Kedalaman, ft

SF = *Safety Factor*

4.2.4.4. Analisa Hidrolika Pemboran

Pengangkatan cutting ke permukaan yang tidak baik dapat menyebabkan pengendapan cutting di dalam lubang bor, yang menyebabkan ROP menurun ketika proses pemboran berlangsung dan juga dapat mengakibatkan rangkaian pipa terjepit ketika rangkaian diangkat ataupun diturunkan. Sehingga perlu dilakukan analisa hidrolika pengangkatan cutting ke permukaan.

a. Kecepatan dan Pola Aliran Fluida Pemboran

Kecepatan lumpur yang terjadi pada *drillstring* dan di *annulus drillstring* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan

- Kecepatan lumpur dalam drillstring (v_p)

$$v = \frac{24.48 \times Q_{data}}{d^2} \dots\dots\dots(4-17)$$

- Kecepatan lumpur dalam annulus (v_{ann})

$$v_{ann} = \frac{24.48 \times Q_{data}}{(Dh^2 - D_{op}^2)} \dots\dots\dots(4-18)$$

Kecepatan kritis dihitung dengan persamaan sebagai berikut.

- **Kecepatan kritis pada pipa**

$$V_c = \frac{1,078 PV + 1,08 (PV^2 + 12,34 \rho_m ID^2 YP \rho_m)^{0,5}}{\rho_m ID dp} \dots\dots\dots(4-19)$$

- **Kecepatan kritis pada annulus**

$$V_{cann} = \frac{1,078}{\rho_m (HD - OD dp)} (PV + \sqrt{PV^2 + 9,526(HD - OD dp)^2 YP \rho_m}) \dots\dots\dots(4-20)$$

Keterangan :

V_p = Kecepatan lumpur aerasi dalam *drillstring*, fps

Q = Laju alir lumpur, gpm

$ID dp$ = Diameter dalam *drillpipe*, in

HD = Diameter lubang bor, in

$OD dp$ = Diameter luar *drillpipe*, in.

V_c = Kecepatan kritis, fps.

PV = *Plastic viscosity*, cp.

YP = *Yield point*, lb/100ft²

Dengan mengetahui kecepatan lumpur perboran maka pola aliran lumpur dapat diperkirakan dengan menggunakan bilangan Reynold dibawah ini.

- **Untuk aliran pada drillstring**

$$N_{re} = \frac{15,47 \times ID dp \times \rho_A \times v_p}{\mu_A} \dots\dots\dots(4-21)$$

- **Untuk aliran di Annulus**

$$N_{re} = \frac{15,47 \times Dep \times \rho_A \times v_{ann}}{\mu_A} \dots\dots\dots(4-22)$$

Keterangan :

N_{re} = Bilangan Reynold

$ID dp$ = Diameter dalam *drillpipe*, in

Dep = Diameter hidrolika *annulus*, in

ρ_A = Densitas lumpur, ppg

V_p = Kecepatan lumpur dalam *drillstring*, fpm

μ_A = Viskositas *apparent*, cp

Secara teoritis, aliran akan menjadi laminar jika $NRE < 2000$, aliran transisi jika $2000 < Nre < 4000$ dan aliran turbulen jika $Nre > 4000$.

Untuk mencari nilai viskositas *apparent* dengan menggunakan Persamaan 4-23, dimana terlebih dahulu mencari nilai indeks *power law* dan indeks konsistensi terlebih dahulu yang menggunakan persamaan dibawah ini.

- **Indeks power law dapat ditentukan sebagai berikut.**

$$n = 3,32 \log \left(\frac{2PV + YP}{PV + YP} \right) \dots\dots\dots(4-23)$$

- **Indeks konsistensi dapat ditentukan sebagai berikut.**

$$K = \frac{510 (PV + YP)}{511^n} \dots\dots\dots(4-24)$$

Keterangan :

PV = *plastic viscosity*, cp

YP = *yield point*, lb/100 ft²

- **Viskositas *Apparent* dapat ditentukan sebagai berikut.**

$$\mu_a = \frac{K}{144} \left(\frac{Dh - Dp}{va} \right)^{1-n} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0,0208} \right)^n \dots\dots\dots(4-25)$$

Keterangan :

vs = Kecepatan slip serbuk bor, fpm

Dc = Diameter serbuk bor, in

pc = Densitas serbuk bor, ppg

pm = Densitas lumpur, ppg

μ_a = Viskositas *apparent*, cp.

K = Indeks konsistensi

n = Indeks *power law*

va = Kecepatan lumpur di annulus, fps

b. **Pengangkatan Serbuk Bor (*Cutting*)**

Salah satu faktor yang menyebabkan terjadinya *hole problem*, seperti terjepitnya pipa dan hilang sirkulasi adalah karena kurang optimumnya pembersihan lubang bor oleh fluida pemboran. Beberapa faktor yang mempengaruhi kemampuan fluida pemboran untuk mengangkat serbuk bor melalui annulus adalah :

- Rheologi fluida pemboran

- Kecepatan putaran pipa dan ROP
- Kemiringan lubang bor

Untuk pemboran yang efektif, *cutting* yang dihasilkan dari proses pemboran harus segera dibersihkan. Pembersihan lubang bor yang tidak optimal dapat menyebabkan beberapa permasalahan pemboran, diantaranya :

- Berkurangnya umur bit dan menurunnya ROP
- Pipa terjepit

Menurut pengalaman lapangan, konsentrasi kritis serbuk bor (C_c) di dalam lubang bor yang diijinkan adalah kurang dari 5 % agar tidak terjadi masalah pemboran yang berhubungan dengan pembersihan lubang bor.

$$V_c = \frac{ROP}{60 \times C_c} \dots\dots\dots(4-26)$$

Keterangan :

V_c = Kecepatan kritis, fpm

ROP = *Rate of penetration*

C_c = Konsentrasi kritis

Metode yang dipakai dalam menganalisa keberhasilan pengangkatan *cutting* adalah Rasio *Transport Cutting*. Sebelum dapat melakukan analisa tersebut, harus dilakukan perhitungan untuk mengetahui besar *Slip Velocity*. *Slip Velocity* adalah kecepatan *cutting* yang konstan dengan arah turun. Persamaan yang dipakai untuk mencari *slip velocity* pada aliran laminar adalah Persamaan 4-27, sedangkan untuk mencari *slip velocity* pada aliran turbulen menggunakan Persamaan 4-28.

$$v_s = \frac{82,87 D c^2 (\rho_c - \rho_m)}{\mu a} \dots\dots\dots(4-27)$$

$$v_s = 92,6 \sqrt{\frac{dc (\rho_c - \rho_m)}{\rho_m}} \dots\dots\dots(4-28)$$

Dengan demikian pembersihan lubang bor akan cukup baik jika kecepatan lumpur di *annulus* (V_{ann}) melebihi kecepatan minimal (V_{min}) yang merupakan kumulatif dari kecepatan kritis dan kecepatan *slip cutting*, dapat dihitung dengan persamaan (Herianto et al., 2001)

$$V_{min} = V_c + V_{sa} \dots\dots\dots(4-29)$$

Keterangan V_{min} = kecepatan minimal lumpur , fpm V_c = kecepatan kritis, fpm V_{sa} = kecepatan *slip cutting* , fpm. Kemudian dilakukan koreksi Persamaan V_{min} pada semua parameter (koreksi terhadap inklinasi, koreksi terhadap densitas, koreksi terhadap Rpm), untuk sumur vertikal, *directional*, maupun horisontal. Persamaan berikut ini (Herianto et al., 2001).

- **Untuk $\theta \leq 45$**

$$V_{min} = V_{cut} + \left[1 + \frac{\theta(600-Rpm)(3+\rho m)}{202500} \right] \dots\dots\dots(4-30)$$

- **Untuk $\theta \geq 45$**

$$V_{min} = V_{cut} + \left[1 + \frac{(600-Rpm)(3+\rho m)}{4500} \right] \dots\dots\dots(4-31)$$

Keterangan :

V_{cut} = Kecepatan cutting, ft/s.

V_{sv} = Kecepatan slip vertikal ft/s.

RPM = Rotasi per menit.

θ = Sudut inklinasi ($^{\circ}$)

c. Rasio Pengangkatan Serbuk Bor (*Cutting Transport Ratio/ Ft*)

Kecepatan *slip cutting* menyebabkan kecepatan *cutting* terangkat lebih lambat dari kecepatan lumpur di *annulus*. Kecepatan aliran *cutting* di *annulus* dapat dihitung dengan Persamaan 4-32.

$$V_p = V_a - V_{sa} \dots\dots\dots(4-32)$$

Rasio *transport* dapat dihitung setelah tahu besarnya kecepatan aliran *cutting* di *annulus* dengan menggunakan Persamaan 4-33.

$$F_t = \frac{v_p}{v_a} \dots\dots\dots(4-33)$$

Persamaan 4-32 disubstitusikan dengan Persamaan 4-33 sehingga Persamaan rasio *transport* menjadi

$$F_t = \frac{v_a - v_{sa}}{v_a} \dots\dots\dots(4-34)$$

Keterangan :

F_t = Ratio *transport cutting*, %

v_p = Kecepatan partikel *cutting*, fps

va = Kecepatan aliran lumpur di *annulus*, fps

vs = Kecepatan *slip cutting*, fps.

Rasio *transport* tidak menggambarkan kondisi kebersihan lubang, tetapi dengan meningkatkan rasio *transport* akan menurunkan konsentrasi *cutting* di *annulus*. Batas minimal rasio *transport* adalah 90 %. Setelah mendapatkan harga rasio *transport*, maka dapat dihitung konsentrasi serbuk bor di *annulus*. Menurut Rabia, parameter ini sangat penting dalam menentukan kondisi lubang bor. Menurut pengalaman lapangan, konsentrasi serbuk bor di atas 5% di *annulus* akan menyebabkan timbulnya masalah seperti torsi yang tinggi, penurunan laju penembusan mata bor dan terjepitnya rangkaian pipa bor. Menghitung konsentrasi serbuk bor di *annulus* dapat digunakan persamaan sebagai berikut (Herianto, 2018).

$$Ca = \frac{(ROP)D^2}{14,7 Ft Q} \times 100\% \dots\dots\dots(4-35)$$

Keterangan:

Ca = *Cutting concentration*, %

ROP = *Rate of penetration*, fph

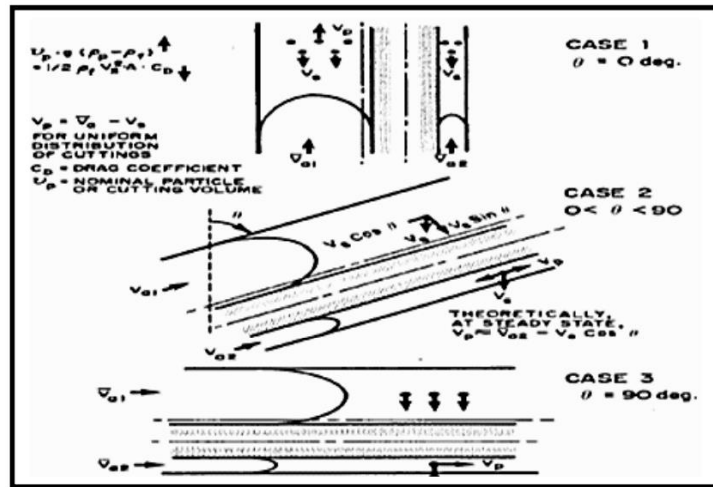
D = Diameter lubang bor, in

Ft = *Cutting transport ratio*

Q = Laju alir lumpur, gpm

d. Pengendapan Serbuk Bor

Pengendapan serbuk bor atau *cutting* pada pemboran pada pemboran berarah atau *directional drilling* dan juga pada pemboran *horizontal* arah *slip velocity cutting* terbagi menjadi tiga jenis yaitu pengendapan *cutting* yang arahnya sejajar dengan gaya gravitasi (V_s), pengendapan *cutting* yang arahnya berlawanan dengan arah aliran lumpur (V_{sa}) dan pengendapan *cutting* yang arahnya tegak lurus dengan arah *slip velocity* (V_{sa}) yaitu *slip velocity radial* (V_{sr}) seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.7** dibawah ini (Herianto, 2018).



Gambar 4.7.
Vs pada Pemboran Vertikal, Directional, dan Horizontal
 (Rabia, 2002)

Untuk mengetahui besar V_{sa} dan V_{sr} , digunakan Persamaan 4-36 dan Persamaan 4-37.

$$V_{sa} = V_s \cos \theta \dots\dots\dots(4-36)$$

$$V_{sr} = V_s \sin \theta \dots\dots\dots(4-37)$$

Keterangan :

V_{sa} = Kecepatan *Slip Cutting* pada inklinasi tertentu, fps

θ = Sudut inklinasi, °

Dengan adanya V_{sr} maka *cutting* akan mengendap dalam waktu T_s , yang dapat ditentukan dengan persamaan berikut.

$$T_s = \frac{\frac{1}{12}(D_h - D_p)}{V_{sr}} \dots\dots\dots(4-38)$$

Keterangan:

T_s = Waktu yang dibutuhkan *cutting* untuk mengendap, sec

D_h = Diameter lubang bor, in

D_p = Diameter pipa, in

V_{sr} = *Slip velocity* radial, fps

Seberapa jauh jarak yang ditempuh sebelum *cutting* mengendap dapat ditentukan dengan persamaan :

$$L_c = (V_a - V_{sa}) T_s \dots\dots\dots(4-39)$$

Keterangan :

L_c = Jarak yang ditempuh *cutting*, ft

V_a = Kecepatan lumpur di *annulus*, fps

V_{sa} = *Slip velocity* searah lintasan sumur, fps

T_s = Waktu yang dibutuhkan *cutting* untuk mengendap, sec

Sedangkan persamaan untuk menentukan waktu yang diperlukan *cutting* mencapai permukaan adalah :

$$T_s = \frac{L_c}{(V_a - V_{sa})} \dots\dots\dots(4-40)$$

Keterangan :

T_s = Waktu yang dibutuhkan untuk melewati lintasan, sec

L_c = Jarak yang ditempuh *cutting* untuk sampai ke permukaan, ft

V_a = Kecepatan lumpur di *annulus*, fps

V_{sa} = *Slip velocity* searah lintasan sumur, fps

Apabila T_s lebih pendek dari waktu yang dibutuhkan untuk melewati lintasan, maka *cutting* akan mengendap. Dengan kata lain apabila L_c lebih pendek dari kedalaman lintasan sumur pada inklinasi tersebut maka *cutting* telah mengendap sebelum sampai ke permukaan. Ziedler merumuskan perbandingan waktu antara pengendapan dan waktu tempuh sampai permukaan tersebut sebagai indeks pengendapan serbuk bor (*Particle Bed Index*), dengan persamaan sebagai berikut (Tormen et al., 1986).

- **Aliran Laminar**

$$PBI = \frac{\frac{1}{12} (Dh - Dp) (V_a - V_{sa})}{L_c V_{sr}} \dots\dots\dots(4-41)$$

Cutting yang mengendap dapat menyebabkan terjadinya torsi yang tinggi. Untuk mengurangi endapan *cutting* atau serbuk bor, salah satunya adalah dengan cara mengubah pola aliran fluida pemboran menjadi turbulen.

- **Aliran Turbulen**

$$PBI = \frac{V_a}{17 \times V_s} \dots\dots\dots(4-42)$$

Keterangan:

PBI = *Particle Bed Index* (indeks pengendapan *cutting*)

V_{sr} = *Slip velocity* radial, fps

V_a = Kecepatan aliran fluida pemboran, fps

Setelah harga PBI ditentukan, maka dipakai acuan sebagai berikut :

PBI > 1 = Tidak terjadi pengendapan *cutting*.

PBI = 1 = *Cutting* dalam kondisi hampir mengendap.

PBI < 1 = *Cutting* telah mengalami pengendapan.

e. *Hole Cleaning*

Untuk mengetahui bagus atau tidaknya pembersihan *hole cleaning* yang berada di dalam lubang bor, pertama-tama perlu diketahui nilai *velocity* dari lumpur didalam *drill string* menggunakan persamaan :

$$V = \frac{Q}{2.45 \times ID^2} \quad (4-43)$$

Keterangan :

V = *Velocity* lumpur, fps

Q = Laju alir, gpm

ID = *Inner Diameter*, in

Sedangkan untuk mengetahui nilai *velocity* di *annulus* lubang bor dapat digunakan persamaan :

$$V = \frac{Q}{2.45 \times (DH^2 - OD^2)} \quad (4-44)$$

Keterangan :

V = *Velocity* lumpur, fps

Q = Laju alir, gpm

OD = *Outer Diameter*, in

DH = *Hole Diameter*, in

Kemudian, menentukan besarnya *pressure loss* di dalam pipa dengan aliran laminar menggunakan persamaan :

$$P = \frac{PV \times L \times V}{21500 \times ID^2} + \frac{YP \times L}{225 \times ID^2} \quad (4-45)$$

Keterangan :

PV = Plastic Viscosity, cp

ID = Inner Diameter, in

L = Length, ft

YP = Yield Point, 100 lb/ft

Untuk aliran turbulen digunakan persamaan :

$$P = \frac{f \times L \times \rho m \times V^2}{25.8 \times ID} \quad (4-46)$$

Keterangan :

f = friction

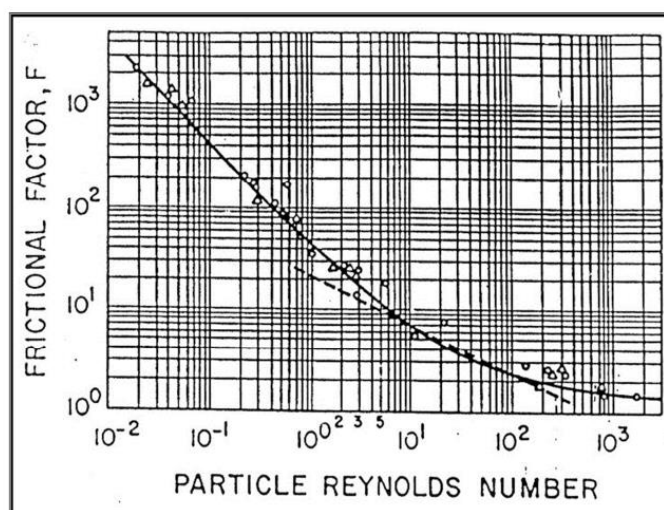
ID = Inner Diameter, in

L = Length, ft

V = Velocity, fps

ρm = density, ppg

Besarnya fanning friction dapat dilihat dapat ditentukan dari **Gambar 4.8.** dibawah ini.



Gambar 4.8.
Relation of reynold number with fanning friction
 (Prestone L. Moore, 1986)

Dari persamaan 4- dapat dicari besarnya kehilangan tekanan pada setiap bagian *drill string* dengan menggunakan persamaan :

$$P_p = P_{sc} + P_{DP} + P_{DC} + P_{HWDP} + P_{MWD} + P_{anDP} + P_{anDC} + P_{anHWDP} + P_{anMWD} \quad (4-47)$$

Selanjutnya, menentukan besarnya *bit hydrolic horse power* (BHHP) dan *hydrolic horse power* (HHP) menggunakan persamaan :

$$BHHP = \frac{Q \times P_b}{1714} \quad (4-48)$$

$$HHP = \frac{Q \times P_{pompa}}{1714} \quad (4-49)$$

Keterangan :

Q = Laju alir, gpm

P_b = *Pressure Loss on bit*, psi

Untuk menghitung banyaknya *power* yang digunakan untuk membersihkan dasar lubang bor ketika melakukan pengeboran dapat berupa :

$$\% = \frac{BHHP}{HHP} \times 100\% \quad (4-50)$$

Apabila besarnya persentase perbandingan BHHP dengan HHP melebihi 65%, pembersihan *cutting* lubang bor dapat dinyatakan bagus.

4.2.5. Aspek Rangkaian Pemboran

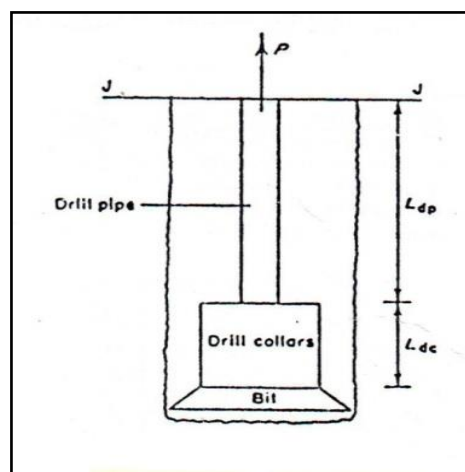
Pada suatu rangkaian *drillstring* ada beberapa pembebanan yang terjadi, beban ini perlu di perhitungkan untuk mengetahui tingkat keberhasilan dari suatu proses pemboran. Pembebanan yang terjadi pada rangkaian yang perlu di perhitungkan diantaranya beban *tension*, torsi, *drag* dan *buckling*.

4.2.5.1. Beban *Tension*

Beban *tension* adalah suatu beban yang terjadi pada rangkaian *drillstring* yang di sebabakan dari berat rangkaian itu sendiri. Beban *tension* ini bisa di hitung pada saat di udara yaitu tanpa menghiraukan dari faktor fluida, dalam

artian mengesampingkan gaya apung yang terjadi. Sedangkan pada saat di dalam lubang sumur, kita perlu memperhatikan atau memperhitungkan dari gaya apung, karena di dalam lubang bor terdapat fluida pemboran yang menyebabkan rangkaian mengapung jadi perlu mempertimbangkan harga *buoyancy factor*.

Sebelum menghitung beban yang terjadi, terlebih dahulu kita mengetahui harga dari berat rangkaian *drillstring* guna menghitung beban yang terjadi, sebelum menurunkan persamaan, harus diperhatikan bahwa hanya *drillstring* yang terbenam yang dipertimbangkan, karena semua bagian yang terbenam akan mengalami pengangkatan atau daya apung. Daya apung mengurangi total berat tubuh dan besarnya tergantung pada densitas fluida pemboran yang digunakan. Hal ini sering di sebut dengan peristiwa *buoyancy factor*.



Gambar 4.9.
Total Berat *Drillstring*
(Nugrahasiswandono,2017)

Berdasarkan **Gambar 4.9** yang menunjukkan berat total *drillstring* (P) yang ditanggung oleh *top joint* dari *drillpipe* pada J-J dapat dihitung melalui persamaan H. Rabia ditunjukkan pada Persamaan 4-51.

$$P = (\text{weight of drillpipe in mud}) + (\text{weight of drill collars in mud}) \dots\dots(4-51)$$

(catatan: berat dari *bit* dan peralatan BHA lainnya biasanya dimasukkan dalam berat *drill collar*)

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp} + L_{dc} \times W_{dc})] \times BF \dots\dots\dots(4-52)$$

Keterangan :

P : berat total *drillstring* dalam lumpur, lbs

Ldp : panjang dari *drillpipe*, ft

Wdp : berat dari *drillpipe*, lb/ft

Ldc : panjang dari *drillcollar*, ft

Wdc : berat dari *drillcollar*, lb/ft

BF : *buoyancy factor*

Untuk menentukan *buoyancy factor* dapat digunakan Persamaan 4-53.

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}\right) = \left(1 - \frac{\gamma_m}{\gamma_s}\right) \dots\dots\dots(4-53)$$

Keterangan :

γ_m : *specific gravity* lumpur

γ_s : *specific gravity* besi, (7,85)

ρ_m : densitas lumpur, ppg

ρ_s : densitas besi, (489,5 lb/ft³ atau 65,5 ppg)

Pada **Gambar 4.10** dapat dilihat kekuatan *drillpipe* ditunjukkan dalam *yield strength (premium class)*. *Yield strength* dapat didefinisikan sebagai beban maksimal yang dapat ditanggung *drillpipe* sebelum terjadi deformasi.

RECOMMENDED PRACTICE FOR DRILL STEM DESIGN AND OPERATING LIMITS									
Table 2—New Drill Pipe Torsional and Tensile Data									
(1) Size OD in.	(2) Nominal Weight Threads and Couplings lb/ft	(4) Torsional Data Torsional Yield Strength, ft-lb				(8) Tensile Data Based on Minimum Values Load at the Minimum Yield Strength, lb			
		(3) E75	(5) X95	(6) G105	(7) S135	(9) E75	(10) X95	(11) G105	(12) S135
		2 1/8	4.85	4763.	6033.	6668.	8574.	97817.	123902.
	6.65	6250.	7917.	8751.	11251.	138214.	175072.	193500.	248786.
2 7/8	6.85	8083.	10238.	11316.	14549.	135902.	172143.	190263.	244624.
	10.40	11554.	14635.	16176.	20798.	214344.	271503.	300082.	385820.
3 1/2	9.50	14146.	17918.	19805.	25463.	194264.	246068.	271970.	349676.
	13.30	18551.	23498.	25972.	33392.	271569.	343988.	380197.	488825.
	15.50	21086.	26708.	29520.	37954.	322775.	408848.	451885.	580995.
4	11.85	19474.	24668.	27264.	35054.	230755.	292290.	323057.	415360.
	14.00	23288.	29498.	32603.	41918.	285359.	361454.	399502.	513646.
	15.70	25810.	32692.	36134.	46458.	324118.	410550.	453765.	583413.
4 1/2	13.75	25907.	32816.	36270.	46633.	270034.	342043.	378047.	486061.
	16.60	30807.	39022.	43130.	55453.	330558.	418707.	462781.	595004.
	20.00	36901.	46741.	51661.	66421.	412358.	522320.	577301.	742244.
	22.82	40912.	51821.	57276.	73641.	471239.	596903.	659734.	848230.
5	16.25	35044.	44389.	49062.	63079.	328073.	415559.	459302.	590531.
	19.50	41167.	52144.	57633.	74100.	395595.	501087.	553833.	712070.
	25.60	52257.	66192.	73159.	94062.	530144.	671515.	742201.	954259.
5 1/2	19.20	44074.	55826.	61703.	79332.	372181.	471429.	521053.	669925.
	21.90	50710.	64233.	70994.	91278.	437116.	553681.	611963.	786809.
	24.70	56574.	71660.	79204.	101833.	497222.	629814.	696111.	894999.
6 1/4	25.20	70580.	89402.	98812.	127044.	489464.	619988.	685250.	881035.
	27.70	76295.	96640.	106813.	137330.	534199.	676651.	747877.	961556.

¹Based on the shear strength equal to 57.7 percent of minimum yield strength and nominal wall thickness.
²Minimum torsional yield strength calculated from Equation A.15.
³Minimum tensile strength calculated from Equation A.13.

Gambar 4.10.
Standard API RP 7G untuk Torsional dan Tensile Strength
 (API,1998)

Dalam suatu pembebanan, besi pada awalnya memanjang secara linear dikarenakan beban yang diderita hingga mencapai batas elastis besi. Sebelum batas ini terlewati, mengurangi beban yang diderita besi dapat dilakukan untuk mencegah pipa berubah ukuran dimensionalnya. Pembebanan pipa baja melebihi batas *elastic* akan menimbulkan deformasi pemanen, bahkan setelah beban tersebut dihilangkan. Deformasi ini digambarkan sebagai *yield* dan menghasilkan berkurangnya *pipe strength*.

Gambar 4.10 menunjukkan salah satu kekuatan *drillpipe* dari *premium class*. Dalam prakteknya, kondisi pipa dan masa pakainya juga perlu dipertimbangkan ketika merancang *drillstring*. API telah mentabulasi kekuatan

drillpipe berdasarkan kelasnya, yaitu baru, *premium*, kelompok 2 dan kelompok 3. Desain *drillstring* tidak pernah berdasarkan pada tabel API, namun berdasarkan pada 90% dari *yield strength*, untuk memberikan keamanan tambahan dalam desain yang dihasilkan. Jadi, beban desain daya regang maksimum, dimana P_a adalah kekuatan *yield* teoritis yang diambil dari **Gambar 4.9** untuk *premium class* x 90% atau dapat dilihat pada Persamaan 4-54.

$$P_a = P_i \times 0,9 \dots\dots\dots(4-54)$$

Keterangan :

P_i : *drillpipe yield strength*, lb-ft

P_a : kekuatan *yield* teoritis, lb-ft

Dari Persamaan 4-52 dan Persamaan 4-54, dapat diturunkan untuk menghitung MOP (*margin of overpull*) seperti diunjukkan pada Persamaan 4-55.

$$MOP = P_a - P \dots\dots\dots(4-55)$$

Keterangan:

P : berat total *drillstring* dalam lumpur, lbs

P_a : kekuatan *yield* teoritis, lb-ft

Biasanya nilai *design* dari MOP adalah antara 50.000 – 150.000 lb. Perbandingan antara Persamaan 4-52 dan Persamaan 4-54, dapat diturunkan untuk mendapatkan *safety factor* seperti pada Persamaan 4-56 dibawah ini.

$$SF = \frac{P_a}{P} = \frac{P_i \times 0,9}{(L_{dp} + W_{dp} + L_{dc} + W_{dc})BF} \dots\dots\dots(4-56)$$

Keterangan:

SF : *safety factor*

P_i : *drillpipe yield strength*, lb-ft

P_a : kekuatan *yield* teoritis, lb-ft

L_{dp} : panjang dari *drillpipe*, ft

W_{dp} : berat dari *drillpipe*, lb/ft

L_{dc} : panjang dari *drillcollar*, ft

W_{dc} : berat dari *drillcollar*, lb/ft

BF : *buoyancy factor*

Penyesuaian nilai faktor keamanan yang tepat tergantung dari kondisi pemboran, termasuk beban-beban lain yang terjadi dan kecenderungan pipa menjadi terjepit. Pembebanan dinamis yang muncul dari *drag* yang terjadi pada saat *drillstring* ditarik atau didorong, juga harus dipertimbangkan. Penyederhanaan dari Persamaan 4-56, maka didapat :

$$L_{dp} = \frac{P_i \times 0,9}{SF \times W_{dp} \times BF} - \frac{W_{dc}}{W_{dp}} L_{dc} \dots\dots\dots(4-57)$$

Persamaan 4-57 dapat dikembangkan dengan menggabungkan Persamaan 4-52 dan Persamaan 4-54, ditunjukkan pada Persamaan 4-50 dibawah ini.

$$L_{dp} = \frac{P_i \times 0,9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{W_{dc}}{W_{dp}} L_{dc} \dots\dots\dots(4-58)$$

Keterangan :

Ldp : panjang maksimum dari *dillpipe*, ft

Pi : *drillpipe yield strength*, lb-ft

MOP : *margin of overpull*, lb

BF : *buoyancy factor*

Wdp : berat dari *drillpipe*, lb/ft

Wdc : berat dari *drillcollar*, lb/ft

Persamaan 4-57 dan Persamaan 4-58 juga dapat digunakan untuk mendesain *tapered string* yang terdiri atas kelas dan ukuran *drillpipe* yang berbeda.

Tension yang terjadi pada *drill string* pada dasarnya disebabkan oleh beban rangkaian. Besarnya beban *tension* bertambah dari mulai titik netral hingga mencapai maksimal pada *drillpipe* paling atas. Besarnya beban *tension* yang terjadi harus dievaluasi dengan cermat hingga dapat ditentukan *grade* atau kualitas pipa yang sesuai untuk suatu desain BHA. Beban *tension* yang melampaui kekuatan tarik dari pipa akan mengakibatkan pipa dapat putus.

4.2.5.2. Beban Torsi

Beban torsi adalah suatu beban yang diakibatkan karena adanya beban puntiran pada rangkaian *drillstring*. Puntiran terjadi apabila beban torsi yang terjadi pada pipa lebih besar daripada *torsional yield strength* pipa. Besarnya beban torsi yang terjadi pada rangkaian pemboran dipakai untuk menentukan besarnya daya yang akan disediakan untuk memutar *rotary table* atau *top drive* di permukaan. Torsi yang berlebihan akan membatasi panjang bagian lubang bor yang dapat ditembus.

Beban torsi dapat ditentukan dengan menjumlahkan keseluruhan beban torsi yang terjadi pada setiap segmen lubang bor. Berikut ini beberapa persamaan yang telah diturunkan untuk menghitung beban torsi yang timbul pada masing-masing fase lubang bor. Dengan menggunakan persamaan yang diturunkan dari **Frank J. Schuh**, maka dapat digunakan Persamaan 4-59 dibawah ini.

a. Untuk lubang bor/ sumur miring (*slant hole*)

$$T = \frac{OD \times Wm \times L \times \mu \times \sin\theta}{24} \dots\dots\dots(4-59)$$

b. Untuk lubang bor/ sumur *horizontal*

Maka dapat diasumsikan sudut kemiringan 90 dan faktor friksi $\mu = 0,33$

$$T_h = \frac{OD \times Wm \times L}{72} \dots\dots\dots(4-60)$$

Torsi untuk memutar rangkaian pipa di *build section* 900, tergantung dari besaran gaya aksial pada EOC. Ketika mengebor lubang horizontal menggunakan putaran (rotasi) dari permukaan. Maka gaya aksial di EOC = WOB.

Untuk lubang melengkung atau pertambahan sudut (*build section*) Penentuan beban torsi/puntir pada bagian pertambahan sudut dapat menggunakan persamaan yang dikembangkan oleh Frank J. Schuh yaitu :

- **Jika WOB < 0,33 × Wm × R**

$$T_b = \frac{OD \times Wm \times R}{72} \dots\dots\dots(4-61)$$

- **Jika WOB > 0,33 × Wm × R**

$$T_b = \frac{OD \times W_m \times R}{72} + \frac{OD}{46} (WOB - 0,33 \times W_m \times R) \dots\dots\dots(4-62)$$

Keterangan :

- T = Torsi friksi pada lubang miring, lbf-ft
 TH = Torsi friksi pada lubang horisontal, lbf-ft
 TB = Torsi friksi pada lubang pertambahan sudut, lbf-ft
 OD = Diameter luar *tool joint* atau *collar*, inch
 L = Panjang pipa yang bersentuhan dengan dinding sumur, ft
 μ = Koefisien friksi (diasumsikan 0,33)
 θ = Sudut kemiringan, derajat
 WOB = *Weight on Bit*, lb
 K = Konstanta perhitungan, lb
 Wm = Berat pipa dalam lumpur, lb/ft
 R = Jari-jari bagian pertambahan sudut, ft = (5730/BUR)

Dalam hal ini sebuah persamaan dapat digunakan untuk mencari minimum *torsional yield strength* menggunakan Persamaan 4-63 dibawah ini.

$$Q = 0,096167 \times J \times Y_m / D \dots\dots\dots(4-63)$$

Keterangan :

- Q = *Minimum torsional yield strength*, lb-ft
 Ym = *Minimum unit yield strength*, psi
 J = *Polar moment of inertia*

$$J = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4) \dots\dots\dots(4-64)$$

Kemudian untuk tube dapat menggunakan persamaan 4-65

$$J = 0,098125(D^4 - d^4) \dots\dots\dots(4-65)$$

Keterangan :

- D = *Outside diameter* pipa, in
 d = *Inside diameter* pipa, in

Untuk menentukan luas penampang pipa, menggunakan persamaan 4-66.

$$A = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \dots\dots\dots(4-66)$$

Keterangan :

- A = Luas penampang, in²
 D = *Outside diameter* pipa, in
 d = *Inside diameter* pipa, in

Sedangkan penentuan unit minimum *yield strength* dengan menggunakan persamaan 4-67 dibawah ini.

$$Y_m = \frac{Pa}{A} \dots\dots\dots(4-67)$$

Keterangan :

- Y_m = *Unit minimum yield strength*, in²
 P_a = *Yield teoritis*
 A = Luas penampang pipa, in²

Apabila rangkaian pipa dalam pemboran tidak hanya mengalami beban puntir tetapi juga beban dari rangkaian maka persamaan menjadi :

$$Q_t = (0,096167 \times J / D) \times [(Y_m^2 - (P^2/A^2)]^{0.5} \dots\dots\dots(4-68)$$

Keterangan :

- Q_t = *Minimum torsional yield strength* dalam beban, lb-ft
 J = *Polar moment of inertia*
 D = *Outside diameter*, in
 Y_m = *Unit minimum yield strength*, in²
 P = Total beban yang ditanggung, lb

Pada prinsipnya beban torsi dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 4-69.

$$T = \frac{\pi \times OD_{tj} \times F_c}{24} \dots\dots\dots(4-69)$$

Keterangan :

- T = Torsi, lb-ft
 μ = Koefisien fraksi
 F_c = Gaya kontak lateral, lb/ft
 OD_{tj} = Diameter luar *tool joint* pipa, inch

4.2.5.3. Beban Drag

Drag adalah beban yang terjadi akibat dari gesekan antara pipa dengan dinding lubang bor pada saat penarikan pipa yang disebabkan oleh sudut kemiringan tertentu. Semakin besar sudut kemiringan maka akan semakin besar pula harga beban *drag*-nya, serta semakin besar berat rangkaian yang tergeletak pada dinding sumur semakin besar pula beban *drag* yang harus di hadapi. Pada umumnya beban *drag* dapat di minimalisir dengan cara pendesaian lumpur yang baik, yaitu desain lumpur yang dapat melumasi pipa dengan baik dan lumpur dapat mengangkat *cutting* secara sempurna. Tujuan penentuan *drag* adalah untuk mempersiapkan kekuatan *rig* serta kemampuan *prime mover* menurunkan, menahan, dan menarik *string* serta mengatur distribusi WOB akibat adanya beban *drag*. *Drag* disebabkan oleh tiga faktor, yaitu :

1. Berat apung dari *drillstring* yang bersentuhan dengan lubang.
2. Lengkungan pada pertambahan sudut.
3. Adanya tumpukan *cutting* pada lubang.
4. *Dog leg* tidak hanya meningkatkan adanya beban *drag*, tetapi juga menurunkan kekuatan *strength* dari *drillpipe* akibat gaya *bending* yang di sebabkan tingginya gaya kontak antara *drillstring* dengan lubang bor.
5. *Mud cake* yang tebal, khususnya untuk yang mengandung *cutting*.
6. Terjadinya *swelling*.
7. Lumpur tanpa lubrisitas.

Drag yang terjepit pada bagian lubang pertambahan sudut hingga *end of curvature* merupakan fungsi dari beban aksial pada pipa di bagian akhir pembentukan kelengkungan pada saat memasuki segmen lubang horisontal. Gaya ini sama dengan berat pada *bit* (WOB) ditambahkan dengan beban *drag* pipa pada bagian horisontal. Jika BHA diharapkan untuk memberikan *drag stabilizer* yang signifikan, gaya ini harus diikutkan dalam perhitungan beban *drag* pada EOC.

Gaya yang terjadi di EOC dihitung dengan menggunakan Persamaan 4-70.

$$F_o = DH + WOB + (\text{Berat BHA} \times B_f) \dots\dots\dots(4-70)$$

a. Compressive Drag

Pada saat *drillstring* di turunkan atau pada saat pengarahannya dengan menggunakan *down hole motor* maka akan terjadi beban aksial *drag*,

compressive drag ini di hitung pada saat pertambahan sudut. Berikut ini ada beberapa persamaan yang dapat di gunakan dalam menghitung besarnya beban *drag* yang timbul karena adanya daerah pertambahan sudut, persamaan yang digunakan pada buku Frank J. Schuh tergantung dari gaya aksial pada EOC, yaitu:

- **Jika $F_o < 0,25 \times W_m \times R$**

$$D_b = 0,40 \times W_m \times R \dots\dots\dots(4-71)$$

- **Jika $F_o > 0,25 \times W_m \times R$**

$$D_b = 0,25 \times W_m \times R + 0,69 \times F_o \dots\dots\dots(4-72)$$

b. Tensile Drag

Beban *drag* pada saat pengangkatan *drillstring* dapat dilakukan dengan cara yang sama. *Tensile drag* pada bagian pertambahan sudut merupakan fungsi dari beban tensile pipa di EOC. Beban *drag* pada saat pengangkatan *drillstring* dapat dihitung dengan langkah-langkah sebagai berikut.

- Menghitung besarnya $F_o / (W_m \times R)$ dengan Persamaan 4-73 dibawah ini.

$$F_o / (W_m \times R) \dots\dots\dots(4-73)$$

- Jika $F_o / (W_m \times R) > 1$, selanjutnya menghitung besarnya nilai konstanta koreksi A, B, dan C dengan persamaan berikut ini.

$$A = 0,00002 \times (F_o / (W_m \times R)) - 0,00005 \dots\dots\dots(4-74)$$

$$B = 0,0056 \times (F_o / (W_m \times R)) + 0,0021 \dots\dots\dots(4-75)$$

$$C = 0,0012 \times (F_o / (W_m \times R)) - 0,0127 \dots\dots\dots(4-76)$$

Keterangan :

F_o = Berat BHA, lb

W_m = Berat total rangkaian dalam lumpur, lb/ft

R = $(5730 / BUR)$ *Build radius*, ft

- Selanjutnya besarnya nilai *tensile drag* yang terjadi pada *drillstring* dapat dihitung dengan persamaan yang dikemukakan Frank J. Schuh dengan Persamaan 4-69 dibawah ini.

$$Drag = ((A \times \theta^2) + (B \times \theta) + C) \times (W_m \times R) \dots\dots\dots(4-77)$$

Keterangan :

$Drag$ = Beban *drag*, lb

θ = Sudut inklinasi ($^{\circ}$)

- Jika $F_o / (W_m \times R) < 1$, besarnya nilai konstanta koreksi A, B, dan C dihitung dengan menggunakan Persamaan 4-78 berikut ini.

$$A = 0,00002 \times (F_o / (W_m \times R))^2 - 0,00004 \times (F_o / (W_m \times R)) + 35 \times 10^{-5} \dots\dots(4-78)$$

$$B = 0,0059 \times (F_o / (W_m \times R))^2 + 0,0012 \times (F_o / (W_m \times R)) + 0,009 \dots\dots\dots(4-79)$$

$$C = -0,0388 \times (F_o / (W_m \times R))^2 + 0,0366 \times (F_o / (W_m \times R)) - 0,0097 \dots\dots\dots(4-80)$$

Keterangan :

F_o = Berat BHA, lb

W_m = Berat total rangkaian dalam lumpur, lb/ft

R = $(5730 / BUR)$ Build radius, ft

- Selanjutnya besarnya nilai *tensile drag* dapat dihitung dengan persamaan yang dikemukakan Frank J. Schuh dengan Persamaan 4-81 dibawah ini.

$$\text{Drag} = ((A \times \theta^2) + (B \times \theta) + C) \times (W_m \times R) \dots\dots\dots(4-81)$$

Keterangan :

Drag = Beban *drag*, lb

θ = Sudut inklinasi ($^{\circ}$)

Tujuan mengetahui besarnya beban *drag* adalah untuk mempersiapkan kapasitas *hook load rig* saat menurunkan, menahan dan menarik *drillstring* pada saat mengatur distribusi WOB akibat adanya beban *drag*.

4.2.5.4. Beban *Buckling*

Beban *buckling* adalah beban yang terjadi akibat tertekuknya pipa yang diakibatkan karena adanya gaya gravitasi bumi yang kecenderungan untuk melengkungkan pipa. R. F. Mitchel, telah menurunkan persamaan untuk meramalkan tertekuknya pipa pada lubang miring. Inti dasar dari persamaan itu adalah gaya gravitasi bumi menarik pipa kebawah lubang yang cenderung melengkungkan pipa. Adapun persamaan yang dikembangkan adalah:

$$BL = 1.617 \left[\frac{BF (OD^2 - ID^2) \sin \theta}{H - OD} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(4-82)$$

Keterangan :

- BL = beban minimum penyebab tertekuknya pipa (lbs)
 BF = gaya apung, psi
 θ = sudut kemiringan lubang, derajat
 OD = diameter luar pipa, in
 ID = diameter dalam pipa, in
 H = diameter lubang, in

Berikut ini adalah persamaan lain yang dikembangkan untuk menentukan besar *axial load* yang dapat menyebabkan pipa melengkung pada lubang lurus :

$$F_c = 550 \left[\frac{I W_a (65.5 - M_w) \sin \theta}{DH - D_{tj}} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(4-83)$$

$$I = A_s \frac{OD + ID}{16} \dots\dots\dots(4-84)$$

Keterangan :

- F_c = max. *axial load* pada lubang *vertical* (lbf)
 A_s = 0.7854 (OD²-ID²)
 I = *moment inersia*, in⁴
 OD = diameter luar pipa, in
 ID = diameter dalam pipa, in
 W_a = berat pipa diudara, lbf/ft
 M_w = densitas lumpur, ppg
 DH = diameter lubang bor, in
 D_{tj} = diameter *Tool joint*, in

Beban *axial* pada EOC dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$F_{EOC} = 0.59 F + 0.39 W_m R \dots\dots\dots(4-85)$$

Keterangan :

- F_{EOC} = *axial load* pada EOC, lbs
 F = *axial kompresi load* pada KOP, lbs
 W_m = berat pipa dalam lumpur, lb/ft
 R = *radius build curve*, ft

Sedangkan *axial load* yang menyebabkan tertekuknya pipa pada lubang horizontal

$$F = \frac{1}{\frac{1}{F_{EOC}} + \frac{(DH - Dj)}{60 \cdot 10^6 I}} \dots\dots\dots(4-88)$$

$$D_{buck} = \frac{FA^2(DH - Dj)}{60 \cdot 10^6 I} \dots\dots\dots(4-87)$$

Keterangan :

D_{buck} = *axial drag* pipa tertekuk, lb/ft

FA = gaya *axial* pada pipa tertekuk, lb

Beban *buckling* adalah gejala tertekuknya rangkaian pipa akibat adanya pembebanan yang melebihi maksimumnya kompresifnya. Untuk itu perlu dianalisa beban kompresif yang terjadi pada rangkaian pipa selama operasi pemboran berlangsung guna menghindari penekukan rangkaian pipa. Saat lubang bor menjadi semakin miring, maka analisa mengenai gaya menjadi rumit (kompleks). Beban aksial kompresif yang diberikan pada pipa bor dapat menghasilkan dua jenis tertekuknya pipa bor, yaitu *sinusoidal buckling* dan *helical buckling*. *Sinusoidal buckling* adalah bentuk pertama dari tertekuknya pipa bor pada lubang bor, sedangkan *helical buckling* terjadi setelah *sinusoidal buckling*.

Setelah terjadinya *helical buckling*, beban yang diperlukan untuk mendorong pipa bor masuk ke bagian lubang horisontal meningkat dengan tajam, sampai suatu saat pipa bor tidak mampu lagi didorong meskipun diberikan tambahan beban di permukaan (*slack off*). Kondisi seperti ini disebut terkunci (*lock up*). Pada banyak kasus, tidak terjadi sesuatu yang membahayakan pipa bor pada saat terjadi *lock-up*. Semua jenis *buckling* sangat sensitif terhadap ukuran lubang bor relatif terhadap ukuran pipa bor dan friksi antar pipa bor dan lubang.

4.2.5.5. Beban Collapse Pressure

Collapse pressure didefinisikan sebagai tekanan dari luar (lumpur) atau tekanan eksternal yang diperlukan untuk menyebabkan terjadinya *yielding* atau

tertekuk ke arah dalam pada *drillpipe*. Permasalahan *collapse* dapat terjadi karena perbedaan tekanan di dalam pipa dan di luar pipa. Jika sudah terjadinya *collapse* dapat menyebabkan masalah pada saat pemboran atau pencabutan rangkaian.

- **Ketika *drillpipe* terisi fluida $Y = 0$ $Y_2 = 0$**

$$\Delta P = \frac{Lp_1}{19,251} \dots\dots\dots(4-88)$$

- **Ketika densitas fluida didalam dan diluar pipa sama, yaitu $\rho_1 = \rho_2 = \rho$**

$$\Delta P = \frac{Yp_1}{19,251} \dots\dots\dots(4-89)$$

Keterangan :

Y = Tinggi kolom fluida didalam *drillpipe*, ft

L = Kedalaman total sumur, ft

ρ_1 = Densitas fluida di luar *drillpipe*, ppg

ρ_2 = Densitas fluida didalam *drillpipe*, pp

Suatu safety factor untuk *collapse* dapat dilakukan dengan :

$$SF = \text{Collapse Resistance} / \text{Collapse Pressure} \dots\dots\dots(4-90)$$

Harga *collapse resistance* dari jenis – jenis ukuran dengan berati masing-masing jenis pipa dapat dilihat pada **Gambar 4.11** yang menunjukkan data *collapse pressure* dan *internal pressure* setiap jenis pipa.

RP 7G: Drill Stem Design and Operating Limits 7

TABLE 2.3
NEW DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA

Size OD in.	Nom. Weight Tubs & Couplings lb.	Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi.				Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi.			
		E	95	105	135	E	95	105	135
		2½	† 4.85 6.65	11040 15600	13980 19760	15460 21840	19070 28080	10500 15470	13300 19600
2¾	† 6.85 10.40	10470 16510	12930 20910	14010 23110	17060 29720	9910 16530	12550 20930	13870 23140	17830 29750
3½	9.50	10040	12060	13050	15780	9520	12070	13340	17150
	13.30	14110	17880	19760	25400	13800	17480	19320	24840
	15.50	16770	21250	23480	30190	16840	21330	23570	30310
4	†11.85	8410	9960	10700	12650	8000	10890	12040	15480
	14.00	11350	14380	15900	20170	10830	13720	15160	19490
	†15.70	12900	16340	18050	23210	12470	15790	17460	22440
4½	13.75	7200	8400	8950	10310	7900	10010	11070	14230
	16.60	10390	12750	13820	16800	9830	12450	13760	17690
	20.00	12960	16420	18150	23330	12540	15890	17560	22580
5	†16.25	6970	8090	8610	9860	7770	9840	10880	13990
	19.50	10000	12010	12990	15700	9500	12040	13300	17110
	25.60	13500	17100	18900	24300	13120	16620	18380	23620
5½	†19.20	6070	6930	7300	8120	7250	9190	10160	13060
	21.90	8440	10000	10740	12710	8610	10910	12060	15510
	24.70	10460	12920	14000	17050	9900	12540	13860	17890
6¾	25.20	4810	5310	5490	6040	6540	8280	9150	11770

Gambar 4.11.
Collapse pressure dan Internal Pressure Setiap Jenis Pipa
(GRANT PRIDECO, 2003)

4.3. Penentuan Titik Jepit

Pada saat pipa terjepit dikarenakan sebab-sebab yang telah disebutkan di atas, langkah pertama yang dilakukan adalah mengidentifikasi dimana letak pipa tersebut terjepit. Karena semua pipa dianggap elastis maka regangan (*stretch*) pada pipa dapat diukur dengan cara menarik pipa dengan tarikan (*pull*) tertentu hingga meregang, dapat dihitung panjang pipa yang masih bebas (tidak terjepit) dengan menggunakan persamaan di bawah ini :

$$D = \left(\left(\frac{\Delta L}{3.5''} \right) \times 1000 \right) \dots\dots\dots(4-91)$$

Keterangan :

D = Kedalaman titik jepit, ft

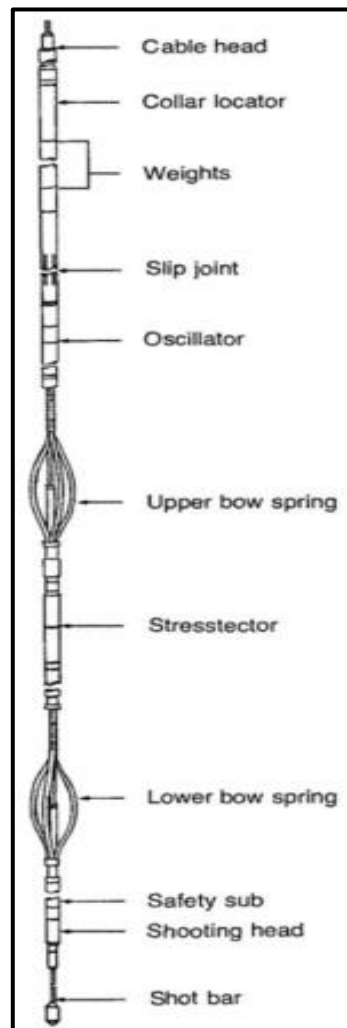
ΔL = pertambahan panjang setelah ditarik, in

Perkiraan titik jepit dengan menggunakan persamaan di atas tidak terlalu akurat karena ada beberapa variabel yang diakibatkan oleh friksi, *dog leg*, sudut kemiringan lubang dan keausan pipa tidak dimasukkan. Ada dua metode yang secara langsung dapat digunakan untuk menentukan kedalaman titik jepit, yaitu :

- a. Dengan menggunakan *straight line curve*.
- b. Dengan menggunakan *nomograph*.

Straight line curve menunjukkan hubungan antara variabel-variabel tarikan, regangan dan panjang pipa yang masih bebas. Dengan menggunakan *nomograph* yang terdiri dari tiga kolom dimana kolom kedua dan kolom ketiga terdiri dari tarikan (*pull*) dan regangan (*stretch*) yang sudah diketahui, maka dengan menarik garis lurus yang melewati tarikan dan regangan akan diketahui panjang pipa yang masih bebas (tidak terjepit). Selain menggunakan ketidua metode diatas, terdapat satu jenis metode lain yang lebih akurat yaitu dengan menggunakan *free point instrument / stuck point indicator* **Gambar 4.12**. Alat ini merupakan peralatan elektronik dengan sensitifitas tinggi yang mengukur baik regangan maupun puntiran (*torque*) di dalam pipa. Hasil pengukuran regangan dan puntiran ini ditransmisikan melalui kabel listrik ke kontrol panel di permukaan untuk diinterpretasikan.

Stuck point indicator ini seringkali dihubungkan dengan alat-alat pemotong pipa dimana bila telah diketahui kedalaman titik jepit maka dapat langsung dilakukan pemotongan yang akan menghemat biaya sewa rig. Hal lain yang digunakan untuk mengetahui kedalaman titik jepit adalah dengan menggunakan *pipe recovery log*, yaitu log yang mengukur persentase terjepitnya pipa dan panjangnya. Log ini memberikan gambaran yang lengkap mengenai *interval* pipa yang terjepit, dan memberikan informasi yang sangat berguna untuk memutuskan tindakan-tindakan yang akan dilakukan kemudian.



Gambar 4.12.
Stuck Point Indicator
(Atwa, 2018)

4.4. Metode Pembebasan Pipa Terjepit

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk mengatasi masalah pipa terjepit ini, antara lain adalah :

- a. Metode *Surging* (Pipa U) untuk membebaskan *differential pipe sticking*
- b. Pemberian *Spotting Fluids* untuk semua jenis jepitan

Disamping kedua metode tersebut di atas, ada juga metode mekanis seperti penggunaan jar dan tarikan. Untuk dapat menarik pipa yang terjepit namun tidak mengakibatkan masalah lain seperti robohnya menara atau putusnya *drill pipe* perlu diperhitungkan besarnya tarikan maksimum yang direkomendasikan

berdasarkan *tensile strength drill pipe*, dimana langkah-langkahnya adalah sebagai berikut :

- a. Memperkirakan titik lemah dari rangkaian (biasanya *drill pipe* di permukaan, kecuali bila menggunakan *drill pipe* yang tidak seragam gradenya). Tarikan maksimum yang terdiri dari *over pull* ditambah dengan berat rangkaian dalam *pound*, pada titik lemah dihitung dengan persamaan $T_m = 0,85 \times T_{swp}$ (4-92)

Keterangan :

$$T_{swp} = \text{Tensile strength di titik lemah, lb}$$

- b. Menghitung berat *drill string* di udara di atas titik lemah (W_{sw}), $W_{sw} = 0$ jika titik lemah berada di permukaan (*drill pipe* yang digunakan seragam).
- c. Tarikan maksimum yang terdiri dari *overpull* ditambah dengan berat rangkaian yang terlihat pada *weight indicator* (W_{im}) dalam *pound*, dihitung dengan persamaan :

$$W_{im} = W_b + T_m + W_{sw} \text{(4-93)}$$

Keterangan :

$$W_b = \text{Berat travelling block, lb}$$

Semua metode tersebut dilakukan dengan tujuan untuk membebaskan pipa dari jepitan yang telah menghambat operasi pemboran dan bila ternyata pipa masih belum bisa dibebaskan maka pipa tersebut harus dipotong dan potongannya (*fish*) tersebut harus dikeluarkan dari lubang bor dengan cara pemancingan. Metode pemancingan (*fishing*) dan alat-alatnya (*fishing tools*) akan dibicarakan di dalam sub bab selanjutnya.

4.4.1. Metode *Surgin*

Metode *surgin* bertujuan untuk mengurangi tekanan hidostatik lumpur yang dapat menjadi penyebab terjadinya jepitan pipa, sehingga *overbalance pressure* dapat dikurangi. Caranya adalah dengan mengurangi berat lumpur pemboran dengan cara mengalirkan fluida dengan densitas yang lebih kecil (misalnya *diesel oil*, *crude oil*, air, *nitrogen* atau gas) melalui *drillstring*.

Pada metode ini rangkaian pipa bor dan annulus antara rangkaian dan formasi dianggap sebagai pipa-U, dengan pahat sebagai penghubung (*limb*). Jika tekanan formasi telah diketahui (misalnya pada pemboran pengembangan), *overbalance pressure* dapat dikurangi bertahap hingga mencapai tingkat yang aman akan tetapi tekanan hidrostatik lumpur harus selalu lebih besar daripada tekanan formasi. Tekanan hidrostatik lumpur pemboran dapat dikurangi dengan memompakan lumpur baru dengan densitas yang lebih rendah, atau dengan memompakan sejumlah kecil fluida yang mempunyai *specific gravity* rendah.

Minyak solar (*diesel oil*) adalah fluida yang biasanya digunakan karena SG nya rendah. volume fluida dengan SG rendah yang dibutuhkan ditentukan dengan menghitung pengurangan tekanan hidrostatik yang diperlukan dan kemudian mengkonversi hasil tersebut menjadi tinggi dan volume fluida dengan SG rendah tersebut.

Nilai SG lebih rendah maka gradien tekanan fluida yang dimasukkan lebih rendah daripada gradien tekanan lumpur, maka tekanan total di dalam *drillpipe* akan menjadi lebih kecil daripada tekanan total di *annulus* dan karena itu akan ada tekanan balik menuju *drillpipe*. Pengaruh tekanan balik ini ditahan dengan cara menutup *kelly cock* pada puncak *drillpipe*. Tarikan yang aman besarnya sama dengan *hook load* mula-mula ditambah dengan *extra overpull* kemudian diterapkan pada rangkaian.

Drill pipe kemudian dibiarkan untuk mendapatkan aliran balik (*back-flow*) pada interval yang sama hingga seluruh volume fluida yang dimasukkan keluar. Pada saat tersebut, tinggi level fluida di *annulus* telah turun sedemikian hingga tekanan hidrostatik akan sama dengan atau sedikit lebih besar daripada tekanan formasi.

Selama aliran balik ini, rangkaian bor sebaiknya dicoba untuk digerakkan secara terus menerus sampai pipa yang terjepit bebas. Selain itu, selama terjadinya aliran balik, tekanan dalam *drillpipe* dan *annulus* harus selalu dimonitor. Jika sumur dalam keadaan statik, tekanan pada *drillpipe* akan menurun perlahan seiring dengan tekanan balik dan tidak ada pergerakan fluida di annulus. Jika terjadi *kick*, yang dapat diamati dari peningkatan bertingkat tinggi level fluida di

annulus dan peningkatan tekanan di *drillpipe* secara perlahan seiring dengan aliran balik. Jika situasi ini terjadi, maka operasi pembebasan pipa harus dihentikan dan kemudian dilakukan operasi penutupan sumur (*well killing*).

4.4.2. *Spotting Fluids*

Spotting fluids adalah sejenis fluida yang mengatasi pipa terjepit secara kimiawi. Tingkat keberhasilan metode ini tergantung kepada jenis jepitan pipa, dan untuk mengangkat pipa tersebut. Jenis fluida yang digunakan tergantung kepada jenis formasi dan komposisi dari *mud cake*. *Surfactant* adalah jenis fluida yang paling sering digunakan karena sifatnya yang mengurangi tegangan permukaan.

Metode ini mempunyai kelemahan dalam hal waktu. Ada beberapa jenis *spotting fluids* yang memerlukan paling tidak delapan jam untuk bereaksi dan periode itu akan memperpanjang *rig time* yang jelas akan mengalami kerugian dalam pemboran. *Spotting fluids* ini digolongkan menjadi tiga berdasarkan metode yang digunakannya untuk membantu melepaskan pipa yang terjepit, yaitu:

- a. *Soaking Agents*, adalah merupakan sejenis fluida yang dirancang khusus untuk melarutkan atau melepaskan *mud cake* dan menyamakan tekanan differensial sepanjang pipa dan lubang sumur. *Soaking agents* biasanya merupakan campuran dari lumpur berbahan dasar minyak, *invert emulsion*, dan minyak dengan tambahan *additive*. *Spotting fluid* jenis ini disemprotkan dengan volume 1 bbl/jam selama 6 sampai 10 jam, selama waktu ini *mud cake* diharapkan larut atau lepas untuk memungkinkan tekanan differensial antara *mud cake* dan dinding lubang bor menjadi sama.
- b. *Friction Reducing Agent*, merupakan *spotting fluids* yang menggunakan zat-zat kimia seperti minyak atau *graphite* untuk menaikkan lubrisitas (kemampuan pelumasan) fluida di sekitar lubang sumur untuk mengurangi faktor gesekan antara *drillpipe* dengan jepitan. *Spotting fluids* jenis ini biasanya mengandung 5 – 8 % minyak teremulsi.

- c. *Dissolving Agents*, cara kerjanya dengan melarutkan *mud cake* dan atau formasi yang menjepit pipa. Contoh penggunaan *spotting fluids* jenis ini adalah melepaskan pipa yang terjepit sepanjang zona garam (*salt zone*). Air (*fresh water*) sebagai zat pelarut (*dissolving agent*) disemprotkan sepanjang daerah jepitan untuk melarutkan garam dan melepaskan (*freeing*) pipa. Dan jika batuan karbonat yang menjepit rangkaian dapat menggunakan fluida asam untuk melarutkan batuan yang menjepit rangkaian pemboran.

Cara pemberian *spotting fluids* jenis ini adalah dialirkan dengan laju alir tertentu (biasanya dalam bbl/jam) melalui *drillstring* dan didorong dengan lumpur pemboran. Biasanya pada pengaliran *spotting fluids* ini ada sejumlah volume *spotting fluids* yang dilebihkan sebagai cadangan bila dirasa dalam waktu tertentu larutan ini tidak bereaksi. Prinsip pelaksanaan perendaman yaitu:

1. Menyediakan larutan perendam dengan volume berdasarkan volume *annulus string* yang terjepit dengan *excess* 20 %.

Volume annulus DC yang direndam :

$$V = \frac{\pi}{4} (Dh^2 - ODdc^2) L \dots\dots\dots(4-94)$$

Volume annulus HWDP yang direndam :

$$V = \frac{\pi}{4} (Dh^2 - ODhwdp^2) L \dots\dots\dots(4-95)$$

Volume diperlukan

$$V_{diperlukan} = V_{annulus\ DC} + V_{annulus\ HWDP} + 30\% \text{ excess} \dots\dots\dots(4-96)$$

Keterangan :

Dh = Diameter lubang bor, in

OD_{DC} = Diameter luar *drillcollar*, in

OD_{hwdp} = Diameter luar *heavy weight drill pipe*, in

L = Panjang lintasan *string* yang akan direndam, ft

2. Memompakan larutan perendam sebanyak 50 % dari jumlah seluruhnya.
3. Merendam sekitar 30 menit di tempat jepitan sambil digerak-gerakkan dengan diputar.
4. Memompakan kembali sisa larutan perendam.

5. Merendam dan sambil dilakukan angkat turun rangkaian dan diputar dengan harapan jepitan dapat bebas.

4.4.3. *Mechanical Back Off*

Mechanical back off merupakan teknik untuk melepas rangkaian pipa bor yang terjepit pada sambungan yang terdekat dengan titik jepit, yaitu dengan memberikan torsi dan beban tarikan yang cukup untuk menyangga beban rangkaian di dalam lumpur, sehingga sambungan yang dilepas dalam kondisi tegang. Adapun prosedur dalam pelaksanaan *mechanical back off* adalah sebagai berikut.

1. Menentukan kedalaman titik jepit untuk mengetahui kedalaman pipa bor yang bebas jepitan.
2. Mengikat erat-erat rangkaian pipa bor dan putar ke kanan dengan torsi sebesar 80 % dari torsi maksimum yang diijinkan. Menarik dengan tension yang diperlukan, dengan menggunakan persamaan :

$$T = P + \frac{(Ph + S)}{1000} \dots\dots\dots(4-97)$$

Keterangan :

T = tension yang diperlukan , ton

P = berat rangkaian pipa ditambah berat *hook assembly*, ton

Ph = tekanan hidrostatis lumpur, ksc

S = luas area *tool joint*, cm² (lihat Lampiran)

3. Memutar rangkaian dengan torsi 60% – 80% dari torsi kanan untuk melepas sambungan dan mengangkat rangkaian dari lubang bor.

4.4.4. *Back Off Shot*

Bila pipa bor yang terjepit tidak dapat dibebaskan, maka adakalanya dilakukan *back off shot*. Yaitu melepas rangkaian pipa bor pada bagian sambungan dengan memberikan suatu ledakan terlebih dahulu, kemudian

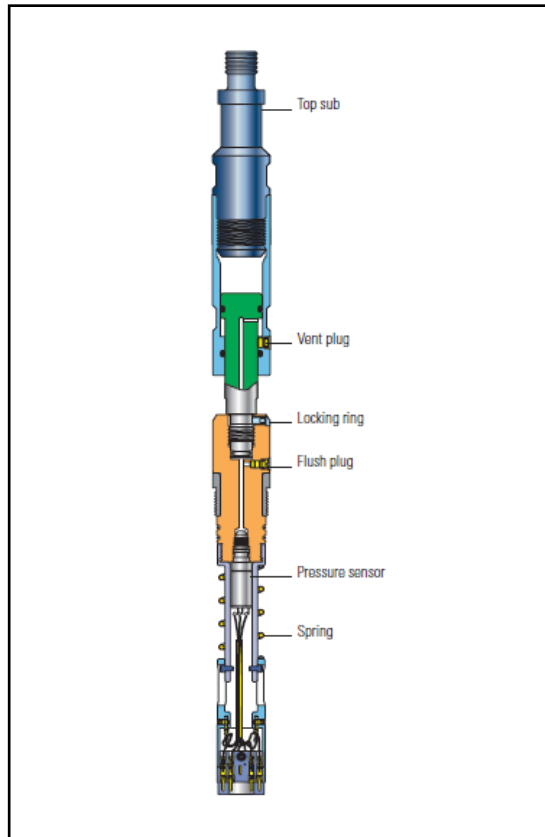
diberikan tarikan dan diberi torsi ke kiri. Prosedur melakukan back off shot adalah sebagai berikut.

1. Memutar rangkaian pipa bor ke kanan agar ikatannya merata.
2. Menegangkan rangkaian seberat rangkaian yang bebas dari jepitan.
3. Memasukkan *eksplosive* dan menggetarkan pada sambungan yang akan dilepas.

4.4.5. String Shoot

Apabila dengan *mechanical back off* maupun *back off shot* tidak berhasil, maka langkah lain yang ditempuh adalah penembakan keliling pada rangkaian pipa bor. Cara ini biasa disebut dengan *string shoot*, dimana pemotongan pipa bor tersebut dapat menggunakan *chemical cutter* atau *jet cutter* serta *string shot back off* yang dapat dilihat pada **Gambar 4.13**. Prosedur *string shot* adalah sebagai berikut.

1. Menentukan kedalaman titik jepit untuk mengetahui panjang pipa bor yang akan dipotong.
2. Menempatkan *chemical cutter* atau *jet cutter* pada titik yang akan dipotong.
3. Mengoperasikan alat *cutter* tersebut dan pipa diangkat.



Gambar 4.13.
Peralatan *String Shot Back Off*
 (Schlumberger, 2014)

4.5. Metodologi Penelitian

Metodologi yang digunakan pada Analisa dan Penanggulangan Pipa Terjepit Pada Pemboran Berarah di Sumur “ASK-01” Lapangan “JAYA” PT. Pertamina EP Asset 3 Meliputi:

4.5.1. Pengumpulan Data

Dalam penulisan tesis ini membutuhkan data-data meliputi:

- a. Data lithologi dan geologi lapangan.
- b. Data Profil sumur.
- c. Data fluida pemboran.
- d. Data desain *casing*.
- e. Data parameter pemboran.

4.5.2. Identifikasi Masalah Pipa Terjepit

Mengidentifikasi penyebab masalah pipa terjepit yang terjadi pada operasi pemboran Sumur “ASK-01” Lapangan “JAYA” PT Pertamina EP Asset 3 yang terdiri dari beberapa aspek berikut.

- a. Aspek Lithologi Formasi.
- b. Aspek Geometri Lubang Bor.
- c. Aspek Parameter Pemboran.
- d. Aspek Beban Rangkaian.
- e. Aspek Fluida Pemboran.

4.5.3. Penanggulangan Masalah Pipa Terjepit

- a. Meningkatkan *overpull* dan sirkulasi lumpur *hivis* dengan *rate* berbeda.
- b. Penentuan titik jepit dengan uji tarik dan regang.
- c. Perendaman dengan *black magic* dan sirkulasi.
- d. Perendaman dengan *lubricant pils* dan sirkulasi.
- e. Perendaman dengan *critic acid* dan sirkulasi.
- f. Perendaman dengan *HCl acid* dan sirkulasi.

Adapun secara sederhana metodologi yang akan digunakan dalam Analisa dan Penanggungan Pipa Terjepit Pada Pemboran Berarah di Sumur “ASK-01” Lapangan “JAYA” PT. Pertamina EP Asset 3 digambarkan melalui diagram alir sesuai pada **Gambar 1.1**.

BAB V

ANALISA DAN STUDI KASUS

5.1. Analisa Terjadinya Pipa Terjepit

Setiap aktivitas pemboran diharapkan berjalan dengan lancar tanpa terjadi *problem* yang dapat menghambat proses pemboran. Namun tanpa dipungkiri *problem* pemboran ada disetiap proses pemboran salah satunya adalah pipa terjepit. *Problem* pipa terjepit perlu dianalisa untuk mengetahui penyebabnya sehingga dapat meminimalisir terjadinya kembali *problem* tersebut. Pada studi kasus ini, penulis akan menganalisa penyebab terjadinya rangkaian pipa bor yang terjepit pada trayek 8 3/8" kedalaman 8291 ft.

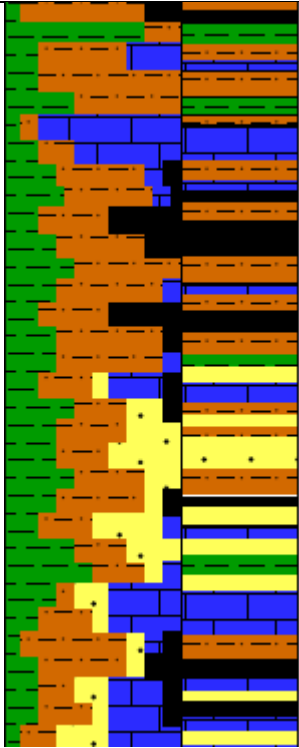
Kronologi pipa terjepit pada proses pemboran trayek 8 3/8" terjadi ketika operasi pemboran mencapai kedalaman 8100 ftMD. Kemudian akan dilanjutkan *reaming* dari kedalaman 8100 ftMD – 8291 ftMD untuk memperbesar lubang bor. Namun saat akan diputar rangkaian langsung *stall*. Indikasi terjadinya *differential sticking* dengan ditandai torsi naik. Untuk menentukan jenis penyebab terjepitnya rangkaian pipa bor di Sumur ASK-01, baik secara *differential pipe sticking* atau *mechanical pipe sticking*, terlebih dahulu dilakukan analisa dari beberapa aspek yaitu, aspek lithologi formasi yang ditembus, aspek geometri lubang bor, aspek parameter pemboran (WOB), aspek lumpur pemboran dan aspek beban rangkaian pemboran. Data yang diperlukan dalam melakukan analisa pipa terjepit ini antara lain data profil sumur, data *casing* yang digunakan, data parameter pemboran, data lumpur dan data hidrolika lumpur.

5.1.1. Aspek Lithologi Formasi

Pemboran sumur ASK-01 pada trayek 8 3/8" pada kedalaman 8100 – 8291 ft MD memiliki lithologi batuan *shale*, *siltstone*, *sandstone* dan *limestone*, dengan

sisipan *coal*. Lithologi batuan pada kedalaman 8100 ft MD pada saat rangkaian terjepit didominasi oleh batuan *shale*, dapat dilihat pada **Tabel V-1** :

Tabel V-1
Lithologi Batuan Sumur ASK - 01

Lithologi	Kedalaman	Deskripsi Batuan
	8100 ft MD	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Shalestone</i> (40%) : berwarna hijau lunak sampai sedang, dijumpai mineral <i>montmorillonite</i>, <i>illite</i> dan sedikit <i>kalonite</i>, <i>sub blocky to platy</i>, <i>silty calcareous</i>. - <i>Siltstone</i> (25%) : berwarna coklat tekstur kasar, kekerasan sedang, <i>blocky – sub blocky</i>, <i>material carbonat</i>, <i>no oil show</i>. - <i>Sandstone</i> (20%) : berwarna kuning - <i>Limestone</i> (10%) : berwarna biru berwarna putih hingga abu-abu, sedang sampai keras, <i>poor-no visual porosity</i>, <i>no oil show</i> - <i>Coal</i> (5%) : berwarna hitam
	8291 ft MD	

Berdasarkan data yang diperoleh dari *mud logging* dapat disimpulkan bahwa pada kedalaman pipa terjepit yaitu 8100 ftMD didominasi oleh batuan *shale*. Untuk mengetahui mineral yang terdapat pada batuan *shale* perlu dilakukan analisa CEC, yang memerlukan data MBT dari DMR (*Drilling Mud Report*) menggunakan Persamaan

$$CEC = \frac{100}{MBT \times 0.285} \cdot \frac{meq}{100 \text{ gram}}$$

$$CEC = \frac{100}{12.5 \times 0.285} = 28 \text{ meq}/100\text{gram}$$

Didapatkan nilai 28 meq/100 gram. Dari Tabel III-5 dan III-6 mengacu pada bab 3 *Mondshine* dalam papernya menyajikan klasifikasi *shale* dari hasil analisa defraksi sinar-X (XRD) dan MBT, baik *non reactive shale (inert)* maupun *reactive clay*. Harga MBT dinyatakan dalam *pound per barrel of bentonite-equivalent clay/100 lb shale* (lihat Tabel III-5). Sedangkan O'Brien dan Chevenert juga membuat suatu klasifikasi versi lain, berdasarkan *problem shale* yang terjadi (lihat Tabel III-6). Mengindikasikan bahwa jenis clay adalah *Illite* dan lapisan campuran *Montmorillonite Illite*. Diketahui tekstur kasar, tingkat kekerasan *soft - moderate* dan tingkat dispersinya tinggi. *Clay* ini mempunyai sifat menghidrasi air filtrat lumpur pemboran dan *shale* tersebut mengembang (*swelling*) sehingga mudah runtuh dapat menyebabkan masalah pipa terjepit.

5.1.2. Aspek Geometri Lubang Bor

Analisa berdasarkan aspek geometri lubang bor ini dilakukan dengan menganalisa profil lintasan dari sumur ASK-01, dari profil lintasan dapat diketahui kedalaman yang memiliki sudut kritis. Setelah kedalaman sudut kritis diketahui selanjutnya dapat dilakukan perhitungan *dogleg severity* pada kedalaman tersebut dan dibandingkan dengan *dogleg survey* yang diperoleh dari survei lapangan.

Dogleg survey yang melebihi *dogleg severity* dapat menyebabkan terjepitnya rangkaian pipa pemboran. Hal ini, karena terjadi perubahan sudut secara mendadak (*dogleg*) yang mengakibatkan hambatan atau jepitan pada saat penarikan rangkaian. Selanjutnya dilakukan perhitungan *dogleg* dan *dogleg severity* dengan interval kedalaman 7738 – 8583 ftMD.

Perbandingan dari *dogleg survey* yang didapat dari lapangan dan hasil perhitungan *dogleg severity* pada beberapa interval kedalaman dapat dilihat pada **Tabel V – 2:**

Tabel V – 2
Hasil Survei dan Perhitungan Dogleg Severity Sumur ASK - 01

Interval (ftMD)	Dogleg survey (/100ft)	Dogleg severity (/100ft)	Keterangan
7738 -7828	0.3	0.3	Aman
7828-7928	0.13	0.14	Aman
7928-8036	1.21	1.22	Aman
8036-8118	1.34	1.36	Aman
8118-8291	1.20	1.22	Aman

Dari perhitungan di atas terdapat tidak terapat satupun yang melebihi *dogleg survey* sehingga masih aman dari *key seat*.

5.1.3. Aspek Parameter Pemboran

Parameter pemboran sangat menentukan terjadinya pipa terjepit. Dari parameter pemboran ini yang harus di analisa adalah *Weight on Bit* (WOB) yang terjadi selama proses pengeboran berlangsung.

a. *Weight on Bit*

Aspek parameter pemboran ini berpengaruh apabila terjadi pemberian WOB yang terlalu besar ada kemungkinan terjadi pipa terjepit karena bit terperosok kedalam formasi. Di dalam pemberian WOB juga harus memperhitungkan formasi yang ditembus, sehingga bisa memberikan WOB yang sesuai agar tidak terjadi *problem* pipa terjepit. Di bawah ini akan di perhitungkan dari aspek parameter pemboran (WOB max) yang kemudian akan dibandingkan dengan WOB *actual*. Apabila WOB *actual* melebihi dari WOB max kemungkinan ada indikasi pipa terjepit akibat *bit* yang terperosok ke dalam formasi yang lunak.

$$WOB \text{ max} = Bf \times Wair \text{ BHA} \times \cos(\beta) + 1.617 \left[\frac{Bf x (D^2 - D^2) x \sin(\beta)}{H - D} \right]^{0.5}$$

$$WOB = 0.82 \times 73261 \times \cos(23.36) + 1.617 \left[\frac{0.82 x (5^2 - 4.3^2) x \sin(23.36)}{8 \frac{3}{8} - 5} \right]^{0.5}$$

$$= 55305 \text{ lb}$$

Jika dilihat dari *mudlog*, WOB *actual* yang digunakan sebesar 12000 lb dan hasil perhitungan WOB maks sebesar 55.305 lb. Namun, saat pemboran pada kedalaman 8100 ftMD – 8291 ftMD beberapa kali terjadi *drilling break*. Sehingga

dapat diindikasikan awal terjadinya pipa terjepit berupa *mechanical pipe sticking*. Dikarenakan WOB yang digunakan masih terlalu besar untuk formasi tersebut.

b. Aspek Beban Rangkaian pipa bor

Analisa berdasarkan aspek beban rangkaian pipa bor ini dilakukan dengan menganalisa beban - beban yang terjadi pada rangkaian *drill string* dari sumur ASK - 01, sehingga dapat diketahui batas tarikan maksimum yang dapat dilakukan untuk meningkatkan keberhasilan dari proses pemboran. Pembebanan yang terjadi pada rangkaian pemboran yang perlu diperhitungkan diantaranya *tensile drag* atau beban saat dilakukan tarikan dan beban *tension*. Dilakukan perhitungan beban yang terjadi pada rangkaian pipa bor pada trayek 8 3/8". Beban *tensile drag* yang terjadi pada rangkaian saat diangkat ke permukaan dapat dihitung dengan menggunakan langkah-langkah berikut ini,

$$F_o/(W_m \times R) : 73261 / (22 \times 3820) = 0.87$$

Karena $F_o/(W_m \times R) < 1$, maka perhitungan beban *drag* sebagai berikut

$$A = [(2 \times 10^{-5} \times 0.73^2) - (4 \times 10^{-5} \times 0.73) \times 35 \times 10^{-5}] = 0.000331$$

$$B = [(0.0059 \times 0.73^2) + (0.0012 \times 0.73) + 0.009] = 0.013$$

$$C = [(-0.0388 \times 0.73^2) + (0.036 \times 0.73) + 0.0097] = -0.004$$

$$D_B = [(A \times \theta^2) + (B \times \theta) + C] \times (W_m \times R)$$

$$D_B = ((0.000331 \times 23.36^2) + (0.013 \times 23.36) - 0.004) \times 22 \times 3820 \\ = 41068 \text{ lb}$$

Beban *Tension* yang terjadi pada drillstring dapat dihitung sebagai berikut

$$P = (L_{dp} \times W_{dp} + L_{bha} \times W_{bha}) \times BF$$

$$P = (8071.26 \times 19.5 + 73261) \times 0.82$$

$$P = 189.591 \text{ lb}$$

Setelah menghitung besarnya beban tension dapat dilakukan perhitungan besarnya MOP dan membandingkannya dengan tarikan *actual*. Agar mengetahui batas penarikan maksimum yang dapat digunakan untuk pembebasan beban yang terdapat pada rangkaian. *Overpull* yang dilakukan sebesar 300 klbs masih di

bawah *tensile strength* dari DP 5” Grade G-105 yaitu sebesar 553833 lbs. Sementara itu, tarikan maksimum yang diijinkan dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} P_a &= 0.9 \times P_i \\ &= 0.9 \times 553833 \\ &= 498449 \text{ lb} \end{aligned}$$

Sehingga *margin of Overpull* (MOP) dapat dihitung menggunakan persamaan berikut ini

$$\begin{aligned} \text{MOP} &= P_a - P \\ &= 498.449 - 189.591 \\ &= 308858 \text{ lb} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan, diperoleh harga beban *tensile drag* sebesar 41068 lbs dan harga beban *tension* sebesar 189591 lbs, sedangkan tarikan yang dilakukan sebesar 300 klbs dan rangkaian tidak terangkat ke permukaan, menandakan terjadinya pipa terjepit. Dari hasil perhitungan *margin of overpull* sebesar 308858 lbs lebih besar dari tarikan yang dilakukan yaitu 300 klb, sehingga operasi pemboran masih dapat dikatakan aman.

5.1.4. Aspek Lumpur Pemboran

Jenis fluida pemboran yang digunakan pada pemboran Sumur ASK – 01 pada saat terjadinya pipa terjepit adalah *KCL Polymer*. Adapun untuk menganalisa mengenai aspek lumpur pemboran diperlukan analisa tekanan formasi (Pf), tekanan hidrostatik (Ph), dan *differential pressure* (Df).

a. Analisa *Differential Pressure*

Aspek lumpur pemboran yang digunakan ini meliputi perhitungan perbedaan tekanan antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi yang terjadi yang bisa menyebabkan terjadinya *differential pipe sticking* pada kondisi *static*. Tekanan formasi ketika terjadi *stuck* pada kedalaman 8291 ft adalah 4336.4 psi.

- a. Menghitung besarnya tekanan hidrostatik lumpur pemboran

$$\begin{aligned} P_h &= 0.052 \times MW \times \text{TVD} \\ &= 0.052 \times 11.66 \times 7500 = 4547.4 \text{ psi} \end{aligned}$$

- b. Menentukan perbedaan tekanan

$$\begin{aligned} DP &= P_h - P_f \\ &= 4547.4 - 4336.4 = 211 \text{ psi} \end{aligned}$$

Sehingga dengan *differential pressure* sebesar 211 psi pada sumur ASK-01 terjadi *differential pipe sticking*, karena tekanan melebihi 200 psi.

b. Analisa Hidrolika Pengangkatan *Cutting*

Analisa hidrolika pengangkatan *cutting* dilakukan untuk mengetahui apakah pengangkatan *cutting* tersebut sudah optimal atau belum pada trayek 8 3/8" sumur ASK-01. Untuk menganalisa hidrolika pengangkatan *cutting* dilakukan sebagai berikut:

- a. Menghitung kecepatan *annular*

$$\begin{aligned} V_a &= \frac{24.48 \times Q}{(D^2 - D_o^2)} \\ V_a &= \frac{24.48 \times 500}{(8.375^2 - 5^2)} \\ &= 271.15 \text{ fpm} \end{aligned}$$

- b. Mengitung kecepatan kritis pada annulus *drill pipe*

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{1.08 + 1.08 \sqrt{(PV)^2 + 9.26(d_H - d_p)^2} YP \rho}{\rho(d_H - d_p)} \\ V_c &= \frac{1.08 + 1.08 \sqrt{(32)^2 + 9.26(8.375 - 5)^2} \times 24 \times 11.66}{11.66(8.375 - 5)} \\ &= 257.49 \text{ fpm} \end{aligned}$$

- c. Menghitung Nre di annulus

$$\begin{aligned} Nre &= \frac{15,47 \times Dep \times \rho A \times v_{ann}}{\mu A} \\ &= \frac{15,47 \times 4.3 \times 11.66 \times 271.37}{32} \\ &= 6572.36 \end{aligned}$$

Maka, dilihat dari perhitungan Nre di annulus aliran tersebut turbulen.

- d. Menghitung kecepatan *slip cutting*

$$V_{sv} = 92.6 \times \left(\frac{dp \times (\rho_p - \rho_f)}{\rho_f} \right)^{0.5}$$

$$V_{sv} = 92.6 \times \left(\frac{0.15 \times (21.7 - 11.66)}{11.66} \right)^{0.5}$$

$$= 33.36 \text{ fpm}$$

- e. Kecepatan *slip cutting* setelah dilakukan koreksi terhadap sudut inklinasi, densitas dan RPM dapat dihitung

$$V_s = \left[1 + \frac{\theta (600 - RPM)(3 + \rho m)}{202500} \right] V_{sv}$$

$$V_s = \left[1 + \frac{23.36 (600 - 50)(3 + 11.66)}{202500} \right] 33.36525728 = 64.40 \text{ fpm}$$

- f. Menghitung *Cutting Transport Ratio*

$$F_{\tau} = \frac{V_a - V_s}{V_a}$$

$$F_{\tau} = \frac{271.1526 - 64.39934252}{271.1526} = 76.25\% \text{ (Tidak aman)}$$

- g. Menghitung *Cutting Concentration*

$$Ca = \frac{ROP \times D^2}{14.7 Ft Q} 100\%$$

$$Ca = \frac{60 \times 8.375^2}{14.7 \times 76.25 \times 560} 100\% = 0.67\% \text{ (aman)}$$

- h. Menghitung *Particle Bed Index* (PBI) dengan terlebih dahulu mencari harga V_{sa} dan V_{sr}

- $V_{sa} = V_s \cos \theta$
 $= 64.40 \cos 23.36$
 $= 59.12 \text{ fpm}$
- $V_{sr} = V_s \sin \theta$
 $= 64.39934252 \sin 23.36$
 $= 25.54 \text{ fpm}$

- i. *Cutting* akan mengendap dalam waktu tertentu yang dapat dihitung dengan cara berikut ini

$$T_s = \frac{1}{12} \frac{(Dh - Dp)}{v_{sr}}$$

$$T_s = \frac{\frac{1}{12}(8.375-5)}{25.54}$$

$$= 0.011014382 \text{ sec}$$

- j. Jarak yang ditempuh *cutting* sebelum mengendap dapat dihitung

$$L_c = (V_a - V_{sa})T_s$$

$$L_c = (271.152648 - 59.12) \times 0.011014382 = 2.33 \text{ ft}$$

- k. *Particle Bed Index* (PBI) dapat dihitung dengan

$$PBI = \frac{\frac{1}{12} (Dh - Dp)(V_a - V_{sa})}{L_c \times v_{sr}}$$

$$PBI = \frac{\frac{1}{12} (8.375 - 5)(271.152648 - 59.12)}{2.335401669 \times 25.54}$$

$$PBI = 1 \text{ (Kurang aman)}$$

- l. Menentukan nilai *velocity* lumpur

$$V = \frac{Q}{2.45 \times ID^2}$$

$$= \frac{560}{2.45 \times 4.3^2}$$

$$= 12.36 \text{ fps}$$

- m. Menentukan ΔP di *drillstring*

- ΔP motor didalam *drillstring*

$$\Delta P_{mtr} = \frac{f \times L \times \rho_m \times V^2}{25.8 \times ID}$$

$$= \frac{0.0032 \times 57 \times 11.66 \times 12.36^2}{25.8 \times 2.1}$$

$$= 5.99 \text{ psi}$$

- ΔP HWDP didalam *drillstring*

$$\Delta P_{HWDP} = \frac{f \times L \times \rho_m \times V^2}{25.8 \times ID}$$

$$= \frac{0.0032 \times 713 \times 11.66 \times 12.36^2}{25.8 \times 3}$$

$$= 52.48 \text{ psi}$$

- ΔP DP didalam *drillstring*

$$\begin{aligned}\Delta P_{DP} &= \frac{f \times L \times \rho m \times V^2}{25.8 \times ID} \\ &= \frac{0.0032 \times 7521 \times 11.66 \times 12.36^2}{25.8 \times 4.3} \\ &= 386.19 \text{ psi}\end{aligned}$$

- ΔP motor di *annulus*

$$\begin{aligned}\Delta P_{mtr} &= \frac{f \times L \times \rho m \times V^2}{25.8 \times (HD-OD)} \\ &= \frac{0.0032 \times 57 \times 11.66 \times 12.36^2}{25.8 \times (8.375-6.75)} \\ &= 7.74 \text{ psi}\end{aligned}$$

- ΔP HWDP di *annulus*

$$\begin{aligned}\Delta P_{HWDP \text{ ann}} &= \frac{f \times L \times \rho m \times V^2}{25.8 \times (HD-OD)} \\ &= \frac{0.0032 \times 713 \times 11.66 \times 12.36^2}{25.8 \times (8.375-5)} \\ &= 46.64 \text{ psi}\end{aligned}$$

- ΔP DP di *annulus*

$$\begin{aligned}\Delta P_{DP \text{ ann}} &= \frac{f \times L \times \rho m \times V^2}{25.8 \times (HD-OD)} \\ &= \frac{0.0032 \times 7521 \times 11.66 \times 12.36^2}{25.8 \times (8.375-5)} \\ &= 492.04 \text{ psi}\end{aligned}$$

- Sehingga ΔP total sebesar

$$\Delta P_{\text{total}} = 991.09 \text{ psi}$$

n. Menentukan nilai Pbit

$$\begin{aligned}P_{bit} &= P_{\text{pompa}} - \Delta P_{\text{total}} \\ &= 2700 - 991.09 = 1708.9 \text{ psi}\end{aligned}$$

o. Menghitung besarnya BHHP dan HHP

$$\begin{aligned}BHHP &= \frac{Q \times P_b}{1714} \\ &= \frac{560 \times 1708.9}{1714} \\ &= 558.34\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}HHP &= \frac{Q \times P_{\text{pompa}}}{1714} \\ &= \frac{560 \times 2700}{1714} = 882.15\end{aligned}$$

p. Menghitung % *hole cleaning*

$$\begin{aligned} \% \text{ hole cleaning} &= \frac{BHHP}{HHP} \times 100\% \\ &= \frac{558.34}{882.15} \times 100\% \\ &= 63\% \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan dapat diketahui pengangkatan *cutting* pada sumur ASK-01 kurang aman dimana nilai *cutting transport ratio* (Ft) sebesar 76.25% kurang dari batas minimal yaitu 90%. Kemudian nilai *cutting concentration* (Ca) dinyatakan kurang aman sebesar 0.75% karena kurang dari batas rekomendasi sebesar 1%-5% *Particle Bed Index* (PBI) dinyatakan kurang aman karena nilainya sebesar 1. Dimana jika nilai PBI sama dengan 1 *cutting* hampir mengendap. Kemampuan membersihkan dasar lubang bor juga kurang aman dengan nilai sebesar 63%, yang mana kurang dari batas rekomendasi *hole cleaning* sebesar 65%. Sehingga penyebab terjadinya jepitan pipa dikarenakan kurangnya ratio pengangkatan *cutting*, kurangnya nilai *cutting concentration*, kurangnya nilai *Particle Bed Index* serta kurangnya persentase *hole cleaning*.

5.2. Penanggulangan *Problem* Pipa Terjepit Sumur ASK – 01

Akibat dari terjepitnya pipa ini adalah terhambatnya operasi pemboran. sebelum melakukan penanggulangan, perlulah mengetahui kedalaman titik jepit yang terjadi dengan metode *stretch*. Dalam metode ini, dilakukan dua kali uji tarik regang dengan cara memberikan *overpull* pertama sebesar 5000 lbs dan kedua sebesar 50000 lbs. dan didapatkan panjang *stretch* yang terjadi sebesar 1 in pada uji tarik pertama dan 29.5 in pada uji tarik kedua. Selanjutnya dari hasil uji Tarik tersebut dilakukan perhitungan untuk mengetahui letak titik jepit sebagai berikut :

$$\begin{aligned} D &= \left(\left(\frac{\Delta L}{3.5''} \right) \times 1000 \right) \\ &= \left(\frac{(29.5-1)}{3.5''} \right) \times 1000 = 8142.9 \text{ ftMD} \end{aligned}$$

Setelah mengetahui kedalaman titik jepit tersebut dilakukan beberapa usaha guna menanggulangi masalah pipa terjepit pada sumur ASK-01. Adapun langkah-langkah awal yang perlu dilakukan mulai dari usaha menaikkan *overpull*, menaikkan laju alir lumpur, menginjeksikan lumpur *high vis – high density*,

sirkulasi yang dikombinasikan dengan usaha regang lepas (*work on pipe to jar*), kemudian juga dilakukannya perendaman (*spotting fluids*). Berikut akan dijelaskan Langkah-langkah penanggulangan *problem* pipa terjepit Sumur ASK-01.

Apabila kondisi jepitan masih memungkinkan untuk dilakukan sirkulasi, maka sebaiknya dilakukan sirkulasi secara intensif, sehingga *cutting* yang tersisa dibawah permukaan dapat terangkat dan sebagai langkah awal untuk penanggulangan *problem* pipa terjepit. Pada sirkulasi ini dilakukan juga perbaikan sifat-sifat fisik lumpur ataupun diberi pelumas. Untuk mengetahui volume pelumas yang perlu diinjeksikan, kita perlu mengetahui volume *displacement fluid* didalam *drill string* dan *volume annulus* lubang bor dari kedalaman terakhir pemboran hingga kedalaman titik jepit *excess* 30%.

$$\begin{aligned}\text{Vol. Diplace.} &= \text{ID}^2 / 1029.4 \times \text{Depth} \\ &= (4.3)^2 / 1029.4 \times 8291 \\ &= 148.92 \text{ BBLs}\end{aligned}$$

Vol. ann hingga titik jepit

$$\begin{aligned}&= (\text{IDann}^2 - \text{ODdp}^2) / 1029.4 \times \text{depth (kedalaman hingga titik jepit)} \\ &= (8.375^2 - 5^2) / 1029.4 \times (8291 - 8142) \\ &= 6.5 \text{ BBLs}\end{aligned}$$

Dengan ditambahkan *excess* 30% menjadi 8.45 BBLs.

Langkah pertama yang dilakukan dalam pembebasan pipa terjepit pada trayek 8 3/8" sumur ASK-01 yaitu melakukan tarikan tanpa torsi sampai 300 klbs sambil sirkulasi lumpur 40 bbl *low yield point mud + caustic*. Selama dilakukannya penarikan *pressure* dan *return* normal. Setelah usaha dengan penarikan tidak berhasil kemudian dilanjutkan dengan menginjeksikan *lubricant pills* 20 %. *Lubricant pill* yang diinjeksikan sebesar 10 bbls dimana 5 bbls disisakan di *string* dengan memompakan sisa 5 bbls setelah 20 menit sambil ditarik namun belum berhasil. Selama proses tersebut parameter *pressure* dan *return normal* dan dilakukan *Jar Up* sebanyak 37 kali dan *Jar Down* kum sebanyak 2 kali. Pada langkah pertama ini masih belum berhasil dikarenakan dari

hasil perhitungan *volume lubricant pill* yang digunakan masih belum mencapai titik terjadinya pipa terjepit.

Kemudian dilanjutkan dengan usaha kedua untuk membebaskan rangkaian *stall* dengan melakukan *Jar Up* 5 kali, S/O 120 klb, untuk kokang *Jar* angkat rangkaian sampai 350 klbs, ketika *Jar* aktif angkat rangkaian sampai 400 klbs dan tahan 1 menit. Kemudian posisikan berat rangkaian di 250 klbs, beri torsi 28000 lb.ft, lakukan WOP S/O : 160-110 klbs, P/U : 270-240 klbs selama 4 menit. *Displace* 5 bbls lumpur/30 menit, untuk memastikan *string* tidak buntu. Sirkulasi langkah tersebut sebanyak 9 *cycle*. Kemudian *Jar Up* sebanyak 29 kali, kumulatif *Jar up* sebanyak 98 kali dan *Jar Down* kum 2x, kum 2x. - Selama *displace pressure* dan aliran normal. Selanjutnya *Jar Up* 5 kali untuk kokang *Jar* angkat rangkaian sampai 300 klbs, ketika *Jar* aktif angkat rangkaian sampai 300 klbs dan tahan 1 menit. Posisikan berat rangkaian di 250 klbs, beri torsi 28000 lb.ft, lakukan tarikan dengan 160-80 klbs, P/U : 280-250 klbs selama 4 menit. Langkah selanjutnya *displace* 5 bbls lumpur/30 menit, untuk memastikan *string* tidak buntu. Selama *displace pressure* dan aliran normal serta mempersiapkan *mixing chemical gel HCL acid* (15%). Pada usaha kedua ini, rangkain masih belum terbebas dari jepitan.

Langkah terakhir dilakukan pemompaan 10 bbls Gel HCl Acid 15% dan pompakan 5 bbls KCl brine 2% *spacer ahead*. pompakan 15 bbls gel 15% HCl Acid 1.05 SG. Kemudian pompakan 5 bbls KCl brine 2% *spacer behind* dan *displace* dengan 149 bbls lumpur SG 1.47. *Soaking Gel HCL Acid* 15% sambil dilakukan penarikan tanpa torsi bertahap 380 - 410 klbs/150-130 klbs. Kemudian dilakukan *Jar Up* sekali, dengan total *Jar Up* sebanyak 114 kali akhirnya *string* bebas, sehingga rangkaian dapat berputar, torsi dan *pressure* normal. Sirkulasi buang *acid* dan kontaminasi lainnya. Dari langkah terakhir ini dapat kita ketahui bahwa *volume gel acid* yang diinjeksikan sudah mencapai dan bereaksi pada area titik terjepitnya rangkaian pipa.

Akibat dari terjepitnya pipa ini adalah terhambatnya operasi pemboran dan meningkatnya biaya yang harus ditanggung untuk mengatasi pipa terjepit, dimana membutuhkan waktu 29.5 jam.

BAB VI

PEMBAHASAN

Setiap aktivitas pemboran diharapkan berjalan dengan lancar tanpa terjadi *problem* yang dapat menghambat proses pemboran. Namun tanpa dipungkiri *problem* pemboran ada disetiap proses pemboran salah satunya adalah pipa terjepit. Dalam operasi pemboran sumur ASK-01 Lapangan “Jaya” setelah sambung rangkaian saat akan di putar, rangkaian langsung *stall*. Indikasi terjadi *pipe sticking* pada kedalaman 8291 ftMD. Dari permasalahan diatas maka perlu dilakukan analisa mengenai penyebab terjadinya pipa terjepit untuk menentukan penanggulangan yang tepat dalam menangani *problem* pipa terjepit tersebut. Analisa yang dilakukan untuk menentukan jenis dan faktor penyebab *pipe sticking* serta untuk menentukan mekanisme jepitan yang terjadi dengan memperhitungkan beberapa aspek, yaitu dari aspek lithologi batuan, geometri lubang bor, parameter pemboran, beban rangkaian pipa bor dan lumpur pemboran. Dibawah ini akan dibahas hasil analisa - analisa yang telah dilakukan pada beberapa aspek tersebut dan penanggulangan yang sudah digunakan di lapangan.

Aspek lithologi batuan pemboran pada sumur ASK-01 lapangan JAYA pada kedalaman saat pipa terjepit, formasi yang ditembus adalah formasi yang didominasi oleh batuan *shalestone* dapat dilihat pada Tabel V-1. Aspek lithologi Pada kedalaman 8118 – 8291 ft MD batuan terjadinya jepitan didominasi oleh batuan *shalestone* dan didapatkan CEC (*cation exchange capacity*) sebesar 28 meq/100 gram yang masuk dalam kategori *soft shale*. Pada kedalaman tersebut terdapat juga batuan siltstone dan limestone dengan sisipan *coal* yang bersifat *brittle* dan dapat menyebabkan formasi gugur serta mengendap. Juga dapat menyebabkan formasi tersebut *swelling*.

Aspek geometri lubang bor sumur ASK-01 Lapangan JAYA ini merupakan pemboran sumur berarah. Setiap perubahan sudutnya harus diperhatikan, perubahan sudut kemiringan secara mendadak dan formasi yang ditembus relatif

lunak maka *tool joint* pipa akan mengikis dinding lubang yang bengkok mendadak tersebut sehingga membentuk lubang tambahan yang merupakan perluasan dari lubang utama yang dibuat oleh *bit*. Hal ini dapat menyebabkan pipa terjepit karena adanya *key seat*. Dari perhitungan *dog leg survey* dan *dogleg severity* yang telah dilakukan pada setiap interval kedalaman dapat dilihat pada Tabel V-2. Diperoleh hasil analisa pada kedalaman 8118 – 8291 ft MD didapatkan nilai *dog leg survey* 1.20 deg/100 ft dan *dogleg severity* sebesar 1.22 deg/100 ft sehingga dapat disimpulkan tidak terjadinya *problem key seat* pada sumur ASK-01 karena harga *dog leg survey* tidak lebih besar dari harga *dog leg severity*.

Aspek parameter pemboran yang diperhitungkan adalah *weight on bit*, apabila terjadi pemberian WOB yang terlalu besar ada kemungkinan terjadi *pipe sticking* karena bit terperosok kedalam formasi. Di dalam pemberian WOB juga harus memperhitungkan formasi yang ditembus, sehingga bisa memberikan WOB yang sesuai agar tidak terjadi *problem* pipa terjepit. Apabila pemboran sumur ASK-01 memiliki WOB *actual* melebihi dari WOB max kemungkinan ada indikasi pipa terjepit. Hasil dari aspek parameter pemboran ini didapatkan WOB *actual* masih dibawah batas WOB *maximum* yang diijinkan, yaitu 12000 lbs < 55305 lbs. Namun dengan adanya formasi yang *soft shale* dan terdapat juga batuan siltstone serta limestone dengan sisipan *coal* yang bersifat *brittle* menyebabkan lubang bor tidak terbentuk dengan sempurna. Seharusnya untuk optimasi drilling parameter pemboran dengan meningkatkan RPM dan menurunkan WOB untuk di formasi tersebut.

Aspek beban rangkaian pipa bor dilakukan dengan menganalisa nilai beban rangkaian yang diderita oleh rangkaian pipa bor. Beban tersebut dihitung untuk untuk mengetahui besar tarikan yang diperlukan untuk mengangkat beban dari rangkaian itu. Hasil perhitungan pada bab sebelumnya diketahui beban *tensile drag* yang terjadi sebesar 41068 lbs. Perhitungan selanjutnya terhadap beban *tension* yang terjadi dan diperoleh nilai sebesar 189591 lbs dan dilakukan tarikan *actual* sebesar 300 klbs, tetapi rangkaian tidak terangkat ke permukaan yang berarti terjadinya pipa terjepit. Dari besar tarikan yang dilakukan sebesar 300 klbs, masih

aman untuk dilakukan karena besar tarikan maksimum atau *margin of overpull* yang dapat dilakukan sebesar 308858 lbs.

Aspek lumpur pemboran yang dianalisa yaitu *differential pressure* yang terjadi dibawah permukaan dan hidrolika pengangkatan *cutting*. Aspek *differential pressure* terjadi karena *mud cake* yang terbentuk di dinding lubang bor besar, sehingga membuat rangkaian pipa terbenam didalamnya. Aspek hidrolika pengangkatan *cutting* digunakan untuk menganalisa sudah optimal atau belum pengangkatan *cutting* pada kedalaman tersebut. Dari perhitungan besarnya tekanan hidrostatik lumpur pemboran pada kedalaman titik jepit adalah 4547.4 psi dan tekanan formasi sebesar 4336.4 psi. Perbedaan tekanan hidrostatik dan tekanan formasi sebesar 211 psi. Berdasarkan hasil perhitungan tersebut perbedaan tekanan melebihi batas yang telah direkomendasikan yaitu 100 – 200 psi menurut H.C.H Darley (1980). Hasil analisa perhitungan hidrolika pengangkatan *cutting* pada *cutting transport ratio* (Ft) yang mempunyai hasil sebesar 76.25%, dimana hasil tersebut menunjukkan rasio pengangkatan *cutting* tidak baik karena batas minimal rasio *transport* sebesar 90%. Perhitungan selanjutnya mencari besarnya harga konsentrasi *cutting* di *annulus* (Ca) dan diperoleh harga sebesar 0.75 % kurang dari batas rekomendasi sebesar mendekati 5%, karena nilai dibawah batas rekomendasi mengindikasikan *cutting* mengendap didasar lubang bor sehingga dapat dikatakan kurang aman. Untuk mengetahui terjadinya pengendapan *cutting* dilakukan perhitungan PBI (*Particle Bed Index*) dan diperoleh hasil sebesar 1 yang berarti *cutting* dalam kondisi hampir mengendap, sehingga pengangkatan *cutting* kurang optimal. Selanjutnya untuk memastikan bagus atau tidaknya pembersihan *cutting* didasar lubang bor juga dilakukan dengan hasil BHHP dibagi HHP sebesar 63%, sedangkan nilai yang direkomendasikan diatas 65%. Dari hasil tersebut, pembersihan *cutting* di didasar lubang bor kurang optimal. Namun, *differential pressure* melebihi batas yang direkomendasikan, sehingga rangkaian pipa terjepit ini juga dapat disebabkan karena *differential pipe sticking*. Untuk mengoptimasi aspek lumpur pemboran kita dapat meningkatkannya yang sebelumnya 500 GPM menjadi 540 GPM

dengan optimisasi nilai Q tersebut dapat memperbaiki nilai *cutting concentration* menjadi 4%, serta nilai persentase *hole cleaning* atau BHHP/HHP menjadi 71%.

Upaya awal yang dilakukan sesaat setelah terjadinya jepitan yaitu dengan menentukan titik jepit dari rangkaian pipa bor, dari hasil uji tarik regang didapatkan rangkaian terjepit di kedalaman 8142.9 ft MD, kemudian dilakukan *jar up* dan *jar down* serta *overpull* 300 klb dalam upaya ini masih belum berhasil. Upaya selanjutnya dengan perendaman menggunakan *spotting fluids* berupa *lubricant pills* (20%), *Lubricant pill* yang diinjeksikan sebesar 10 bbls dimana 5 bbls dipompakan terlebih dahulu kemudian *soaking* selama 20 menit dan dilanjutkan memompakan 5 bbls sambil ditarik namun upaya awal ini masih belum berhasil karena dari hasil perhitungan *volume* kolom annulus dari dasar lubang bor hingga titik jepit didapatkan volume sebesar 6.5 bbls dengan excess 30% menjadi 8.45 bbls dari hasil tersebut mengindikasikan efek *soaking* pada 5 bbls *lubricant pills* (20%) masih belum bereaksi di area titik jepit. Upaya yang terakhir adalah dengan memompakan 10 bbls Gel HCl Acid 15% kemudian memompakan 5 bbls KCl brine 2% *spacer ahead*, dilanjutkan kembali memompakan 15 bbls gel 15% HCl Acid 1.05 SG kemudian 5 bbls KCl brine 2% *spacer behind* dan *displace* dengan 149 bbls lumpur SG 1.47. *Soaking Gel HCL Acid* 15% sambil dilakukan penarikan tanpa torsi bertahap sampai 300 klbs. Kemudian dilakukan *Jar Up* akhirnya *string* bebas rangkaian dapat berputar, torsi dan *pressure* normal. Sirkulasi buang *acid* dan kontaminasi lainnya. Usaha dalam pembebasan pipa terjepit membutuhkan waktu selama 29.5 jam.

BAB VII

KESIMPULAN

1. Aspek lithologi Pada kedalaman 8118 – 8291 ft MD batuan terjadinya jepitan didominasi oleh batuan *shalestone* dan didapatkan CEC (*cation exchange capacity*) sebesar 28 meq/100 gram yang masuk dalam kategori *soft shale*. Analisa harga *dog leg survey* dikedalaman tersebut didapatkan nilai *dog leg survey* 1.20 deg/100 ft dan *dogleg severity* sebesar 1.22 deg/100 ft sehingga dapat disimpulkan tidak terjadinya *problem key seat* pada sumur ASK-01 karena harga *dog leg survey* tidak lebih besar dari harga *dog leg severity*.
2. Dari hasil analisa aspek Weight on Bit pada kedalaman terjadi titik Jepit merupakan batuan yang Soft dan nilai WOB yang diberikan sebesar 12000 lbs terlalu besar sehingga menyebabkan rangkaian pipa bor terperosok kedalam batuan. Sehingga pada saat di tarik terjadi jepitan.
3. Dari hasil analisa aspek lumpur pemboran didapat *differential pressure* sebesar 211 psi. Dari hasil perhitungan diatas rangkaian pipa terjepit dikarenakan *differential pressure* melebihi batas yang direkomendasikan (*differential pipe sticking*).
4. Dari hasil analisa lumpur pemboran dan hasil analisa hidolika pengangkatan *cutting* yang telah dilakukan, didapatkan nilai ratio pengangkatan *cutting* sebesar 76.25% kurang dari batas rekomendasi sebesar 90%, nilai *cutting concentration* sebesar 0.75% kurang dari batas rekomendasi sebesar mendekati 5%. Dengan menaikkan Q pompa dari 500 GPM menjadi 540 GPM nilai *cutting concentration* menjadi 4%. *Particle Bed Index* sebesar 1 yang menyatakan *cutting* hampir mengendap, serta nilai persentase *hole cleaning* sebesar 63% kurang dari batas rekomendasi sebesar 65%. Dengan menaikkan nilai Q pompa menjadi 540 GPM maka nilai BHHP/HHP menjadi 71%, dengan grafik optimisasi Q (laju alir) nilai optimumnya adalah 540 GPM. Dari faktor hidrolika ini menunjukkan potensi terjadinya pipa terjepit.
5. Penanggulangan pipa yang terjepit dari hasil uji tarik regang diketahui ada di kedalaman 8142.9 ftMD, dengan tarikan maksimum sebesar 290 klbs dibawah

MOP sebesar 308 klbs masih belum berhasil melepas rangkaian. Kemudian dilakukan pemompaan *lubricant* dengan konsentrasi sebesar 20% sebanyak 5 bbls + 5 bbls juga belum berhasil melepas rangkaian. Langkah ke tiga ditambahkan *HCl acid* 15% sebanyak 10 bbls + 15 bbls sambil dilakukan penarikan tanpa torsi bertahap sampai 300 klbs dan *Jar Up* dapat berhasil membebaskan rangkaian pipa yang terjepit. Usaha dalam pembebasan pipa terjepit membutuhkan waktu selama 29.5 jam.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-ajmi, A. (2006). *Wellbore Stability Analysis Based on a New True-Triaxial Failure Criterion* (Issue May).
- Atwa, V. O. (2018). *Analysis of Stuck Pipe and Fishing Operations : Case Study of Olkaria Geothermal Field in Kenya*. 8.
- Bailey, L., Jones, T., Belaskie, J., Orban, J., Sheppard, M., Houwen, O., & McCann, D. (1991). *Stuck Pipe: Causes, Detection and Prevention*.
- Bourgoyne, A. T. (1986). *Applied drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers. <http://site.ebrary.com/id/10619585>
- Degeare, J., Haughton, D., & McGurk, M. (2003). *The Guide to Oilwell Fishing Operations Rules of Thumb*.
- g Bowes, C., & Procter, R. (1997). *Driller Stuck pipe Handbook*. Ballater, Scotland: Procter & Collins Ltd.
- GRANT PRIDECO. (2003). *Drill Pipe Torsional, Tensile, and Pressure Values*. GRANT PRIDECO, December, 91–93.
- Guo, B., & Liu, G. (2011). *Applied drilling circulation systems : hydraulics, calculations, and models*.
- Helmic, W. E., & Longley, A. J. (1957). *Pressure-differential Sticking of Drill Pipe and How It Can Be Avoided or Relieved*. *Drilling and Production Practice*.
- Herianto. (2018). *Optimization of Hydraulic Horsepower to Predict the Rate of Penetration*. *American Journal of Physics and Applications*, 6(3), 63. <https://doi.org/10.11648/j.ajpa.20180603.11>

- Herianto, Subiatmono, P., & Sauman, M. (2001). Optimasi Hidrolika Pada Penggunaan Down Hole Mud Motor (Dhmm) Dengan Konsep Minimum Annular Velocity Untuk Pemboran Sumur-Sumur Berarah. *Proceeding Simposium Nasional Iatmi*, 3, 1–5.
- Lubinski, A. (1960). *Maximum Permissible Dog-Legs in Rotary Boreholes*. 175–194.
- Mitchell, B. (1992). *Advanced oilwell drilling engineering handbook*. Society of Petroleum Engineers.
http://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:24030520
- Mitchell, R. F. (2006). *Petroleum engineering handbook / 2, Drilling Engineering*. Soc. of Petroleum Engineers.
- Muqem, M. A., Weekse, A. E., & Al-Hajji, A. A. (2012). Stuck pipe best practices - A challenging approach to reducing stuck pipe costs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2012*, 756–765. <https://doi.org/10.2118/160845-ms>
- Neal J. Adams. (1985). *Drilling engineering : a complete well planning approach*. PennWell Pub. Co. <http://books.google.com/books?id=6MNTAAAAMAAJ>
- Nkengele, J. (2019). *Determination of Dogleg Severity and Side Force for Stuck Pipe Prevention*. August.
- Nyakiti, N. O. (2016). A Solution Model for Stuck-pipe & Fishing Challenges in Geothermal Drilling: A Case of the Olkaria Geothermal Field. *6th African Rift Geothermal Conference*, November.
- Oketch, B. A. (2014). Analysis of Stuck Pipe Incidents in Menengai. *Orkustofnun*, 9(27), 27. <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2014-27.pdf>
- Oriji, B. A., & Aire, I. S. (2020). A Model Approach to Analytically Identify Stuck Pipe and Its Mechanism in Wellbore. *European Journal of Engineering*

Research and Science, 5(3), 387–394.

<https://doi.org/10.24018/ejers.2020.5.3.1845>

Prestone L. Moore. (1986). *Drilling Practices Manual.pdf* (p. 604).

Rabia, H. (2002). *Well Engineering & Construction Hussain Rabia*. 1 to 789.

Tormen, P. H., Iyoho, A. W., & Azar, J. J. (1986). Experimental Study of Cuttings Transport in Directional Wells. *SPE Drilling Engineering, February*, 43–56.

DAFTAR SINGKATAN DAN SIMBOL

SINGKATAN

L	<i>Length (ft)</i>
OD	<i>Outside diameter (in)</i>
ID	<i>Inside diameter (in)</i>
MD	<i>Measurement depth (ft)</i>
I	<i>Inklinasi (derajat)</i>
A	<i>Perubahan sudut arah (derajat)</i>
δ	<i>Dog leg severity (derajat/ 100 ft)</i>
ΔS	<i>Jarak antar titik survey (ft)</i>
BF	<i>Bouyancy factor</i>
Wair BHA	<i>Berat BHA di udara (lb)</i>
β	<i>Inklinasi (derajat)</i>
H	<i>Hole diameter (in)</i>
d	<i>d-exponent</i>
ROP	<i>Rate of penetration (ft/hr)</i>
N	<i>Rotation per minute (rpm)</i>
WOB	<i>Weight on bit (lb)</i>
Db	<i>Bit diameter (in)</i>
dcs	<i>d-exponent correction</i>
NPp	<i>Normal pore pressure (9 ppg)</i>
ECD	<i>Equivalent circulating density (ppg)</i>
Pf	<i>Formation pressure (Psig)</i>
EMW	<i>Equivalent mud weight (ppg)</i>
Ph	<i>Hydrostatic pressure (Psi)</i>
MW	<i>Mud weight (ppg)</i>

DP	<i>Differential pressure (Psi)</i>
Pfr	<i>Fracture formation pressure (Psi)</i>
Gfr	<i>Fracture formation pressure (Psi/ft)</i>
Ps	<i>Surface pressure (Psi)</i>
MW _{max}	<i>Maximum mud weight (ppg)</i>
SF	<i>Safety factor</i>
V _p	Kecepatan lumpur aerasi dalam <i>drillstring</i> (fps)
Q	Laju alir pompa (Gpm)
V _c	Kecepatan kritis (fps)
PV	<i>Plastic viscosity (cp)</i>
YP	<i>Yield point (lb/100 ft²)</i>
N _{re}	<i>Reynold number</i>
μ _A	<i>Apparent viscosity (cp)</i>
K	Indeks konsistensi
ρ _c	Densitas <i>cutting</i> (ppg)
ρ _m	Densitas lumpur pemboran (ppg)
C _c	Konsentrasi kritis
θ	Sudut inklinasi (derajat)
F _t	<i>Cutting transport ratio (%)</i>
V _p	Kecepatan partikel <i>cutting</i> (fps)
V _a	Kecepatan aliran lumpur di annulus (fps)
V _s	Kecepatan <i>slip cutting</i> (fps)
Ca	<i>Cutting concentration (%)</i>
L _c	Jarak yang ditempuh <i>cutting</i> (ft)
T _s	Waktu yang dibutuhkan <i>cutting</i> untuk mengendap (sec)
PBI	<i>Particle bed index</i>
V _{sr}	<i>Slip velocity radial (fps)</i>
γ _m	<i>Specific gravity</i> lumpur pemboran
γ _s	<i>Specific gravity</i> besi (7,85)
ρ _s	Densitas besi (489,5 lb/ft ³ atau 65,5 ppg)
Pa	Kekuatan <i>yield</i> teoritis (lb-ft)

Pi	Drillpipe <i>yield strength</i> (lb-ft)
Th	Torsi friksi pada lubang horizontal (lbf-ft)
Tb	Torsi friksi pada lubang pertambahan sudut (lbf-ft)
R	Jari-jari bagian pertambahan sudut (ft)
J	<i>Polar moment of inertia</i>
Fc	Gaya kontak lateral (lb/ft)
Fo	Berat BHA (lb)
BL	Beban minimum penyebab tertekuknya pipa (lb)
Feoc	<i>Axial load</i> pada EOC (lb)
Dbuck	<i>Axial drag</i> pipa tertekuk (lb/ft)
FA	Gaya <i>axial</i> pada pipa tertekuk (lb)

LAMPIRAN

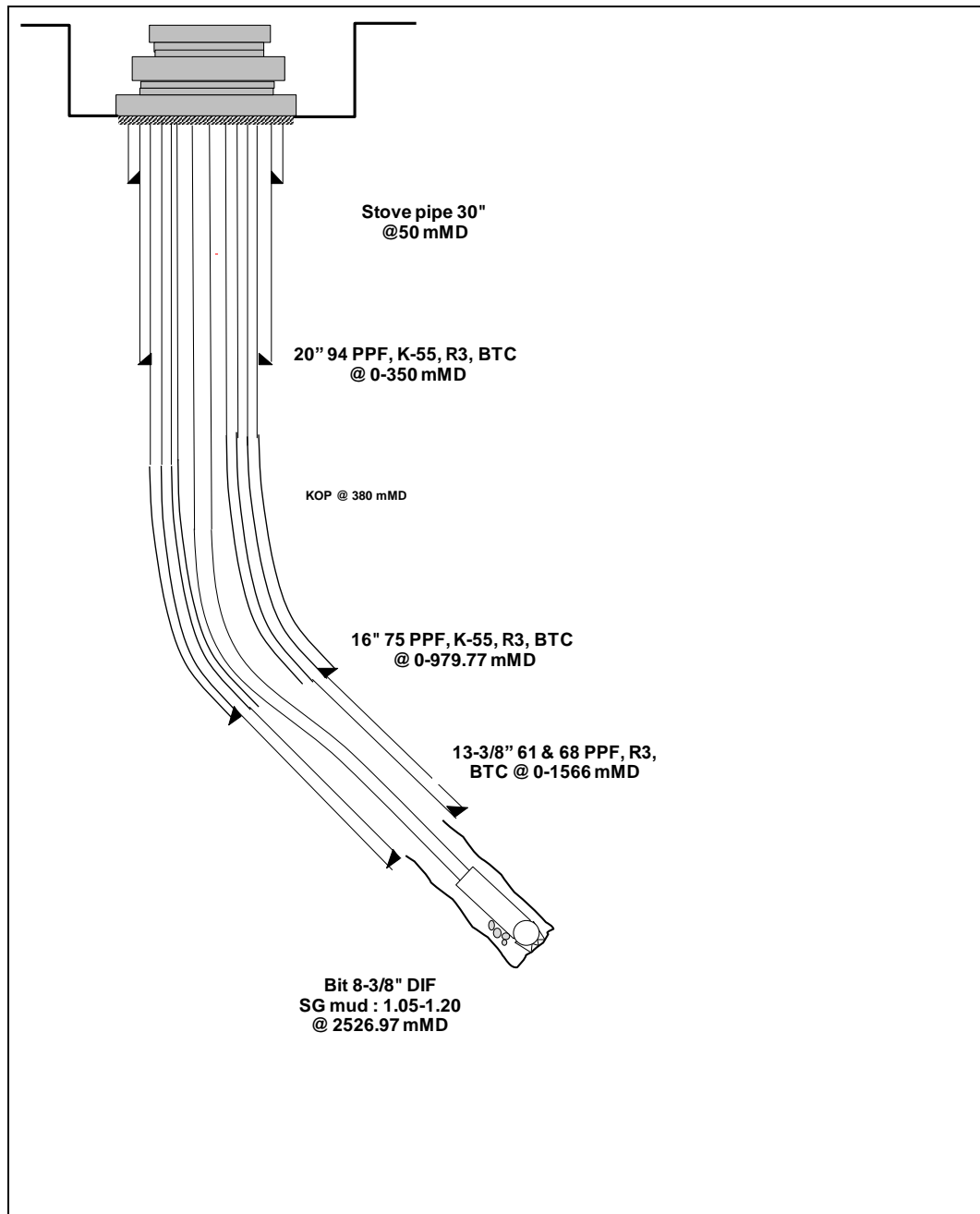
Lampiran A Daily Rig Report

ICSport06 --Form Versi: 4.2/2016

SEQUENC E NO / SECTION	PLAN							ACTUAL	
	HOURS	CUM. HRS/SECT	AFE		PEP		DEPTH	WORK DESCRIPTION	IADC CODE
			DAYS	CUM.	DAYS	CUM			
		564.5	0.0	58.0	0.0	58.0	2666	<p>Lanjut reaming kondisikan lubang dengan pahat TCB 8-3/8" + BHA DD dari 2463 mMD sampai 2527 mMD (standdown). Setelah sambung rangkaian, saat akan di putar, rangkaian langsung stall. Indikasi differential sticking.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reaming parameter, WDB/GPM/SPP/RPM/RPM/Torque : 0.5-7 kba/530 555/ 2850-2950 psi/40/148-155/11790-15220 ft.lbs. - Bit Krev off bottom / on bottom / Tot Bit hours : 244134/121752/10.68 Hrs. - Cek shot 2 titik @ 2445.67 mMD, 2473.64 mMD, posisi BHA masih di lubang lama. - Spot cutting @ 2495 mMD: 5% Semen, 40% Shale, 30% Silstone, 20% Sandstone, 5% Doal. - Swept out Havis Mud 40 bbls @ 2463 mMD. Swept out LoVis & HiDens Mud 40 bbls @ 2505 mMD. - Refer caliper LWT, interval 2495 - 2532 mMD, lubang washout. - Tight Reaming interval 2463 -2464 mMD, 2495 - 2496 mMD, 2504 - 2505 mMD. - Simulasi masuk liner dengan masuk rangkaian pahat TCB 8-3/8" + BHA DD sambil putar string 10 - 20 rpm, baik. - Interval 2500-2525 mMD, perselingan limestone dan sandstone. 	6g
								<p>Usaha bebaskan rangkaian pahat TCB 8-3/8" + BHA DD dengan WOP bertahap sambil sirkulasi.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pompakan 40 bbl Low YP mud + Caustic. 	

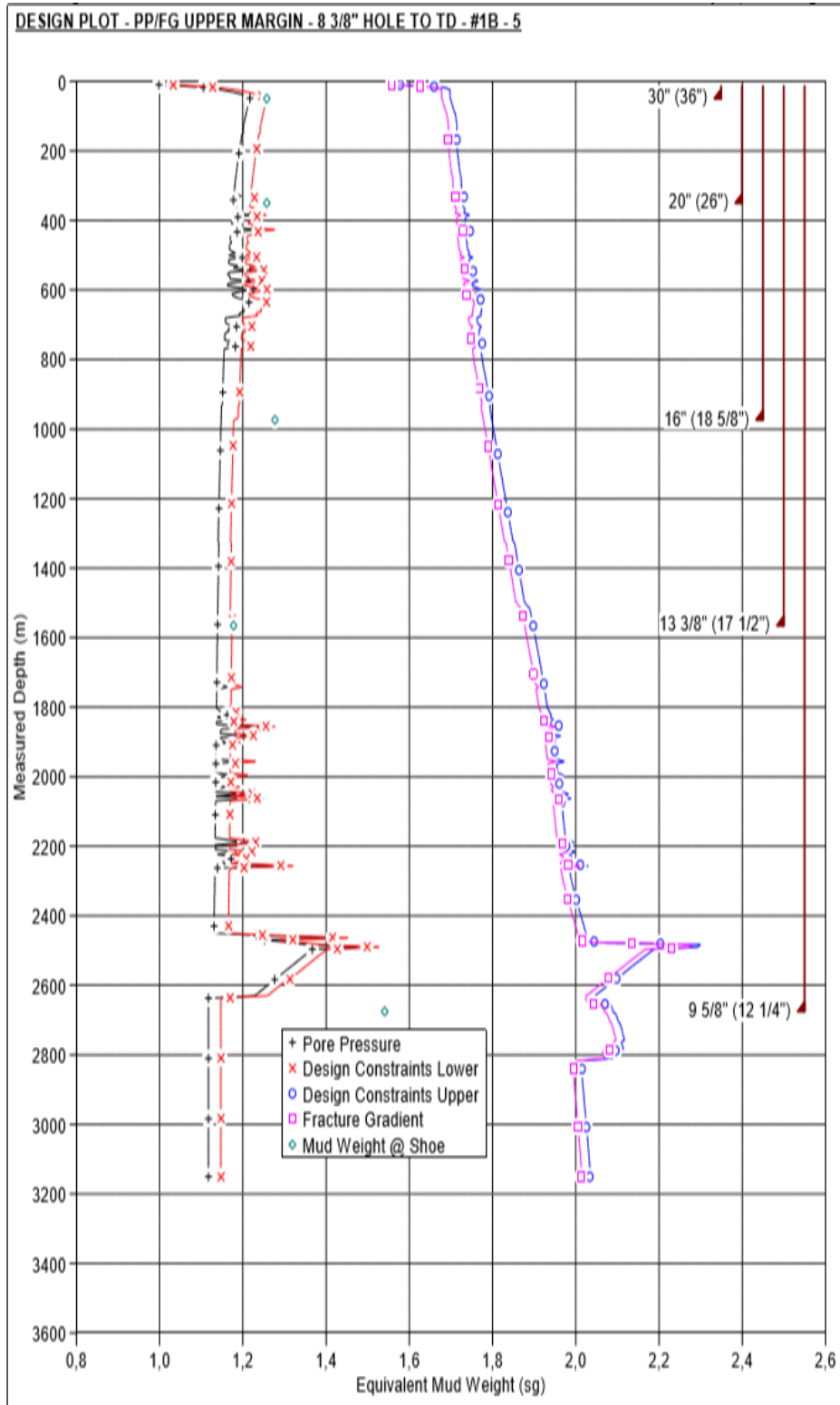
Lampiran B

Trajektori Sumur ASK-01



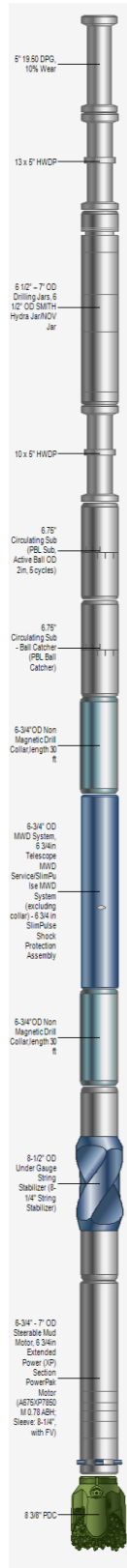
Lampiran C

Data Pore Pressure Sumur ASK – 01



Lampiran D

Data BHA dan Drilling Parameter Trayek 8 3/8"



HYDRAULICS - SUMMARY

Company Name:		Mud Properties		Pressure Drop Summary					
Field: EAST PEGADEN		Type: Water-based mud (inhibitive)	Surf. Eqt: 58 psi						
Structure: EPD-001		Mud Wt: 1,200 SG	Inside Drillstr: 2621 psi						
Well: EPD-001		API PV: 28,0 cP	Tools: 349 psi						
Location:		API YP: 38,0 lbf/100ft2	Motor: 591 psi						
Borehole: EPD-001		Model: Power Law / Bingham	RSS / Turbine: 0 psi						
Operator:		H-B K: 672,9 eq.cP	Flow Restrictor: 0 psi						
District:		H-B n: 0,597	Bit Nozzles: 298 psi						
BHA Data: EPD-001 BHA#5 8.375in Motor675-MWD-I		H-B YS: 12,2 lbf/100ft2	Annulus*: 413 psi						
Wellbore Data: EPD-001 WBG		P-T: NoDataAvailable	Chokeline: 0 psi						
Survey Data: EPD-001 Rev2 110220FY		Fann 3: 14,9 lbf/100ft2	Hyd. Imbalance: -73 psi						
Activity: 8.375" BHA Run		Fann 6: 16,7 lbf/100ft2	Ann. Back-Press: 0 psi						
Depth In: 2674,0 m		Fann 100: 39,7 lbf/100ft2	TOTAL: 4257 psi						
Depth Out: 3150,0 m		Fann 200: 54,3 lbf/100ft2	(Actual):						
Report Date: Mar-23-2020 10:54		Fann 300: 66,0 lbf/100ft2	*Including cutting weight & tool joint						
		Fann 600: 94,0 lbf/100ft2							
Flowrate: 500,0 gal/min		Bit MD: 3150,0 m	ECD at Bit: 1,294 SG						
ROP: 18,29 m/h		Bit TVD: 2939,7 m	ECD at Shoe: 1,290 SG						
RPM: 50,0		Casing Shoe: 2674,0 m	ECD at 3150m: 1,294 SG						
BHA Description					Borehole description				
Element	Length	ID	OD	Cum Len	Press Drop	Element	Length	ID	Cum Len
	m	in	in	m	psi		m	in	m
8 3/8" PDC (nozzles)	0,00	2,25	5,75	0,00	297,8	Air	10,00		10,00
8 3/8" PDC (shank)	0,24	2,25	5,75	0,24	0,8	9.625" Casing Ru	2664,00	8,55	2674,00
6-3/4" - 7" OD Steerable M	8,18	5,50	6,75	8,42	590,9	8.375" BHA Run	476,00	8,38	3150,00
8-1/2" OD Under Gauge St	1,60	2,81	6,75	10,02	2,2				
6-3/4" OD Non Magnetic Dr	8,91	2,81	6,88	18,93	12,1				
6-3/4" OD MWD System, 6	10,48	3,88	6,75	29,41	335,2				
6-3/4" OD Non Magnetic Dr	7,77	2,81	6,81	37,18	10,6				
6.75" Circulating Sub - Ball	1,30	2,00	6,75	38,48	8,1				
6.75" Circulating Sub (PBL	1,41	2,00	6,75	39,89	8,8				
3 x 6.25" Spiral DC	27,79	2,13	6,25	67,68	132,6				
4 x 5" HWDP	36,85	3,00	5,00	104,53	37,9				
6 1/2" - 7" OD Drilling Jars	8,88	2,75	6,50	113,41	13,4				
13 x 5" HWDP	119,81	3,00	5,00	233,22	123,5				
5' 19.50 DPG, 10% Wear	2916,78	3,25	4,93	3150,00	2284,2				
Nozzle Details				RSS Details:					
Type:	Insert					RSS Flowrate:			
Hole Size: in	8,375					RSS Actuator Flow:	%		
TFA: in2	0,802					Flow Restrictor Diameter:			
Nozzles: 1/32 in	1 x 18					Pad Pressure Drop:			
	2 x 19								
Nozzle Optimization				Motor Details: A675M7850XP					
						Differential Pressure:	100,0 psi		
Nozzle Flowrate: gal/min	470,0					On-Bottom RPM:	142,6		
Nozzle Pressure Drop: psi	297,8					DTOR:	0,9 kft.lbf		
Jet Velocity: m/s	59,4					WOB:	22,2 1000 lbf		
Jet Imp. Force: klbs	0,5					Power-Section Flowrate:	500,0 gal/min		
Hydraulic Power: hhp	81,7					Rotor Nozzle Flowrate:	0,0 gal/min		
HSL: hpl/in2	1,6					Bearing Flowrate:	30,0 gal/min		
						Maximum WOB:	63,8 1000 lbf		
						Maximum Overpull:	36,2 1000 lbf		
*On-Bottom RPM exclude drilling surface RPM									
Cuttings			Hole Cleaning			Quality Control: Date:			
Cuttings Diameter:	0,07 in		Critical Rate:	345,4 gal/min		Created By:			
Cuttings Density:	2,60 g/cm3		Annular Flow:	470,0 gal/min		Checked By:			
Cut. Concentration:	0,61 % by vol		Critical MD:	3150,0 m					
Cuttings Weight:	33 psi		Hole Inclination:	23,9 deg					
Bit ECD Increase:	0,01 SG		Riser Boost Flow:	0,00 gal/min					



Lampiran E

Data Pemboran sumur ASK-01

















<i>Hole size</i>	<i>Casing Size</i>	Kedalaman		Parameter Pemboran			Lumpur Pemboran			
in	in	mTVD	mMD	RPM	WOB (klb)	GPM	Mud	SG	PV	YP
38	30	50	50				<i>Spud Mud</i>	1.02 - 1.1		
26	20	350	350	40 - 60	2 - 15	1200	<i>KCL Polymer</i>	1.05 - 1.2	12 - 28	18 - 35
18 1/2	16	920	979.8	40 - 60	2 - 15	1000	<i>KCL Polymer</i>	1.15 - 1.35	12 - 28	18 - 35
14 1/2	13 3/8	1430	1566	40 - 60	5 - 15	900	<i>KCL Polymer</i>	1.15 - 1.35	12 - 28	20 - 38
12 1/4	9 5/8	2476	2675.78	40 - 60	5 - 25	800	<i>KCL Polymer</i>	1.25 - 1.65	12 - 28	20 - 38
8 3/8	7	2910	3147.8	40 - 60	10 - 25	500	DIF	1.05 - 1.4	12 - 28	20 - 38

Lampiran F

Data Mudlog Sumur ASK-01

 	
<h1>MUD LOG</h1>	
EAST PEGADEN (EPD)-001 ST	
MD 1:1000	
COMPANY NAME: PERTAMINA EP	
WELL COORDINATES(DATUM WGS 84, UTM 48S) LONGITUDE 107° 51' 42.0139" E X : 816,598.190 m LATITUDE : 6°23' 13.2646" S Y : 9,293,133.237 m	
FIELD: EAST PEGADEN	WELL CLASSIFICATION: WILDCAT / Directional (J-type)
ELEVATION K.B.: 24.071 M above MSL	TOTAL DEPTH: x m
ELEVATION G.L.: 14.611 M above MSL	FORMATION AT T.D.: x
RIG: PDSI #12.3N110-M	DATE SPUDDED: June 30, 2020 @ 00:00 AM
DRILLING CONTRACTOR: PT. PDSI	DATE T.D. REACHED: x
ENGINEERS: Ade Nugraha Edi koko Y Andi Naryo Aziz Rachman	LICENSE NO : PMT - UNIT #14
CASING RECORD: 30" Csg 50 m, 20" Csg 0 - 349.46 m 16" Csg 0 - 965 m, 13-3/8" Csg 0 - 1520.7 m 9-5/8" Csg 2101 m 7" Liner 2026 m - 2674 m	
GEOLOGISTS: Iwan S, Harris N, Rania R S, Adiswara R M.Dhafit M, Thomas C.A, M. Ibnu, Toni S.	
BOTTOM HOLE STATIC TEMPERATURE (Wireline Logging) S1R1 : 71.10 degC @ 967 mMD x S2R1 : 93.3 degC @1840 mMD x S2R2 : 97.7 degC @1900 mMD x	

LEGENDS OF LITHOLOGICAL SYMBOLS

	Anhydrite		Claystone		Basalt		Sandstone
	Tuff		Coal		Limestone		Shale
	Slate		Diorite		Andesite		Siltstone
	Cement		Dolomite		Quartzite		No Sample

