

**EVALUASI *LOSS CIRCULATION* DAN PENANGGULANGAN PADA  
SUMUR “DN” LAPANGAN “NW” PT. PERTAMINA EP  
REGIONAL 2 ZONA 7**

**SKRIPSI**



**Disusun Oleh:**

**NUR FADILAH NAWING**

**113170031**

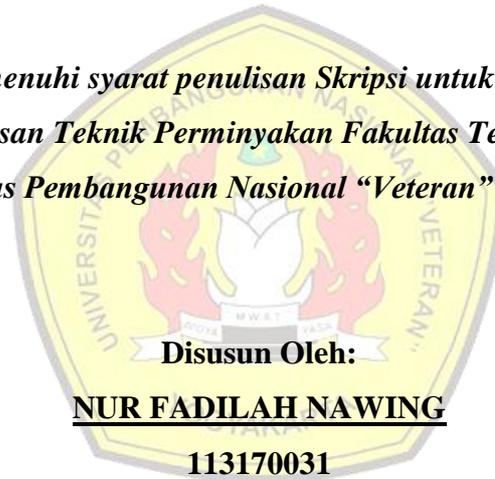
**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA**

**2021**

**EVALUASI *LOSS CIRCULATION* DAN PENANGGULANGAN PADA  
SUMUR “DN” LAPANGAN “NW” PT. PERTAMINA EP  
REGIONAL 2 ZONA 7**

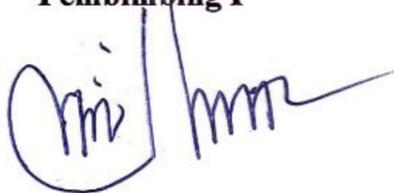
**SKRIPSI**

*Diajukan guna memenuhi syarat penulisan Skripsi untuk meraih gelar Sarjana  
Teknik di Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral  
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta*



*Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan  
Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”  
Yogyakarta  
Oleh Dosen Pembimbing :*

**Pembimbing I**



**Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascaryo, MT.**  
**NIP. 1961051219883100**

**Pembimbing II**



**Ir. Avianto Kabul P, MT.**  
**NIK. 261 0895 0033 1**

## PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari Skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka penyusunan, saya berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga dalam penyelesaian Skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain, baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa Skripsi saya ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab Dosen Pembimbing saya. Oleh karena itu, saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan atau dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas atau Rektorat Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Yogyakarta, 13 Desember 2021

Yang menyatakan,



Nur Fadilah Nawing  
NIM. 113170031

Nomor Telp / Hp : +6288218290163

Alamat Email : [nurfadilahnawing@gmail.com](mailto:nurfadilahnawing@gmail.com)

Nama & Alamat Orang Tua : Nawing

Bitu, Kel. Lewaja, Kec. Enrekang, Kab. Enrekang,  
Provinsi Sulawesi Selatan.

## HALAMAN PERSEMBAHAN

Puji syukur kehadiran Allah SWT atas berkat rahmat dan karunia-Nya yang telah diberikan kepada saya sampai saat ini. Tak lupa pula saya persembahkan halaman ini untuk orang-orang yang selalu senantiasa memberi dukungan dan penyemangat saya hingga detik ini. Yang tak lepas dari :

1. Mama, Bapak, Wawan, Fifa, Fiza, Ica, dan seluruh keluarga saya terima kasih atas do'a dan dukungannya hingga saya bisa menyelesaikan skripsi ini.
2. Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascaryo, MT. dan Ir. Avianto Kabul P, MT., terima kasih atas ilmu yang telah diberikan, serta terima kasih telah sabar dalam membimbing saya dan saya mohon maaf atas perbuatan saya yang kurang berkenan di hati bapak selama bimbingan. Tanpa bimbingan Bapak, skripsi saya tidak akan berjalan lancar.
3. Teman PETRONIUS yang seperjuangan dari awal masuk kuliah sampai sekarang ini, terima kasih atas bantuannya selama ini.
4. Terima kasih untuk semua pihak yang tak bisa saya ucapkan satu persatu. Terima kasih banyak atas dukungan dan bantuannya selama saya kuliah di UPN "Veteran" Yogyakarta ini.

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kehadirat Allah SWT, atas segala berkat dan rahmatNya saya selaku penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul : **“Evaluasi Loss Circulation dan Penanggulangan Pada Sumur “DN” Lapangan “NW” PT. Pertamina EP Regional 2 Zona 7”**. Skripsi ini dibuat guna memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta.

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Dr. Mohamad Irhas Effendi, M.S. selaku Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, M.T., selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, S.T., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
4. Hariyadi, S.T., M.T. selaku Koordinator Program Studi S1 Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
5. Dr. Ir. H. KRT. Nur Suhascaryo, MT. selaku Dosen Pembimbing I.
6. Ir. Avianto Kabul Pratiknyo, MT. selaku Dosen Pembimbing II.
7. Eko Widi Pramudyohadi, ST., MT. selaku Dosen Wali.
8. Berbagai pihak yang telah membantu dalam penulisan skripsi ini yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa Skripsi ini masih jauh dari sempurna, penulis sangat mengharapkan saran-saran guna perbaikan dan kesempurnaan di masa yang akan datang. Semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Yogyakarta, Desember 2021

(Nur Fadilah Nawing)

## RINGKASAN

Sumur “DN” pada lapangan “NW” merupakan salah satu sumur yang berada di wilayah Jatibarang, Jawa Barat, sumur “DN” pada lapangan “NW” berupa sumur vertikal. Pemboran pada sumur “DN” yang direncanakan akan mencapai kedalaman hingga 2517 m atau 8257.8 ft MD. Sumur “DN” mulai dioperasikan pada 20 Maret 2018 dan berakhir pada 18 Agustus 2020. Masalah *loss* yang terjadi pada pemboran sumur “DN” rata-rata adalah total *loss*, dimana masalah *loss circulation* ini terjadi pada kedalaman kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 ft, 7250.6 ft, 7290.0 ft, 7447.5 ft, 7473.735 ft dan 8257.8 ft. Pada sumur “DN” lapangan “NW” ditanggulangi dengan pemakaian *Spot Loss Circulation Material* (LCM)  $\text{CaCO}_3$  F+M dan *Diaseal M*. Permasalahan yang akan diteliti pada penulisan ini adalah faktor apa yang menyebabkan terjadinya *loss circulation* pada saat pelaksanaan pemboran sumur “DN” dan apakah pelaksanaan penanggulangan *loss circulation* sudah sesuai dengan *Standart Operating Procedure* (SOP) dan berhasil menanggulangi permasalahan *loss* yang terjadi pada sumur “DN”.

Tahapan pada penelitian skripsi ini adalah persiapan data *Daily Drilling Report* dan pembacaan *Running Mud Logging* yang meliputi data lumpur, data sumur, dan data pompa. Setelah semua data dikumpulkan selanjutnya dilakukan evaluasi pemboran dimana pada evaluasi ini dilakukan analisa faktor formasi dan analisa faktor mekanis. Pada analisa faktor mekanis meliputi pembacaan *running mud logging*, sedangkan untuk analisa faktor mekanis meliputi perhitungan tekanan formasi, perhitungan tekanan rekah formasi, perhitungan tekanan hidrolika, perhitungan densitas, perhitungan *Equivalent Circulating Density* (ECD) dan *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP), dan perhitungan tekanan pompa. Selanjutnya dilakukan penanggulangan yang sesuai dengan *Standart Operating Procedure* (SOP) oleh Pertamina.

Berdasarkan hasil analisa dengan persamaan d'exponen pada sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan analisa terhadap faktor formasi dan faktor mekanis dimana didapatkan hasil faktor mekanis bahwa tekanan  $P_{rf} > P_f, P_h, P_{surge}, BHCP$  (*loss* bukan diakibatkan oleh proses mekanis), dan berdasarkan faktor formasi pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 ft, 7250.6 ft, 7290.0 ft, 7447.5 ft, 7473.735 ft dan 8257.8 ft terjadi di formasi karbonat (limestone & shale) yang dimana mengandung *reef, gravel, dan cavern* (ber-gua) dimana memiliki porositas dan permeabilitas yang besar sehingga memungkinkan sirkulasi fluida lumpur masuk kedalam formasi dan terjadi masalah *loss circulation*.

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN.....</b>	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....</b>	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN.....</b>	<b>iv</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>v</b>
<b>RINGKASAN .....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Maksud dan Tujuan.....	2
1.4. Metodologi .....	2
1.5. Sistematika Penulisan.....	5
<b>BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN.....</b>	<b>6</b>
2.1. Letak Geografis Lapangan “NW” .....	6
2.2. Keadaan Geologi Lapangan .....	7
2.2.1. Struktur Regional.....	7
2.2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Bagian Utara.....	9
2.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Barat Utara .....	12
2.4. Sejarah Produksi Struktural Lapangan “NW”.....	15
<b>BAB III TEORI DASAR <i>LOSS CIRCULATION</i> .....</b>	<b>18</b>
3.1. Lumpur Pemboran.....	18
3.1.1. Sifat Fisik Lumpur Pemboran.....	18
3.1.2. Komponen Lumpur Pemboran.....	21
3.1.3. Fungsi Lumpur Pemboran .....	26

**DAFTAR ISI**  
**(Lanjutan)**

	<b>Halaman</b>
3.2. Mekanisme <i>Loss Circulation</i> .....	29
3.3. Faktor Penyebab <i>Loss Circulation</i> .....	29
3.3.1. Faktor Formasi .....	30
3.3.2. Faktor Mekanis .....	31
3.3.3. Hidrolika Lumpur Pemboran .....	37
3.4. Metode Pencegahan <i>Loss Circulation</i> .....	44
3.4.1. Material Pencegahan <i>Loss Circulation</i> .....	45
3.5. Mengatasi <i>Loss circulation</i> Saat Pemboran .....	47
3.5.1. Teknik Penyumbatan .....	47
3.5.2. Teknik <i>Blind Drilling</i> .....	49
<b>BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN PERHITUNGAN <i>LOSS</i></b>	
<b><i>CIRCULATION</i> .....</b>	<b>52</b>
4.1. Pengumpulan Dan Persiapan Data Pemboran Sumur “DN” .....	52
4.1.1. Data Sumur .....	52
4.1.2. Data Litologi .....	53
4.1.4. Data Lumpur .....	55
4.2. Evaluasi Pelaksanaan Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW” ....	58
4.2.1. Evaluasi <i>Loss Circulation</i> Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW” .....	57
4.2.2. Evaluasi Terhadap Formasi .....	58
4.2.3. Evaluasi Faktor Mekanis .....	59
4.2.4. Evaluasi Faktor Hidrolika Lumpur Pemboran.....	68
4.3. Evaluasi Penanggulangan <i>Loss Circulation</i> .....	77
4.4. Perencanaan Penggunaan Operasi <i>Blind Drilling</i> .....	80
4.4.1. Faktor Hidrolik .....	81
4.4.2. Faktor Mekanik.....	84

**DAFTAR ISI**  
**(Lanjutan)**

	<b>Halaman</b>
<b>BAB V PEMBAHASAN .....</b>	<b>86</b>
<b>BAB VI_KESIMPULAN.....</b>	<b>95</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>96</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>98</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
1.1. Diagram Alir Evaluasi <i>Loss Circulation</i> .....	4
2.1. Peta Lokasi Penelitian .....	6
2.2. Peta Sesar dan Sub-Cekungan di Cekungan Jawa Barat Utara .....	8
2.3. Cekungan Sedimentasi Di Jawa Barat.....	9
2.4. Statigrafi Cekungan Jawa Barat Utara .....	11
2.5. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Barat Utara .....	15
2.6. Peta Lokasi Sumur “DN” .....	16
3.1. Beberapa Tipe Hilang Lumpur.....	31
3.2. <i>Leak Off Test</i> .....	36
3.3. Aliran Laminer .....	38
3.4. Aliran <i>Turbulent</i> .....	38
3.5. Ringkasan <i>Test</i> Evaluasi <i>Lost Circulation Material</i> .....	46
3.6. Efek Penambahan Konsentrasi LCM Pada Penutupan Rekahan.....	47
4.1. Grafik <i>Mud Window</i> .....	75

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>Halaman</b>
III-1. Harga Konstanta E Berdasarkan Tipe <i>Surface Connection</i> .....	41
III-2. Tipe <i>Surface Connection</i> .....	41
IV-1. Data Litologi Tiap Kedalamn Pada Trayek .....	53
IV-2. Data Penggunaan Peralatan Pemboran Pada Sumur “DN” Lapangan “NW”.....	54
IV-3. Data Penggunaan Lumpur Pemboran Pada Sumur “DN” Lapangan “NW” .....	56
IV-4. <i>Type Loss</i> Pada Sumur “DN” Lapangan “NW”.....	57
IV-5. Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Formasi Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW” .....	60
IV-6. Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Rekah Formasi Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW” .....	62
IV-7. Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Hidrostatik Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW”.....	64
IV-8. Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan <i>Surge</i> Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW”.....	66
IV-9a. Tabulasi Hasil Perhitungan Hidrolika Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW” .....	73
IV-9b. Tabulasi Hasil Perhitungan Hidrolika Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW” (Lanjutan) .....	74
IV-10. Perbandingan Tekanan Saat Terjadi Masalah Hilang Lumpur .....	76
IV-11.a Tabel Perbandingan Hasil Perhitungan Aktual dan <i>Re-Design</i> .....	82
IV-11.b Tabel Perbandingan Hasil Perhitungan Aktual dan <i>Re-Design</i> .....	83

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Sumur “DN” pada lapangan “NW” merupakan salah satu sumur yang berada di wilayah Jatibarang, Jawa Barat, tepatnya berada di Desa Bulak Lor, Kec. Jatibarang, Kab. Indramayu. Sumur “DN” pada lapangan “NW” berupa sumur eksplorasi. Pemboran pada sumur “DN” yang direncanakan akan mencapai kedalaman hingga 2517 m atau 8257.8 ft MD.

Sumur “DN” mulai dioperasikan pada 20 Maret 2018 dan berakhir pada 14 Agustus 2018. Masalah *loss* yang terjadi pada pemboran sumur “DN” adalah *partial loss* dan *total loss*, dimana masalah *loss circulation* ini terjadi pada kedalaman kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 ft, 7250.6 ft, 7290.0 ft, 7447.5 ft, 7473.7 ft dan 8257.8 ft. Pada Sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan analisa terhadap faktor formasi dan faktor mekanis. Dimana pada faktor formasi meliputi *running mud logging* sedangkan pada analisa faktor mekanis meliputi perhitungan tekanan formasi, perhitungan hidrostatik, perhitungan tekanan rekah formasi, tekanan *surge*, perhitungan *Equivalent Circulating Density* (ECD) dan *Bottom Hole Circulating Pressure* (BHCP), dan perhitungan hidrolika lumpur pemboran.

Pada sumur “DN” lapangan “NW” ditanggulangi dengan pemakaian *Loss Circulation Material* (LCM)  $\text{CaCO}_3$  F+M dan *Diaseal M*. Permasalahan yang akan diteliti pada penulisan ini adalah faktor apa yang menyebabkan terjadinya *loss circulation* pada saat pelaksanaan pemboran sumur “DN” dimana penelitian ini dilakukan dengan menganalisa faktor formasi dan faktor mekanis dan apakah pelaksanaan penanggulangan *loss circulation* sudah sesuai dengan *Standart Operating Procedure* (SOP) dan berhasil menanggulangi permasalahan *loss* yang terjadi pada sumur “DN”.

## 1.2. Rumusan Masalah

1. Mengetahui penyebab terjadinya problem *Loss Circulation* pada Sumur “DN” Lapangan “NW”.
2. Menentukan penanggulangan yang tepat untuk mengatasi problem *Loss Circulation* pada Sumur “DN” Lapangan “NW”.
3. Menganalisa penanggulangan yang tepat, efektif, dan efisien sesuai dengan *Standard Operating Procedure (SOP)* dalam menangani problem *Loss Circulation* pada Sumur “DN” Lapangan “NW”.

## 1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud : Maksud dari penulisan Skripsi ini adalah untuk mengetahui penyebab terjadinya Problem *Loss Circulation* Pada Sumur “DN” Lapangan “NW” PT. Pertamina EP Regional 2 Zona 7 yang ditinjau dari faktor formasi dan faktor mekanis yang meliputi perhitungan tekanan formasi, tekanan rekah formasi, tekanan *surge*, tekanan hidrostatik dan hidrolika pemboran.

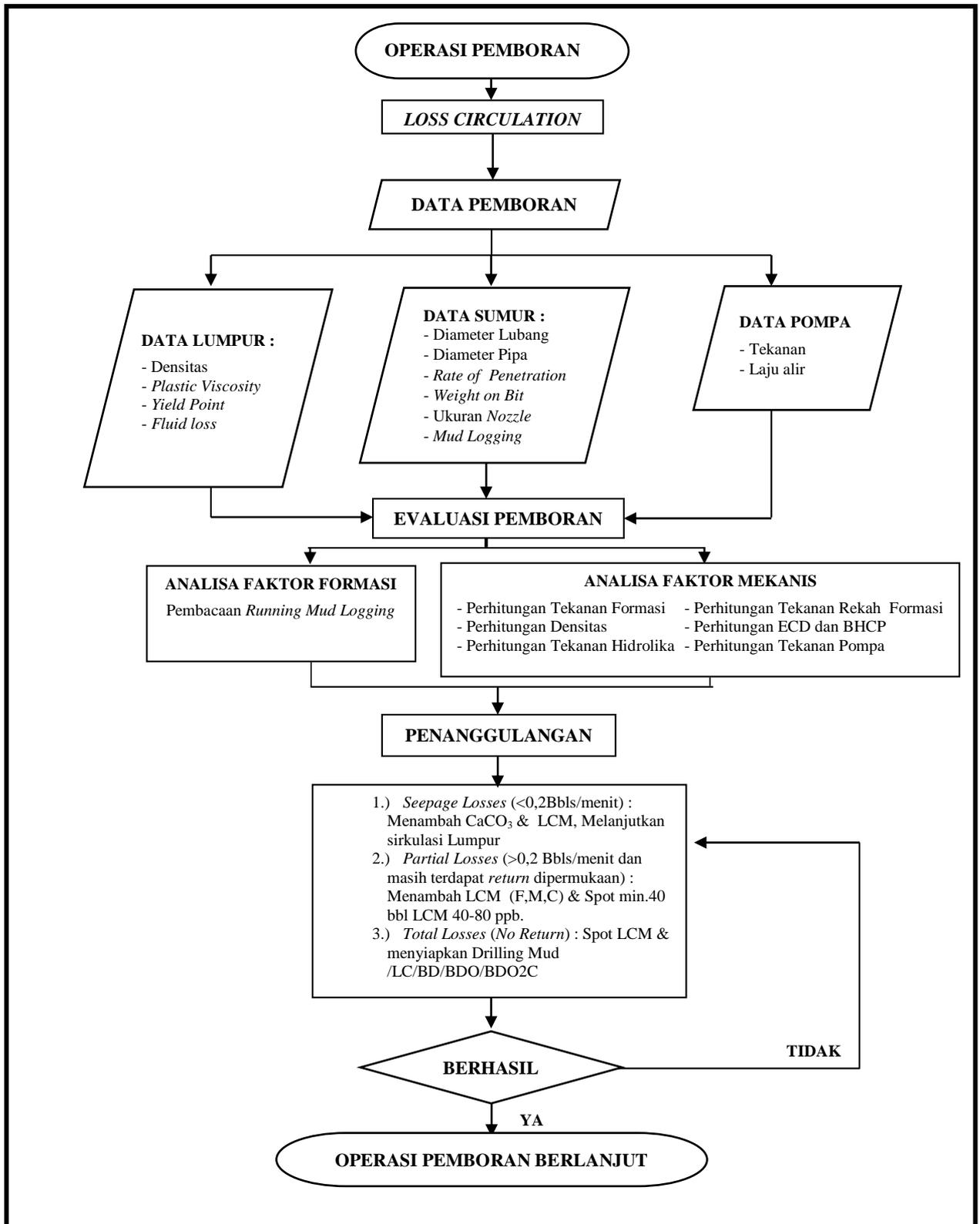
Tujuan : Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisa penanggulangan yang tepat, efektif dan efisien dalam menangani Problem *Loss Circulation* Pada Sumur “DN” Lapangan “NW” PT. Pertamina EP Regional 2 Zona 7, sehingga diharapkan dapat mencegah dan meminimalisir terjadinya Problem *Loss Circulation* pada pemboran selanjutnya.

## 1.4. Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam penulisan Skripsi yang berjudul “Evaluasi *Loss Circulation* dan Penanggulangan Pada Sumur “DN” Lapangan “NW” PT. Pertamina EP Regional 2 Zona 7” adalah sebagian berikut :

- 1) Tinjauan lapangan tempat penelitian ini dilakukan dan mempelajari data yang diperoleh dari perusahaan yang meliputi *daily drilling report*, *mud log* serta *drilling program* pada sumur “DN”.

- 2) Mencari dan mengumpulkan data-data yang berhubungan dengan *problem loss circulation*, yaitu: data lumpur (densitas ( $\rho$ ) lumpur, PV, YP), data pemboran (diamater lubang bor, diamater pipa, kedalaman), data pompa (laju alir pompa), data formasi *loss circulation* (*mud log*).
- 3) Melakukan analisa dan perhitungan *problem* hilang lumpur, meliputi :
  - Perhitungan tekanan formasi
  - Perhitungan densitas
  - Perhitungan tekanan hidrolika
  - Perhitungan tekanan rekah formasi
  - Perhitungan *Equivalent Circulating Density* (ECD) serta *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP)
  - Perhitungan tekanan pompa
- 4) Dari hasil analisa yang dilakukan maka dapat diketahui penyebab terjadinya *problem loss circulation* yang terjadi pada sumur “DN” lapangan “NW” serta penganggulan *problem* yang tepat. Untuk mempermudah dalam memahami metodologi penulisan skripsi ini, dapat disajikan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut:



**Gambar 1.1.**  
**Diagram Alir Evaluasi Loss Circulation**

### 1.5. Sistematika Penulisan

Pada penulisan skripsi yang berjudul “EVALUASI *LOSS CIRCULATION* DAN PENANGGULANGAN PADA SUMUR “DN” LAPANGAN “NW” PT. PERTAMINA EP REGIONAL 2 ZONA 7” ini terdiri dari enam bab, yaitu:

- **Bab I Pendahuluan**, mencakup latar belakang, rumusan masalah, maksud dan tujuan, metodologi, dan sistematika penulisan.
- **Bab II Tinjauan Lapangan**, menjelaskan tentang letak geografis lapangan, keadaan geologi lapangan, stratigrafi, sejarah lapangan dan tinjauan sumur.
- **Bab III Teori Dasar *Loss Circulation***, mencakup tentang teori yang akan saya bahas tentang *loss circulation* dan teori perhitungan pada Bab IV.
- **Bab IV Pengolahan Data dan Perhitungan *Loss Circulation***, mencakup data, perhitungan, mud window, dan penanggulangan.
- **Bab V Pembahasan**, dimana membahas tentang hasil dari perhitungan pada Bab IV dan penanggulangan pada sumur”DN”.
- **Bab VI Kesimpulan.**

## BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN

### 2.1. Letak Geografis Lapangan “NW”

Wilayah kerja PT. Pertamina EP Zona Region 2 Zona 7 berada didataran rendah sebelah utara Jawa Barat yang terbagi menjadi tiga area operasi yaitu Lapangan Tambun, Lapangan Jatibarang dan Lapangan Subang. Struktur produktif di wilayah kerja ini yang mengandung hidrokarbon terdiri dari Struktur NW, Tugu Barat, Randegan, Sindang, Waled, Kandanghaur, Gantar, Melandong, Bangadua, Akasia Bagus dan ditambah satu struktur X-Ray yang berada dilepas pantai utara (*offshore*) Jawa Bagian Barat. **Gambar 2.1.** menunjukan lokasi daerah penelitian, daerah operasi PT. Pertamina EP Zona Region 2 Zona 7.



**Gambar 2.1.**  
**Peta Lokasi Penelitian**  
(PT. Pertamina EP Zona 2 Region 7)

Struktur Lapangan NW terletak di bagian barat laut Jawa, sekitar 150 km sebelah timur Jakarta atau 40 km sebelah barat Cirebon. Lapangan NW merupakan wilayah operasi dan produksi Area Timur DOH Jawa Bagian Barat. Struktur lapangan NW dibagi dalam beberapa area yaitu NW (Y), NW Timur (YT), dan NW Selatan (YS).

## 2.2. Keadaan Geologi Lapangan

### 2.2.1. Struktur Regional

Secara regional, tiga pola struktur berkembang di Jawa Barat, yaitu pola Meratus berarah NE – SW, pola Sunda berarah Utara – Selatan, dan pola Jawa berarah Barat – Timur (**Gambar 2.2**). Pola Sunda berkembang sangat dominan di Jawa Barat bagian Utara hingga Laut Jawa terutama Sub-cekungan Sunda, sedangkan ke timur di sekitar Cirebon pola Meratus NE – SW dijumpai di lepas pantai dan berpotongan dengan arah NW – SE (*OO Fault*).

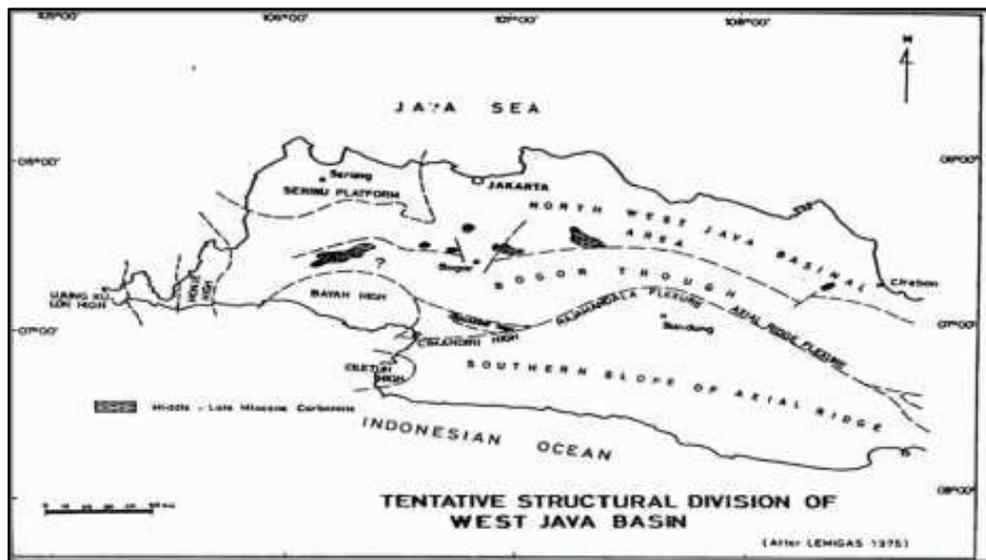
Perkembangan cekungan sedimentasi di Jawa Barat bagian Utara (NW Java Basin) dikontrol oleh perkembangan struktur batuan dasar (*basement*) (Gambar 2.3) yang pada awalnya merupakan rangkaian *half graben* atau *horst* dan *graben*. Daerah lapangan minyak di wilayah PT. Pertamina EP Zona Region 2 Zona 7, pada umumnya menempati daerah-daerah tinggian. Perkembangan tektonik di Cekungan Jawa Barat Utara selama Tersier dapat dipisahkan menjadi 3 fase tektonik, yaitu:

- Fase pembentukan cekungan (sejak Eosen hingga Miosen Awal).
- Fase orogenesis (*uplift/subsidence*) pada *Miosen* Tengah sampai
- Miosen Akhir.
- Fase inversi (kompresi) pada *Plio-Pleistosen*.

Pola dan perkembangan struktur tersebut di atas berpengaruh terhadap sistem hidrokarbon (*petroleum system*) di lapangan hidrokarbon di Cekungan Jawa Barat Utara, baik sebagai perangkap maupun jalan migrasi hidrokarbon *resource* ke reservoir (sebagai daerah perangkap atau *closure*). Struktur sesar Utara-Selatan sangat berkembang di daerah *offshore* (terutama di cekungan-cekungan *Offshore* NW Java atau Cekungan Sunda). Sedangkan ke arah *onshore* (terutama daerah lapangan yang dikelola oleh PT. Pertamina EP Zona Region 2 Zona 7, selain sesar Utara-Selatan, berpengaruh pula sesar-sesar NE-SW. Sesar-sesar yang tua ini (Eosen – Miosen awal) berperan dalam pembentukan batuan sumber hidrokarbon (*source rocks*), dan mengontrol batuan reservoir Formasi Talangakar dan batu gamping Formasi Baturaja.

Sesar yang berkembang pada Fase Orogenesa Miosen Tengah hingga Miosen Akhir, membentuk daerah daerah yang naik, dan turun. Daerah tinggian bisa





**Gambar 2.3**  
**Cekungan Sedimentasi Di Jawa Barat**  
 (PT. Pertamina EP Zona 2 Region 7)

### 2.2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Bagian Utara

Urutan stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara secara umum dengan urutan formasi dari tua ke muda adalah sebagai berikut :

#### a. Batuan Dasar (*Basement*)

*Basement* ini terdiri dari slate (batu sabak), *filit*, *tuff*, dan *gneiss* yang diterobos (*intrusi*) oleh batuan beku *granit*, *syenit*, dan *argilit*. Batuan pada formasi ini terbentuk pada zaman Mesozoikum.

#### b. Formasi Vulkanik Jatibarang

Formasi ini disusun oleh *tuff* dengan sisipan batuan beku ekstrusif yang diendapkan tidak selaras diatas batuan dasar (*Basement*) Pra-Tersier. Fluviatil dan merupakan hasil kegiatan volkanisme akibat tumbukan lempeng Asia dan Australia yang berada dibagian selatan Pulau Jawa. Umur dari formasi ini diperkirakan berkisar antara Eosen sampai Oligosen. Formasi Vulkanik Jatibarang termasuk formasi tertua di cekungan Jawa Barat Utara dan mempunyai ketebalan berkisar antara nol pada batas cekungan sampai lebih dari 1200 m di daerah Jatibarang.

#### c. Formasi Talangakar

Formasi Talangakar diendapkan selama Oligosen, dapat dipisahkan menjadi dua bagian, yaitu: *Lower Talangakar (Lower TAF)*, dan *Upper Talangakar (Upper*

TAF). *Lower* TAF tersusun oleh batuan klastika kasar, terdiri dari konglomerat, batu pasir tufaan dengan sisipan tipis lempung atau batu pasir gampingan. Batu pasir tufaannya cukup tebal dan menumpuk, berupa endapan channel atau bar. Semakin ke atas selingan lempung atau serpih semakin banyak. *Upper* TAF tersusun oleh batupasir kuarsa dengan perselingan serpih atau lempung dan sisipan batubara. Semakin ke atas, batu lempung atau serpihnya semakin gampingan dengan sisipan batu gamping kalkarenit mengandung fosil Orbitoid. Pada umumnya batu gampingnya semakin ke atas semakin menebal dan lebih banyak kandungan fosilnya (batu gamping bioklastik).

#### **d. Formasi Baturaja**

Formasi Baturaja dicirikan oleh batugamping yang tumbuh selama Miosen Awal. Lapisan batugamping ini merupakan lapisan produksi hidrokarbon, dan dijumpai di hampir seluruh wilayah Cekungan Jawa Barat Utara. Pada umumnya merupakan batu gamping terumbu.

#### **e. Formasi Cibulakan**

Formasi Cibulakan terdiri dari dua anggota yaitu Anggota Cibulakan Bawah dan Anggota Cibulakan Atas. Anggota Cibulakan Bawah terdiri dari equivalen Formasi Talang Akar dan Equivalen Formasi Baturaja. Equivalen Formasi Talang Akar disusun oleh serpih, berwarna abu-abu coklat, gamping dengan sedikit batupasir yang berbutir halus sampai sedang dan mengandung kuarsit, batulanau dan batubara. Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas Formasi Vulkanik Jatibarang dan diperkirakan berumur Oligosen Atas sampai Miosen Bawah dengan ketebalan antara 10 meter hingga 600 meter.

Equivalen Formasi Baturaja disusun oleh batugamping putih, krem kuning tua serta kehitaman, terdapat sisipan napal dan serpih gampingan. Equivalen Formasi Baturaja ini dan berumur Miosen Bawah menutupi secara selaras equivalen Formasi Talang Akar dengan ketebalan maksimum dari formasi ini sekitar 640 meter.

Anggota Cibulakan Atas terdiri dari serpih (*shale*) berwarna abu-abu kehijauan, karbonatan, sisipan batupasir gampingan dan batugamping terumbu. Anggota formasi ini terbagi menjadi empat zona, yaitu zona 12, zona 14, zona 15,



Pengendapan dari formasi ini berupa laut dangkal dengan kadar garam normal dan kemungkinan kearah terumbu barier berasosiasi dengan lagoon yang merupakan ciri khas dari endapan epikontinen pada cekungan busur volkanik. Umur Formasi Parigi ini adalah Miosen Tengah sampai dengan Miosen Atas dan Mempunyai ketebalan antara 22 meter sampai 450 meter.

**g. Formasi Cisubuh**

Formasi ini disusun oleh batugamping yang berwarna hijau muda hingga abu-abu muda, lunak bersisipan tipis batupasir dan batugamping, ke arah vertikal formasi ini berangsur semakin pasiran serta lapisan batubara di beberapa tempat. Formasi ini menutupi secara selaras Formasi Parigi dan diendapkan pada lingkungan laut dangkal dan berangsur berubah menjadi litoral-paralik, memperlihatkan endapan bersifat regresif. Pendangkalan cekungan terjadi akibat adanya aktivitas tektonik di daratan sebelah utara (paparan Sunda). Kisaran umum dari formasi ini diperkirakan Miosen Atas hingga Pliosen dengan ketebalan maksimum 1000 m.

**2.3. Petroleum System Cekungan Jawa Barat Utara**

Pada Cekungan Jawa Barat Utara ada beberapa formasi yang potensial sebagai tempat akumulasi hidrokarbon yakni Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, dan Formasi Parigi. Akan tetapi tidak menutup kemungkinan untuk formasi-formasi lainnya terutama yang memiliki ukuran butir kasar.

**a. Batuan Induk**

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama batuan induk, yaitu *lacustrine shale (oil prone)*, *fluvio deltaic coals*, *fluvio deltaic shales (oil dan gas prone)* dan *marine claystone (bacterial gas)* (Noble, et al, 1997). Studi geokimia dari minyak mentah yang ditemukan di Pulau Jawa dan Lapangan Lepas Pantai Ardjuna menunjukkan bahwa *fluvio deltaic coals* dan serpih dari Formasi Talang Akar bagian atas berperan dalam pembentukan batuan induk yang utama.

Beberapa peran serta dari *lacustrine shales* juga ada terutama pada Subcekungan Jatibarang. Kematangan batuan induk di Cekungan Jawa Barat Utara

ditentukan oleh analisa batas kedalaman minyak dan kematangan batuan induk pada Puncak Gunung Jatibarang atau dasar/puncak dari Formasi Talang Akar atau bagian bawah Formasi Baturaja.

- **Lacustrin Shale**

*Lacustrin Shale* terbentuk pada suatu periode *syn rift* dan berkembang dalam dua macam fasies yang kaya material organik. Fasies pertama adalah fasies yang berkembang selama *initial-rift fill*. Fasies ini berkembang pada Formasi Jatibarang sebagai *lacustrine clastic* dan vulkanik klastik (Noble, et al, 1997). Fasies kedua adalah fasies yang terbentuk selama akhir *syn rift* dan berkembang pada bagian bawah ekuivalen Formasi Talang Akar Pada formasi ini batuan induk dicirikan oleh klastika non marin berukuran kasar dan *interbedded* antara batupasir dengan *lacustrine shale*.

- **Fluvio Deltaic Coal & Shale**

Batuan induk ini dihasilkan oleh ekuivalen Formasi Talang Akar yang diendapkan selama *post rift sag*. Fasies ini dicirikan oleh *coal bearing sediment* yang terbentuk pada sistem fluvial pada Oligosen Akhir. Batuan induk tipe ini menghasilkan minyak dan gas (Noble, et al, 1997).

- **Marine Lacustrine**

Batuan induk ini dihasilkan oleh Formasi Parigi dan Cisubuh pada cekungan laut. Batuan induk ini dicirikan oleh proses *methanogenic bacteria* yang menyebabkan degradasi material organik pada lingkungan laut.

## **b. Batuan Reservoir**

Semua formasi dari Jatibarang sampai Parigi merupakan interval dengan sifat fisik reservoir yang baik, banyak lapangan, mempunyai daerah timbunan cadangan yang berlipat. Cadangan terbesar mengandung Batupasir *Main* atau *Massive* dan Formasi Talang Akar. Minyak diproduksi dari rekahan *volcanoclastic* dari Formasi Jatibarang. Pada daerah dimana batugamping Baturaja mempunyai porositas yang baik kemungkinan menghasilkan akumulasi endapan yang agak besar. Timbunan pasokan sedimen dan laju sedimentasi yang tinggi pada daerah *shelf*, diidentifikasi dari *clinofolds* yang menunjukkan adanya progradasi. Pemasukan sedimen ini disebabkan oleh perpaduan ketidakstabilan tektonik yang

merupakan akibat dari *subsidence* yang terus menerus pada daerah *foreland* dari Lempeng Sunda (Hamilton, 1979, dalam Hapsari, 2004). Pertambahan yang cepat dalam sedimen klastik dan laju *subsidence* pada Miosen Awal diinterpretasikan sebagai akibat dari perhentian deposisi batugamping Baturaja. Anggota Main dan *Massive* menjadi dasar dari *sequence transgressive marine* yang sangat lambat, kecuali yang berdekatan dengan akhir dari deposisi Anggota *Main*. Ketebalanyang berkembang selama *initial-rift fill*. Fasies ini berkembang pada Formasi Jatibarang sebagai *lacustrine clastic* dan vulkanik klastik (Noble, et al, 1997). Fasies kedua adalah fasies yang terbentuk selama akhir *syn rift* dan berkembang pada bagian bawah ekuivalen Formasi Talang Akar Pada formasi ini batuan induk dicirikan oleh klastika non marin berukuran kasar dan *interbedded* antara batupasir dengan *lacustrine shale*.

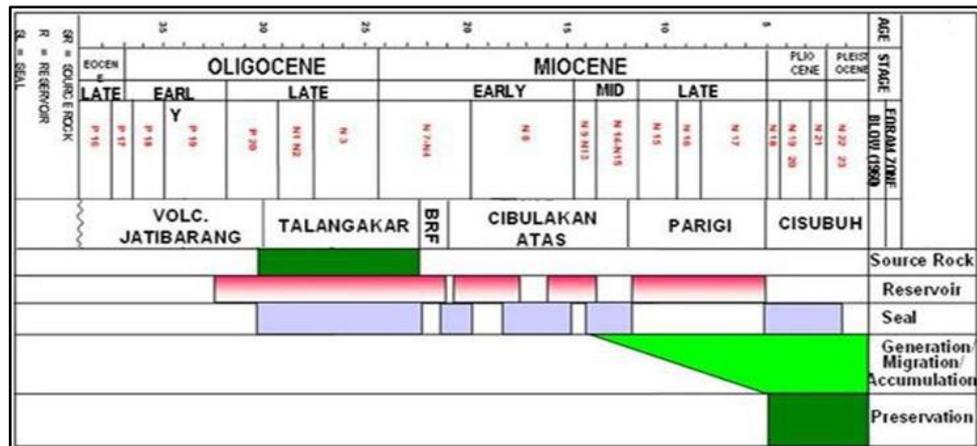
#### c. Batuan Tudung

Lapisan penutup atau lapisan tudung merupakan lapisan impermeabel yang dapat menghambat atau menutup jalannya hidrokarbon. Lapisan ini juga biasa disetarakan dengan lapisan *overburden*. Litologi yang sangat baik adalah batulempung dan batuan evaporit.

Pada Cekungan Jawa Barat Utara, hampir setiap Formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Namun Formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh, karena Formasi ini memiliki litologi impermeabel yang cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi lebih lanjut.

#### d. Perangkap

Tipe jebakan di semua sistem *petroleum* Jawa Barat Utara hampir sama, hal ini disebabkan evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen sepanjang batas selatan dari Kraton Sunda, tipe struktur geologi dan mekanisme cebakan yang hampir sama. Bentuk utama struktur geologi adalah *dome anticlinal* yang lebar dan cebakan dari blok sesar yang miring. Pada beberapa daerah dengan reservoir *reefal built-up*, perangkap stratigrafi juga berperan. Perangkap stratigrafi yang berkembang umumnya dikarenakan terbatasnya penyebaran batugamping dan perbedaan fasies.



**Gambar 2.5**  
**Petroleum System Cekungan Jawa Barat Utara**  
 (PT. Pertamina EP Zona 2 Region 7)

#### 2.4. Sejarah Produksi Struktural Lapangan “NW”

Penyelidikan daerah Jatibarang dan sekitarnya dimulai awal tahun 1930, dengan ditemukannya struktur Jatibarang. Tahun 1930 mulai dilakukan pemboran sumur yang diawali dengan sumur NW-18 sampai kedalaman 502 meter dan Sumur NW-38 sampai kedalaman 7112 meter, maka ditemukan tanda – tanda adanya hidrokarbon pada kedalaman 400 meter dan 600 meter. Tahun 1939 dilakukan pemboran sumur NW-41 sampai kedalaman 1004 meter, tetapi terjadinya semburan liar pada kedalaman 1000 meter, sehingga menunjukkan adanya prospek hidrokarbon. Kemudian dilakukan penelitian *seismic* pada tahun 1941 dan dilanjutkan pada tahun 1958.

Pada Tahun 1967 Pertamina kembali melakukan penelitian *seismic* di struktur Jatibarang dan sekitarnya. Pemboran pertama oleh Pertamina yaitu sumur NW-42 sampai kedalaman 1306 meter yang dilakukannya pada bulan November 1968. Kemudian pada bulan maret 1969 dilakukan pemboran sumur NW-43 sampai kedalaman 1300.4 m dan berhasil ditemukan gas pada formasi cibulakan (laju produksi sekitar 80 mm<sup>3</sup> / hari). Berdasarkan hasil pemboran sumur NW-42 dan NW-43, selanjutnya Pertamina melakukan penyelidikan dengan sumur yang lebih dalam (diantaranya sumur NW-50 di kedalaman 3012 m).

Kepastian adanya hidrokarbon di lapangan Jatibarang dapat diketahui setelah dilakukan pemboran sumur NW-44 sampai kedalaman 2264 m, yang

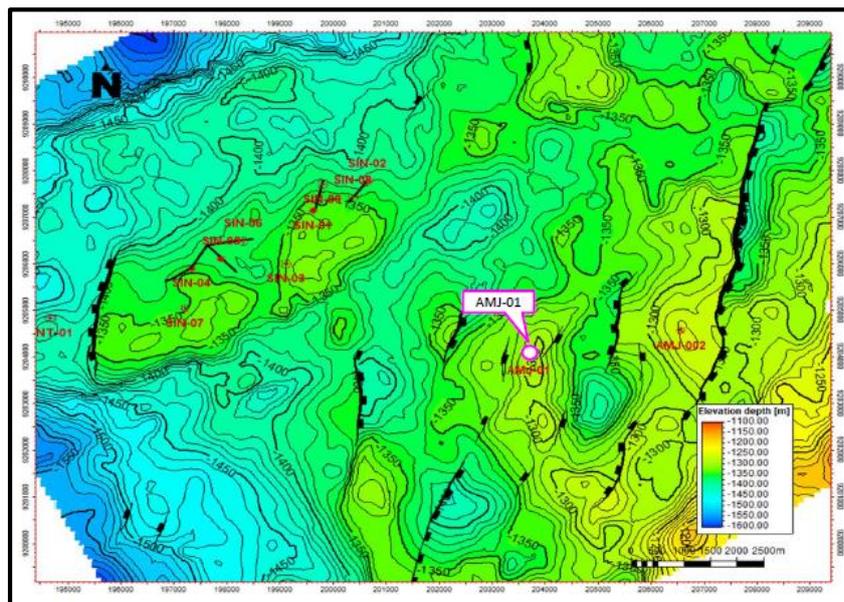
menghasilkan minyak dengan titik tuang tinggi (HPPO) pada Lapisan Vulkanik. Kemudian pada tahun 1973 di lapangan Jatibarang mulai diproduksi secara aktif dan mencapai produksi tertinggi sebesar 38.846 Bbls, yang dicapai pada bulan Desember 1973. Pada periode tahun berikutnya produksi mengalami penurunan sehingga pada akhir tahun 1974 produksi tinggal 15.096 Bbls. Sejalan dengan meningkatnya kegiatan eksploitasi sumur – sumur baru, maka pada periode tahun 1975 – 1976 produksi meningkat kembali.

Untuk lebih meningkatkan mekanisme pengangkatan fluida sumur kepermukaan, mulai bulan Mei 1977, Pertamina menerapkan pengangkatan buatan di Lapangan Jatibarang. Pengangkatan buatan yang digunakan pada sumur-sumur Jatibarang umumnya menggunakan *gas lift system* dan *electric submersible pump*.

## 2.5. Tinjauan Sumur

### 2.5.1. Letak Geografis

Sumur “DN” terletak di Desa Bulak Lor, Kecamatan Jatibarang, Kabupaten Indramayu. Secara Geologi, *reservoir* di sumur “DN” adalah formasi Cibulakan Atas. Letak Geografis Sumur “DN” dapat dilihat pada **Gambar 2.6**.



**Gambar 2.6.**  
**Peta Lokasi Sumur “DN”**  
(PT. Pertamina EP Zona 2 Region 7)

### 2.5.2. Data Sumur

1. Nama Sumur : “DN”
2. Klasifikasi : Sumur Eksplorasi
3. *Well Type* : Sumur Vertikal
4. Kedalaman Akhir : 2517 m atau 8257.8 ft
5. Ditajak : 20 Maret 2018
6. Diselesaikan : 14 Agustus 2018

Sumur “DN” ditajak pada 13 Januari 2020 Pukul 19.00 WIB, dan dimulai dengan bor lubang berarah 26 *inch* TCB hingga kedalaman akhir 2517 m atau 8257,8 ft. Lithologi yang ditembus pada pemboran sumur “DN” didominasi jenis batuan *shale*, dengan beberapa formasi dijumpai litologi *limestone*, *claystone*, *siltstone*, dan *volcanic*.

## **BAB III**

### **TEORI DASAR *LOSS CIRCULATION***

#### **3.1. Lumpur Pemboran**

Lumpur pemboran atau yang dikenal juga dengan fluida pemboran didefinisikan sebagai suatu fluida sirkulasi dalam operasi pemboran. Lumpur sebagai fluida pemboran memiliki peran untuk keberhasilan suatu program penyelesaian sumur. Kecepatan pemboran, efisiensi, keselamatan dan biaya pemboran sangat tergantung dari lumpur pemboran yang dipakai.

##### **3.1.1. Sifat Fisik Lumpur Pemboran**

Salah satu faktor penentu dalam menentukan sifat-sifat fisik dan *performance* dari lumpur adalah dengan mengetahui komposisi dari lumpur tersebut. Sifat fisik dasar yang penting dalam keberhasilan suatu operasi pemboran antara lain: densitas, viskositas, *gel strength*, dan *yield point* pada lumpur pemboran yang akan digunakan. Adapun penjelasan masing-masing sifat fisik dasar sebagai berikut :

a.) Densitas

Densitas merupakan berat lumpur yang didefinisikan sebagai perbandingan berat per unit *volume* lumpur. Densitas dapat memberikan efek daya apung terhadap partikel-partikel dari formasi batuan. Dengan bertambahnya densitas, maka akan memberikan kenaikan kapasitas pengangkatannya terhadap *cutting*. Untuk pengontrolannya dapat digunakan beberapa senyawa kimia (zat *additive*), diantaranya *barite* untuk menaikkan densitas

b.) Viskositas

Viskositas merupakan tahanan lumpur pemboran untuk dapat mengalir saat dipompakan atau biasa disebut sebagai derajat kekentalan, dan dalam pengukuran sederhananya biasanya dinyatakan dalam tenggang waktu yang diperlukan oleh lumpur seberat 0,9463 liter untuk mengalir didalam *marsh funnel*. Viskositas lumpur sangat mempengaruhi efisiensi tenaga pengangkatan *cutting* dari lumpur

pemboran. Viskositas tergantung dari konsentrasi, kualitas dan derajat dehidrasi dari padatan yg terlarut (*suspended solid*).

c.) *Gel Strength*

*Gel Strength* merupakan sifat statik lumpur pemboran yang merupakan suatu bentuk padatan dalam lumpur yang sirkulasinya dihentikan. Faktor penyebab terbentuknya *gel strength* ini akibat adanya gaya tarik-menarik dari partikel-partikel *plat clay* sewaktu tidak adanya sirkulasi.

d.) *Yield Point*

*Yield Point* merupakan sifat yang menunjukkan besarnya tekanan minimal yang harus diberikan kepada fluida agar fluida tersebut dapat bergerak atau mengalir. Sifat *Yield point* adalah sifat dinamis (ada aliran, gerak) sedangkan sifat *gel strength* adalah sifat statis (tidak ada gerakan).

e.) *Filtration loss*

Lumpur pemboran itu terdiri dari komponen padat dan komponen cair. Karena pada umumnya dinding lubang sumur mempunyai pori-pori, komponen cair dari lumpur akan masuk kedalam dinding lubang bor. Zat cair yang masuk ini disebut *filtrat*. Padatan dari lumpur akan menempel pada permukaan dinding lubang. Bila padatan dari lumpur yang menempel ini sudah cukup menutupi pori-pori dinding lubang, maka cairan yang masuk kedalam formasi juga berhenti. Cairan yang masuk ke formasi pada dinding lubang bor akan menyebabkan akibat negatif, antara lain :

- Dinding lubang akan lepas atau runtuh.

Bila filtrat yang masuk ke dalam formasi tersebut adalah air, maka ikatan antara partikel formasi akan melemah, sehingga dinding lubang cenderung untuk runtuh.

- Interpretasi dari *logging* tidak akurat

*Electric logging* atau *resistivity log* mengukur *resistivity* dari formasi cairan atau fluida yang dikandung oleh formasi tersebut. Kalau *filtration loss* banyak, maka yang diukur alat *logging* adalah *resistivity* dari *filtrat*.

- *Water blocking*

*Filtrat* yang berupa air akan menghambat aliran minyak dari formasi ke dalam lubang sumur jika *filtrat* dari lumpur banyak.

- *Differential sticking*

Seiring dengan banyaknya *filtration loss* maka *mud cake* dari lumpur akan tebal. Di waktu sirkulasi berhenti ditambah lagi dengan berat jenis lumpur yang besar, maka *drill collar* yang terbenam di dalam *mud cake* serta lumpur akan menekan dengan tekanan hidrostatik yang besar ke dinding lubang.

- *Channeling* pada semen.

Di waktu penyemenan, *mud cake* yang tebal kalau tidak dibersihkan akan menyebabkan ikatan antara semen dengan dinding lubang tidak baik.

f.) Derajat Keasaman (pH)

pH lumpur pemboran dipakai untuk menentukan tingkat kebasaaan dan keasaman dari lumpur bor. pH dari lumpur yang dipakai berkisar antara 8,5 sampai 12. Jadi lumpur pemboran yang digunakan adalah dalam suasana basa. Kalau lumpur bor dalam suasana asam maka *cutting* yang keluar dari lubang bor akan halus atau hancur, sehingga tidak dapat ditentukan batuan apakah yang ditembus oleh mata bor. Dengan kata lain sulit untuk mendapatkan informasi dari *cutting*. Selain dari pada itu peralatan-peralatan yang dilalui oleh lumpur saat sedang sirkulasi agar tidak mudah berkarat. Alat yang digunakan untuk mengukur pH lumpur adalah sebagai berikut :

- pH indikator : Sering juga dikatakan kertas lakmus atau pH *paper*.
- pH meter : dengan mencelupkan alat pH meter maka akan diketahui berapa pH dari lumpur tersebut.

g.) *Cl Content*

Kandungan Cl ditentukan untuk mengetahui kadar garam dari lumpur. Kadar garam dari lumpur akan mempengaruhi interpretasi *logging* listrik. Kadar garam yang besar akan menyebabkan daya hantarnya besar pula. Pembacaan *resistivity* dari cairan formasi akan terpengaruh. Naiknya kadar garam dari lumpur disebabkan *cutting* garam yang masuk ke dalam lumpur disaat menembus formasi yang mengandung garam. Dengan kata lain lumpur terkontaminasi oleh garam.

#### h.) *Sand Content*

Yang dimaksud dengan *sand content* adalah kadar pasir didalam lumpur bor. Pasir tidak boleh terlalu banyak didalam lumpur bor, karena dapat merusak peralatan yang dilaluinya pada saat sirkulasi, dan akan menaikkan berat jenis dari lumpur bor itu sendiri. Maksimal yang diperbolehkan adalah 2% *volume*.

### 3.1.2. **Komponen Lumpur Pemboran**

Secara umum lumpur pemboran memiliki tiga komponen atau fasa. Komponen atau fasa tersebut sebagai berikut :

#### 3.1.2.1. **Komponen Cair**

Komponen cair dari lumpur pemboran merupakan komponen dasar berupa minyak atau air ataupun dari keduanya (emulsi).

- **Komponen dasar Air** : Lebih dari 75% lumpur pemboran menggunakan air. Dimana air dapat berupa air asin (jenuh) dan air tawar (tak jenuh). Oleh karena terdapatnya perbedaan jenis air tersebut, maka penggunaan air perlu disesuaikan dengan lokasi sumur yang akan dibor, apakah mudah didapat dan apakah dapat berdampak dengan formasinya atau tidak.
- **Komponen dasar emulsi** : Komponen dasar emulsi bisa disebut *invert emulsion*. *Invert Emulsion* merupakan pencampuran minyak dengan air, yang dimana memiliki komposisi minyak sebanyak 50-70% (sebagai fasa kontinyu) dan air sebanyak 30-50% (sebagai fasa diskontinyu). Emulsi sendiri terdapat 2 macam, yaitu : *Oil in Water Emulsion* (air sebagai komponen kontinyu dan minyak sebagai komponen diskontinyu. Air bisa mencapai 70% dan minyak 30%) dan *Water in Oil Emulsion* (minyak sebagai komponen kontinyu dan air sebagai komponen diskontinyu. Dimana minyak dapat mencapai sekitar 50-70% dan air 30-50%)
- **Komponen Minyak** : Komponen minyak dalam lumpur dapat digunakan untuk menanggulangi sifat-sifat lumpur dengan dasar air (*water base mud*) yang dimana jenis lumpur ini tidak diharapkan. Maka, penggunaan lumpur jenis (*oil base mud*) dapat digunakan. Lumpur jenis ini memiliki lubrikasi yang baik, stabilisasi *temperature* yang tahan sampai dengan 500 °F, tahan

terhadap korosi, dapat meminimalkan kerusakan formasi dan dapat mencegah terjadinya *shale problem*.

### 3.1.2.2. Komponen Padatan

Komponen padatan pada lumpur dapat berupa padatan reaktif (*reactive solid*) dan padatan tidak reaktif (*inert solid*) yaitu sebagai berikut:

- *Reactive Solid*  
*Reactive solid* merupakan padatan yang dapat membentuk sifat koloidal pada lumpur jika bereaksi dengan fasa cair.
- *Inert Solid*  
*Inert solid* merupakan padatan yang tidak bereaksi dengan zat-zat cair dari lumpur. Didalam lumpur bor, hal ini berguna untuk menambah berat atau berat jenis lumpurnya sehingga dapat menahan tekanan dari formasi. *Inert solid* dapat ditemukan dari formasi-formasi yang dibor dan terbawa oleh lumpur (misal : *chert*, pasir atau *clay-clay non swelling*) dimana padatan ini perlu segera dibuang karena tidak direncanakan dan dapat menyebabkan abrasi dan kerusakan pompa.

### 3.1.2.3. Komponen Kimia

Komponen kimia merupakan komponen berupa material tambahan yang digunakan untuk mengontrol dan memperbaiki sifat-sifat lumpur agar sesuai dengan keadaan formasi yang dihadapi selama aktivitas pemboran berlangsung. Berikut beberapa zat kimia yang dapat digunakan dalam lumpur pemboran yang dibedakan berdasarkan fungsinya:

- a.) Bahan untuk menaikkan berat jenis adalah sebagai berikut :
  - *Barite* ( $\text{BaSO}_4$ )  
*Barite* atau *Barium sulfate* merupakan bahan pemberat yang umum digunakan pada fluida pemboran. *Barite* mempunyai spesifik gravitasi antara 4,2-4,6, dimana mampu menaikkan densitas hingga 22 ppg baik dengan kondisi *water base mud* ataupun *oil base mud*.
  - *Galena* ( $\text{PbS}$ )  
*Galena* memiliki spesifik gravitasi 7,4-7,7, dimana mampu menaikkan densitas lumpur hingga 32 ppg. Namun, material ini mahal dan tidak cocok

digunakan dalam operasi pemboran karena dapat menyebabkan masalah *suspense*. Material ini biasanya digunakan pada sumur dengan *very high pressure wells*.

- *Calcium Carbonat* ( $\text{CaCO}_3$ )

Mempunyai spesifik gravitasi 2,6-2,8, dimana mampu menaikkan densitas lumpur hingga 12 ppg. Material ini biasa digunakan dalam fluida *workover* dan *packer fluids* untuk menaikkan densitas fluida. Material ini lebih ekonomis dibandingkan material lainnya. Material ini dapat digunakan pada formasi karbonat.

b.) Bahan pengencer (*Thinner*)

- *Phosphates*

Material ini merupakan material yang sangat efektif untuk *gel mud* pada pemboran dangkal dan dalam penggunaannya hanya dibutuhkan sedikit tambahan material ini maka sudah dapat bereaksi. Namun, material ini memiliki pH 4,8 (asam) maka diperlukan penambahan material lain (misal: NaOH, *caustic soda*, dll) untuk menjaga lumpur agar pH 7. Selain itu, material ini tidak memiliki kemampuan untuk mengontrol *loss circulation* seperti *thinner* lainnya.

- *Lignins*

Merupakan material yang sekaligus menjadi *fluid loss control agent*. Material ini dapat stabil pada suhu 400 °F-450 °F. Material ini memiliki pH asam (dibawah 7), namun pada produk *pre-causticized* dapat diperoleh yang memiliki pH 1-6. Material ini tidak cocok digunakan pada fluida dengan kandungan garam tinggi, karena material ini tidak dapat larut dalam garam.

- *Lignosulfonates*

Material ini merupakan campuran dari *lignin sulfonate*, dimana diperoleh dari *sulfite liquor*. Material ini efektif digunakan pada lumpur *lime*, memiliki stabilitas sampai dengan suhu 400 °F, dan merupakan material yang memiliki fungsi ganda dimana mampu sebagai *dispersant* maupun sebagai *fluid loss control agent*.

c.) Bahan pengatur pH (*pH adjuster*)

Beberapa material lumpur yang digunakan sebagai aditif memiliki pH yang rendah, meskipun secara alamiah pH lumpur bersifat asam dan jarang ditemukan yang memiliki pH tinggi, namun jika pHnya terlalu rendah maka harus dinaikan.

- *Sodium Hydroxide (Caustic Soda)*
- *Pottasium Hydroxide*
- *Calcium Hydroxide*

Pada ketiga material ini mampu untuk menaikkan pH lumpur, namun pada ketiga material ini mampu menyebabkan kulit terbakar dan korosif terhadap peralatan bor.

d.) Bahan-bahan *fluid loss control agent* :

- *Wyoming Bentonite*

Material ini merupakan material aditif multiguna yang dapat mengontrol *fluid loss*, suspensi *barite*, dan viskositas untuk kemampuan dalam membersihkan lubang bor. Dengan penambahan  $\pm 6\%$  mampu mengurangi *loss* sampai 10-20 cc. Namun material ini tidak cocok digunakan pada konsentrasi ion *sodium*, *calcium* atau *pottasium* yang tinggi tanpa *pre-hidrasi* dan material ini rentan terhadap kontaminasi ketika pemboran pada formasi garam atau  $\text{CaSO}_4$ .

- *Sodium carboxymethyl cellulose (CMC)*

Material ini merupakan material yang paling dikenal yang berfungsi sebagai *fluid loss control* dan sebagai *viscosifier*. Material ini sangat aktif meskipun terkontaminasi oleh konsentrasi *ion* yang tinggi, sehingga cocok digunakan pada *inhibited mud*. Selain itu aditif ini stabil sampai suhu diatas 350 °F. Namun, material ini perlu menggunakan *thinner* untuk mengatasi pengaruh viskositas aditif.

- *Starch (Pregelantized)*

Material ini berfungsi sebagai *fluid loss control agent* dengan terdapatnya *ion* kalsium dan sodium, dimana hal tersebut cocok digunakan pada

lumpur *saltwater* atau lumpur *lime*. Namun material ini dapat mengalami kenaikan viskositas, dan rentan terhadap panas diatas 250 °F.

e.) *Filtration control materials*

- *Milmica*

Merupakan material mika yang tidak mengikis peralatan dan mempunyai bentuk yang kasar.

- *Kwik seal*

Merupakan material yang sangat efektif untuk mencegah hilangnya lumpur pada formasi *porous*.

- *Mill-plug*

Merupakan material berbentuk butir, yang mempunyai *strength* sangat tinggi yang berfungsi untuk menutup formasi yang pecah.

- Bahan material yang lain, seperti: *fiber, wood fiber, ground walnut hull*.

f.) *Bahan-bahan chemical additive*

- *Gypsum* ( $\text{CaSO}_4$ )

Berupa material yang halus, dipakai untuk persiapan pembuatan *gypsum base mud*.

- *Sodium Bicarbonate* ( $\text{NaHCO}_3$ )

Merupakan material yang berfungsi menyingkirkan atau mereduksi *ion* kalsium dari lumpur yang mempunyai pH 9, terutama yang terkontaminasi oleh semen.

- *Caustic Soda* ( $\text{NaOH}$ )

Mempunyai kadar alkohol yang tinggi dan berfungsi mengontrol pH pada *water base muds*.

- *Soda Ash*

Merupakan material kering yang dipergunakan untuk mengendapkan *ion*  $\text{Ca}^{++}$  pada *water base muds*.

g.) *Corrosion Control Additive*

- *Noxygen*

Berfungsi sebagai katalisator *sodium sulfide* yang berupa tepung, digunakan untuk membersihkan oksigen yang dapat menimbulkan korosi. Material ini biasanya dipakai secara rutin pada operasi pemboran.

- *Noxigen L*

Berfungsi sebagai pembersih oksigen yang terdapat dalam lumpur, adapun bentuk dari *noxigen* ini berupa larutan dengan konsentrasi 11,2 lb/bbl *ammonium bisulfide*.

h.) *Detergen Additive*

*Additive* ini berfungsi untuk membersihkan endapan-endapan *shale* pada *bit* atau *balling up*, baik untuk lumpur yang menggunakan bahan dasar air tawar ataupun air asin.

i.) *Emulsifier*

*Emulsifier* adalah fasa kimia untuk emulsi minyak dan air, antara lain :

- *Mogco Mul* (buatan *Magcobar*)
- *Trimulsi* (buatan *Baroid*)
- *Atlasol* (buatan *Mil White*)
- *Imco-Ceox* (buatan IMC)

j.) Bahan-bahan sebagai *Fluccolant*.

*Fluccolant* adalah fasa kimia yang berfungsi untuk mempercepat pengendapan *cutting*. Fasa kimia tersebut adalah :

- *Fluxit* (buatan *Magcobar*)
- *Baroflac* (buatan *Baroid*)

### 3.1.3. Fungsi Lumpur Pemboran

Lumpur pemboran adalah suatu kebutuhan yang sangat penting dalam melaksanakan program pemboran, sehingga akan berpengaruh langsung pada kecepatan pemboran, efisiensi, keselamatan dan biaya pemboran. Adapun fungsi dari lumpur pemboran sebagai berikut :

a. Mengangkat *Cutting* ke Permukaan

*Cutting* merupakan serbuk bor yang dihasilkan dari pengikisan formasi akibat adanya penetrasi oleh *bit*. Ketika *cutting* banyak yang tidak terangkat

kepermukaan, dapat mengakibatkan *stuck pipe*/ pipa terjepit, penggunaan pompa semakin berat dan lain-lain. Keefisienan dalam pengangkatan *cutting* dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut :

- Kecepatan fluida di *annulus*

Kecepatan fluida di *annulus* yaitu kecepatan lumpur yang bergerak pada setiap bagian sistem sirkulasi. Kecepatan di *annulus* merupakan faktor yang penting dalam hal transportasi *cutting* ke permukaan. Kecepatan di *annulus* diusahakan agar tidak melebihi kecepatan kritisnya, karena hal ini akan menyebabkan aliran fluida menjadi aliran *turbulent*.

- Kapasitas untuk menahan fluida yang merupakan fungsi dari densitas, aliran (laminer atau turbulen), viskositas. Umumnya kecepatan 100-120 fpm telah cukup (kadang-kadang perlu 200 fpm tetapi jarang).

b. Mengimbangi Tekanan Formasi

Tekanan fluida formasi umumnya adalah sekitar 0,465 psi/ft kedalaman. Pada tekanan yang normal, air dan padatan di pemboran telah cukup untuk menahan tekanan formasi ini. Untuk tekanan lebih kecil dari tekanan normal (*subnormal pressure*), densitas lumpur harus diperkecil agar lumpur tidak masuk atau hilang ke formasi. Sebaliknya untuk tekanan yang lebih besar dari tekanan normal (lebih dari 0,465 psi/ft, atau disebut *abnormal pressure*), lumpur harus diperberat dengan menambahkan bahan pemberat (*additive*) agar dapat mengimbangi tekanan formasi (misal: *Barrite*).

c. Mendinginkan dan Melumasi *Bit* dan *Drill String*

Panas dapat timbul karena gesekan *bit* dan *drill string* yang mengalami kontak dengan formasi. Konduksi formasi umumnya kecil, sehingga sukar menghilangkan panas ini. Tetapi umumnya dengan adanya aliran lumpur *volume* maupun *specific heat* lumpur telah cukup untuk mendinginkan system serta melumasi dan keausan akibat adanya gaya gesek di *drill string* dapat diperlambat.

d. Membentuk *Mud cake* yang tipis dan licin

Lumpur akan membuat *mud cake* atau lapisan zat padat tipis di permukaan formasi yang *permeable* (lulus air). Pembentukan *mud cake* ini

akan menyebabkan tertahannya aliran yang masuk ke formasi (adanya aliran yang masuk, yaitu cairan+padatan yang menyebabkan padatan tertinggal dan tersaring). Cairan yang masuk kedalam formasi disebut *filtrat*. *Mud cake* dikehendaki yang tipis karena dengan demikian lubang bor tidak terlalu dipersempit dan cairan tidak banyak yang hilang.

e. *Cutting Suspension*

Suspensi *cutting* merupakan kemampuan lumpur untuk menahan *cutting* selama sirkulasi lumpur dihentikan, terutama dari *gel strength*. *Cutting* perlu ditahan agar tidak turun kebawah, karena jika mengendap kebawah akan mengakibatkan akumulasi *cutting* dan pipa akan terjepit selain juga akan memperberat rotasi permulaan dan kerja pompa untuk memulai sirkulasi kembali. *Gel* yang terlalu besar dapat memperburuk kondisi lumpur bor yaitu tertahannya pembuangan *cutting* ke permukaan (selain pasir). Penggunaan alat-alat seperti *desander* atau *shale* dapat membantu pengambilan *cutting*/pasir dari lumpur di permukaan. Pasir harus dibuang dari aliran lumpur, karena sifatnya yang sangat *abrasive* (mengikis) pipa, *fitting* dan *bit*. Untuk ini biasanya kadar pasir maksimal yang diperbolehkan adalah 2 %.

f. Menahan Sebagian Berat *Drillstring* dan *Casing* (*Bouyancy Effect*)

*Bouyancy Effect* merupakan daya tekan ke atas dari fluida/cairan terhadap suatu benda yg sebagian atau seluruhnya yang dicelupkan ke dalam fluida/cairan. Hal ini terjadi karena adanya reaksi dari fluida/cairan terhadap *massa*/berat benda yg tercelup ke dalam fluida. Sehingga, ketika memasukan atau mencabut rangkaian pipa bor maupun *casing* ke dalam lubang bor yang terisi lumpur, maka sebagian berat rangkaian pipa pemboran atau *casing* tersebut akan ditahan oleh gaya keatas dari lumpur. Semakin dalam sumur yang dibor, maka rangkaian yang digunakan akan semakin banyak dan akan semakin berat.

g. Mencegah Gugurnya Dinding Lubang Bor

Lumpur pemboran dapat menahan dinding lubang bor agar tidak mudah runtuh. Adanya kolom lumpur pada lubang bor akan memberikan tekanan hidrostatik yang mampu menahan gugurnya dinding lubang bor, terutama

untuk formasi yang tidak kompak. Karena, ketika lubang bor tidak terisi lumpur (kosong) maka dapat memungkinkan terjadinya dinding lubang bor tersebut runtuh.

#### h. Media *Logging*

Untuk penentuan adanya zona minyak atau gas serta juga zona air, korelasi dan lainnya, diadakan *logging* (*log* listrik, *log* radio aktif, maupun *log* suara) seperti misalnya *electric logging*, yang diturunkan saat lubang bor terisi oleh lumpur. Dimana lumpur digunakan sebagai media penghantar arus listrik di lubang bor.

#### i. Mendapatkan Informasi Sumur (*mud log*, *sample log*)

Pada operasi pemboran, lumpur biasanya dapat dianalisis untuk mengetahui ada tidaknya kandungan hidrokarbon (HC) berdasarkan *mud log*. Selain itu juga dilakukan analisa *cutting* untuk mengetahui jenis formasi apa yang sedang dibor.

### 3.2. Mekanisme *Loss Circulation*

*Loss circulation* merupakan hilangnya sirkulasi lumpur pemboran melalui lubang bor ke formasi yang memiliki porositas yang besar, gua-gua, rekahan maupun patahan. *Mud Loss* merupakan suatu peristiwa yang sering terjadi dan tidak dapat di hindari. Terjadinya *mud loss* dikarenakan tekanan hidrostatik lumpur lebih besar dari tekanan formasinya ( $P_h > P_f$ ) sehingga memungkinkan lumpur untuk mengalir kedalam formasinya.

### 3.3. Faktor Penyebab *Loss Circulation*

*Mudloss* adalah peristiwa yang sering terjadi dan tidak bisa dihindari pada saat operasi pemboran berlangsung, oleh karena itu kita harus mengetahui dahulu faktor-faktor yang menjadi penyebab terjadinya hilangnya lumpur (*mudloss*). Adapun faktor penyebab terjadinya hilangnya lumpur (*mudloss*) pada saat operasi pemboran berlangsung sebagai berikut :

### 3.3.1. Faktor Formasi

Salah satu faktor utama penyebab dapat terjadinya masalah hilang lumpur (*mudloss*) saat operasi pemboran berlangsung adalah dari faktor jenis formasinya. Formasi yang menyebabkan *loss circulation* umumnya memiliki porositas dan permeabilitas yang besar melebihi ukuran partikel lumpurnya, selain itu umumnya dapat terjadi akibat adanya gua-gua maupun rekahan baik secara *vertical* maupun *horizontal*. Adapun jenis-jenis formasi yang dapat menyebabkan *loss circulation* adalah sebagai berikut :

- a. *Coarse* dan *gravel* yang mempunyai variasi permeabilitas.

Formasi ini merupakan formasi dengan *permeabel* yang tersusun dari butir penyusun yang kasar. Pada formasi dengan jenis ini, tidak semuanya dapat menyerap lumpur dan menyebabkan *loss*. Adapun dapat terjadinya lumpur yang terserap dalam formasi dimana tekanan hidrostatik lumpurnya harus melebihi tekanan formasi, formasinya harus *permeabel* dan juga biasanya formasinya terdiri dari pasir dan *gravel* dimana lubang pori-pori batuan formasi sedikitnya tiga kali lebih besar dari diameter butiran padatan lumpur. Contoh formasi dengan jenis ini ialah *gravel* dan pasir.

- b. *Cavernous* atau *vugular formation*

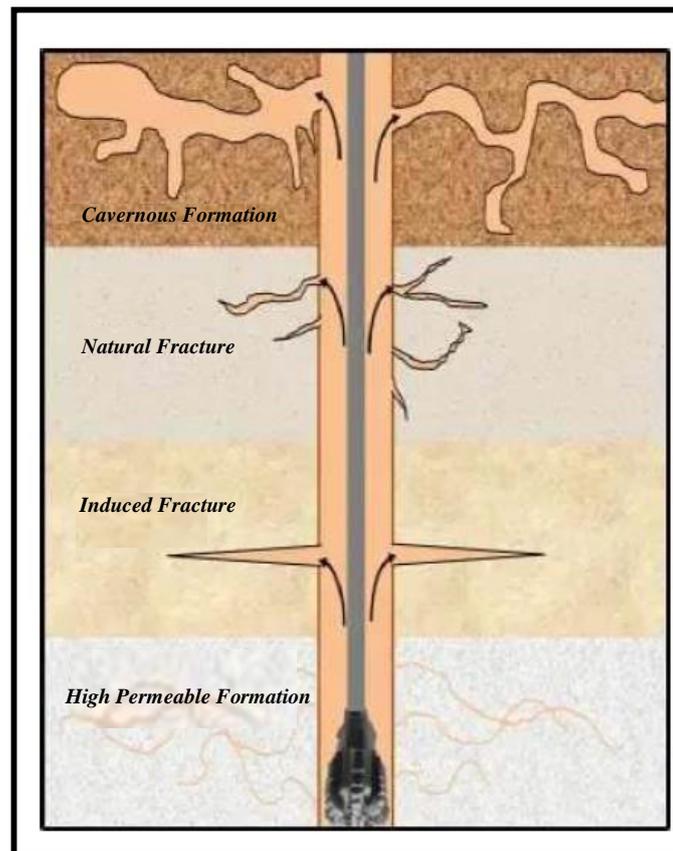
Pada prinsipnya zona *cavernous* atau *vugular* terjadi pada formasi *limestone* dan *dolomite*. Formasi ini terdiri dari *reef*, *gravel*, maupun gua-gua (*cavern*). Ketika formasi ini ditembus, lumpur akan hilang ke formasi dengan cepat. *Volume* lumpur yang hilang ini hilang akibat zona *loss* yang ukurannya *relative* lebih besar. Contoh formasi dengan jenis ini ialah formasi batu kapur.

- c. *Fissures, Fractures, Faults*

Formasi ini berupa celah-celah dimana terjadi akibat rekahan alami dari formasi maupun akibat faktor mekanis (*induced fracture*). Hilang lumpur dapat juga terjadi pada sumur yang tidak mengandung *zone coarse* yang *permeabel* atau formasi yang *cavernous*.

Selain itu, *loss circulation* dapat juga terjadi pada *depleted zone*. *Depleted zone* sangat potensial untuk terjadinya hilang lumpur. Formasi produksi dalam lapangan yang sama dapat menyebabkan tekanan *subnormal* akibat produksi dari

fluida formasi. Pada kasus ini, berat lumpur yang diperlukan untuk mengontrol tekanan formasi yang lebih dangkal, mungkin terlalu tinggi untuk lapisan batu pasir dibawahnya. Akibatnya lapisan batu pasir menjadi rekah dan dimasuki lumpur. Kasus seperti ini sering dijumpai pada pemboran sumur pengembangan, dimana tekanan formasi telah turun akibat sumur-sumur yang telah ada sudah lama memproduksi.



**Gambar 3.1.**  
**Beberapa Tipe Hilang Lumpur**  
 (AADE Review of Lost Circulation Materials and Treatments With an Updated Classification, 2014)

### 3.3.2. Faktor Mekanis

Faktor mekanis sangat berpengaruh terhadap masalah hilang lumpur. Ada empat tekanan yang berpengaruh pada faktor mekanis yaitu, tekanan formasi ( $P_f$ ), tekanan hidrostatik ( $P_h$ ), tekanan rekah formasi ( $P_{rf}$ ), dan tekanan *surge* ( $P_s$ ). Dalam kondisi normal kita harus mendesain lumpur pemboran agar memiliki nilai tekanan hidrostatik lumpur diantara tekanan formasi dan tekanan rekah formasi.

Hal ini dikarenakan apabila tekanan hidrostatik lumpur kita lebih kecil dari tekanan formasi dapat mengakibatkan fluida formasi masuk kedalam lubang bor (*kick*) dan apabila tekanan hidrostatik lumpur kita melebihi tekanan rekah formasi maka akan terjadi *lost circulation*.

### 3.3.2.1. Tekanan Formasi (Pf)

Tekanan formasi (Pf) merupakan salah satu faktor penting yang berpengaruh dalam operasi pemboran, dimana jika faktor tekanan formasi ini tidak dilakukan evaluasi secara tepat akan mengakibatkan *problem* pemboran seperti: *loss circulation*, *blowout*, *stuck pipe*, dan *hole stability* sehingga dapat mempengaruhi pembiayaan operasi pemboran. Pada sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan evaluasi tekanan formasi.

Tekanan formasi sendiri merupakan tekanan yang bekerja pada fluida formasi (minyak, air, gas) dalam ruang pori-pori batuan. Tekanan formasi dapat dikatakan normal apabila *gradient* tekanan formasi berkisar 0,433 psi/ft sampai 0,465 psi/ft. Bila kurang dari itu maka tekanan formasinya subnormal dan bila tekanan diatas *gradient* tekanan normal maka formasinya abnormal. Tekanan formasi (Pf) yang normal adalah sama dengan tekanan hidrostatiknya sendiri karena sebagian besar tekanan *overburden* ditahan oleh matrik batuan.

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menentukan tekanan formasi, antara lain: dengan menggunakan analisa *seismic* suatu area tertentu, korelasi *offsetwell* (analisa *log*, evaluasi parameter pemboran dan data *test* atau produksi), dan evaluasi secara (kualitatif-kuantitatif) dengan memonitor parameter pemboran dan *logging* selama operasi pemboran pada sumur prospek.

Pada sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan evaluasi tekanan formasi (Pf) dengan menggunakan metode persamaan *d-exponent*. Persamaan *d-exponent* memperhitungkan *gradient* tekanan formasi berdasarkan perubahan densitas lumpur yang digunakan. Model persamaan ini didasari oleh *Bigham's Equation* dan dimodifikasi oleh *Jordan and Shirley*. Persamaan *d-exponent* yang dimodifikasi oleh *Jordan and Shirley* sebagai berikut :

$$d = \frac{\log(R/60N)}{\log(12W/1.000 d_b)} \dots\dots\dots(3-1)$$

*Rehm and McClendon* menyempurnakan persamaan *d-exponent* harus dikoreksi, dimana hal tersebut dikarenakan faktor kenaikan berat lumpur dapat menyebabkan perbedaan antara normal dan *actual* tekanan formasi. Persamaan *d-exponent* koreksi oleh *Rehm and McClendon* sebagai berikut :

$$dc = d \frac{9}{MW} \dots\dots\dots (3-2)$$

Selanjutnya menghitung EMW dengan persamaan:

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

Tekanan formasi dapat dihitung dengan persamaan :

$$Pf = 0,052 \times EMW \times D \dots\dots\dots (3-4)$$

Selanjutnya *gradient* tekanan formasi dapat dihitung dengan persamaan :

$$Gf = \frac{Pf}{D} \dots\dots\dots (3-5)$$

Keterangan :

- d : *d-exponent*
- R : Laju Penetrasi, ft/jam.
- N : Kecepatan Putar, rpm.
- W : Berat *bit*, 1,000 lb.
- Db : Diameter *bit*, Inch.
- dc : *exponent* koreksi
- EMW : *Equivalent Mud Weight*, lb/gal
- Mw : Densitas fluida yang mempengaruhi tekanan hidrostatik (ppg)
- D : Kedalaman, ft
- Pf : Tekanan Formasi, psi
- Gf : *Gradient* tekanan formasi

### 3.3.2.2. Tekanan Hidrostatik (Ph)

Tekanan hidrostatik (Ph) merupakan tekanan yang diakibatkan oleh berat fluida dalam sebuah kolom. Persamaan untuk tekanan hidrostatik sebagai berikut:

$$Ph = \rho \times g \times h \dots\dots\dots (3-6)$$

Atau dalam satuan lapangan dapat dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$P_h = 0,052 \times MW \times D \dots\dots\dots(3-7)$$

Keterangan :

- $P_h$  = Tekanan hidrostatik (psi)  
 $\rho$  = Densitas fluida rata-rata ( $\text{kg/m}^3$ )  
 $g$  = Percepatan gravitasi ( $\text{m/s}^2$ )  
 $h$  = Ketinggian kolom fluida (ft)

Tekanan hidrostatik berfungsi untuk mengimbangi tekanan formasi. Untuk itu tekanan hidrostatik harus lebih besar dari tekanan formasi. Sehingga, persamaan yang dapat digunakan sebagai berikut :

$$P_h = P_f \times (1 + SF) \dots\dots\dots(3-8)$$

Dimana SF merupakan faktor keselamatan yang besarnya berkisar antara 2% - 10%.

### 3.3.2.3. Tekanan Rekah Formasi ( $P_{rf}$ )

Tekanan rekah formasi ( $P_{rf}$ ) adalah tekanan dimana formasi mulai rekah. Tekanan rekah formasi merupakan tekanan hidrostatik formasi maksimum yang dapat ditahan tanpa menyebabkan terjadinya rekahan di formasi. Dengan diketahuinya tekanan rekah formasi, selanjutnya dapat dilakukan penentuan *gradient* rekah formasi. *Gradient* rekah formasi sangat berguna untuk meneliti kekuatan dasar selubung (*casing*). Dimana, jika *gradient* rekah formasi tidak diketahui maka akan muncul kesukaran dalam pekerjaan penyemenan dan *run casing* disumur.

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menentukan tekanan rekah formasi, antara lain: dengan menggunakan analisa data *logging*, *Leak Off Test* (LOT) dan evaluasi secara kuantitatif. Pada sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan evaluasi tekanan rekah formasi ( $P_{rf}$ ) dengan menggunakan metode persamaan *Hubbert & Wills*.

*Hubbert & Wills* mengeksplorasi variable-variabel yang dapat menyebabkan rekah formasi, dimana *gradient* rekah formasi adalah fungsi dari *overburden stress*, tekanan formasi dan *relation between horizontal and vertical stress*. *Hubbert & Wills* berpendapat bahwa hubungan antara *stress* tersebut berada

antara  $\frac{1}{3}$  sampai  $\frac{1}{2}$  dari total *overburden*. Sehingga persamaan metode **Hubbert & Willis** untuk menentukan *gradient* rekah formasi, sebagai berikut :

$$\frac{Prf}{D} (\text{min}) = \frac{1}{3} \left( \frac{Sz}{D} + \frac{2Pf}{D} \right) \dots\dots\dots (3-9)$$

Atau

$$\frac{Prf}{D} (\text{max}) = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{Pf}{D} \right) \dots\dots\dots (3-10)$$

Keterangan :

Prf : Tekanan Rekah Formasi, psi

Sz : *Overburden* di kedalaman, psi

Jika *overburden stress gradient* (Sz) diasumsikan sebesar 1 psi/ft, maka persamaannya *Gradient* Rekah Formasi menjadi :

$$\frac{Prf}{D} = \frac{1}{3} \left( 1 + \frac{2Pf}{D} \right) \dots\dots\dots (3-11)$$

Dalam persamaan tersebut, *Hubbert & Willis* mengasumsikan bahwa *stress relationship* dan *overburden gradient* konstan pada semua kedalaman. Selain itu, metode *Hubbert & Willis* dapat digunakan jika parameter yang dibutuhkan dapat diukur, namun tidak terlalu *valid* jika menembus formasi dengan normal *fault* aktif yang tidak begitu banyak. Dilapangan tekanan rekah formasi dicari dengan melakukan *Leak Off Test* (LOT). Prosedur LOT adalah sebagai berikut :

- *Casing shoe* dibor dengan kedalaman lubang bor 10-15 ft.
- Kondisikan lumpur dan angkat pipa bor.
- Tutup BOP, buka *line* ke *annulus* selubung.
- Gunakan pompa tekanan tinggi/*volume* rendah dan naikan tekanan
- Pompakan  $\frac{1}{2}$  bbl bertahap dan tunggu tekanan naik.
- Lanjutkan tes sampai tekanan naik, tekanan yang meninggalkan garis lurus adalah tekanan yang membuat formasi mulai pecah.
- Catat berapa banyak lumpur masuk ke formasi.

a. Tekanan rekah formasi

$$Pfrac = Grf \times Depth \dots\dots\dots (3-12)$$

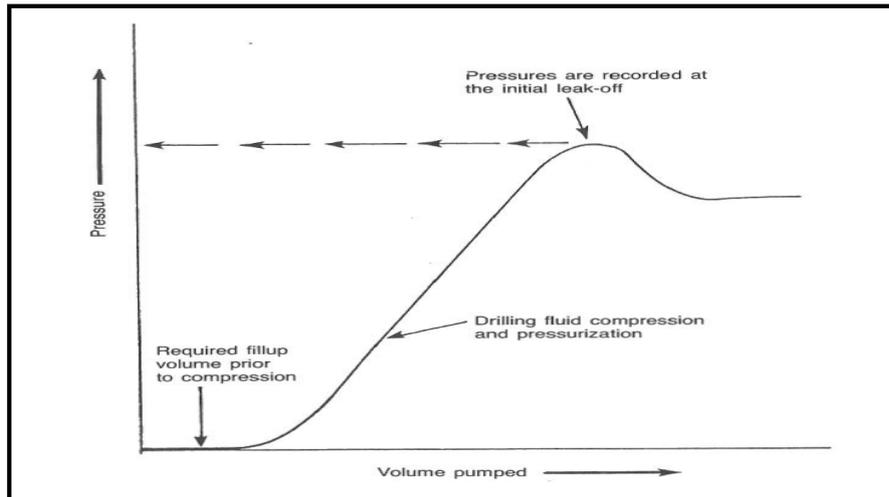
b. Berat lumpur maksimum ( $MW_{max}$ )

$$MW_{max} = \frac{Grf}{0,052} \dots\dots\dots (3-13)$$

Keterangan :

Grf : *Gradient* tekanan rekah formasi, psi/ft

MW<sub>max</sub> : Berat lumpur maksimum, ppg



**Gambar 3.2.**  
**Leak off Test**  
(Neal J. Adams, 1985)

**3.3.2.4. Tekanan Surge (Ps)**

Tekanan *surge* merupakan besarnya tekanan pada saat memasukkan pahat (*bit*) kedalam lubang bor. Sifat lumpur dan prosedur pada saat memasukkan pahat harus dikontrol untuk memastikan agar harga *pressure surge* tidak terlalu tinggi. Nilai *pressure surge* yang terlalu tinggi dapat menjadi salah satu penyebab permasalahan terjadinya hilang lumpur. Persaman untuk mencari *pressure surge* sebagai berikut :

$$P_{surge} = P_{losstotal} + P_{hidrostatik} \dots\dots\dots (3-13)$$

dimana

$$P_{losstotal} = P_{sHDc} + P_{sHDp} + P_{sCsDp} \dots\dots\dots (3-14)$$

Keterangan :

*Plosstotal* : Kehilangan Tekanan total *Annulus*, psia

*Phidrostatik* : Tekanan Hidrostatik *actual*, psia

PsHDC	: Kehilangan tekanan di <i>Annulus</i> antara lubang bor dan <i>Drill Collar</i> , psia
PsHDp	: Kehilangan tekanan di <i>Annulus</i> antara lubang bor dan <i>Drill Pipe</i> , psia
PsCsDp	: Kehilangan tekanan di <i>Annulus</i> antara <i>Casing</i> dan <i>Drill Pipe</i> , psia

### 3.3.3. Hidrolika Lumpur Pemboran

Dalam kegiatan pemboran, hidrolika lumpur pemboran memiliki peranan penting dalam mengatasi ditemukannya *problem-problem* pemboran yang timbul selama operasi pemboran berlangsung. Oleh sebab itu, perencanaan hidrolika lumpur pemboran sangat diperlukan dimana merancang program hidrolika lumpur, penerapan konsep hidrolika pahat (*bit*), dan perencanaan tenaga pompa yang baik sesuai dengan trayek pemboran yang sedang dikerjakan.

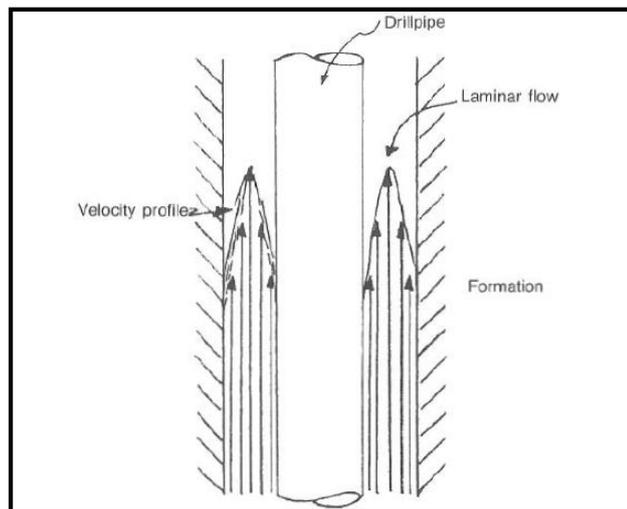
Dalam mendesain hidrolika pemboran, dibutuhkan data-data seperti: data geometri sumur, data lumpur, data pompa, dan data *drill string*. Selanjutnya dilakukan analisa penentuan tekanan yang hilang selama di permukaan, *drill string*, *bit*, dan di *annulus*. Ada beberapa metode yang umum digunakan dalam menentukan hidrolika lumpur pemboran, antara lain: dengan menggunakan metode *Newtonian*, *Bingham Plastic*, dan *Power Law*. Pada sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan evaluasi tekanan hidrolika lumpur pemboran dengan menggunakan metode persamaan *Power Law*. Dalam menentukan hidrolika lumpur pemboran, perlu diketahui kondisi yang dialami fluida pemboran selama proses aliran fluida berlangsung (*Rheology* Fluida Pemboran). Adapun *sub-bab rheology* fluida pemboran sebagai berikut :

#### 3.3.3.1. Pola Aliran Fluida

Pola aliran fluida secara umum dibagi menjadi 3 pola aliran, yaitu sebagai berikut :

a.) Pola Aliran Laminer (*Laminar Flow*)

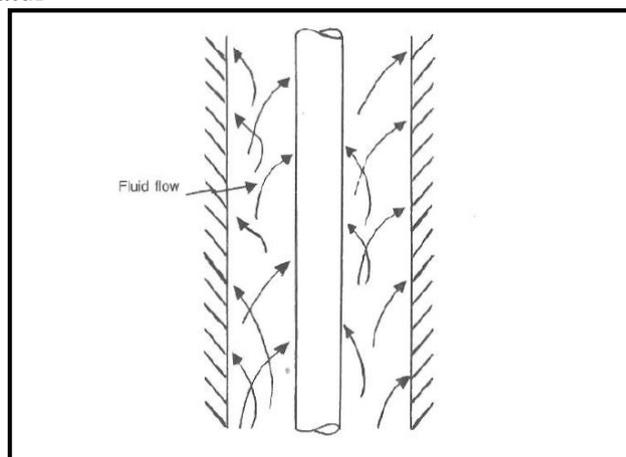
Pada pola aliran laminar, gerak aliran partikel-partikel fluida yang bergerak pada *rate* yang lambat adalah teratur dan sejajar pergerakannya dengan aliran (dinding)



**Gambar 3.3.**  
**Aliran Laminer**  
(Neal J. Adams, 1985)

b.) Pola Aliran Turbulen (*Turbulent Flow*)

Pada pola aliran turbulen, fluida bergerak dengan kecepatan yang lebih besar dan partikel-partikel fluida yang bergerak pada garis-garis yang tidak teratur sehingga menyebabkan adanya aliran yang berputar dan *shear* yang terjadi tak teratur



**Gambar 3.4.**  
**Aliran Turbulent**  
(Neal J. Adams, 1985)

c.) Pola Aliran *Plug (Plug Flow)*

Pola aliran *plug flow*, merupakan aliran khusus untuk fluida aliran *plastic* dimana *shear* (geser) terjadi didekat dinding pipa saja. Pada aliran ini fluida bergerak pada kecepatan rendah apabila *viscositas* lumpurnya cukup besar.

### 3.3.3.2. Penentuan Sifat Aliran Fluida

Untuk menentukan sifat aliran fluida pemboran, digunakan beberapa parameter sebagai berikut :

a.) Konsep *Reynold Number*

- Aliran didalam pipa

$$Nre = 928 \frac{\rho V ID}{\mu} \dots\dots\dots (3-15)$$

- Aliran di *Annulus*

$$Nre = 928 \frac{\rho V (Dh - OD)}{\mu} \dots\dots\dots (3-16)$$

Dimana :

$Nre$  = Bilangan *Reynold*, tidak berdimensi

$V$  = Kecepatan rata-rata, ft/sec

$ID$  = Diameter dalam pipa, in

$\mu$  = *Viscositas*, cp

$Dh$  = Diameter lubang bor, in

$OD$  = Diameter luar pipa, in

Dari hasil percobaan diketahui bahwa  $Nre > 4.000$  adalah *turbulent flow* dan  $Nre < 2.000$  adalah *laminer flow*, dan  $2.000 < Nre < 4.000$  adalah *transition flow*.

b.) Konsep Aliran Kritis

Selain dari konsep *reynold number*, jenis aliran dapat ditentukan dari aliran kritisnya. Dimana aliran *laminer flow* dimana kecepatan rata-rata lebih kecil dibandingkan dengan kecepatan kritisnya ( $V < V_c$ ), aliran *turbulent flow* dimana kecepatan rata-rata lebih besar dibandingkan dengan kecepatan kritisnya ( $V > V_c$ ).

Menurut *B.C.Craft & W.R. Holden*, kecepatan rata-rata dari fluida dapat ditentukan dari laju sirkulasi ( $Q$ ), secara matematis dinyatakan sebagai berikut:

$$V = \frac{Q}{A} \dots\dots\dots (3-17)$$

- Untuk aliran dalam pipa (*Drill String*)

$$V = \frac{Q}{2,448 \times D^2} \dots\dots\dots(3-18)$$

- Untuk aliran di *annulus*

$$V = \frac{24,5Q}{Dh^2 - OD^2} \dots\dots\dots(3-19)$$

Kecepatan kritisnya ( $V_c$ ) untuk metode *Power Law*, perhitungan kecepatan rata-rata ( $V$ ) sama dengan fluida *Bingham Plastic*, perbedaannya pada persamaan kecepatan kritisnya yang dimana metode ini membutuhkan perhitungan parameter indeks *power law* ( $n$ ) dan indeks konsistensi ( $K$ ) yang digunakan untuk menghitung PV dan YP sehingga tingkat akurasi *error* lebih signifikan. Persamaan kecepatan kritisnya adalah sebagai berikut :

- Untuk aliran dalam pipa (*drill string*)

$$V_c = \left( \frac{5,82 \times 10^4 \times k}{Mw} \right)^{\left( \frac{1}{2-n} \right)} \times \left( \frac{1,6}{D} \right)^{\left( \frac{3n+1}{4n} \right)} \left( \frac{n}{1-n} \right) \dots\dots\dots(3-20)$$

- Untuk aliran di *annulus*

$$V_c = \left( \frac{3,878 \times 10^4 \times k}{Mw} \right)^{\left( \frac{1}{2-n} \right)} \times \left( \frac{2,4 \times (2n+1)}{De \times 3n} \right)^{\left( \frac{n}{1-n} \right)} \dots\dots\dots(3-21)$$

Dimana :

$$n = 3,32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \dots\dots\dots(3-22)$$

$$K = \frac{\theta_{300}}{511^n} \dots\dots\dots(3-23)$$

Keterangan :

Q = Laju Alir, gpm

$V_c$  = Kecepatan Kritis Fluida (ft/min)

D = Diameter pipa, inch

$n$  = Indeks *Power Law*

$K$  = Indeks Konsistensi

$De$  = Dh-OD

$\theta_{600}$  = *Dial Reading* saat 600 rpm, derajat

$\theta_{300}$  = *Dial Reading* saat 300 rpm, derajat

### 3.3.3.3. Penentuan Kehilangan Tekanan pada *Surface Connection*

Kehilangan tekanan pada sambungan peralatan permukaan terjadi di *standpipe*, *rotary hose*, *Swivel*, dan *Kelly*. Persamaan umum berikut dapat digunakan untuk mengevaluasi kehilangan tekanan pada sambungan permukaan:

$$P_{sc} = E \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{0.2} \dots\dots\dots (3-24)$$

Keterangan :

PV = *Plastic Viscosity*, cp

E = Konstanta tergantung tipe *surface connection*nya

Dalam prakteknya, hanya ada empat jenis peralatan permukaan, masing-masing jenis ini ditandai dengan dimensi *Standpipe*, *Kelly*, *Rotary Hose*, dan *Swivel*.

**Tabel III-1**  
**Harga Konstanta E Berdasarkan Tipe *Surface Connection***  
(Hussain Rabia, 2002)

<i>Surface equipment type</i>	<i>Value of E</i>	
	<i>Imperial units</i>	<i>Metric units</i>
1	2.5 x 10 <sup>-4</sup>	8.8 x 10 <sup>-6</sup>
2	9.6 x 10 <sup>-5</sup>	3.3 x 10 <sup>-6</sup>
3	5.3 x 10 <sup>-5</sup>	1.8 x 10 <sup>-6</sup>
4	4.2 x 10 <sup>-5</sup>	1.4 x 10 <sup>-6</sup>

**Tabel III-2**  
***Tipe surface connection***  
(Neal J. Adams, 1985)

<b>Components of surface connections</b>		<b>Typical combinations</b>							
		<b>No. 1</b>		<b>No. 2</b>		<b>No. 3</b>		<b>No. 4</b>	
		<b>ID, in.</b>	<b>L, ft</b>	<b>ID, in.</b>	<b>L, ft</b>	<b>ID, in.</b>	<b>L, ft</b>	<b>ID, in.</b>	<b>L, ft</b>
<b>Standpipe</b>		3	40	3½	10	4	45	4	45
<b>Drilling hose</b>		2	45	2½	55	3	55	3	55
<b>Swivel washpipe and gooseneck Kelly</b>		2	4	2½	5	2½	4	3	6
		2½	40	3¼	40	3¼	40	4	40
<b>Drillpipe</b>		<b>Equivalent length of surface connections in feet of drillpipe</b>							
<b>OD, in.</b>	<b>Weight, lb/ft</b>								
3½	13.3	437		161		479		340	
4½	16.6			761		816		579	
5	19.5								

### 3.3.3.4. Kehilangan Tekanan Pada *Annulus* dan *Drill String*

Dalam menentukan kehilangan tekanan dengan metode *Power Law*, disesuaikan dari perhitungan jenis alirannya. Adapun persamaan untuk kehilangan tekanan di dalam pipa dengan fluida adalah :

a. Untuk aliran dalam pipa (*Drill String*)

- Untuk kehilangan tekanan dalam pipa untuk aliran Laminer ( $V < V_c$ )

$$P = \left(\frac{1,6V}{D}\right) \times \left(\left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n\right) \left(\frac{KL}{300D}\right) \dots\dots\dots(3-25)$$

- Untuk kehilangan tekanan dalam pipa untuk aliran Turbulen ( $V > V_c$ )

$$P = \frac{2,27 \times 10^{-7} \times Mw^{0,8} \times V^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{(D)^{1,2}} \dots\dots\dots(3-26)$$

b. Untuk aliran di *annulus*

- Untuk kehilangan tekanan untuk aliran Laminer ( $V < V_c$ )

$$P = \left(\frac{2,4V}{D_h - d_p}\right) \times \left(\frac{2n+1}{3n}\right)^n \left(\frac{KL}{300(D_h - d_p)}\right) \dots\dots\dots(3-27)$$

- Untuk kehilangan tekanan untuk aliran Turbulen ( $V > V_c$ )

$$P = \frac{7,7 \times 10^{-5} \times Mw^{0,8} \times V^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{(D_h - d_p)^3 \times (D_h + d_p)^{1,8}} \dots\dots\dots(3-28)$$

Namun, nilai *plastic viscosity* (PV) kurang dapat mendeskripsikan keadaan aliran dengan kondisi turbulen, sehingga dengan metode *Power Law* ini nilai PV dapat digantikan untuk menghitung kehilangan tekanan dengan aliran turbulen dengan rumus :

$$\mu = \frac{pv}{3,2} \dots\dots\dots(3-29)$$

Keterangan :

- P = Kehilangan tekanan dalam pipa, psi
- L = Panjang, ft
- K = Indeks Konsistensi
- Dp = Diameter *Drill Pipe*, inch

### 3.3.3.5. Kehilangan Tekanan Pada *Bit*

Kehilangan tekanan pada sistem sirkulasi lumpur di *bit* dalam operasi pemboran, harus diperhatikan juga. Kehilangan tekanan pada mata bor dipengaruhi

oleh *friction loss* dan energi mekanik *bit*. Untuk menghitung kehilangan tekanan energi mekanik perlu diperhatikan pula kecepatan fluidanya. Kecepatan fluida *nozzle bit* memiliki kecepatan yang sangat tinggi (*jet velocity*), sehingga untuk menghitung perlu dikoreksi dahulu terhadap *Cd* (*Coefisien Of Discharge*) yang berkisar antara 0,95 sampai 0,98 untuk *jet bit*. Sedangkan untuk yang bukan *jet bit*, *Cd* berharga 0,85. persamaan yang digunakan untuk menghitung kecepatan fluida adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung kecepatan fluida

$$v = Cd \left[ \frac{2g(P_1 - P_2)}{mw} \right]^{0,5} \dots\dots\dots(3-30)$$

- b. Menghitung Luas *Nozzle* pahat

$$A_t = \left[ \frac{\rho_m \times Q^2 \text{opt}}{10.858 \times P_b} \right]^2 \dots\dots\dots(3-31)$$

- c. Menghitung *Pressure loss* pada *Bit*

$$P_{bit} = \frac{Q^2 M_w}{Cd^2 \times A_t \times 12.028} \dots\dots\dots(3-32)$$

Keterangan :

*Cd* = *Coefisien Discharge*.

$\Delta P_{bit}$  = Kehilangan tekanan pada *bit*, psi

*A<sub>t</sub>* = Luas *nozzle*, in<sup>2</sup>

Dimana untuk konstanta koefisien *discharge* (*Cd*) berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh *Eckel and Bielstien* sebesar 0,98 tapi untuk batas yang lebih praktis dilapangan digunakan 0,95.

### 3.3.3.6. Kehilangan Tekanan Total

Dalam menghitung kehilangan tekanan total dapat dilakukan dengan persamaan berikut :

- a. Menghitung Kehilangan Total pada pipa (*drill string*)

$$\Delta P_{ds} = \Delta P_{sc} + \Delta p_{annulus} \dots\dots\dots(3-33)$$

Dimana :

$$\Delta p_{annulus} = \Delta P_{HDc} + \Delta P_{HDp} + \Delta P_{CsDp} \dots\dots\dots(3-34)$$

- b. Menghitung Kehilangan Total Pompa (*drill string*)

$$\Delta p_{pres} = \Delta P_{bit} + \Delta P_{ds} + \Delta P_{pipa} \dots\dots\dots(3-35)$$

Dimana :

$$\Delta P_{\text{pipa}} = \Delta P_{\text{Dc}} + \Delta P_{\text{Dp}} \dots\dots\dots(3-36)$$

Keterangan:

$\Delta P_{\text{ds}}$  = Total kehilangan tekanan pada *Drill String* (psi)

$\Delta P_{\text{sc}}$  = Kehilangan tekanan pada *surface connection* (psi)

$\Delta P_{\text{annulus}}$  = Kehilangan tekanan pada *annulus* (psi)

$\Delta P_{\text{drillstring}}$  = Kehilangan tekanan pada *drillstring* (psi)

### 3.3.3.7. Penentuan ECD dan BHCP

*Equivalent Circulation Density* (ECD) adalah densitas lumpur pada saat kegiatan sirkulasi dilakukan, sedangkan *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP) adalah besarnya tekanan lubang bor pada saat dilakukan sirkulasi lumpur yang besarnya sama dengan tekanan hidrostatik lumpur ditambah dengan kehilangan tekanan di *annulus*.

- a. Penentuan *Equivalent Circulation Density* (ECD)

$$ECD = \frac{\Delta P_{\text{ds}}}{0,052 \times TVD} + MW \dots\dots\dots(3-37)$$

- b. Penentuan *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP)

$$BHCP = 0,052 \times ECD \times TVD \dots\dots\dots(3-38)$$

Keterangan :

ECD = *Equivalent Circulating Density*, ppg

BHCP = *Bottom Hole Circulating Pressure*, psi

TVD = Kedalaman lubang Bor TVD, ft

### 3.4. Metode Pencegahan *Loss Circulation*

Kebanyakan *loss circulation* terjadi karena teknik pemboran yang tidak sesuai, program pemboran yang dibuat harus dapat menghindari hilang lumpur. Beberapa metode yang digunakan untuk menghindari hilang lumpur

- a. Berat lumpur, berat lumpur dijaga agar tetap minimum, sekedar mampu mengimbangi tekanan formasi. *Cutting* yang berada di *annulus* juga mengakibatkan kenaikan berat lumpur. Jadi pembersihan lubang bor harus dilakukan apabila ini terjadi.

- b. Viskositas dan *gel strength*. *Gel strength* dijaga agar tetap kecil, karena *gel strength* yang besar memerlukan tenaga yang besar pula untuk memecah *gel* tersebut. Hal ini sangat berbahaya jika terjadi, karena dapat mengakibatkan pecahnya formasi. Disarankan untuk menggerakkan meja putar terlebih dahulu sebelum menjalankan pompa.
- c. Pada waktu masuk pahat agar dihindari kemungkinan terjadinya *pressure surge* untuk mencegah terjadinya pecah formasi. Juga pada saat cabut pipa supaya dihindari terjadinya *swabbing*.
- d. Memperkirakan letak patahan dan *gradient* tekanan formasi, bila diperkirakan akan terjadi *loss circulation* dapat ditambah dahulu dengan bahan penyumbat (*Lost Circulation Material, LCM*) yang berukuran kecil.
- e. Pada saat dilakukan pemakaian *casing* protektor harus dipastikan bahwa *casing* protektor tersebut benar-benar dalam keadaan baik, karena penambahan *pressure loss* di *annulus* mengakibatkan bertambahnya tekanan pada dasar lubang bor.

#### 3.4.1. Material Pencegahan *Loss Circulation*

Material LCM yang digunakan harus dapat bercampur dengan lumpur. Material yang digunakan antara lain :

##### 1.) *Fibrous* Material

Material *fibrous* terdiri dari kapas kasar (*raw cotton*), ampas tebu, jerami, serat kayu, bulu ayam (*feather*), *glass fiber*. Material jenis ini relatif sedikit kaku dan cenderung memaksa masuk kedalam rekahan yang besar. Jika lumpur mengandung konsentrasi yang tinggi dari material *fibrous* dan kemudian dipompakan masuk kedalam lubang bor, maka tahanan gesekan yang cukup besar akan berkembang dan berfungsi sebagai penyumbat atau penahan aliran.

##### 2.) *Flaky* Material

Material *flakes* terdiri dari *cellophane*, *mica* (halus dan kasar), *cotton seed hulls*, *vermiculite* dan *kwikseal* (kombinasi serabut, bungkil dan keping-kepingan). Material ini apabila disirkulasikan kedalam lubang bor, maka akan terletak melintang lurus dimuka formasi, dan selanjutnya akan menutup rekahan yang ada. Jika cukup kuat menahan tekanan kolom lumpur, maka material ini akan

membentuk *filter cake* yang luas dan kompak. Apabila tidak cukup kuat menahan tekanan kolom lumpur, maka material ini akan terdorong masuk kedalam rekahan dan aksi penutupan rekahannya sama dengan material *fibrous*

### 3.) *Grannular* Material

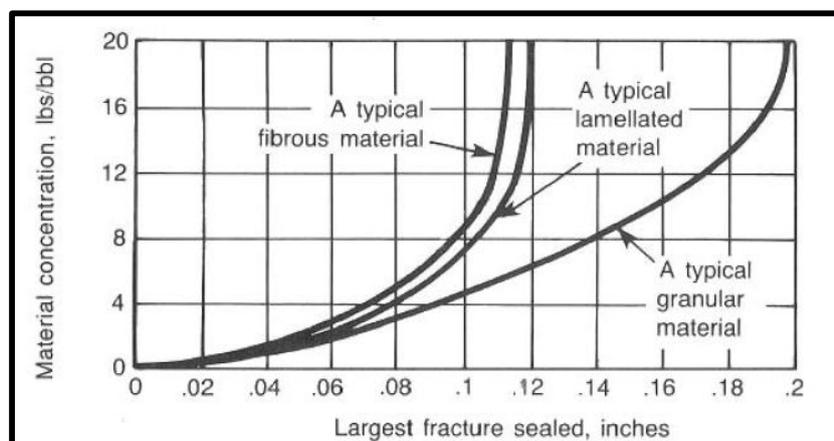
Material *granullar* terdiri dari *nut shells, nut plug, tuff plug, coarse bentonite, ground plastic, ground tires, asphalt*. Dari hasil tes pengaruh konsentrasi *loss circulation material* terhadap besarnya *fracture* yang berhasil ditutup maka material *granular* adalah yang paling baik dibandingkan dengan material jenis lainnya.

*Loss Circulation Material* (LCM) mempunyai kriteria sebagai berikut :

- Material harus dapat bercampur baik dengan lumpur
- Material harus kuat dan tidak mudah hancur dan berpindah
- Material tidak menyebabkan pipa terjepit
- Material tidak menyebabkan kerusakan formasi.

Perlu diketahui dalam penggunaan LCM ini dapat dikombinasikan dari berbagai jenis dan ukuran (dari lembut, medium, dan kasar). Adapun keuntungan dari penyumbatan dengan LCM adalah :

- Membentuk lebih banyak *permanent bridge* didalam formasi rekah
- Material penyumbat tidak mudah tererosi oleh adanya pergerakan fluida dan pipa didalam lubang bor.



**Gambar 3.5.**  
**Ringkasan Test Evaluasi *Lost Circulation Material***  
 (Neal J. Adams, 1985)

Material	Type	Description	Concentration lbs/bbl	Largest fracture sealed Inches					
				0	.04	.08	.12	.16	.20
Nut shell	Granular	50% - 3/16 + 10 Mesh 50% - 10 + 100 Mesh	20	█	█	█	█	█	█
Plastic	"	"	20	█	█	█	█	█	█
Limestone	"	"	40	█	█	█	█	█	█
Sulphur	"	"	120	█	█	█	█	█	█
Nut shell	"	50% - 10 + 16 Mesh	20	█	█	█	█	█	█
		50% - 30 + 100 Mesh		█	█	█	█	█	█
Expanded Perlite	"	50% - 3/16 + 10 Mesh	60	█	█	█	█	█	█
		50% - 10 + 100 Mesh		█	█	█	█	█	█
Cellophane	Lamellated	3/4 in. Flakes	8	█	█	█	█	█	█
Sawdust	Fibrous	1/4 in. Particles	10	█	█	█	█	█	█
Prairie Hay	"	1/2 in. Fibers	10	█	█	█	█	█	█
Bark	"	3/8 in. Fibers	10	█	█	█	█	█	█
Cotton seed hulls	Granular	Fine	10	█	█	█	█	█	█
Prairie Hay	Fibrous	3/8 in. Particles	12	█	█	█	█	█	█
Cellophane	Lamellated	1/2 in. Flakes	8	█	█	█	█	█	█
Shredded wood	Fibrous	1/4 in. Fibers	8	█	█	█	█	█	█
Sawdust	"	1/16 in. Particles	20	█	█	█	█	█	█

**Gambar 3.6.**  
**Efek Penambahan Konsentrasi LCM pada Penutupan**  
**Rekahan**  
 (Neal J. Adams, 1985)

Berdasarkan **Gambar 3.5.** diatas bisa dilihat efek dari besarnya konsentrasi *lost circulation material* terhadap besarnya *fracture* (rekahan) yang berhasil disumbat dan bisa disimpulkan bahwa material tipe *granular* adalah yang terbaik dalam menyumbat zona hilang lumpur.

### 3.5. Mengatasi *Loss circulation* Saat Pemboran

#### 3.5.1. Teknik Penyumbatan

Teknik penyumbatan dengan LCM untuk mengatasi hilang lumpur, dapat digunakan untuk semua jenis *loss*. Teknik penyumbatan dengan menggunakan *Loss Circulation Material* ini dilakukan sesuai dengan *Standart Operating Procedure* (SOP) perusahaan. Adapun teknik penyumbatan zona *loss* untuk berbagai klasifikasinya, sebagai berikut :

##### a.) *Seepage Loss* (< 0.2 Bbls/menit)

- Upaya awal dengan menambahkan  $\text{CaCO}_3$  dalam sistem sambil menurunkan *Mud Density* sampai minimum nilai *over balance*.
- Untuk *Seepage loss* dioptimalkan agar menggunakan  $\text{CaCO}_3$  agar tidak terbuang saat sirkulasi melewati shale shaker.

- Jika dengan  $\text{CaCO}_3$  belum berhasil, dapat ditambahkan LCM ke dalam sistem dengan konsentrasi yang cukup sesuai dengan rekomendasi dari *Mud Engineer* untuk mengatasi *Loss Circulation*.
- Sirkulasi sambil turunkan *flowrate* dengan *annular velocity* minimum tercapai dengan LCM tetap di dalam sistem. *Drilling Mud* yang keluar dari lubang bor jangan melewati *mud screen* sampai kondisi *loss* teratasi.
- Setelah *loss* teratasi, lanjut bor dengan melewati *mud screen*.

**b.) *Partial Loss* (> 0.2 Bbls/menit dan masih terdapat *return* dipermukaan)**

- Turunkan *flowrate* dengan batasan *annular velocity* minimum tercapai dan menurunkan secara bertahap SG *Drilling Mud* jika memungkinkan sambil menunggu persiapan LCM *Pills*.
- Tambahkan LCM (F, M, C) kedalam sistem lumpur dengan konsentrasi 2-3 ppb (tergantung dari *rate partial loss*). Jika *rate loss* tidak mengecil, maka lanjut ke langkah No.2.
- Spot min.40 bbl LCM 40-80 ppb (tergantung BHA yang digunakan jika menggunakan BHA *directional* sesuaikan dengan rekomendasi *DD Engineer*).
  - *Bentonite* dapat digunakan sebagai *viscosifier* hingga 40-60 ppb untuk *non-prospect zone*.
  - Berat LCM harus lebih tinggi dari berat lumpur yang digunakan (sebagai acuan gunakan ECD saat *drilling*).
- Cabut rangkaian sampai diatas top LCM atau sampai posisi rangkaian aman (*cased hole*). Desak LCM dengan lakukan pemompaan *slow pump rate*, sambil pengamatan *rate loss*. Jika *rate loss* tetap ulangi langkah 2 dengan menambah konsentrasi dan volume LCM yang dipompakan. Jika *rate loss* berkurang atau hilang lanjut ke langkah 4.
- Masuk rangkaian sampai dasar, lakukan sirkulasi bertahap hingga GPM *drilling* tercapai dengan posisi *by pass shale shaker* (LCM agar tidak terbuang) sambil mengamati *rate loss*. Jika *loss* kembali

terjadi ulangi langkah 2-4, jika *loss* hilang / memungkinkan untuk lanjut *drilling* maka lanjut *drilling* (dengan posisi *shale shaker* tidak di *by pass*).

- Jika 3x spot LCM belum berhasil mengatasi *loss*, lakukan *cement plug*. Jika *loss* terjadi di daerah prospek gunakan semen karbonat.

**c.) Total (No Return)**

- Spot LCM, cabut rangkaian sampai posisi aman sambil *fill up annulus*.
- Lakukan upaya sebagaimana penanganan *partial loss* tetap tidak teratasi maka lakukan langkah 3.
- Cabut rangkaian sampai *casing hole*, sambil observasi *loss* dan menyiapkan *Drilling Mud/ LC/ BD/ BDO/ BDO<sub>2</sub>C*.

Catatan : Jika menggunakan BHA *Directional*, cabut sampai permukaan *Laydown directional toll* dan masuk rangkaian pahat *open nozzle* dengan *rotary BHA* atau *Open End*.

### 3.5.2. Teknik *Blind Drilling*

Teknik pemboran *blind drilling* merupakan teknik pemboran yang dilakukan dimana sirkulasi lumpurnya tidak ada akibat semua lumpur terserap (*loss*) kedalam formasi. Fluida umumnya membawa *cutting* masuk ke dalam *zona loss*, sehingga dapat menutup formasi. Tetapi metode ini sangat berbahaya, karena *cutting* bisa tidak terangkat kepermukaan, dimana hal ini dapat menyebabkan *cutting* menumpuk didalam lubang bor sehingga dapat menyebabkan pipa terjepit/*pipe stuck*. Selain itu, *cutting-cutting* yang tidak terangkat kepermukaan dapat menyebabkan tidak bisanya melakukan analisa *log* sampel batuan. Metode ini biasanya dilakukan bila tekanan normal dan air tersedia dalam jumlah yang banyak.

Dalam menggunakan metode *blind drilling*, kita harus melihat beberapa prasyarat untuk dapat dilakukannya *blind drilling*. Adapun syarat-syaratnya sebagai berikut :

- Harus dilakukan identifikasi formasinya yang meliputi jenis *lithology* batuan dan jenis rekahannya.
- Harus dilakukan identifikasi besarnya tekanan formasi (Pf)
- Harus dilakukan identifikasi potensi *well kick* dan jenis fluida *kicknya* (air atau gas)
- Dan apakah ketersediaan daya dukung material (lumpur dan air) dan peralatan pemboran mencukupi atau tidak.

Dalam menggunakan metode *blind drilling* maka salah satu fungsi lumpur tidak berjalan dengan baik, yaitu fungsi dari pengangkatan *cutting* yang menjadi kurang maksimal, sehingga dapat berpotensi terjadinya *pipe stuck*/pipa terjepit karena *cutting* menumpuk di lubang bor. Hal ini dapat ditanggulangi dengan melakukan pemompaan fluida *hivis* lewat *drill string* dan juga melakukan *wiper trip* secara berkala sehingga *cutting* dapat terangkat dan masuk ke dalam *loss zone* sehingga *problem* pipa terjepit dapat dihindari. Untuk melakukan operasi menggunakan metode *blind drilling*, harus melakukan pemantauan dan *re-design* terhadap parameter-parameter yang dapat menyebabkan *pipe sticking*. Adapun parameter-parameter tersebut sebagai berikut :

### 3.5.2.1. Faktor Hidrolik

Salah satu parameter yang harus dilakukan pemantauan ialah faktor hidrolik. Pada parameter ini perlu dilakukan pengaturan pada tekanan hidrostatik (Ph) dan *bottom hole circulating pressure* (BHCP). Adapun caranya seperti berikut:

#### a. Penentuan Tekanan Hidrostatik *Re-design*

Untuk melakukan tekanan hidrostatik *re-design* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$Ph = Pf + 200 \text{ psi} \dots\dots\dots(3-39)$$

#### b. Penentuan Densitas Lumpur *Re-design*

Untuk melakukan densitas lumpur *re-design* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$M_w = \frac{Ph_{re-design}}{0,052 \times Depth} \dots\dots\dots(3-40)$$

Keterangan :

$P_{re-design}$  = Tekanan Hidrostatik *re-design*, psi

**c. Penentuan *Bottom Hole Circulating Pressure (BHCP) Re-design***

Untuk melakukan BHCP *re-design* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$BHCP_{Re-design} = P_{rf} - 100 \text{ psi} \dots\dots\dots(3-41)$$

Keterangan :

$BHCP_{re-design}$  = *Bottom Hole Circulating Pressure Re-design*, psi

**d. Penentuan *Equivalent Circulating Density (ECD) Re-design***

Untuk melakukan ECD *re-design* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$ECD = \frac{BHCP_{re-design}}{0,052 \times Depth} \dots\dots\dots(3-42)$$

**e. Penentuan Tekanan Pompa *Re-design***

Untuk melakukan tekanan pompa *re-design* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$P_{pompa} = BHCP_{re-design} - P_{h_{re-design}} + \Delta P_{ds} \dots\dots\dots(3-43)$$

## BAB IV

### PENGOLAHAN DATA DAN PERHITUNGAN *LOSS CIRCULATION*

Pada penulisan skripsi ini dilakukan analisa dan evaluasi terhadap sumur “DN” pada lapangan “NW”. Pemboran pada sumur “DN” lapangan “NW” ini merupakan sumur eksplorasi, yang bertujuan untuk menambah titik serap hidrokarbon pada formasi cibulakan atas. Sumur “DN” pada lapangan “NW” berupa sumur vertikal. Pemboran yang direncanakan akan mencapai kedalaman hingga 2517 m atau 8257.8 ft.

Sumur “DN” mulai dioperasikan pada 20 Maret 2018 dan berakhir pada 14 Agustus 2018. Dimana menggunakan masing-masing casing pada tiap trayek yaitu *Conductor* menggunakan 30” casing, *Surface* menggunakan 13  $\frac{3}{8}$ “, *Intermediete* menggunakan 9  $\frac{5}{8}$ “, dan *Production* menggunakan 7“. Trayek yang dianalisa pada penulisan skripsi ini adalah pada trayek *intermediate* (9  $\frac{5}{8}$ “).

#### 4.1. Pengumpulan Dan Persiapan Data Pemboran Sumur “DN”

Data pada *sub-bab* ini berupa data sumur, data litologi yang di tembus, data penggunaan peralatan pemboran yang digunakan, dan data lumpur. Adapun data-datanya sebagai berikut :

##### 4.1.1. Data Sumur

Data sumur “DN” pada lapangan “NW” dimaksudkan untuk melakukan evaluasi terhadap ditemukannya masalah *Loss Circulation* pada pemboran yang telah direncanakan sebelumnya. Berikut data sumur pada pemboran Sumur “DN” :

Nama Sumur	: Sumur DN
Jenis Pemboran	: Sumur Vertikal
Klasifikasi Sumur	: Pemboran sumur Eksplorasi
Selubung	: 30" Stove pipe : 30 m
	20" K-55, 94 ppf BTC R3 : 299 m
	13-3" K-55, 54.5 & 68 ppf, BTC, R3 : 913 m

9-5/8" N-80, 43.5 ppf, BTC R3 : 1902 m

7"L-80, 29 ppf, BTC R3 : 2514 m, TOL 7" : 1820 m

Kedalaman Akhir : 2517 m / 8257,87 ft

#### 4.1.2. Data Litologi

Data litologi sumur "DN" pada lapangan "NW" dimaksudkan untuk melakukan mengetahui jenis litologi batuan yang ditembus pada tiap-tiap *interval*. *Loss circulation* pada sumur "DN" lapangan "NW" terjadi pada trayek. Masalah *loss* pada sumur tersebut terjadi pada saat pemboran menembus formasi cibulakan atas. Litologi pada kedalaman terjadinya *loss circulation* dilakukan dengan pembacaan hasil running mud logging. Litologi dapat dilihat pada **Tabel IV-1** sebagai berikut:

**Tabel IV-1.**  
**Data Litologi Tiap Kedalaman Pada Trayek**

Interval Depth	Interval Depth	Lithologi
m MD	FT MD	
114	374.0	<i>claystone</i>
300	984.3	<i>claystone</i>
572	1876.6	<i>shale</i>
612	2007.9	<i>shale</i>
784	2572.2	<i>shale</i>
907	2975.7	<i>shale- limestone</i>
915	3002.0	<i>shale</i>
917	3008.5	<i>shale</i>
1057	3467.8	<i>shale</i>
1058	3471.1	<i>limestone</i>
1083	3553.1	<i>limestone</i>
1317	4320.9	<i>shale-limestone</i>
1321	4334.0	<i>limestone</i>
1504	4934.4	<i>shale- limestone</i>
1734	5689.0	<i>siltstone</i>
1760	5774.3	<i>siltstone</i>
1868	6128.6	<i>limestone</i>
1904	6246.7	<i>limestone</i>
1907	6256.6	<i>shale</i>
2038	6686.4	<i>shale</i>

**Tabel IV-1. (Lanjutan)  
Data Litologi Tiap Kedalaman Pada Trayek**

Interval Depth	Interval Depth	Lithologi
m MD	FT MD	
2210	7250.7	shale
2222	7290.0	volcanic
2228	7309.7	volcanic
2232	7322.8	volcanic
2270	7447.5	volcanic
2278	7473.8	volcanic
2323	7621.4	volcanic
2326	7631.2	volcanic
2369	7772.3	volcanic
2439	8002.0	volcanic
2504	8215.2	volcanic
2517	8257.9	volcanic

#### 4.1.3. Data Penggunaan Peralatan Pemboran

Data penggunaan peralatan pemboran pada sumur “DN” pada lapangan “NW” dimaksudkan untuk mengevaluasi penyebab *loss* dalam perhitungan faktor mekanis. Adapun data-data peralatan yang dimaksud ialah data *Weight On Bit* (WOB), *Rotary per Menit* (RPM), *Rate of Penetration* (ROP), *Mud Weight*, dan *bit* pada masing-masing trayek. Data peralatan pemboran yang digunakan pada sumur “DN” lapangan “NW” dapat dilihat pada **Tabel IV-2** sebagai berikut :

**Tabel IV-2.  
Data Penggunaan Peralatan Pemboran Pada  
Sumur “DN” Lapangan “NW”**

DEPTH	WOB	RPM	ROP	ROP	MW	Bit
(ft)	1000 lb	Rpm	(mpm)	(ft/hour)	(actual)	(dB)
374.0	4	40	3	589.4	8.7	26
984.3	6	60	3	589.4	9.6	26
1876.6	5	60	2.2	432.2	9.6	26
2007.9	3	60	2.1	406.7	9.6	26
2572.2	4	65	2.5	491.1	9.6	26
2975.7	6	80	4.5	884.1	9.6	26
3002.0	6	60	15	2946.9	9.7	17 1/2

**Tabel IV-2. (Lanjutan)**  
**Data Penggunaan Peralatan Pemboran Pada**  
**Sumur “DN” Lapangan “NW”**

<b>DEPTH</b>	<b>WOB</b>	<b>RPM</b>	<b>ROP</b>	<b>ROP</b>	<b>MW</b>	<b>Bit</b>
<b>(ft)</b>	<b>1000 lb</b>	<b>Rpm</b>	<b>(mpm)</b>	<b>(ft/hour)</b>	<b>(actual)</b>	<b>(dB)</b>
3008.5	9.0	60.0	20.0	3929.1	9.7	17 1/2
3467.8	7.0	65.0	3.4	669.9	9.7	17 1/2
3471.1	8.0	65.0	1.5	294.7	9.7	17 1/2
3553.1	9.0	80.0	5.2	1021.6	9.7	17 1/2
4320.9	16.0	80.0	3.6	707.2	9.8	17 1/2
4334.0	16.0	80.0	3.6	707.2	9.8	17 1/2
4934.4	9.0	80.0	4.1	805.5	9.7	17 1/2
5689.0	10.0	80.0	4.2	825.1	9.7	17 1/2
5774.3	10.0	80.0	5.0	982.3	9.7	17 1/2
6128.6	14.0	140.0	5.0	982.3	9.7	17 1/2
6246.7	17.0	120.0	12.9	2528.4	11.2	12 1/4
6256.6	7.0	65.0	14.0	2750.4	11.2	12 1/4
6686.4	6.0	65.0	5.6	1100.2	11.2	12 1/4
7250.7	6.0	60.0	4.9	954.8	11.2	12 1/4
7290.0	7.0	80.0	7.1	1394.8	11.2	12 1/4
7309.7	15.0	120.0	3.9	766.2	11.2	12 1/4
7322.8	18.0	125.0	111.0	21806.8	11.2	12 1/4
7447.5	17.0	68.0	15.2	2986.2	11.2	12 1/4
7473.8	18.0	60.0	15.0	2946.9	11.2	12 1/4
7621.4	17.0	70.0	9.6	1886.0	11.2	12 1/4
7631.2	21.0	70.0	20.6	4047.0	11.2	12 1/4
7772.3	17.0	75.0	14.3	2809.3	11.2	12 1/4
8002.0	17.0	70.0	16.2	3182.6	11.2	12 1/4
8215.2	20.0	75.0	18.9	3713.0	11.2	12 1/4
8257.9	18.0	75.0	32.0	6286.6	11.0	8 1/2

#### 4.1.4. Data Lumpur

Data penggunaan lumpur pada sumur “DN” pada lapangan “NW” dimaksudkan untuk mengevaluasi apakah penggunaan lumpur yang digunakan selama pemboran berlangsung menjadi faktor penyebab *loss circulation* atau tidak. Adapun data penggunaan lumpur yang digunakan pada sumur “DN” lapangan “NW” pada pemboran dapat dilihat pada **Tabel IV-3** sebagai berikut :

**Tabel IV-3.**  
**Data Penggunaan Lumpur Pemboran Pada Sumur “DN” Lapangan “NW”**

<b>DEPTH</b>	<b><math>\rho</math></b>	<b>PV</b>	<b>YP</b>	<b>Q 300</b>	<b>Q 600</b>
<b>(ft)</b>	<b>ppg</b>	<b>cps</b>	<b>lb/100 sqft</b>		
374.0	8.7	16	22	38	54
984.3	9.6	16	22	38	54
1876.6	9.6	16	22	38	54
2007.9	9.6	14	22	36	50
2572.2	9.6	14	23	37	51
2975.7	9.6	14	23	37	51
3002.0	9.7	12	25	37	49
3008.5	9.7	18	25	43	61
3467.8	9.7	19	24	43	62
3471.1	9.7	22	27	49	71
3553.1	9.7	30	34	64	94
4320.9	9.8	25	34	59	84
4334.0	9.8	25	34	59	84
4934.4	9.7	18	25	43	61
5689.0	9.7	19	24	43	62
5774.3	9.7	23	34	57	80
6128.6	9.7	25	38	63	88
6246.7	11.2	17	31	48	65
6256.6	11.2	27	35	62	89
6686.4	11.2	27	34	61	88
7250.7	11.2	26	33	59	85
7290.0	11.2	25	34	59	84
7309.7	11.2	24	36	60	84
7322.8	11.2	28	37	65	93
7447.5	11.2	26	38	64	90
7473.8	11.2	27	38	65	92
7621.4	11.2	26	38	64	90
7631.2	11.2	31	38	69	100
7772.3	11.2	20	28	48	68
8002.0	11.2	24	33	57	81
8215.2	11.2	22	33	55	77
8257.9	11.0	22	35	57	79

## 4.2. Evaluasi Pelaksanaan Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW”

### 4.2.1. Evaluasi *Loss Circulation* Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW”

Pada pelaksanaan pemboran sumur “DN” lapangan “NW” terjadi *loss circulation*, dimana pada trayek ini terjadi *loss circulation* pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 ft, 7250.6 ft, 7290.0 ft, 7447.5 ft, 7473.735 ft dan 8257.8 ft . Adapun rincian *type loss* pada **Tabel IV-4** sebagai berikut :

**Tabel IV-4.**  
**Type Loss Pada Sumur “DN” Lapangan “NW”**

Depth	Problem	Besar Loss		Keterangan	Formasi
		Dynamic (bpm)	Static (bpm)		
3467.8 ft	<i>Total Loss</i>	2- 4	1 - 2	Tidak Ada Aliran Kembali	Shale-Limestone
		4			
3471.1 ft	<i>Total Loss</i>	5 - 6	0	Tidak Ada Aliran Kembali	
3553.1 ft	<i>Total Loss</i>	4 - 5		Tidak Ada Aliran Kembali	Limestone
		1,3			
		1 - 3			
7250.6 ft	<i>Partial Loss</i>	9,5		Stabil	Shale
		7			
		3,3	2,9		
		2,2			
		0,2			
		1			
7290.0 ft	<i>Partial Loss</i>	2		Stabil	Volcanic
		1,6			
		1,2			
		5			
		2,4			
		3,5			
		2,2			
7447.5 ft	<i>Partial Loss</i>	2,0-2,5		Stabil	Volcanic
		0,8-1,0			
		0,8			
7473.7 ft	<i>Partial Loss</i>	1,5		Stabil	Volcanic
		0,3			
		0,9			

**Tabel IV-4. (Lanjutan)**  
**Type Loss Pada Sumur “DN” Lapangan “NW”**

Depth	Problem	Besar Loss		Keterangan	Formasi
		Dynamic (bpm)	Static (bpm)		
8257.8 ft	Partial Loss	0,8-1,2		Stabil	Volcanic
		1			
		0,7			
		0,9			
		0,3			
		0,7			
		0,9			
		0,6			
		0,3			
		0,5			

#### 4.2.2. Evaluasi Terhadap Formasi

Pada pemboran sumur “DN” lapangan “NW” telah dilakukan *running mud logging*. *Mud logging* merupakan rangkaian kerja *logging* yang berguna untuk mengetahui apakah lumpur mengandung hidrokarbon atau tidak, dan mengetahui jenis formasi batuan yang ditembus sehingga dapat diketahui penyebab permasalahan *loss circulation* apakah berasal dari faktor formasi ataupun faktor mekanisnya. Adapun hasil dari pelaksanaan *running mud logging* pada pemboran dapat dilihat pada **Tabel IV-1**

Berdasarkan data formasi batuan yang ditembus pada dapat diketahui bahwa formasi yang ditembus sebagian besar merupakan formasi dengan batuan *shale* atau batu lempung dan *limestone* atau batu karbonat. *Shale* atau batu lempung merupakan batuan sedimen (*sedimentary rock*) yang mempunyai ukuran butir *clay*/lempung/sangat halus yaitu  $< 0,004$  mm, dimana jenis batuan ini merupakan batuan yang terbuat dari *clay* dan *sandstone*. Umumnya, *shale* mempunyai porositas besar namun permeabilitasnya kecil karena adanya *capillary forces* yang menghalangi mudahnya aliran fluida melalui *small pore throats*. Sedangkan *limestone* atau batu gamping merupakan batuan karbonat (*carbonate rock*) dimana pada jenis batuan ini terkadang susah untuk diprediksi kualitas *reservoirnya* karena *carbonate* banyak di *drive* oleh *diagenetic porosity*.

Umunya *limestone* termasuk kedalam kategori formasi alami yang dapat menyebabkan *loss* dengan jenis *cavernous* atau *vugular formation*. Jenis formasi ini pada prinsipnya *zone cavernous* atau *vugular*, *vugs* dihasilkan oleh aliran yang kontinyu dari air alami, yang menghancurkan bagian dari matriks batuan menjadi encer dan larut. Ketika formasi ini ditembus, lumpur akan hilang ke formasi dengan cepat. *Volume* lumpur yang hilang tergantung pada derajat *vug* yang saling berhubungan. Sedangkan *cavernous* dapat terjadi karena pendinginan magma.

#### 4.2.3. Evaluasi Faktor Mekanis

Evaluasi faktor mekanis pada pemboran dilakukan untuk memperkuat hasil penyebab dari hilangnya lumpur pada saat operasi pemboran berlangsung. Evaluasi perhitungan faktor mekanis yang dilakukan untuk membuktikan penyebab hilangnya lumpur meliputi : perhitungan tekanan formasi, tekanan rekah formasi, tekanan hidrostatik, dan tekanan *surge*.

##### 4.2.3.1. Perhitungan Tekanan Formasi

Tekanan formasi pada pemboran dicari untuk mengetahui kemampuan dari formasi untuk menahan densitas lumpur sehingga densitas lumpur dapat direncanakan dengan baik. Perhitungan tekanan formasi yang digunakan pada pemboran dengan menggunakan metode *d-exponent*.

ROP : 589,3 ft/hr

WOB : 4 x 1.000 lb

RPM : 40 rpm

MW : 8,75 ppg

*Bit Diameter* : 12,25 in

*Depth* : 374,0 ft

- a. Menghitung *d-exponent* dengan **Persamaan (3-1)**

$$d = \log (589,3 / (60 \times 40)) / \log (12 \times 4 / (1.000 \times 12,25))$$

$$d = 0,2$$

- b. Menghitung *d-exponent* koreksi dengan **Persamaan (3-2)**

$$dc = 0,2 \times \frac{9}{8,75} = 0,2$$

- c. Hasil perhitungan “d” *exponent corrected* sumur “DN” untuk setiap interval kedalaman. Menghitung *equivalent mud weight* dengan **Persamaan (3-3)**

$$EMW = \frac{9 \times 0,2}{0,229} - 0,3 = 8,4 \text{ ppg}$$

- d. Menghitung tekanan formasi dengan **Persamaan (3-4)**

$$Pf = 0,052 \times 8,4 \times 374,0 = 164,3 \text{ psi}$$

- e. Menghitung *gradient* tekanan formasi dengan **Persamaan (3-5)**

$$Gf = \frac{164,2}{374,0} = 0,4 \text{ psi/ft}$$

Perhitungan tekanan formasi dilakukan pada setiap kedalaman pemboran. Berikut tabulasi hasil tiap-tiap kedalaman yang telah dihitung dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel IV-5.**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Formasi Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW”**

DEPTH	Pf	Gf
(ft)	Psi	Psi/ft
374.0	164.3	0.4
984.3	474.9	0.5
1876.6	905.5	0.5
2007.9	968.9	0.5
2572.2	1241.2	0.5
2975.7	1448.6	0.5
3002.0	1461.7	0.5
3008.5	1477.8	0.5
3467.8	1703.4	0.5
3471.1	1705.0	0.5
3553.1	1745.3	0.5
4320.9	2123.3	0.5
4334.0	2147.8	0.5
4934.4	2423.8	0.5
5689.0	2794.4	0.5
5774.3	2836.3	0.5
6128.6	3010.4	0.5
6246.7	3528.4	0.6
6256.6	3533.9	0.6

**Tabel IV-5 (Lanjutan)**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Formasi Pada Pemboran Sumur “DN”**  
**Lapangan “NW”**

DEPTH	Pf	Gf
(ft)	Psi	Psi/ft
6686.4	3776.7	0.6
7250.7	4095.4	0.6
7290.0	4117.7	0.6
7309.7	4128.8	0.6
7322.8	4136.2	0.6
7447.5	4206.6	0.6
7473.8	4221.4	0.6
7621.4	4304.8	0.6
7631.2	4310.4	0.6
7772.3	4390.1	0.6
8002.0	4519.8	0.6
8215.2	4640.2	0.6
8257.9	4592.8	0.6

Dari hasil perhitungan tekanan formasi menggunakan metode *D-Exponent* diatas dapat diketahui bahwa gradien tekanan formasi berada pada keadaan *ubnormal* yang berupa *overpressure* dimana tekanan *over-pressure* adalah tekanan formasi yang berada di atas gradien tekanan hidrostatik normal (di atas gradien tekanan 0,465 psi/ft), dimana didapatkan pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 , 7250.6 ft, 7290.0 ft, , 7447.5 ft, 7473.7 ft dan 8257.8 ft rata-rata sebesar 0,5 dan 0,6 psi/ft yang berada sedikit diatas gradient tekanan normal.

#### **4.2.3.2. Perhitungan Tekanan Rekah Formasi**

Tekanan rekah formasi pada pemboran dicari untuk mengetahui batas maksimum kemampuan dari formasi untuk menahan tekanan sebelum formasi tersebut mulai rekah. Dengan mengetahui tekanan rekah formasi, kita dapat mengetahui pula batas densitas maksimum yang dapat dijadikan acuan agar densitas yang digunakan selama pemboran tidak melebihi densitas maksimumnya. Perhitungan tekanan rekah formasi yang digunakan pada pemboran dengan menggunakan metode *Hubbert & Wills*.

*Depth* : 374,0 ft

Tekanan Formasi (Pf) : 164,3 psi

- a. Menghitung *Gradient* Rekah Formasi dengan **Persamaan (3-11)**

Perhitungan *Gradient* rekah formasi, mengasumsikan  $S_z$  (*Overburden Stress Gradient*) sebesar 1 psi/ft. Sehingga perhitungannya :

$$Grf = \frac{1}{3} \left( 1 + \frac{2 \times 164,3}{374,0} \right) = 0,6 \text{ psi/ft}$$

- b. Menghitung Tekanan Rekah Formasi (Prf) dengan **Persamaan (3-12)**

$$Pfrac = 0,6 \times 374,0$$

$$Pfrac = 234,2 \text{ psi}$$

- c. Menghitung Densitas Maksimum (Berat Lumpur Maksimum) dengan **Persamaan (3-13)**

$$MW_{max} = \frac{0,6}{0,052}$$

$$Mw_{max} = 12,0 \text{ ppg}$$

Perhitungan tekanan rekah formasi dilakukan pada setiap kedalaman pemboran. Berikut tabulasi hasil tiap-tiap kedalaman yang telah dihitung dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel IV-6.**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Rekah Formasi Pada Pemboran Sumur “DN” Lapangan “NW”**

DEPTH	Grf	Prf	Max Mud Density
(ft)	Psi/ft	Psi	ppg
374.0	0.6	234.2	12.0
984.3	0.7	644.7	12.6
1876.6	0.7	1229.2	12.6
2007.9	0.7	1315.2	12.6
2572.2	0.7	1684.8	12.6
2975.7	0.7	1957.6	12.7
3002.0	0.7	1975.1	12.7
3008.5	0.7	1988.0	12.7
3467.8	0.7	2291.5	12.7
3471.1	0.7	2293.7	12.7
3553.1	0.7	2347.9	12.7

**Tabel IV-6. (Lanjutan)**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Rekah Formasi Pada Pemboran Sumur**  
**“DN” Lapangan “NW”**

DEPTH	Grf	Prf	Max Mud Density
(ft)	Psi/ft	Psi	ppg
4334.0	0.7	2875.7	12.8
4934.4	0.7	3260.6	12.7
5689.0	0.7	3759.3	12.7
5774.3	0.7	3815.6	12.7
6128.6	0.7	4049.8	12.7
6246.7	0.7	4434.5	13.7
6256.6	0.7	4441.5	13.7
6686.4	0.7	4746.6	13.7
7250.7	0.7	5147.2	13.7
7290.0	0.7	5175.1	13.7
7309.7	0.7	5189.1	13.7
7322.8	0.7	5198.4	13.7
7447.5	0.7	5286.9	13.7
7473.8	0.7	5305.5	13.7
7621.4	0.7	5410.3	13.7
7631.2	0.7	5417.3	13.7
7772.3	0.7	5517.5	13.7
8002.0	0.7	5680.5	13.7
8215.2	0.7	5831.9	13.7
8257.9	0.7	5814.5	13.5

Dari tabel di atas didapatkan hasil perhitungan tekanan rekah formasi dengan metode *Hubbert & Wills* dapat diketahui bahwa *Hubbert & Wills* mengasumsikan tekanan *overburdent* sebesar 1 psi/ft. sehingga didapatkan tekanan rekah formasi pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 2291.5 psi gradien tekanan formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 3471.1 ft sebesar 2293.7 psi dengan gradien tekanan formasi sebesar 0,7 psi/ft, lalu tekanan rekah formasi pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 5147.2 psi dengan gradien tekanan formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 7290.0 ft sebesar 5175.1 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 7447.5 ft sebesar 5286.9 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 7473.7 ft sebesar 5305.5 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft, sedangkan pada kedalaman 8257.8 ft didapatkan

tekanan rekah formasi sebesar 5814.5 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft.

#### 4.2.3.3. Perhitungan Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik pada pemboran dicari untuk mengimbangi tekanan formasi. Dimana, tekanan hidrostatik harus lebih besar daripada tekanan formasinya. Perhitungan tekanan rekah formasi yang digunakan pada pemboran sebagai berikut :

*Depth* : 1374,0 ft

Tekanan Formasi (Pf) : 164,2 psi

*Mw Actual* : 8,7 ppg

##### a. Perhitungan Tekanan Hidrostatik (Ph) dengan **Persamaan (3-7)**

Perhitungan tekanan hidrostatik dilakukan dalam satuan lapangan sebagai berikut :

$$Ph = 0,052 \times 8,7 \times 1374,0$$

$$Ph = 170,1 \text{ psi}$$

Perhitungan tekanan hidrostatik (Ph) dilakukan pada setiap kedalaman pemboran. Berikut tabulasi hasil tiap-tiap kedalaman yang telah dihitung dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel IV-7.**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Hidrostatik Pada Pemboran Sumur**  
**“DN” Lapangan “NW”**

<b>DEPTH</b>	<b>MW</b>	<b>Ph</b>
<b>(ft)</b>	<b>(actual)</b>	<b>(psi)</b>
374.0	8.7	170.1
984.3	9.6	490.3
1876.6	9.6	934.8
2007.9	9.6	1000.2
2572.2	9.6	1281.3
2975.7	9.6	1482.3
3002.0	9.7	1521.4
3008.5	9.7	1524.7

**Tabel IV-7. (Lanjutan)**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Hidrostatik Pada Pemboran Sumur**  
**“DN” Lapangan “NW”**

<b>DEPTH</b>	<b>MW</b>	<b>Ph</b>
<b>(ft)</b>	<b>(actual)</b>	<b>(psi)</b>
3467.8	9.7	1757.5
3471.1	9.7	1759.2
3553.1	9.7	1800.7
4320.9	9.7	2189.8
4334.0	9.7	2196.5
4934.4	9.7	2500.7
5689.0	9.7	2883.2
5774.3	9.7	2926.4
6128.6	9.7	3106.0
6246.7	11.2	3625.8
6256.6	11.2	3631.5
6686.4	11.2	3881.0
7250.7	11.2	4208.5
7290.0	11.2	4231.4
7309.7	11.2	4242.8
7322.8	11.2	4250.4
7447.5	11.2	4322.8
7473.8	11.2	4338.0
7621.4	11.2	4423.7
7631.2	11.2	4429.4
7772.3	11.2	4511.3
8002.0	11.2	4644.6
8215.2	11.2	4768.4
8257.9	11.0	4721.6

Dari tabel di atas didapatkan hasil perhitungan tekanan hidrostatik didapatkan tekanan hidrostatik pada kedalaman, pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 1757.5psi, lalu kedalaman 3471.1 ft sebesar 1759.2 psi, kemudian pada kedalaman 3553.1 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 1800.7 psi, dan pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 4208.5 psi, kemudian pada kedalaman 7290.0 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4231.4psi, lalu pada kedalaman 7447.5 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4322.8 psi, dan pada kedalaman 7473.7 ft didapatkan

tekanan hidrostatik sebesar 4338.0psi, sedangkan pada kedalaman 8257.8 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4721.6 psi. Dimana berdasarkan hasil tersebut, dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik pada kedalaman tersebut masih berada diatas tekanan formasi dan masih berada dibawah tekanan rekah formasinya. Sehingga dapat menjadi indikasi awal penyebab masalah *loss circulation* bukan berasal dari tekanan hidrostatik yang terlalu besar melebihi tekanan rekah formasinya.

#### 4.2.3.4. Perhitungan Tekanan Surge

Tekanan *surge* pada pemboran dicari untuk memastikan agar harga *pressure surge* tidak terlalu tinggi. Dimana, jika nilai *pressure surge* yang terlalu tinggi dapat menjadi salah satu penyebab permasalahan terjadinya hilang lumpur. Perhitungan tekanan *surge* yang digunakan pada pemboran sebagai berikut :

*Depth* : 1374,0 ft

Phidrostatik : 170,1 psi

*PLoss Total* : 3,7 psi

- a. Perhitungan Tekanan *Surge* dengan **Persamaan (3-13)**

$$P_{surge} = 170,1 + 3,7$$

$$P_{surge} = 173,8 \text{ psi}$$

Perhitungan tekanan *surge* dilakukan pada setiap kedalaman pemboran. Berikut tabulasi hasil tiap-tiap kedalaman yang telah dihitung dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel IV-8.**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan Surge Pada Pemboran**  
**Sumur “DN” Lapangan “NW”**

DEPTH (ft)	Ps Psi
374.0	173.8
984.3	494.3
1876.6	945.9
2007.9	1011.0
2572.2	1292.7
2975.7	1492.9
3002.0	1689.3
3008.5	1717.1

**Tabel IV-8. (Lanjutan)**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Tekanan *Surge* Pada Pemboran**  
**Sumur “DN” Lapangan “NW”**

DEPTH	Ps
(ft)	Psi
3467.8	1948.4
3471.1	1959.4
3553.1	2010.0
4320.9	2454.1
4334.0	2462.5
4934.4	2559.3
5689.0	2942.3
5774.3	2987.9
6128.6	3168.5
6246.7	4331.0
6256.6	4507.3
6686.4	4756.7
7250.7	5077.7
7290.0	4647.1
7309.7	4655.2
7322.8	4748.7
7447.5	4804.1
7473.8	4832.7
7621.4	4842.7
7631.2	4863.4
7772.3	4908.9
8002.0	5027.8
8215.2	5110.4
8257.9	5052.9

Dari tabel di atas didapatkan hasil perhitungan tekanan hidrostatik didapatkan tekanan *surge* pada kedalaman pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 1757.5psi, lalu pada kedalaman 3471.1 ft sebesar 1759.2 psi, kemudian pada kedalaman 3553.1 ft didapatkan tekanan *surge* sebesar 1800.7 psi, lalu pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 4208.5 psi, pada kedalaman 7290.0 didapatkan

tekanan *surge* sebesar 4231.4psi, pada kedalaman 7447.5 ft didapatkan tekanan *surge* sebesar 4322.8 psi dan pada kedalaman 7473.7 ft sebesar 4338.0 psi, sedangkan tekanan *surge* pada kedalaman 8257.8 ft sebesar 4721.6 psi. Dimana dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa tekanan surge yang berasal saat proses *round-trip* masih berada dibawah tekanan rekah formasinya, sehingga tekanan *surge* yang dihasilkan tidak menyebabkan masalah hilang lumpur.

#### 4.2.4. Evaluasi Faktor Hidrolika Lumpur Pemboran

Evaluasi hidrolika lumpur pada pemboran dicari untuk merancang program hidrolika lumpur, penerapan konsep hidrolika pahat (*bit*), dan perencanaan tenaga pompa yang baik sesuai dengan trayek pemboran yang sedang dikerjakan agar dapat mengatasi ditemukannya *problem-problem* pemboran yang timbul selama operasi pemboran berlangsung. Perhitungan hidrolika lumpur yang digunakan pada pemboran sebagai berikut :

<i>Depth</i>	: 374,0 ft	LCs	: 980 ft
Mw	: 8,7 ppg	IDDc	: $2\frac{4}{5}$ in
PV	: 16 Cp	ODDc	: 8 in
Yp	: 22 lb/100 sqft	LDc	: 25,26 ft
$\theta 300$	: 38	IDDp	: 4 in
$\theta 600$	: 54	ODDp	: 5 in
<i>Rate</i>	: 990 gpm	LDp	: 3.665,6 ft
Dh	: 26 in	Ph	: 170,1 psi
IDCs	: $19\frac{1}{8}$ in	At	: 78942,43 in <sup>2</sup>
ODCs	: 20 in	Cd	: 0,85

- a. Menentukan Kehilangan Tekanan pada *Surface Connection* dengan **Persamaan (3-24)**

$$P_{sc} = (1,4 \times 10^{-6}) \times (8,7)^{0,8} \times (990)^{1,8} \times (16)^{0,2} = 3,4 \text{ psi}$$

- b. Menentukan Sifat Aliran Fluida

- Menentukan Kehilangan Tekanan Pada Pipa

- Perhitungan aliran pada *drill pipe*

- Penentuan kecepatan aliran dengan **Persamaan (3-18)**

$$V = \frac{990}{2,448 \times (4)^2} = 25,2 \text{ ft/sec}$$

$$V = 1516,5 \text{ ft/min}$$

- ❖ Penentuan kecepatan aliran kritis dengan **Persamaan (3-20)**

$$V_c = \left( \frac{5,82 \times 10^4 \times 1,61}{8,7} \right)^{\left( \frac{1}{2-0,506} \right)} \times \left( \frac{1,6}{4} \right)^{\left( \frac{(3 \times 0,506) + 1}{4 \times 0,506} \right)}^{\left( \frac{0,506}{1-0,506} \right)} = 394,6 \text{ ft/min}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, didapatkan hasil  $V = 1516,5 \text{ ft/min}$  dan  $V_c = 394,5 \text{ ft/m}$ , maka jenis aliran pada *drill pipe* adalah aliran turbulen ( $V > V_c$ )

- ❖ Penentuan kehilangan tekanan pada *drill pipe* dengan aliran turbulen dengan **Persamaan (3-26)**

$$P = \frac{2,27 \times 10^{-7} \times (8,7)^{0,8} \times (1516,544)^{1,8} \times (16)^{0,2} \times (3665,65)}{(4)^{1,2}}$$

$$= 827,0 \text{ psi}$$

- Perhitungan aliran pada *Drill Collar*

- ❖ Penentuan kecepatan aliran dengan **Persamaan (3-18)**

$$V = \frac{990}{2,448 \times (2,8)^2} = 51,6 \text{ ft/sec}$$

$$V = 3094,1 \text{ ft/min}$$

- ❖ Penentuan kecepatan aliran kritis dengan **Persamaan (3-20)**

$$V_c = \left( \frac{5,82 \times 10^4 \times 1,61}{8,75} \right)^{\left( \frac{1}{2-0,506} \right)} \times \left( \frac{1,6}{2,8} \right)^{\left( \frac{(3 \times 0,506) + 1}{4 \times 0,506} \right)}^{\left( \frac{0,506}{1-0,506} \right)}$$

$$V_c = 445,3 \text{ ft/min}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, didapatkan hasil  $V = 3094,1 \text{ ft/min}$  dan  $V_c = 445,3 \text{ ft/min}$ , maka jenis aliran pada *drill collar* adalah aliran turbulen ( $V > V_c$ )

- ❖ Penentuan kehilangan tekanan pada *drill collar* dengan aliran turbulen dengan **Persamaan (3-26)**

$$P = \frac{2,27 \times 10^{-7} \times (8,7)^{0,8} \times (3094,988)^{1,8} \times (16)^{0,2} \times (25,26)}{(2,8)^{1,2}}$$

$$= 31,5 \text{ psi}$$

c. Menentukan Kehilangan Tekanan Pada *Annulus* dan *Drill String*

- Perhitungan aliran antara Lubang Bor dengan *Drill Pipe*

❖ Penentuan kecepatan aliran dengan **Persamaan (3-19)**

$$V = \frac{24,5 (990)}{26^2 - 5^2} = 37,2 \text{ ft/min}$$

❖ Penentuan kecepatan aliran kritis dengan **Persamaan (3-21)**

$$V_c = \left( \frac{3,878 \times 10^4 \times 1,61}{8,75} \right)^{\left( \frac{1}{2-0,506} \right)} \times \left( \frac{2,4 \times ((2 \times 0,506) + 1)}{(26-5) \times (3 \times 0,506)} \right)^{\left( \frac{0,506}{1-0,506} \right)}$$

$$V_c = 0,5 \text{ ft/min}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, didapatkan hasil  $V = 37,2 \text{ ft/min}$  dan  $V_c = 0,5 \text{ ft/m}$ , maka jenis aliran pada *annulus* antara lubang bor dengan *drill pipe* adalah aliran *Turbulen* ( $V > V_c$ )

❖ Penentuan kehilangan tekanan pada *annulus* antara lubang bor dengan *drill Pipe* dengan aliran Laminar dengan **Persamaan (3-27)**

$$P = \frac{7,7 \times 10^{-5} \times 8,7^{0,8} \times 990^{1,8} \times (5,00)^{0,2} \times 3665,65}{(26-5)^3 \times (26+5)^{1,8}}$$

$$= 0,1 \text{ Psi}$$

- Perhitungan aliran antara Lubang Bor dengan *Drill Collar*

❖ Penentuan kecepatan aliran dengan **Persamaan (3-19)**

$$V = \frac{24,5 (990)}{26^2 - 8^2} = 39,6 \text{ ft/min}$$

❖ Penentuan kecepatan aliran kritis dengan **Persamaan (3-21)**

$$V_c = \left( \frac{3,878 \times 10^4 \times 1,61}{8,75} \right)^{\left( \frac{1}{2-0,506} \right)} \times \left( \frac{2,4 \times ((2 \times 0,506) + 1)}{(26-8) \times (3 \times 0,506)} \right)^{\left( \frac{0,506}{1-0,506} \right)}$$

$$V_c = 211,6 \text{ ft/min}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, didapatkan hasil  $V = 39,6 \text{ ft/min}$  dan  $V_c = 211,6 \text{ ft/m}$ , maka jenis aliran pada *annulus* antara lubang bor dengan *drill collar* adalah aliran laminar ( $V < V_c$ )

❖ Penentuan kehilangan tekanan pada *Annulus* antara Lubang Bor dengan *Drill Collar* dengan aliran Laminar dengan **Persamaan (3-27)**

$$P = \left( \frac{2,4 \times 39,63}{(26-8)} \times \left( \frac{2 \times 0,506 + 1}{3 \times 0,506} \right) \right)^{(0,506)} \times \left( \frac{(1,61)(25,26)}{300(26-8)} \right) = 0,02 \text{ psi}$$

- Perhitungan aliran antara *Casing* dengan *Drill Pipe*

- ❖ Penentuan kecepatan aliran lumpur pemboran di *annulus* dengan **Persamaan (3-19)**

$$V = \frac{24,5 (990)}{19,125^2 - 5^2} = 71,1 \text{ ft/min}$$

- ❖ Penentuan kecepatan aliran kritis dengan **Persamaan (3-21)**

$$V_c = \left( \frac{3,878 \times 10^4 \times 1,61}{8,75} \right)^{\left( \frac{1}{2-0,506} \right)} \times \left( \frac{2,4 \times ((2 \times 0,506) + 1)}{(19,125 - 5) \times (3 \times 0,06)} \right)^{\left( \frac{0,506}{1-0,506} \right)}$$

$$V_c = 0,5 \text{ ft/min}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, didapatkan hasil  $V = 71,1 \text{ ft/min}$  dan  $V_c = 0,5 \text{ ft/m}$ , maka jenis aliran pada *annulus* antara *casing* dengan *drill pipe* adalah aliran *turbulen* ( $V > V_c$ )

- ❖ Penentuan kehilangan tekanan pada *Annulus* antara *Casing* dengan *Drill Pipe* dengan aliran Laminar dengan **Persamaan (3-28)**

$$P = \frac{7,7 \times 10^{-5} \times Mw^{0,8} \times Q^{1,8} \times (PV)^{0,2} \times L}{(Dh - OD)^3 \times (Dh + OD)^{1,8}}$$

Dimana pada keadaan aliran turbulen, nilai  $p_v$  digantikan menggunakan **Persamaan (2-29)** berikut :

$$\mu = \frac{16}{3,2} = 5,0 \text{ p}$$

Sehingga kehilangan tekanan pada *Annulus* antara *Casing* dengan *Drill Pipe* dengan aliran Laminar sebagai berikut :

$$P = \frac{7,7 \times 10^{-5} \times 8,75^{0,8} \times 990^{1,8} \times (5,00)^{0,2} \times (980)}{(19,125 - 5)^3 \times (19,125 + 5)^{1,8}} = 0,1 \text{ psi}$$

- d. Menentukan Kehilangan Tekanan Pada *Bit*

Perhitungan kehilangan tekanan pada *bit* yang digunakan pada pemboran sebagai berikut :

- Perhitungan *Pressure loss* pada *Bit* dengan **Persamaan (3-32)**

$$P_{bit} = \frac{990^2 \times 8,75}{0,85^2 \times 78942,439 \times 12,028} = 5,91 \times 10^1 \text{ psi}$$

- e. Menentukan Kehilangan Tekanan Total

- Menghitung Kehilangan Tekanan Total pada pipa (*Drill String*) dengan **Persamaan (3-34)**

$$\Delta P_{annulus} = 0,02 \text{ psi} + 0,122 \text{ psi} + 0,168 \text{ psi} = 0,3 \text{ psi}$$

Maka kehilangan tekanan total pada *Drill String*, dengan **Persamaan (3-33)** sebagai berikut :

$$\Delta P_{ds} = 3,4 \text{ psi} + 0,3 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{ds} = 3,7 \text{ psi}$$

- Menghitung Kehilangan Tekanan Total Pompa (*Drill String*) dengan **Persamaan (3-36)**

$$\Delta P_{pipa} = 31,5 \text{ psi} + 827,1 \text{ psi} = 858,6 \text{ psi}$$

Maka kehilangan tekanan total pompa, dengan **Persamaan (3-35)** sebagai berikut :

$$\Delta P_{press} = 5,91 \cdot 10^1 \text{ psi} + 3,7 \text{ psi} + 858,6 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{press} = 862,9 \text{ psi}$$

- f. Menentukan ECD dan BHCP

- Penentuan *Equivalent Circulation Density* (ECD) dengan **Persamaan (3-37)**

$$ECD = \frac{3,718}{0,052 \times 374,015} + 8,7$$

$$ECD = 8,9 \text{ ppg}$$

- Penentuan *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP) dengan **Persamaan (3-38)**

$$BHCP = 0,052 \times 8,9 \times 374,0$$

$$BHCP = 173,8 \text{ psi}$$

Perhitungan faktor hidrolika lumpur pada sumur “DN” lapangan “NW” dilakukan pada setiap kedalaman pemboran. Tabulasi hasil pada tiap kedalaman yang telah dihitung dapat dilihat pada tabel berikut :

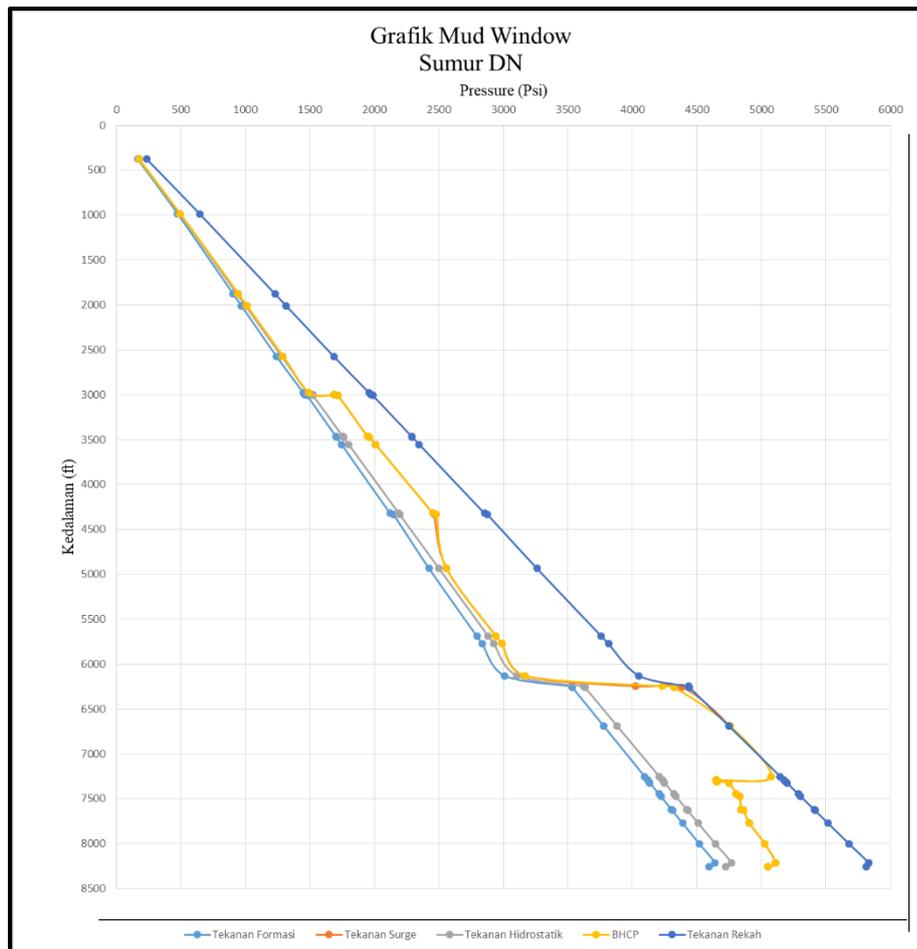
**Tabel IV-9a.**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Hidrolika Lumpur Pada Pemboran Sumur**  
**“DN” Lapangan “NW”**

<b>DEPTH</b>	<b>P<sub>sc</sub></b>	<b>P<sub>Dp</sub></b>	<b>P<sub>Dc</sub></b>	<b>P<sub>HDc</sub></b>	<b>P<sub>HDp</sub></b>	<b>P<sub>CsDp</sub></b>
<b>(ft)</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>
374.0	3.4	827.1	31.6	0.0	0.1	0.2
984.3	3.7	889.5	34.0	0.0	0.1	0.2
1876.6	3.7	889.5	97.0	0.1	1.1	6.2
2007.9	3.6	866.1	94.5	0.1	1.1	6.1
2572.2	3.6	866.1	94.5	0.1	1.1	6.7
2975.7	3.3	804.1	87.7	0.1	1.0	6.2
3002.0	3.4	820.7	89.5	0.3	8.4	155.9
3008.5	3.9	940.2	102.5	0.3	9.6	178.5
3467.8	3.8	933.4	101.8	0.3	9.6	177.2
3471.1	4.0	978.7	106.7	0.3	10.0	185.9
3553.1	4.2	1022.7	111.5	0.4	10.5	194.2
4320.9	5.3	1291.7	140.9	0.4	13.3	245.3
4334.0	5.4	1300.1	147.4	0.4	13.3	246.9
4934.4	12.8	1993.7	95.0	0.2	3.4	42.2
5689.0	13.0	2015.4	96.0	0.2	3.4	42.6
5774.3	13.5	2093.9	99.8	0.2	3.6	44.3
6128.6	13.7	2129.1	101.4	0.2	3.6	45.0
6246.7	14.1	2197.0	104.7	0.2	3.7	687.1
6256.6	17.5	2728.7	130.0	0.2	4.7	853.3
6686.4	17.5	2728.7	130.0	0.2	4.7	853.3
7250.7	17.4	2708.2	129.0	0.2	4.6	846.9
7290.0	8.3	1295.1	61.7	0.2	2.2	405.0
7309.7	8.3	1284.6	61.2	0.2	2.2	401.7
7322.8	10.0	1552.2	73.9	0.2	2.6	485.4
7447.5	9.6	1499.3	71.4	0.2	2.6	468.8
7473.8	9.9	1541.0	73.4	0.2	2.6	481.9
7621.4	8.4	1305.3	62.2	0.2	2.2	408.2
7631.2	8.7	1352.0	64.4	0.2	2.3	422.8
7772.3	8.0	1238.6	59.0	0.2	2.1	387.3
8002.0	7.7	1193.6	56.9	0.2	2.0	373.3
8215.2	6.8	1065.3	50.7	0.2	1.8	333.1
8257.9	6.6	1031.8	49.2	0.2	1.8	322.7

**Tabel IV-9b.**  
**Tabulasi Hasil Perhitungan Hidrolika Lumpur Pada Pemboran Sumur**  
**“DN” Lapangan “NW” (Lanjutan)**

<b>DEPTH</b>	<b>PumpPress</b>	<b>Pfriction</b>	<b>ECD</b>	<b>BHCP</b>
<b>(ft)</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>ppg</b>	<b>psi</b>
374.0	862.4	3.7	8.9	173.8
984.3	927.4	4.0	9.7	494.3
1876.6	997.6	11.1	9.7	945.9
2007.9	971.3	10.8	9.7	1011.0
2572.2	971.9	11.4	9.7	1292.7
2975.7	902.4	10.6	9.6	1492.9
3002.0	1078.2	168.0	10.8	1689.3
3008.5	1235.1	192.4	11.0	1717.1
3467.8	1226.1	190.9	10.8	1948.4
3471.1	1285.7	200.2	10.9	1959.4
3553.1	1343.5	209.3	10.9	2010.0
4320.9	1696.8	264.3	10.9	2454.9
4334.0	1713.6	266.1	11.0	2481.4
4934.4	2147.3	58.5	10.0	2559.3
5689.0	2170.6	59.2	9.9	2942.3
5774.3	2255.2	61.5	10.0	2987.9
6128.6	2293.1	62.6	9.9	3168.5
6246.7	3006.9	705.1	13.3	4234.4
6256.6	3734.4	875.7	13.9	4321.2
6686.4	3734.4	875.7	13.7	4756.7
7250.7	3706.3	869.2	13.5	5077.6
7290.0	1772.5	415.7	12.3	4647.1
7309.7	1758.1	412.4	12.2	4655.2
7322.8	2124.4	498.2	12.5	4748.6
7447.5	2051.9	481.3	12.4	4804.0
7473.8	2109.0	494.6	12.4	4832.6
7621.4	1786.5	419.0	12.2	4842.7
7631.2	1850.5	434.0	12.3	4863.4
7772.3	1695.1	397.6	12.1	4908.9
8002.0	1633.6	383.1	12.1	5027.7
8215.2	1458.1	342.0	12.0	5110.4
8257.9	1412.3	331.3	11.8	5052.9

Berdasarkan perhitungan tekanan yang dilakukan, didapatkan identifikasi hasil bahwa tekanan rekah formasi masih diatas tekanan formasi, tekanan hidrostatik, tekanan *surge*, dan BHCP ECD nya ( $P_{rf} > P_f, P_h, P_s, BHCP$ ) dapat dilihat pada grafik *mud window* sebagai berikut :



**Gambar 4.1.**  
**Grafik Mud Window**

Berdasarkan **Gambar 4.1.** yang berupa *plotting* tekanan formasi, tekanan *surge*, tekanan hidrostatik, BHCP dan tekanan rekah formasi vs *depth* (ft) atau biasa disebut dengan *pressure window* dapat diketahui sebab-akibat dari besar-kecilnya tekanan dengan masalah pada saat pemboran. Apabila garis BHCP melewati garis tekanan rekah formasi, maka lumpur pemboran dapat meretakkan formasi dan mengakibatkan *loss circulation*. Apabila garis BHCP kurang dari garis tekanan formasi, maka lumpur pemboran akan mengalir kedalam sumur dan dapat mengakibatkan *kick*.

Metode perhitungan untuk menganalisa penyebab terjadinya lumpur pada sumur “DN” lapangan “NW” yaitu menggunakan beberapa metode perhitungan diantaranya perhitungan tekanan formasi, perhitungan tekanan hidrostatik, perhitungan tekanan rekah formasi, perhitungan tekanan *surge*, perhitungan *equivalent circulating density* (ECD), dan perhitungan *Bottom Hole Circulating Pressure* (BHCP).

**Tabel IV-10.**  
**Perbandingan Tekanan Saat Terjadi Masalah *Loss Circulation***

<b>DEPTH</b>	<b>Pf</b>	<b>Ps</b>	<b>Ph</b>	<b>BHCP</b>	<b>Prf</b>	<b>Besar</b>
<b>ft</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>Loss</b>
3467.8	1703.3	1948.4	1757.4	1948.4	2291.5	Total Loss
3471.1	1705.0	1959.3	1759.1	1959.3	2293.7	Total Loss
3553.1	1745.3	2010.0	1800.7	2010.0	2347.9	Total Loss
7250.6	4095.4	5077.6	4208.5	5077.6	5147.1	Partial Loss
7290.0	4117.6	4647.1	4231.3	4647.0	5175.1	Partial Loss
7447.5	4206.6	4804.0	4322.7	4804.0	5286.9	Partial Loss
7473.7	4221.4	4832.6	4338.0	4832.6	5305.5	Partial Loss
8257.8	4592.7	5052.8	4721.6	5052.8	5814.4	Partial Loss

Indikasi masalah *loss circulation* yang terjadi pada pemboran berdasarkan hasil perhitungan **TABEL IV-10** pada kedalaman 3467.8 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 1757.5 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 1703.3 psi, pada kedalaman 3471.1 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 1759.2 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 1705.0 psi, pada kedalaman 3553.1 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 1800.7 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 1745.3 psi, lalu pada kedalaman 7250.6 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4208.5 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4095.4 psi, dan pada kedalaman 7290.0 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4231.3 psi juga masih berada diaatas tekanan formasinya sebesar 4117.6 psi, lalu pada kedalaman 7447.5 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4322.8 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4206.6 psi, pada kedalaman 7473.7 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4338.0 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4221.4 psi, dan

pada kedalaman 8257.8 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4721.6 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4592.7 psi, sehingga dapat diindikasikan bahwa pada kedua kedalaman ini tidak terjadi masalah *kick*.

Sedangkan berdasarkan tekanan rekah formasi pada kedalaman 3471.1 ft tekanan rekah formasi sebesar 2293.7 psi, lalu pada kedalaman 3553.1 ft sebesar 2347.9 psi, lalu pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 5147.17 psi, pada kedalaman 7290.0 ft sebesar 5175.1 psi, pada kedalaman 7447.5 ft sebesar 5286.9 psi, dan pada kedalaman 8257.8 ft didapatkan hasil tekanan rekah formasi sebesar 5814.4 psi, dimana berdasarkan hal tersebut tekanan hidrostatik lumpur pada kedalaman diatas masih jauh berada dibawah tekanan rekah formasinya sehingga dapat diindikasikan bahwa penyebab terjadinya masalah *loss circulation* bukan diakibatkan dari tekanan hidrostatik lumpur yang terlalu besar sehingga dapat merekahkan formasi. Namun, masalah *loss circulation* terjadi diakibatkan oleh karakteristik formasi *loss* diatas itu sendiri, dimana formasi ini memiliki permeabilitas yang tinggi atau disebabkan adanya *cavernous* (gua-gua).

### 4.3. Evaluasi Penanggulangan *Loss Circulation*

Masalah *loss* pada kedalaman pemboran terjadi pada interval kedalaman 3467.8 ft – 3553.1 ft, 7250.6 ft – 7290.0 ft, 7447.5 ft -7473.7 ft, dan pada kedalaman 8257.8 ft. Berdasarkan data litologi yang ditembus hasil pembacaan dari *running mud logging* pada **Tabel IV-1** dapat diketahui bahwa pemboran sumur “DN” lapangan “NW” pada trayek menembus formasi batuan *limestone* (lempung/gamping). *Loss* yang di analisa diketahui pada 9 interval kedalaman yaitu pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 ft, 7250.6 ft, 7290.0 ft, 7447.5 ft, 7473.735 ft dan 8257.8 ft dapat dilihat pada **Tabel IV-4**. Evaluasi pada interval dan ditanggulangi menggunakan *Loss Circulation Material* (LCM)). Adapun masing-masing penanggulangannya sebagai berikut :

- Interval Kedalaman : 3467.8 ft

Pada pemboran kedalaman 3467.8 ft terjadi *loss circulation* dimana terindikasi *loss dynamic* 2-4 bpm, dan diatasi dengan *loss spot* 40 bbls LCM

(40 ppb, CaCO<sub>3</sub> F+M). Tapi pada saat di tanggulangi dengan LCM CaCO<sub>3</sub> masih belum bisa mengatasi *loss* tersebut dan masih terjadi *loss dynamic* 4 bpm saat pump-out, dan diatasi dengan spot 40 bbls LCM (40 ppb, CaCO<sub>3</sub> F+M). Lalu pada saat *fill up* annulus dengan 200, 170,84 gpm tidak ada aliran kembali, kemudian dilakukan spot 50 bbls LCM 40 ppg (CaCO<sub>3</sub> F/M) Displace dengan 280 gpm tidak ada aliran kembali. Kemudian diatasi dengan spot 35 bbls *Diaseal* M (1) konsentrasi 40 ppb, displace dengan 280 gpm, masih belum ada aliran kembali. Dilanjut atasi dengan *Diaseal* M (2) konsenrasi 40 ppb, displace dengan 82 gpm, masih belum ada aliran kembali. Terakhir diatasi dengan spot 35 bbls *Diaseal* M (2) konsentrasi 40 ppb, *displace* dengan 200 gpm sudah ada aliran kembali.

- Interval Kedalaman : 3471.1 ft -3553.1 ft

Pada pemboran kedalaman 3471.1 ft -3553.1 ft terjadi *loss* saat cabut sambil pompa rangkaian BHA dari 1083 mMD atau 3553.1 ft *loss dynamic* 1.3 bpm, lalu diatasi dengan spot 40 bbls LCM CaCO<sub>3</sub> 40 ppb. Dilanjut sirkulasi 500 gpm/675 psi sambil observasi well dengan *dynamic loss rate* 4-5 bpm masih belum ada aliran kembali. Kemudian diatasi dengan spot 40 bbls *Diaseal* M 40 ppb, masih belum berhasil. Lalu diatasi dengan LCM *Diaseal* M 40 ppb, sudah ada aliran kembali.

- Interval Kedalaman : 7250.6 ft

Pada pemboran kedalaman 7250.6 ft terjadi indikasi *loss dynamic* 9.5 bpm dengan 550 gpm pada spot-1, lalu dilakukan stop *drilling* lalu menurunkan *flowrate* ke 300 gpm, *dynamic loss* 7 bpm. Kemudian diatasi dengan 30 bbls LCM *Diaseal* M 40 ppb. Pada spot-2 mengalami static loss 2.9 bpm, kemudian diatasi dengan 30 bbls LCM *Diaseal* M 40 ppb. Lalu pada spot-3 terjadi *static loss* 1.4 bpm dan diatasi dengan 60 bbls LCM *Diaseal* M 40 ppb, *dynamic loss* 2.2 bpm dengan 312 gpm, aliran stabil. Kemudian pada spot-4 diatasi dengan 60 bbls LCM *Diaseal* M 40 ppb, *dynamic loss* 0.2 bpm dengan 300 gpm. Pada spot-5 diatasi dengan 60 bbls LCM *Diaseal* M 40 ppb, *dynamic loss* 1.0 bpm dengan 300 gpm, aliran stabil.

- Interval Kedalaman : 7290.0 ft

Pada pemboran kedalaman 7290.0 ft terjadi indikasi *loss dynamic* 2.0 bpm, pada spot-6 ditanggulangi dengan 60 bbls LCM *Diaseal-M* 975 stroke. Lalu pada spot-7 terjadi *dynamic loss* 1.2 bpm dan ditanggulangi dengan 60 bbls LCM *Diaseal-M* selama *displace* dengan 325 gpm aliran bagus. Pada spot-8 terjadi *loss dynamic* 5.0 bpm dan ditanggulangi menggunakan 60 bbls LCM *Pills* selama *displace* dengan 350 gpm. Pada spot-9 masih terjadi *loss dynamic* sebesar 2.4 bpm dan ditanggulangi menggunakan 80 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb selama *displace* dengan 275 gpm. Kemudian pada spot-10 masih terjadi *loss dynamic* 3.5 bpm dan ditanggulangi menggunakan 80 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb selama *displace* dengan 300 gpm. Lanjut pompakan LCM *Diaseal M* 40 ppb, sampai tekanan naik 1900 psi, kemudian ablas tekanan dan cek *drillpipe screen*. Diusahakan pompa kembali dan tekanan naik, bertahan di 680 psi. diindikasikan rangkaian buntu. Kemudian terjadi *loss dynamic* sebesar 2.2 bpm pada spot-12 (*liquid casing*) dan ditanggulangi dengan LCM 80 ppb 75 bbls dengan 90 gpm. Kemudian diusahakan sirkulasi untuk mengatasi rangkaian butu dengan 300 gpm/160 psi, dan berhasil.

- Interval Kedalaman : 7447.5 ft

Pada pemboran kedalaman 7447.5 ft ditemukan rontokan *shale* dengan ukuran panjang 2.0-2.5 cm dan lebar 2.0 cm, pada saat sedang menaikkan *Mud Weigth* ke 1.31 SG terjadi *loss dynamic* di kedalaman 2265 m atau 7431.102 ft 1.0-2.5 bpm dengan 500 gpm, kemudian dilakukan sirkulasi bersih menjadi *loss dynamic* 2.0-2.5 bpm dengan 450 gpm. Pada spot-1 (*Liquid Casing*) ditanggulangi menggunakan LCM 60 ppb 60 bbls dengan 200 gpm, kemudian dorong LCM sambil cabut *pump out* rangkaian 8-1/2" TCB+BHA DD dari 2173 m sampai 2123 m, lalu *overflow* 20 kbbls dan sirkulasi bersih dengan 450 gpm/ 1460 psi dimana *dynamic loss* sebesar 0.8-1.0 bpm. Kemudian lanjut sirkulasi dengan 500 gpm/ 1580 psi *dynamic loss* stabil menjadi 0.0-0.8 gpm.

- Interval Kedalaman : 7473.7 ft

Pada kedalaman 7473.7 ft mulai terjadi *dynamic loss* 1.5 bpm dengan 500 gpm kemudian dilakukan sirkulasi bersih dengan 500 gpm, *dynamic loss*

menjadi 1.2-1.5 bpm. Lalu diatasi dengan menggunakan *diaseal M 40* ppb 40 bbls, *dynamic loss* stabil.

- Interval Kedalaman : 8257.8 ft

Pada kedalaman 8257.8 ft terjadi *dynamic loss* sebesar 0.6-1.0 bpm dengan 450 gpm, kemudian dilakukan sirkulasi bersih (500 gpm/1950 psi) *dynamic loss* sebesar 0.8-1.2 bpm. Lalu diatasi menggunakan *diaseal M 40* ppb 35 bbls, kemudian disirkulasikan lagi (450 gpm/1480 psi) *dynamic loss* nya masih belum teratasi dimana *dynamic loss* nya sebesar 1 bpm. Kemudian di spot *diaseal M 40* ppb 35 bbls dan disirkulasi (500 gpm/1770 psi) *dynamic loss* nya turun menjadi 0.7 bpm. Kemudian sirkulasi (500 gpm/1050 psi) observasi *dynamic loss* 0.9 bpm dan diatasi dengan spot *diaseal M 100* ppb 35 bbls. Lalu sirkulasi observasi *dynamic loss* dengan menggunakan 250 gpm/ 350 psi, dimana *dynamic loss* nya 0.3 bpm, lalu pada 500 gpm/ 1040 psi didapatkan *dynamic loss* sebesar 0.7 bpm, kemudian pada 550 gpm/ 1140 psi didapatkan *dynamic loss* sebesar 0.9 bpm, lalu diatasi dengan *diaseal M 100* ppb 35 bbls. Pada spot-1 35 bbls *liquid casing* 60 ppb (20ppb LC F + 40 ppb LC C) dengan 100 gpm, didapatkan *dynamic loss* sebesar 0.6 bpm. Kemudian pada spot-2 35 bbls *liquid casing* 60 ppb (20 ppb LC F + 40 ppb LC C) dengan 100 gpm, *dynamic loss* nya sebesar 0.3 bpm. Lalu pada spot 35 bbls LCM Pill (*Liquid Casing*), *displace* dengan 100 gpm/ 310 psi dimana *dynamic loss* nya sebesar 0.5-1.1 bpm. Terakhir untuk mengatasi *loss* menggunakan 20 bbls LCM Pill (*Liquid Casing* 60 ppb). *Displace* dengan 110-150 gpm/ 185-240 psi, didapatkan *loss dynamic* nya 0 bpm. Dapat dikatakan *loss circulation* pada kedalaman ini berhasil diatasi dan pemboran kembali dilanjutkan.

#### 4.4. Perencanaan Penggunaan Operasi *Blind Drilling*

Perencanaan menggunakan metode *blind drilling* dilakukan akibat ditemukannya masalah hilang lumpur dengan tipe *total losses* pada kedalaman 1057 m atau 3467.848 ft, 1058 m atau 3471.129 ft, dan 1083 m atau 3553.150 ft, dimana hal ini berpengaruh pada banyaknya *additive* yang digunakan sehingga dilakukannya perencanaan *blind drilling* agar dapat mengetahui apakah metode ini

lebih efektif digunakan atau tidak. *Blind drilling* sendiri merupakan pemboran sumur dengan cepat tetapi juga sekaligus menghindari munculnya masalah *problem* pemboran yang baru. Proses pemboran dengan metode *blind drilling* sangat berbahaya, pada metode ini *cutting* tidak dapat terangkat dengan maksimal, sehingga dapat menyebabkan penumpukan pada dasar lubang bor dan menyebabkan penyempitan lubang kemudian dapat menjepit pipa (*pipe sticking*). Sebelum melakukan operasi menggunakan metode *blind drilling*, harus melakukan pemantauan terhadap parameter-parameter yang dapat menyebabkan *pipe sticking*. Adapun parameter-parameter tersebut sebagai berikut :

#### 4.4.1. Faktor Hidrolik

##### 4.4.1.1. Perhitungan Tekanan Hidrostatik *Re-design* dan Densitas Lumpur *Re-Design*

Tekanan hidrostatik lumpur yang dibandingkan dengan tekanan formasi, harus sesuai dengan batas toleransi yang diijinkan yaitu dengan *safety factor* sebesar 2-10% atau 100-200 psi.

*Depth* : 3467.8 ft

Tekanan Formasi (Pf) : 1703.3 psi

- Menentukan Tekanan Hidrostatik *Re-design* dengan menggunakan **Persamaan (3-39)** sebagai berikut:

$$P_h = 1703.3 + 200$$

$$P_h = 1903.3 \text{ psi}$$

- Menentukan Densitas Lumpur *Re-design* dengan menggunakan **Persamaan (3-40)** sebagai berikut:

$$M_w = \frac{1903.3}{0,052 \times 3467.8}$$

$$M_w = 10.7 \text{ ppg}$$

##### 4.4.1.2. Perhitungan BHCP *Re-design* dan ECD *Re-Design*

Perhitungan *Bottom Hole Circulating Pressure* (BHCP) *Re-design* dilakukan untuk dapat men-*design* ulang tekanan pompa

*Depth* : 3467.8 ft

Tekanan Rekah Formasi (Pf) : 1703.3 psi

- a. Menentukan BHCP *Re-design* dengan menggunakan **Persamaan (3-41)** sebagai berikut:

$$\text{BHCP } Re\text{-design} = 2291.5 - 100 \text{ psi}$$

$$\text{BHCP } Re\text{-design} = 2191.5 \text{ psi}$$

- b. Menentukan *Equivalent Circulating Density (ECD) Re-design* dengan menggunakan **Persamaan (3-42)** sebagai berikut:

$$\text{ECD} = \frac{2191.5}{0,052 \times 3467.8}$$

$$\text{ECD} = 12.5 \text{ ppg}$$

- c. Menentukan Tekanan Pompa *Re-design* dengan menggunakan **Persamaan (3-43)** sebagai berikut:

$$\text{Ppompa} = 2191.5 \text{ psi} - 1903.3 \text{ psi} + 190.9 \text{ psi}$$

$$\text{Ppompa} = 479.1 \text{ psi}$$

#### 4.4.1.3. Hasil Perhitungan *Re-design* dan Evaluasi Faktor Hidrolik

Berdasarkan hasil perhitungan *re-design* yang telah dilakukan, didapatkan hasil yaitu tekanan hidrostatik ( $P_h$ ) *re-design*, *mud weight (MW) re-design*, *bottom hole pressure (BHCP) re-design*, tekanan pompa *re-design*, dan *equivalent circulating density (ECD) re-design*. Hasil perbandingan perhitungan aktual dan *re-design* dapat dilihat pada **Tabel IV-11** sebagai berikut :

**Tabel IV-11a.**  
**Tabel Perbandingan Hasil Perhitungan Aktual dan *Re-Design***

AKTUAL						
DEPTH	Pf	Ph	Mw	ECD	BHCP	Pump press
(ft)	psi	psi	ppg	ppg	psi	psi
3467.8	1703.3	1757.4	10.6	10.8	1948.4	1226.1
3471.1	1705.0	1759.1	10.6	10.8	1959.3	1285.6
3553.1	1745.2	1800.7	10.5	10.8	2010.0	1343.4

**Tabel IV-11b.**  
**Tabel Perbandingan Hasil Perhitungan Aktual dan *Re-Design***

<b>RE- DESIGN</b>						
<b>DEPTH</b>	<b>Pf</b>	<b>Ph</b>	<b>Mw</b>	<b>ECD</b>	<b>BHCP</b>	<b>Pump press</b>
<b>(ft)</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>ppg</b>	<b>ppg</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>
3467.8	1703.3	1903.3	10.6	12.15	2191.5	479.0
3471.1	1705.0	1905.0	10.6	12.15	2193.7	488.9
3553.1	1745.2	1945.2	10.5	12.17	2247.9	511.9

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, dapat disimpulkan bahwa faktor hidrolik mempengaruhi laju pemboran apakah pemboran tersebut cepat atau lambat, dapat mengidentifikasi apakah berpotensi terjadinya pipa terjepit. Identifikasi terjadinya pipa terjepit dapat dilihat dari parameter tekanan hidrostatik (Ph) dimana nilai tekanan hidrostatik tidak boleh terlalu besar dari tekanan formasinya (Pf) karena jika terlalu besar akan dapat menyebabkan *different pressure sticking*. Tekanan hidrostatik dapat dikatakan aman yaitu bila tekanan hidrostatik memiliki selisih diatas dari 200 psi. Pada sumur “DN” didapatkan selisih antara tekanan hidrostatik (Ph) aktual berada kurang dari *safety factor* (200 psi), sehingga terindikasi dapat terjadi *different pressure sticking*. Berdasarkan hal tersebut, maka dilakukan *re-design* tekanan hidrostatik (Ph) yang menghasilkan nilai melebihi 200 psi sehingga sudah dalam batas wajar dan tidak mengindikasikan terjadinya *different pressure sticking*.

Selain tekanan hidrostatik (Ph), nilai *bottom hole circulating pressure* (BHCP) juga berpengaruh pada identifikasi potensi terjadinya pipa terjepit. Nilai BHCP yang besar, akan mempengaruhi pada kecepatan laju pemboran. BHCP yang besar, akan mempercepat laju pemboran dalam sumur karena *cutting* yang berada di dasar sumur bersih. Namun, jika BHCP kecil maka laju pemboran akan lambat, sehingga mengidentifikasi pembersihan *cutting* pada dasar sumur kurang baik atau tidak bersih, dan dapat menyebabkan penumpukan *cutting* yang dapat mengakibatkan pipa terjepit.

#### 4.4.2. Faktor Mekanik

Selain dari faktor hidrolis, faktor mekanik juga dapat mengindikasikan terjadinya masalah pipa terjepit. Hal ini dapat dilihat dari beberapa parameter faktor mekanik antara lain: *rate of penetration* (ROP), *rate per minutes* (RPM), *weight on bit* (WOB), dan torsi. Data parameter pemboran tersebut dapat dilihat pada **TABEL IV-12** sebagai berikut:

**Tabel IV-12.**  
**Tabel Parameter Faktor Mekanik**

DEPTH (ft)	WOB 1000 lb	RPM Rpm	ROP (mpm)	ROP (ft/hour)	TORSI (ft/lbf)
3467.8	7	65	3.4	669.9	6.5
3471.1	8	65	1.5	294.6	7.0
3553.1	9	80	5.2	1021.5	9.0

Berdasarkan data tersebut, dapat diketahui bahwa nilai WOB dan RPM mempengaruhi nilai ROPnya dimana jika WOB dan RPM semakin besar maka seharusnya ROP juga akan menghasilkan nilai yang semakin besar. Ketika dilakukan metode *blind drilling*, pemompaan lumpur berat dapat dilakukan ketika adanya penurunan ROP, namun dengan adanya penurunan ROP ini merupakan salah satu indikasi akan dapat terjadinya masalah pipa terjepit akibat terdapatnya tumpukan *cutting* di dasar lubang bor yang tidak tersapu dengan baik. Berdasarkan hal tersebut, maka diperlukan *spot* lumpur berat agar *cutting-cutting* yang menumpuk di dasar lubang bor dapat tersapu masuk ke dalam *loss zone* sehingga tidak menimbulkan masalah pipa terjepit. Indikasi lain yang dapat mengidentifikasi dapat terjadinya masalah pipa terjepit ialah dilihat dari kenaikan nilai torsi pada saat operasi pemboran sedang berlangsung.

Berdasarkan data, pada sumur “DN” terjadi anomali nilai ROP dan torsi pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft dan 3553.1 ft. Pada kedalaman 3467.8 ft dan 3471.1 ft, ROP dari 669.9 ft/hr turun menjadi 294.6 ft/hr dan nilai torsi naik dari 6,5 ft/lbf menjadi 7 ft/lbf. Pada kedalaman 3471.1 ft, dan 3553.1 ft ROP dari 294.6 ft/hr naik menjadi 1021.5 ft/hr dan nilai torsi naik dari 7 ft/lbf menjadi 9 ft/lbf.

Pada ke 2 zona tersebut dapat memungkinkan terjadinya pipa terjepit, sehingga hidrolika perlu dinaikan.

Penggunaan metode *blind drilling* harus menggunakan *rotary blow out preventer* (RBOP), yang merupakan alat untuk mencegah terjadinya *blow out* pada saat pemboran sedang berlangsung, namun tetap harus memperhatikan zona-zona yang memungkinkan dapat terjadinya masalah pipa terjepit berdasarkan anomali-anomali parameter mekanis tersebut.

## **BAB V**

### **PEMBAHASAN**

Dalam suatu kegiatan pemboran bisa dijumpai beberapa permasalahan salah satunya adalah penggunaan lumpur bor sebagai media sirkulasi. Hal ini perlu ditangani serius karena masalah tersebut merupakan penghambat jalannya kegiatan pemboran. Dengan menggunakan lumpur pemboran yang tepat dan baik maka diharapkan pemboran berjalan lancar sehingga diperoleh biaya pemboran yang optimal.

Salah satu masalah utama dalam lumpur pemboran adalah hilang sirkulasi, yang didefinisikan sebagai hilangnya sebagian atau seluruh fluida pemboran yang disirkulasikan ke dalam formasi. Biasanya hilang ke dalam gua-gua (*cave*), patahan (*fault*), rekah (*crack*) atau ke lapisan *permeable* yang berakibatagalnya sebagian atau seluruhnya lumpur untuk kembali ke permukaan sehingga jumlah lumpur berkurang dibandingkan yang telah disirkulasikan ke dalam lubang.

Hilangnya lumpur dapat diklasifikasikan menurut jumlah dan volume lumpur yang hilang, mulai dari *loss* ringan sampai *total loss* yang tergantung pada besar laju kehilangannya. Masalah ini dapat disebabkan oleh beberapa faktor yaitu karena faktor formasi ataupun faktor mekanik.

Faktor mekanis sangat berpengaruh terhadap masalah hilang lumpur. Ada empat tekanan yang berpengaruh pada faktor mekanis yaitu, tekanan formasi (Pf), tekanan hidrostatik (Ph), tekanan rekah formasi (Prf), dan tekanan *surge* (Ps). Dalam kondisi normal kita harus mendesain lumpur pemboran agar memiliki nilai tekanan hidrostatik lumpur diantara tekanan formasi dan tekanan rekah formasi. Hal ini dikarenakan apabila tekanan hidrostatik lumpur kita lebih kecil dari tekanan formasi dapat mengakibatkan fluida formasi masuk kedalam lubang bor (*kick*) dan apabila tekanan hidrostatik lumpur kita melebihi tekanan rekah formasi maka akan terjadi *lost circulation*.

Pada pemboran sumur “DN” lapangan “NW” telah dilakukan *running mud logging*. *Mud logging* merupakan rangkaian kerja *logging* yang berguna untuk

mengetahui apakah lumpur mengandung hidrokarbon atau tidak, dan mengetahui jenis formasi batuan yang ditembus sehingga dapat diketahui penyebab permasalahan *loss circulation* apakah berasal dari faktor formasi ataupun faktor mekanisnya.

Berdasarkan data formasi batuan yang ditembus dapat diketahui bahwa formasi yang ditembus sebagian besar merupakan formasi dengan batuan *shale* atau batu lempung dan *limestone* atau batu karbonat. *Shale* atau batu lempung merupakan batuan sedimen (*sedimentary rock*) yang mempunyai ukuran butir *clay*/lempung/sangat halus yaitu  $< 0,004$  mm, dimana jenis batuan ini merupakan batuan yang terbuat dari *clay* dan *sandstone*. Umumnya, *shale* mempunyai porositas besar namun permeabilitasnya kecil karena adanya *capillary forces* yang menghalangi mudahnya aliran fluida melalui *small pore throats*. Sedangkan *limestone* atau batu gamping merupakan batuan karbonat (*carbonate rock*) dimana pada jenis batuan ini terkadang susah untuk diprediksi kualitas *reservoirnya* karena *carbonate* banyak di *drive* oleh *diagenetic porosity*.

Umumnya *limestone* termasuk kedalam kategori formasi alami yang dapat menyebabkan *loss* dengan jenis *cavernous* atau *vugular formation*. Jenis formasi ini pada prinsipnya *zone cavernous* atau *vugular*, *vugs* dihasilkan oleh aliran yang kontinyu dari air alami, yang menghancurkan bagian dari matriks batuan menjadi encer dan larut. Ketika formasi ini ditembus, lumpur akan hilang ke formasi dengan cepat. *Volume* lumpur yang hilang tergantung pada derajat *vug* yang saling berhubungan. Sedangkan *cavernous* dapat terjadi karena pendinginan magma.

Dari hasil perhitungan tekanan formasi menggunakan metode *D-Exponent* diatas dapat diketahui bahwa gradien tekanan formasi berada pada keadaan *abnormal* yang berupa *overpressure* dimana tekanan *over-pressure* adalah tekanan formasi yang berada di atas gradien tekanan hidrostatik normal (di atas gradien tekanan 0,465 psi/ft), dimana didapatkan pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft, 3553.1 ft, 7250.6 ft, 7290.0 ft, 7447.5 ft, 7473.7 ft dan 8257.8 ft rata-rata sebesar 0,5 dan 0,6 psi/ft yang berada sedikit diatas gradient tekanan normal.

Dari perhitungan didapatkan hasil perhitungan tekanan rekah formasi dengan metode *Hubbert & Wills* dapat diketahui bahwa *Hubbert & Wills*

mengasumsikan tekanan *overburden* sebesar 1 psi/ft. sehingga didapatkan tekanan rekah formasi pada kedalaman pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 2291.5 psi gradien tekanan formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 3471.1 ft sebesar 2293.7 psi dengan gradien tekanan formasi sebesar 0,7 psi/ft, lalu tekanan rekah formasi pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 5147.2 psi dengan gradien tekanan formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 7290.0 ft sebesar 5175.1 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 7447.5 ft sebesar 5286.9 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft, pada kedalaman 7473.7 ft sebesar 5305.5 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft, sedangkan pada kedalaman 8257.8 ft didapatkan tekanan rekah formasi sebesar 5814.5 psi dengan gradien rekah formasi sebesar 0,7 psi/ft.

Didapatkan hasil perhitungan tekanan hidrostatik didapatkan tekanan hidrostatik pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 1757.5psi, lalu kedalaman 3471.1 ft sebesar 1759.2 psi, kemudian pada kedalaman 3553.1 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 1800.7 psi, dan pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 4208.5 psi, kemudian pada kedalaman 7290.0 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4231.4psi, lalu pada kedalaman 7447.5 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4322.8 psi, dan pada kedalaman 7473.7 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4338.0psi, sedangkan pada kedalaman 8257.8 ft didapatkan tekanan hidrostatik sebesar 4721.6 psi. Dimana berdasarkan hasil tersebut, dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik pada kedalaman tersebut masih berada diatas tekanan formasi dan masih berada dibawah tekanan rekah formasinya. Sehingga dapat menjadi indikasi awal penyebab masalah *loss circulation* bukan berasal dari tekanan hidrostatik yang terlalu besar melebihi tekanan rekah formasinya.

Dari hasil perhitungan tekanan hidrostatik didapatkan tekanan *surge* pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 1757.5psi, lalu pada kedalaman 3471.1 ft sebesar 1759.2 psi, kemudian pada kedalaman 3553.1 ft didapatkan tekanan *surge* sebesar 1800.7 psi, lalu pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 4208.5 psi, pada kedalaman 7290.0 didapatkan tekanan *surge* sebesar 4231.4psi, lalu pada kedalaman 7447.5 ft didapatkan tekanan *surge* sebesar 4322.8 psi dan pada kedalaman 7473.7 ft sebesar 4338.0 psi, sedangkan tekanan *surge* pada kedalaman 8257.8 ft sebesar 4721.6 psi.

Dimana dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa tekanan surge yang berasal saat proses *round-trip* masih berada dibawah tekanan rekah formasinya, sehingga tekanan *surge* yang dihasilkan tidak menyebabkan masalah hilang lumpur.

Berdasarkan **Gambar 4.1.** yang berupa *plotting* tekanan formasi, tekanan *surge*, tekanan hidrostatik, BHCP dan tekanan rekah formasi vs *depth* (ft) atau biasa disebut dengan *pressure window* dapat diketahui sebab-akibat dari besar-kecilnya tekanan dengan masalah pada saat pemboran. Apabila garis BHCP melewati garis tekanan rekah formasi, maka lumpur pemboran dapat merekahkan formasi dan mengakibatkan *loss circulation*. Apabila garis BHCP kurang dari garis tekanan formasi, maka lumpur pemboran akan mengalir kedalam sumur dan dapat mengakibatkan *kick*.

Indikasi masalah *loss circulation* yang terjadi pada pemboran berdasarkan hasil perhitungan **TABEL IV-10** pada kedalaman 3467.8 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 1757.5 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 1703.3 psi, pada kedalaman 3471.1 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 1759.2 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 1705.0 psi, pada kedalaman 3553.1 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 1800.7 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 1745.3 psi, lalu pada kedalaman 7250.6 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4208.5 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4095.4 psi, dan pada kedalaman 7290.0 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4231.3 psi juga masih berada diaatas tekanan formasinya sebesar 4117.6 psi, lalu pada kedalaman masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4206.6 psi, pada kedalaman 7473.7 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4338.0 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4221.4 psi, dan pada kedalaman 8257.8 ft dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatik lumpur sebesar 4721.6 psi masih berada diatas tekanan formasi sebesar 4592.7 psi, sehingga dapat diindikasikan bahwa pada kedua kedalaman ini tidak terjadi masalah *kick*.

Sedangkan berdasarkan tekanan rekah formasi pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 2291.5 psi, lalu pada kedalaman 3471.1 ft tekanan rekah formasi sebesar

2293.7 psi, pada kedalaman 3553.1 ft sebesar 2347.9 psi, lalu pada kedalaman 7250.6 ft sebesar 5147.1 psi, pada kedalaman 7290.0 ft sebesar 5175.1 psi, lalu pada kedalaman 7447.5 ft sebesar 5286.9 , dan pada kedalaman 8257.8 ft didapatkan hasil tekanan rekah formasi sebesar 5814.4 psi, dimana berdasarkan hal tersebut tekanan hidrostatik lumpur pada kedalaman diatas masih jauh berada dibawah tekanan rekah formasinya sehingga dapat diindikasikan bahwa penyebab terjadinya masalah *loss circulation* bukan diakibatkan dari tekanan hidrostatik lumpur yang terlalu besar sehingga dapat merekahkan formasi. Namun, masalah *loss circulation* terjadi diakibatkan oleh karakteristik formasi ciburakan atas itu sendiri, dimana formasi ini memiliki permeabilitas yang tinggi atau disebabkan adanya *cavernous* (gua-gua).

Penanganan *loss circulation* pada sumur “DN” Lapangan “NW” dilakukan Pada pemboran kedalaman 3467.8 ft terjadi *loss circulation* dimana terindikasi *loss dynamic* 2-4 bpm, dan diatasi dengan *loss spot* 40 bbls LCM (40 ppb, CaCO<sub>3</sub> F+M). Tapi pada saat di tanggulangi dengan LCM CaCO<sub>3</sub> masih belum bisa mengatasi *loss* tersebut dan masih terjadi *loss dynamic* 4 bpm saat pump-out, dan diatasi dengan spot 40 bbls LCM (40 ppb, CaCO<sub>3</sub> F+M). Lalu pada saat *fill up* annulus dengan 200, 170,84 gpm tidak ada aliran kembali, kemudian dilakukan spot 50 bbls LCM 40 ppg (CaCO<sub>3</sub> F/M) Displace dengan 280 gpm tidak ada aliran kembali. Kemudian diatasi dengan spot 35 bbls *Diaseal* M (1) konsentrasi 40 ppb, displace dengan 280 gpm, masih belum ada aliran kembali. Dilanjut atasi dengan *Diaseal* M (2) konsenrasi 40 ppb, displace dengan 82 gpm, masih belum ada aliran kembali. Terakhir diatasi dengan spot 35 bbls *Diaseal* M (2) konsentrasi 40 ppb, *displace* dengan 200 gpm sudah ada aliran kembali. Pada pemboran kedalaman 3471.129-3553.1 ft terjadi *loss* saat cabut sambil pompa rangkaian BHA dari 1083 mMD atau 3553.1 ft *loss dynamic* 1.3 bpm, lalu diatasi dengan 40 bbls LCM CaCO<sub>3</sub> 40 ppb. Dilanjut sirkulasi 500 gpm/675 psi sambil observasi well dengan *dynamic loss rate* 4-5 bpm masih belum ada aliran kembali. Kemudian diatasi dengan 40 bbls *Diaseal* M 40 ppb, masih belum berhasil. Lalu diatasi dengan LCM *Diaseal* M 40 ppb, sudah ada aliran kembali.

Pada pemboran kedalaman 7250.6 ft terjadi indikasi *loss dynamic* 9.5 bpm dengan 550 gpm pada spot-1, lalu dilakukan stop *drilling* lalu menurunkan *flowrate* ke 300 gpm, *dynamic loss* 7 bpm. Kemudian diatasi dengan 30 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb. Pada spot-2 mengalami *static loss* 2.9 bpm, kemudian diatasi dengan 30 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb. Lalu pada spot-3 terjadi *static loss* 1.4 bpm dan diatasi dengan 60 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb, *dynamic loss* 2.2 bpm dengan 312 gpm, aliran stabil. Kemudian pada spot-4 diatasi dengan 60 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb, *dynamic loss* 0.2 bpm dengan 300 gpm. Pada spot-5 diatasi dengan 60 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb, *dynamic loss* 1.0 bpm dengan 300 gpm, aliran stabil. Pada pemboran kedalaman 7290.-26 ft terjadi indikasi *loss dynamic* 2.0 bpm, pada spot-6 ditanggulangi dengan 60 bbls LCM *Diaseal-M* 975 stroke. Lalu pada spot-7 terjadi *dynamic loss* 1.2 bpm dan ditanggulangi dengan 60 bbls LCM *Diaseal-M* selama *displace* dengan 325 gpm aliran bagus. Pada spot-8 terjadi *loss dynamic* 5.0 bpm dan ditanggulangi menggunakan 60 bbls LCM *Pills* selama *displace* dengan 350 gpm. Pada spot-9 masih terjadi *loss dynamic* sebesar 2.4 bpm dan ditanggulangi menggunakan 80 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb selama *displace* dengan 275 gpm. Kemudian pada spot-10 masih terjadi *loss dynamic* 3.5 bpm dan ditanggulangi menggunakan 80 bbls LCM *Diaseal M* 40 ppb selama *displace* dengan 300 gpm. Lanjut pompakan LCM *Diaseal M* 40 ppb, sampai tekanan naik 1900 psi, kemudian ablas tekanan dan cek *drillpipe screen*. Diusahakan pompa kembali dan tekanan naik, bertahan di 680 psi. diindikasikan rangkaian buntu. Kemudian terjadi *loss dynamic* sebesar 2.2 bpm pada spot-12 (*liquid casing*) dan ditanggulangi dengan LCM 80 ppb 75 bbls dengan 90 gpm. Kemudian diusahakan sirkulasi untuk mengatasi rangkaian butu dengan 300 gpm/160 psi, dan berhasil.

Pada pemboran kedalaman 7447.5 ft ditemukan rontokan *shale* dengan ukuran panjang 2.0-2.5 cm dan lebar 2.0 cm, pada saat sedang menaikkan *Mud Weight* ke 1.31 SG terjadi *loss dynamic* di 7431.102 ft 1.0-2.5 bpm dengan 500 gpm, kemudian dilakukan sirkulasi bersih menjadi *loss dynamic* 2.0-2.5 bpm dengan 450 gpm. Pada spot-1 (*Liquid Casing*) ditanggulangi menggunakan LCM 60 ppb 60 bbls dengan 200 gpm, kemudian dorang LCM sambil cabut *pump out* rangkaian 8-1/2" TCB+BHA DD dari 2173 m sampai 2123 m, lalu *overflow* 20 kbls

dan sirkulasi bersih dengan 450 gpm/ 1460 psi dimana *dynamic loss* sebesar 0.8-1.0 bpm. Kemudian lanjut sirkulasi dengan 500 gpm/ 1580 psi *dynamic loss* stabil menjadi 0.0-0.8 gpm. Pada kedalaman 7473.7 ft mulai terjadi *dynamic loss* 1.5 bpm dengan 500 gpm kemudian dilakukan sirkulasi bersih dengan 500 gpm, *dynamic loss* menjadi 1.2-1.5 bpm. Lalu diatasi dengan menggunakan *diaseal M* 40 ppb 40 bbls, *dynamic loss* stabil. Pada kedalaman 8257.8 ft terjadi *dynamic loss* sebesar 0.6-1.0 bpm dengan 450 gpm, kemudian dilakukan sirkulasi bersih (500 gpm/1950 psi) *dynamic loss* sebesar 0.8-1.2 bpm. Lalu diatasi menggunakan *diaseal M* 40 ppb 35 bbls, kemudian disirkulasikan lagi (450 gpm/1480 psi) *dynamic loss* nya masih belum teratasi dimana *dynamic loss* nya sebesar 1 bpm. Kemudian di spot *diaseal M* 40 ppb 35 bbls dan disirkulasi (500 gpm/1770 psi) *dynamic loss* nya turun menjadi 0.7 bpm. Kemudian sirkulasi (500 gpm/1050 psi) observasi *dynamic loss* 0.9 bpm dan diatasi dengan spot *diaseal M* 100 ppb 35 bbls. Lalu sirkulasi observasi *dynamic loss* dengan menggunakan 250 gpm/ 350 psi, dimana *dynamic loss* nya 0.3 bpm, lalu pada 500 gpm/ 1040 psi didapatkan *dynamic loss* sebesar 0.7 bpm, kemudian pada 550 gpm/ 1140 psi didapatkan *dynamic loss* sebesar 0.9 bpm, lalu diatasi dengan *diaseal M* 100 ppb 35 bbls. Pada spot-1 35 bbls *liquid casing* 60 ppb (20ppb LC F + 40 ppb LC C) dengan 100 gpm, didapatkan *dynamic loss* sebesar 0.6 bpm. Kemudian pada spot-2 35 bbls *liquid casing* 60 ppb (20 ppb LC F + 40 ppb LC C) dengan 100 gpm, *dynamic loss* nya sebesar 0.3 bpm. Lalu pada spot 35 bbls LCM Pill (*Liquid Casing*), *displace* dengan 100 gpm/ 310 psi dimana *dynamic loss* nya sebesar 0.5-1.1 bpm. Terakhir untuk mengatasi *loss* menggunakan 20 bbls LCM Pill (*Liquid Casing* 60 ppb). *Displace* dengan 110-150 gpm/ 185-240 psi, didapatkan *loss dynamic* nya 0 bpm. Dengan penanggulangan menggunakan  $\text{CaCO}_3$  F+M, dan *Diaseal M* dapat dikatakan berhasil menangani permasalahan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW” dimana saat menanggulangi permasalahan besar *loss* yang terjadi sudah berkurang dan operasi pemboran dapat dilanjutkan hingga target yang telah direncanakan. Penanggulangan menggunakan LCM  $\text{CaCO}_3$  F+M lebih efektif digunakan pada permasalahan *loss circulation* yang diharapkan bahan tersebut dapat menutup pori-pori yang ada pada formasi karbonat (*limestone*). Pemakaian LCM  $\text{CaCO}_3$  F+M dengan takaran yang optimum

diharapkan dapat mengatasi masalah hilang lumpur pada operasi pemboran yang menggunakan lumpur KCl Polymer

Evaluasi ini melakukan percobaan untuk perencanaan penanganan hilang lumpur yang lain, yaitu perencanaan operasi *blind drilling*. Berdasarkan hasil pada **TABEL IV-12** yaitu grafik ROPM RPM, WOB, Torsi vs kedalaman dimana dapat diketahui bahwa nilai WOB dan RPM mempengaruhi nilai ROP nya. Pada perencanaan ini, dilakukan analisa apakah dapat menindikasikan terjadinya pipa terjepit ketika operasi *blind drilling* diterapkan. Berdasarkan data, pada sumur “DN” terjadi anomali nilai ROP dan torsi pada kedalaman 3467.8 ft, 3471.1 ft dan 3553.1 ft. Pada kedalaman 3467.8 ft dan 3471.1 ft, ROP dari 669.9 ft/hr turun menjadi 294.6 ft/hr dan nilai torsi naik dari 6,5 ft/lbf menjadi 7 ft/lbf. Pada kedalaman 3471.1 ft, dan 3553.1 ft ROP dari 294.6 ft/hr naik menjadi 1021.5 ft/hr dan nilai torsi naik dari 7 ft/lbf menjadi 9 ft/lbf. Pada ke 2 zona tersebut dapat memungkinkan terjadinya pipa terjepit, sehingga hidrolika perlu dinaikan. Berdasarkan hasil tersebut maka dapat mengindikasikan dapat terjadi masalah pipa terjepit ketika dilakukan operasi *blind drilling*. Selain itu pada operasi *blind drilling, cutting* dipaksa masuk ke dalam zona *loss* agar dapat menutup lubang, sehingga proses analisa *cutting* dipermukaan tidak dapat dilakukan sehingga penanganan dengan *blind drilling* pada kondisi sumur “DN” pada lapangan “NW” kurang efektif.

Penanganan hilang lumpur yang dilakukan pada operasi pemboran sumur “DN” lapangan “NW” dapat dikatakan berhasil dan sesuai dengan harapan dengan menggunakan spot LCM CaCO<sub>3</sub> F+M dan *Diaseal M* karena besar *loss* yang terjadi sudah berkurang dan operasi pemboran dapat dilanjutkan hingga target yang telah direncanakan tercapai dengan total waktu yang dibutuhkan dari rencana penyelesaian pemboran lebih cepat dibandingkan rencana waktu pemboran yang telah dirancang sebelumnya (**LAMPIRAN D**).

Berdasarkan permasalahan *loss circulation*, pencegahan yang dapat dilakukan agar kegiatan pemboran dapat berjalan dengan baik yaitu dengan mengontrol faktor mekanis yang dilakukan. Faktor tersebut ialah, pengaturan tekanan hidrostatik lumpur agar tidak melebihi tekanan rekah formasi dan tidak

kurang dari tekanan formasi. Tekanan hidrostatik yang melebihi tekanan rekah formasi, akan dapat mengakibatkan formasi rekah sehingga dapat menimbulkan masalah hilang lumpur, selanjutnya ketika tekanan hidrostatik lumpur dibawah tekanan formasi dapat menimbulkan masalah baru yaitu *kick*. Selain mengontrol tekanan hidrostatik, perlu dimonitor juga saat proses penurunan *drill string*, dimana hal ini berupa efek tekanan *surge*. Ketika penurunan pipa kedalam lubang bor terlalu cepat, hal ini juga dapat menyebabkan formasi pecah. Selain itu, pengontrolan lain yang perlu di perhatikan ialah memonitor tekanan pompa. Tekanan pompa yang semakin besar, dapat menyebabkan lumpur yang hilang semakin banyak sehingga pengurangan tekanan pompa harus dikurangi ketika terjadi masalah *loss circulation* karena hal ini dapat mengurangi perbedaan tekanan antar lumpur dan fluida formasi.

## **BAB VI**

### **KESIMPULAN**

Berdasarkan Evaluasi Loss Circulation dan Penanggulangan Pada Sumur “DN” Lapangan “NW” PT. Pertamina EP Regional 2 Zona 7 diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Evaluasi masalah *loss circulation* yang terjadi dilakukan dengan analisa terhadap faktor formasi dan faktor mekanis dimana didapatkan hasil dari salah satu faktor mekanis bahwa Prf pada kedalaman 3467.8 ft sebesar 2291.5 psi lebih besar dari Pf 1703.3 psi, Ph 1757.5 psi, *Psurge* sebesar 1948.4 psi, (*loss* bukan diakibatkan oleh proses mekanis).
2. Berdasarkan faktor formasi pada kedalaman 3467.8 ft terjadi total *loss*, 3471.1 ft total *loss*, 3553.1 ft total *loss*, 7250.6 ft *partial loss*, 7290.0 ft *partial loss*, 7447.5 ft *partial loss*, 7473.735 ft *partial loss* dan 8257.8 ft *partial loss*, total *loss* terjadi di formasi karbonat (*limestone*).
3. Penanggulangan dari masalah *loss circulation* pada kedalaman 3467.8 ft - 3553.1 ft ditanggulangi dengan menggunakan spot LCM CaCO<sub>3</sub> F+M dan *Diaseal M*, dan pada kedalaman 7250.6 ft - 8257.8 ft ditanggulangi dengan menggunakan spot LCM dan *Diaseal M*.
4. Dengan penanggulangan menggunakan CaCO<sub>3</sub> F+M, dan *Diaseal M* dapat dikatakan berhasil menangani permasalahan *loss circulation* pada saat menanggulangi permasalahan total *loss* dan *partial loss* yang terjadi sudah berkurang dan operasi pemboran dapat dilanjutkan hingga target yang telah direncanakan.

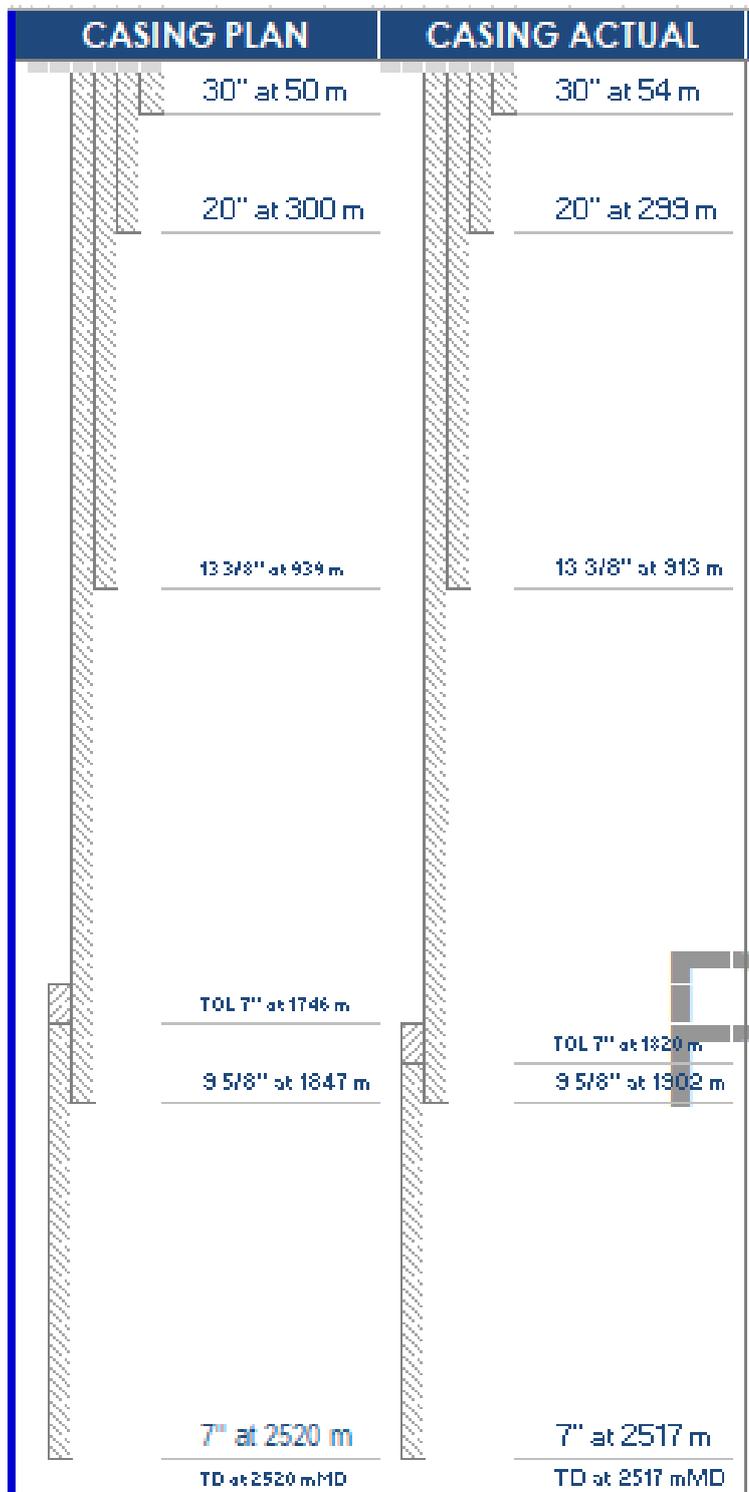
## DAFTAR PUSTAKA

- Abimanyu, D., 2020, "Evaluasi Masalah Hilang Lumpur dan Penanganannya Pada Pemboran Sumur "DNG-8" Lapangan "ABM" PT Pertamina Hulu Energi ONWJ", Yogyakarta, Indonesia, 2020.
- Adams, N.J., 1985, "*Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach*", Penn-Well Publishing Tulsa.
- Alsaba, M. and Nygaard, R., "*Review Of Lost Circulation Material And Treatments With An Updated Classification*". AADE-14-FTCE-25, AADE National Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, 15-16 April 2014.
- Bourgoyne, A.T. et.al., 1986, "*Applied Drilling Engineering*" First Printing Society of Petroleum Engineer, Richardson TX.
- Lapeyrouse, N. J., 2002, "*Formulas and Calculation for Drilling, Production, and Workover*", Gulf Professional Publishing., USA, 2002.
- Noble, R.A. WU, C. and Atkinson, C.D., "*Petroleum Generation And Migration From Talang Akar Coals And Shale Offshore N.W. Java, Indonesia*". Pergamon Press Plc, Panin Bank Building, Jakarta, Indonesia, 1991.
- Praptisih, "*Fasies, Lingkungan Pengendapan dan Sifat Fisik (Kesarangan dan Kelulusan) Batuan Karbonat Formasi Parigi Di Daerah Pangkalan Karawang, Jawa Barat*". J.G.S.M, Vol 17, Indonesia, 4 November 2016.
- Rabia, H., 2002, "*Well Engineering and Construction*", Entrac Consulting.
- Rudi Rubiandini R.S., 2012, "*Teknik Pemboran Modern Oleh Rudi Rubiandini R.S.*", Penerbit ITB., Bandung-Indonesia.
- Suhascaryo, K. N., 2021, "Pencegahan dan Solusi *Problem* Pemboran Migas, Magister Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN Veteran Yogyakarta", Yogyakarta, Indonesia.
- Suhascaryo, K. N., 2020, "Teknologi Peralatan Teknik Pemboran", Yogyakarta, Indonesia.
- Suryadinata, I.M. Dwi "Penanggulangan *Loss circulation* pada Sumur "X" Lapangan Semanggi P.T Pertamina (Persero) DOH Jawa Bagian Timur-Cepu" Yogyakarta, 2007.
- Setiawan, Aris "Evaluasi Problem *Loss circulation* Dan Pencegahan Pada Pemboran Sumur "DSF X-01" Dan "DSF X-02" Lapangan "X" P.T. Chevron Pacific Indonesia" Yogyakarta, 2007.

# LAMPIRAN

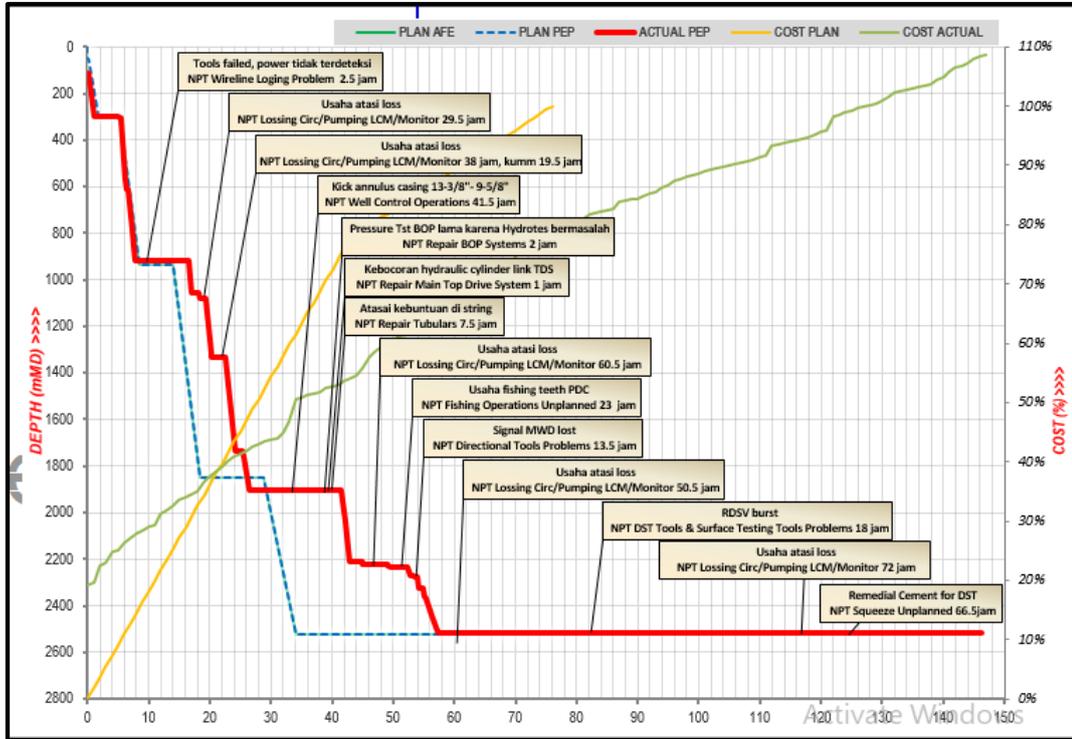
## LAMPIRAN A

### Casing Sumur “DN” Lapangan “NW”



LAMPIRAN B

Drilling Time sumur “DN” Lapangan “NW”



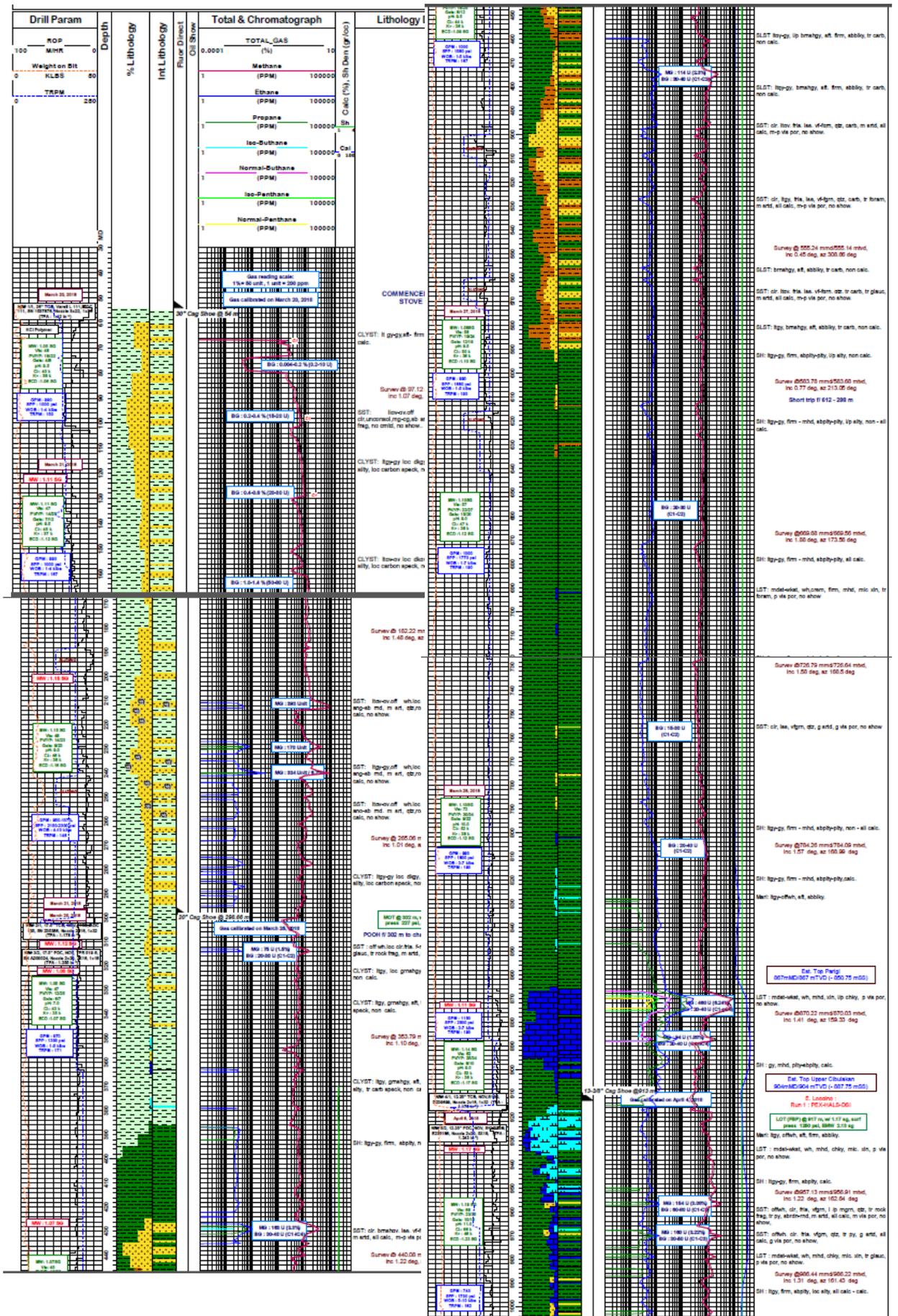
LAMPIRAN C

Mud Logging Sumur “DN”

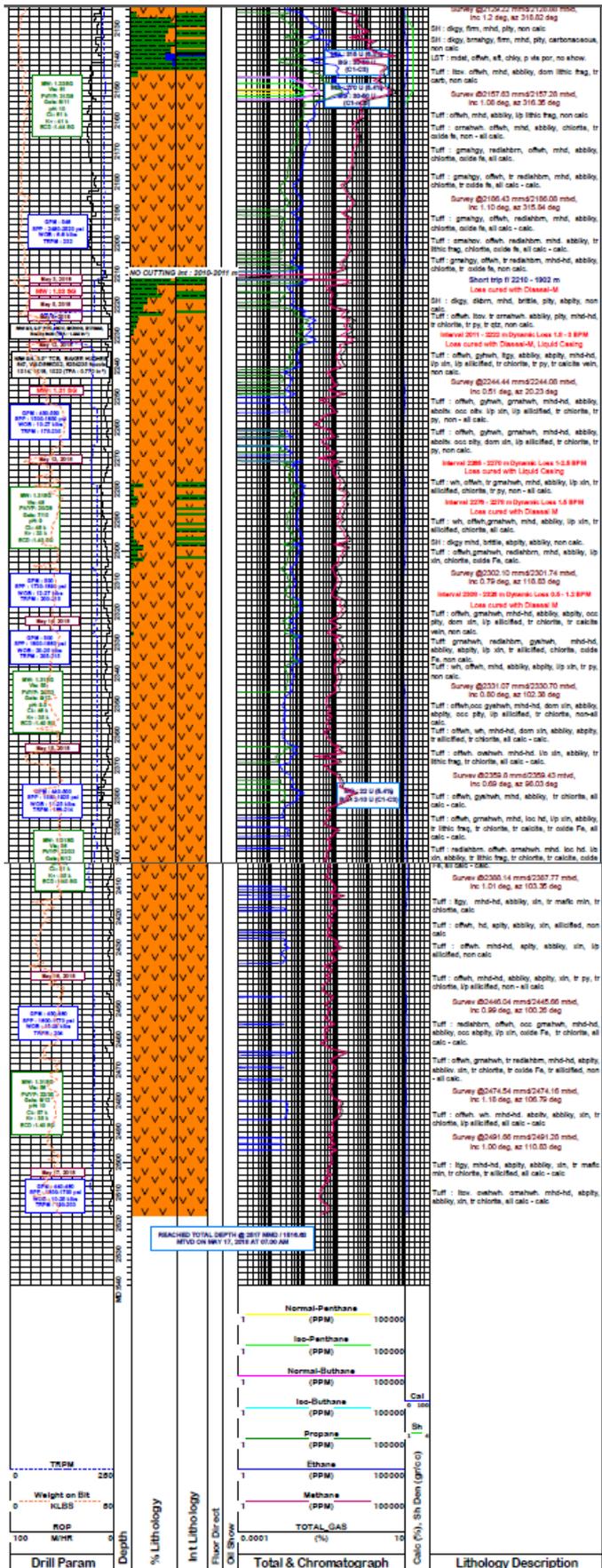
		<h1>MUD LOG</h1>			
<h2>AKASIA MAJU (AMJ)-001</h2>		<h2>1:1000</h2>			
COMPANY NAME: <b>PT. PERTAMINA EP</b>			WELL COORDINATES: LATITUDE : 6°28'12.19748" S      X : 9,283,633.03 N LONGITUDE : 108°19'16.561" E      Y : 867,437.58 E		
FIELD: Akasia Maju	WELL CLASSIFICATION: Exploration / Wildcat	LICENSE NO : PMT - UNIT # 11			
ELEVATION K.B.: 16.252 above MSL	TOTAL DEPTH:	CASING RECORD: 20" csg : 0 - 298.66 m 13-3/8" csg : 0 - 913 m 9-5/8" csg : 0 - 1902 m			
ELEVATION G.L.: 8.632 above MSL	FORMATION AT T.D.:	GEOLOGISTS: Kharisma W. E., Noorcita, Harris, Muadz Candra D A, Mikhail V.L., Toni S.			
RIG: PDSI #38.2/D1000-E	DATE SPUDDED: March 20, 2018 @ 07:00 pm	DRILLING CONTRACTOR: PT. PDSI			
ENGINEERS: Ade Nugraha      Agung Muslikhuddin Andi Naryo      Alex Pratama Prapto Subagio	DATE OPERATIONS COMPLETED:	DATE:			
	COMPLETION STATUS	REVISED BY :			

LEGENDS OF LITHOLOGICAL SYMBOLS			
	Anhydrite		Claystone
	Volcanic		Coal
	Slate		Conglomerate
	Cement		Dolomite
	Igneous		Limestone
	Marl		Quartzite
	Sandstone		Shale
	Siltstone		No Sample
	Anhydritic		Cherty
	Argillaceous		Conglomeratic
	Calcareous		Dolomitic Stringer
	Carbonaceous		Fossiliferous
	Marly		Micaceous
	Stylolitic		Pyritic
	Tuffaceous		Sandy
	Glaucanite		

ENGINEERING SYMBOLS			
	Casing Shoe		Cement Plug
	Perforated Interval		SWC-Recovered
	Gas Show - Good		SWC-Lost
	Drill Stem Test		
	Fluorescence-Bright		Gas Show - Fair
	Fluorescence-Dull		Gas Show - Moderat
	Fluorescence-Mineral		Gas Show - Poor
	Pressure Failed		Pressure Successfully
	Oil Show - Good		Oil Show - Fair
	Oil Show - Moderat		Oil Show - Poor
	Core		Core - Lost







## LAMPIRAN D

### Penanggulangan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW”

1057	Bor Formasi dari 917 mMD sampai 1057 mMD/TVD. - Parameter : WOB/MFI/SPP/RPM/RPM-M/Tq/ROPavg :5-10 klbs/730-745 gpm/1500-1920 psi/50-80/80/1890-4940 lbs.ft/3.41 mpm - Last Lithology @ 1054 m : 55% Shale, 40% LST, 5% SST. - BG/MG : 50-80 u / 377 U @ 1045 mMD (SST) - Naikkan MW dari 1.17 SG ke 1.19 SG di 952 mMD karena 5-10% caving shale. - Ditemukan kembali caving shale 10-15% dikedalaman 988 mMD., sedang menaikkan MW ke 1.22 SG - Swept-Out Hi-Visc dan Hi-Dens di 1016 m, Ditemukan caving shale 10-15%, naikkan MW 1.22 SG ke 1.26 - D-exp : 1.24 SG @ 1050 mMD - Last Survey @ 1014.87 mMD/1014.64 mTVD : Inc 1.34 deg, Azm 161.53 deg, C to C 1.54 m. - Indikasi Loss Dinamis 2-4 BPM.	2a	13.0	51.0	1057.0	
	Atasi Loss dengan Spot 40 Bbls LCM (40 ppb, CaCO3 F + M).	21b	0.5	51.5	1057.0	NPT
	Cabut rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 910 m. - Dynamic Loss 4 bpm saat Pump-Out	6d	1.0	52.5	1057.0	
	Atasi Loss dengan Spot 40 Bbls LCM (40 ppb, CaCO3 F + M).	21b	0.5	51.5	1057.0	NPT
	Cabut rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 910 m. - Dynamic Loss 4 bpm saat Pump-Out - Static Loss 1-2 BPM (Cabut sambil Fill Up Sumur)	6d	1.0	52.5	1057.0	
	Sirkulasi sambil observasi Loss : - Dyn Loss dengan 150 GPM / 220 Psi / 30 menit, baik. - Dyn Loss dengan 200 GPM / 250 Psi / 30 menit, baik.	21b	1.5	54.0	1057.0	NPT
	Sirkulasi sambil observasi Loss : - Dyn Loss dengan 300 GPM / 420 Psi / 10 menit, baik. - Dyn Loss dengan 400 GPM / 620 Psi / 10 menit, baik. - Dyn Loss dengan 500 GPM / 920 Psi / 10 menit, baik. - Dyn Loss dengan 600 GPM / 1250 Psi / 10 menit, baik. - Dyn Loss dengan 750 GPM / 1820 Psi / 10 menit, baik. - Sambil Mixing lumpur baru.	21b	2.5	56.5	1057.0	NPT
	Masuk rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 1057 m.	6d	0.5	57.0	1057.0	
	Sirkulasi sambil observasi Loss : - Dyn Loss dengan 500 GPM / 925 Psi / 5 menit, baik. - Dyn Loss dengan 600 GPM / 1230 Psi / 5 menit, baik. - Dyn Loss dengan 700 GPM / 1600 Psi / 5 menit, baik.	5a	0.5	57.5	1057.0	
	Bor Formasi dari 1057 mMD sampai 1058 mMD/TVD. - Parameter : WOB/MFI/SPP/RPM/RPM-M/Tq/ROPavg :5-10 klbs/730-745 gpm/1500-1920 psi/50-80/80/1890-4940 lbs.ft/1.5 mpm - Indikasi Loss Dinamis 5-6 BPM.	2a	0.5	58.0	1058.0	
	Cabut rangkaian dari 1058 mMD ke 910 mMD (didalam 13 3/8" shoe). - Fill up annulus dengan 200, 170, 84 GPM : tidak ada aliran kembali.	6d	1.0	59.0	1058.0	
	Spot 50 bbls LCM 40 ppb CaCO3 F/M, Displace dengan 280 gpm, tidak ada aliran kembali. - Lanjut Fill up annulus dengan 200, 170, 84 GPM : tidak ada aliran kembali. - Mixing lumpur 1,26 sg di reserve tank.	21b	1.5	60.5	1058.0	NPT
	Spot 35 bbls Diaseal M (1) konsentrasi 40 ppb, displace dengan 280 gpm, tidak ada aliran kembali.	21b	0.5	61.0	1058.0	NPT
	Lanjut fill up annulus 55-84 gpm, tidak ada aliran. Sambil lanjut mixing lumpur 1,26 sg di reserve tank.	21b	2.0	63.0	1058.0	NPT
	Spot 35 bbls Diaseal M (2) konsentrasi 40 ppb, displace dengan 82 gpm, tidak ada aliran	21b	1.0	64.0	1058.0	NPT
	Lanjut fill up annulus 55-84 gpm, tidak ada aliran. Sambil mixing 80 bbls Diaseal M (3) di slug pit.	21b	1.5	65.5	1058.0	NPT
	Spot 80 bbls Diaseal M (2) konsentrasi 40 ppb, displace dengan 220 gpm, Ada aliran kembali. Dynamic loss rate 3 bpm.	21b	1.5	67.0	1058.0	NPT
	Observasi sumur dengan fill up di annulus 220 gpm. Ada aliran kembali. Static loss rate 3.1 bpm menurun menjadi 0 bpm. - Lanjut mixing lumpur di tanki 1,26 sg dengan CaCO3 sbg weighting dan bridging agent.	21b	1.0	68.0	1058.0	NPT
	Observasi sumur dengan sirkulasi lurus, naikan GPM secara bertahap ke 700 gpm, baik. Tidak ada dynamic loss. - Peralatan MWD berfungsi baik. - Lanjut mixing lumpur di tanki 1,26 sg dengan CaCO3 sbg weighting dan bridging agent.	21b	1.0	69.0	1058.0	NPT
	Sirkulasi dengan 480 gpm, sambil Lanjut mixing lumpur di tanki 1,24 SG (Total 1050 Bbls Lumpur Baru).	5a	9.0	78.0	1058.0	
	Masuk rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 1058 m.	6d	1.0	79.0	1058.0	

**Penanggulangan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW”  
(Lanjutan)**

1058-1083	Bor Formasi dari 1058 mMD sampai 1083 mMD/TVD. - Parameter : WOB/MFI/SPP/RPM/RPM-MTq/ROPavg :7-10 kbs/550 gpm/870 psi/80/60/2500-11000 lbs.ft/5.2 mpm - Indikasi Loss Dinamis 0.8-2 BPM. - Last Lithology @ 1074 m : 5% Shale, 95% LST. - BG/MG/TG : 60-80 u / 267 U @ 1066 mMD (LST) / 190 U. Sirkulasi B/U.	2a	4.0	83.0	1083.0	
	Cabut sambil pompa rangkaian BHA dari 1083 mMD spi 1016 mMD. Dynamic loss rate 1.3 bpm	6d	0.5	84.0	1083.0	
	Spot#5 40 bbbs LCM CaCO3 40 ppb.	21b	0.5	84.5	1083.0	NPT
	Lanjut cabut rangkaian dari 1016 mMD spi 910 mMD.	6d	1.0	85.5	1083.0	
	Sirkulasi 500 gpm/675 psi sambil observasi well dengan Dynamic loss rate 4-5 bpm.	21b	0.5	86.0	1083.0	NPT
	Spot#6 40 bbbs Diaseal M 40 ppb. Cabut rangkaian spi 870 mMD.	21b	0.5	86.5	1083.0	NPT
	Observasi well dari annulus dengan 3 bpm. Tidak ada aliran kembali.	21b	1.0	87.5	1083.0	NPT
	Masuk rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 913 mMD. Spot#7 80 bbbs Diaseal M 40 ppb. Cabut rangkaian spi 840 mMD.	6d	1.0	88.5	1083.0	
	Observasi loss dari annulus dengan 1-3 bpm. Tidak ada aliran kembali. - sambil Lanjut mixing lumpur 1.24 dan 80 bbbs LCM Diaseal M 40 ppb	21b	3.5	92.0	1083.0	NPT
	Masuk rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 913 mMD. Spot#8 80 bbbs Diaseal M 40 ppb. Cabut rangkaian spi 870 mMD. - Observasi ada aliran kembali, dynamic loss 2.3 bpm.	6d	1.0	93.0	1083.0	
	Sirkulasi sambil observasi well : - @ 220 GPM, Dynamic loss rate 1.4 bpm - @ 300 GPM Dynamic loss rate 1.6 bpm - Lanjut mixing Diaseal M 40 ppb, dan lanjut mixing lumpur	21b	2.0	95.0	1083.0	NPT
	Masuk rangkaian PDC 12-1/4" + BHA DD sampai 917 mMD. Spot#9 40 bbbs Diaseal M 40 ppb. Cabut rangkaian spi 870 mMD.	6d	1.0	96.0	1083.0	
	Sirkulasi sambil observasi well : - @ 200 GPM / 200 Psi, Dynamic loss rate 0 bpm - @ 300 GPM / 310 Psi, Dynamic loss rate 0.4 bpm - @ 400 GPM / 470 Psi, Dynamic loss rate 0.6 bpm - Lanjut mixing Diaseal M 40 ppb, dan lanjut mixing lumpur	21b	6.0	102.0	1083.0	NPT
	2210	Lanjut bor Formasi dari 2210 mMD sampai 2211 mMD. Indikasi dynamic loss 9.5 bpm dengan 550 gpm.	2a	0.5	125.5	2211.0
Stop drilling. Turunkan flowrate ke 300 gpm, dynamic loss 7 bpm. - Stop pompa, statik loss 4.2 bpm.		21b	0.5	126.0	2211.0	NPT
Spot #1 30 bbbs LCM Diaseal-M 40 ppb. - Rackback 4 stds sampai 2056 m. Monitor statik loss di triptank, 3.3 bpm.		21b	1.5	127.5	2211.0	NPT
Masuk kembali rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2056 m sampai 2210 m. - Static Loss 2.9 BPM		6d	1.5	129.0	2211.0	
Spot #2 30 bbbs LCM Diaseal-M 40 ppb.		21b	1.0	130.0	2211.0	NPT
Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2010 m sampai 1902 m.		6d	1.5	131.5	2211.0	
Observasi sumur, static loss 1.4 BPM sambil Mixing lumpur baru SG 1.33		21b	4.5	136.0	2211.0	NPT
Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1902 m sampai 2009 m.		6d	1.0	137.0	2211.0	
Spot #3 60 bbbs LCM Diaseal-M 40 ppb. Dynamic Loss 2.2 BPM dengan 312 GPM		21b	0.5	137.5	2211.0	NPT
Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2009 m sampai 1722 m.		6d	1.0	138.5	2211.0	
Observasi sumur, static loss 0.5 BPM sambil Mixing lumpur baru SG 1.33.		21b	2.5	141.0	2211.0	NPT
Sirkulasi untuk observasi dynamic loss : - Sirkulasi dengan 200 gpm, dynamic loss - stabil. - Sirkulasi dengan 300 gpm, dynamic loss - stabil. - Sirkulasi dengan 400 gpm, dynamic loss 0.8 bpm. - Sirkulasi dengan 550 gpm, dynamic loss 3.0 bpm.		21b	1.0	142.0	2211.0	NPT
Lanjut observasi sumur dengan trip tank - static, sambil Mixing lumpur baru SG 1.33 dan LCM Diaseal 40 ppb 60 bbbs.		21b	1.0	143.0	2211.0	NPT
Masuk kembali rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1722 m sampai 2210 m.		6d	2.0	145.0	2211.0	
Spot #4 60 bbbs LCM Diaseal-M 40 ppb. Dynamic Loss 0.2 BPM dengan 300 GPM.		21b	0.5	145.5	2211.0	NPT
Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2210 m sampai 1902 m.		6d	1.5	147.0	2211.0	
Observasi sumur dengan trip tank - static. - Sirkulasi dengan 300 gpm, dynamic loss - stabil. - Sirkulasi dengan 400 gpm, dynamic loss - stabil. - Sirkulasi dengan 500 gpm, dynamic loss 0.8 bpm. - Sirkulasi dengan 550 gpm, dynamic loss 3.0 bpm.		21b	1.0	148.0	2211.0	NPT
Masuk kembali rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1902 m sampai 2210 m.		6d	1.0	149.0	2211.0	
Sirkulasi kondisi lumpur dengan 400 gpm/1150 psi sambil Mixing lumpur baru SG 1.33 dan LCM Diaseal 40 ppb 60 bbbs. - Sirkulasi dengan 400 gpm, dynamic loss 1.6 BPM.	21b	4.5	153.5	2211.0	NPT	

**Penanggulangan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW”  
(Lanjutan)**

	- Sirkulasi dengan 400 gpm, dynamic loss 1.6 BPM. - Sirkulasi dengan 300 gpm, dynamic loss 1.0 BPM. - Sirkulasi dengan 260 gpm, dynamic loss 0.3 BPM.	21b	4.5	153.5	2211.0	NPT
	Spot #5 60 bbbls LCM Diaseal-M 40 ppb, Dynamic Loss 1.0 BPM dengan 300 GPM.	21b	0.5	154.0	2211.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2210 m sampai 1891 m.	6d	1.5	155.5	2211.0	
	Observasi sumur dengan trip tank - static, sambil Mixing lumpur baru SG 1.33 dan LCM Diaseal 40 ppb 60 bbbls.	21b	2.5	158.0	2211.0	NPT
	Sirkulasi kondisikan lumpur sambil Mixing lumpur baru SG 1.33 - Sirkulasi dengan 250 gpm/500 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi dengan 400 gpm/1100 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi dengan 550 gpm/2140 Psi, dynamic loss 0.0 BPM.	5a	5.0	163.0	2211.0	
2222	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2222 m sampai 2067 m. - OP 10 klbs 2203 mMD. Cabut sambil backream dari 2203 m sampai 2067 m (300 gpm/680 psi/12 rpm), dynamic loss rate 2.0 bpm	6d	1.5	168.5	2222.0	
	Spot #6 60 bbbls LCM Diaseal-M 975 stroke (sisa LCM string 825 stroke) - Cabut rangkaian dari 2067 m sampai 1980 m sambil displace sisa LCM di string (dynamic loss 1.6 bpm). - Lanjut cabut rangkaian dari 1980 m sampai 1780 m.	21b	2.0	170.5	2222.0	NPT
	Observasi loss lewat trip tank, statik loss 0.9 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.33 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb.	21b	1.5	172.0	2222.0	NPT
	Masuk kembali rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1780 m sampai 2010 m.	6d	0.5	172.5	2222.0	
	Spot #7 60 bbbls LCM Diaseal-M selama displace dengan 325 gpm aliran bagus, dynamic loss 1.2 bpm.	21b	1.0	173.5	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2010 m sampai 1780 m.	6d	0.5	174.0	2222.0	
	Observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 0.9 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.33 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb + CaCO3 F 10 ppb + CaCO3 M 10 ppb.	21b	4.5	178.5	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1780 m sampai 2067 m.	6d	1.0	179.5	2222.0	
	Spot #8 60 bbbls LCM Pills selama displace dengan 350 gpm, dynamic loss 5.0 bpm.	21b	0.5	180.0	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2067 m sampai 1808 m.	6d	1.0	181.0	2222.0	
	Observasi sumur Static Loss 0.9 BPM, Dynamic Loss 2.2 BPM / 300 GPM.	21b	1.0	182.0	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1808 m sampai 1895 m.	6d	0.5	182.5	2222.0	
	Observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 0.9 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.30 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb. - Sirkulasi 300 gpm, dynamic loss 2.6-4.6 bpm.	21b	6.0	188.5	2222.0	NPT
	Lanjut observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 1.0 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.30 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb.	21b	1.5	190.0	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1895 m sampai 2067 m.	6d	1.0	191.0	2222.0	
	Spot #9 80 bbbls LCM Diaseal M 40 ppb selama displace dengan 275 gpm, dynamic loss 2.4 bpm.	21b	1.0	192.0	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2067 m sampai 1721 m sambil displace 20 bbbls (sisa LCM di string).	6d	1.0	193.0	2222.0	
	Observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 0.4-0.8 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.30 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb.	21b	3.0	196.0	2222.0	NPT
	Lanjut observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 0.9 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.30 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb.	21b	1.0	197.0	2222.0	NPT
	Lanjut observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 0.9 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.30 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb.	21b	1.0	197.0	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1721 m sampai 1980 m.	6d	1.0	198.0	2222.0	
	Spot #10 80 bbbls LCM Diaseal M 40 ppb selama displace dengan 300 gpm, dynamic loss 3.5 bpm.	21b	0.5	198.5	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1980 m sampai 1635 m. Statik loss, 0.9 bpm.	6d	1.5	200.0	2222.0	
	Observasi statik loss lewat trip tank, statik loss 0.9 bpm, sambil lanjut mixing lumpur 1.30 SG dan LCM Diaseal M 40 ppb.	21b	5.0	205.0	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 1635 m sampai 2067 m. Statik loss, 0.9 bpm.	6d	1.0	206.0	2222.0	
	Pompa LCM Diaseal-M 40 ppb, tekanan naik sampai 1900 Psi, Abas tekanan dan cek DP Screen, berih. Usaha pompakan kembali, tekanan naik dan bertahan di 680 Psi. Indikasi rangkaian Buntu.	21b	0.5	206.5	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 2067 m sampai 707 m, terdapat LCM yang mengendap di dalam DP.	6d	5.5	212.0	2222.0	
	Lanjut cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 707 m sampai 325 m sambil L/D DP & bersihkan rangkaian joint per joint. - Pomp 40 bbbls LCM CaCO3 (M+F) lewat annulus dari kill line. - Statik loss 0.6-0.9 bpm.	6d	8.0	220.0	2222.0	
	Lanjut cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 325 m sampai permukaan sambil L/D joint per joint DP & bersihkan rangkaian.					

### Penanggulangan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW” (Lanjutan)

	Lanjut cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA DD dari 325 m sampai permukaan sambil L/D joint per joint DP & bersihkan rangkaian. - L/D 33 jts DP 5", 20 jts HWDP 5", Drilling Jar, 6 jts DC 6-1/4" - L/D 6-3/4"-7" OD Steerable MM, UG Stab 8-1/2", NMDC 6-3/4", MWD System 6-3/4" - Dull Grade 2/6/BT/S/X/MPN/PP - Static loss 0.6 bpm.	6d	8.0	228.0	2222.0	
	PJSM, MU dan Masuk rangkaian 8-1/2" PDC (RR, NOV, Type SKR816, Sn. E170046, Nz: 6x20, TFA: 1.840) + BHA Rotary (6-3/4" B/S + 1 jts DC 6-1/2" + Stab 8-3/8" + 1 jts DC 6-1/2" + Stab 8-3/8" + X/O + 6 jts DC 6-1/4" + X/O + 7 jts HWDP 5" + Drilling Jar + 13 jts HWDP 5") sampai 1900 m. - Static loss 0.6 bpm. - Fill up string per 8 stds	6d	13.5	241.5	2222.0	
	Cek dynamic loss di 1900. Sirkulasi 200 gpm, dynamic loss 3.0 bpm. - Sirkulasi 300 gpm, dynamic loss 3.8 bpm.	21b	0.5	242.0	2222.0	NPT
	Spot #12 (Liquid Casing) LCM 80 ppb 75 bbls dengan 90 gpm, dynamic loss 2.2 bpm. - Lanjut displace string vol dengan 300 gpm, dynamic loss 3.3 bpm.	21b	2.0	244.0	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA Rotary dari 1900 m sampai 1591 m. Geser dan potong drilling line 26 m sambil observasi static loss 0.3 bpm.	6d 9a	1.5 2.0	245.5 247.5	2222.0 2222.0	
	Lanjut observasi statik loss dengan trip tank, 0.3 bpm.	21b	2.5	250.0	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA Rotary dari 1591 m sampai 1708 m.	6d	1.0	251.0	2222.0	
	Observasi Dynamic Loss, pompakan dengan 300 GPM, tekanan naik sampai 1600 Psi, Abias tekanan. Cek surface line, baik. Indikasi rangkaian tersumbat.	21b	2.0	253.0	2222.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA Rotary dari 1708 m sampai 1421 m. Observasi static loss 0.3 bpm.	6d	1.0	254.0	2222.0	
	Usaha sirkulasi atasi kebuntuan dengan 300 GPM / 160 Psi, berhasil. Sirkulasi dapat kembali dilakukan. - Indikasi Pompa lumpur bocor.	21b	0.5	254.5	2222.0	NPT
	Observasi loss dengan 215 GPM / 220 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Bersihkan pompa dan saluran permukaan.	21b	1.5	256.0	2222.0	NPT
	Observasi Dynamic loss : - Sirkulasi dengan 275 gpm/350 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi dengan 400 gpm/700 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi dengan 530 gpm/930 Psi, dynamic loss 0.0 BPM.	21b	1.0	257.0	2222.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA Rotary dari 1421 m sampai 1900 m. - Sirkulasi di 1536 m dengan 220 GPM / 200 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi di 1708 m dengan 500 GPM / 930 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi di 1853 m dengan 220 GPM / 215 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Sirkulasi di 1900 m dengan 550 GPM / 1120 Psi, dynamic loss 0.0 BPM.	6d	3.5	260.5	2222.0	
	Lanjut masuk rangkaian pahat 8-1/2" PDC + BHA Rotary dari 1900 m sampai 2206 m. - Washdown dari 2198 m sampai 2206 m, baik.	6d	1.5	262.0	2222.0	
	Sirkulasi di 2206 m untuk observasi dynamic loss : - Dengan 400 GPM / 670 Psi, dynamic loss 0.0 BPM. - Dengan 500 GPM / 1020 Psi, dynamic loss 0.0 BPM.	5a	1.0	263.0	2222.0	
2270	Bor formasi dari 2232 mMD sampai 2270 mMD. - Parameter : WOB/MFI/SPP/RPM/RPM-M/Tq/ROPavg : 10-27 klbs/450-550 gpm/1500 - 1890 psi/50-75/125-155/2500-3450 lbs.ft/15.2 mpm - Last Lithology @ 2270 m : 100% Tuff. - BGM/G : 5-10 u / - - Last Survey @ 2244.44 mMD/2244.08 mTVD : Inc 0.51 deg, Azm 20.23 deg, C to C 5.12 m. - D-exp : 1.35 SG @ 2050 mMD. - Ditemukan rontokan shale dengan ukuran panjang 2.0-2.5 cm dan lebar 0.5-2.0 cm. - Sedang naikan MW ke 1.31 SG. - Mulai Dynamic Loss di 2265 m : 1.0-2.5 BPM dengan 500 GPM	2a	12.0	353.0	2270.0	
	Sirkulasi bersih. - Dynamic Loss : 2.0-2.5 BPM dengan 450 GPM.	21b	1.0	354.0	2270.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2270 m sampai 2173 m. - Overpull 10 Klbs di 2266 m, Back reamed dari 2266 m sampai 2173 m. - Backream dengan 200 GPM / 450 Psi, Dynamic Loss 2.0 - 5.0 BPM.	6d	0.5	354.5	2270.0	
	Spot #1 (Liquid Casing) LCM 60 ppb 60 bbls dengan 200 gpm. Dorong LCM sambil cabut pump out rangkaian 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2173 m sampai 2123 m, Overpull 20 Klbs	21b	0.5	355.0	2270.0	NPT
	Sirkulasi bersih dengan 450 GPM / 1460 Psi, Dynamic Loss 0.8 - 1.0 BPM.	21b	1.0	356.0	2270.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2123 m sampai 1892 m. - Overpull 20 klbs @2077 m, backream dari 2077 m sampai 1923 m (400 gpm/1190 psi/40 rpm). Dynamic loss 0.6 - 0.8 bpm.	6d	2.0	358.0	2270.0	
	Sirkulasi dengan 500 GPM / 1580 Psi, Dynamic Loss 0.0 - 0.8 BPM.	21b	1.0	359.0	2270.0	NPT
	Observasi statik loss dengan trip tank, static. - Mixing lumpur 1.31 SG dan LCM Diaseal 40 bbls 40 ppb.	21b	3.0	362.0	2270.0	NPT

## Penanggulangan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW” (Lanjutan)

	Observasi statik loss dengan trip tank, static. - Mixing lumpur 1.31 SG dan LCM Diaseal 40 bbbs 40 ppb.	21b	3.0	362.0	2270.0	NPT
	Masuk rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 1892 m sampai 2028 m. - Duduk 10 klbs @1961 m, reaming dari 1961 m sampai 2028 m. - Observasi dynamic loss dengan 350 gpm/930 psi, stabil. - Observasi dynamic loss dengan 500 gpm/1640 psi, stabil. - Observasi dynamic loss dengan 550 gpm/1950 psi, stabil.	6d	2.0	364.0	2270.0	
	Lanjut masuk rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2028 m sampai 2270 m. - Ada indikasi string duduk 5-10 klbs sambil washdown dan reaming dari 2028 m sampai 2270 m (400-500 gpm/1100-1650 psi/40 rpm). - Sirkulasi @2270 m dengan 450-500 gpm/1400-1600 psi, dynamic loss - stabil.	6d	3.5	367.5	2270.0	
2278	Lanjut bor formasi dari 2270 mMD sampai 2278 mMD. - Parameter : WOB/MFI/SPP/RPM/RPM-M/Tq/ROPavg : 10-25 klbs/500 gpm/1750-1840 psi/60/140/2000-2900 lbs.ft/15 mpm - Last Lithology @ 2278 m : 100% Tuff. - BG/MG : 5-10 u / - - Mulai Dynamic Loss di 2276 m : 1.5 BPM dengan 500 GPM	2a	2.0	369.5	2278.0	
	Sirkulasi bersih dengan 500 GPM, Dynamic Loss 1.2 - 1.5 BPM.	5a	1.0	370.5	2278.0	
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2278 m sampai 2230 m.	6d	0.5	371.0	2278.0	
	Spot Diaseal-M 40 ppb 40 bbbs.	21b	0.5	371.5	2278.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2230 m sampai 2085 m.	6d	0.5	372.0	2278.0	
	Sirkulasi observasi dynamic loss : - 200 GPM/ 450 psi, stabil. - 400 GPM/1220 psi, 0.3 BPM - 500 GPM/1730 psi, 0.9 BPM	21b	0.5	372.5	2278.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2085 m sampai 1892 m.	6d	1.5	374.0	2278.0	
	Observasi dynamic loss dengan 550 GPM, static. - Mixing lumpur 1.31 SG dan LCM Diaseal 80 bbbs 40 ppb.	21b	3.0	377.0	2278.0	NPT
2517	Lanjut bor formasi lubang 8-1/2" dari 2504 mMD sampai 2517 mMD (TD). - Parameter : WOB/MFI/SPP/RPM/RPM-M/Tq/ROPavg : 10-25 klbs/450 gpm/1600-1700 psi/75/130/3200-3500 lbs.ft/32 mpm - Last Lithology @ 2517 m : 100% Tuff - BG/MG : 2-3 u / - - Dynamic loss : 0.6 - 1.0 bpm dengan 450 gpm. - Last Survey @ 2491.66 mMD/2491.28 mTVD : Inc 1.00 deg, Azm 110.83 deg, C to C 5.06 m. - Bit Krev on bottom / Tot Bit hours : 953.820 / 75.7	2a	7.0	467.0	2517.0	
	Sirkulasi bersih (500 gpm/1950 psi), dynamic loss 0.8-1.2 bpm.	5a	1.5	468.5	2517.0	
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2517 m sampai 2403 m. - Cabut sambil pumpout dan backreaming interval 2452-2403 m (450 gpm/1650 psi/30 rpm), dynamic loss 1.0 bpm.	6d	1.0	469.5	2517.0	
	Spot Diaseal-M 40 ppb 35 bbbs.	21b	0.5	470.0	2517.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2403 m sampai 2230 m. - Cabut sambil pumpout dan backreaming interval 2368-2340 m; 2322-2297 m (450 gpm/1600 psi/40 rpm), dyn loss 1 bpm.	6d	2.0	472.0	2517.0	
	Sirkulasi (450 gpm/1480 psi), dynamic loss 1 bpm.	21b	0.5	472.5	2517.0	NPT
	Spot Diaseal-M 40 ppb 35 bbbs.	21b	0.5	473.0	2517.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2230 m sampai 2030 m.	6d	1.0	474.0	2517.0	
	Sirkulasi (500 gpm/1770 psi), dynamic loss 0.7 bpm	21b	1.0	475.0	2517.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA DD dari 2030 m sampai surface. - Fill up lubang dengan trip tank. Static loss : 0.3 bpm. - L/D 2 jnts 6-3/4" NMDC, MWD dan Mud Motor (bearing gap 6mm). - Record Temp MWD @TD (sensor di 2493 m) : 80.99 deg C. - L/D Bit 8-1/2" TCB, dull grade : 1-3-WT-G-E-1/16-NO-TD.	6d	9.0	484.0	2517.0	
	PJSM, MIU dan masuk rangkaian pahat RR1 8 1/2" TCB, Baker Hughes (s/n: 5264235 Nozzle 3x32, TFA : 2.356 in <sup>2</sup> ) + BHA Rotary (Bit Sub + 6-1/2" DC + 8-1/2" OD String Stab + XO + 6 Jts 6 1/2" DC + XO + 7 Jts HWDP 5" + 6 1/2" Jar + 13 Jts HWDP 5") sampai 2067 m. - Fill up lubang. Static loss : 0.3-0.4 bpm. - Break sirkulasi @290 m, 693 m, 1123 m, 1524 m dgn 130 gpm, dynamic loss 0.8 bpm.	6d	9.0	493.0	2517.0	
	Sirkulasi (500 gpm/1050 psi), observasi dyn loss 0.9 bpm.	21b	0.5	493.5	2517.0	NPT
	Spot Diaseal-M 100 ppb 35 bbbs	21b	0.5	494.0	2517.0	NPT
	Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA Rotary dari 2067 m sampai 1898 m.	6d	1.0	495.0	2517.0	
	Sirkulasi observasi dyn loss : - 250 gpm/ 350 psi, dynamic loss 0.3 bpm - 500 gpm/1040 psi, dynamic loss 0.7 bpm - 550 gpm/1140 psi, dynamic loss 0.9 bpm	21b	2.0	497.0	2517.0	NPT

### Penanggulangan *loss circulation* pada sumur “DN” lapangan “NW” (Lanjutan)

Masuk rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA Rotary dari 1898 m sampai 2067 m. - Masuk sambil wahdown dan reaming (300 gpm/465 psi/20 rpm) interval 1982 - 1985 m, 2000 - 2013 m.	6d	1.0	498.0	2517.0	
Spot Diaseal-M 100 ppb 35 bbbls.	21b	0.5	498.5	2517.0	NPT
Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA Rotary dari 2067 m sampai 1898 m.	6d	1.0	499.5	2517.0	
Sirkulasi observasi dynamic loss - 500 gpm/ 970 psi, dynamic loss 0.7 bpm. - 550 gpm/1140 psi, dynamic loss 0.8 bpm. - 600 gpm/1360 psi, dynamic loss 0.9 bpm.	21b	4.0	503.5	2517.0	NPT
Observasi static loss dengan trip tank, static loss 0.3-0.4 bpm. - Mixing LCM 70 bbbls Liquid Casing 60 ppb (20 ppb L C F + 40 ppb L C C)	21b	2.5	506.0	2517.0	NPT
Masuk rangkaian pahat RR1 8 1/2" TCB + BHA Rotary dari 1898 m sampai 2205 m. - Washdown dari 2000 m sampai 2014 m (200 gpm/230 psi), dynamic loss 0.9 bpm. - Washdown dari 2068 m sampai 2071 m (150 gpm/130 psi), dynamic loss 0.9 bpm.	6d	2.0	508.0	2517.0	
Spot #1 35 bbbls Liquid Casing 60 ppb (20 ppb L C F + 40 ppb L C C) dengan 100 gpm, dynamic loss 0.6 bpm. - Displace string volume dengan 200 gpm, dynamic loss 0.8 bpm.	21b	1.0	509.0	2517.0	NPT
Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA Rotary dari 2205 m sampai 2061 m.	6d	1.0	510.0	2517.0	
Spot #2 35 bbbls Liquid Casing 60 ppb (20 ppb L C F + 40 ppb L C C) dengan 100 gpm, dynamic loss 0.3 bpm. - Displace string volume dengan 200 gpm, dynamic loss - stabil.	21b	1.0	511.0	2517.0	NPT
Cabut rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA Rotary dari 2061 m sampai 1868 m. - Flush string dengan 100 gpm, dynamic loss - stabil.	5a	1.0	512.0	2517.0	
Observasi loss. - Statik loss - Static. - 200 gpm/ 210 psi - Stabil - 300 gpm/ 370 psi - Stabil - 400 gpm/ 640 psi - Stabil - 500 gpm/ 950 psi - Stabil - 600 gpm/ 1300 psi - Stabil	21b	6.0	518.0	2517.0	NPT
Masuk rangkaian pahat 8-1/2" TCB + BHA Rotary sampai 2356 m, duduk 20 kbbs.	6d	3.0	521.0	2517.0	
Sirkulasi 1 x BU (500 gpm/950 psi), dynamic loss - stabil.	5a	1.0	522.0	2517.0	
- Recover 30 bbbls liquid casing di trip tank.	5a	1.5	580.0	2517.0	
Sirkulasi bersih (550 gpm/1200 psi/30 rpm), dyn loss 0 bpm.					
Sirkulasi naikan SG betahap 1.31 ke 1.33 (400 gpm/610 psi/20 rpm) - Setelah sirkulasi 2 cycle SG in/out : 1.33/1.31 terjadi dyn loss 6 bpm dgn 400 gpm.	5a	2.0	582.0	2517.0	
Cabut rangkaian TCB 8-1/2" + BHA Rotary dari 2517-1898 m dengan pumpout dan backream (80 gpm/430 psi/30 rpm) dyn loss 1.8 bpm.	6d	6.0	588.0	2517.0	
Spot 35 Bbls LCM Pill (Liquid Casing). Displace dengan 100 GPM / 310 Psi, Dynamic Loss 0.5 - 1.1 BPM.	21b	1.0	589.0	2517.0	NPT
Cabut rangkaian TCB 8-1/2" + BHA Rotary dari 1898 - 1744 m.	6d	1.0	590.0	2517.0	
Observasi Dynamic Loss : - 200 GPM / 50 Psi, Dynamic Loss 0.6 BPM - 300 GPM / 120 Psi, Dynamic Loss 0.2 BPM - 400 GPM / 300 Psi, Dynamic Loss 0.9 BPM - Sambil Mixing LCM Pill dan Lumpur Baru SG 1.32	21b	4.0	594.0	2517.0	NPT
Observasi static loss : 0.1 BPM	21b	1.0	595.0	2517.0	NPT
Masuk rangkaian TCB 8-1/2" + BHA Rotary dari 1744 - 1985 m.	6d	1.0	596.0	2517.0	
Spot 20 bbl LCM LCM Pill (Liquid Casing 60 ppb). Displace dengan 200 gpm / 260 Psi, Dynamic Loss 0 BPM.	21b	0.5	596.5	2517.0	NPT
Cabut rangkaian TCB 8-1/2" + BHA Rotary dari 1985 - 1898 m.	6d	0.5	597.0	2517.0	
Spot 20 bbl LCM LCM Pill (Liquid Casing 60 ppb). Displace dengan 110-150 gpm / 185-240 Psi, Dynamic Loss 0 BPM.	21b	0.5	597.5	2517.0	NPT
Cabut rangkaian TCB 8-1/2" + BHA Rotary dari 1898 - 1774 m.	6d	0.5	598.0	2517.0	
Observasi Dynamic Loss : - 200 GPM / 300 Psi, Dynamic Loss 0.2 BPM - 300 GPM / 450 Psi, Dynamic Loss 0.3 BPM - 400 GPM / 720 Psi, Dynamic Loss 0.3 BPM - 500 GPM / 1000 Psi, Dynamic Loss 0.2 BPM - 550 GPM / 1130 Psi, Dynamic Loss 0.3 BPM - 600 GPM / 1340 Psi, Dynamic Loss 0.5-1.5 BPM - Kum lost selama observasi dyn loss 42 bbbls	21b	2.0	600.0	2517.0	NPT
Observasi Static Loss : 0.5 sampai 0 bpm. - Kum lost selama observasi dyn loss + static loss : 80 bbbls	21b	3.0	603.0	2517.0	NPT
Observasi Dynamic Loss @ 1774 m : - 100 GPM / 80 Psi, Dynamic Loss 0 BPM	21b	1.0	604.0	2517.0	NPT
Observasi Dynamic Loss @ 1774 m : - 300 GPM / 430 Psi, Dynamic Loss 0 BPM - 400 GPM / 670 Psi, Dynamic Loss 0 BPM - 500 GPM / 900 Psi, Dynamic Loss 0 BPM	21b	1.5	605.5	2517.0	NPT
Masuk rangkaian TCB 8-1/2" + BHA Rotary dari 1898 sampai 2517 m. - Washdown dari 2069 m sampai 2071 m - Reamed dari 2502 m sampai 2517 m	6d	4.0	611.0	2517.0	
Sirkulasi bersih, Dynamic Loss, Stabil.	5a	1.0	612.0	2517.0	