

## ANALISA PENYEBAB HILANG SIRKULASI LUMPUR PADA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y

Pradiko.Z.H , A.Hamid.MT, dan Puri Wijayanti,  
Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti  
p.zulitama@gmail.com

---

### ABSTRACT

Lost circulation is one of the major problems in the drilling operation which can lead to not obtaining cutting, stuck pipe, and blow out. Therefore, lost circulation must be addressed because it has a high risk can increase the cpst and time during the drilling process. In general, there are several techniques that can be used to overcome the loss of circulation, one which is the use LCM (lost circulating material).

In this thesis will investigate the loss circulation of drilling mud in the X well. The spud process in X well was started in March 2<sup>nd</sup> 2013, and reached total depth at 8950 ftMD. Drilling process has breakthrough Lidah, Kawengan, Wonocolo, Ngrayong, and Tuban Karbonat formation and lost circulation was happen in Tuban Karbonat formation. Mud that used in this job was oil base mud and changed to KCL polymer when drilling into production zone.

The cause of lost circulation taht occurs in X well because of the formation which has pores large of particle size, so that the mud flow into the formation and pressure in the hole is greater than the formation pressure. The controllng method which is used to handle the problem is using LCM which is Calsium Carbonate (CaCO<sub>3</sub>) and do Blind Drilling.

---

### 1. PENDAHULUAN

Operasi pemboran yang dilakukan tidak selalu berjalan dengan lancar seperti apa yang direncanakan, adakalanya terjadi masalah yang mengganggu operasi pemboran sehingga menyebabkan kerugian bagi perusahaan. Kerugian tersebut meliputi kerugian waktu, peralatan, dan kerugian material yang semuanya itu menyebabkan biaya pemboran meningkat. Salah satu masalah dalam pemboran yaitu hilangnya lumpur (*lost circulation*). *Lost circulation* adalah hilangnya sebagian atau seluruh lumpur pemboran pada saat disirkulasikan dan masuk ke dalam formasi yang sedang dibor, sehingga mengakibatkan terjadinya ketidakseimbangan antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi.

Salah satu masalah yang muncul pada pemboran Sumur X ini adalah *lost circulation* karena adanya porositas dan permeabilitas yang tinggi, yang memungkinkan lumpur mengalir ke

dalam formasi, dan tekanan di dalam lubang lebih besar dari tekanan formasi. Akibat dari masalah tersebut dapat menimbulkan kerugian-kerugian antara lain: tidak didapatnya *cutting* pemboran sebagai sampel log, dapat menyebabkan terjepitnya pipa pemboran, kerusakan pada formasi apabila terjadi pada zona produktif. Pada pemboran Sumur X ini terjadi *loss circulation* pada dua trayek yang berbeda. Kejadian *loss circulation* terjadi ketika pemboran mencapai formasi yang mengandung *limestone*. Pemboran trayek 26" menembus formasi Lidah, permasalahan yang timbul adalah *tight hole* kemudian pemboran dilanjutkan menuju trayek 17 ½ " menembus formasi Kawengan dan Wonocolo, permasalahan yang timbul adalah *swelling clay* dan *sloughing shale*. Pemboran dilanjutkan pada trayek 12 ¼ " yang menembus formasi Wonocolo dan timbul masalah *swelling clay*. Kemudian pada trayek 8 ½ " menembus formasi Ngrayong dan Tuban Karbonat terjadi *lost circulation*, dan pada trayek 6" menembus formasi Tuban Karbonat juga terjadi *loss*.

Dalam tugas akhir ini akan dibahas apa penyebab terjadinya hilangnya sirkulasi lumpur pada pemboran Sumur X. Sumur X merupakan sumur pengembangan (*development well*) yang terletak di provinsi Jawa Timur, yaitu Lapangan Sukowati. Sumur ini merupakan sumur horizontal dengan kedalaman akhir 8950 ftMD.

Maksud dan tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah untuk menganalisa penyebab hilangnya sirkulasi lumpur pada pemboran Sumur X, untuk melihat apakah *loss* yang terjadi akibat faktor mekanis atau alamiah dan metode apa yang digunakan untuk menangani *loss*. Analisa penyebab *loss* akan menggunakan metode perhitungan dan data didapat dari *drilling report* PT. Pertamina UTC.

## 2. TEORI DASAR

Pada mulanya yang digunakan sebagai media sirkulasi adalah air. Tetapi dengan semakin berkembangnya pemboran, sifat-sifat fisik air tidak memadai lagi untuk digunakan. Maka dari itu digunakanlah lumpur pemboran dan untuk memperbaiki sifat-sifat lumpur tersebut ditambahkan zat-zat kimia.

### 3.1 Lumpur Pemboran

Lumpur pemboran adalah suatu cairan yang terdiri dari campuran berbagai macam material yang dipakai pada saat pemboran. Lumpur pemboran merupakan salah satu faktor penting dalam melakukan operasi pemboran dimana kecepatan pemboran, efisiensi dan juga keselamatan operasi pemboran sangat bergantung pada lumpur pemboran yang digunakan. Untuk itu sifat-sifat lumpur harus diamati, dianalisa, dan disesuaikan dengan kondisi lapangan sehingga dihasilkan suatu karakteristik yang paling tepat, sesuai dengan kebutuhannya dalam operasi pemboran. Dengan menggunakan lumpur bor yang sesuai maka diharapkan operasi pemboran itu dapat berjalan dengan lancar.

#### 3.1.1 Fungsi Lumpur Pemboran

Pada awal pemboran fungsi utama lumpur pemboran hanyalah mengangkat serpih bor dari dasar sumur ke permukaan. Tetapi dengan semakin

berkembangnya pemboran, fungsi dan kegunaan utama dari lumpur pemboran adalah:

#### 1. Mengangkat *cutting* ke permukaan

Tujuan utama dari lumpur pemboran adalah untuk membawa serbuk bor (*cutting*) dari dalam lubang bor ke permukaan selama pemboran berlangsung. Apabila serbuk bor tidak dapat dikeluarkan maka akan terjadi penumpukan serbuk bor di dasar lubang, jika hal ini terjadi maka akan terjadi masalah seperti terjepitnya pipa oleh serbuk bor.

#### 2. Mendinginkan dan melumasi bit dan drill string

Pada saat pemboran berlangsung maka akan terjadi panas yang diakibatkan oleh adanya gesekan antara pahat dan rangkaian pipa bor dengan formasi batuan. Tetapi dengan adanya aliran lumpur maka panas dapat didinginkan dan melumasi sistem, sehingga peralatan bor tidak cepat rusak dan dapat memperpanjang umur bit.

#### 3. Mengontrol tekanan formasi

Tekanan formasi yang normal adalah tekanan yang mempunyai gradient tekanan formasi sekitar 0,433 – 0,465 psi/ft kedalaman tegak. Pada tekanan yang normal, air dan padatan pada pemboran telah cukup untuk menahan tekanan formasi ini. Untuk tekanan yang lebih kecil dari normal (subnormal), densitas lumpur harus diperkecil agar lumpur tidak masuk kedalam formasi. Sebaliknya untuk tekanan yang lebih besar dari normal ( $< 0,465$  psi/ft, abnormal pressure), maka barite kadang-kadang perlu ditambahkan untuk memperberat lumpur agar dapat mengimbangi tekanan formasi. Oleh karena itu, tekanan hidrostatik lumpur selalu dijaga agar cukup menahan tekanan dari formasi.

#### 4. Menahan *cutting* sewaktu sirkulasi lumpur dihentikan

Selama cabut pahat atau penambahan drill string, sirkulasi lumpur dihentikan untuk sementara waktu. Pada saat sirkulasi lumpur dihentikan serbuk bor harus bertahan agar tidak terendapkan didasar lubang bor, sebab jika lumpur mengendap didasar lubang bor dapat menyebabkan akumulasi *cutting* dan pipa bor akan terjepit (*pipe sticking*). Kemampuan lumpur menahan serbuk bor tergantung dari sifat *gel strength* yang terlalu besar

akan memperberat kerja pompa pada saat memulai sirkulasi kembali.

**5. Menahan sebagian berat drill string dan casing**

Pada saat memasukan atau mencabut rangkaian pipa bor, dan saat memasukan casing kedalam lubang bor yang berisi lumpur, sebagian berat rangkain pipa bor atau casing akan ditahan oleh gaya keatas dari lumpur yang sebanding dengan berat lumpur yang dipindahkan. Bertambah dalamnya formasi yang dibor, maka rangkaian pipa bor serta casing yang diperlukan juga bertambah banyak sehingga beban rangkaian tersebut semakin berat.

**6. Sebagai media logging**

Bahan-bahan yang dibawa oleh lumpur pemboran maupun perubahan tekanan pada lumpur merupakan informasi atau sebagai media penghantar arus listrik di lubang bor dalam operasi logging. Logging perlu dilakukan untuk menentukan adanya minyak, gas, dan air serta untuk korelasi batuan.

**7. Membersihkan dasar lubang bor**

Secara umum, pembersihan dasar lubang bor dilakukan dengan menggunakan fluida yang encer pada *shear rate* tinggi saat melewati nozzle pada pahat. Ini berarti bahwa fluida yang kental kemungkinan besar dapat digunakan untuk membersihkan lubang bor, jika fluida tersebut memiliki sifat *shear thinning* yang baik dan pada umumnya, fluida dengan kandungan padatan yang rendah merupakan fluida yang paling baik untuk membersihkan dasar lubang bor.

**8. Menghantarkan daya hidrolika ke pahat**

Lumpur bor adalah media untuk menghantarkan daya hidrolika dari permukaan ke dasar lubang bor. Daya hidrolika lumpur harus ditentukan dalam membuat perencanaan pengeboran sehingga laju sirkulasi lumpur dan tekanan permukaan dihitung sedemikian agar penggunaan tenaga menjadi optimal untuk membersihkan lubang dan mengangkut serpih bor.

**9. Mencegah dan menghambat laju korosi**

Korosi adalah proses elektrokimia, karena itu semakin banyak jumlah ion elektrolit didalam lumpur atau semakin tinggi konduktivitas lumpur maka akan semakin besar laju korosi. Banyak jenis additive yang ditambahkan ke dalam lumpur untuk

menghambat laju korosi misalnya zat pengikat oksigen atau penghambat kerak.

**3.1.2 Hidrolika Lumpur Pemboran**

Hidrolika lumpur yang akan dibahas adalah kecepatan aliran lumpur. Pada saat lumpur disirkulasikan didalam annulus akan mengakibatkan penambahan tekanan hidrostatik lumpur, yang disebut BHCP (Bottom Hole Circulation Pressure). Faktro hidrolika ini meliputi hal-hal sebagai berikut : kecepatan aliran lumpur pemboran diannulus, kehilangan tekanan, dan *Equivalent Circulation Density* (ECD).

**1. Kecepatan Aliran**

Kecepatan aliran adalah debit pompa dibagi dengan luas penampang aliran, sehingga didapatkan :

$$V = \frac{Q}{A}$$

Keterangan :

V = Kecepatan aliran fluida, m/dt

Q = Debit pompa, m<sup>3</sup>/dt

A = Luas penampang aliran, m<sup>2</sup>

**2. Kecepatan Aliran di Annulus**

Untuk menentukan sifat aliran dalam sistem sirkulasi apakah jenis turbulen atau laminar maka dapat diketahui dengan menghitung kecepatan aliran rata-rata dari fluida di annulus dan kecepatan kritisnya. Bila kecepatan rata-rata dibawah dari kecepatan kritisnya maka alirannya adalah laminar, sedangkan jika diatas kecepatan kritisnya maka alirannya adalah turbulen. Untuk mengetahui kecepatan aliran lumpur diannulus, kecepatan aliran kritis, dan kehilangan tekanan serta ECD (*Equivalent Circulation Density*), dapat dihitung dengan menggunakan persamaan dari yield point (YP) dan plastic viscosity (PV). Dengan menggunakan Fann VG Meter kita dapat mengetahui nilai Dial reading. Persamaannya sebagai berikut :

$$YP = \frac{Dial\ reading - PV}{300}$$

..... (3-6)

$$PV = \frac{Dial\ reading - YP \cdot 300}{600}$$

..... (3-7)

$$\frac{600}{300} = \frac{PV}{Y_P} + \frac{300}{PV} \quad (3-8)$$

$$\frac{300}{n} = \frac{Y_P}{3,32} + \frac{PV}{3,32} \quad (3-9)$$

$$\log \frac{300}{n} = \frac{Y_P}{3,32} + \frac{PV}{3,32} \quad (3-10)$$

$$k = \frac{Y_P}{3,32} + \frac{PV}{3,32} \quad (3-11)$$

Keterangan :

- 300 = Dial reading pada 300, RPM
- 600 = Dial reading pada 600, RPM
- n = Indeks aliran, dimensionless.
- k = Indeks konsistensi, dimensionless.

Kecepatan rata-rata dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$V_a = \frac{Q}{A} \quad (3-12)$$

Keterangan :

- V<sub>a</sub> = Kecepatan rata-rata diannulus, ft/sec.
- Q = Debit pompa, gpm.
- D<sub>i</sub> = Diameter lubang bor/dalam casing, inch.
- D<sub>o</sub> = Diameter luar drill string, inch.
- 2,448 = Faktor konversi.

Sedangkan untuk kecepatan kritisnya (V<sub>c</sub>) dapat dituliskan sebagai berikut :

$$V_c = \frac{2,448}{k} \quad (3-13)$$

Keterangan :

- MW = Densitas lumpur, ppg.

### 3. Kehilangan Tekanan di Annulus

Kehilangan tekanan ( P ) yang terjadi di annulus dapat ditentukan dengan persamaan :

- Untuk Aliran Laminer

$$P = \frac{16 Q^2 MW}{k^2 D_o^3} \quad (3-14)$$

3-14)

- Untuk Aliran Turbulen

$$P = \frac{100 MW^2 V_a^2}{D_o^5} \quad (3-15)$$

Keterangan :

- PV = Plastic viscosity, cp.
- V<sub>a</sub> = Kecepatan rata-rata di annulus, ft/sec.
- Y<sub>p</sub> = Yield Point, lb/100ft<sup>2</sup>.
- L = Panjang drill string, ft.
- MW = Densitas lumpur, ppg.
- D<sub>i</sub> = Diameter lubang bor/dalam casing, inch.
- D<sub>o</sub> = Diameter luar drill string, inch.

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

*Equivalent Circulation Density* (ECD) dapat (3-12)

dihitung dengan menggunakan persamaan

$$: ECD = \frac{MW}{14.7} + \frac{P}{14.7} \quad (3-16)$$

Dan besarnya tekanan lubang bor pada saat sirkulasi (BHCP) adalah :

$$BHCP = 0,052 \times ECD \times TVD \quad (3-17)$$

Keterangan:

- ECD = Equivalent Circulation Density, ppg.
- P = Kehilangan tekanan, psi.
- MW = Densitas lumpur, ppg.
- BHCP = Bottom(3Hole-13) Circulation Pressure, psi. TVD = Kedalaman tegak, ft.

### 3.1.3 Faktor-Faktor Penyebab Lost Circulation

Hilang sirkulasi selama proses pengeboran dapat terjadi karena beberapa faktor-faktor, antara lain:

#### 3.1.3.1 Jenis Formasi

*Lost circulation* dapat disebabkan oleh jenis formasinya, yaitu karena jenis porositas dan

permeabilitas yang besar dan adanya gua-gua dan rekahan formasi. Ditinjau dari segi formasinya, maka hilang lumpur dapat terjadi pada *Coarseley permeable formation* (formasi dengan butiran kasar yang permeable), *Cavernous formation* (gua-gua terbuka), *fissure, fracture, fault* (Gambar 3.1).

**a. Coarsely Permeable Formation**

*Coarsely Permeable Formation* adalah formasi permeable yang terdiri dari butir-butir penyusun yang kasar, dengan diameter pori-pori batuan formasi yang lebih besar dari diameter butiran padat dari lumpur dan tekanan hidrostatik lumpur lebih besar (>) 10 % dari tekanan formasi.

Formasi ini menjadi sebab terjadinya *loss*, karena butir-butir penyusun yang kasar (menandakan adanya ruang pori yang sangat besar), maka kemampuan untuk menyerap lumpur juga lebih besar. Apabila kemudian tekanan hidrostatik dari lumpur melebihi ambang batas kehancuran formasi, maka kemungkinan besar formasi tersebut akan pecah. Pecahnya formasi akan menyebabkan lumpur mengalir kedalam formasi. Contoh dari formasi ini adalah gravel dan pasir.

**b. Cavernous Formation**

*Cavernous Formation* adalah formasi yang banyak terdapat *reef, gravel*, dan juga *cavern* (gua-gua), sehingga terdapat ruang pori yang cukup besar sebagai tempat mengalirnya fluida pemboran, misalnya formasi batuan kapur (*limestone* dan *dolomite*).

**c. Fissure, Fracture, Faults**

Jenis formasi ini merupakan retakandalam formasi yang terjadi secara alamiah ataupun oleh sebab – sebab mekanis (*induced fracture*) seperti, tekanan pada waktu masuk pahat, kenaikan tekanan pompa yang lebih tinggi, lumpur yang terlalu berat, dan *gel strength* yang terlalu tinggi. Berikut contoh gambar hilang lumpur yang terjadi pada *Coarseley permeable formation* (formasi dengan butiran kasar yang permeable), *Cavernous formation* (gua-gua terbuka), *fissure, fracture, fault*.

**3.1.3.2 Tekanan**

Pada kegiatan pemboran terdapat dua jenis tekanan yang perlu mendapatkan perhatian khusus yaitu tekanan formasi dan tekanan hidrostatik. Tekanan formasi disebut juga sebagai tekanan

reservoir atau tekanan yang diukur pada dasar lubang sumur dalam keadaan sumur tertutup maka tekanan formasi ini disebut juga sebagai tekanan dasar lubang sumur.

Tekanan hidrostatik dalam kegiatan pemboran adalah dorongan yang dilakukan oleh fluida pemboran dalam hal ini berupa lumpur pemboran di dalam sumur bor. Pada kondisi tekanan formasi lebih kecil dari tekanan hidrostatik maka dapat mengakibatkan terjadinya kehilangan lumpur pemboran (*lost circulation*) yang dapat menyebabkan formasi menjadi pecah apabila tekanan hidrostatik lumpur terlalu besar. Untuk mengontrol sebuah sumur, kesetimbangan yang tepat antara tekanan formasi dan lubang sumur harus tetap dijaga. Tekanan hidrostatik tersebut seharusnya sama atau lebih kecil dari tekanan formasinya.

**1. Tekanan Formasi**

Tekanan formasi merupakan tekanan yang disebabkan oleh fluida didalam formasi. Tekanan formasi dapat dikatakan normal apabila *gradient* tekanan formasi berkisar antara 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 tekanan formasinya abnormal. Bila menggunakan lumpur dengan densitas yang terlalu tinggi pada tekanan formasi yang rendah akan menyebabkan *lost circulation*. Persamaan tekanan formasi adalah :

$$P_f = G_f \times D \tag{3-18}$$

Keterangan:  
 Pf = Tekanan formasi, psi.  
 Gf = Gradient tekanan formasi, psi/ft.  
 D = Kedalaman tegak, ft.

**2. Tekanan Overburden**

Tekanan overburden adalah tekanan yang diderita oleh formasi akibat adanya gaya berat jenis batuan, yang merupakan kombinasi antara berat jenis fluida yang terkandung didalam pori – pori batuan diatasnya. Persamaan tekanan overburden adalah :

$$P_o = G_o \times D \tag{3-19}$$

Keterangan:

Po = Tekanan overburden, psi.  
Go = Gradient tekanan overburden, psi/ft. D = Kedalaman tegak, ft.

**3. Tekanan Hidrostatik**

Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang diakibatkan oleh beban kolom fluida yang berada di atasnya dalam keadaan statis. Untuk menjaga keadaan sumur agar tetap stabil, maka harus diperhatikan kesetimbangan antara tekanan hidrostatik dan tekanan formasi, dimana tekanan hidrostatik seharusnya sedikit melebihi tekanan formasi sehingga fluida formasi tidak masuk kedalam lubang bor. Tekanan hidrostatik secara matematis dapat ditulis dengan persamaan sebagai berikut:

$$Ph = 0,052 \times \rho_{\text{lumpur}} \times D \dots\dots\dots (3-20)$$

Keterangan :

Ph = Tekanan hidrostatik, psi.

$\rho_{\text{lumpur}}$  = Densitas lumpur, ppg. D = Kedalaman tegak, ft.

Hubungan antara tekanan hidrostatik dengan kedalaman disebut dengan *gradient* tekanan. *Gradient* tekanan untuk *fresh water* adalah 0,433 psi/ft, sedangkan untuk *salt water* adalah 0,465 psi/ft. Penyimpangan dari harga tersebut dianggap sebagai tekanan abnormal atau subnormal. Pada saat keadaan statik, tekanan hidrostatik harus lebih besar sedikit dari tekanan formasi. Sedangkan pada saat keadaan dinamis, maka perlu diperhitungkan parameter kehilangan tekanan di annulus.

**4. Tekanan Rekah Formasi**

Tekanan rekah formasi adalah tekanan dimana formasi mulai rekah apabila ada penambahan tekanan. Tekanan rekah formasi di lapangan dapat diketahui dengan melakukan *Leak Off Test* (Gambar 3.6). LOT dilakukan dengan cara mengebor kira – kira 10-15 ft formasi dibawah *casing shoe*. Persamaan tekanan rekah adalah sebagai berikut:

$$Pfr = Gfr \times D \dots\dots\dots (3-21)$$

Keterangan :

Pfr = Tekanan rekah formasi, psi.

Gfr = Gradient tekanan rekah formasi, psi/ft.

D = Kedalaman tegak, ft.

Prosedur *Leak Off Test* 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 atau volume rendah dan naikkan tekanan.
- Pompakan bbl secara bertahap dan tunggu sampai tekanan stabil, lanjutkan tes sampai tekanan stabil meninggalkan garis lurus inilah tekanan yang membuat formasi mulai pecah.
- Keluarkan tekanan dan catat berapa banyak lumpur yang masuk ke formasi.

Persamaan yang digunakan adalah :

- Tekanan rekah formasi  
 $Pfr = (0,052 \times MW \times D) + Ps \dots\dots\dots (3-22)$

- Berat lumpur maksimum  
 $MW_{\text{max}} = \dots\dots\dots (3-23)$

- Gradient rekah Formasi  
 $Gfr = MW_{\text{max}} \times 0,052 \dots\dots\dots (3-24)$

- Gradient tekanan formasi  
 $Gf = \dots\dots\dots (3-25)$

Keterangan :

Ps = Tekanan permukaan, psi.

MW = Berat lumpur, ppg.

D = Kedalaman tegak, ft.

$MW_{\text{max}}$  = Berat lumpur maksimum, ppg.

Pfr = Tekanan rekah formasi, psi.

Gfr = Gradient rekah formasi, psi/ft.

**3.1.4 Mekanisme Lost Circulation**

*Lost circulation* adalah peristiwa hilangnya lumpur pemboran melalui lubang bor ke formasi yang mempunyai porositas yang besar, gua-gua, rekahan, dan adanya patahan. *Lost circulation* di formasi dapat terjadi karena:

1. Tekanan hidrostatik lubang bor yang menyebabkan formasi pecah ( $Ph > Pf$ ), ini diakibatkan karena:

- Densitas lumpur yang besar
- Tekanan formasi rendah
- Tekanan friksi annulus
- Tekanan surge

Tekanan surge dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$V_m = 1,5 \times V_a$$

$$P_{surge} = \left( \frac{V_m}{V_a} \times \frac{L}{D_i} \right)^n \times K$$

Keterangan :

$V_m$  = Kecepatan pipa maksimum, ft/min.

$V_a$  = Kecapatan rata – rata di annulus,

ft/min.

$P_{surge}$  = Tekanan surge, psi.

$D_i$  = Diameter lubang bor/dalam casing,

inch.

$D_o$  = Diameter luar drill string, inch.

$L$  = Panjang drill string, ft.

$n$  = Indeks aliran, dimensionless.

$K$  = Indeks konsistensi, dimensionless.

## 2. Rekahan alami atau permeabilitas yang besar

Tekanan overbalance lumpur ketika menembus formasi rekahan dan permeabilitas yang besar.

- Formasi tidak kompak - Adanya rekahan
- Adanya patahan
- Adanya gua – gua

## 3. PERHITUNGAN

### 4.5 Analisa Terjadinya Loss Circulation

Masalah timbulnya hilang sirkulasi akan menghambat operasi pemboran sehingga dilakukan analisa untuk mengetahui apakah penyebab dari *lost circulation* tersebut. Oleh karena itu dilakukan perhitungan Tekanan Hidrostatik (Ph), Tekanan formasi (Pf), Tekanan Rekah Formasi (P<sub>fr</sub>), *Equivalent Circulating Density* (ECD), *Bottom Hole Circulating Pressure* (BHCP), dan *Pressure surge* (P<sub>surge</sub>) untuk mengetahui penyebab *loss* tersebut.

#### 4.5.1 Perhitungan Tekanan Hidrostatik Lumpur Saat Loss

Permasalahan *Loss Circulation* sumur X terjadi pada formasi Wonocolo. Pada kedalaman 7792 ftMD, densitas lumpur yang digunakan pada saat itu adalah 13 ppg dengan lithologi 100% limestone. Dari perhitungan dapat diketahui tekanan hidrostatik lumpur pada saat *loss* adalah 3589 psi. Untuk perhitungan pada kedalaman selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.1 berikut ini:

$$(3-26)$$

Tabel 4.1

Perhitungan Tekanan Hidrostatik Lumpur Saat Loss

$$\dots\dots\dots (3-27)$$

No	Kedalaman saat loss (ftMD)	MW (ppg)	Ph saat loss (psi)
1	7792	13	3589
2	8649	8,7	2870
3	8950	8,7	2955
4	8950	8,6	2922
5	8950	8,5	2888

### 4.5.2 Perhitungan Tekanan Rekah Formasi

Perhitungan tekanan formasi dilakukan agar dapat menentukan berat lumpur yang akan digunakan pada saat pengeboran dilakukan. Sedangkan perhitungan tekanan rekah formasi dilakukan untuk mengetahui pada tekanan berapa formasi mulai retak. Pada sumur X kedalaman 8649 ftMD densitas lumpur yang digunakan saat loss adalah 8,7 ppg, dan tekanan permukaan ( menurut data *Formation Integrated Test* yang dilakukan pada kedalaman 5382 ftTVD) adalah sebesar 784 psi. Ternyata batuan formasi masih bisa menahan tekanan sekitar 4422,232 psi. Pada pemboran Sumur X ini tidak dilakukan LOT ( *Leak off Test*), maka tidak dapat ditentukan besarnya tekanan formasi dan tekanan rekah. Hanya estimasi besarnya tekanan yang masih dapat ditahan oleh batuan formasi.

#### 4.5.3 Perhitungan ECD dan BHP

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

Perhitungan ECD dan BHCP pada Sumur X kedalaman 7792 ftMD dan menggunakan GPM

sebesar 602 dengan data MW sebesar 13 ppg, PV sebesar 46 cp, dan YP sebesar 16 lb/100 ft<sup>2</sup> didapat hasil ECD sebesar 14,37 ppg dan BHCP sebesar 3967,34 psia. Nilai ECD dan BHCP pada setiap kedalaman yang terjadi loss terdapat pada tabel 4.2 berikut ini:

Tabel 4.2

Perhitungan *Equivalent Circulation Density* (ECD) dan *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP)

Kedalaman (ftMD)	ΔP total	ECD (ppg)	BHCP (psia)	ft TVD	MW (ppg)	PV	YP
7792	377,78	14,37	3967,34	5310	13	46	16
8649	737,5	10,94	3607,98	6345	8,7	15	16
8950	959,88	11,53	3915,85	6534	8,7	15	15
8950	907,79	11,37	3863,77	6534	8,7	12	15
8950	723,05	10,73	3645,05	6534	8,6	5	3
8950	677,85	10,5	3565,87	6534	8,5	4	4

BHA yang digunakan pada kedalaman 7792 ftMD (trayek 8 ½ ") dapat dilihat pada Tabel 4.3 di bawah ini:

Tabel 4.3

Susunan BHA Pada Trayek 8 ½ "

BHA	Panjang	OD (in)
Drilling motor	29,13	6,75
Stabilizer	5,22	7,5
Short NMDC	9,12	6,75
MFR LWD	30,05	6,75
HEL-MWD	19,6	6,75
NMDC	28,23	6,75
DC	88,17	6,5
HWDP	120,03	5
Drilling jar	32,1	6,25
HWDP	485,5	5
DP	6874,86	5

Sebelum melakukan perhitungan ECD dan BHCP, maka terlebih dahulu dilakukan perhitungan yang dilakukan adalah perhitungan Kecepatan kritis (Vc) dengan persamaan (3-13) dan *Velocity annulus* (Va) dengan menggunakan persamaan (3-14). Maka didapatkan data-data kecepatan aliran lumpur di annulus (Va) dan juga kecepatan kritis di annulus (Vc) pada kedalaman 7792 ftMD . Terlihat bahwa

aliran didominasi aliran Turbulen. Perhitungan kecepatan aliran lumpur di annulus (Va) dan kecepatan kritis di annulus (Vc) dilakukan pada setiap section BHA pada kedalaman 7792 ftMD yang terjadi *loss*. Nilai kecepatan aliran lumpur di annulus (Va) dan juga kecepatan kritis di annulus (Vc) dapat dilihat pada tabel 4.4 berikut ini:

Tabel 4.4

Kecepatan Aliran Lumpur dan Kecepatan Kritis di Annulus pada Kedalaman 7792 ftMD

BHA	Va (ft/sec)	Vc (ft/sec)
Lubang dengan Drilling motor	9,21	4,30
Lubang dengan Stabilizer	15,37	5,36
Lubang dengan Short NMDC	9,21	4,30
Lubang dengan MFR LWD	9,21	4,30
Lubang dengan HEL-MWD	9,21	4,30
Lubang dengan NMDC	9,21	4,30
Lubang dengan DC	8,20	4,16
Lubang dengan HWDP	5,20	3,83
Lubang dengan Drilling jar	7,41	4,06
Lubang dengan HWDP	5,20	3,83
Lubang dengan DP	5,20	3,83
Casing 9 5/8" dengan DP	4,88	3,81

Selanjutnya menentukan kehilangan tekanan (ΔP) dengan menggunakan persamaan (3-14) dan (3-15). Dari hasil perhitungan, diketahui kehilangan tekanan (ΔP) antara lubang bor dengan BHA pada kedalaman 7792 ftMD adalah sebagai berikut:

Tabel 4.5

Kehilangan Tekanan pada Kedalaman 7792 ftMD

BHA	ΔP (psi)
Lubang dengan Drilling motor	9,0
Lubang dengan Stabilizer	8,0
Lubang dengan Short NMDC	2,8
Lubang dengan MFR LWD	9,3
Lubang dengan HEL-MWD	6,1
Lubang dengan NMDC	8,7
Lubang dengan DC	18,8
Lubang dengan HWDP	5,7
Lubang dengan Drilling jar	5,0
Lubang dengan HWDP	23,2
Lubang dengan DP	30,9
Casing 9 5/8" dengan DP	250,3



Dari data kehilangan tekanan di annulus maka dapat menghitung *Equivalent Circulation Density* (ECD) dengan menggunakan persamaan (3-16). Kemudian hitung *Bottom Hole Circulating Density Pressure* (BHCP) dengan menggunakan persamaan (3-17). Perhitungan dilakukan pada setiap kedalaman yang terjadi *loss* pada trayek 8 ½ ” dan 6”. Dari hasil perhitungan *Equivalent Circulation Density* (ECD) dan *Bottom Hole Circulation Pressure* (BHCP), dapat diketahui apakah yang menyebabkan terjadinya *loss circulation*.

Setelah dilakukan perhitungan ECD dan BHCP pada setiap kedalaman yang terjadi *loss*, dapat diketahui bahwa penyebab *loss* adalah bukan karena lumpur pemborannya, tetapi karena formasi nya yaitu *limestone*. Terlihat bahwa nilai ECD dan BHCP pada setiap kedalaman *loss* tidak melebihi nilai estimasi tekanan yang masih dapat ditahan oleh formasi yaitu 4422,32 psia.

**4.5.4 Perhitungan Pressure Surge**

Pressure Surge merupakan tekanan pada saat memasukan pahat ke dalam lubang bor. Sifat lumpur dan prosedur pada saat memasukan pahat harus dikontrol untuk memastikan agar pressure surge tidak terlalu tinggi, karena hal ini juga menjadi salah satu penyebab permasalahan lost circulation. Adapun perhitungan presure surge yang dilakukan pada sumur X di kedalaman 7792 ft MD menggunakan persamaan (3-26) dan (3-27). Karena kecepatan aliran (  $V_a$  ) telah diketahui dari perhitungan ECD, maka pressure surge pada sumur x di kedalaman 7792 ft MD dapat dilihat pada tabel 4.4, dimana perhitungan dilakukan menggunakan persamaan di bawah ini. Maka, *pressure loss* pada setiap rangkaian BHA di sumur X di kedalaman 7792 ft MD dapat dilihat pada Tabel 4.6 sebagai berikut :

Tabel 4.6

Perhitungan *Pressure Loss* Kedalaman 7792 ftMD

BHA	$V_a$ (ft/sec)	VM (ft/min)	P loss (psia)
Lubang dengan Drilling motor	9,2	829,3	12,1
Lubang dengan Stabilizer	15,4	1383,3	9,0
Lubang dengan Short NMDC	9,2	829,3	3,8
Lubang dengan MFR LWD	9,2	829,3	12,5

Tabel 4.6  
(lanjutan)

BHA	$V_a$ (ft/sec)	VM (ft/min)	P loss (psia)
Lubang dengan HEL-MWD	9,2	829,3	8,2
Lubang dengan NMDC	9,2	829,3	11,7
Lubang dengan DC	8,2	737,7	26,3
Lubang dengan HWDP	5,2	468,4	9,1
Lubang dengan Drilling jar	7,4	666,9	9,8
Lubang dengan HWDP	5,2	468,4	36,7
Lubang dengan DP	5,2	468,4	48,8
Casing 9 5/8" dengan DP	4,9	439,5	173,4

Tabel 4.7  
Perhitungan *Pressure Surge*

Kedalaman (ftMD)	P loss total (psia)	P surge (psia)	MW (ppg)	PV	YP
7792	361,27	3638,33	13	46	16
8649	471,64	3342,12	8,7	15	16
8950	566,36	3522,34	8,7	15	15
8950	472,39	3428,37	8,7	12	15
8950	179,24	3101,25	8,6	5	3
8950	151,03	3039,06	8,5	4	4

Perhitungan *pressure surge* dilakukan pada setiap kedalaman yang terdapat masalah *loss* pada trayek 8 ½ “. Hasil dari pressure surge ini dapat dijadikan analisa untuk mengetahui penyebab terjadinya *loss circulation*. Untuk pressure surge pada setiap kedalaman dapat dilihat pada Tabel 4.7.

Terjadinya *loss* berhubungan langsung dengan rheologi lumpur pemboran, berikut adalah data rheologi lumpur pemboran pada setiap kedalaman yang terjadi *loss* pada tabel 4.8 berikut ini:

Tabel 4.8  
Rheologi Lumpur Pemboran  
Pada Setiap Kedalaman Yang Terjadi Loss

Kedalaman (ftMD)	MW (ppg)	PV (cp)	YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )
7792	13	46	16
8649	8,7	15	16
8950	8,7	15	15
8950	8,7	12	15
8950	8,6	5	3
8950	8,5	4	4

#### 4.5.5 Penyebab Loss Pada Sumur X

Pada sumur X terjadi *loss* pada trayek 8 ½” dan 6”. Nilai tekanan estimasi yang masih dapat ditahan oleh formasi adalah sebesar 4422,232 psia. Serangkaian perhitungan telah dilakukan untuk menganalisa penyebab terjadinya *loss* pada sumur X yaitu Tekanan Hidrostatik, ECD, BHCP, dan *Pressure Surge*. Pada hasil perhitungan ECD dan BHCP, nilai keduanya pada setiap kedalaman tidak melebihi nilai estimasi tekanan yang masih dapat ditahan oleh formasi. Dapat diartikan bahwa penyebab *loss* bukan disebabkan oleh lumpur yang digunakan, melainkan karena formasinya yaitu *limestone* yang merupakan formasi alami penyebab *loss*. Begitu juga dari hasil perhitungan *pressure surge* nilainya tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan oleh formasi.

### 4. PEMBAHASAN

Sumur X merupakan sumur pengembangan (*development well*). *Casing design* program 20” di set pada kedalaman 922 ft, *casing* di set pada kedalaman 4803 ftMD, *casing* di set pada kedalaman 7050 ftMD, *liner* 7” di set pada kedalaman 8546 ftMD dan *liner* 5” di set pada kedalaman 8950 ftMD. Pemboran trayek 26” dipasang casing 20”. Pemboran trayek 26” membentuk sumur vertikal. Lumpur berbahan dasar minyak digunakan pada pemboran trayek ini untuk mengatasi *shale problem* karena pada trayek ini mengandung *claystone* 85%. Masalah yang timbul pada pemboran trayek ini adalah *tight hole*. Penanganannya yang dilakukan adalah dengan *ream*

*down*. Selanjutnya dilakukan Pemboran trayek 17 “. Lumpur berbahan dasar minyak masih digunakan karena pada trayek ini didominasi oleh *claystone* sekitar 90%. Pada pemboran trayek ini, pada kedalaman 1000 ft ditentukan sebagai titik KOP. Pemboran trayek ini sering terjadi *overpull* ketika melakukan *wiper trip*. Penanganan yang dilakukan adalah *ream down* dan *work on pipe*.

Trayek berikutnya adalah 12 ” dan masih didominasi oleh *claystone* 80%, oleh karena itu lumpur berbahan dasar minyak masih digunakan. Masalah yang sering kali timbul pada trayek ini adalah seringnya terjadi *overpull* dan beberapa kejadian *stuck* dan *tight hole*. Penanganan yang dilakukan adalah seringnya dilakukan *ream down*, *back ream*, *circulating hole*, dan WOP. Ketika disirkulasikan, *cutting* yang keluar berukuran halus. Dari banyaknya kejadian terjadinya *hole problem* pada trayek ini dapat disimpulkan dari akibat kurangnya *wellbore support* yaitu *mud weight* dan karena geometri lubang bor mengingat bahwa ketika penggunaan *oil base mud* sangat kecil kemungkinan akan terjadi *swelling clay*.

Trayek berikutnya adalah trayek yang terjadi *loss*. Hilangnya sirkulasi pada Sumur X terjadi pada saat pengeboran menembus formasi Tuban Karbonat, litologi dari formasi Tuban Karbonat merupakan *limestone* yang terdapat pada zona *loss*. Formasi ini merupakan penyebab alami *lost circulation*. Berdasarkan data yang didapat dari sumur X hasil FIT (*Formation Integrity Test*) pada kedalaman 5382 ftTVD densitas lumpur yang digunakan adalah 13 ppg dan tekanan permukaan diketahui sebesar 784 psi sehingga didapat estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi sebesar 4422,232 psia.

Pemboran trayek 8 menggunakan lumpur yang sama yaitu OBM. Masalah yang timbul pada trayek ini adalah indikasi *partial loss* yang terjadi ketika pemboran menembus 7792 ftMD dan terdeteksi batuan yang terkandung adalah 90% *limestone* dan 10% *claystone* namun pada awal pemboran trayek ini terdeteksi kandungan batuan yaitu 90% *claystone* dan 10% *limestone*. Penanganannya adalah dengan menggunakan LCM

sebanyak 5 ppb yaitu jenis  $\text{CaCO}_3$ , kemudian laju sirkulasi lumpur kembali normal. Pada kedalaman 7792 ftMD pemboran dilakukan menggunakan *Oil Base Mud*. Dari perhitungan yang telah dilakukan, dapat diketahui bahwa tekanan hidrostatiknya sebesar 3589 psi. Dapat dikatakan bahwa penyebab *loss* pada kedalaman ini bukan akibat dari tekanan hidrostatik, karena tekanan hidrostatik tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Dari hasil perhitungan BHCP ( *Bottom Hole Circulating Pressure* ) didapat sebesar 3967 psi, juga tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi dan dapat dikatakan bahwa penyebab *loss* juga bukan akibat dari nilai BHCP. Besarnya *pressure surge* dari hasil perhitungan didapat sebesar 3638,33 psi, dan nilainya tidak melebihi dari estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Hal tersebut menandakan bahwa kehilangan yang terjadi bukan disebabkan oleh lumpur maupun *pressure surge*. Dapat disimpulkan bahwa penyebab timbulnya indikasi *partial loss* adalah akibat formasi batuan yang mengandung *limestone*.

Trayek yang terakhir adalah 6". Pada pemboran trayek ini, lumpur bahan dasar minyak diganti menjadi lumpur KCL Polimer. Dapat disimpulkan pemakaian lumpur KCL Polimer adalah karena alasan litologi batuan yang mengandung 90% *limestone* yang diketahui sebagai formasi yang *cavernous* (berongga-rongga) dan berpotensi *loss*. Pemboran mencapai kedalaman final pada 8950 ftMD. Terjadi *total loss circulation* pada kedalaman 8649 ftMD dan 8950ftMD dengan kumulatif *loss* sebesar 36490 bbls. Tidak dilakukan penyumbatan menggunakan LCM, hanya saja dilakukan *blind drilling* dari kedalaman 8649-8950 ftMD. *Loss* yang terjadi adalah disebabkan oleh formasinya itu sendiri yang bersifat *cavernous* yang akan dijelaskan dibawah ini.

Pada kedalaman 8649 ftMD diketahui memiliki estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi sebesar 4422,23. Lumpur yang digunakan pada kedalaman tersebut tidak lagi menggunakan OBM ( *Oil Base Mud* ) tetapi menggunakan KCL-Polimer dengan berat lumpur 8,7 ppg. Maka dari perhitungan yang telah dilakukan, dapat diketahui tekanan hidrostatiknya yaitu 2870 psi. Dari

perhitungan yang telah dilakukan, didapat ECD pada kedalaman 8649 ftMD sebesar 10,94 ppg dan BHCP sebesar 3607,98 psia. Selain ECD dan BHCP, terdapat juga perhitungan *pressure surge* yang dapat menyebabkan hilangnya sirkulasi. *Pressure surge* terlalu tinggi maka dapat menyebabkan formasi rekah dan fluida pemboran masuk ke dalamnya. Dari perhitungan yang telah dilakukan, diketahui *pressure surge* pada kedalaman 8649 ftMD sebesar 3342,12 psi. Tekanan tersebut masih dibawah estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Hal tersebut juga menandakan bahwa kehilangan yang terjadi pada kedalaman ini bukan disebabkan oleh *pressure surge* dan BHCP. Hilangnya sirkulasi pada kedalaman ini yaitu *total loss* sebesar 4270 bbls. Segera setelah *loss* terjadi dilakukan *blind drilling*.

Pada kedalaman 8950 ftMD yang merupakan kedalaman akhir terjadi *loss* sebesar 4860 bbls dimana masih berada pada formasi yang sama yaitu Tuban Karbonat memiliki nilai PV sebesar 15 cp dan PV sebesar 16 lb/100 ft<sup>2</sup>. Jika dilihat dari tekanan hidrostatiknya yaitu 2955 psia, maka dapat diketahui bahwa formasi tidak rekah akibat tekanan yang diberikan oleh lumpur. Hal ini dikarenakan tekanan hidrostatiknya tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi yaitu 4422,232 psia. Lumpur yang digunakan masih tetap sama yaitu KCL-Polymer dengan berat 8,7 ppg dan tekanan hidrostatik sebesar 2955 psi. Pada perhitungan ECD dan BHCP, diketahui kenaikan densitas sebesar 11,53 ppg dan tekanan lumpur saat disirkulasikan sebesar 3915,85 psi, masih dibawah estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Untuk perhitungan *pressure surge* sebesar 3522,34 psi, tekanan tersebut juga tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Hal tersebut menandakan bahwa kehilangan yang terjadi bukan disebabkan oleh lumpur, ECD, maupun *pressure surge*.

*Loss* terjadi pada kedalaman yang sama yaitu 8950 ftMD. Lumpur yang digunakan masih tetap sama yaitu KCL-Polymer dengan berat 8,7 ppg tetapi memiliki nilai PV dan YP yang berbeda yaitu 15 cp dan 15 lb/100 ft<sup>2</sup>. Pada kedalaman ini. Jika dilihat dari tekanan hidrostatiknya, maka dapat diketahui bahwa formasi tidak rekah akibat tekanan yang diberikan oleh lumpur. Hal ini dikarenakan tekanan hidrostatiknya tidak melebihi estimasi

tekanan yang dapat ditahan formasi. Dari hasil perhitungan didapat tekanan hidrostatik sebesar 2955 psi dan tekanan formasi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi sebesar 4422,23 psi. Pada perhitungan ECD dan BHCP, diketahui kenaikan densitas sebesar 11,37 ppg dan tekanan lumpur saat disirkulasikan sebesar 3863,77 psi, masih dibawah estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Untuk perhitungan *pressure surge* sebesar 3428,37 psi, tekanan tersebut juga tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Hal tersebut menandakan bahwa kehilangan yang terjadi bukan disebabkan oleh lumpur, ECD, maupun *pressure surge*.

*Loss* selanjutnya terjadi pada kedalaman yang sama yaitu 8950 ftMD. Lumpur yang digunakan masih tetap sama yaitu KCL-Polymer dengan berat jenis yang berbeda yaitu 8,6 ppg dan memiliki nilai PV sebesar 5 cp dan YP sebesar 3 lb/100 ft<sup>2</sup>. Pada kedalaman ini. Jika dilihat dari tekanan hidrostatiknya, maka dapat diketahui bahwa formasi tidak rekah akibat tekanan yang diberikan oleh lumpur. Hal ini dikarenakan tekanan hidrostatiknya tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Dari hasil perhitungan didapat tekanan hidrostatik sebesar 2922 psi dan estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi sebesar 4422,23 psi. Pada perhitungan ECD dan BHCP, diketahui kenaikan densitas sebesar 10,73 ppg dan tekanan lumpur saat disirkulasikan sebesar 3645,05 psi, masih dibawah estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Untuk perhitungan *pressure surge* sebesar 3101,25 psi, tekanan tersebut juga tidak melebihi estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi. Hal tersebut menandakan bahwa kehilangan yang terjadi bukan disebabkan oleh lumpur, ECD, maupun *pressure surge*.

*Loss* yang terakhir, terjadi pada kedalaman yang sama yaitu 8950 ftMD. Lumpur yang digunakan masih tetap sama yaitu KCL-Polymer dengan berat jenis yang berbeda yaitu 8,5 ppg dan memiliki nilai PV 4 cp sebesar dan YP sebesar 4 lb/100 ft<sup>2</sup>. Pada kedalaman ini. Jika dilihat dari tekanan hidrostatiknya, maka dapat diketahui bahwa formasi tidak rekah akibat tekanan yang diberikan oleh lumpur, sama seperti pada kejadian *loss* sebelumnya. Hal ini dikarenakan tekanan

hidrostatiknya tidak melebihi tekanan formasi. Dari hasil perhitungan didapat tekanan hidrostatik sebesar 2888 psi dan tekanan formasi sebesar 2829,22 psi. Pada perhitungan ECD dan BHCP, diketahui kenaikan densitas sebesar 10,5 ppg dan tekanan lumpur saat disirkulasikan sebesar 3565,87 psi, masih dibawah tekanan rekah formasi. Untuk perhitungan *pressure surge* sebesar 3039,06 psi, tekanan tersebut juga tidak melebihi tekanan rekah formasi. Hal tersebut menandakan bahwa kehilangan yang terjadi bukan disebabkan oleh lumpur, ECD, maupun *pressure surge*.

## 5. KESIMPULAN

1. Pemboran Sumur X merupakan sumur vertikal, dimana target formasi adalah Tuban Karbonat yang memiliki porositas dan permeabilitas yang relatif besar dan rongga-rongga yang saling berhubungan, sehingga sangat mungkin terjadi hilangnya sirkulasi.
2. Harga tekanan hidrostatik dan BHCP pada trayek 8 ½" yaitu tekanan hidrostatik 3589 psia dan BHCP 3967,34 psia. Pada trayek 6" tekanan hidrostatik 2870 psia dan BHCP 3607,98 psia masih dibawah estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi berdasarkan data FIT yaitu 4422,232 psia, sehingga tekanan hidrostatik lumpur yang digunakan dan nilai BHCP bukan penyebab pecahnya formasi yang bisa mengakibatkan *loss*.
3. Batuan *Limestone* yang memiliki memiliki porositas dan permeabilitas yang relative besar dan rongga-rongga yang saling berhubungan merupakan target formasi yaitu Tuban Karbonat yang terdapat pada trayek 8 ½" dan 6" sehingga sangat mungkin terjadi *loss*.
4. Dari hasil perhitungan yang dilakukan bahwa hilangnya lumpur pada pemboran trayek 8 ½" dan 6" bukan disebabkan oleh berat lumpur maupun *pressure surge*. Pada trayek 8 ½" nilai *pressure surge* sebesar 3638 psia dan pada trayek 6" sebesar 3342,12 psia. Terlihat bahwa nilai *pressure surge* masih dibawah estimasi tekanan yang dapat ditahan formasi yaitu 4422,232 psia. Dapat disimpulkan, *loss* yang terjadi

disebabkan oleh formasinya yaitu Tuban Karbonat dengan litologi limestone.

5. Metode yang digunakan untuk menanggulangi *lost circulation* pada Sumur X adalah penyumbatan menggunakan LCM jenis Kalsium Karbonat pada kedalaman 7792 ftMD sebesar 5 ppb dan terbilang sukses Pemboran sumur X pada Lapangan Karaha dinyatakan berhasil karena penyimpangan lintasan yang terjadi pada interval target reservoir sebesar 20 m masih dalam batas tolerir sebesar 25 m.

### UCAPAN TERIMA KASIH

Tugas akhir ini berjalan dibawah bimbingan Ir. A. Hamid.MT dan Puri Wijayanti.ST salah satu dosen Program Studi Perminyakan Universitas Trisakti. Maka dari itu Penulis mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada beliau atas segala bimbingan, saran, dan kritik selama pengerjaan tugas akhir ini. Selain itu, penulis juga berterima kasih kepada PT. Pertamina UTC dan Bpk. Andi, karena telah membimbing penulis selama mengerjakan Tugas Akhir ini.

### DAFTAR PUSTAKA

1. Adam, Neil., "Drilling Engineering", Penweel, Texas, 1984.
2. "Baroid Fluid Handbook", Baroid-Haliburton, 1997.
3. Burgoyne AT, et al, "Applied Drilling Engineering", First Printing Society of Petroleum Engineers, Richardson TX, 1986.
4. Drilling Program, Sumur X Lapangan Y, PT Pertamina UTC, Jakarta, 2009.
5. Drilling Report, Sumur X Lapangan Y, PT Pertamina UTC, Jakarta, 2013, 2 Maret – 3 Mei 2013.
6. "Penuntun Praktikum Laboratorium Konservasi Peralatan Bor & Produksi", Teknik Perminyakan, FTKE, Universitas Trisakti. Jakarta.
7. Penuntun Praktikum Teknik Lumpur Pemboran, Laboratorium Teknik Pemboran dan Produksi, Jurusan Teknik Perminyakan, Jakarta, 2001.
8. Rabia H, "Oil Well Drilling Engineering Principles and Practices", University of New

Castle Upon Tyne, Graham Trotman, Newcastle, 1985.

9. Rubiandini, Rudi, "Teknik Operasi Pemboran", Departemen Teknik Perminyakan ITB Bandung, 2012.
10. Rubiandini, Rudi, "Teknik Pemboran Lanjut", Departemen Teknik Perminyakan, ITB, Bandung, 2012.
11. Scomi Oil Tool., "Handbook of Drilling Fluid", Scomi Oil Tool, Kuala Lumpur, 2011.
12. Supriyanto, Joko., Evaluasi Problem Hilangnya Sirkulasi Lumpur Pada Pemboran Sumur X Lapangan Y, Jakarta, 2014.