

EVALUASI MASALAH RANGKAIAN BHA LEPAS PADA PEMBORAN BERARAH DI SUMUR X LAPANGAN Y

Oleh :

Kamaranggi Nugrasiswandono

**Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi
Jurusan Teknik Perminyakan
Universitas Trisakti**

ABSTRAK

Kegiatan operasi pemboran berarah merupakan salah satu cara untuk memaksimalkan pengurasan minyak. Kondisi geologi yang berbeda pada setiap formasi merupakan tantangan pada pemboran ini. Dengan adanya metode pemboran berarah ini diharapkan performa produksi lebih baik dibandingkan metode pada pemboran vertikal. Namun pada kenyataannya tidak selalu demikian, banyak masalah yang kerap sering terjadi pada pemboran berarah salah satunya adalah rangkaian *bottom hole assembly* lepas di dalam sumur. *Bottom Hole Assembly* (BHA) adalah serangkaian kombinasi peralatan bawah permukaan yang dipasang pada rangkaian *drill string* sehingga diperoleh suatu *performance* yang baik dalam membentuk kemiringan dari lintasan lubang bor. Rangkaian BHA lepas pada operasi pemboran berarah menyebabkan proses pengoboran sumur terhenti. Masalah tersebut dapat disebabkan oleh berbagai macam faktor. Hal ini dapat diketahui dengan cara mengevaluasi apa penyebab dari rangkaian BHA lepas tersebut sesuai dengan metode perhitungan BHA. Selain mengevaluasi apakah penyebab dari rangkaian BHA tersebut lepas, *drilling engineer* harus dapat mengatasi masalah tersebut dengan cara mengangkat rangkain BHA yang tertinggal di dalam sumur sehingga kegiatan operasi pemboran dapat dilanjutkan lagi.

1. PENDAHULUAN

Pemboran sumur merupakan hal pertama yang dilakukan sebelum minyak atau gas dapat diproduksi. Saat ini dikenal beberapa macam teknik operasi pemboran yang umumnya dilakukan salah satunya adalah pemboran berarah (*directional drilling*).

Pada pemboran berarah menggunakan berbagai macam alat, salah satunya BHA. Pada penggunaannya susunan BHA disesuaikan dengan kondisi formasi yang ditembus karena pola untuk suatu daerah belum tentu cocok untuk daerah operasi lainnya. Walaupun BHA sudah disusun sesuai formasi yang sesuai namun masalah pada BHA masih saja dapat terjadi. Masalah yang dapat terjadi pada BHA adalah terlepasnya rangkaian BHA di koneksinya pada saat operasi pemboran yang mengakibatkan terhambatnya proses pemboran.

Maka dari itu diharapkannya suatu jalan keluar atau metode yang dapat menyelesaikan masalah tersebut sehingga dengan mengoptimalkan kegiatan-kegiatan tersebut diharapkan dapat menjangkau target lapisan yang telah ditentukan sebelumnya dan dapat meminimalisasi masalah dari target yang telah direncanakan.

2. TEORI DASAR

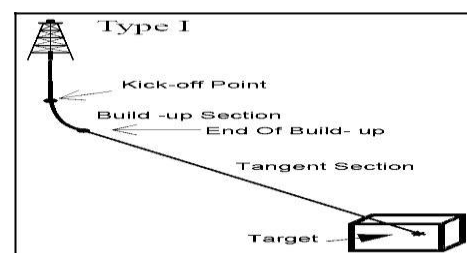
Pemboran berarah adalah proses mengarahkan atau membelokkan sumur bor dengan membentuk sebuah lintasan pemboran untuk menuju target pemboran. Pemilihan tipe pemboran berarah didasarkan pada lokasi koordinat di permukaan dan jarak antara lokasi permukaan dengan target.

2.1 Tipe Pemboran Berarah

Pemilihan bentuk sumur pemboran berarah dilakukan untuk dapat memenuhi suatu program perencanaan pemboran sesuai dengan kondisi geologis, topografis, target pemboran, ekonomis dan segi teknis lainnya. Umumnya sumur pemboran berarah terdiri dari 3 bentuk lintasan.

a. Tipe Belok di Tempat Dangkal (*Shallow Deviation Type / Tipe J*)

Pada tipe ini titik belok lubang sumur dilakukan pada kedalaman yang relatif dangkal dan bila sudut kemiringan dan arah yang diinginkan didapat, maka sudut ini dapat dipertahankan sampai titik sasaran (Gambar 1).

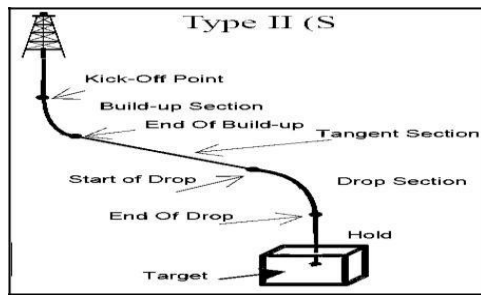


Gambar 1
Shallow Deviation Type

b. Tipe Kembali Vertikal (*Return to Vertical Type*)

Mula-mula sama seperti tipe belok di tempat dangkal, tetapi kemudian dikembalikan ke vertikal. Tipe ini biasa

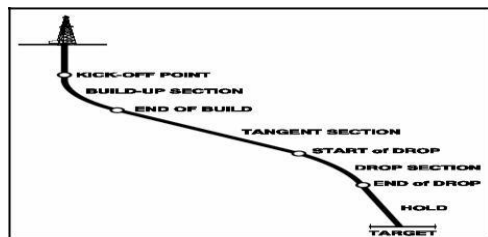
disebut dengan tipe S dimana harus menaikkan, mempertahankan dan menurunkan sudut. (Gambar 2).



Gambar 2
Return to Vertical Type

c. **Build Hold Partial Drop and Hold (Modified S) Trajectory**

Pada pemilihan tipe pemboran ini didasarkan pada lokasi koordinat di permukaan dan jarak antar lokasi permukaan dengan sasaran atau formasi produktif. Misalnya apabila jarak sasaran tidak begitu jauh dari sumbu vertikal yang melalui mulut sumur, maka dipilih tipe belok di kedalaman yang cukup dalam. Lain halnya apabila jarak sasarannya jauh dari sumbu vertikal tadi, maka dipilih tipe pembelok di kedalaman yang dangkal (Gambar 3).



Gambar 3
Build Hold Partial Drop and Hold (Modified S) Trajectory

2.2 Bottom Hole Assembly (BHA)

Bottom Hole Assembly (BHA) adalah serangkaian kombinasi peralatan bawah permukaan yang dipasang pada rangkaian *drill string* sehingga diperoleh suatu hasil yang baik dalam membentuk kemiringan dan arah dari lintasan lubang bor. Fungsi *bottom hole assembly* adalah :

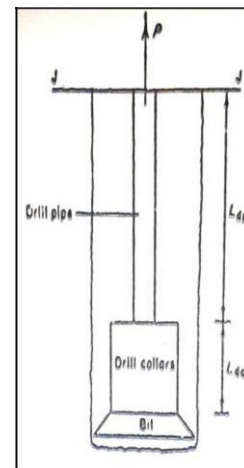
- Meneruskan putaran sampai ke pahat bor
- Mencegah terjadinya *dog leg*
- Untuk mendapatkan lubang bor yang baik (sesuai rencana)
- Mengendalikan arah dan kemiringan lubang bor

2.3.Beban Yang Terjadi Pada Rangkaian Drill String

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

a. **Beban Tension**

Beban tension adalah suatu beban yang terjadi pada rangkaian *drillstring* yang disebabkan dari berat rangkaian itu sendiri. Beban tension ini bisa dihitung pada saat di udara yaitu tanpa menghiraukan dari factor fluida, dalam artian mengesampingkan gaya apung yang terjadi. Sedangkan pada saat di dalam lubang sumur, perlu memperhatikan atau memperhitungkan dari gaya apung, karena di dalam lubang bor terdapat fluida pemboran yang menyebabkan rangkaian mengapung jadi perlu dipertimbangkan harga *bouyanci factor*.



Gambar 4
Total Berat Drill string

Berdasarkan Gambar 4 yang menunjukkan berat total *drill string* (P) yang ditanggung oleh *top joint* dari *drillpipe* pada bagian J-J dapat dihitung melalui persamaan *H. Rabbia* :

$$P = (\text{weight of drill pipe in mud}) + (\text{weight of drill collars in mud})$$

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

$$P = [(Ldp \times Wdp + Ldc \times Wdc)] \times BF$$

Keterangan:

- P : berat total drill string dalam lumpur, lbs
- Ldp : panjang dari drill pipe, ft

Wdp : berat dari drill pipe, lb/ft
 Ldc : panjang dari drill collar, ft
 Wdc : berat dari drill collar, lb/ft
 BF : buoyancy factor

Untuk menentukan buoyancy factor digunakan persamaan:

$$BF = (1 - \frac{W_{dp}}{W_{dc}}) = (1 - \frac{W_{dc}}{W_{dp}})$$

Keterangan:

ρ_m : spesifik gravity lumpur
 ρ_s : spesifik gravity besi, (7,85)
 ρ_m : densitas lumpur, ppg
 ρ_s : densitas besi, (489,5 lb/ft³ ; 65,5 ppg)

b. Beban Torsi

Beban torsi adalah beban yang diakibatkan karena adanya beban puntiran pada rangkaian *drill string*. Torsi yang berlebihan akan membatasi panjang bagian yang dapat ditembus. Torsi yang mampu memutar *bit* dalam pemboran yang menggunakan metode *rotary* dibatasi oleh torsi maksimal yang dapat dilakukan *rotary table*, dan kekuatan torsi pada sambungan, serta kekuatan torsi pada bagian pipa yang tipis. Untuk menghitung beban torsi untuk masing-masing *phase* pemboran, adalah :

Torsi untuk lubang lurus :

$$T = \frac{W_{dc} \cdot L_{dc}}{2}$$

$$T_h = \frac{W_{dc} \cdot L_{dc}}{2}$$

Sedangkan penentuan torsi pada bagian pertambahan sudut dapat menggunakan persamaan dengan batasan-batasan berikut ini:

Untuk $WOB < 0.33 W_m.R$

$$T_b = \frac{W_{dc} \cdot L_{dc}}{2}$$

Untuk $WOB >$

$$T_b = \frac{W_{dc} \cdot L_{dc}}{2} + \frac{WOB - 0,33 W_m.R}{2}$$

Keterangan:

T : Torsi friksi pada sumur miring, ft-lbf
 Th : Torsi friksi pada sumur horisontal, ft-lbf
 Tb : Torsi friksi pada bagian pertambahan sudut, ft.lbf
 OD : Diameter luar tool joint atau collar, in

L : Panjang pipa, ft
 μ : Koefisien gesekan, 0,33
 α : Sudut kemiringan sumur, derajat
 Wm : Berat pipa di dalam lumpur, lb/ft
 R : Jari-jari pertambahan sudut, ft
 WOB : Weight on bit, lb

Untuk menghitung *reactive torque* dapat digunakan dengan dengan persamaan berikut:

$$Q = Z_t \times \Delta\omega$$

$$Q = J \times \frac{1}{as} \times \Delta\omega$$

Keterangan:

Q : Reactive Torque (ft.lb)
 Zt : Torsional Impedance (ft.lb/rpm)
 $\Delta\omega$: Change in Angular Velocity
 J : Polar Moment of Inertia ()
 ρ : Density (lb/in³)
 as : Shear Acoustic Velocity (ft/sec)

c. Beban Buckling

Beban buckling adalah beban yang terjadi akibat karena adanya gaya yang cenderung untuk melengkungkan pipa.

$$P_c = \frac{E I}{L^2}$$

Keterangan :

Pc : Beban buckling (lbs)
 E : Koefisien Modulus Young (lb/in²)
 I : Momen Inersia
 L : Panjang Pipa (ft)

d. Beban Drag

Drag adalah beban yang terjadi akibat dari gesekan antara pipa dengan dinding lubang bor pada saat penarikan pipa disebabkan oleh sudut kemiringan tertentu. Tujuan penentuan drag adalah untuk mempersiapkan kekuatan rig serta kemampuan primer over menurunkan, menahan dan menarik string serta mengatur distribusi WOB akibat adanya beban drag.

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

Gaya yang terjadi di EOC dihitung dengan memakai persamaan:

$$F_o = DH + WOB + (\text{Berat BHA} \times BF3)$$

$$D_h = \text{————}$$

Keterangan:

- F_o : Beban Kompresi (lb)
- DH : Drag pada bagian horizontal (lbf)
- WOB : Beban yang diberikan terhadap bit (lbs)
- BF : Buoyancy Factor

• **Compressive Drag**

Pada saat *drill string* diturunkan atau pada saat pengarah dengan menggunakan down hole motor maka akan terjadi beban aksial drag. Compressive drag ini dihitung pada saat pertambahan sudut. Berikut ini ada beberapa persamaan yang dapat digunakan dalam menghitung besarnya beban drag yang timbul karena adanya daerah pertambahan sudut, persamaan yang digunakan tergantung dari gaya aksial EOC, yaitu:

- Jika $F_o < 0,25 \times W_m \times R$, maka: $D_b = 0,4 \times W_m \times R^3$
- Jika $F_o > 0,25 \times W_m \times R$, maka: $D_b = 0,25 \times W_m \times R + 0,69 \times F_o$

Keterangan:

- F_o : Beban kompresi (lb)
- R : Jari-jari kelengkungan kurva (lb)
- W_m : Berat pipa di lumpur (lb/ft)

• **Tensile Drag**

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

Gaya yang terjadi di EOC dihitung dengan memakai persamaan:

$$F_o = DH + (\text{Berat BHA} \times B_f)$$

Untuk perhitungan fase pertambahan sudut saat penarikan drillstring, beban drag dapat diperkirakan dengan persamaan berikut:

- Jika $F_o < 0,85 \times W_m \times R$, maka: $D_b =$
- Jika $F_o > 0,85 \times W_m \times R$, maka: $D_b = 0,69 \times F_o - 0,25 \times W_m \times R$

Sedangkan perhitungan beban drag pada bagian horizontal dengan menggunakan persamaan berikut:

Keterangan:

- F_o : beban kompresi (lb)
- μ : friction coefficient (0,33)
- B_f : buoyancy factor
- W_m : berat pipa di lumpur (lb/ft)
- R : jari-jari kelengkungan kurva (ft)
- D_h : drag pada bagian horizontal (lbf)
- D_b : drag pada bagian perubahan sudut (lbf)

2.4 Hambatan Pada Operasi Pemboran Berarah

Problem yang timbul dalam pemboran berarah terutama pada *drill string* diantaranya adalah sebagai berikut:

a. Problem Gesekan

Idealnya dalam suatu pemboran, *drill string* yang digunakan tidak akan mengalami beban drag. Tetapi dengan bertambahnya sudut pembelokan, akan berakibat drillstring rebah dan menempel pada dinding lubang bor, sehingga menimbulkan beban drag yang arahnya berlawanan dengan gerak *drill string*.

b. Kecenderungan Penyimpangan Sudut

Penyimpangan arah dan kemiringan yang tidak sesuai dengan rencana akan menyebabkan lubang bor tidak mencapai target yang diinginkan. Untuk mengatasi masalah tersebut dilakukan pengontrolan arah dan kemiringan untuk setiap kedalaman secara terus menerus.

c. Pipe Sticking

Jenis-jenis *pipe sticking* diantaranya adalah sebagai berikut:

• **Differential Pipe Sticking**

Pipa terjepit jenis ini terjadi karena adanya perbedaan tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi yang cukup besar. Tekanan hidrostatik lumpur menekan rangkaian pipa ke salah satu sisi dari dinding lubang bor

• **Mechanical Sticking**

Jenis pipa terjepit ini dapat disebabkan oleh beberapa hal seperti tersebut di bawah ini :

- *Undergauge Hole*, terjadi karena pemakaian *bit* yang sudah terlalu aus dan tidak cepat diganti yang akan menyebabkan ukuran lubang bor lebih kecil dari seharusnya.
- Adanya *Junk*, terjadi karena adanya bagian-

bagian kecil dari peralatan bawah permukaan yang jatuh dan menyebabkan *drill string* terjepit pada saat ditarik ke atas.

- Adanya *Green Cement*, terjadi bila *drill string* menembus semen yang belum mengeras.
- Pipa Terjepit Karena Adanya *Key Seat*, disebabkan oleh adanya *dog leg* dan formasi yang ditembus relatif lunak.

d. Laju Penembusan Rendah

Dengan adanya lubang berarah dan cabang lateralnya yang panjang untuk menembus lapisan produktif maka kesulitan yang akan dihadapi yaitu laju penembusan rendah mulai titik lubang berarah sampai target, hal ini disebabkan karena pahat tidak mendapatkan beban (berat) vertikal dari peralatan pemboran itu sendiri (*drill string*).

e. Rangkaian Pemboran Lepas

Masalah lainnya yang sering terjadi pada operasi pemboran adalah kasus rangkaian pemboran lepas. Rangkaian alat yang tertinggal di dalam lubang sumur dapat menghambat operasi pemboran sehingga harus dilakukan kegiatan *fishing job* untuk menarik keluar alat yang tertinggal tersebut.

2.5 Alat-Alat Pemancing (Fishing Tools)

Alat-alat pembebas pipa (*fishing tools*)terjepit dapat dibagi menjadi :

- *External catch*
- *Internal catch*
- *Junk catcher*
- *Miling and washover equipment*
- *Remedial tools*

Untuk menghitung keekonomian kegiatan fishing tersebut digunakan rumus berikut:

Fishing economic :

Seandainya operasi pemancingan tersebut gagal dilakukan maka tindakan yang harus dilakukan adalah :

- Menutup sumur dan melakukan *side tracking*
- Sumur diselesaikan di atas rangkaian yang terjepit
- Menutup dan meninggalkan sumur.

3. EVALUASI MASALAH RANGKAIAN BHA LEPAS PADA PEMBORAN BERARAH

Masalah yang dapat timbul pada pemboran berarah salah satunya adalah rangkaian BHA lepas. Untuk memahami tentang kasus sebagian rangkaian BHA lepas pada pemboran beararah di sumur X dibahas diantaranya profil sumur, program pengeboran sumur, evaluasi penyebab rangkaian BHA lepas serta penanganan dari masalah tersebut.

3.1 Profil Sumur X Lapangan Y

Sumur X pada lapangan Y merupakan sumur pengembangan gas. Tipe sumur X ini adalah directional drilling dengan lintasan tipe J. Formasi yang dituju pada pemboran ini adalah formasi Talang Akar pada kedalaman 5987’ TVD. Panjang dari lintasan pemboran ini adalah 10,449 ft MD/6,150 ft TVD.

3.2 Program Pengeboran Sumur X

Dalam operasi pemboran sumur X menggunakan rangkaian BHA yang disesuaikan berdasarkan kondisi sumur. Pada trayek 16” digunakan BHA dengan panjang rangkaian 843,48 ft. Untuk keterangan lebih lengkap dapat dilihat pada tabel 1

**Tabel 1
Data Rangkaian BHA Trayek 16”**

Component Name	Length (Ft)	Cum Length (Ft)	ID (Inch)	OD (Inch)	Cum Weight (1000 lbm)
16" Bit	1,49	1,49	3,75	8,50	0,2
A962M5640XP (15 3/4 Sleeve - 1.5 Bent)	30,00	31,49	7,88	9,63	6,3
Float Sub	3,00	34,49	3,00	8,00	6,7
14 3/4" Stabilizer	4,50	38,99	2,97	8,25	7,4
8" SNMDC	10,00	48,99	2,88	8,00	10,4
ARC-8	18,00	66,99	2,81	8,25	13,2
MWD	30,84	97,3	5,90	8,25	17,0
8" NMDC	30,00	127,83	2,88	8,00	21,5
8" NMDC	30,00	157,83	2,88	8,00	25,9
UBHO Sub	1,94	159,77	2,81	8,00	26,2
X/O	2,78	162,55	2,50	8,00	26,6
9 x 5" HWDP	278,04	440,59	3,00	5,00	43,7
6 1/2" Hydro-Mechanical Jar	32,28	472,87	2,75	6,50	46,8
11 x 5" HWDP	33,61	812,48	3,00	5,00	60,8
5" 19.50 DPS, S135	31,00	843,48	4,28	4,93	61,5

Untuk trayek 12 ¼” digunakan rangkaian BHA yang berbeda dari trayek sebelumnya. Total panjang BHA yang diggunakan pada trayek ini adalah sebesar 779,21 ft. Untuk keterangan lebih lengkap dapat dilihat pada tabel 2

Tabel 2
Data Rangkaian BHA Trayek 12 ¼”

Component Name	Length (Ft)	Cum Length (Ft)	ID (Inch)	OD (Inch)	Cum Weigh (1000 lbm)
12-1/4" PDC Bit	1,08	1,08	3,25	8,00	0,2
PD 900 X6 AA 12 1/4" Stabilized CC	13,80	14,88	5,125	9,14	2,7
Short Hop	6,04	20,92	3,50	8,34	3,6
ARC-8	19,03	39,95	2,81	8,25	6,5
MWD	28,05	68,00	5,90	8,25	10,0
8 1/4" NMDC	31,02	99,02	2,81	8,25	15,0
Cross Over	3,42	102,44	2,81	8,25	15,5
17 x 5" HWDP	521,79	624,23	3,00	5,00	41,8
6 1/2" Hydro-Mechanical Jar	32,22	656,45	2,75	6,50	44,8
3 x 5" HWDP	91,76	748,21	3,00	5,00	49,5
5" 19.50 DPS, S135	31,00	779,21	4,28	4,93	50,2

Untuk rangkaian BHA trayek 8 ½” pun berbeda dari kedua trayek sebelumnya. Total panjang BHA yang digunakan pada trayek ini adalah sebesar 786,55 ft. Untuk data rangkaian BHA pada trayek 8 ½” dapat dilihat pada tabel 3

Tabel 3
Data rangkaian BHA Trayek 8 ½”

Component Name	Length (ft)	Cum Length (Ft)	ID (In)	OD (in)	Cum Weight (1000 lbm)
8-1/2" Bit	0,85	0,85	2,25	5,75	0,1
PD 675 X5 AB 8 1/2" Stabilized CC	13,47	14,32	4,20	6,75	1,4
Shorthop	5,00	19,32	2,25	6,75	2,0
EcoScope w/ 8 1/4" Stabilizer	26,11	45,43	2,00	6,75	4,8
MWD	30,18	75,62	5,11	6,75	7,3
1 x 6 3/4" NMDC (Totco Ring inside)	30,00	105,62	3,25	6,75	10,1
9 x 5" HWDP	278,04	383,66	3,00	5,00	38,1
6 1/2" Hydro-Mechanical Jar	32,28	415,94	2,75	6,50	41,1
11 x 5" HWDP	339,61	755,55	3,00	5,00	44,3
5" 19.50 DPS, S135	31,00	786,55	4,28	4,93	45,0

3.3 Evaluasi Penyebab Rangkaian BHA Lepas

Permasalahan yang terjadi pada sumur ini adalah terlepasnya rangkaian BHA pada koneksi HWDP 5”. Rangkaian yang tertinggal di dalam lubang sumur X

sepanjang 624,23 feet dengan rangkaian PDC Bit 12 ¼” - PD 900 X6 AA 12 1/4" Stabilized CC - Short Hop - ARC-8 – MWD - 8 1/4" NMDC - Cross Over - 5" HWDP. Rangkaian BHA terlepas pada kedalaman 3.333,8’ MD terjadi setelah proses pembebasan rangkaian pipa pemboran karena adanya *packoff*. Akibat dari adanya *cutting* yang terakumulasi tersebut menyebabkan pipa pemboran terjepit pada kedalaman 3330’ yang juga menjadi penyebab meningkatnya torsi. Besarnya kekuatan torsi yang terjadi pada rangkaian BHA mampu menyebabkan terlepasnya sebagian rangkaian BHA. Torsi yang berlebihan menjadi penyebab dari lepasnya BHA, hal tersebut terlihat pada HWDP yang diangkat ke permukaan dimana terjadi kerusakan pada ulirnya



Gambar 5
Kerusakan ulir pada HWDP

Kerusakan yang terjadi pada bagian ulir disebabkan oleh *reactive torque* yang terjadi pada rangkaian BHA 12 ¼” berhenti berotasi. Hal ini diakibatkan oleh kondisi buruk (*packoff*) pada lubang sumur. Pada saat komponen yang memiliki diameter luar (OD) lebih besar berhenti berotasi, akan berakibat terakumulasinya torsi pada BHA. Pada Hal tersebut menyebabkan terjadinya torsi yang mampu merusak ulir pada HWDP sehingga BHA terlepas dari koneksinya.

Berikut dilakukan perhitungan *reactive torque* untuk melihat besarnya nilai torsi yang mengakibatkan terlepasnya rangkaian BHA tersebut

$$Q = \text{Torsional Impedance (Zt)} \times \text{Change in Angular Velocity } (\Delta\omega)$$

$$Q = (\text{Polar Moment of Inertia (J)} \times \text{Density } (\rho) \times \text{Shear Acoustic Velocity (as)}) \times (\text{Change in Angular Velocity } (\Delta\omega))$$

Keterangan:

- Density of steel (ρ) = 7.800 kg/m³
= 0,3 (lb/in³)
- Shear Acoustic Velocity in steel (as) = 10.000 ft/sec
- Outside Diameter = 9,14” RSS PD900

-Inside Diameter = 5,125" RSS
PD900

Maka:

$$\text{Polar Moment of Inertia} = \frac{\pi \cdot d^4}{32}$$

$$= \frac{1}{32} \left(\frac{\pi \cdot 5.125^4}{32} \right)$$

$$= 617$$

Sehingga dapat mengkalkulasi torsional Impedance sebagai berikut:

$$\text{Torsional Impedance} = \frac{G \cdot J}{L}$$

$$= 57.584 \text{ in.lb/rad.sec}^{-1}$$

$$= 502 \text{ ft.lb/rpm}$$

Stick slip yang terjadi pada sumur X diasumsikan pada saat kondisi terburuk sehingga dilakukan perhitungan untuk *stick slip severity* sebagai berikut:

$$\text{Stick Slip Severity } (\Delta\omega) = 2 \times \text{SRPM}$$

$$= 2 \times 60$$

$$= 120$$

Maka Untuk nilai *Reactive Torque* dapat dihitung sebagai berikut:

$$Q = \text{Torsional Impedance } (Z_t) \times \text{Change in Angular Velocity } (\Delta\omega)$$

$$Q = 502 \times 120 = 60.240 \text{ ft.lb}$$

Nilai *reactive torque* yang didapat pada perhitungan di atas mengakibatkan terlepasnya sambungan antar rangkaian BHA. Batas *make up torque* tiap alat pemboran bergantung pada jenis ulir yang berada di bagian box dan pin tiap alat. Pada kasus ini bagian BHA yang terlepas adalah HWDP 5". Jenis ulir dari alat tersebut adalah NC50 (4 1/2 IF) dimana untuk ulir tersebut memiliki *make up torque* sebesar 22.800 ft.lb, sehingga dapat dilihat bahwa nilai *reactive torque* yang didapat pada perhitungan sebesar dua kali lebih nilai *make up torque* dari HWDP. Hal tersebut menyebabkan koneksi antara pin dan box terlepas.

3.4 Penanganan Masalah Rangkaian BHA Lepas

anyak hal yang dapat dilakukan dalam mengatasi masalah pada terjadi pada BHA. Masalah rangkaian BHA lepas dapat ditangani dengan menggunakan metode operasi *fishing*.

a. Fishing Job

Pada permasalahan rangkaian pipa bor lepas dapat ditangani dengan menggunakan *fishing tools*. Pada kasus

rangkain BHA lepas di lapangan X ini *fishing tools* yang digunakan adalah *overshoot*. Alasan menggunakan *overshoot* pada kasus ini adalah penggunaan yang efisien serta kemampuan dari alat ini untuk mengatasi masalah *fishing*. Pada saat melakukan aktivitas *fishing* dicari nilai keekonomisan dengan cara sebagai berikut:

$$\text{Keekonomisan fishing job} = \frac{\text{lost last hole coast} + \text{lost in hole coast}}{\text{daily coast}} \times \text{success ratio}$$

Data yang diketahui adalah sebagai berikut:

<i>Lost in hole coast</i>	= US\$ 2.400.000,00
<i>Lost last hole cost</i>	= US\$ 1.906.834,65
<i>Daily cost</i>	= US\$ 280.000,00
<i>Success ratio</i>	= 20 %

Sehingga didapat nilai untuk ekonomis *fishing* sebagai berikut:

$$\text{Fishing economic calculation} = \frac{1.906.834,65 + 2.400.000,00}{280.000,00} \times 20\%$$

$$= 3,1 \text{ hari}$$

Nilai ekonomis dari *fishing job* tersebut adalah 3,1 hari sehingga untuk kegiatan *fishing job* yang dilakukan pada sumur X tidak boleh melebihi dari 3,1 hari sehingga tidak terjadi kerugian secara ekonomi yang lebih besar lagi dari masalah yang terjadi pada sumur tersebut.

b. Sidetracking

Sidetracking merupakan operasi penindaklanjutan yang dilakukan karena *fishing job* tidak berhasil. Pada kasus ini *sidetracking* dapat dijadikan sebagai metode untuk menindak lanjuti masalah *rangkain BHA lepas* apabila kegiatan *fishing* dikatakan tidak ekonomis.

4. PEMBAHASAN

Permasalahan rangkaian BHA lepas pada sumur X dimulai dengan adanya *packoff* pada kedalaman 3360' yang ditandai dengan tidak adanya *return* pada saat dilakukan *circulation* serta tekanan pompa naik secara tiba-tiba. Untuk mengatasi hal tersebut dilakukan *ream up* dan *ream down* pada kedalaman 3355' – 3240' sebesar 60 RPM agar mendapatkan sirkulasi, namun hal tersebut tidak berhasil. *Ream up* dan *ream down* dilanjutkan pada kedalaman 3240' – 3320' sebesar 66-60 RPM dengan kecepatan torsi sebesar 18-30 Kft.lbs. namun tetap belum ada sirkulasi. Ketika melakukan *ream down* ke 3330', torsi turun dari 23 Kft.lbs menjadi 3-6 Kft.lbs. Setelah itu dilakukan *ream up* untuk memastikan pembacaan torsi, namun torsi hanya sebesar 3-7 kft.lbs. Hal tersebut mengindikasikan kemungkinan terlepasnya *drillstring*. Setelah itu dilakukan *backream* sebesar 500 psi yang

akhirnya mulai mendapatkan *return* serta tekanan pompa mulai turun. Setelah itu dilakukan *work up & down drill string* dan mendapatkan *full return* pada 1080 GPM dan tekanan sebesar 1980 PSI. Namun pada saat dilakukan dilakukan pembacaan MWD/LWD tidak berhasil, hal tersebut mempertegas bahwa rangkaian BHA telah lepas. Pada saat pencabutan BHA dilakukan dan rangkain berhasil diangkat kepermukaan ditemukan bahwa sebagian rangkaian BHA tertinggal di dalam sumur. Penyebab rangkaian tersebut terlepas adalah terjadinya *reactive torque* karena ditemukan kerusakan pada ulir di HWDP 5” yang berhasil tercabut dari sumur X. menyebabkan BHA terlepas dari rangkaian tersebut. Besar *reactive torque* yang didapat sebesar 60.240 ft.lb

Pada masalah BHA lepas dilakukan beberapa tindakan untuk mengatasi masalah ini. Kegiatan *fishing* dilakukan untuk mengatasi peralatan yang tertinggal di dalam lubang pemboran agar proses pemboran dapat dilanjutkan kembali. Untuk mengatasi masalah tertinggalnya rangkaian BHA pada lubang sumur X dipilih metode *overshot* untuk mengambil rangkain BHA yang tertinggal. Metode *overshot* dipilih karena keefisienannya dalam melakukan *fishing*. Kegiatan *fishing* tersebut dilakukan selama 63,5 jam (2,65 hari) namun *fish* belum berhasil dikeluarkan atau dipancing dari dalam lubang bor. Kegiatan *fishing* yang dilakukan dengan menggunakan *overshot* selama 2,65 hari tersebut tidak membuahkan hasil. Menurut perhitungan ekonomis *fishing job* yang telah dihitung lama keekonomisan dari kegiatan *fishing* di sumur X adalah 3,1 hari. Apabila waktu kegiatan *fishing* melebihi nilai dari perhitungan tersebut maka kegiatan *fishing* tersebut dikatakan tidak ekonomis sehingga perlu dilakukan tindakan lanjut agar tidak terjadinya kerugian pada kegiatan tersebut. Untuk mencegah terjadinya kerugian ekonomi yang lebih besar lagi maka dipilihlah operasi *sidetrack* untuk mengatasi masalah tersebut dimana lubang yang terdapat rangkaian BHA yang terputus ditutup kemudian dilakukan pembelokan lintasan untuk menghindari rangkaian BHA yang tertinggal tersebut agar dapat melanjutkan operasi pemboran menuju formasi target sumur X yaitu formasi Talang Akar.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil evaluasi dan pembahasan yang dilakukan diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Setiap peralatan pemboran memiliki nilai *make up torque* yang berbeda-beda sehingga kemampuan alat untuk menahan beban torsi yang terjadi tidak sama.
2. Nilai *reactive torque* lebih dari dua kali nilai *make up torque* sehingga hal tersebut mengakibatkan rangkaian terlepas.
3. Sebelum sebagian rangkaian *Bottom Hole Assembly* tersebut terlepas terdapat masalah *packoff* pada kedalaman 3330’.
4. Penyebab sebagian rangkaian *Bottom Hole Assembly* terlepas pada trayek 12 ¼” adalah dikarenakan oleh *reactive torque* terjadi dimana

hal tersebut dapat dilihat dari ulir pada HWDP 5” rusak.

5. Sebagian rangkain *Bottom Hole Assembly* diketahui lepas pada saat pembacaan MWD/LWD tidak berhasil, sehingga dapat dipastikan bahwa sebagian dari rangkaian tersebut terlepas dari rangkaian di atasnya.
6. Perhitungan ekonomis *fishing* diperlukan pada saat akan melakukan *fishing job* sebagai tolak ukur untuk memancing *fish* seharga US\$ 2,4 juta tersebut. Waktu ekonomis *fishing* yang didapat sebesar 3,1 hari, sehingga apabila lama kegiatan *fishing* yang dilakukan pada sumur X lebih besar dari angka tersebut dapat dikatakan kegiatan *fishing* tidak ekonomis.

DAFTAR PUSTAKA

1. Adam T. Bourgoyne JR, et.al., “*Applied Drilling Engineering*”, Society of Petroleum Engineers, Richardson-Texas, 1986.
2. Aris Buntoro, “*Drilling and Production Engineering For Support Personels*”, 2012.
3. Collins, Tony (2013) “*Analysis of Torsional Shock during Drilling*,” SPE Paper: 1-6
4. Daily Drilling Report CNOOC SES Ltd. Jakarta. 2014.
5. “*Directional Drilling Module Training*”, NEXT Learning Centre, Schlumberger, Jakarta, 2012.
6. End of Well Report CNOOC SES Ltd. Jakarta. 2014.
7. Rokhman, Widi. ”Evaluasi Problem Pipa Terjepit Pada Pemboran Horizontal Sumur Side Track Yani AC-09 di Lapangan Yani-A CNOOC SES Ltd”, Tugas Akhir, Universitas Pembangunan Nasional ”Veteran”. Yogyakarta: 2013.
8. Rudi Rubiandini RS., “*Diktat Kuliah Teknik Dan Alat Pemboran*”, Penerbit ITB.
9. Rudi Rubiandini RS., “*Perancangan Pemboran*”, Penerbit ITB.
10. Rudi Rubiandini RS., “*Teknik Operasi Pemboran Edisi I*”, Penerbit ITB.

