

## PEMILIHAN PAHAT BOR (DRILLING BIT) PADA OPERASI PENGEBORAN MINYAK DAN GAS

Oleh : Joko Susilo \*)

### Abstrak

*Operasi pengeboran bertujuan untuk membuat lubang agar bisa terhubung antara permukaan dengan formasi yang ada di bawah permukaan (reservoir). Dalam operasi pengeboran diperlukan teknologi yang dipakai untuk membuat lubang tersebut dan salahsatu teknologi tersebut adalah pahat bor (drilling bit). Pahat bor (Drillingbit) merupakan alat penghancur bantuan sehingga bisa membentuk lubang. Pahat bor (Drilling bit) merupakan alat yang harus ada dalam operasi pengeboran sehingga perlu diperhitungkan jenis bit dan efisiensi kerja bit yang dipakai. Tipe Pahat bor (Drilling bit) yang digunakan sangat berpengaruh dalam operasi pengeboran karena suat Pahat bor (Drilling bit) mempunyai batasan- batasan terhadap kriteria formasi yang ditembus. Batasan-batasan tersebut antara lain kekerasan formasi yang ditembus, durability Pahat bor (Drilling bit), feature Pahat bor (Drilling bit), dll. Pemilihan Pahat bor (Drilling bit) juga dilihat dari Rate of Penetration(ROP)dan umur Pahat bor (Drilling bit). Saat operasi pengeboran berlangsung, Pahat bor (Drilling bit) akan mengalami keausan sehingga efisiensi pengeboran akan turun jauh. Ada beberapa metode yang dipakai untuk megetahui kapan sebaiknya Pahat bor (Drilling bit) diganti, salah metode yang digunakan adalah pendekatan ekonomi yaitu metodaCost per Foot (CPF).*

### I. LATAR BELAKANG

Dalam operasi pengeboran yang saat ini menggunakan sistem pengeboran putar (*Rotary drilling*) sangatlah penting untuk melakukan pemilihan-pemilihan peralatan-peralatan yang akan digunakan. Pemilihan peralatan-peralatan pada operasi pengeboran dengan benar akan memberikan hasil yang optimal. Beberapa peralatan pada operasi pengeboran sangat perlu diperhatikan dalam pemilihannya terutama hubungannya dengan formasi yang akan ditembus. Pada sistem pengeboran putar (*Rotary drilling*), rangkaian pengeboran adalah peralatan yang utama dalam pembentukan lubang bor. Rangkaian pengeboran biasanya terdiri dari pipa pengeboran (*drillpipe*), pipa pemberat (*dril collar*), peralatan bawah permukaan (*BottomHole Assembly*) dan Pahat bor (*Drilling bit*). Pahat bor (*Drilling bit*) merupakan alat yang bersentuhan langsung dengan batuan yang ada di

formasi-formasi yang ditembus. Batuan tersebut akan dihancurkan oleh pahat bor (*Drilling bit*)hingga terbentuk lubang sumur. Formasi yang ditembus pahat bor (*Drilling bit*) akan berbeda-beda mulai dari jenis batuan sampai tingkat kekerasannya. Pemilihan pahat bor (*Drilling bit*)harus dilakukan dengan teliti dan benar agar penembusan formasi tersebut berjalan dengan baik. Pemilihan pahat bor (*Drilling bit*) dilihat darikekerasan formasi, compressive strength,dan feature yang ada di pahat bor (*Drilling bit*) tersebut. Penggunaan pahat bor (*Drilling bit*) padaoperasipengeboran dilakukan sampai batas efisiensi pengeboranbaik dari segi ekonomi maupun kebutuhan energi. Salah satu metode yang digunakan untuk pemilihan pahat bor (*Drilling bit*)yaitu *Cost Per Foot* (CPF). Selain itu dapat juga dilakukan dengan melihat fisik dari pahat bor (*Drilling bit*) tersebut. Seorang *drillingengineer* harus

mampu menentukan kapan sebaiknya pahat bor (*Drilling bit*) diganti.

Pahat bor (*Drilling bit*) yang diproduksi oleh beberapa perusahaan yang berbeda-beda akan memiliki karakteristik yang berbeda pula. Pahat bor (*Drilling bit*) yang memiliki tipe yang sama belum tentu menunjukkan kinerja yang sama. Tulisan ini membahas bagaimana mengoptimalkan pahat bor (*Drilling bit*) yang ada untuk mengurangi biaya pengeboran dengan menaikkan laju penetrasi sumur sehingga menghemat waktu dan mengurangi biaya sewa pahat bor (*Drilling bit*).

## II. TUJUAN PENULISAN

Penulisan ini dibuat agar dapat menjadi tambahan pengetahuan bagi pembaca, khususnya bagi penulis sendiri dan sebagai bahan kajian Pusdiklat Migas dalam peningkatan kompetensi bagi profesi yang terkait dengan operasi pengeboran.

## III. TINJAUAN TEORI

### 3.1. Jenis-Jenis Pahat Bor (*Drilling Bit*).

Pahat bor (*Drilling bit*) merupakan alat yang bersentuhan langsung dengan batuan yang ada di formasi-formasi yang ditembus. Batuan tersebut akan dihancurkan oleh pahat bor (*Drilling bit*) hingga terbentuk lubang sumur. Formasi yang ditembus pahat bor (*Drilling bit*) akan berbeda-beda mulai dari jenis batuan sampai tingkat kekerasannya. Oleh karenanya dalam operasi pengeboran pada umumnya pahat bor (*drilling bit*) dibedakan menjadi beberapa jenis, antara lain.

- *Drag bit*
- *Rolling cutter bit*
- *Polycrystalline Diamond Compact bit (PDC) dan Diamond bit*

#### 3.1.1. Drag Bit

*Drag bit* merupakan salah satu pahat bor (*drilling bit*) tertua yang masih tetap dipakai sampai saat ini, umumnya digunakan untuk pengeboran dangkal dan tidak memiliki bagian yang bergerak. Proses pembuatan lubang dilakukan dengan cara memotong batuan menggunakan pisau-pisau pemotong batuan yang menjadi satu bagian dengan kerangka pahat bor (*drilling bit*). Pahat bor (*drilling bit*) tipe ini pada konstruksinya ditentukan oleh jumlah dan bentuk dari pisau-pisau pemotongnya (*cutter blades*), letak dari lubang pancaran (*watercauses*) dan jenis jenis metal yang dipergunakan. Selain itu ada jenis *drag bit* dengan pisau-pisau dapat dilepas dan diganti (*replaceable blade bit*). Pahat bor (*drilling bit*) ini dipakai untuk formasi sangat lunak dan lunak, sehingga dengan mudah pisau-pisaunya melakukan pengerukan atau *scrapping*. Keuntungan menggunakan Pahat bor (*drilling bit*) tipe ini adalah :

1. Tidak memerlukan bantalan yang kuat dan bersih karena tidak ada bagian yang berputar seperti *rolling cutter bit*.
2. Cocok digunakan untuk formasi-formasi yang lunak.



Gambar 1. Pahat Bor (*Drilling Bit*) Tipe *Drag Bit*.

#### 3.1.2. Rolling cutter bit

*Rolling cutter bit* merupakan pahat bor (*drilling bit*) yang memiliki sejumlah *coneyang* dapat berputar dan menggunakan bantalan yang kuat serta bersih. *Cone-cone* tersebut terdapat gigi-

gigi yang akan kontak langsung dengan batuan yang akan ditembus. Kemampuan mengebor atau menembus batuan dari *rollingcutterbit* ini tergantung pada *offset* dari *cones*. *Offset* merupakan ukuran berapa besar sudut yang dibentuk oleh sumbu *cones* terhadap titik pusat dari bodi pahat bor (*drilling bit*). Pada *rollingcutter bit* terdapat 2 buah spesifikasi yang berbeda yaitu :

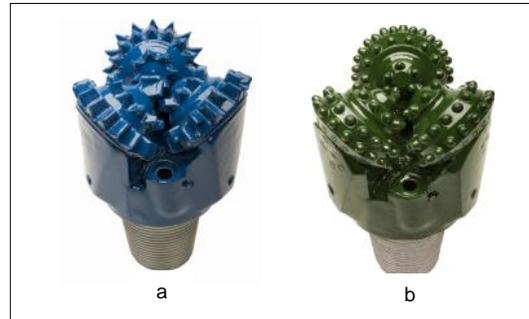
- *Milledtoothcutter*

*Milledtoothcutter* adalah *rollingcutter* yang gigi-giginya dibuat dengan memiling baja sehingga berbentuk kerucut, biasanya dilapisi dengan *tungstencarbide*. Bentuk bentuk dari gigi dapat dilihat dari panjang pendeknya dan jumlah gigi tersebut. Bentuk gigi-gigi yang panjang dan bersudut kecil atau tajam dan jumlahnya sedikit dipergunakan untuk formasi lunak. Sedangkan bentuk gigi-gigi yang bersudut besar atau tumpul dan jumlahnya lebih banyak dipergunakan untuk jenis formasi yang semakin keras. Untuk formasi lunak gigi bit harus sepanjang mungkin agar didapatkan kecepatan pembuatan lubang bor yang maksimal karena kekerasan batuan yang rendah. Untuk formasi keras dan abrasiv terhadap poros-poros *cone* bertemu satu titik sehingga dapat melakukan perusakan-perusakan batuan dengan pemecahan murni

- *Insert bit*

*Insertbit* adalah *rollingcutterbit* yang gigi-giginya terbuat dari *tungsten*. *Tungsten* dibuat secara terpisah lalu dimasukkan atau ditanamkan ke dalam *cone-cone* yang ada pada *rollingcutter bit* tersebut. Karena bentuk dan kekerasannya, maka keausan insertnya relatif sangat kecil. Gigi-gigi insert bit untuk formasi lunak konstruksi atau bentuknya berpangkal silinder dengan diameter besar dan ujungnya tajam, panjang

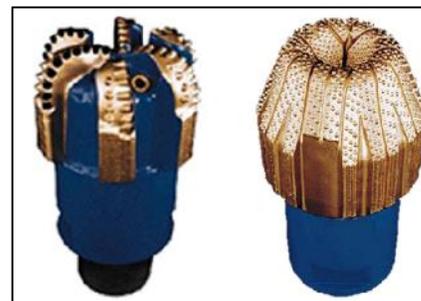
untuk bagian yang muncul serta dipasang jarang untuk jarak antara satu gigi dengan lainnya. Untuk formasi keras gigi-gigi insertnya sedikit lebih kecil bagian yang muncul, dan ujungnya tumpul serta lebih pendek. Gigi yang dipasang lebih rapat dan jarang antara satu gigi dengan gigi lainnya lebih dekat.



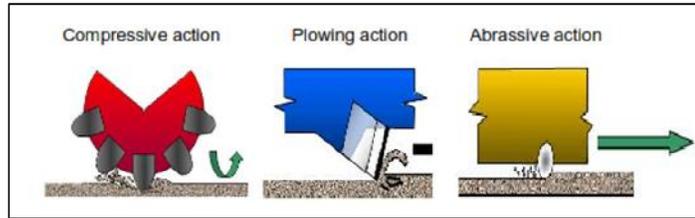
Gambar 2. Pahat Bor (*Drilling Bit*) Tipe a) *Milled Tooth bit* dan b) *Insert Bit*.

### 3.1.3. Polycrystalline Diamond Compact bit (PDC) dan Diamond bit

*Polycrystalline Diamond Compact* memiliki *cutter* berbahan PDC sebagai struktur *cutter* utamanya. PDC dibuat dengan *steelbody* atau *matrixbody*. PDC *cutter* terdiri dari lapisan *diamond* yang dipasang pada *substrate tungstencarbide* untuk menghasilkan *cutter* tersebut. *Polycrystalline Diamond Compact* memiliki cara perusakan batuan yaitu : *compressive action*, *plowing action*, *abrasive action*.



Gambar 3. *Polycrystalline Diamond Compact bit* (PDC) dan *Diamond bit*



Gambar 4. Sistem Perusakan Batuan

**3.2. Klasifikasi Rolling Cutter Bit menurut IADC**

*International Association of Drilling Contractors* menerbitkan sebuah *standard code* penamaan pahat bor (*drilling bit*) berdasarkan konstruksinya untuk memudahkan dalam memilih atau mencari pengganti yang sesuai dengan jenis pahat bor (*drilling bit*). Setiap perusahaan yang memproduksi pahat bor (*drilling bit*) memiliki spesifikasi yang berbeda-beda sehingga diperlukan suatu standarisasi klasifikasi pahat bor (*drilling bit*). Pada *rolling cutter bit*, terdapat 4 digit angka yang memiliki arti masing-masing.

- Digit 1 : Seri struktur *cutting*
- Digit 2 : Tipe struktur *cutting*
- Digit 3 : *Bearing*
- Digit 4 : *Feature bit*

Bilangan pertama menunjukkan tipe pahat bor (*drilling bit*), angka satu sampai tiga menunjukkan *milled tooth* untuk formasi lunak sampai keras, angka empat adalah untuk spesifikasi khusus dari pahat bor

(*drilling bit*), sedangkan angka lima sampai dengan delapan menunjukkan pahat bor (*drilling bit*) tipe *insert tooth*, untuk formasi lunak sampai formasi sangat keras. Bilangan kedua menunjukkan tipe dari tingkat atau *grade* kekerasan dari formasi untuk setiap *serie*. Setiap *serie* dibagi atas empat tipe yaitu satu sampai empat, kode tipe yang berangka lebih besar menunjukkan *grade* kekerasan yang lebih besar, seperti pada tabel 2. korelasi kode seri dan tipe IADC dengan formasi. Sedangkan bilangan ketiga berupa angka satu sampai dengan angka delapan menunjukkan bentuk kekhususan dari setiap jenis pahat bor (*drilling bit*). Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Tabel 1.

Desain gigi pahat bor (*drilling bit*) dan *bearing* bergantung pada kelas pahat bor (*drilling bit*). ketika kelas dari suatu bit diganti maka parameter seperti panjang gigi dan jumlah gigi juga ikut berubah sehingga mempengaruhi kapasitas *bearing* maupun gigi pahat bor (*drilling bit*).

Tabel 1. Kode Klasifikasi IADC untuk *Rolling Cutter Bit*

Number 1 – 8	Number 1 – 4	Number 1 – 7	Letter A – Z
Cutter type, formation hardness	Sub division of formation hardness	Bearing type, gauge protection	Additional design features
1 – 3 Milled tooth bits 4 – 8 Insert bits			A = Air circ. Journal bearing B = Center jet D = Deviation control E = Extended jets G = Extra gauge protection J = Jet deflection R = Reinforced welds S = Standard steel tooth bit X = Chisel shaped inserts Y = Conical shaped inserts
With in each group, the formations become harder and more abrasive as the numbers increase			
	The formations become harder and more abrasive as the numbers increase		
		Bearing type	
		Sealed	Gauge protection
		1. Roller 2. Air cooled roller 3. Roller 4. Roller 5. Roller 6. Journal 7. journal	No No Yes Yes Yes Yes Yes
			No No Yes No Yes No Yes

Contoh : *Rolling Cutter Bit code* IADC 2 – 1 – 5 – J

Artinya :

- 2 = *Milledtooth bit*, untuk formasi *medium* sampai *medium hardformation* dengan *compressivestrength* yang tinggi.
- 1 = Tipe 1 ( paling lunak untuk kelas 2)
- 5 = *Bearing tipe roller* dengan *sealed*, memiliki *gaugeprotection*
- J = Penambahan *Jet deflection*

Tabel 2. Korelasi Kode Seri Dan Tipe IADC Dengan Formasi

SERIE		TYPE	
1	Soft formation having low compressive strength and drillability	1 2 3 4	Very soft shale Soft shales Medium soft shale / lime Medium lime shale
2	Medium to medium hard formations with compressive strength	1 2 3 4	Medium lime / shale Medium hard lime/sand Medium hard lime/sand slate Dolomite/hard lime/hard slate
3	Hard semi abrasive or abrasive formation	1 2 3 4	Hard lime Hard lime/dolomite Hard dolomite Hard sand stone, cherty lime
4	Soft formations having low compressive strength and high drillability	1 2 3 4	Very soft shale Soft shales Medium soft shale/lime Medium lime shale
5	Soft to medium formations of high compressive strength	1 2 3 4	Very soft shale Soft shales Medium soft shale/lime Sandy shale, dolomite, medium hard shale
6	Medium hard formation or high compressive strength	1 2 3 4	Medium hard lime/shale Medium hard lime/sand/slate Medium hard lime/sand/slate Medium hard lime/dolomite/ cemented sand stone
7	Hard semi abrasive or abrasive formations	1 2 3 4	Hard lime/dolomite Hard sand/dolomite Hard dolomite Hard Interval of abrasive lime stone, hard stone, cherty lime/stone cherty
8	Extremely hard and abrasive formation	1 2 3	Hard chert Very hard chert Very hard granite

### 3.3. Metode Analisa Biaya Pengeboran

Beberapa metode yang sering dipakai dalam menganalisa biaya yang dipakai dalam pemilihan pahat bor (*drilling bit*) pada operasi pengeboran antara lain :

- Metode *cost per foot*
- Metode *Minimum Cost Drilling*
- Metode Perhitungan *Optimasi WOB-RPM Galle Woods*
- Perhitungan *Specific Energy*

#### 3.3.1. Metode Cost Per Foot

Kriteria pemilihan pahat bor (*drilling bit*) yang didasarkan pada *cost per foot* dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$CPF = \frac{B + Rt(Tt + tr)}{F}, \text{ \$/foot}$$

CPF = *Cost per Foot*, \$/foot

B = Harga pahat bor (*drilling bit*),

\$

Rt = Biaya sewa rig per jam, \$/jam

Tt = Waktu trip, jam

$t_r$  = Waktu rotasi (umur pahat bor), jam

$F$  = Footage (kedalaman yang ditembus oleh satu kali run pahat bor), ft.

Pada formula di atas dapat dilihat bahwa harga pahat bor (*drilling bit*) dan biaya sewa rig per jam relatif tetap karena sudah ditentukan oleh pabrikan dan oleh rigservice. Beberapa variabel yang biasa berubah diantaranya adalah Waktu *trip* ( $T_t$ ). Waktu *trip* ( $T_t$ ) merupakan waktu yang diperlukan untuk mengeluarkan pahat bor (*drilling bit*) dari dalam lubang dan memasukkannya kembali ke dalam lubang pengeboran, biasanya waktu *trip* ini tidak mudah ditentukan meskipun proses keluar/*pullout of hole* (POH) dan masuknya/*runinhole* (RIH) rangkaian pengeboran (*drillstring*) selalu dilakukan pada operasi pengeboran. Waktu *trip* ( $T_t$ ) adalah merupakan penjumlahan dari waktu POH dengan RIH. Apabila pahat bor (*drilling bit*) diangkat keluar untuk waktu yang terlalu lama, maka hal ini akan mempengaruhi waktu total *trip* yang pada gilirannya akan menaikkan harga *cost per foot*. Oleh karena itu, kinerja pahat bor (*drilling bit*) dapat dirubah oleh beberapa faktor yang berubah-ubah, sehingga dalam hal ini waktu rotasi berbanding langsung dengan *cost per foot* dengan asumsi variabel-variabel lain konstan.

Kriteria pemilihan pahat bor (*drilling bit*) berdasarkan *cost per foot* adalah cara memilih suatu pahat bor (*drilling bit*) yang akan menghasilkan nilai *cost per foot* rendah pada formasi atau bagian lubang yang telah ditentukan.

Adabeberapa kelemahan dalam pemilihan pahat bor (*drilling bit*) menggunakan metode *cost per foot* diantaranya adalah :

1. Memerlukan data pengukuran dan peramalan *Footage*, Waktu rotasi, dan dan Waktu *trip* yang akurat.

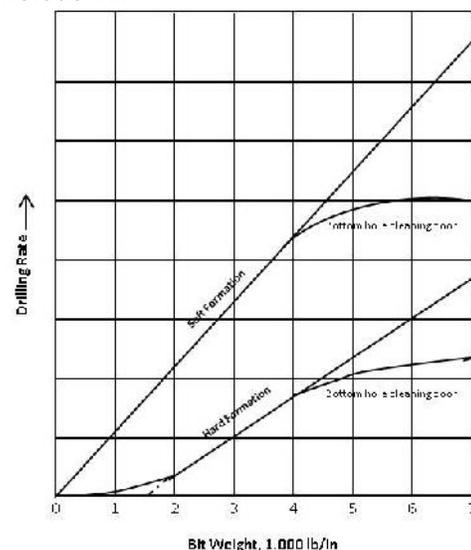
2. *Cost per foot* dapat naik secara tiba-tiba oleh karena saat operasi pengeboran menembus formasi yang keras dan dapat turun secara tiba-tiba jika kembali melewati lapisan yang lunak.

### 3.3.2. Metoda Minimum CostDrilling

Metode ini didasarkan pada faktor-faktor laju pengeboran yang optimum. Beberapa faktor yang mempengaruhi laju pengeboran yakni:

- Tipe Bit
- *Weight On Bit* (WOB)
- *Rotary Speed* (RPM)
- *BottomHoleCleaning* (*FluidHydraulics*)

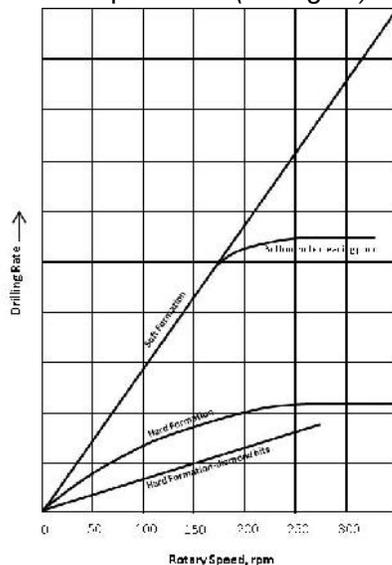
Kenaikan pada WOB dan RPM umumnya akan menaikkan laju pengeboran. Namun kenaikan ini juga akan mempercepat keausan pada pahat bor (*drilling bit*). Gambar 5. Menunjukkan kenaikan laju pengeboran terhadap WOB dan pada Gambar 6. menunjukkan kenaikan laju pengeboran terhadap *rotaryspeed*, rpm dimana kekerasan batuan yang ada pada formasi jugaberpengaruh terhadap optimasi laju pengeboran/ *Rate of Penetration* (ROP). Kekerasan batuan pada formasi menjadi parameter tambahan yang berpengaruh pada perhitungan metode ini.



Gambar 5. Hubungan Laju Pengeboran dengan WOB

Metode *Minimum Cost Drilling* sudah diaplikasikan di dunia pengeboran sekitar tahun 1960. Tetapi penggunaannya sangat jarang karena kompleksitasnya yang relatif tinggi. Hal ini dikarenakan asumsi-asumsi yang digunakan relatif lebih banyak dibandingkan *Cost per foot* (CPF). Pada *Cost per foot* (CPF) tidak memperhitungkan pengaruh-pengaruh dari *Weight on Bit* (WOB), *Rotary per minutes* (RPM) atau *Rotary speed*, dan hidrolika lumpur sebagai parameter yang berpengaruh terhadap laju penetrasi pengeboran. Selain itu pemrogramannya tidak sesederhana *Cost per foot* (CPF), karena banyaknya parameter yang diperhitungkan pada metode ini.

Metode *Minimum Cost Drilling* didasarkan atas pemilihan *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) atau *Rotary speed* yang optimum sehingga akan menghasilkan harga pengeboran yang paling minimum. Kenaikan laju pengeboran karena kenaikan *Weight on Bit* (WOB) atau *Rotary per minutes* (RPM)/*Rotary speed* kemudian dikombinasikan dengan menurunnya umur pahat bor (*drilling bit*) digunakan untuk memprediksi batas operasi suatu pahat bor (*drilling bit*).



Gambar 6. Hubungan Laju Pengeboran dengan *Rotary Speed* (RPM)

Laju pemboran untuk suatu tipe rolling cutter bit dapat dituliskan sebagai:

$$ROP = \frac{KWN^a}{1 + K'(D)}$$

K = konstanta *drillability*,

W = *Weight on Bit* (WOB),

N = *Rotary speed*,

K' = konstanta *drillability* fungsi keausan pahat bor (*drilling bit*)

D = *Normalized Toothwear*.

*Formation drillability* adalah ukuran kemudahan penembusan pada suatu formasi dengan interval kedalaman tertentu pada saat dibor. Secara garis besar, *drillability* adalah fungsi inversi dari *compressive strength* batuan. *Drillability* cenderung untuk turun dengan naiknya kedalaman suatu area. *Abrasiveness* adalah ukuran berapa cepatnya gigi suatu *milled tooth bit* menjadi aus ketika mengebor suatu formasi. Biasanya *abrasiveness* cenderung untuk naik dengan berkurangnya *drillability*. Sedangkan hubungan antara umur pahat bor (*drilling bit*) dengan umur *bearing* dinyatakan dalam L

$$L = \frac{K''}{WN^b}$$

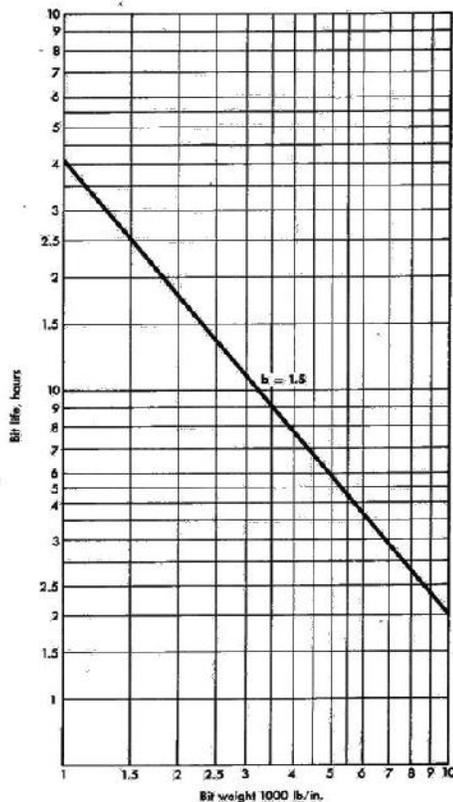
L = umur pahat bor (*drilling bit*) dalam jam,

K'' = konstanta tipe fluida pemboran

W = *Weight on Bit* (WOB),

N = *Rotary speed*,

b = eksponen yang merupakan fungsi *abrasif* dari tipe fluida yang kontak dengan *bearing*.



Gambar 7. Bit Life Vs. Bit Wight

Harga  $b$  biasanya ditentukan dengan membuat suatu plot *logaritmik* dari umur pahat bor (*drilling bit*) dengan *Weight on Bit* (WOB) untuk suatu pahat bor (*drilling bit*) tertentu. Harga  $b$  biasanya bervariasi antara 1.0 hingga 3.0.

Dengan diketahuinya laju pengeboran yang dapat diperoleh dari suatu pahat bor (*drilling bit*) maka dapat diperkirakan *footage* yang dapat dibor oleh suatu pahat bor (*drilling bit*) sehingga biaya/cost suatu pengeboran yang minimum dapat diperoleh dengan melakukan seleksi suatu pahat bor (*drilling bit*).

Kelemahan metode ini menggunakan sistem iteratif dengan banyak parameter yang harus dicari satu persatu. Untuk melihat parameter mana yang paling berpengaruh terhadap *Rotary per minutes* (RPM) atau *Rotary speed* dan durabilitas pahat bor (*drilling bit*) itu sendiri.

Untuk menentukan *Weight on Bit* (WOB) optimum yang digunakan dalam menentukan *Rotary per minutes* (RPM) atau *Rotary speed* optimum suatu pahat bor (*drilling bit*) dapat dilakukan dengan menggunakan korelasi pada Gambar 7 yang menjelaskan pengaruh berat pahat bor (*drilling bit*) dengan umurnya. Semakin berat suatu pahat bor (*drilling bit*) semakin mudah gigi atau *bearing*-nya menjadi aus. Jadi makin berat *Weight on Bit* (WOB) yang diberikan akan mencapai batas *drillstring* akan mengalami *buckling* akibat tinggi *Weight on Bit* (WOB). Contoh pada Gambar 7 ini menggunakan nilai  $b=1.5$  dalam menentukan seberapa kuat pahat bor (*drilling bit*) dengan penambahan *Weight on Bit* (WOB).

### 3.3.3. Metode Perhitungan Optimasi WOB-RPM Galle Woods

Salah satu faktor yang mempengaruhi laju pengeboran dan biayanya adalah *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM). Teori yang membahas optimasi *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) adalah *Galle Woods*.

Metode ini tidak memasukkan parameter hidrolika dalam perhitungannya, tidak seperti pada *Metode Minimum Cost*. Tujuan dari perhitungan menggunakan teori ini yaitu menentukan kombinasi dari *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) agar menghasilkan laju pengeboran menjadi optimum dengan biaya yang ekonomis. Asumsi yang dipakai dalam teori ini adalah faktor-faktor selain *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) yang mempengaruhi laju pengeboran dianggap minimum. Dengan optimasi *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) diharapkan *Rate Of Penetration* (ROP) naik dan laju keausan pahat bor (*drilling bit*) berkurang sehingga *footage* yang didapat akan menghasilkan biaya pemboran yang lebih ekonomis. Selain itu konstanta *drillability* batuan dapat

menjadi parameter perbandingan pahat bor (*drilling bit*) yang satu dengan pahat bor (*drilling bit*) lainnya.

Beberapa faktor yang mempengaruhi perhitungan optimasi *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) disini yaitu:

- *Rate Of Penetration*(ROP)
- Ketumpulan gigi bit
- Keausan bearing bit

*Rate Of Penetration*(ROP) atau laju pengeboran merupakan parameter yang penting. Semakin cepat laju pengeboran maka waktu untuk mencapai kedalaman target menjadi lebih cepat sehingga mampu menghemat biaya sewa *rig* berikut krunya. Galle-Woods membuat korelasi bagaimana parameter *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM) berpengaruh terhadap *Rate Of Penetration* (ROP) dengan persamaan berikut:

$$ROP = \frac{C_f W^k N^r}{a^p}$$

dimana:

- ROP = laju pengeboran, ft/jam  
 Cf = konstanta *drillability* formasi  
 k = eksponen yang menghubungkan pengaruh WOB pada ROP  
 N = putaran meja putar, rpm  
 r = eksponen yang mempengaruhi pengaruh ROP  
 a<sup>p</sup> = efek keausan gigi pahat bor (*drilling bit*) terhadap ROP.

Laju ketumpulan gigi pahat bor (*drilling bit*) (D) dapat ditentukan secara matematis dengan persamaan sebagai berikut:

$$D = \left(\frac{1}{A_f}\right) \frac{T_r \cdot i}{a \cdot \bar{m}}$$

dimana :

- Af = konstanta *abrassiveness* formasi  
 a = faktor ketumpulangi pahat bor (*drilling bit*)= 0,928125 D<sup>2</sup> + 6D + 1  
 m̄ = fungsi yang menghubungkan pengaruh WOB terhadap laju keausan gigi pahat bor (*drilling bit*)

Laju keausan bantalan (*bearing*) pahat bor (*drilling bit*)(Bx) dapat ditentukan dengan persamaan:

$$B_x = \frac{T_r \cdot N}{S \cdot L} = \frac{T_r \cdot N}{B_f \cdot L}$$

Dimana:

- S = parameter fluida pengeboran  
 L = fungsi yang menghubungkan pengaruh *Weight on bit* (WOB) terhadap laju keausan bantalan pahat bor (*drilling bit*), dari Tabel 3  
 Bf = faktor keausan bantalan pahat bor (*drilling bit*).

Daripersamaan yang terdapat diatas, kemudian ditentukan variabel-variabel berikut sebagai pertimbangan optimasi *Weight on Bit* (WOB) dan *Rotary per minutes* (RPM). Variabel tersebut antara lain :

- Waktu rotasi
- Selang yang dibor (*footage*)
- Biaya pengeboran per kaki

Tabel 3. Nilai dari  $\bar{W}$ ,  $\bar{m}$ , dan L

$\bar{W}$	$\bar{m}$	L	$\bar{W}$	$\bar{m}$	L	$\bar{W}$	$\bar{m}$	L
1	1.903	17391	28	0.455	2770	55	0.162	884
2	1.602	16667	29	0.440	2630	56	0.154	853
3	1.426	15151	30	0.425	2496	57	0.147	823
4	1.301	14286	31	0.411	2370	58	0.139	794
5	1.204	13239	32	0.397	2260	59	0.132	766
6	1.124	12279	33	0.384	2160	60	0.124	739

7	1.057	11376	34	0.371	2060	61	0.117	714
8	0.999	10532	35	0.358	1963	62	0.110	689
9	0.948	9745	36	0.346	1880	63	0.103	665
10	0.903	9016	37	0.334	1800	64	0.096	642
11	0.861	8360	38	0.323	1725	65	0.090	620
12	0.823	7758	39	0.311	1650	66	0.083	599
13	0.789	7207	40	0.300	1578	67	0.076	578
14	0.756	6702	41	0.290	1515	68	0.070	558
15	0.726	6240	42	0.279	1460	69	0.064	538
16	0.698	5840	43	0.269	1400	70	0.057	520
17	0.672	5440	44	0.259	1340	71	0.051	502
18	0.647	5080	45	0.249	1288	72	0.045	484
19	0.624	4750	46	0.240	1240	73	0.039	467
20	0.601	4439	47	0.230	1195	74	0.033	450
21	0.580	4170	48	0.221	1150	75	0.027	434
22	0.560	3920	49	0.212	1105	76	0.022	418
23	0.541	3680	50	0.204	1063	77	0.016	403
24	0.541	3680	51	0.195	1025	78	0.010	388
25	0.505	3270	52	0.186	988	79	0.005	373
26	0.488	3080	53	0.178	953			
27	0.471	2910	54	0.170	918			

Langkah-langkah perhitungan metode Galle-Woods untuk jenis *rollingcutter bit* adalah sebagai berikut:

1. Carilah harga  $\bar{W}$  dengan rumus :

$$\bar{W} = 7.875 \frac{W}{H}$$

dimana:

$W$  = *Weight On Bit* (x 1000 lbs)

$H$  = diameter pahat bor (*drilling bit*) sebelumnya. (inch)

Berdasarkan harga  $\bar{W}$ , tentukan harga  $L$  dan  $\bar{m}$  dengan Tabel 3.

2. Dari harga  $N$  yang ada, tentukan nilai dari Tabel 4 atau dengan persamaan. Semakintinggi *rotary speed*/RPM yang diberikan pada pengeboran sebuah sumur dapat juga menyebabkan *torsi* yang dapat merusak pahat bor (*drilling bit*) itu sendiri.

Tabel 4. Nilai dari  $N$  dan  $i$

$N$	$i$	$N$	$i$	$N$	$i$	$N$	$i$	$N$	$i$
10	10	50	55	90	122	130	228	190	488
15	15	55	62	95	132	135	242	200	548
20	20	60	69	100	143	140	259	225	720
25	26	65	77	105	155	145	278	250	929
30	31	70	85	110	188	150	297	275	1179
35	37	75	93	115	181	160	338	300	1474
40	43	80	102	120	195	170	384	350	2214
45	49	85	112	125	210	180	434	400	3183

3. Berdasarkan pola keausan gigi yang terjadi, tentukan harga  $p$  dari Tabel 5, jika pola keausan gigi tidak diketahui bisa diambil harga  $p = 0,5$ . Data keausan jugadiperolehdari *Dull Grading IADC* yang dilakukan setelah

mengangkat pahat bor (*drilling bit*). Dari data *dull grading* yang pertama dan kedua. Kemudian nilai tersebut dibagi 8. Maka itulah nilai  $p$ .

Tabel 5. Nilai p berdasarkan keausan pahat bor (drilling bit)

Pola Keausan	P
Ujung gigi aus secara Mendatar	1.0
Mempertajam sendiri	0.5
Tidakada pengaruh Keausan gigi	0.0

- Berdasarkan kondisi keausan gigi pahat bor (drilling bit) (D), tentukan parameter U dari Tabel 6.
- Berdasarkan waktu lama pahat bor (drilling bit) mengebor (Tr), tentukan faktor *abrassiveness* formasi (Af) dengan persamaan:

$$A_f = \frac{T_r \cdot i}{\bar{m} \cdot U}$$

Dimana :

- Tr = waktu lama bit mengebor
- i = didapat dari langkah perhitungan no.2
- m̄ = didapat dari langkah perhitungan no.1
- U = didapat dari langkah perhitungan no.4

- Berdasarkan jenis batuan yang dibor, tentukan parameter k dan r dari Tabel 7. Sebagai dasarnya adalah penulisan kode IADC awal, untuk pahat bor (drilling bit) insert dimana jika kode IADC awalnya 4 atau 5 maka formasi relatif lunak. Sedangkan jika nilai kode IADC awal 7 sampai 8 berarti formasinya adalah formasi keras. Untuk nilai kode IADC awal 6 berarti formasi yang dibor tingkat kekerasan sedang. Sedangkan untuk tipe milledtooth bit, caranya baca nilai kode IADC pertama, nilai 1 untuk yang lembut, 2 untuk yang sedang dan untuk kode IADC awal bernomor 3 menandakan bahwa formasinya keras.

Tabel 6. Menentukan Nilai U

U	D	Z when p =							
		0.0	0.5	1.0	1.0				
0	0.00	0	0	0	920	0.50	920	563	357
?	0.01	?	?	?	951	0.51	951	578	364
15	0.02	15	15	14	982	0.52	982	593	371
25	0.03	25	22	21	1013	0.53	1013	608	379
32	0.04	32	30	29	1045	0.54	1045	623	386
41	0.05	41	38	36	1078	0.55	1078	638	393
51	0.06	51	47	45	1111	0.56	1111	653	400
61	0.07	61	55	50	1144	0.57	1144	669	407
71	0.08	71	64	57	1178	0.58	1178	685	414
82	0.09	82	72	64	1213	0.59	1213	700	421
93	0.10	93	81	71	1248	0.60	1248	715	429
105	0.11	105	90	79	1283	0.61	1283	732	436
117	0.12	117	100	86	1319	0.62	1319	748	443
130	0.13	130	109	93	1356	0.63	1356	764	450
143	0.14	143	119	100	1393	0.64	1393	780	457
156	0.15	156	129	107	1430	0.65	1430	797	464
170	0.16	170	139	114	1468	0.66	1468	813	471
184	0.17	184	149	122	1507	0.67	1507	830	479
199	0.18	199	159	129	1546	0.68	1546	847	486
215	0.19	215	170	136	1586	0.69	1586	865	493
230	0.20	230	180	143	1626	0.70	1626	880	500
247	0.21	247	191	150	1666	0.71	1666	897	507
263	0.22	263	202	157	1707	0.72	1707	914	514
280	0.23	280	213	164	1749	0.73	1749	932	521
298	0.24	298	224	171	1791	0.74	1791	949	528
316	0.25	316	236	179	1834	0.75	1834	967	536
334	0.26	334	247	186	1877	0.76	1877	984	543
353	0.27	353	259	193	1921	0.77	1921	1002	550
372	0.28	372	270	200	1965	0.78	1965	1020	557
393	0.29	393	282	207	2010	0.79	2010	1038	564
413	0.30	413	294	214	2056	0.80	2056	1056	572
434	0.31	434	307	221	2102	0.81	2102	1074	579
455	0.32	455	319	229	2148	0.82	2148	1092	586
477	0.33	477	332	236	2195	0.83	2195	1110	593
499	0.34	499	344	243	2243	0.84	2243	1128	600
522	0.35	522	357	250	2291	0.85	2291	1147	607
545	0.36	545	370	257	2339	0.86	2339	1165	614
569	0.37	569	383	264	2389	0.87	2389	1185	621
593	0.38	593	396	271	2438	0.88	2438	1202	628
618	0.39	618	409	279	2489	0.89	2489	1222	636
643	0.40	643	422	286	2539	0.90	2539	1241	643
668	0.41	668	436	293	2591	0.91	2591	1261	650
694	0.42	694	450	300	2643	0.92	2643	1280	657
721	0.43	721	463	307	2695	0.93	2695	1299	664
748	0.44	748	477	314	2748	0.94	2748	1319	671
775	0.45	775	491	321	2802	0.95	2802	1338	678
803	0.46	803	505	329	2856	0.96	2856	1358	686
832	0.47	832	520	336	2910	0.97	2910	1388	693
861	0.48	861	534	343	2966	0.98	2966	1397	700
890	0.49	890	549	350	3021	0.99	3021	1417	707
					3078	1.00	3078	1437	714

Tabel 7. Penentuan harga k dan r

Kekerasan formasi jenis pahat	Eksponen berat (k)	Eksponen kecepatan (r)
<u>Lunak</u> S-3, S-4 (atau ekuivalen)	0.95	0.7
<u>Sedang</u> M4H, M4L (atau ekuivalen)	1.00	0.6
<u>Keras</u> H7, H7U (atau ekuivalen)	1.05	0.5

- Berdasarkan kondisi keausan gigi pahat bor (drilling bit) yang terjadi (D), tentukan nilai z dari Tabel 6.
- Dari data interval kedalaman yang dibor (footage = F), tentukan faktor *drillability* dengan persamaan :

$$C_f = \frac{F \cdot i}{\bar{m} \cdot W^k \cdot Z}$$

Dimana :

F = footage (ft)

- i = didapat dari langkah perhitungan no.2  
 $\bar{m}$  = didapat dari langkah perhitungan no.1  
 $\bar{W}$  = didapat dari langkah perhitungan no.1  
k = didapat dari langkah perhitungan no.6  
z = didapat dari langkah perhitungan no.7

#### IV. PEMBAHASAN

Dalam tulisan ini dibahas mengenai pemilihan pahat bor (*drilling bit*) yang akan dipakai dalam operasi pengeboran yang dianalisa dengan metode *Cost per foot* (CPF). Beberapa parameter yang perlu dipersiapkan antara lain berapa harga pahat bor (*drilling bit*) dalam *dollars* (\$), biaya sewa rig per jamnya (\$/jam), waktu yang diperlukan untuk melakukan *triping* (jam), umur pahat (jam), dan *footage* (kedalaman yang ditembus oleh satu kali run pahat bor), ft.

Di bawah ini akan diberikan contoh data dan perhitungan dengan menggunakan metode *Cost per foot* (CPF).

Pada operasi pengeboran pada sumur X lapangan Y didapat data-data sebagai berikut :

Rig operating cost per jam	= \$ 750.
Trip time	= 8 jam.
Umur bit	= 72 jam
Data bit	
Tipe	= <i>Rock Bit Varell CH4G 8.1/2" – 217</i>
Harga	= \$ 3454
Footage	= 340 ft
Tipe	= <i>Rock Bit Reed DSX104HG 8.1/2"</i>
Harga	= \$ 6936
Footage	= 448ft

Perhitungan :

*Rock Bit Varell CH4G 8.1/2" – 217*

$$\text{CPF} = \frac{3454 + 750(8 + 72)}{340}, \text{ \$/foot}$$

$$= 187 \text{ \$/foot}$$

*Rock Bit Reed DSX104HG 8.1/2"*

$$\text{CPF} = \frac{6936 + 750(8 + 72)}{448}, \text{ \$/foot}$$

$$= 149 \text{ \$/foot}$$

Dari perhitungan di atas dapat dilihat bahwa pahat bor (*drilling bit*) dengan tipe *Rock Bit Varell CH4G 8.1/2" – 217* memerlukan biaya per foot 187 \$/foot dengan footage 340 ft dan tipe *Rock Bit Reed DSX104HG 8.1/2"* memerlukan biaya per foot 149 \$/foot dengan footage 448ft. Tipe *Rock Bit Reed DSX104HG 8.1/2"* memerlukan biaya yang lebih murah dibandingkan dengan tipe *Rock Bit Varell CH4G 8.1/2" – 217*, meskipun harga pahat bor (*drilling bit*) tipe *Rock Bit Reed DSX104HG 8.1/2"* jauh lebih mahal. Hal ini dikarenakan footage tipe *Rock Bit Reed DSX104HG 8.1/2"* lebih besar dari pada tipe *Rock Bit Varell CH4G 8.1/2" – 217* yang akan menghemat waktu.

Contoh diatas dapat membantu dalam menetapkan pemilihan pahat bor (*drilling bit*) yang akan digunakan, tipe pahat bor (*drilling bit*) yang harganya lebih mahal tetapi mampu memberikan footage (kedalaman) yang jauh lebih panjang akan menjadi pilihan yang lebih ekonomis meskipun hal tersebut tidak mutlak. Oleh karena faktor-faktor lain juga dapat mempengaruhi rate of penetration (ROP) seperti WOB, RPM yang dipakai, mud properties, hydraulic program dan formasi yang sedang dibor, yang juga harus dipertimbangkan.

Perhitungan biaya perfoot dapat dipergunakan untuk membantu menentukan waktu yang ekonomis untuk membantu mencabut bit. Untuk menoda ini biaya perfootnya harus dihitung setiap jam,

dengan bit cost dan tripcost sudah ditetapkan.

Biaya perfoot pada awal usiapahat bor (*drilling bit*) akan terjdinaik danturundengan cukup cepat seirama dengan bertambahnya panjang lubang yang dihasilkan. Apabila perhitungan mencapai titik dimana biaya perfootsudah mulai naik kembali dan waktu usia pahat bor (*drilling bit*) sudah cukup lama, maka saat itu merupakan waktu yang tepat untuk dipertimbangkan mencabut dan mengganti pahat bor (*drilling bit*).

Apabila pahat bor (*drilling bit*) diperkirakan masih dibawah usia normalnya, maka perlu dilakukan pengecekan kembali faktor-faktor yang mempengaruhi rate of penetration (ROP) seperti Weight on bit (WOB) dan Rotation per minuts (RPM) yang dipergunakan telah tepat, adakah perubahan-perubahan formasi cocok dengan wireline logging correlation, adakah program hydraulic sudah tepat, mud properties lumpur sudah cukup baik dan lain sebagainya.

## V. PENUTUP

Pahat bor (*Drilling bit*) merupakan alat yang bersentuhan langsung dengan batuan yang ada di formasi-formasi yang ditembus. Batuan tersebut akan dihancurkan oleh pahat bor (*Drilling bit*) hingga terbentuk lubang sumur. Formasi yang ditembus pahat bor (*Drilling bit*) akan berbeda-beda mulai dari jenis batuan sampai tingkat kekerasannya. Pemilihan pahat bor (*Drilling bit*) harus dilakukan dengan teliti dan benar agar penembusan formasi

tersebut berjalan dengan baik. Pemilihan pahat bor (*Drilling bit*) dilihat dari kekerasan formasi, *compressivestrength*, dan *feature* yang ada di pahat bor (*Drilling bit*) tersebut. Penggunaan pahat bor (*Drilling bit*) pada operasi pengeboran dilakukan sampai batas efisiensi pengeboran baik dari segi ekonomi maupun kebutuhan energi. Salah satu metode yang digunakan untuk pemilihan pahat bor (*Drilling bit*) yaitu *Cost Per Foot (CPF)*. Selain itu dapat juga dilakukan dengan melihat fisik dari pahat bor (*Drilling bit*) tersebut. Seorang *drillingengineer* harus mampu menentukan kapan sebaiknya pahat bor (*Drilling bit*) diganti. Dan juga denga mempertimbangkan faktor-faktor lain yang dapat mempengaruhi *rate of penetration (ROP)* seperti WOB, RPM yang dipakai, *mudproperties*, *hydraulic* program dan formasi yang sedang dibor.

Pahat bor (*Drilling bit*) yang diproduksi oleh beberapa perusahaan yang berbeda-beda akan memiliki karakteristik yang berbeda pula. Pahat bor (*Drilling bit*) yang memiliki tipe yang sama belum tentu menunjukkan kinerja yang sama. Tulisan ini membahas bagaimana mengoptimalkan pahat bor (*Drilling bit*) yang ada untuk mengurangi biaya pengeboran dengan menaikkan laju penetrasi sumur sehingga menghemat waktu dan mengurangi biaya sewa pahat bor (*Drilling bit*).

Ada beberapa metode lain yang bisa digunakan dalam pemilihan pahat bor (*Drilling bit*). Hal tersebut akan dibahas pada tulisan berikutnya.

**DAFTAR PUSTAKA**

- 2<sup>nd</sup> Edition, January 2001, WellEngineersNotebook, Shell International Exploration And Production B.V.
- Ebook Version, 2000, IADC Drilling Manual, IADC, Houston, USA.
- Drilling Products And Services, NOV Grant Prideco, Houston, Texas, USA.
- Bourgoyne A.T. et.al., "Applied Drilling Engineering", First Printing Society of Petroleum Engineers, Richardson TX, 1986.
- Rubiandini Rudi, "Perancangan Pemboran", Penerbit ITB, 2004.