

DAFTAR ISI (Lanjutan)

	Halaman
2.2.2.3. Kecepatan Rotasi (RPM).....	17
2.2.2.4. Lumpur Pemboran.....	18
2.2.3. Bit Pemboran	20
2.2.3.1. Jenis-Jenis Bit Pemboran	21
2.2.4. Metode Bourgoyne and Young	24
2.2.5. <i>Drillstring</i>	26
2.2.6. <i>Buckling</i>	27
2.2.7. <i>Hole Cleaning</i>	28
2.2.7.1. Metode Pengangkatan Serbuk Bor.....	29
2.2.8. <i>Cost per Feet</i>	30
2.2.9. Software Landmark	31
2.2.9.1. <i>Compass</i>	32
2.2.9.2. <i>Wellplan</i>	32
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	34
3.1. Metode Penelitian	34
3.2. Tahapan Penelitian.....	34
BAB IV PENGOLAHAN DAN PENYAJIAN DATA PENENTUAN LAJU PENEMBUSAN (ROP) DENGAN METODE BOURGOYNE AND YOUNG BERDASARKAN WOB DAN RPM OPTIMUM PADA SUMUR PF-07 LAPANGAN SEMBADA.....	36
4.1. Analisis Lithologi Lapangan.....	36
4.2. Penentuan Laju Penembusan (ROP) Sumur PF-07	37
4.2.1. Perhitungan Nilai ROP Skenario 1 (<i>Basecase</i>)	38
4.2.2. Perhitungan Nilai ROP Skenario 2.....	41
4.2.3. Perhitungan Nilai ROP Skenario 3.....	44
4.2.4. Perhitungan Nilai ROP Skenario 4.....	47
4.2.5. Perhitungan Nilai ROP Skenario 5.....	49
4.2.6. Perhitungan ROP Rata-Rata	52
4.3. Analisis Perencanaan WOB dan RPM Terhadap <i>Drillstring</i>	54

DAFTAR ISI (Lanjutan)

	Halaman
4.3.1. Input Data <i>Wellplan</i>	55
4.3.2. Input Data Komponen BHA.....	56
4.3.3. Analisis Skenario 1	58
4.3.4. Analisis Skenario 2.....	59
4.3.5. Analisis Skenario 3.....	60
4.3.6. Analisis Skenario 4.....	62
4.3.7. Analisis Skenario 5.....	63
4.4. Perhitungan Hole Cleaning.....	65
4.4.1. Data Rheologi Fluida Pemboran	65
4.4.2. Data <i>Cutting</i> Pemboran	66
4.4.3. Perhitungan Hidrolika Pengangkatan <i>Cutting</i>	67
4.4.3.1. <i>Cutting Transport Ratio</i> (CTR).....	68
4.4.3.2. <i>Cutting Capacity Annulus</i> (CCA)	68
4.5. Perhitungan <i>Cost per Feet</i>	69
4.5.1. CPF Skenario 1	70
4.5.2. CPF Skenario 2.....	70
4.5.3. CPF Skenario 3.....	71
4.5.4. CPF Skenario 4.....	72
4.5.5. CPF Skenario 5.....	73
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	75
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....	83
6.1. Kesimpulan	83
6.2. Saran	84
DAFTAR PUSTAKA.....	85
LAMPIRAN.....	87

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Lokasi Lapangan "SEMBADA"	5
Gambar 2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	6
Gambar 2.3. Pengaruh WOB Terhadap ROP Berbagai Batuan	15
Gambar 2.4. Kenaikan Nilai ROP oleh Pemilihan Nilai WOB yang Tepat	16
Gambar 2.5. Pengaruh RPM pada nilai ROP dengan berbagai nilai WOB	18
Gambar 2.6. Faktor Mekanik (WOB & RPM)	20
Gambar 2.7. <i>Drag Bit</i>	21
Gambar 2.8. <i>Roller Cone Bit</i>	22
Gambar 2.9. <i>PDC Bit</i>	23
Gambar 2.10. <i>Diamond Bit</i>	24
Gambar 2.11. <i>Sinusoidal Buckling dan Helical Buckling</i>	28
Gambar 3.1. Diagram Alir	35
Gambar 4.1. Analisis <i>String</i> Trayek 26" Skenario 1	58
Gambar 4.2. Analisis <i>String</i> Trayek 17.5" Skenario 1	58
Gambar 4.3. Analisis <i>String</i> Trayek 12.25" Skenario 1	58
Gambar 4.4. Analisis <i>String</i> Trayek 8.5" Skenario 1	59
Gambar 4.5. Analisis <i>String</i> Trayek 26" Skenario 2	59
Gambar 4.6. Analisis <i>String</i> Trayek 17.5" Skenario 2	60
Gambar 4.7. Analisis <i>String</i> Trayek 12.25" Skenario 2	60
Gambar 4.8. Analisis <i>String</i> Trayek 8.5" Skenario 2	60
Gambar 4.9. Analisis <i>String</i> Trayek 26" Skenario 3	61
Gambar 4.10. Analisis <i>String</i> Trayek 17.5" Skenario 3	61
Gambar 4.11. Analisis <i>String</i> Trayek 12.25" Skenario 3	61
Gambar 4.12. Analisis <i>String</i> Trayek 8.5" Skenario 3	61
Gambar 4.13. Analisis <i>String</i> Trayek 26" Skenario 4	62
Gambar 4.14. Analisis <i>String</i> Trayek 17.5" Skenario 4	62
Gambar 4.15. Analisis <i>String</i> Trayek 12.25" Skenario 4	63
Gambar 4.16. Analisis <i>String</i> Trayek 8.5" Skenario 4	63
Gambar 4.17. Analisis <i>String</i> Trayek 26" Skenario 5	64
Gambar 4.18. Analisis <i>String</i> Trayek 17.5" Skenario 5	64
Gambar 4.19. Analisis <i>String</i> Trayek 12.25" Skenario 5	64
Gambar 4.20. Analisis <i>String</i> Trayek 8.5" Skenario 5	64

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1. Kekerasan Relatif Batuan Menurut Skala Mohs	13
Tabel 2.2. Nilai Konstanta <i>a</i>1 – <i>a</i>8	26
Tabel 4.1. Lithologi Batuan pada Sumur PF-07	36
Tabel 4.2. Data Bit Sumur PF-07	37
Tabel 4.3. Data Parameter Pemboran Skenario 1	38
Tabel 4.4. Hasil Perhitungan ROP Skenario 1	41
Tabel 4.5. Hasil Perhitungan ROP Skenario 2	44
Tabel 4.6. Hasil Perhitungan ROP Skenario 3	46
Tabel 4.7. Hasil Perhitungan ROP Skenario 4	49
Tabel 4.8. Hasil Perhitungan ROP Skenario 5	52
Tabel 4.9. Hasil Perhitungan ROP Rata-Rata Skenario 1	53
Tabel 4.10. Hasil Perhitungan ROP Rata-Rata Skenario 2	53
Tabel 4.11. Hasil Perhitungan ROP Rata-Rata Skenario 3	53
Tabel 4.12. Hasil Perhitungan ROP Rata-Rata Skenario 4	54
Tabel 4.13. Hasil Perhitungan ROP Rata-Rata Skenario 5	54
Tabel 4.14. Data <i>Wellplan Hole Section</i> pada Trayek 26”	55
Tabel 4.15. Data <i>Wellplan Hole Section</i> pada Trayek 17.5”	55
Tabel 4.16. Data <i>Wellplan Hole Section</i> pada Trayek 12.25”	55
Tabel 4.17. Data <i>Wellplan Hole Section</i> pada Trayek 8.5”	55
Tabel 4.18. Komponen BHA pada Trayek 26”	56
Tabel 4.19. Komponen BHA pada Trayek 17.5”	56
Tabel 4.20. Komponen BHA pada Trayek 12.25”	57
Tabel 4.21. Komponen BHA pada Trayek 8.5”	57
Tabel 4.22. Data Fluida Pemboran Sumur PF-07	66
Tabel 4.23. Data <i>Cutting</i> Pemboran	67
Tabel 4.24. Data Perhitungan Hidrolika Pengangkatan Serbuk Bor	67
Tabel 4.25. Hasil Perhitungan <i>Lifting Capacity</i> CTR	68
Tabel 4.26. Hasil Perhitungan CCA	69
Tabel 4.27. Hasil Perhitungan CPF Skenario 1	70
Tabel 4.28. Hasil Perhitungan CPF Skenario 2	71
Tabel 4.29. Hasil Perhitungan CPF Skenario 3	72
Tabel 4.30. Hasil Perhitungan CPF Skenario 4	73
Tabel 4.31. Hasil Perhitungan CPF Skenario 5	73

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran A. Data Parameter Pemboran Perhitungan ROP	88
Lampiran B. Perhitungan <i>Cost per Feet</i>	96
Lampiran C. Perhitungan Hidrolika (<i>Hole Cleaning</i>).....	101
Lampiran D. Data <i>Bit Record</i> dan <i>Bit Cost</i>	105

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
BHA	Bottom Hole Assembly	27
CCA	Cutting Capacity Annulus	30
CPF	Cost per Feet	69
CTR	Cutting Transport Ratio	29
ECD	Equivalent Circulating Density	38
FF	Friction Factor	55
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe	56
ID	Inside Diameter	55
OD	Outside Diameter	55
MD	Measured Depth	55
MWD	Measurement While Drilling	57
PBI	Particle Bed Index	67
PDC	Polycrystalline Diamond Compact	23
PV	Plastic Viscosity	80
ROP	Rate of Penetration	1
RPM	Rotation per Minutes	1
TVD	True Vertical Depth	75
YP	Yield Point	80
WOB	Weight on Bit	1
LAMBANG		
$a_1 - a_8$	Konstanta Bourgoyne and Young	25
B	Harga pahat	31
C_R	Harga sewa rig	31
D	Kedalaman	25
d_b	Diameter bit	25
f_1	Faktor kekuatan formasi	25
f_2	Faktor kedalaman formasi	25
f_3	Faktor kompaksi formasi	25

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG (Lanjutan)

LAMBANG		Halaman
f_4	Faktor perbedaan tekanan pada dasar lubang bor	25
f_5	Faktor diameter bit dan WOB	25
f_6	Faktor kecepatan putar	25
f_7	Faktor penggunaan bit	25
f_8	Faktor hidrolika	25
F	Jarak tembus pemboran	31
F_j	Jet impact force	25
g_p	Gradien tekanan formasi	25
h	Fraksi keausan bit	25
LC	Lifting Capacity	29
N	Kecepatan putar	25
OH	Diameter lubang	30
Q	Laju alir lumpur	30
T_r	Waktu rotasi	31
T_t	Waktu masuk dan cabut rangkaian	31
V_a	Kecepatan aliran lumpur di annulus	29
V_s	Kecepatan slip cutting	29
W	Berat pada bit	25
$\left(\frac{W}{d_b}\right)_t$	Threshold bit	25

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Operasi pemboran merupakan tahapan krusial dalam proses eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, yang bertujuan untuk menembus lapisan bawah permukaan hingga mencapai zona target tempat akumulasi hidrokarbon berada. Proses ini harus dilaksanakan secara efisien baik dari segi waktu maupun biaya, serta dengan mengedepankan standar keselamatan yang tinggi. Oleh karena itu, keberhasilan kegiatan pemboran sangat bergantung pada kualitas perencanaan yang dilakukan sebelumnya. Perencanaan tersebut harus mencakup berbagai aspek, meliputi perencanaan teknis (*engineering*), kondisi geologi, ketersediaan dan kesiapan fasilitas pendukung, keselamatan dan kesehatan kerja, serta mempertimbangkan dampak sosial terhadap masyarakat di sekitar area operasi.

Problematika yang dapat saja terjadi saat operasi pemboran yaitu rendahnya nilai *rate of penetration* (ROP). Pada aktualnya, saat setiap kali operasi pemboran dilakukan, selalu diusahakan agar didapatkan nilai *rate of penetration* (ROP) yang diperoleh efisien. *Rate of penetration* (ROP) dapat diartikan dengan kecepatan bit untuk menghancurkan batu yang akan ditembus dan secara umum *rate of penetration* (ROP) dapat mengukur kecepatan atau progress bit ketika melakukan pemboran. ROP dipengaruhi oleh beberapa faktor, diantaranya karakteristik batuan yang ditembus, lumpur pemboran, hidrolika pemboran, variabel mekanik (WOB & RPM), dan jenis bit pemboran.

Hossain dan Al-Majed (2015) juga menjelaskan bahwa laju penembusan (ROP) dipengaruhi oleh gabungan faktor mekanis dan fluida. Faktor mekanis mencakup besarnya beban pada mata bor (WOB), kecepatan rotasi (RPM), serta jenis dan kondisi bit yang digunakan. Sementara itu, faktor fluida meliputi sifat lumpur bor, distribusi tekanan hidrolika, dan efektivitas pembersihan lubang. Dengan pengaturan yang tepat dari kedua aspek tersebut, kinerja pengeboran dapat ditingkatkan sekaligus meminimalkan potensi kerusakan peralatan. Oleh karena itu,

memahami hubungan antara parameter pengeboran dengan nilai ROP sangat penting dalam perencanaan dan pelaksanaan operasi pengeboran.

Analisis ekonomi dalam kegiatan pemboran juga merupakan bagian penting dalam tahap perencanaan sumur. Kajian ini bertujuan untuk menghitung total biaya yang dikeluarkan selama proses pemboran, sehingga dapat diperoleh gambaran mengenai besarnya pengeluaran yang terjadi. Selain itu, evaluasi ekonomi ini juga dapat dijadikan acuan dalam menentukan anggaran untuk kegiatan pemboran di masa mendatang. Untuk melakukan estimasi biaya secara akurat, diperlukan pemahaman mengenai hubungan antara laju pemboran dengan berbagai parameter teknis, seperti karakteristik dan litologi batuan. Dengan demikian, perubahan biaya pemboran dapat diperkirakan berdasarkan variasi sifat batuan yang ditemui di lapangan.

Dalam penentuan program pemboran yang ekonomis dan efisien, pada penelitian kali ini yang bertempat di sumur “PF-07” lapangan “SEMBADA” dilakukan analisis terhadap WOB dan RPM agar memperoleh nilai optimum sehingga menghasilkan laju penembusan (ROP) yang baik. Dimana, dalam mendapatkan laju penembusan (ROP) yang optimum maka keduanya tidak dapat berdiri sendiri antara WOB dan RPM dikombinasikan secara teknik sehingga analisis yang dihasilkan akan didapatkan *Cost Per Feet* (CPF) minimum dengan metode Bourgoyne-Young serta memperhitungkan faktor hidrolika untuk mengetahui *hole cleaning* yang terjadi.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang diangkat dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana menentukan estimasi laju penembusan (ROP) dengan metode Bourgoyne and Young berdasarkan faktor mekanis yang optimum?
2. Berapakah nilai WOB dan RPM yang optimum untuk menentukan estimasi ROP yang efisien?
3. Apakah perencanaan yang dibuat memenuhi kriteria *hole cleaning* yang baik?
4. Apakah analisis yang dilakukan dapat menghemat biaya yang dikeluarkan?

1.3. Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk memprediksi estimasi nilai ROP berdasarkan hasil analisis WOB dan RPM optimum dengan metode Bourgoyne and Young, mengetahui tingkat efisiensi waktu pemboran, dan mengetahui apakah skenario yang dibuat memenuhi kriteria *hole cleaning* yang baik atau tidak, serta mengetahui efisiensi biaya yang dikeluarkan menggunakan metode *cost per feet* sehingga dapat menjadi bahan pertimbangan atau acuan untuk pengerjaan sumur-sumur berikutnya di area yang sama.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Perhitungan nilai estimasi ROP data simulasi dengan metode Bourgoyne and Young dan dibandingkan dengan data *offset well*.
2. Analisis perhitungan yang dilakukan hanya berdasarkan WOB dan RPM optimum dengan asumsi parameter lain sudah dianggap optimum.
3. Penentuan rangkaian pipa bor dan rheologi lumpur berdasarkan data *offset well*.
4. Perhitungan *hole cleaning* hanya membahas *Cutting Transport Ratio* (CTR) dan *Cutting Capacity Annulus* (CCA).
5. Perhitungan biaya *Cost per Feet* hanya pada kondisi *dry hole* yang didasarkan dari *rig cost* serta *bit cost* dan tidak termasuk biaya lumpur, semen, *casing*, mobilisasi, dan tenaga kerja.

1.5. Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian : PT. Pertamina EP Cepu Zona 11 Surabaya

1.6. Luaran Penelitian

Luaran dari penelitian ini adalah data berupa hasil perhitungan ROP dengan metode Bourgoyne and Young pada sumur vertikal, yang bertujuan untuk mengevaluasi nilai ROP berdasarkan WOB dan RPM optimum apakah aman dan terhindar dari permasalahan selama operasi pemboran. Hasil evaluasi mencakup pengaruh parameter WOB dan RPM terhadap ROP yang kemudian dibandingkan antara data

offset well dan data simulasi, mengetahui biaya pemboran yang lebih ekonomis dan efisien, serta mengetahui efektivitas *hole cleaning* dari perencanaan yang dibuat.

1.7. Manfaat Penelitian

Diharapkan pada penelitian ini dapat menjadi pembelajaran dalam penerapan konsep ROP untuk mengoptimalkan perencanaan *drilling program* yang aman dan efisien, menjadi referensi bagi civitas akademisi dan praktisi dalam memahami perhitungan ROP dengan metode Bourgoyne and Young untuk perencanaan *drilling program*, serta dapat digunakan untuk pertimbangan sumur lainnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI

2.1. Tinjauan Lapangan PF-07

Sumur PF-07 yang berlokasi di Lapangan SEMBADA berada di Desa Trember, Kecamatan Senori, Kabupaten Tuban, Jawa Timur dan terletak di cekungan Jawa Timur Bagian Utara yang dapat dilihat pada **Gambar 2.1**.

Cekungan Jawa Timur Utara terbentang dari arah barat ke arah timur mulai dari Semarang hingga Surabaya sepanjang ± 250 km dengan lebar 60 – 70 km. Secara geografis terletak antara $110^{\circ} 30'$ BT dan $6^{\circ} 00'$ LS hingga $7^{\circ} 30'$ LS (Halomoan dkk., 2017).

Cekungan Jawa Timur Utara yang berumur tersier yang dibatasi oleh Busur Karimunjawa di bagian barat, Cekungan Lombok di bagian timur, Busur Vulkanik di bagian selatan dan Tinggian Paternoster pada bagian utara yang memisahkannya dengan Selat Makassar (Zaputlyeva dkk., 2019).



Gambar 2.1. Lokasi Lapangan "SEMBADA"
(Google Earth)

2.1.1. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Berikut ini adalah ilustrasi dari stratigrafi regional cekungan Jawa Timur Utara yang dapat dilihat pada **Gambar 2.2**.

WAKTU DLM. JUTAAN TAHUN	KLAS HURUF Komp. Von Gersel 1988	ZONASI BLOW (1969)	SATUAN KRONO STRATIGRAFI	PRINGGOPRAWIRO & SUKIDO (1992)		
				FORMASI	ANGGOTA	SIMBOL LITOLOGI
1,65		N . 23	PLISTOSEN	LIDAH	DAN DER	
		N . 22				
5,2	Tgh	N . 21	PLIOSEN	SLR MUNDU PACIRAN		
		N . 20				
		N . 19				
		N . 18				
		N . 17				
10,2	Tf	N . 16	MIOSEN	LEDOK WONO-COLO BULU NGRAYONG TAWUN		
		N . 15				
		N . 14				
		N . 13				
		N . 12				
		N . 11				
		N . 10				
16,2	Te	N . 9	MIOSEN	TUBAN		
		N . 8				
		N . 7				
		N . 6				
		N . 5				
25,2	Te	N . 5	MIOSEN	PRUPUH		
		N . 4				
		N . 3				
		N . 2				
		N . 1				
36	Td	P . 20	OLOGOSEN	KUJUNG		
		P . 19				
		P . 18				
		P . 17				
		P . 16				
39,4	Tb	P . 15	OLOGOSEN	NGIMBANG		
		P . 14				
		P . 13				
		P . 12				
		P . 11				
49	Ta	P . 10	EUSEN	NGIMBANG		
		P . 9				
		P . 8				
		P . 7				
		P . 6				
54	Ta	P . 5	EUSEN	NGIMBANG		
		P . 4				
		P . 3				
		P . 2				
		P . 1				
60,2			PALEO- SENI			
66,5						
			PRA TERSIER	BASEMENT		

Gambar 2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara
(Pringgoprawiro, 1985)

Menurut Pringgoprawiro (1985) stratigrafi regional cekungan Jawa Timur Utara terdapat beberapa formasi. Berikut penjabaran tiap formasinya :

1. Formasi Kujung

Formasi Kujung merupakan batuan yang tersingkap di sekitar Kali Secang, Desa Kujung, Kabupaten Tuban. Litologi penyusunnya terdiri atas napal, batulempung yang bersifat gampingan, serta sisipan batugamping bioklastik. Formasi ini memiliki hubungan stratigrafi selaras dengan Formasi Prupuh yang menindihnya, menunjukkan tidak adanya jeda pengendapan yang signifikan antara kedua formasi tersebut.

2. Formasi Prupuh

Formasi ini pertama kali dikenali dari wilayah Desa Prupuh, yang berada di Kecamatan Paciran. Stratotipe dari formasi ini didominasi oleh batugamping bioklastik berlapis tebal dan bersifat keras, dengan kandungan fosil Orbitoid yang melimpah. Pada bagian atasnya dijumpai batugamping kapuran berwarna putih kusam. Berdasarkan karakteristik litologi dan struktur pengendapannya, lingkungan sedimentasi formasi ini diinterpretasikan sebagai neritik luar di perairan laut terbuka, dengan indikasi adanya proses pergerakan massa akibat gravitasi di lereng bawah laut.

3. Formasi Tuban

Formasi Tuban berada di atas Formasi Prupuh dengan hubungan yang selaras. Keberadaannya dapat ditemukan di wilayah Desa Drajat, Kecamatan Paciran, Kabupaten Tuban. Penyusun dominan dari Formasi Tuban adalah batulempung berlapis, diselingi oleh beberapa lapisan batugamping. Di bagian atas, formasi ini ditindih secara tidak selaras oleh Formasi Paciran.

4. Formasi Tawun

Secara keseluruhan, formasi ini disusun oleh batulempung yang mengandung pasir, dengan percampuran batupasir dan batugamping. Formasi Tawun terbentuk pada rentang waktu Miosen Awal hingga Miosen Tengah, di lingkungan laut terbuka dengan kedalaman yang relatif lebih dalam.

5. Formasi Ngrayong

Istilah Formasi Ngrayong pertama kali diajukan oleh Pringgoprawiro dan Sukido pada tahun 1985. Sebelumnya, satuan ini dikenal sebagai Anggota Ngrayong dalam Formasi Tawun. Secara umum, Formasi Ngrayong berada di atas Formasi Tawun dengan hubungan stratigrafi yang selaras. Meski demikian, pada beberapa lokasi dijumpai perbedaan fasies antara kedua formasi tersebut. Bagian bawah Formasi Ngrayong terdiri atas batugamping yang mengandung fosil orbitoid serta batulempung, sementara bagian atasnya tersusun dari sisipan batupasir yang disertai batugamping berfosil orbitoid.

6. Formasi Bulu

Formasi ini tersusun atas kalkarenit berlapis tipis atau batupasir berstruktur pelat, yang dilengkapi dengan sisipan napal pasiran. Komponen utama pembentuk kalkarenit meliputi litoklas karbonat, foraminifera baik berukuran kecil maupun besar, serta butiran glaukonit, feldspar, dan kuarsa. Pembentukan formasi ini berlangsung pada Miosen Tengah, di lingkungan laut dangkal yang masih berhubungan dengan laut terbuka.

7. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo pertama kali dikenali di daerah Wonocolo, Cepu. Satuan ini tersusun oleh lapisan-lapisan batuan seperti napal dan batulempung masif, hingga berkembang menjadi napal pasiran yang kaya akan kandungan fosil planktonik. Selain itu, dalam formasi ini juga ditemukan sisipan kalkarenit. Secara stratigrafi, Formasi Wonocolo berada di bawah Formasi Ledok dan menunjukkan hubungan yang selaras.

8. Formasi Ledok

Morfologi wilayah ini didominasi oleh batupasir klorit dan kalkarenit yang mengandung lempung, serta diselingi oleh lapisan-lapisan napal secara bergantian. Endapan yang terbentuk berasal dari lingkungan laut, dengan kecenderungan menunjukkan kedangkalan secara bertahap.

9. Formasi Mundu

Formasi Mundu tersusun atas napal masif yang kaya akan kandungan foraminifera planktonik. Pada bagian atas formasi ini dijumpai batugamping pasiran. Formasi Mundu terbentuk di lingkungan laut dalam pada rentang waktu antara Miosen akhir hingga Pliosen. Bagian bawah dari Formasi Mundu menunjukkan ciri-ciri endapan laut terbuka yang berkembang pada zona batial tengah. Kondisi ini mengindikasikan bahwa proses pengendapan berlangsung di lingkungan laut dalam dengan stabilitas kondisi lingkungan laut yang relatif stabil.

10. Formasi Paciran

Formasi Paciran disusun oleh batugamping masif yang telah mengalami pelapukan, membentuk permukaan dengan bentuk khas akibat proses pelarutan. Pembentukan formasi ini berlangsung sejak kala Pliosen hingga Pleistosen. Secara lateral, satuan ini setara dengan Formasi Mundu dan Formasi Lidah. Namun, di beberapa lokasi ditemukan indikasi bahwa sebagian Formasi Paciran dapat berumur lebih tua, dan kemungkinan terbentuk bersamaan dengan Formasi Ledok dan Formasi Wonocolo.

11. Formasi Lidah

Formasi Lidah merupakan satuan batulempung berwarna biru tua yang secara stratigrafi terbagi menjadi tiga bagian: bawah, tengah, dan atas. Bagian bawah formasi ini dikenal sebagai Anggota Tambakromo, tersusun oleh batulempung biru. Sementara bagian atasnya, yang disebut Anggota Turi, terdiri atas batulempung dengan sisipan napal dan batupasir kuarsa yang mengandung mineral glaukonit. Formasi Lidah memiliki hubungan stratigrafi selaras dengan Formasi Mundu. Di bagian atasnya, formasi ini ditindih secara tidak selaras oleh endapan aluvial dan teras sungai.

2.1.2. *Petroleum System* Cekungan Jawa Timur Utara

Petroleum System adalah sistem yang menjelaskan mengenai beberapa unsur dan proses terbentuknya suatu hidrokarbon di bawah permukaan. Unsur – unsur penting pada *petroleum system* meliputi *source rock*, *reservoir rock*, *cap rock*, *trap*, dan *migration*.

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk utama di Cekungan Jawa Timur Utara berasal dari serpih karbonatan yang terdapat dalam Formasi Ngimbang. Serpih ini terbentuk di lingkungan pengendapan marginal laut, deltaik, hingga lakustrin, dan menunjukkan potensi yang signifikan sebagai penghasil minyak dan gas bumi. Selain itu, bagian bawah dari Formasi Kujung juga mengandung serpih laut dalam yang diendapkan di lingkungan laut dalam, dan batuan ini juga memiliki prospek sebagai batuan induk hidrokarbon.

2. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Pada cekungan ini, reservoir utama terdiri atas batuan karbonat yang berasal dari Formasi Ngimbang dan interval I Formasi Kujung, serta batuan silisiklastik dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, dan Formasi Ngrayong. Pada Formasi Ngrayong, batupasir merupakan litologi utama yang berperan sebagai reservoir.

3. Batuan Penutup (*Cap Rock*)

Batuan penutup berfungsi sebagai lapisan penyekat yang tidak permeabel di dalam cekungan seperti batulempung. Cap rock yang berada pada cekungan ini adalah serpih Formasi Wonocolo dan Formasi Mundu.

4. Perangkap (*Trap*)

Sebagian besar perangkap hidrokarbon yang berkembang di Cekungan Jawa Timur Utara merupakan kombinasi antara perangkap struktural dan stratigrafi yang terbentuk selama periode Miosen. Salah satu contoh perangkap struktural adalah lipatan antiklin atau sesar yang menyebabkan perubahan geometri antara batuan reservoir dan batuan penutup, sehingga menciptakan ruang perangkap hidrokarbon. Di sisi lain, perangkap stratigrafi terbentuk akibat variasi karakteristik litologi serta distribusi batuan reservoir dan batuan penutup. Sebagai contoh, transisi litologi dari batupasir ke serpih dapat membentuk perangkap stratigrafi, di mana hidrokarbon terakumulasi dalam batupasir yang bersifat lebih permeabel, sedangkan serpih yang bersifat impermeabel berfungsi sebagai batuan penutup.

5. Migrasi (*Migration*)

Pada cekungan Jawa Timur Utara terdapat tiga model migrasi, diantaranya:

- a. Hidrokarbon yang berasal dari Formasi Ngimbang mengalami migrasi melalui lapisan pembawa (*carrier bed*) menuju reservoir karbonat Formasi Kujung–Tuban, yang berkembang langsung di atas batuan dasar selama periode Miosen Tengah hingga Miosen Akhir.
- b. Tekanan tektonik yang terjadi pada Plio-Pleistosen mendorong terjadinya migrasi primer hidrokarbon ke dalam perangkap struktural, dengan jalur migrasi melalui sistem sesar yang menghubungkan Formasi Ngimbang dengan reservoir di atasnya.

- c. Pasca peristiwa tektonik Plio-Pleistosen, migrasi sekunder berlangsung. Hidrokarbon yang semula terperangkap di reservoir karbonat Kujung–Tuban terdorong kembali menuju reservoir batupasir yang terdapat pada Formasi Ngrayong, Wonocolo, Ledok, dan Lidah, sebagai akibat dari aktivitas tektonik lanjutan dan perubahan kemiringan lapisan batuan.

2.2. Landasan Teori

Laju pemboran (ROP) yang optimal merupakan salah satu target utama dalam kegiatan pemboran dan diharapkan mampu memberikan efisiensi maksimal dalam proses pengeboran, dengan hasil yang aman serta biaya operasional yang minimal. Salah satu upaya untuk mencapai hal tersebut adalah dengan memilih jenis mata bor yang sesuai. Namun demikian, pemilihan mata bor yang tepat tidaklah sederhana, karena dipengaruhi oleh berbagai faktor, seperti sifat fisik batuan, parameter mekanis seperti beban pada mata bor (WOB) dan kecepatan putaran (RPM), serta kondisi hidrolika pemboran.

2.2.1. Rate of Penetration (ROP)

Rate of penetration (ROP) adalah kecepatan bit untuk menghancurkan batuan yang akan ditembus (*volume of rock removed per unit area (ft) per unit time (jam)*). Secara umum, *rate of penetration* (ROP) mengukur kecepatan atau proses mata bor ketika melakukan pemboran (Bourgoyne dkk., 1986). Suatu operasi pemboran dikatakan memiliki *rate of penetration* (ROP) yang optimum apabila waktu dari operasi pengeborannya cepat dan tujuan dari pemboran tercapai dengan baik sesuai dengan rencana, perlunya ketelitian di setiap parameter-parameter pemboran sehingga tercapainya nilai ROP yang optimum.

Tingginya laju penembusan (ROP) dapat berkontribusi pada pengurangan biaya pemboran jika dibandingkan dengan ROP yang rendah. Hal ini disebabkan oleh waktu pemboran yang lebih singkat pada ROP yang tinggi, sehingga dapat menurunkan biaya sewa berbagai peralatan pemboran. ROP sendiri dipengaruhi oleh sejumlah faktor, antara lain sifat fisik dan mekanik batuan, kombinasi antara beban pada mata WOB dan RPM, jenis pahat (bit) yang digunakan, karakteristik fluida atau lumpur pemboran, serta sistem hidrolika selama proses pemboran (Suharsono, 2008).

Beberapa variabel yang mempengaruhi *rate of penetration* (ROP) adalah variabel yang tidak dapat diubah dan dapat diubah. Variabel yang tidak dapat diubah adalah karakteristik batuan sedangkan variabel yang dapat diubah adalah variabel lumpur pemboran, hidrolika pemboran, variabel mekanik (WOB & RPM) dan bit pemboran. Faktor mekanis meliputi nilai *weight on bit* (WOB) dan *rotation per minute* (RPM), sedangkan faktor hidrolika meliputi tekanan pompa, *rate* pompa, dan ukuran *nozzle*. Faktor hidrolika memiliki pengaruh yang besar dalam membersihkan *cutting* di dasar lubang bor yang berperan sebagai pencegah terjadinya penggerusan atau penghancuran *cutting* secara berulang di dasar lubang.

2.2.2. Faktor yang Mempengaruhi Rate of Penetration (ROP)

2.2.2.1. Karakteristik Batuan

Karakteristik formasi atau batuan yang sangat berpengaruh terhadap ROP adalah *drillability*, *compressive strength*, *hardness*, *abrasiveness*, *fracturing*, dan *elasticity* (Alexandri, A., 2016).

a. *Drillability*

Drillability menggambarkan seberapa mudah suatu batuan dapat ditembus atau dibor dalam proses pemboran. Secara umum, *drillability* akan menurun seiring dengan bertambahnya kedalaman, karena batuan cenderung menjadi lebih keras dan kompak pada kedalaman yang lebih besar.

b. *Compressive Strength*

Compressive strength merupakan parameter yang menunjukkan kemampuan suatu batuan dalam menahan beban maksimum sebelum batuan mengalami kehancuran. Secara umum, terdapat hubungan terbalik antara nilai *compressive strength* dengan laju penembusan (ROP). Semakin tinggi nilai *compressive strength* suatu batuan, maka ROP cenderung semakin rendah.

c. *Hardness*

Kekerasan batuan (*hardness*) merupakan kemampuan batuan dalam menahan goresan atau abrasi. Sifat ini sangat dipengaruhi oleh tingkat sementasi dan derajat kekompakan batuan. Semakin tinggi kekerasannya, maka pori antarbatuan cenderung lebih sempit dan struktur batuan menjadi lebih padat, sehingga proses

penghancurannya menjadi lebih sulit. Sebaliknya, apabila porositas butiran lebih besar, maka batuan akan lebih mudah dibor dan menghasilkan laju penembusan (ROP) yang lebih tinggi.

Berdasarkan skala mohs menurut Ma'aruf (1999) dibawah, kekerasan batuan dibagi menjadi tiga kelompok, yaitu: Batuan lunak dengan skala Mohs dibawah 4 (Fluorit), batuan sedang dengan skala Mohs antara 4 sampai 7 (Fluorit sampai Kuarsa) dan batuan keras dengan skala Mohs lebih besar dari 7 (Kuarsa).

Tabel 2.1. Kekerasan Relatif Batuan Menurut Skala Mohs (Ma'aruf, 1999).

Jenis Mineral	Skala Mohs	Jenis Batuan
Talk	1	Lunak
Gypsum	2	Lunak
Kalsit	3	Lunak
Fluorit	4	Sedang
Apatit	5	Sedang
Feldspar	6	Sedang
Kuarsa	7	Sedang
Topas	8	Keras
Korundum	9	Keras
Intan	10	Keras

d. *Abrasiveness*

Abrasiveness adalah sifat batuan yang berkaitan dengan kemampuannya menggores dan mengikis material lain, termasuk mata bor. Tingkat *abrasiveness* yang tinggi dapat mempercepat keausan pada gigi bit, yang pada akhirnya menyebabkan penurunan laju penembusan (ROP) selama proses pemboran.

e. *Fracturing*

Fracturing yang dimaksud merujuk pada keberadaan rekahan alami di dalam lapisan yang bersifat produktif. Saat mata bor mencapai zona ini, laju penembusan (ROP) biasanya meningkat secara tiba-tiba. Peningkatan tersebut dapat

menyebabkan beban berlebih pada pahat, yang berisiko mempercepat kerusakan komponen seperti bantalan dan *bearing*.

f. *Elasticity*

Pengaruh sifat *elasticity* terhadap laju penembusan (ROP) umumnya dijumpai pada batuan *shale*. Batuan yang memiliki elastisitas tinggi cenderung lebih sulit untuk ditembus oleh mata bor. Secara prinsip, tekanan akan meningkat seiring bertambahnya kedalaman. Tekanan hidrostatik dan beban overburden yang semakin besar menyebabkan batuan menjadi semakin padat dan kompak, sehingga akan sulit untuk ditembus. Akibatnya, ROP akan mengalami penurunan. Selain itu, peningkatan kedalaman juga menyebabkan kenaikan temperatur, yang turut memengaruhi efisiensi pemboran.

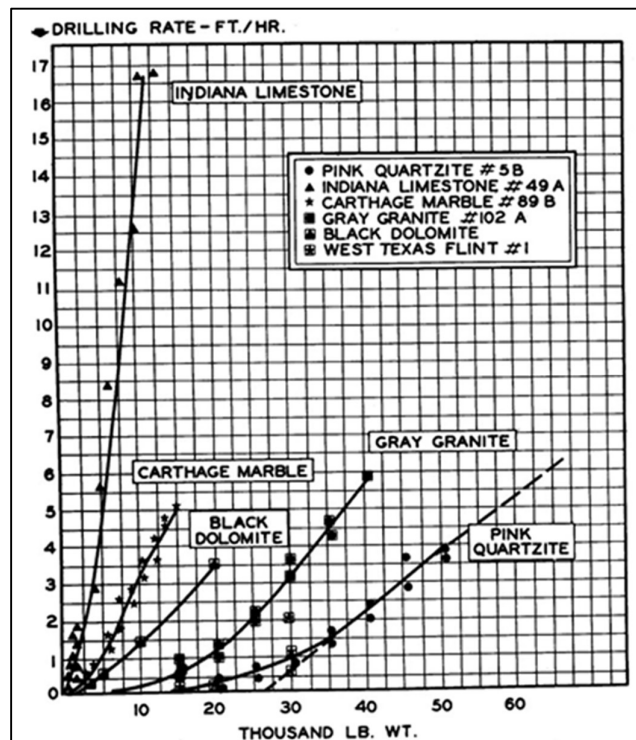
2.2.2.2. *Weight on Bit (WOB)*

Weight on bit (WOB) merupakan beban yang diderita atau ditahan oleh bit. Beban pada bit adalah jumlah beban yang diberikan terhadap bit selama pengeboran berlangsung, sehingga dapat memecahkan batuan. Besarnya beban yang diberikan tergantung pada formasi yang ditembus oleh bit. Pada pemboran batuan lunak, gigi bit yang digunakan lebih runcing dengan WOB yang ringan. WOB juga diperlukan untuk membuat rangkaian pipa bor tetap berada dalam keadaan tegang, sehingga kelurusan lubang bor dapat dipertahankan hingga target bor.

WOB merupakan salah satu parameter mekanis paling krusial dalam proses pengeboran karena secara langsung mempengaruhi gaya tekan yang diterapkan oleh mata bor ke permukaan batuan. Gaya tekan ini menentukan seberapa besar energi yang ditransfer dari pipa bor ke formasi batuan dalam bentuk gaya pemotongan vertikal. Semakin besar WOB, maka tekanan pada formasi batuan akan semakin tinggi, sehingga laju penembusan (ROP) cenderung meningkat hingga titik tertentu (Bourgoyne dkk., 1986).

Weight on Bit (WOB) memiliki pengaruh yang signifikan terhadap laju penembusan (ROP). Semakin besar beban yang diberikan pada mata bor, umumnya akan meningkatkan ROP. Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 2.3** yang menunjukkan peningkatan ROP pada berbagai jenis batuan seperti marmer, dolomit

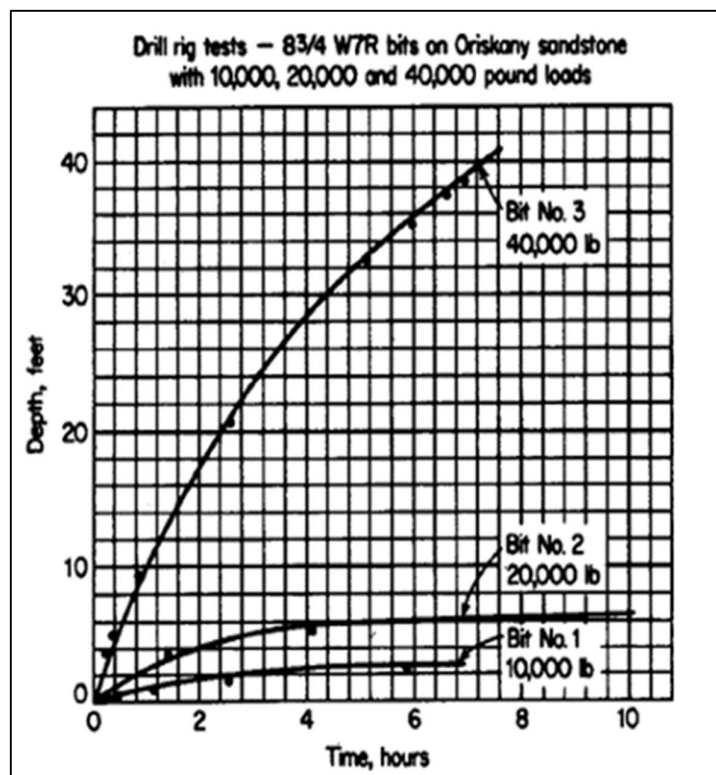
hitam, granit abu-abu, dan kuarsa merah muda. Dengan kata lain, peningkatan parameter WOB cenderung menghasilkan peningkatan ROP, meskipun pada beberapa kondisi peningkatannya tidak terlalu signifikan. Namun demikian, setiap peningkatan parameter mekanik memiliki batas optimal tersendiri yang perlu diperhatikan agar tidak menimbulkan kerusakan atau gangguan operasional.



Gambar 2.3. Pengaruh WOB Terhadap ROP Berbagai Batuan
(Gatlin, Carl., 1960)

Beban pada bit pemboran harus diberikan untuk mendapatkan nilai ROP yang optimum dan menjaga rangkaian pipa bor selalu berada pada keadaan tegang. Ketika proses pemboran mendekati lapisan formasi yang keras, umumnya dilakukan peningkatan beban pada mata bor (bit). Kondisi ini menyebabkan *drill collar* mengalami gaya tekan (kompresi), yang cenderung membuatnya melengkung dan menghasilkan pantulan yang lebih besar pada kecepatan rotasi tertentu. Fenomena ini dapat menimbulkan permasalahan serius selama operasi pemboran. Untuk menjaga agar lubang bor tetap lurus dan stabil, salah satu solusi yang dilakukan adalah dengan menurunkan nilai *weight on bit* (WOB) dan meningkatkan kecepatan rotasi (Mensa-Wilmot & Fear, 2001).

Penggunaan WOB yang terlalu tinggi juga dapat menyebabkan kerusakan pada bearing dan gigi mata bor. Pada saat melakukan pemboran pada formasi yang keras, WOB yang besar sebaiknya tidak diterapkan secara terus-menerus. Pada formasi lunak, WOB yang rendah lebih disarankan agar gigi bit tidak terlalu dalam menembus formasi. Jika gigi bit tertanam terlalu dalam, terdapat risiko bit tersangkut atau bahkan patah, dan dapat menghasilkan lubang bor yang tidak sempurna. Hal tersebut dapat dilihat pada **Gambar 2.4** untuk pemilihan WOB yang tepat berdasarkan jenis bit terhadap nilai ROP. Selain itu, peningkatan WOB harus diimbangi dengan kemampuan sistem pemboran dalam membersihkan *cutting* dari dasar lubang. Apabila proses pembersihan tidak optimal, maka *cutting* dapat dihancurkan berulang kali oleh mata bor, yang pada akhirnya menyebabkan penurunan laju penembusan (ROP).



Gambar 2.4. Kenaikan Nilai ROP oleh Pemilihan Nilai WOB yang Tepat (Gatlin, Carl., 1960)

WOB juga erat kaitannya dengan pemilihan jenis bit. Pada bit kerucut (*Roller Cone Bit*), WOB yang besar dibutuhkan untuk memastikan gigi bit menancap secara