

**PENENTUAN TEKANAN FORMASI, TEKANAN REKAH DAN
TIPE BIT MENGGUNAKAN METODE D-EKSPONEN DAN
EATON PADA SUMUR MA-01 DAN MA-02 LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

oleh

MAULIDA

133210390



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Maulida

NPM : 133210390

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Penentuan Tekanan Formasi, Tekanan Rekah Dan Tipe Bit Menggunakan Metode D-Ekspone Dan Eaton Pada Sumur MA-01 Dan MA-02 Lapangan X

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. Eng. Muslim, MT (.....)

Pembimbing II : Richa Melysa, ST., MT (.....)

Penguji I : Novrianti, ST., MT (.....)

Penguji II : Novia Rita, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 26 Oktober 2019

Disahkan Oleh:

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK



H. ABRIANUS ZAINI, MT.MS. Tr

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. ENG.MUSLIM, MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang diperoleh.

Pekanbaru, 26 Oktober 2019



KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah penulis ucapkan atas kehadiran Allah SWT yang telah memberikan limpahan Rahmat dan ilmu-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau (UIR). Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Dr.Eng.Muslim,MT selaku dosen pembimbing I dan selaku ketua jurusan program studi teknik perminyakan yang telah banyak menyediakan waktu, pikiran dan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Ibu Richa Melysa ST.MT selaku dosen Pembimbing II dan pembimbing akademis saya yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak Meulisa Din Kelana selaku mentor Tugas Akhir di BOB PT. BSP-Pertamina Hulu yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir ini.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu.
5. Orang tua saya Mama Ruhmah dan ayah Achmad Ridwan serta adik-adik saya Zahara, Siti, dan Nurul terimakasih yang tak terhingga atas doa, semangat, kasih sayang, pengorbanan dan ketulusan dalam mendampingi penulis. Semoga Allah SWT senantiasa melimpahkan Rahmat dan Ridho-Nya kepada kalian semua.
6. Teman-teman angkatan 2013 yang telah memberikaan segala dukungan selama masa perkuliahan.

7. Teman-teman perlob, terimakasih atas kebersamaan dan canda tawa selama masa penelitian tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga ALLAH SWT memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 26 Oktober 2019

MAULIDA



DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL DEPAN	
HALAMAN SAMPUL DALAM.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	vix
DAFTAR LAMPIRAN.....	vii
DAFTAR SINGKATAN.....	viii
DAFTAR ISTILAH DAN SIMBOL.....	ixii
ABSTRAK.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. LATAR BELAKANG.....	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3. MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4. BATASAN MASALAH.....	3
1.5. METODOLOGI PENELITIAN.....	3
1.6. JADWAL PENELITIAN.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1. TEKANAN FORMASI.....	6
2.2. TEKANAN.....	8
2.2.1. Tekanan Pori Formasi.....	8
2.2.2. Tekanan Normal.....	9
2.2.3. Tekanan Subnormal.....	10
2.2.4. Tekanan Abnormal.....	11
2.2.5. Tekanan Rekah.....	11
2.2.6. Eaton.....	12

2.3. METODE D'EKSPONEN	13
2.4. BIT.....	15
2.4.1. Kekerasan Batuan (<i>Hardness</i>)	16
2.4.2. <i>Specifik energy</i>	17
2.4.3. <i>Drag Bit</i>	18
2.4.4. <i>Polycrystalline Diamond (PCD) Bits</i>	20
2.4.5. <i>Rolling Cutter Bits</i>	22
BAB III TINJAUAN LAPANGAN	24
3.1. SEJARAH LAPANGAN X.....	24
3.2. GEOLOGI LAPANGAN X	25
3.3. KARAKTERISTIK FORMASI <i>RESERVOIR</i>	26
3.4. WELL SCHEMATIC SUMUR MA LAPANGAN X	28
3.5. DATA LOGGING SUMUR MA PADA LAPANGAN X	29
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN.....	31
4.1. MENENTUKAN TEKANAN FORMASI DAN GRADIEN TEKANAN FORMASI UNTUK SUMUR MA-01 LAPANGAN X MENGUNAKAN METODE D-EKSPONEN.	31
4.2. MENENTUKAN TEKANAN REKAH DAN GRADIEN TEKANAN REKAH UNTUK SUMUR MA-02 MENGGUNAKAN METODE EATON.	39
4.3. EVALUASI PENGGUNAAN BIT PDC PADA SUMUR MA- 01 DAN MA-02 DI LAPANGAN X	41
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	47
5.1. KESIMPULAN	47
5.2. SARAN	47
DAFTAR PUSTAKA	48
LAMPIRAN I	51
LAMPIRAN II.....	53
LAMPIRAN III	54
LAMPIRAN IV	57

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Diagram Alir Penelitian.....	5
Gambar 2. 1 Contoh Plot Tekanan Normal Vs Kedalaman (Bourgoyne jr et al., 1986).....	10
Gambar 2. 2 <i>Variable Poisson's Ratio vs Depth</i> (Khoshnaw, Jaf, & Farkha, 2014).....	12
Gambar 2. 3 Sejarah Perkembangan Rotary Bit (S, S, & Setiadi, 2001)	16
Gambar 2. 4 <i>Diamond Cutter Drag Bit</i> (Sampaio Jr, 2007)	19
Gambar 2. 5 PCD Bit (Sampaio Jr, 2007)	20
Gambar 2. 6 Profil-Profil <i>Diamond / PCD bit</i> (Gatlin, 1960)	21
Gambar 2. 7 <i>Tri-Cone Bits</i> (Warren & Armagost, 1988).....	22
Gambar 2. 8 Penampang <i>Tri Cone Bits</i> (Warren & Armagost, 1988)	23
Gambar 3. 1 Peta lokasi <i>reservoir</i> sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X (BOB PT.BSP Pertamina Hulu, 2018).....	25
Gambar 3. 2 Struktur Geologi sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X (BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2018)	26
Gambar 3. 3 <i>Well Schematic</i> sumur MA lapangan X (BOB PT.BSP Pertamina Hulu, 2018).....	28
Gambar 3. 4 Data <i>logging</i> sumur MA lapangan X (BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2018).....	30
Gambar 4. 1 Perhitungan tekanan formasi sumur MA-01.....	34
Gambar 4. 2 D-Eksponen koreksi sumur MA-01	35
Gambar 4. 3 d-Eksponen normal sumur MA-01	36
Gambar 4. 4 Kedalaman Vs <i>Drilling Rate</i> sumur MA-01 (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018)	37
Gambar 4. 5 Kedalaman Vs EMW sumur MA-01	38
Gambar 4. 6 Perhitungan tekanan formasi dan tekanan rekah sumur MA-02	40
Gambar 4. 7 Perhitungan <i>Specific Energy</i> sumur MA-01	46

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Kekerasan Relatif Batuan Menurut Skala <i>Mohs</i>	17
Tabel 2. 2 Sifat-sifat Intan	19
Tabel 3. 1 Karakteristik <i>Reservoir</i> dan <i>Fluida</i> Lapangan X	26
Tabel 3. 2 Data Pemboran Sumur MA-01	27
Tabel 3. 3 Data Pemboran Sumur MA-02	27
Tabel 4. 1 Data Pemboran Sumur MA-01	32
Tabel 4. 2 Data Pemboran Sumur MA-02	33
Tabel 4. 3 Hasil perhitungan Tekanan Formasi dan Gradien Tekanan Formasi Sumur MA-01	33
Tabel 4. 4 Perhitungan d-Eksponen pada sumur MA-01	35
Tabel 4. 5 Tekanan Formasi dan Rekah Sumur MA-02	39
Tabel 4. 6 <i>Lithology</i> Batuan sumur MA-01 Lapangan X	42
Tabel 4. 7 <i>Lithology</i> Batuan Sumur MA-02 Lapangan X	44
Tabel 4. 8 Hasil <i>Specific Energy PDC</i> Bit sumur MA-01	45

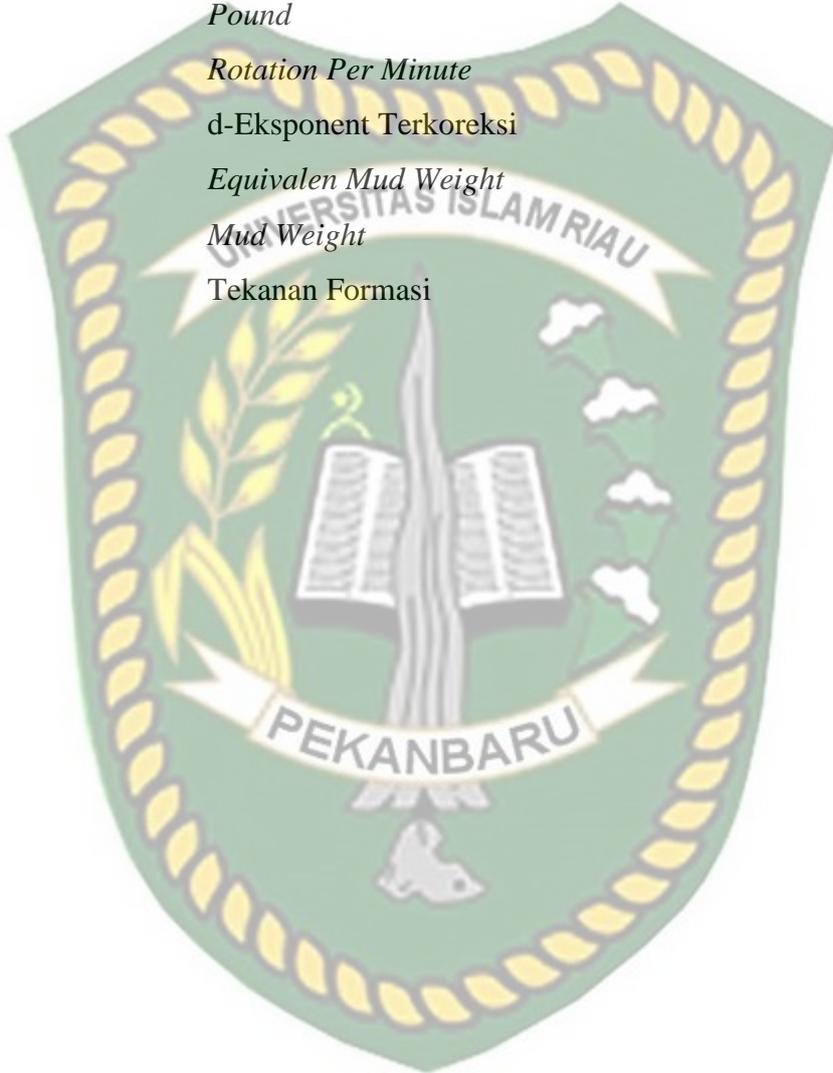
DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Data Perhitungan tekanan formasi
LAMPIRAN II	Data hasil perhitungan tekanan formasi dan tekanan rekah
LAMPIRAN III	Perhitungan tekanan formasi sumur MA-01 dan MA-02
LAMPIRAN IV	Data perhitungan d-Eksponen



DAFTAR SINGKATAN

Ft	<i>Feet</i>
Lb	<i>Pound</i>
RPM	<i>Rotation Per Minute</i>
Dcorr	d-Eksponen Terkoreksi
EMW	<i>Equivalen Mud Weight</i>
MW	<i>Mud Weight</i>
Pf	Tekanan Formasi



DAFTAR ISTILAH DAN SIMBOL

R	Laju Penetrasi, ft /jam
N	Kecepatan Putar, rpm
W	Berat Bit, 1000 lb
d_B	Diameter Bit, inch
b	Exponent Berat Bit, dimensionless
a	Konstanta Drillability Formasi, dimensionless
d_{mod}	d-Exponent Terkoreksi.
ρ_n	Densitas Lumpur Normal, lb/gall
ρ_e	Densitas Lumpur Nyata, lb/gall
P_h	Tekanan Hidrostatik, Psi
0,052	Konstan , psi/lb/gall
P_{ob}	Tekanan <i>Overburden</i> , psi
D	Kedalaman, ft
F_g	<i>Fracture Gradient</i> , psi/ft
ν	<i>Poisson's Ratio</i> (0.33-0.55)
S	<i>Overburden Pressure</i> , psi/ft
P	<i>Formation Pressure Gradient</i> , psi/ft
SE	<i>Specific Energy</i>

PENENTUAN TEKANAN FORMASI, TEKANAN REKAH DAN TIPE BIT MENGUNAKAN METODE D-EKSPONEN DAN EATON PADA SUMUR MA-01 DAN MA-02 LAPANGAN X

MAULIDA
133210390

ABSTRAK

Sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X adalah sumur minyak yang memiliki tipe pemboran berarah (*directional drilling*). Pada saat pemboran tekanan formasi dan tekanan rekah merupakan faktor utama yang dipertimbangkan dalam perencanaan pemboran suatu sumur baru, termasuk sumur pengembangan MA-01 dan MA-02. Lapangan X sendiri sangat berpotensi terjadinya perubahan tekanan abnormal karena tekanan nya menyimpang dari gradien tekanan normal dimana untuk gradien ini lebih besar daripada tekanan formasi normal sebesar 0,465 psi/ft.

Studi ini membahas tentang penentuan tekanan formasi dan rekah menggunakan metode d-Eksponen dengan memperhitungkan d-Eksponen terkoreksi berdasarkan parameter-parameter dari pemboran seperti ROP, WOB, diameter bit, RPM, dan berat lumpur, sementara untuk metode Eaton dengan memperhitungkan *Fracture Gradient*.

Sumur MA-01 lapangan X terindikasi terjadi perubahan trend tekanan formasi pada kedalaman 2280 ft, dimana tekanan formasi naik dari 1055,18 Psi menjadi 2025,29 Psi pada kedalaman 4240 ft dan gradien tekanan formasi juga mengalami perubahan yang signifikan dari sebelumnya 0,462 psi/ft menjadi 0,473 psi/ft, tekanan abnormal terjadi pada kedalaman 3006 ft sampai 4240 ft dimana gradient rata-ratanya mencapai 0,473 psi/ft. Sementara pada sumur MA-02 tekanan formasi pada kedalaman 953 ft sampai 3095 dengan gradient rata-ratanya sebesar 0,452 psi/ft yang termasuk dalam tekanan *subnormal pressure* dan tekanan rekahnya sebesar 711,891 psi, 2311,965 psi, dengan gradient rata-ratanya sebesar 0,747 psi/ft. Dari penentuan *performance* bit terhadap formasi, bit yang ditembus pada sumur MA-01 dan MA-02 adalah PDC bit ukuran 121/4 dan 81/2 dengan kode IADC M223 cocok digunakan pada pada formasi *soft* hingga *medium*.

Kata Kunci: Tekanan formasi, *Fracture Gradient*, d-Eksponen terkoreksi, *Eaton*, abnormal, dan *subnormal pressure*, PDC

**DETERMINATION OF FORMATION PRESSURE, FRACTURE
PRESSURE AND BIT TYPE USING D-EXPONENT METHOD AND
EATON IN MA-01 AND MA-02 WELLS OF X FIELD**

**MAULIDA
133210390**

ABSTRACT

The Well MA-01 and MA-02 X fields are oil wells which have directional drilling types. When drilling formation pressure and fracture pressure are the main factors considered in the planning of drilling a new well, including MA-01 and MA-02 development wells. The X field itself has the potential for abnormal pressure changes because the pressure deviates from the normal pressure gradient where for this gradient is greater than the normal formation pressure of 0.465 psi / ft.

This study discusses the determination of formation pressure and fracture using the d-Exponent method by calculating corrected d-Exponents based on drilling parameters such as ROP, WOB, bit diameter, RPM, and mud weight, while for the Eaton method taking into account Gradient Fracture.

The MA-01 X well is indicated to change the formation pressure trend at a depth of 2280 ft, where the formation pressure rises from 1055.18 Psi to 2025.29 Psi at a depth of 4240 ft and the formation pressure gradient also changes significantly from the previous 0.462 psi / ft to 0.473 psi / f, abnormal pressure occurs at a depth of 3006 ft to 4240 ft where the average gradient reaches 0.473 psi / ft. Abnormal pressure occurs due to pack off. While the MA-02 wells formations pressure at depths of 953 ft to 3095 with an average gradient of 0.452 psi / ft which is included in subnormal pressure and fracture pressure of 711,891 psi, 2311,965 psi, with an average gradient of 0.747 psi / ft . From determining the performance of bits to formations, the bits penetrated at MA-01 and MA-02 wells are 121/4 and 81/2 size PDC bits with the IADC M223 code suitable for use in soft to medium formations.

Keyword: Formation Pressure, Fracture Gradient, d-Exponent Corrected, Eaton, abnormal, and Subnormal Pressure, PDC

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X adalah sumur minyak yang memiliki tipe pemboran berarah (*directional drilling*). Pada saat pemboran tekanan formasi dan tekanan rekah merupakan faktor utama yang dipertimbangkan dalam perencanaan pemboran suatu sumur baru (Adams, 1985), termasuk sumur pengembangan MA-01 dan MA-02 lapangan X, dalam perencanaan pemboran nantinya perlu diketahui tekanan formasi pada sumur tersebut. Perencanaan pemboran suatu sumur dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya tekanan pori, tekanan rekah dan biaya pemboran (S, S & Setiadi, 2001). Dari ketiga faktor yang mempengaruhi suatu pemboran, tekanan formasi dan tekanan rekah merupakan faktor yang secara langsung mempengaruhi pemboran dan juga mempengaruhi faktor keekonomian pemboran tersebut. Oleh karenanya analisis tekanan formasi dan tekanan rekah suatu lapangan diperlukan guna mendapatkan perencanaan pemboran yang benar-benar aman secara teknis di sumur MA-01 dan MA-02 di lapangan X.

Penentuan tekanan formasi dan tekanan rekah dilakukan dengan cara melakukan korelasi data pemboran pada sumur MA-01 dan MA-02 untuk digunakan sebagai data acuan penentuan tekanan formasi dan tekanan rekah pada sumur MA-01 dengan menggunakan Metode d-Exponent untuk tekanan formasi dan Eaton untuk penentuan tekanan rekah, sehingga nantinya akan dapat diketahui *equivalent mud weight* antara tekanan formasi dan tekanan rekah berdasarkan tipe bit yang digunakan. Dalam memprediksi dan mendeteksi tekanan formasi ada beberapa metode yang digunakan antara lain : *Geophysical Methods, Drilling Mud, Drilling parameters, Drill Cuttings, Well Logging, Direct Pressure Measuring Devices* (Rabia, 2000). Metode d-Eksponent digunakan untuk perhitungan tekanan formasi karena metode ini sangat cocok digunakan untuk perhitungan tekanan formasi berdasarkan besarnya putaran bit, laju penembusan dan berat pahat bor, sedangkan metode Eaton digunakan dalam perhitungan

tekanan rekah karena metode ini dapat menentukan tekanan rekah per kedalaman dengan mempertimbangkan gradien tekanan formasi, poisson ratio dan tekanan *overburden* (Berry, 2009). Pada kondisi lapangan MA-01 dan MA-02 beberapa parameter pemboran mengalami perubahan seperti *rate of penetration* dan *mud weight*, hal mengakibatkan terjadinya perubahan tekanan formasi sehingga dengan adanya prediksi tekanan formasi dan tekanan rekah dapat mencegah terjadinya *loss circulation* pada saat proses pemboran dengan cara menggunakan tipe bit dan densitas lumpur yang sesuai.

Dalam tugas akhir ini, peneliti menggunakan *Polycrystalline diamond* (PDC) *bit*. Penulis akan mengamati hasil dari pemilihan jenis bit yang sesuai dengan formasi batuan yang di tembus pada sumur MA-01 dan MA-02 menggunakan metode d-Ekspone dan adanya faktor pendukung dari parameter-parameter pemboran seperti ROP, WOB, diameter bit, RPM, dan berat lumpur dalam menentukan keberhasilan suatu operasi pemboran yang sesuai, untuk mendapatkan laju penembusan yang optimal, aman, dan tentunya juga diimbangi dengan biaya yang seminimal mungkin.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah :

1. Menentukan tekanan formasi dan gradien tekanan formasi untuk sumur MA-01 lapangan X menggunakan metode d-Ekspone.
2. Menentukan tekanan rekah dan gradien tekanan rekah untuk sumur MA-02 menggunakan metode Eaton.
3. Melakukan evaluasi bit yang digunakan pada sumur MA-01 dan MA-02.

1.3. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah untuk mengetahui penentuan tekanan formasi dan tekanan rekah dengan menggunakan metode d-eksponen dan eaton. Dengan penelitian ini, diharapkan dapat menjadi landasan dalam penelitian selanjutnya ataupun penelitian serupa mengenai metode d-eksponen dan eaton.

1.4. Batasan Masalah

Agar penulisan Tugas akhir ini tidak menyimpang dan mengambang dari tujuan yang semula direncanakan sehingga mempermudah mendapatkan data dan informasi yang diperlukan, maka penulisan menetapkan batasan - batasan antara lain:

1. Data yang didapat berasal dari *daily drilling report* pada sumur MA-01 dan MA-02
2. Metode yang digunakan dalam mengevaluasi tekanan formasi dan gradient tekanan formasi pada sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X adalah metode d-Eksponen dan Eaton.
3. Jenis bit yang akan dibahas hanya *Polycrystalline diamond* (PDC) bit dan *specific energy bits*.

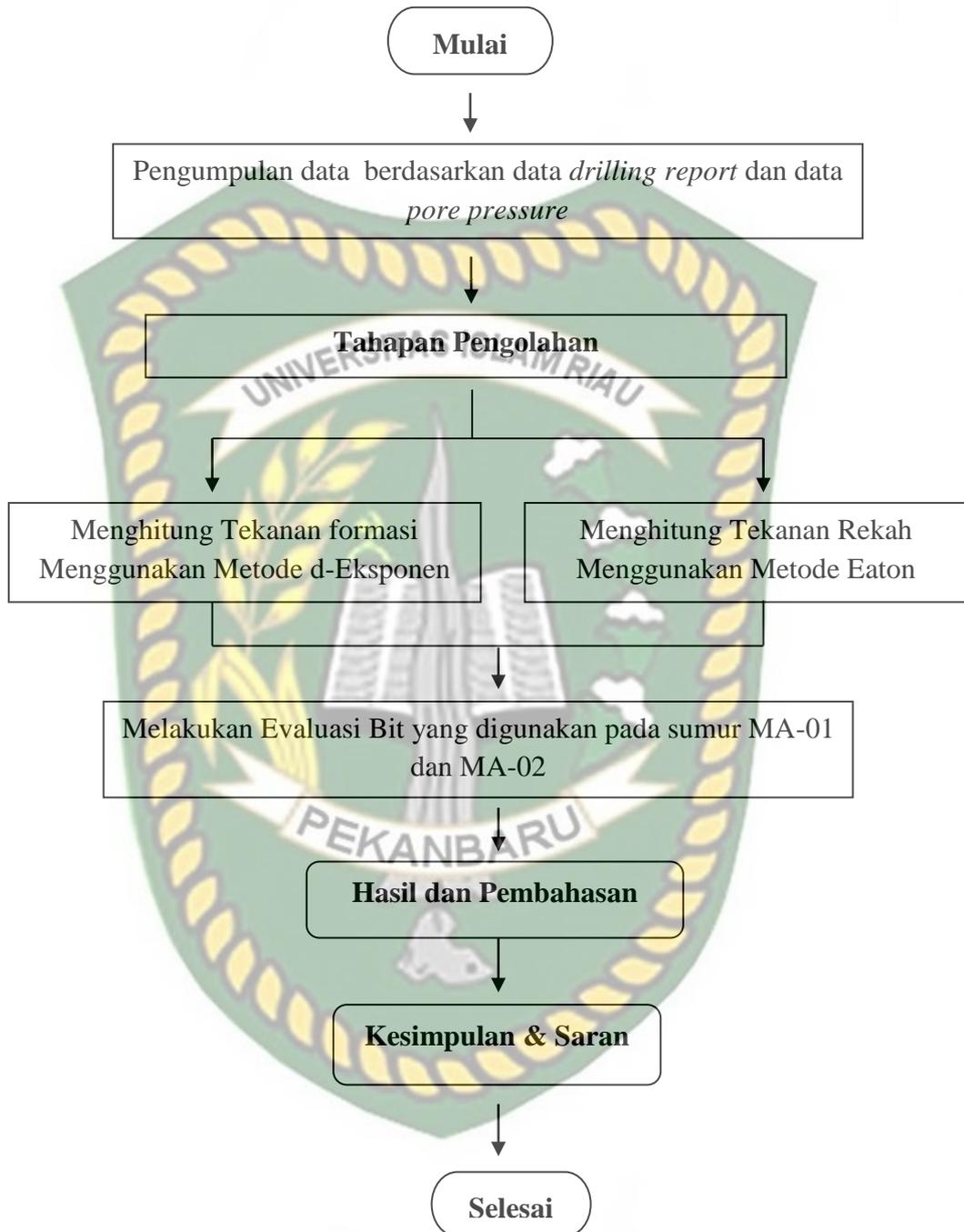
1.5. Metodologi Penelitian

Adapun objek dan metodologi penelitian serta teknik pengumpulan data diuraikan sebagai berikut:

1. Lokasi : Lapangan X, blok CPP (*Coastal Plain and Pekanbaru*), Riau.
2. Waktu penelitian : 15-30 Mei 2018
3. Metode Penelitian : *field research* atau penelitian ini menggunakan data dari lapangan minyak.
4. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh.

1.6. Jadwal Penelitian

Kegiatan	Waktu pelaksanaan (2018)			
	mei	juni	juli	agustus
Persiapan dan pemasukan data				
Melakukan penentuan penelitian tekanan formasi dan gradient tekanan formasi menggunakan metode d-Eksponen				
Melakukan penentuan penelitian tekanan rekah dan gradient tekanan rekah menggunakan metode Eaton				
Mengolah dan menganalisis hasil penelitian				



Gambar 1. 1 Diagram Alir Penelitian

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah swt. telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam yang dibutuhkan manusia. Selain sumber daya alam yang dapat diperbarui, Sang Pencipta juga mencukupi kebutuhan manusia dengan sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui. Sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak bumi dan gas. Sifat sumber daya minyak dan gas adalah bisa habis dan punah jika dieksploitasi terus menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam, secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam Islam. Kepemilikan (*property*) hakikatnya adalah milik Allah secara absolut. Allah swt. berfirman dalam QS. al-Maidah ayat 120:

لِلَّهِ مُلْكُ السَّمَاوَاتِ وَالْأَرْضِ وَمَا فِيهِنَّ وَهُوَ عَلَىٰ كُلِّ شَيْءٍ قَدِيرٌ

Yang artinya kepunyaan Allah-lah kerajaan langit dan bumi serta apa saja yang ada di antara keduanya. Oleh karena itu pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan. Pemanfaatan minyak bumi tersebut membutuhkan proses dan teknik untuk dapat memproduksinya. Dalam hal ini proses pada saat pemboran terkadang memiliki masalah seperti adanya tekanan formasi. Untuk meminimalisasi masalah pada saat melakukan pemboran sumur terkait dengan tekanan formasi dan rekah dalam menentukan keberhasilan suatu operasi pemboran yang sesuai, untuk mendapatkan laju penembusan yang optimal, aman, dan tentunya juga diimbangi dengan biaya yang seminimal mungkin.

2.1. Tekanan Formasi

Tekanan formasi merupakan suatu gaya yang ditimbulkan oleh tekanan fluida yang terperangkap dalam formasi. Fluida ini diasumsikan

berkesinambungan dari permukaan sampai pada dasar sumur, sehingga pada setiap level formasi sampai bagian bawah sumur dapat diketahui besarnya tekanan formasi yang biasa juga disebut sebagai tekanan reservoir (Bourgoyne j.r, Chenevert, & Millhelm, 1986).

Tekanan formasi dikategorikan menjadi 2 yaitu tekanan pori yang merupakan tekanan oleh fluida yang terdapat didalam ruang pori batuan, serta tekanan rekah adalah tekanan yang menyebabkan retakan pada dinding batuan formasi. Dengan kata lain bila batuan formasi mendapat tekanan melebihi batas tekanan rekah, maka formasi akan pecah (Berry, 2009).

Menurut Berry, 2009 tekanan formasi adalah hal yang sangat penting dalam eksplorasi/eksploitasi minyak dan gas. Tekanan formasi dapat digunakan sebagai acuan dalam perhitungan rekayasa dan produktivitas reservoir. Selain itu, data ini sangat diperlukan dalam proses rekayasa pemboran seperti proses penentuan kedalaman pemasangan selubung. Banyak akibat yang ditimbulkan dalam pemboran yang disebabkan oleh kesalahan dalam prediksi tekanan formasi, seperti *blow-outs* dan *lost circulation*. Terdapat juga akibat samping lainnya seperti terjadinya ketidakstabilan pada lubang bor. Oleh karena itu, prediksi kuantitatif tekanan formasi sangat dibutuhkan demi keamanan dan keselamatan pemboran.

Untuk mendeteksi adanya tekanan formasi yang tinggi dengan metoda d'Eksponen ini ada beberapa parameter pemboran yang dievaluasi, antara lain : laju penembusan, berat pada pahat, kecepatan putar, serta diameter pahat. Bahkan dari hubungan parameter-parameter tersebut, dapat diperkirakan besarnya tekanan formasi pada kedalaman tersebut (S, S & Setiadi, 2001).

Teknik untuk mendeteksi dan memperkirakan tekanan formasi diklasifikasikan sebagai (1) metode-metode prediktif (2) metode yang berlaku saat pengeboran, dan (3) metode verifikasi. Perencanaan sumur harus menggabungkan informasi tekanan formasi yang diperoleh dengan metode prediktif. Perkiraan awal tersebut diperbarui terus-menerus selama proses pengeboran berlangsung. Setelah pengeboran interval target, perkiraan tekanan formasi diperiksa lagi

sebelum casing diatur, menggunakan berbagai metode evaluasi formasi (Charrier, 1985)

2.2. Tekanan

Tekanan adalah salah satu parameter yang mempengaruhi dari perencanaan *casing* pada suatu sumur. Teknik untuk mendeteksi dan memperkirakan tekanan formasi diklasifikasikan sebagai (1) metode-metode prediktif (2) metode yang berlaku saat pengeboran, dan (3) metode verifikasi. Perencanaan sumur harus menggabungkan informasi tekanan formasi yang diperoleh dengan metode prediktif. Perkiraan awal tersebut diperbarui terus-menerus selama proses pengeboran berlangsung. Setelah pengeboran interval target, perkiraan tekanan formasi diperiksa lagi sebelum casing diatur, menggunakan berbagai metode evaluasi formasi (Charrier, 1985)

2.2.1. Tekanan Pori Formasi

Tekanan pori formasi merupakan tekanan yang disebabkan oleh fluida yang berada di dalam pori-pori batuan formasi. Pada umumnya densitas lumpur pemboran harus ditentukan sesuai dengan tekanan formasi ditambah faktor keamanan tertentu. Sehingga perlu diketahui tekanan pori formasi terlebih dahulu sebelum menentukan densitas lumpur yang akan dipakai (Bourgoyne jr et al., 1986).

Berbagai metoda telah dikembangkan untuk mendeteksi tekanan formasi yang lebih besar daripada gradien hidrostatik formasi normal (0,465 psi/ft atau 9 ppg berat lumpur). Metoda yang paling banyak digunakan adalah metoda *Drilling Rate*, dimana metoda ini didasarkan pada perhitungan d-exponent.

Perbedaan tekanan yang besar antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi dapat menurunkan laju pemboran. Untuk meningkatkan laju pemboran, densitas lumpur harus diturunkan. Dari sisi tekanan formasi, adanya kenaikan tekanan formasi juga akan meningkatkan laju pemboran. Perlu diingat juga bahwa laju penembusan dipengaruhi oleh parameter lain seperti WOB, RPM, pembersihan lubang sumur, litologi, sifat-sifat fluida, serta jenis dan keadaan pahat. Sehingga perlu kiranya diperhitungkan parameter-parameter tersebut

bersama-sama agar perubahan-perubahan yang terjadi terhadap laju penembusan benar-benar dapat menunjukkan adanya tekanan formasi abnormal (S, S & Setiadi, 2001).

Perkiraan tekanan pori formasi ini dibagi menjadi 2 ditinjau dari pelaksanaannya yaitu sebelum pemboran dan ketika pemboran.

a. **Sebelum Pemboran**

Perkiraan tekanan formasi sebelum pemboran adalah dengan menggunakan data korelasi dari sumur yang telah ada atau untuk pemboran eksplorasi yaitu menggunakan data seismik (Bourgoyne jr et al., 1986)

b. **Ketika Pemboran**

1. ***Metode Penetration Rate***

Pertambahan laju penembusan sumur adalah salah satu metode untuk mengetahui perubahan tekanan pada pori batuan. Secara normal laju penembusan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman sumur. Penurunan laju penembusan ini disebabkan oleh kenaikan tingkat kekerasan (*hardness*) dan densitas dari batuan (Fertl, 1976).

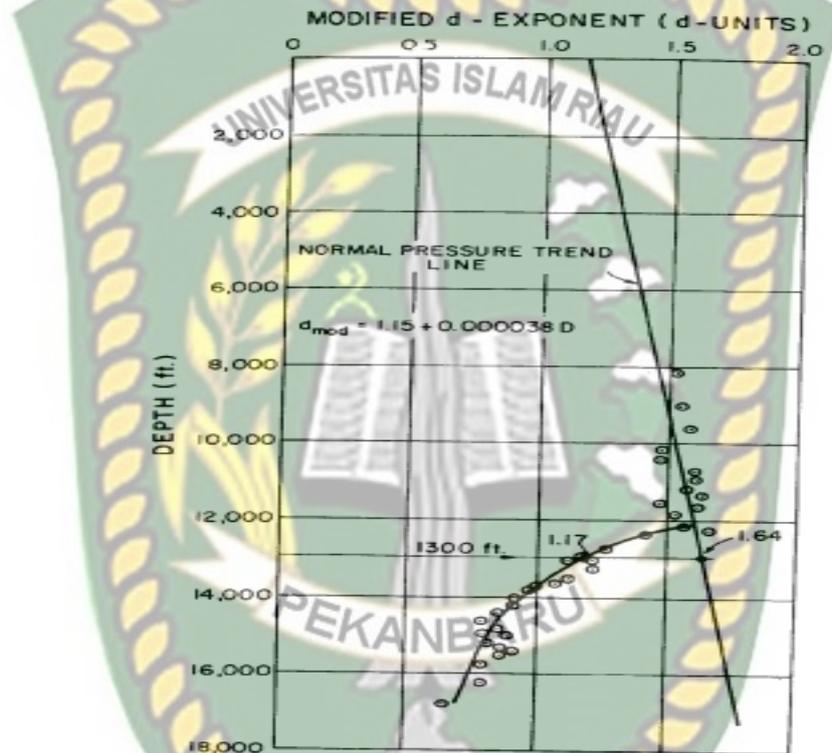
Perubahan laju penembusan sumur ketika menembus zona yang bertekanan tinggi (*abnormal pressure*) disebabkan karena formasi tersebut mengandung lebih banyak fluida dan lebih lunak. Pertambahan tekanan formasi juga akan mengurangi *overbalance* dari dasar sumur. Hal ini berarti batuan akan lebih mudah pecah ketika terkena bit. Pertambahan laju penembusan secara tiba-tiba biasanya disebut dengan "*drilling break*", dan laju penembusan yang berkurang secara tiba-tiba disebut dengan "*reverse break*". Ketika tekanan formasi mulai berubah dari tekanan normal menjadi tekanan abnormal maka daerah tempat terjadinya perubahan itu disebut dengan "*transition zone*". Ketika pengeboran melewati *transition zone* ini maka berat lumpur harus ditambah sedekat mungkin dengan tekanan formasi (Amar dan Ibrahim, 2012).

2.2.2. **Tekanan Normal**

Tekanan formasi normal sama dengan tekanan kolom cairan yang ada dalam dasar formasi sampai ke permukaan. Bila isi dari kolom yang terisi berbeda

cairannya, maka besarnya tekanan hidrostatiknya pun berbeda, untuk kolom air tawar diberikan gradien tekanan sebesar 0,433 psi/ft dan untuk kolom air asin gradien hidrostatiknya sebesar 0,465 psi/ft (Bourgoyne jr et al., 1986).

Pada Gambar 2.1 menunjukkan contoh *plot trend line* tekanan normal dengan metode d-Exponent.



Gambar 2. 1 Contoh Plot Tekanan Normal Vs Kedalaman (Bourgoyne jr et al., 1986)

2.2.3. Tekanan Subnormal

Adalah formasi-formasi yang mempunyai tekanan pori lebih kecil dari kondisi normal (gradient tekanan 0,465 psi/ft). Tekanan pori yang tidak normal didefinisikan sebagai tekanan formasi yang kurang dari tekanan hidrostatik fluida yang sama pada kedalaman tertentu (Rabia, 2000).

Tekanan pori Subnormal yang tidak lebih jarang dijumpai daripada tekanan pori abnormal dan sering berkembang lama setelah formasi diendapkan. Tekanan Subnormal mungkin memiliki penyebab alami yang terkait dengan

sejarah stratigrafi, tektonik dan geokimia suatu daerah, atau mungkin disebabkan secara artifisial oleh produksi fluida reservoir.

2.2.4. Tekanan Abnormal

Tekanan formasi abnormal didefinisikan sebagai tekanan yang menyimpang dari gradient tekanan normal. Penyimpangan ini dapat lebih kecil dari 0,465 psi/ft (*subnormal pressure*) atau lebih besar dari 0,465 psi/ft (*over pressure*). Pada umumnya tekanan subnormal tidak banyak menimbulkan problem pemboran jika dibandingkan dengan *over pressure* (Cannon & Sullins, 1946).

Tekanan abnormal juga terjadi karena adanya *pack off* dimana tekanan lumpur pemboran lebih kecil daripada tekanan formasi yang mengakibatkan dinding formasi gugur sehingga pipa pemboran untuk bergerak menjadi terbatas (Khalid, Musnal, & Puspita Sari, 2014).

Dengan demikian maka terjadinya tekanan abnormal memerlukan mekanisme tertentu yang dapat menjebak tekanan. Adanya mekanisme tersebut maka penyebab tekanan abnormal tergantung dari litologi, mineralogi, gaya-gaya tektonik dan kecepatan sedimentasi.

2.2.5. Tekanan Rekah

Tekanan rekah adalah tekanan hidrostatik formasi maksimum yang dapat ditahan tanpa menyebabkan terjadinya pecah formasi. Besarnya gradien tekanan rekah dipengaruhi oleh besarnya tekanan *overburden*, tekanan formasi dan kondisi batuan. Dengan adanya tekanan rekah formasi maka di dapat berapa besar tekanan yang di perlukan untuk menginjeksikan asam agar tidak terjadi rekahan pada formasi (Herawati, Novrianti, & Suyandi, 2015).

Mengetahui gradient tekanan rekah sangat berguna ketika meneliti kekuatan dasar *casing*, sedangkan bila gradient tekanan rekah tidak diketahui, maka akan mendapatkan kesukaran dalam pekerjaan penyemenan dan penyelubungan sumur (*casing*) (Rehm & McClendon, 1971).

Pendeteksian tekanan rekah ini dapat dilakukan melalui dua cara, yaitu melalui suatu teori dengan persamaan dan melalaui perhitungan di lapangan. Secara perhitungan dengan persamaan digunakan tiga metode yaitu metode

Hubbert and Willis, Eaton, dan Christman, sedangkan di lapangan dilakukan dengan metode Leak-off test (Khoshnaw, Jaf, & Farkha, 2014).

2.2.6. Eaton

Eaton menjabarkan konsep yang telah di kemukakan oleh Mattheus and Kelly dengan menggunakan *Poisson's ratio* dengan Persamaan sebagai berikut (Khoshnaw, Jaf, & Farkha, 2014) :

$$Fg = \frac{v}{1-v} (S - P) + P \dots\dots\dots(1)$$

Keterangan :

Fg = Fracture Gradient , psi/ft

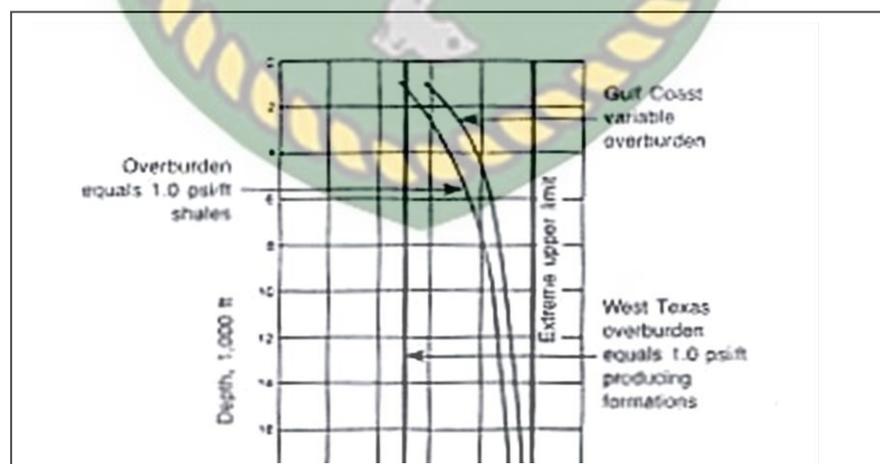
v = Poisson's Ratio (0,33-0,55)

S = Overburden Pressure, psi/ft

- 1 psi/ft ($D < 10000$ ft)
- 1 - 1,2 psi/ft ($D > 10000$ ft)

P = Formation Pressure Gradient, psi/ft

Eaton mengasumsikan tekanan *overburden* dan *poisson's ratio* dengan fungsi kedalaman. Eaton menggunakan perhitungan data rekah di lapangan (*leak off test*) dan data log yang diperlihatkan pada Gambar 2.3.



Gambar 2. 2 Variable Poisson's Ratio vs Depth (Khoshnaw, Jaf, & Farkha, 2014)

Poisson ratio atau nisbah *poisson* adalah perbandingan antara regangan lateral terhadap regangan aksial. Metode yang dapat digunakan untuk menentukan perkiraan *poisson ratio* adalah :

- Metode pengujian laboratorium
- Metode *sonic log*

2.3. Metode d'Eksponen

Jordan dan Shirley telah membuat suatu hubungan matematis antara laju penembusan R, kecepatan putar *rotary table* N, berat pahat W, dan diameter pahat D untuk digunakan dalam memperkirakan tekanan pori formasi (S, S & Setiadi, 2001).

$$R = k \times N^e \left(\frac{W}{D} \right) \dots \dots \dots (2)$$

Keterangan :

- R = Laju Penetrasi, ft /jam
- N = Kecepatan Putar, rpm
- W = Berat Bit, 1000 lb
- D = Diameter Bit, inch
- k = Konstanta *Drillability* Formasi, *dimensionless*

Pengembangan persamaan di atas dalam bentuk logaritmik memberikan hubungan (Charrier, 1985).

$$d = \left[\frac{\log \frac{R}{kN^e}}{\log \frac{W}{D}} \right] \dots \dots \dots (3)$$

Keterangan :

- d = d'eksponen, in
- R = Laju Penetrasi, ft /jam
- N = Kecepatan Putar, rpm
- W = Berat Bit, 1000 lb
- D = Diameter Bit, inch
- k = Konstanta *Drillability* Formasi, *dimensionless*

Dalam satuan lapangan persamaan di atas menjadi (Subiatmono, Kabul, & Dingkaputra, 2017).

$$d'_{exp} = \left[\frac{\log \frac{R}{60N}}{\log \frac{12W}{10^6 d_b}} \right] \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan :

- d'_{exp} = d'eksponen, in
- R = Laju Penetrasi, ft /jam
- N = Kecepatan Putar, rpm
- W = Berat Bit, 1000 lb
- D = Diameter Bit, inch
- d_B = Diameter Bit, inch

Dalam formasi yang terkompaksi normal, bertambahnya kedalaman menyebabkan laju penembusan berkurang karena batuan semakin kompak akibat bertambahnya tekanan *overburden*. Dengan demikian harga d'eksponen bertambah. Pertambahan d'eksponen ini mengikuti suatu kecenderungan yang disebut trend d'eksponen normal (S, S, & Setiadi, 2001).

Persamaan dasar d'eksponen di atas tidak mempertimbangkan adanya pengaruh berat lumpur terhadap laju penembusan. Untuk itu, d'eksponen perlu dikoreksi sesuai dengan berat lumpur yang digunakan, D'eksponen yang telah dikoreksi sebagai fungsi dari berat lumpur ialah (Charrier, 1985) :

$$d_c = d_{exp} \frac{\rho_n}{\rho_c} \dots \dots \dots (5)$$

- d_c = d-exponent terkoreksi
- ρ_n = densitas lumpur pada tekanan formasi normal (9 ppg)
- ρ_c = densitas lumpur pada saat sirkulasi, ppg

Dari data laju pemboran, RPM, WOB, diameter bit, dapat dihitung besarnya d-exponent pada tiap kedalaman dengan menggunakan persamaan (8). Jenis lumpur pemboran yang sesuai dengan karakteristik sumur akan mendukung keberhasilan operasi pemboran terutama pada pola aliran serta kecepatan pemboran serta pengangkatan *cutting* ke permukaan (Novrianti, Mursyidah, & Ramadhan, 2015).

Perhitungan d'eksponen menggunakan software dengan program Delphi 5 yang dapat mempermudah dan mempercepat penentuan tekanan formasi selama operasi pemboran berlangsung. Software tersebut dapat menentukan harga d'eksponen dan d'eksponen terkoreksi terhadap kedalaman dengan memplot garis trend tekanan normal akan dapat ditentukan tekanan formasi dalam satuan EMW. Faktor koreksi terhadap perhitungan d'eksponen akibat adanya perubahan tipe dan ukuran bit dapat diperkirakan dengan menggunakan software ini (S, S & Setiadi, 2001).

Dengan memasukkan data densitas lumpur yang digunakan, diasumsikan bahwa densitas lumpur normal (ρ_n) adalah 9 ppg, dilakukan perhitungan d-exponent terkoreksi menggunakan persamaan 4 (S, S & Setiadi, 2001). Dengan persamaan ini dapat ditentukan d'eksponen terkoreksi normal pada setiap kedalaman, maka EMW (mewakili tekanan pori formasi dalam satuan ppg) pada setiap kedalaman tekanan formasi dihitung dengan persamaan dari (Charrier, 1985) :

$$EMW = \frac{(pn)(d-Exp)}{dc} - 0,3 \dots \dots \dots (6)$$

Keterangan :

EMW = *equivalent mud weight*, lb/gall

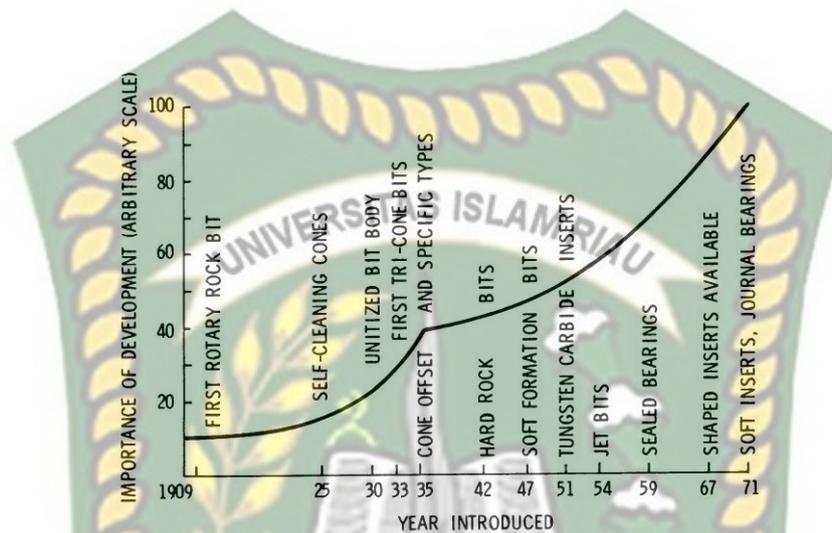
Penentuan Tekanan Formasi untuk sebagai berikut (Gatlin, 1960) :

$$Pf = 0,052 \times EMW \times Depth \dots \dots \dots (7)$$

2.4. Bit

Bit pemboran biasanya diklasifikasikan atas *drag* bit atau *rolling cutter* bit. *Drag* bit adalah tipe bit dimana *cutter blade* merupakan bagian dari bodi dan ikut berputar sebagai suatu kesatuan dengan *drillstring*. Penggunaan tipe bit ini dimulai sejak pengenalan proses pemboran berputar pada abad ke 19. *Rolling cutter* bit memiliki dua atau lebih *cones* yang merupakan tempat *cutting* elemen dimana *cutting* elemen ini akan berputar terhadap axis dari *cone* sewaktu bit berputar di dasar lubang. *Rolling cutter* bit dengan dua *cone* diperkenalkan pada

1909. Gambar 2.5 menunjukkan sejarah perkembangan bit sejak diperkenalkannya *rotary* bit oleh Howard R. Hughes pada 1909 (S, S & Setiadi, 2001).



Gambar 2.3 Sejarah Perkembangan Rotary Bit (S, S, & Setiadi, 2001)

2.4.1. Kekerasan Batuan (*Hardness*)

Kekerasan batuan (*Hardness*) merupakan sifat ketahanan batuan terhadap goresan. Kekerasan batuan dipengaruhi oleh sementasi dan kekompakan butiran batuan. Semakin keras batuan, ruang rongga butiran batuan akan semakin kecil dan batuan menjadi semakin kompak.

Menurut Rabia, 2000 untuk menentukan kekerasan relatif batuan (H) dapat diperoleh dari skala *Mohs*, seperti terlihat dalam tabel 2.1 selanjutnya batuan dikelompokkan menjadi tiga yaitu :

- Batuan lunak (H kecil dari 4) meliputi serpih, lempung lunak, garam dan gamping lunak (gamping renggang atau tak terkonsolidasi).
- Batuan sedang (4 kecil dari H kecil dari 7) meliputi gamping medium , serpih berpasir dan renggang, garam dan *anhidrit*.
- Batuan keras (H besar dari 7) meliputi *dolomite*, gamping keras, rinjang dan kuarsit.

Tabel 2. 1 Kekerasan Relatif Batuan Menurut Skala *Mohs*

JENIS MINERAL	SKALA MOHS	JENIS BATUAN
<i>Talc</i>	1	Lunak
<i>Gypsum</i>	2	Lunak
<i>Calcite</i>	3	Lunak
<i>Florite</i>	4	Sedang
<i>Apatie</i>	5	Sedang
<i>Orthoclas</i>	6	Sedang
<i>Quartz</i>	7	Sedang
<i>Topaz</i>	8	Keras
<i>Corundum</i>	9	Keras
<i>Diamond</i>	10	Keras

Sumber : (Husain Rabia, 2000)

2.4.2. *Specific energy*

Penentuan besar kecilnya harga SE tidak di dasarkan pada sifat batuan saja, tetapi sangat tergantung dari jenis dan desain bit. Untuk formasi yang di ketahui kekuatannya, maka bit yang digunakan pada formasi lunak akan menghasilkan nilai SE yang berbeda dari yang dihasilkan oleh bit pada formasi keras. Bit yang mempunyai harga SE terendah adalah pahat yang ekonomis (Hussain Rabia, 1985).

$$SE = \frac{20WN}{DF} \dots\dots\dots(8)$$

Keterangan :

SE = *Specific Energy*, lb-in/in²

W = *Weight On Bit*, lb

N = kecepatan putar, Rpm

D = Diameter, inch

F = *Footage*, ft

2.4.3. Drag Bit

Desain *drag bit* terutama meliputi jumlah, ukuran dan material dari *cutting blades*. Tipe-tipe *drag bit* meliputi bit dengan cutter dari besi, *diamond bits* dan *polycrystalline diamond* (PCD) bit. Keuntungan dari drag bits dibandingkan dengan *rolling cutting bits* adalah tidak adanya bagian yang berputar yang membutuhkan suatu permukaan bantalan yang kuat dan bersih. Hal ini sangat penting terutama dalam ukuran lubang sumur yang sangat kecil dimana tidak adanya tempat untuk mendesign *bearing* yang kuat pada *rolling cutter* bit. Selain itu karena *drag bit* dapat dibuat dari satu potong logam seutuhnya, hal ini mengurangi kemungkinan untuk terjadinya pecahan dari bit yang akan meninggalkan junk dalam lubang formasi (Hughes, 1995).

Drag bit dengan *steel cutter* cocok digunakan untuk formasi-formasi yang tidak terkonsolidasi dan lunak secara homogen. Bertambah kerasnya formasi, *rate bit wear* juga akan bertambah dengan cepat sehingga menurunkan laju pemboran. Hal ini dapat diatasi dengan merubah bentuk *cutter* elemen dan mengurangi besarnya sudut yang dibentuk oleh *cutter* elemen dengan dasar lubang. Namun kadang-kadang formasi lunak juga dapat bersifat seperti lem (*gummy*), hal ini menyebabkan *cutting-cutting* pemboran akan menempel pada *drag bit* dan mengurangi efektifitasnya.

Problema ini diatasi dengan menempatkan jet sehingga fluida pemboran digunakan untuk membersihkan permukaan *cutter* elemen. Karena problem-problem yang dihadapi *drag bit* dengan *steel cutter* ini banyak seperti di formasi yang sangat lunak dan *gummy* maupun formasi yang keras, penggunaan *drag bit* ini sekarang mulai digantikan oleh tipe bit yang lain (Sampaio Jr, 2007).

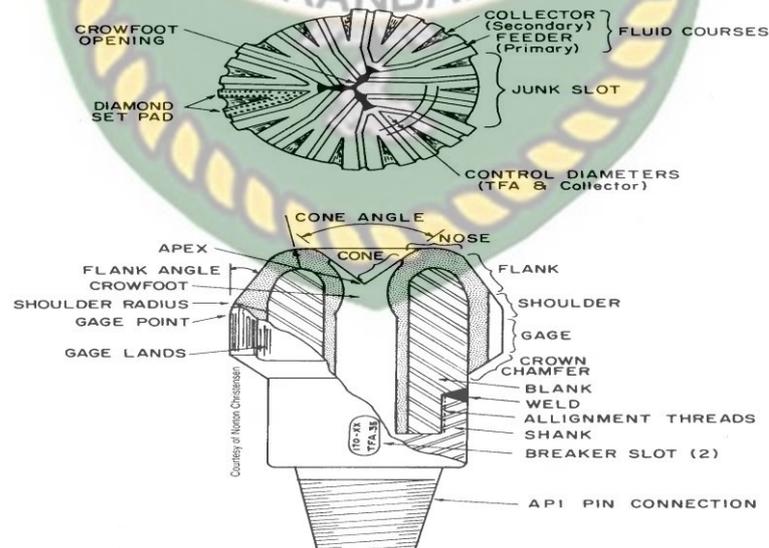
Diamond bit sendiri juga termasuk ke dalam golongan *drag bit*. *Diamond* bit dipakai terutama pada formasi yang sifatnya *non-brittle*. Permukaan atau *crown* dari bit terdiri atas banyak intan yang di tanam pada bodi bit yang terbuat dari *tungsten carbide*. Tabel 2.2 menunjukkan sifat-sifat dari intan dan perbandingannya dengan material lain.

Tabel 2. 2 Sifat-sifat Intan

Hardness (Knoop Scale)	Diamond	6300
	Aluminum Oxide	2000
	Sintered Tungsten Carbide	1300
	Steel	330
Relative Wear Resistance	Diamond	90,000
	Aluminum Oxide	1,000
	Tungsten Carbide	900
	Steel	10
Compressive Strength (psi)	Diamond	1,250,000
	Sintered Tungsten Carbide	800,000
	Steel	280,000
	Steel	280,000
Relative Abrasiveness	Diamond	1.1
	Aluminum Oxide	.2
	Tungsten Carbide	.2
	Steel	.0
Melting Point (°F)	Diamond	6,600
	Tungsten Carbide	5,180
	Iron	2,790

Sumber: S, S, & Setiadi (2001)

Pada kondisi pengoperasi yang benar, kontak antar permukaan batuan hanya terjadi dengan intan, tidak dengan bodi bit (matriks) sehingga terdapat suatu clearance kecil antara matriks dengan permukaan batuan. Aliran fluida diatur sedemikian rupa sehingga fluida dapat mengalir melalui clearance tersebut untuk membersihkan dan mendinginkan bit.



Gambar 2. 4 Diamond Cutter Drag Bit (Sampaio Jr, 2007)

2.4.4. Polycrystalline Diamond (PCD) Bits

Diamond bit kemudian berkembang lebih lanjut dengan digunakannya intan sintetis, *polycrystalline diamond* yang hanya 1/64 -in. tebalnya dan dilekatkan ke *tungsten carbide* melalui proses tekanan dan temperatur tinggi. Bidang patahan dari *polycrystalline diamond* ini memiliki orientasi yang acak sehingga jika terjadi suatu shock yang mengakibatkan patahan, patahan tidak akan menjalar ke seluruh badan intan karena bidang patahan yang tidak tentu arahnya, *Diamond* bit sendiri juga termasuk ke dalam golongan *drag bit* (Sampaio Jr, 2007).

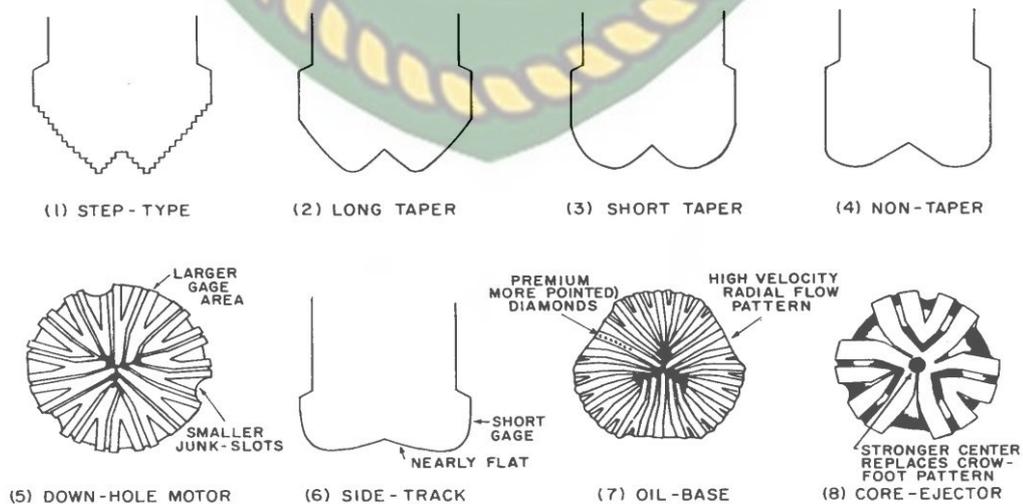


Gambar 2. 5 PCD Bit (Sampaio Jr, 2007)

Secara umumnya, PCD bit baik digunakan untuk formasi-formasi keras seperti formasi pasir atau formasi karbonat. Hal ini umumnya benar untuk bit dengan *cutting* elemen dari intan karena semakin keras suatu formasi, semakin kecil *cutting* yang akan terjadi sehingga pembersihan bit mudah dilakukan. Selain itu karena intan memiliki kekerasan yang lebih tinggi dibandingkan dengan formasi batuan, maka permukaan potong dari intan tidak akan cepat aus seperti halnya dengan *rock bit*. Penggunaan PCD juga sukses untuk formasi *shale* atau *sandy shale* walaupun sering terjadi problem bit *balling* seperti pada formasi-formasi yang sangat lunak. Namun optimasi bit hidrolik sangat berperan dalam mengurangi bit *balling*.

Bentuk atau profil *crown* dari PCD bit juga merupakan hal penting dalam desain bit. Selain bentuk *double cone profile* seperti pada *diamond* bit, *single cone profile* dengan bermacam bentuk taper juga digunakan untuk PCD bit. Pembersihan bit secara hidraulik dimungkinkan dari penggunaan jet untuk *steel - body* PCD bit dan *water way* untuk *matrix - body* PCD bit (Sampaio Jr, 2007).

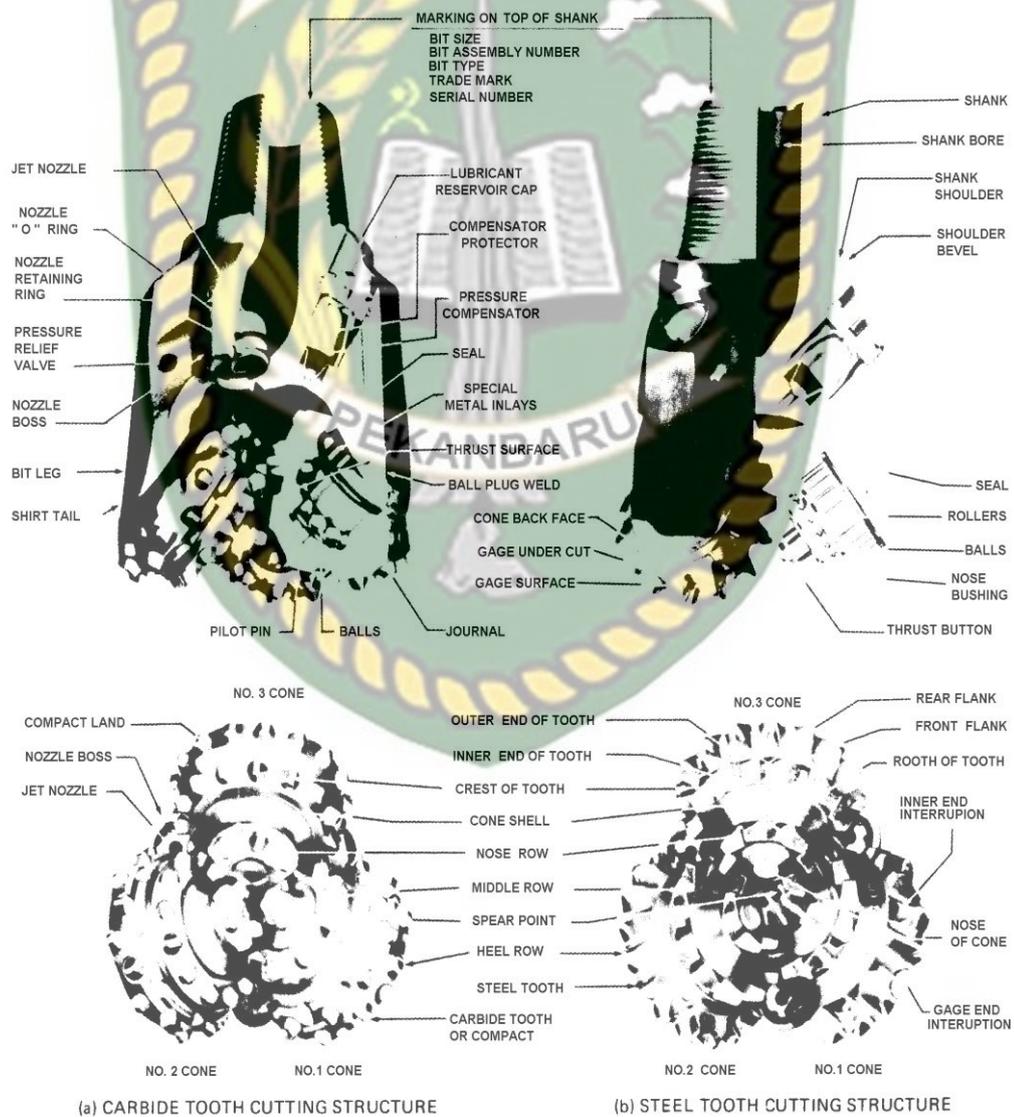
PDC bit merupakan tipe mata bor yang bekerja dengan cara (shearing) mengikis batuan, sehingga tidak memerlukan energi yang begitu besar, sehingga penggunaan WOB (Weight On Bit) pada PDC bit tidak terlalu besar dan diharapkan ROP (Rate Of Penetration ation) berbanding lurus dengan besarnya RPM. Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi optimasi penggunaan PDC bit seperti jenis serta kekerasan formasi yang ditembus putaran per menit (RPM), beban pada pahat (WOB), dan hidrolika pada pahat. Dengan optimasi dari faktor – faktor tersebut diharapkan dapat menghasilkan biaya pemboran yang rendah. Semakin meningkatnya WOB maka nilai ROP juga semakin tinggi. Namun, setelah WOB mencapai nilai tertinggi, maka nilai ROP perlahan lahan menurun, ini dapat disebabkan oleh ausnya cutter pada pahat. Jenis formasi juga termasuk dalam faktor yang mempengaruhi kinerja pahat. Setiap formasi memiliki jenis yang berbeda beda tergantung dari batuan yang menyusunnya (Haryo Priyoko, E. Yazid, & Hamid, 2015).



Gambar 2. 6 Profil-Profil *Diamond* / PCD bit (Gatlin, 1960)

2.4.5. *Rolling Cutter Bits*

Tricone rolling cutter bit adalah tipe bit yang paling sering digunakan dalam pemboran berputar. Tipe bit ini tersedia dalam berbagai variasi desain gigi dan bearing sehingga dapat ditemukan berbagai macam tipe sesuai dengan formasi yang akan dibor. Gambar 2.9 menunjukkan contoh *rolling cutter* bit beserta bagian-bagiannya. Kerucut yang jumlahnya tiga buah (*tricone*) akan berrotasi pada sumbu mereka sendiri seiring dengan rotasi bit dalam lubang (Gatlin, 1960).



Courtesy of Hughes Tool Co.

Gambar 2. 7 *Tri-Cone Bits* (Warren & Armagost, 1988)



Gambar 2. 8 Penampang *Tri Cone Bits* (Warren & Armagost, 1988)

Kemampuan pengeboran dari *rolling cutter* bit ini tergantung pada *offset* dari *cones*. *Offset* ditunjukkan dalam Gambar 2.10 , merupakan ukuran berapa besar sudut yang dibentuk oleh sumbu *cones* terhadap titik pusat dari bodi bit. *Offset* akan menyebabkan *cone* untuk berhenti berotasi secara periodik sehingga saat bit berputar, *cone* akan bertindak seperti drag bit untuk menggaruk dasar lubang. Hal ini akan memperbesar kecepatan pemboran, namun *tooth wear* (keausan gigi) juga akan bertambah terutama pada formasi yang abrasif. Sudut *offset* biasanya bervariasi dari 4° untuk bit pada formasi lunak hingga nol untuk bit pada formasi yang keras (Warren & Armagost, 1988).

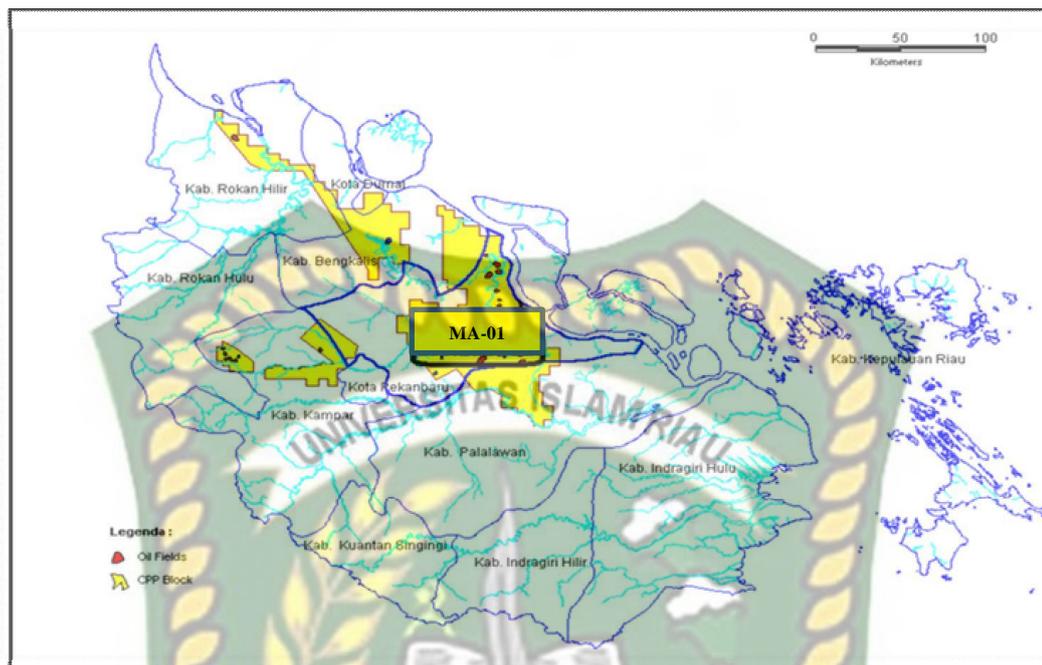
BAB III TINJAUAN LAPANGAN

3.1. Sejarah Lapangan X

Sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X adalah sumur minyak yang memiliki tipe pemboran berarah (*directional drilling*) dengan sudut deviasi sebesar $34,28^\circ$ yang *kick of point* (KOP) dimulai pada kedalaman 900 ft hingga kedalaman 4240 ft. Pertama kali dibuka pada bulan September Tahun 2008 dan salah satu lapangan minyak yang terdapat dalam Block Coastal Plain Pekanbaru “CPP Blok” yang sekarang dikelola bersama oleh BUMD Kabupaten Siak – Provinsi Riau, PT. Bumi Siak Pusako dengan BUMN Republik Indonesia, PT. Pertamina Hulu Energi, dalam satu payung Badan Operasi Bersama “BOB PT. BSP-Pertamina Hulu”.

Pada sekitar tahun 1980, program pengembangan lapangan produksi dilakukan untuk mengembangkan lapangan dengan spasi 248 acre dilakukan pemboran 10 sumur pengembangan. Tahun 1981, sebanyak 4 sumur kembali dibor. Yang terdiri dari 2 sumur deliniasi dan 2 sumur *infill* (@ 62 acre). Metode produksi pada sumur di BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu semuanya adalah *Artificial Lift*, dengan pengelolaan operasi produksi *zero discharge water* dan sebagian besar menggunakan ESP (*Electric Submersible Pump*).

Zamrud Area memiliki 164 sumur aktif berproduksi, dimana kebanyakan sumur pada Zamrud Area adalah sumur *directional*. *Directional drilling* yang dilakukan untuk mencapai *payzone* pada Zamrud Area rata-rata berjenis J-Type. *Target Depth* di wilayah ini termasuk dalam, yaitu antara 2000 ft hingga 3000 ft MD.

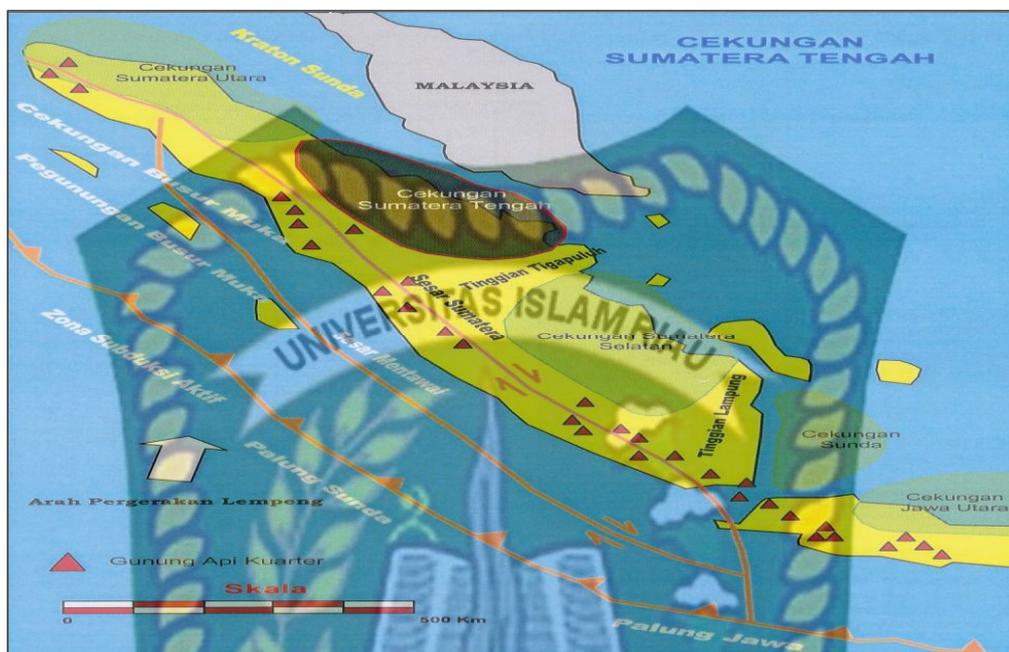


Gambar 3. 1 Peta lokasi *reservoir* sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X (BOB PT.BSP Pertamina Hulu, 2018)

3.2. Geologi lapangan X

Secara geologi sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X terletak di Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah ini relatif memanjang Barat laut-Tenggara, dimana pembentukannya dipengaruhi oleh adanya subduksi lempeng Hindia-Australia dibawah lempeng Asia dengan arah $N 6^{\circ} E$.

Batas cekungan sebelah Barat daya adalah Pegunungan Barisan yang tersusun oleh batuan pre-Tersier, sedangkan ke arah Timur laut dibatasi oleh paparan Sunda. Batas tenggara cekungan ini yaitu Pegunungan Tiga puluh yang sekaligus memisahkan Cekungan Sumatera Tengah dengan Cekungan Sumatera Selatan. Adapun batas cekungan sebelah barat laut yaitu Busur Asahan. Berikut ini adalah peta lokasi *reservoir* sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X yang terletak di Siak Sri Indrapura di blok CPP.



Gambar 3. 2 Struktur Geologi sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X (BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2018)

3.3. Karakteristik Formasi *Reservoir*

Sumur MA-01 dan MA-02 lapangan X memiliki karakteristik *reservoir* dan *fluida* sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Karakteristik *Reservoir* dan *Fluida* Lapangan X

Reservoir and Fluid Data	Dimension	Reservoir			
		1	2	3	4
Area, Reservoir	Acres	1,850	8,055	8,055	4,966
Volume, Reservoir	Acft	23,714	358,001	358,001	138,903
Depth of Pay, Avg.	Ft	2,810	2,850	2,850	2,950
Gas/Oil Contact	Ft SS	-	-	-	-
Oil/Water Contact	Ft SS	3,212	3,346	3,346	3,267
Reservoir Drive		Water	Water	Water	Water
Porosity, Avg	%	20,3	22,7	22,7	24,4
Saturation Water	%	38,1	36,6	36,6	35,5
FVF, Oil	RB/STB	1,1130	1,1130	1,1130	1,1130
Permeability, Avg.	Md	480	440	440	385
Pressure. Orig. Res.	Psig	1,283	1,283	1,283	1,283
Pressure Current Avg.	Psig	350	600	600	600
Datum, Depth	Ft SS	2,962	2,962	2,962	2,962
Pressure, Oil Sat.	Psig	192	192	192	292
Gor, Dissolved Gas	SCF/STB	46,0	46,0	46,0	59,0

<i>Viscosity, Oil Res.</i>	Cp	2,4	2,5	2,5	2,4
<i>Viscosity, Water Res.</i>	Cp	-	0,3740	0,3740	0,3240
<i>Viscosity, Gas Res.</i>	cP	-	-	-	-
<i>Temperature, Res</i>	°F	222	222	222	222
<i>Pour Point, Oil</i>	°F	110	110	110	110
<i>Gravity, Oil</i>	°API	-	40,0	40,0	38,0

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2018

Tabel 3. 2 Data Pemboran Sumur MA-01

Kedalaman	ROP	Bit Weight	Rotary Speed	Mud Weight	Bit size
Ft	ft/hr	1000 lb	Rpm	lb/gall	In
680	43	5000	100	8,80	12,25
1203	33	5000	100	9,10	12,25
1650	57	10000	40	9,40	12,25
2280	78	5000	70	9,20	8,50
3006	48	8000	100	9,40	8,50
3322	22	12000	90	9,40	8,50
3982	44	8000	95	9,40	8,50
4240	46	10000	100	9,40	8,50

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2018

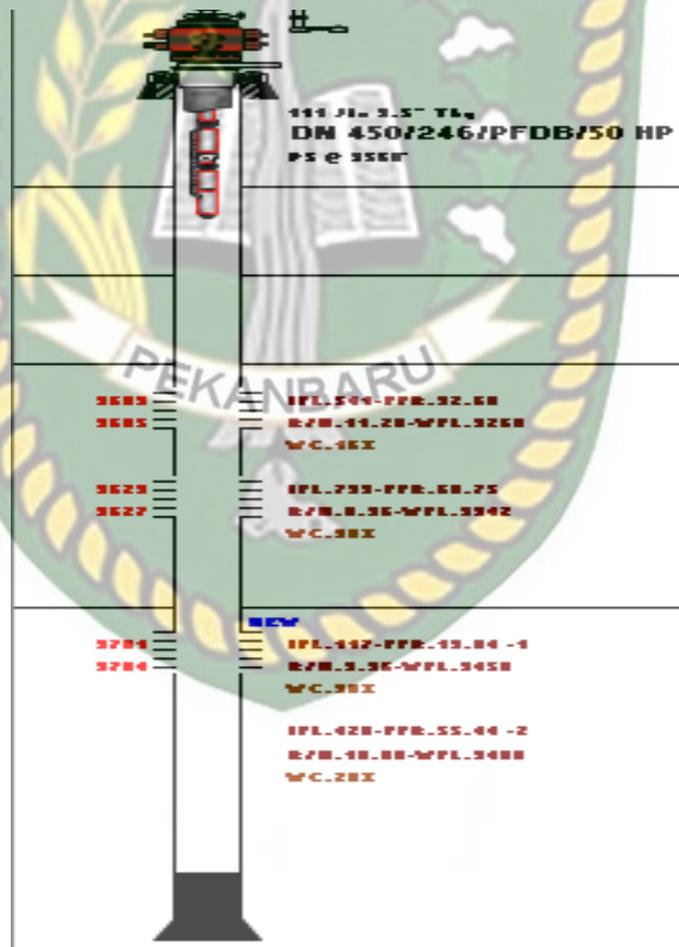
Tabel 3. 3 Data Pemboran Sumur MA-02

Kedalaman	ROP	Bit Weight	Rotary Speed	Mud Weight	Bit size
Ft	ft/hr	1000 lb	rpm	lb/gall	In
953	94	4000	40	9,00	12,25
1503	61	4000	40	9,00	12,25
2073	63	4000	40	9,00	12,25
2883	52	4000	40	9,00	12,25
3055	19	4000	40	9,00	12,25
3095	4	5000	80	9,00	8,50
3153	33	5000	80	9,20	8,50
3358	31	10000	80	9,30	8,50
3579	25	10000	80	9,30	8,50

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2018

3.4. Well Schematic Sumur MA Lapangan X

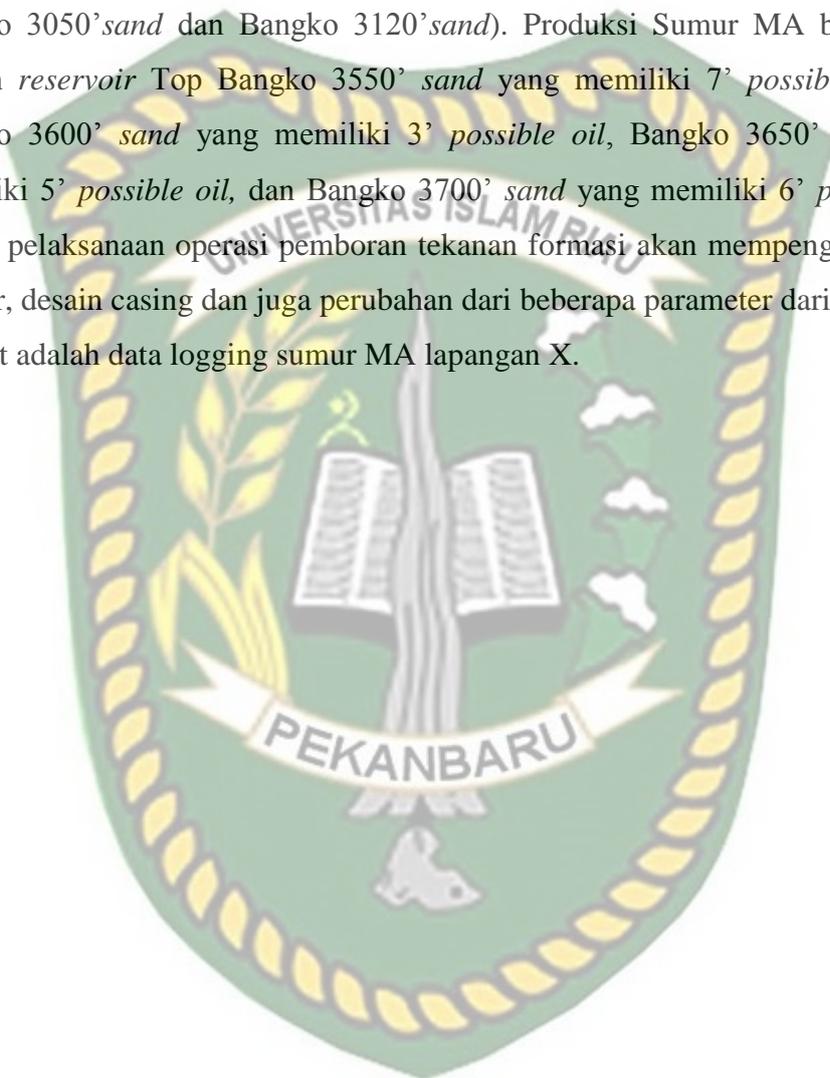
Dari data well skematik sumur MA dapat dilihat awal lapisan pada saat tahap *initial completion* pada bulan November-desember 2009, dimana dari data sumur dapat dilihat nilai *water cut* nya 16% pada interval kedalaman 3603 ft kemudian terjadi kenaikan *water cut* nya 30% pada interval kedalaman 3627. Kemudian pada saat tahap *add perforation job* terjadi peningkatan dratis *water cut* sebesar 98 % pada interval kedalaman 3627-3704 ft. Pada saat tahap *swab job* yang dilakukan pada januari-september 2016 adanya oil sebesar 2% pada interval 3603-3605 ft dan kemudian adanya oil 2% pada interval 3623-3627 ft.

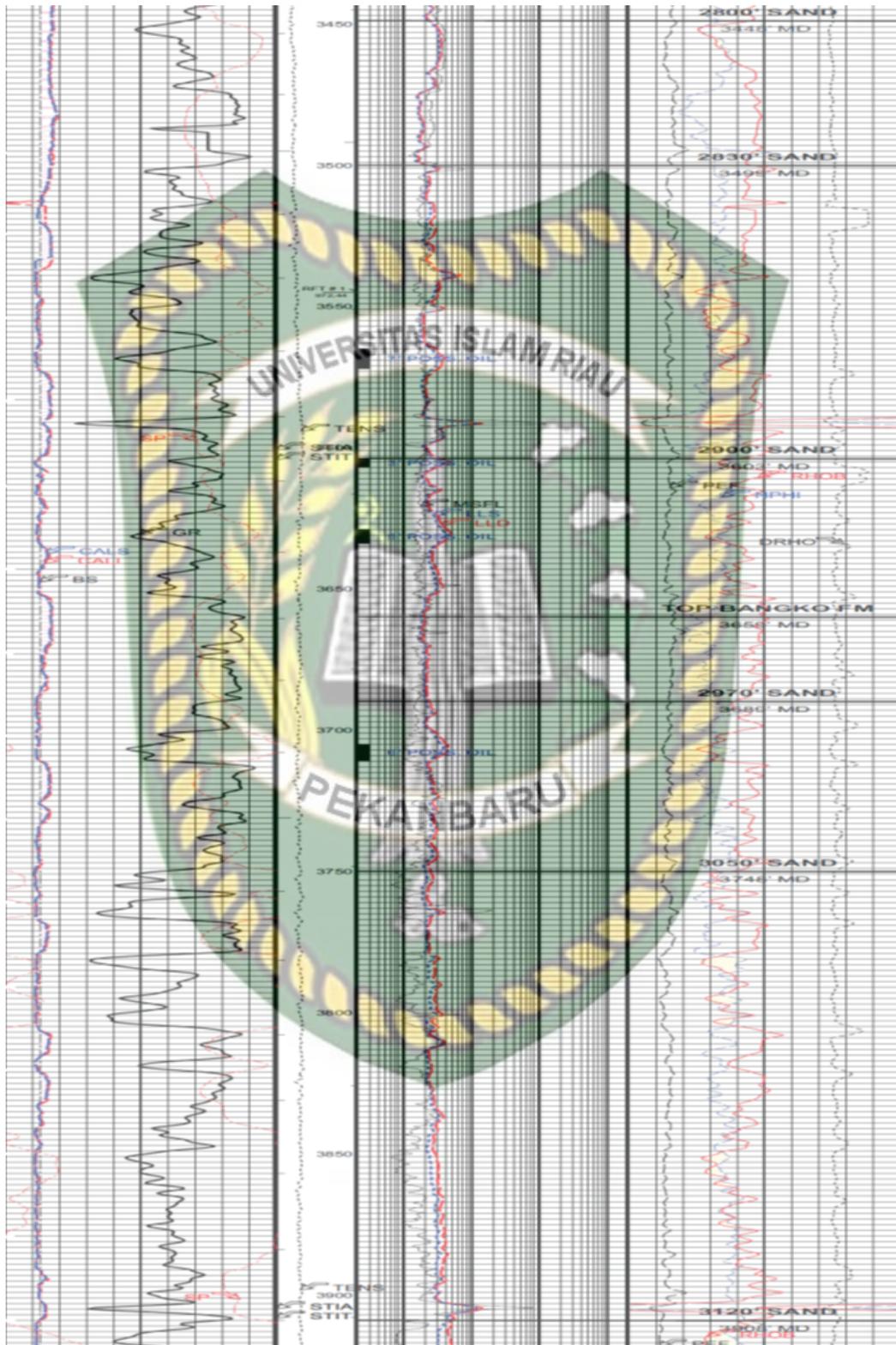


Gambar 3. 3 Well Schematic sumur MA lapangan X (BOB PT.BSP Pertamina Hulu, 2018)

3.5. Data Logging Sumur MA pada Lapangan X

Lapangan X terdiri dari 1 lapisan *reservoir* yaitu lapisan Top Bangko (Bangko 2800'*sand*, Bangko 2830'*sand*, Bangko 2900'*sand* , Bangko 2970'*sand*, Bangko 3050'*sand* dan Bangko 3120'*sand*). Produksi Sumur MA berasal dari lapisan *reservoir* Top Bangko 3550' *sand* yang memiliki 7' *possible oil*, Top Bangko 3600' *sand* yang memiliki 3' *possible oil*, Bangko 3650' *sand* yang memiliki 5' *possible oil*, dan Bangko 3700' *sand* yang memiliki 6' *possible oil*. Dalam pelaksanaan operasi pemboran tekanan formasi akan mempengaruhi berat lumpur, desain casing dan juga perubahan dari beberapa parameter dari pemboran. Berikut adalah data logging sumur MA lapangan X.





Gambar 3. 4 Data logging sumur MA lapangan X (BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2018)

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Pori-pori formasi yang di bor memiliki tekanan yang disebut dengan tekanan formasi (*Formation Pressure*). Pada perencanaan dan pelaksanaan operasi pemboran di lapangan MA-01 dan MA-02 tekanan formasi akan mempengaruhi desain casing, berat lumpur pemboran (*mud weight*) dan berpengaruh terhadap kemungkinan pipa kejepit (*stuck pipe*), *hole instability* dan masalah *well control*. Penting juga untuk mendeteksi zona-zona bertekanan tinggi yang beresiko menyebabkan terjadinya *blow-out* (Fertl h, 1976).

Selain tekanan formasi, diperlukan juga data tentang tekanan rekah (*fracture*) formasi atau batuan. Karena *fracture* dapat menyebabkan terjadinya *loss* atau masuk dan hilangnya lumpur pemboran kedalam formasi atau batuan. Dan juga *fracture* mendatangkan resiko terhadap masuknya influx dari formasi yang bisa menyebabkan *blowout* (Bowers, Schnacke, & Hermance, 2017).

4.1. Menentukan tekanan formasi dan gradien tekanan formasi untuk sumur MA-01 lapangan X menggunakan metode d-Eksponen.

Berbagai metoda telah dikembangkan untuk mendeteksi tekanan formasi yang lebih besar daripada gradien hidrostatis formasi normal (0,465 psi/ft atau pada 9 ppg berat lumpur). Metoda yang paling banyak digunakan adalah Metoda *Drilling Rate*, dimana metoda ini didasarkan pada perhitungan d-exponent. Perbedaan tekanan yang besar antara tekanan hidrostatis lumpur dengan tekanan formasi dapat menurunkan laju pemboran. Untuk meningkatkan laju pemboran, densitas lumpur harus diturunkan.

Dari sisi tekanan formasi, adanya kenaikan tekanan formasi juga akan meningkatkan laju pemboran. Perlu diingat juga bahwa laju penembusan dipengaruhi oleh parameter lain seperti WOB, RPM, pembersihan lubang sumur, litologi, sifat-sifat fluida, serta jenis dan keadaan pahat. Sehingga perlu kiranya diperhitungkan

parameter-parameter tersebut bersama-sama agar perubahan-perubahan yang terjadi terhadap laju penembusan benar-benar dapat menunjukkan adanya tekanan formasi abnormal.

Menurut Jordan & Shirley, 1987 memberikan suatu hubungan persamaan antara beberapa parameter pemboran di atas yang di sebut dengan d'Eksponen. Dengan mengamati perubahan harga d'Eksponen ini terhadap kedalaman maka dapat diperkirakan adanya tekanan abnormal. Dalam ini dapat digunakan untuk mendeteksi zona *over-pressured*, dengan menentukan nilai d-eksponen pada tiap kedalaman.

Penentuan Tekanan formasi dapat dilakukan sebelum pemboran dan ketika pemboran berlangsung. Oleh karena sumur yang direncanakan adalah sumur pengembangan, maka data tekanan formasi didapatkan dari korelasi sumur yang berada di sekitarnya. Data pemboran sumur MA-01 dan MA-02 dapat dilihat pada lampiran IV dan tabel 4.1 dan 4.2.

Tabel 4. 1 Data Pemboran Sumur MA-01

Kedalaman	ROP	Bit Weight	Rotary Speed	Mud Weight	Bit size
Ft	ft/hr	1000 lb	Rpm	lb/gall	In
680	43	5000	100	8,80	12,25
1203	33	5000	100	9,10	12,25
1650	57	10000	40	9,40	12,25
2280	78	5000	70	9,20	8,50
3006	48	8000	100	9,40	8,50
3322	22	12000	90	9,40	8,50
3982	44	8000	95	9,40	8,50
4240	46	10000	100	9,40	8,50

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu , 2018

Tabel 4. 2 Data Pemboran Sumur MA-02

Kedalaman	ROP	Bit Weight	Rotary Speed	Mud Weight	Bit size
Ft	ft/hr	1000 lb	Rpm	lb/gall	In
953	94	4000	40	9,00	12,25
1503	61	4000	40	9,00	12,25
2073	63	4000	40	9,00	12,25
2883	52	4000	40	9,00	12,25
3055	19	4000	40	9,00	12,25
3095	4	5000	80	9,00	8,50
3153	33	5000	80	9,20	8,50
3358	31	10000	80	9,30	8,50
3579	25	10000	80	9,30	8,50

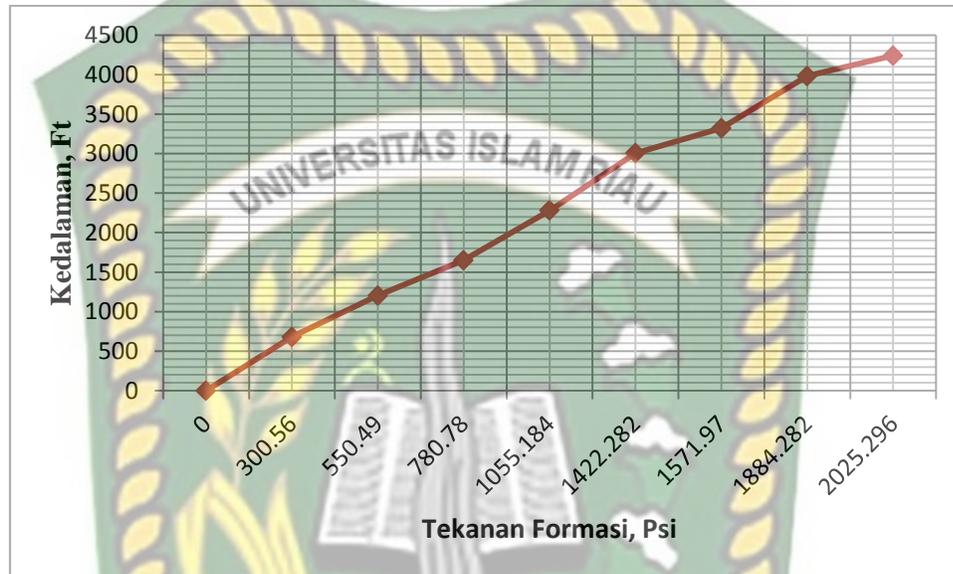
Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2018

Tabel 4. 3 Hasil perhitungan Tekanan Formasi dan Gradien Tekanan Formasi Sumur MA-01

Kedalaman	Drilling Rate	d-Exponent	d-Koreksi	Equivalent MW	Pf	Gradien Tekanan Formasi
Ft	ft/hr			lb/gall	Psi	
680	43	1,6371	1,6743	8,50	300,56	0,442
1203	33	1,7249	1,7059	8,80	550,49	0,457
1650	57	1,6099	1,5414	9,10	780,78	0,473
2280	78	1,5036	1,4709	8,90	1055,18	0,462
3006	48	2,2139	2,1197	9,09	1422,28	0,472
3322	22	3,0996	2,9677	9,10	1571,97	0,473
3982	44	2,2302	2,1353	9,10	1884,28	0,473
4240	46	2,4880	2,3821	9,10	2025,29	0,473

Menggunakan nilai dari berat lumpur *equivalent* (EMW) yang terdapat pada gambar 4.5 dan nilai dari *drilling rate* yang terdapat pada tabel 4.1. Perhitungan tekanan formasi dan gradien tekanan formasi dapat dilihat pada tabel 4.3 berdasarkan persamaan 7 pada bab 2 dan Lampiran 4.

Dari hasil perhitungan tekanan formasi pada persamaan di atas maka untuk mencari gradient tekanan formasi dapat dilihat pada lampiran IV, Sementara untuk gradient tekanan rekah dapat dilihat pada lampiran III. Dalam hal ini tekanan formasi pada sumur MA-01 dapat dilihat pada tabel 4.2. dan gambar 4.1 di bawah ini.



Gambar 4. 1 Perhitungan tekanan formasi sumur MA-01

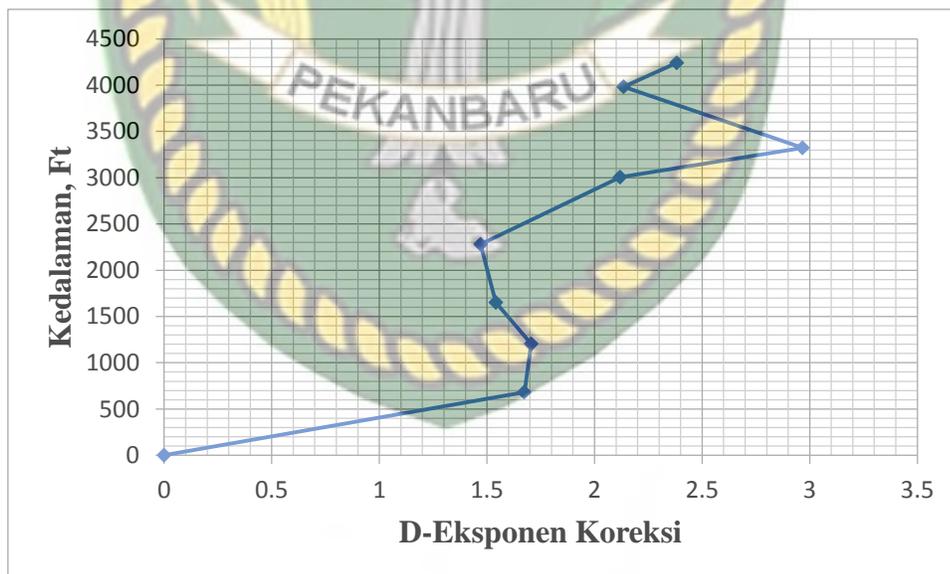
Gambar 4.1 di atas menunjukkan bahwa terjadi perubahan trend tekanan formasi pada kedalaman 2280 ft, dimana tekanan formasi naik dari 1055.18 Psi menjadi 2025.29 Psi pada kedalaman 4240 ft dan gradien tekanan formasi juga mengalami perubahan yang signifikan dari sebelumnya 0,462 psi/ft menjadi 0,473 psi/ft. Dalam hal ini tekanan nya mulai menyimpang abnormal dari gradien tekanan normal dimana untuk gradien ini lebih besar daripada tekanan formasi normal sebesar 0,465 psi/ft. Tekanan abnormal terjadi pada kedalaman 3006 ft sampai 4240 ft dimana gradient rata-ratanya mencapai 0,473 psi/ft. Terjadinya tekanan abnormal karena adanya *pack off*.

Pack off terjadi karena adanya perbedaan tekanan antara lumpur pemboran dan formasi dimana tekanan pada lumpur pemboran lebih kecil dari pada tekanan

formasi sehingga dinding formasi gugur yang dapat menyebabkan kemampuan pipa pemboran untuk bergerak menjadi terbatas (Khalid, Musnal, & Puspita Sari, 2014).

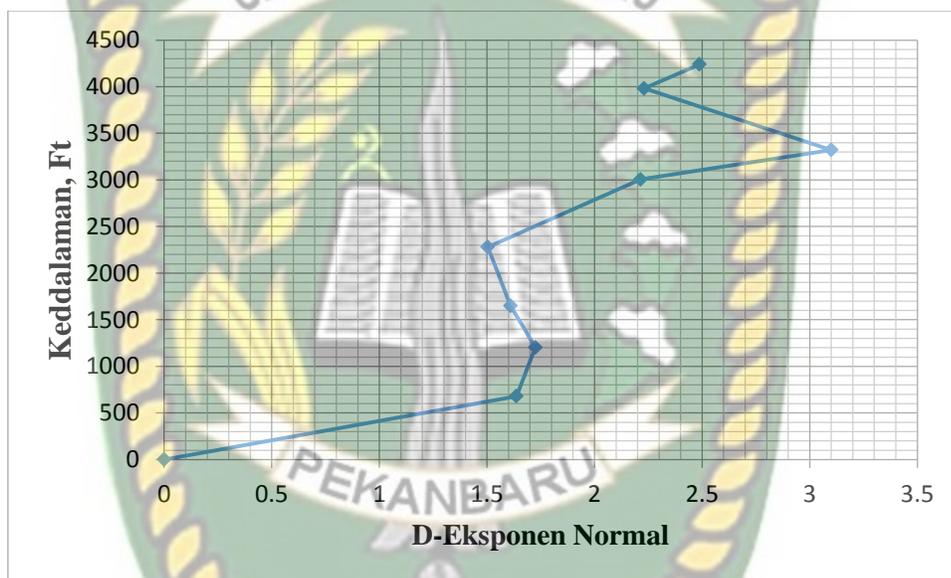
Tabel 4. 4 Perhitungan d-Eksponen pada sumur MA-01

Kedalaman	ROP	d-Exponent	d-Koreksi	Equivalent MW
Ft	ft/hr			lb/gall
680	43	1,6371	1,6743	8,50
1203	33	1,7249	1,7059	8,80
1650	57	1,6099	1,5414	9,10
2280	78	1,5036	1,4709	8,90
3006	48	2,2139	2,1197	9,09
3322	22	3,0996	2,9677	9,10
3982	44	2,2302	2,1353	9,10
4240	46	2,4880	2,3821	9,10



Gambar 4. 2 D-Eksponen koreksi sumur MA-01

Seperti yang sudah di jelaskan pada bab 2 d-eksponen merupakan suatu parameter yang diturunkan dari persamaan laju penembusan pemboran, dimana trend nilai d-eksponen terhadap kedalaman dapat mencerminkan perubahan tekanan formasi batuan. Dari gambar 4.2 di atas perubahan d-Eksponen koreksi mengalami penurunan dratis pada interval kedalaman 2280 ft sebesar 1,470 kemudian d-Eksponennya meningkat lagi pada interval 3322 ft sebesar 2,967. Hasil dari perhitungan d-eksponen terkoreksi dapat dilihat pada persamaan 5 bab 2 dan pada lampiran 4.

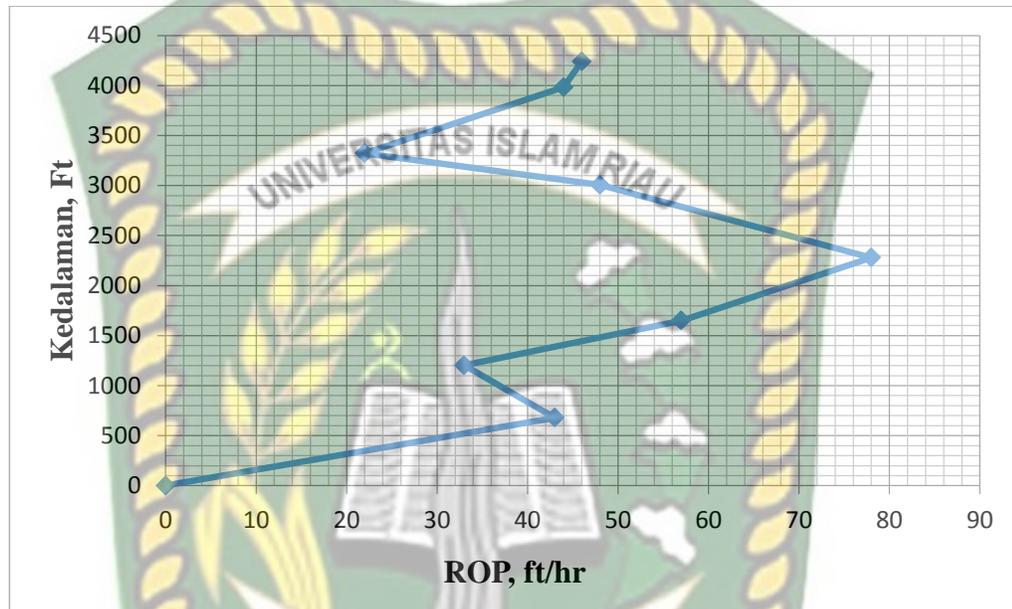


Gambar 4.3 d-Eksponen normal sumur MA-01

Dengan hasil grafik d-eksponen normal terhadap kedalaman (gambar 4.3), maka perubahan harga d-eksponen mengindikasikan zona bertekanan abnormal karena menunjukkan terjadinya penyimpangan ke kiri dari d-eksponen normal (Rubiandini R.S, Ebenhaezar, & Setiadi, 2001). Hal ini dapat dilihat pada saat laju penembusan atau *rate of penetration* (ROP) nya naik secara tiba-tiba meninggalkan trend laju penembusan pada kedalaman sebelumnya. Perubahan d-eksponen sendiri dapat dilihat pada tabel 4.3. yaitu pada kedalaman 3006 ft dengan nilai d-

eksponennya sebesar 2.213 dan laju penembusannya naik pada kedalaman 2280 dengan nilai 78 ft/hr.

Hasil dari perhitungan d-eksponen normal dapat dilihat pada persamaan 4 bab 2 dan pada lampiran 4.

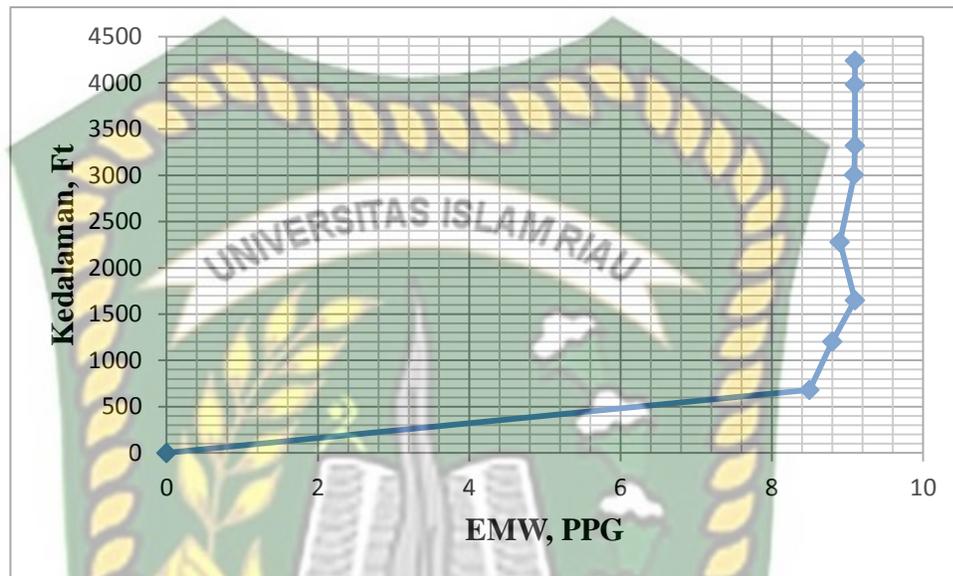


Gambar 4. 4 Kedalaman Vs *Drilling Rate* sumur MA-01 (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018)

Data laju pemboran, RPM, WOB, diameter bit dari Tabel 4.2 di atas dapat digunakan sebagai data dalam perhitungan besarnya nilai d-exponent pada tiap kedalaman dengan menggunakan persamaan 7 pada bab 2. Pada Gambar 4.4 plot antara laju pemboran terhadap kedalaman, dimana terdapat penurunan laju pemboran dari 33 ft/hr pada kedalaman 1203 ft dan 22 ft/hr pada kedalaman 3322 ft. Dalam hal ini penurunan laju penembusan pemboran (ROP) dikarenakan menembus zona formasi siltstone karena *siltstone* memiliki sifat yang akan mengembang apabila terkena air sehingga mempersempit lubang bor (Amar & Ibrahim, 2012).

Jika hidrolika pahat tidak optimal maka akan menyebabkan penurunan laju penembusan pemboran (ROP) serta menurunkan efisiensi waktu pemboran. Tujuan

dasar optimasi WOB adalah untuk mendapatkan *rate of penetration* (ROP) yang optimum serta menghindari terjadinya kerusakan pada bit akibat *overload* atau kelebihan pembebanan pada bit (Amar & Ibrahim, 2012).



Gambar 4. 5 Kedalaman Vs EMW sumur MA-01

Hasil dari perhitungan *equivalent mud weight* (EMW) dapat dilihat pada persamaan 6 bab 2 dan pada lampiran 4. Dari gambar 4.2. dapat dilihat pada kedalaman 3322 ft nilai d-eksponen koreksi mulai menyimpang ke arah kiri, yang menandakan adanya formasi bertekanan abnormal. Dapat dilihat pada grafik EMW, yaitu pada kedalaman 3322 ft EMW mulai bertambah sebesar 9,10 ppg , dalam hal ini karena adanya *abnormal pressure* pada kedalaman 3322 ft dengan gradien tekanan formasinya sebesar 0,473 psi/ft. Terjadinya tekanan abnormal karena adanya *pack off*.

Pack off terjadi karena adanya perbedaan tekanan antara lumpur pemboran dan formasi dimana tekanan pada lumpur pemboran lebih kecil dari pada tekanan formasi sehingga dinding formasi gugur yang dapat menyebabkan kemampuan pipa pemboran untuk bergerak menjadi terbatas (Khalid et al., 2014).

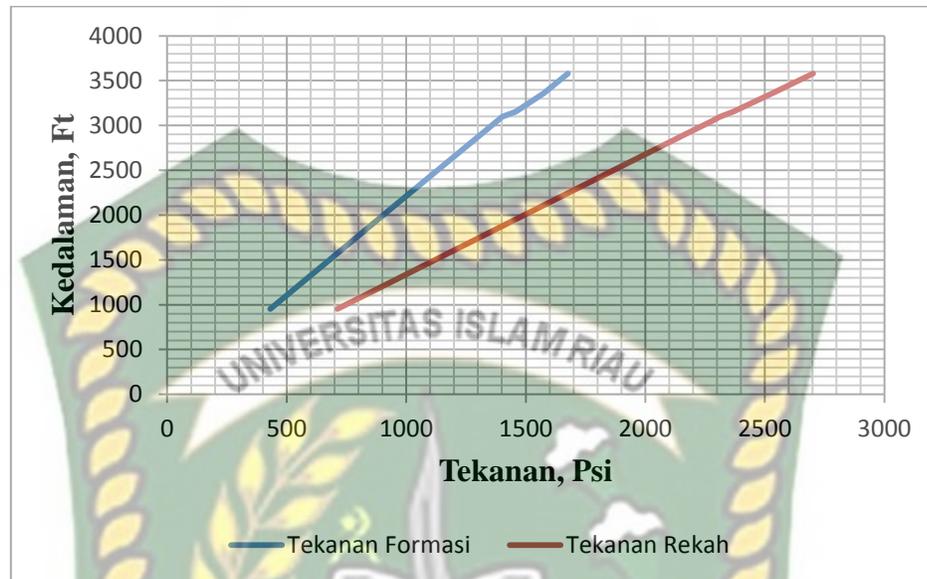
Untuk menghindari *pack off* kembali terjadi akibat adanya tekanan *abnormal*, maka perlu dihitung kembali nilai densitas dari lumpur yang akan digunakan agar dapat menahan dinding lubang bor tidak runtuh kembali.

4.2. Menentukan tekanan rekah dan gradien tekanan rekah untuk sumur MA-02 menggunakan metode Eaton.

Tekanan rekah adalah tekanan hidrostatik formasi maksimum yang dapat di tahan tanpa menyebabkan terjadinya pecah. Besarnya gradient tekanan rekah di pengaruhi oleh besarnya tekanan overburden, tekanan formasi dan kondisi kekuatan batuan. Prediksi tekanan rekah menggunakan metode eaton seperti pada persamaan (4) dan perhitungannya dapat dilihat pada lampiran III.

Tabel 4.5 Tekanan Formasi dan Rekah Sumur MA-02

Kedalaman	Tekanan Formasi		Tekanan Rekah	
	Tekanan	Gradien	Gradien	Tekanan
ft	Psi	Psi	Psi	Psi
953	431,13	0,452	0,747	711,891
1503	679,95	0,452	0,747	1122,741
2073	937,82	0,452	0,747	1548,531
2883	1304,26	0,452	0,747	2153,601
3055	1382,08	0,452	0,747	2282,085
3095	1400,17	0,452	0,747	2311,965
3153	1457,56	0,462	0,751	2367,903
3358	1575,03	0,469	0,754	2531,932
3579	1676,83	0,468	0,755	2702,145



Gambar 4. 6 Perhitungan tekanan formasi dan tekanan rekah sumur MA-02

Pada gambar 4.6 di atas merupakan tekanan formasi dan tekanan rekah per kedalaman pada sumur MA-02, dimana data tekanan formasi dan tekanan rekah ini akan digunakan sebagai referensi dalam perencanaan pemboran, sehingga dengan adanya prediksi tekanan formasi dan tekanan rekah ini dapat dilakukan pencegahan terjadinya *loss circulation* pada saat proses pemboran dengan cara menggunakan tipe bit dan densitas lumpur pemboran yang sesuai dengan tekanan formasi dan tekanan rekah untuk tiap-tiap kedalaman pada proses pemboran sumur MA-02, berdasarkan nilai gradien tekanan formasi dapat dilihat bahwa pada kedalaman di atas bahwa tekanan formasi pada kedalaman 953 ft dan 3095 ft sebesar 431,13 psi dan 1400,17 psi dengan gradien rata-ratanya sebesar 0,452 psi/ft yang termasuk dalam tekanan *subnormal pressure*, hal ini terjadi karena gradien tekanan formasi lebih kecil dari gradien tekanan normal yaitu 0,465 Psi/ft. Sementara pada tekanan rekah di sumur MA-02 gradien tekanan rekahnya sebesar 711,891 psi dan 2311,965 psi dengan gradient rata-ratanya 0,747 psi/ft pada kedalaman 953 ft sampai 3095 ft, kemudian terjadi kenaikan tekanan dan gradien tekanan rekah pada sumur MA-02 di kedalaman

3153 ft sampai kedalaman 3579 ft dengan tekanan dan gradiennya sebesar 2367,903 psi dan 0,751 psi/ft. Dalam hal ini tekanan formasinya lebih kecil dari tekanan rekah formasi sehingga mencegah terjadinya *loss* atau hilangnya lumpur pemboran kedalam formasi.

4.3. Evaluasi penggunaan bit PDC pada sumur MA- 01 dan MA-02 di lapangan X

Pemilihan jenis pahat merupakan faktor yang sangat penting yang menentukan keberhasilan suatu operasi pemboran. Dengan jenis bit yang sesuai dengan formasi batuan yang di tembus, dan dengan adanya faktor pendukung lain yang sesuai, maka akan didapatkan *rate of penetration* (ROP) yang optimum (Rubiandini R.S et al., 2001). Sebuah sistem standar IADC didefinisikan dan diimplementasikan pada tahun 1987 dengan revisi pada tahun 1992 untuk standarisasi pada *bit* (Piero, Ernest, & Reisha, 2013).

Bit yang di pakai pada sumur MA-01 dan MA-02 adalah PDC dengan kode M223. *Bit* PDC cocok digunakan pada formasi *soft* hingga *medium*. Untuk melihat apakah jenis bit tersebut cocok untuk formasi yang ditembus, maka harus dilihat jenis batuan dan tingkat kekerasannya pada kedalaman formasi yang akan ditembus *bit* (Rabia, 2000).

Pemboran dengan penggunaan jenis bit PDC akan mempunyai laju penembusan yang sangat tinggi. Laju penembusan yang sangat tinggi akibat penggunaan PDC bit juga akan mengakibatkan nilai d-eksponen koreksi semakin mengecil, sebaliknya jika laju penembusannya rendah maka akan mengakibatkan nilai d-eksponen koreksinya semakin tinggi (Rabia, 2000). Perubahan laju penembusan tersebut terjadi pada kedalaman 2280 dan 3322 dengan nilai ROP nya sebesar 57 dan 22 ft/hr. Hal ini dapat dilihat pada lampiran I.

A. Spesifikasi IADC PDC Bit Sumur MA-01 dan MA-02

Tabel 4. 6 *Lithology* Batuan sumur MA-01 Lapangan X

Sumur	Depth	Jenis formasi Batuan	Mineral	Skala Mohs
	0-680	Dominan <i>Clay</i>	Calcite	3 (lunak)
	680-1203	Dominan <i>Clay</i>	Calcite	3 (lunak)
	1203-1650	<i>Claystone & Shalestone</i>	Calcite	3 (lunak)
MA-01	1650-2280	Dominant <i>Claystone</i> <i>Strike sandstone & Limestone</i>	Quartz	7 (sedang)
	2280-3006	Dominan <i>Claystone</i> <i>Strike sandstone & Limestone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3006-3322	Dominan <i>Claystone</i> <i>Strike Sandstone,</i> <i>Limestone & Silstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3322-3982	Dominan <i>Claystone</i> <i>Strike Sandstone,</i> <i>Limestone & Silstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3982-4240	Dominan <i>Claystone</i> <i>Strike Sandstone,</i> <i>Limestone & Silstone</i>	Quartz	7 (sedang)

Berdasarkan tabel 4.5 bit yang digunakan pada kedalaman 680 ft sampai 1650 ft dibor dengan ukuran tipe bit $12\frac{1}{4}$ dengan kode IADC M223, sementara ukuran bit berbeda pada kedalaman 2280 ft sampai ft dengan ukuran tipe bit $8\frac{1}{2}$ dengan kode IADC M223. Dalam hal ini menandakan bahwa ukuran tipe bit dengan kode tersebut masih ekonomis untuk digunakan pada sumur MA-01, meskipun lapisan yang di tembus semakin dalam, begitu juga dengan bit ukuran $8\frac{1}{2}$ dengan kode IADC M223 masih ekonomis untuk digunakan pada operasi pemboran lapangan X.

Berdasarkan data formasi batuan yang ditembus dengan tipe bit $12\frac{1}{4}$ dan bit $8\frac{1}{2}$ dengan kode IADC M223. Dapat dilihat berdasarkan tabel 4.5 bahwa lapisan batuan yang di tembus adalah dominan *Clay*, *Clay* dan *Shalestone*, *Claystone Strike Sandstone* dan *Limestone*, *Claystone Strike Sandstone*, *Limestone*, *Silstone*. Dengan demikian mengacu pada batuan yang di tembus adalah formasi lunak sampai sedang maka bit dengan kode IADC M223 cocok digunakan pada sumur MA-01 lapangan X.

Tabel 4. 7 *Lithology* Batuan Sumur MA-02 Lapangan X

Sumur	Depth	Jenis Batuan	Mineral	Skala Mohs
MA-02	0-953	Sand & Dominan <i>Clay</i>	Calcite	3 (lunak)
	953-1503	Sand & Dominan <i>Clay</i>	Calcite	3 (lunak)
	1503-2073	Dominan <i>Claystone Stringer limestone & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	2073-2883	Dominan <i>Claystone Stringer limestone & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	2883-3055	Dominan <i>Claystone Stringer limestone & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3055-3095	<i>Alternate Claystone Stringer & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3095-3153	<i>Alternate Claystone Stringer & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3153-3358	<i>Alternate Claystone Stringer & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)
	3358-3579	<i>Alternate Claystone Stringer & Sandstone</i>	Quartz	7 (sedang)

Berdasarkan tabel 4.6 bit yang digunakan pada kedalaman 953 ft sampai 3055 ft dibor dengan ukuran tipe bit $12\frac{1}{4}$ dengan kode IADC M223, sementara ukuran bit berbeda pada kedalaman 3095 ft sampai 3579 ft dengan ukuran tipe bit $8\frac{1}{2}$ dengan kode IADC M223. Dalam hal ini menandakan bahwa ukuran tipe bit dengan kode tersebut masih ekonomis untuk digunakan pada sumur MA-02, meskipun lapisan yang di tembus semakin dalam, begitu juga dengan bit ukuran $8\frac{1}{2}$ dengan kode IADC M223 masih ekonomis untuk digunakan pada operasi pemboran lapangan X.

Berdasarkan data formasi batuan yang ditembus dengan tipe bit $12\frac{1}{4}$ dan bit $8\frac{1}{2}$ dengan kode IADC M223. Dapat dilihat berdasarkan tabel 4.6 bahwa lapisan

batuan yang di tembus adalah *sand* dan dominan *Clay*, dominan *Claystone Stringer Limestone* dan *Sandstone, Atternate Claystone Stringer* dan *Sandstone*. Dengan demikian mengacu pada batuan yang di tembus adalah formasi lunak sampai sedang maka bit dengan kode IADC M223 cocok digunakan pada sumur MA-02 lapangan X.

B. Specific Energy PDC Bit sumur MA-01

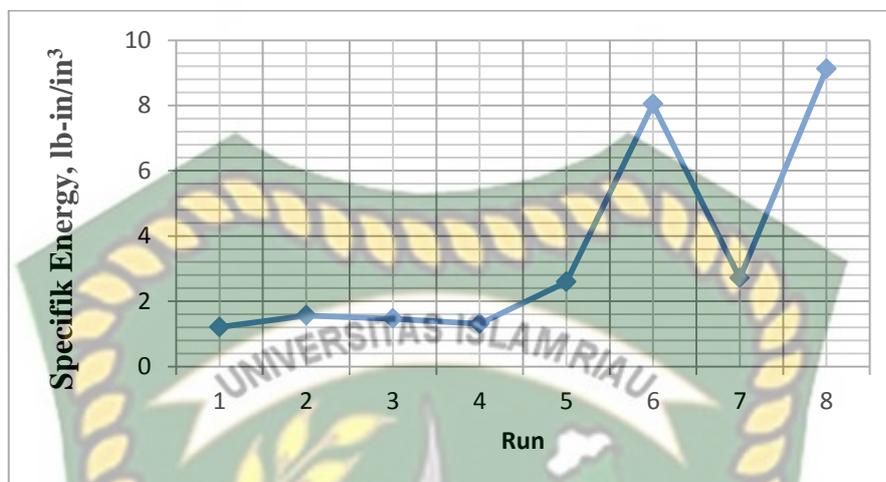
$$SE = \frac{20WN}{DF}$$

$$SE = \frac{20 \times 5000 \times 100}{12.25 \times 680}$$

$$SE = 1,208 \text{ lb-in/in}^3$$

Tabel 4. 8 Hasil *Specific Energy PDC Bit* sumur MA-01

Run	Depth (ft)	Weight On bit (1000 lb/ft)	N (rpm)	D (in)	Footage (ft)	Specifik Energy
1	608	5000	100	12,25	680	1,208
2	1203	5000	100	12,25	523	1,562
3	1650	10000	40	12,25	447	1,464
4	2280	5000	70	8,5	630	1,307
5	3006	8000	100	8,5	726	2,592
6	3322	12000	90	8,5	316	8,043
7	3982	8000	95	8,5	660	2,709
8	4240	10000	100	8,5	258	9,119



Gambar 4.7 Perhitungan *Specific Energy* sumur MA-01

Dari grafik 4.7 dapat di tentukan bahwa *performace* PDC *bit* pada sumur MA-01 memiliki *Specific Energy* yang baik dengan harga yang rendah, karena dengan harga yang rendah berarti *performance* PDC *bit* saat melakukan pengeboran pada lapangan X baik. Pada grafik 4.7 menunjukkan *running* pertama pada kedalaman 680 ft sampai 2280 dengan ukuran *bit* $12\frac{1}{4}$ memiliki harga SE yang rendah karena formasi yang ditembus kategori *soft*, Sementara *Running* 5 sampai 6 menunjukkan harga yang naik karena formasi yang ditembus mulai keras. Pada *running* 8 menunjukkan harga SE yang lebih besar lagi. Kenaikan harga SE wajar karena formasi yang ditembus semakin kuat dan bit mulai menunjukkan keausan. Penurunan nilai *specifik energy* pada *running* 6 sampai 7 dikarenakan faktor dari WOB yang sebelumnya pada kedalaman 3322 dengan nilai 12000 lb/ft kemudian menurun pada kedalaman 3982 sebesar 44 lb/ft. dengan demikian nilai ROP juga perlahan-lahan menurun menjadi 44 ft/hr yang menyebabkan ausnya *cutter* pada bit, begitu juga pada *running* ke 7 sampai 8 nilai *specifik energy* nya naik menjadi 9,119 lb-in/in³ dikarenakan faktor dari WOB dan ROP nya. Jenis formasi juga termasuk dalam faktor yang mempengaruhi kinerja suatu bit dimana pada *running* 7 sampai 8 formasi yang ditembus mulai keras dan jenis mineralnya sudah memasuki quartz.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari tugas akhir yang telah dikerjakan, didapat kesimpulan sebagai berikut:

1. Tekanan formasi pada sumur MA-01 mengalami perubahan tekanan abnormal pada kedalaman 2280 ft dan 4240 ft dengan nilai 1055,18 psi dan 2025,29 psi, gradien tekanan formasinya sebesar 0,462 psi/ft menjadi 0,473 psi/ft yang mengindikasikan adanya *abnormal pressure*.
2. Tekanan rekah pada sumur MA-02 gradien tekanan rekahnya sebesar 711,891 psi dan 2311,965 psi dengan gradient rata-ratanya 0,747 psi/ft pada kedalaman 953 ft sampai 3095 ft, kemudian terjadi kenaikan tekanan dan gradien tekanan rekah pada sumur MA-02 di kedalaman 3153 ft sampai kedalaman 3579 ft dengan tekanan dan gradiennya sebesar 2367,903 psi dan 0,751 psi/ft. Dalam hal ini tekanan formasinya lebih kecil dari tekanan rekah formasi sehingga mencegah terjadinya *loss* atau hilangnya lumpur pemboran kedalam formasi.
3. Dari penentuan *performance* bit terhadap formasi, bit yang ditembus pada sumur MA-01 dan MA-02 adalah PDC bit ukuran 121/4 dan 81/2 dengan kode IADC M223 cocok digunakan pada formasi *soft* hingga *medium*. Formasi yang ditembus oleh kedua bit adalah *Clay*, *Clay* dan *Shalestone*, *Claystone Strike Sandstone* dan *Limestone*, *Claystone Strike Sandstone*, *Limestone*, *Silstone*, *Sand* dan dominan *Clay*, dominan *Claystone Stringer Limestone* dan *Sandstone*, *Atternate Claystone Stringer* dan *Sandstone*.

5.2. Saran

Untuk saran dari penulis sendiri untuk dapat digunakan pada penelitian selanjutnya ialah membahas tentang perhitungan d-Eksponen menggunakan *software* program *Delphi 5*.

DAFTAR PUSTAKA

- Adams, Neal. J. (1985). *Drilling Engineering*. Tulsa : Oklahoma.
- Amar, K., & Ibrahim, A. (2012). Rate of Penetration Prediction and Optimization using Advances in Artificial Neural Networks , a Comparative Study. *Journal of Society of Petroleum Engineers*, 647–652.
- Berry, A. (2009). Estimasi Tekanan Formasi menggunakan Metode Tekanan Efektif dan Tekanan Minimum dengan Kalibrasi Data Log (DST , RFT , FIT dan LOT): Studi Kasus Lapangan NN #. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya*, 1–9.
- BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. (08 Agustus 2008). *Drilling Report*. 16 Mei 2018.
- BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. (08 Agustus 2008). Sejarah Lapangan dan Letak Geografis. 16 Mei 2018.
- Bourgoyne j.r, A. T., Chenevert, M. E., & Millhelm, K. K. (1986). *Applied Drilling Engineering* (vol 2). United States America.
- Bowers, M., Schnacke, A., & Hermance, W. (2017). The Impact of Depth and Pressure Measurement Errors on the Estimation of Pressure Gradients. *Journal of SPE Drilling Engineering*, 58(4), 376–396.
- Charrier, T. (1985). *Drilling Engineering A Complete well Planning Approach*. Tulsa: Oklahoma
- Cannon, G. E., & Sullins, R. S. (1946). Problems Encountered in Drilling Abnormal' Pressure Formations. *Journal Of Society Petroleum Engineers*, 29-33.
- Fertl, W. H. (1976). *Abnormal Formation Pressures*. Texas : United States of America.

- Gatlin, C. (1960). *Petroleum Engineering Drilling and Well Completions*. America: Texas.
- Haryo Priyoko, D., E. Yazid, F., & Hamid, A. (2015). Evaluasi Pemakaian Bit 6-1/8" Di Sumur DH-10 Dan DHX-4 untuk Pemilihan Bit Pada Lapisan Basement Lapangan DHP. *Journal of Nasional IATMI*, 308–315.
- Herawati, I., Novrianti, & Suyandi, A. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H dan #P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih). *Journal of Earth Energy Engineering*, 1–14.
- Hughes, B. (1995). *Drilling Engineering Workbook A Distributed Learning Course*. Houston : United States of America.
- Khalid, I., Musnal, A., & Puspita Sari, B. (2014). Evaluasi Masalah Bottom Hole Assembly Lepas pada Pemboran Berarah di Sumur X Lapangan Y. *Journal of Earth Energy Engineering*, 4(2), 53–69.
- Khoshnaw, F., Jaf, P., & Farkha, S. (2014). Pore , abnormal formation and fracture pressure prediction. *Journal of Petroleum Engineering Departement*. 186, 579–593.
- Novrianti, Mursyidah, & Ramadhan, M. iqbal. (2015). Optimasi Hidrolika Lumpur Pemboran Menggunakan Api Modified Power Law Pada Hole 81/2 Sumur X Lapangan Mir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 4(2), 15–28.
- Piero, D. A., Ernest, P., & Reisha, B. (2013). Cost Effective Ultra-Large Diameter PDC Bit Drilling in Deepwater Gulf of Mexico. *Journal of SPE Drilling Engineering*, 16, 1–23.
- Rabia, H. (2000). *Well Engineering & Construction*. Iraq.
- Rabia, H., (1985). Specific Energy as a Criterion for Bit Selection. *Journal of Petroleum Engineers*, 1, 1225–1229.

- Rehm, B., & McClendon, R. (1971). Measurement of Formation Pressure from Drilling Data. *Journal of SPE Drilling Engineering*, 36, 1–8.
- Rubiandini, R.S., R., Ebenhaezar, T., & Setiadi, D. (2001). Faktor Koreksi Terhadap Perhitungan D ' Eksponen Akibat Adanya Perubahan Tipe Bit Dan Ukuran Bit. *Journal of Nasional IATMI*, 16(1), 3–5.
- Sampaio Jr, Jorge H. . (2007). *Drilling Engineering Fundamentals*. Australian: Western.
- Subiatmono, P., Kabul, A., & Dingkaputra, D. (2017). Prediksi Pore Pressure Menggunakan Metode D-Exponent Dan Eaton Sonic Log. *Jurnal Mineral, Energy Dan Lingkungan*, 1(1), 28–35.
- Warren, T., & Armagost, W.,. (1988). Laboratory Drilling Performance of PDC Bits. *Journal of SPE Drilling Engineering*, 3(02), 125–135.
- Wone, W., Hughes, B., Kerimofski, R., & Gauld, J. (2018). Large Diameter Hybrid Bit with Sharp and Dense Inserts Drills Hard Carbonate Formations with Exceptional ROP. *Journal of Petroleum Engineering Departement*, 28, 1–23.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau