

Prosedur Pemodelan Geomekanik 1D Berdasarkan Data Log Sumur dan Aplikasinya

by Aris Buntoro

Submission date: 05-Apr-2022 08:51AM (UTC+0700)

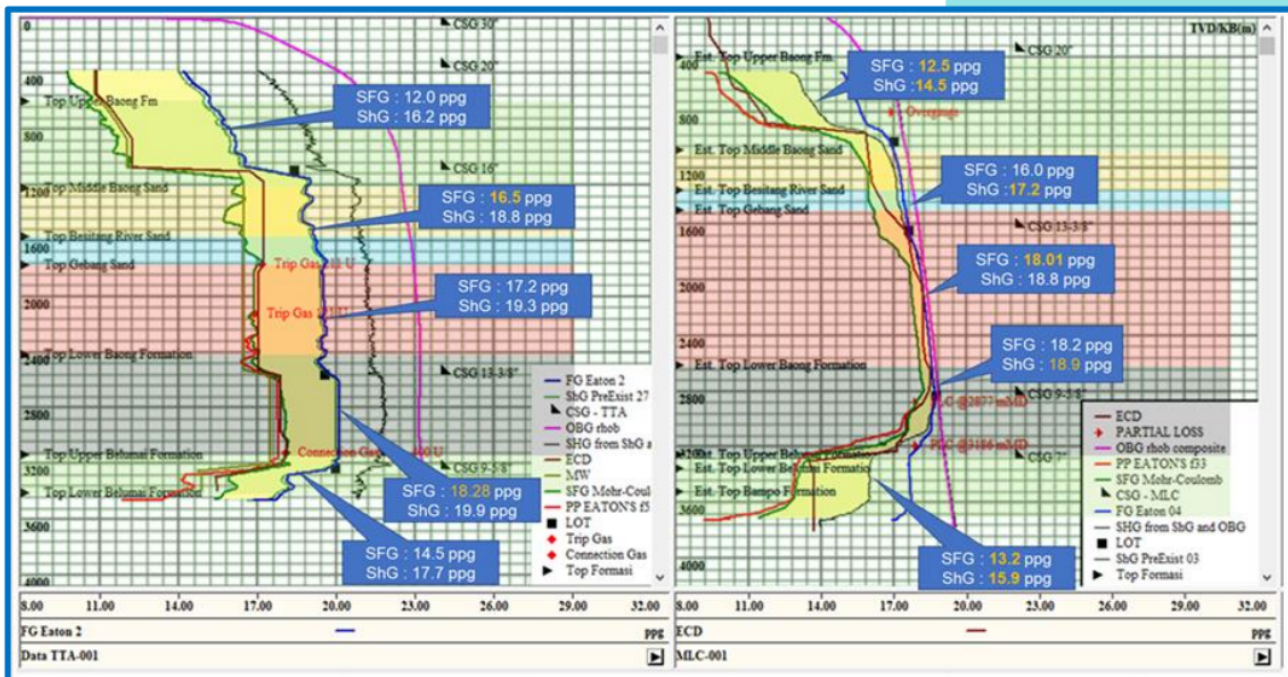
Submission ID: 1801964864

File name: Aris_Buntoto_dkk_Buku_Prosedur_Pemodelan_Geomekanik_1D_2021.pdf (3.36M)

Word count: 7798

Character count: 51446

Prosedur Pemodelan Geomekanik 1D Berdasarkan Data Log Sumur dan Aplikasinya



Tim Penulis:
 Dr. Ir. Aris Buntoro, MT.
 Dr. Ir. Basuki Rahmad, MT.
 Allen Haryanto Lukmana, ST, MT.
 Dewi Asmorowati, ST, M.Eng.

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat
 (LPPM)
 Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
 Yogyakarta
 2021





KATA PENGANTAR

Tujuan dari penulisan buku dengan judul “Prosedur Pemodelan Geomekanik 1D Berdasarkan Data Log Sumur dan Aplikasinya” adalah merupakan buku panduan yang praktis dan mudah difahami bagi mahasiswa yang mulai belajar tentang Aplikasi Geomekanik dalam Stabilitas Lubang Bor.

Buku ini adalah merupakan rangkuman hasil riset terapan dan dari berbagai referensi yang cukup representatif baik yang bersifat teoritis maupun praktis disertai dengan contoh aplikasinya, dan diharapkan buku ini dapat digunakan sebagai buku petunjuk praktis untuk solusi masalah ketidak-stabilan lubang bor (*borehole instability*) yang biasa dijumpai dalam operasi pemboran di lapangan migas maupun panasbumi.

Dalam buku ini diberikan penjelasan tentang prediksi tekanan pori dan gradien rekah, pemodelan geomekanik 1D, analisis geomekanik 1D, tahapan pengolahan data, dan contoh aplikasi pemodelan geomekanik 1D dari data problem pemboran di lapangan.

Penulis menyadari bahwa dalam menyusun/merangkum buku ini masih jauh dari kesempurnaan, oleh karena itu kritik dan saran yang bersifat membangun sangat penulis harapkan untuk perbaikan dalam penerbitan yang akan datang.

Akhir kata, tim penulis mengucapkan terima kasih kepada LPPM “Veteran” Yogyakarta yang telah memfasilitasi riset terapan dan Drilling Eksplorasi PT. Pertamina EP yang memberikan data untuk pelaksanaan riset. Diharapan semoga buku ini dapat bermanfaat bagi pembaca yang berkecimpung dalam kegiatan operasi pemboran migas dan panasbumi pada umumnya, dan khususnya bagi mahasiswa Teknik Perminyakan dan *Geoscience*.

Yogyakarta, Juli 2021

Aris Buntoro & Tim Penulis



DAFTAR ISI

3 KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II PREDIKSI TEKANAN PORI DAN GRADIEN REKAH	3
2.1. Pendahuluan	3
2.2. Metode Prediksi Model PPFPG	4
BAB III PEMODELAN GEOMEKANIK 1D	9
3.1. Konsep “ <i>Safe Mud Window</i> ”	9
3.2. Persamaan Prediksi S_{hmin}	10
3.3. Persamaan Prediksi S_{Hmax}	11
BAB IV ANALISIS GEOMEKANIK 1D	15
4.1. <i>Data Collection</i>	15
4.2. <i>Data Analysis</i>	15
BAB V TAHAPAN PENGOLAHAN DATA	18
5.1. Identifikasi Laporan Akhir Pemboran	18
5.2. Pengolahan Data Sumur	19
BAB VI CONTOH APLIKASI PEMODELAN GEOMEKANIK 1D	21
6.1. Pengelompokan NPT (<i>Non-Productive Time</i>) Sumur	21
6.2. Penentuan Kedalaman pada Temperatur 100°C	22
6.3. Penentuan <i>Normal Compaction Trend</i> (NCT)	22
6.4. Penentuan Mekanisme Pembentukan <i>Overpressure</i> (<i>Overpressure Generating Mechanism</i>)	24
6.5. Estimasi <i>Overpressure</i> dengan Metode Eaton	27
6.6. Estimasi <i>Overpressure</i> dengan Metode Bower	28
6.7. Estimasi <i>Overpressure</i> dengan Metode <i>Equivalent Depth</i>	29
6.8. Estimasi <i>Fracture Gradient</i> dengan Metode Eaton	31
6.9. Estimasi <i>Fracture Gradient</i> dengan Metode Daines	32
6.10. Estimasi <i>Fracture Gradient</i> dengan Metode Matthew and Kelly	33
6.11. Estimasi <i>Fracture Gradient</i> dengan Breckels	34
6.12. Validasi Hasil Prediksi PPFPG	35
6.13. Klasifikasi Tipe <i>Stress</i> Batuan	35



6.14. Perhitungan Bersaran dari <i>Shear Failure Gradient</i>	36
6.15. Perhitungan Prediksi S1, S2, dan S3	36
6.16. Rekomendasi <i>Mud Weight</i> untuk Program Pemboran Sumur Berdasarkan Model Geomekanik 1D Sumur OP-001 dan OP-002.....	37
REFERENSI	39



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1. Ilustrasi <i>Safe Mud Window</i> (Basuki, 2017).....	10
Gambar 3.2. <i>Minimum horizontal stress</i> dihitung menggunakan Persamaan-9, dengan konstanta $\alpha = 0.95$ menggunakan data dari Whitehead, Hunt, and Holditch (Zhang 2019).....	12
Gambar 4.1. Data <i>Caliper Log & Sonic Log</i> pada Sumur OP-001 dan OP-002.....	15
Gambar 4.2. Data log sumur OP-001 dan OP-002 yang digunakan dalam analisis	16
Gambar 4.3. Prediksi <i>pore pressure</i> pada Sumur OP-001 menggunakan <i>software</i> komersial.....	17
Gambar 5.1. Dari Plot data <i>Caliper Log</i> Sumur OP-001 (kolom kiri) dan Sumur OP-002 (kolom kanan)	18
Gambar 5.2. Kolom Stratigrafi (a). Sumur OP-001 (b). Sumur OP-002	20
Gambar 6.1. Penarikan <i>Normal Compaction Trend (NCT) Line</i> pada Sumur TTA-001 dan MLC-001 untuk mengetahui kedalaman <i>Top Overpressure</i>	23
Gambar 6.2. Kartun menunjukkan profil kedalaman dan respons <i>wireline-log</i> , dimana <i>overpressure</i> disebabkan oleh <i>Loading Mechanism / disequilibrium compaction</i> : Nilai porositas konstan pada <i>neutron porosity log</i> , nilai waktu tempuh konstan pada <i>sonic log</i> , dan nilai densitas konstan pada <i>density log</i> (Osborne & Swarbrick 1997)	25
Gambar 6.3. Kartun menunjukkan profil kedalaman dan respons <i>wireline-log</i> , dimana <i>overpressure</i> disebabkan oleh <i>Unloading Mechanism</i> : Nilai porositas berkurang dan sedikit naik dibagian bawah pada <i>neutron porosity log</i> , nilai waktu tempuh berkebalikan pada <i>sonic log</i> , dan nilai densitas bertambah dan sedikit berkurang dibagian bawah pada <i>density log</i> (Osborne & Swarbrick 1997).....	26
Gambar 6.4. Mekanisme terbentuknya <i>overpressure</i> pada formasi yang ditembus pemboran Sumur OP-001.....	26
Gambar 6.5. Estimasi nilai tekanan pori di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Eaton.	28
Gambar 6.6. Estimasi nilai tekanan pori di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Bowers.	29
Gambar 6.1. Prinsip metode <i>Equivalent Depth</i>	30
Gambar 6.8. Estimasi nilai tekanan pori di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode <i>Equivalent Depth</i>	31
Gambar 6.9. Estimasi nilai <i>Fracture Gradient</i> di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Eaton.	32
Gambar 6.10. Estimasi nilai <i>Fracture Gradient</i> di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-002 (kanan) menggunakan metode Daines.	33
Gambar 6.11. Estimasi nilai <i>Fracture Gradient</i> di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Matthew and Kelly.	34
Gambar 6.12. Estimasi nilai <i>Fracture Gradient</i> di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Breckels.	35
Gambar 6.13. Rekomendasi <i>Mud Weight</i> untuk Pemboran Sumur Berdasarkan Model Geomekanik 1D di Area Cekungan Sumatera Utara	37



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Metode <i>pore pressure prediction</i> hanya dapat digunakan pada <i>clean shales</i> (Basuki 2017)	3
---	---



BAB I PENDAHULUAN

Perencanaan *mud weight* yang tepat dan optimal dalam operasi pemboran sangat diperlukan, karena salah satu fungsi lumpur adalah mengimbangi tekanan pori. Selain itu perencanaan *mud weight* yang tepat dapat menghindari terjadinya problem pemboran yang menyebabkan kenaikan nilai NPT (*Non Productive Time*). Salah satu problem pemboran yang diakibatkan oleh perencanaan berat lumpur yang kurang optimal adalah ketidakstabilan lubang bor (*borehole instability*), yang ditandai dengan adanya guguran formasi (*caving*) pada dinding lubang bor.

Dalam melakukan perencanaan *mud weight*, harus diperhatikan beberapa hal, antara lain sifat mekanik batuan yang ditembus dan profil tekanan pori. Pada umumnya *mud weight* didesain berdasarkan range *pressure window*, tetapi masih sering terjadi *caving* yang mengakibatkan *pipe stuck*. Berdasarkan kondisi tersebut, maka pada saat ini digunakan pendekatan “*safe mud window*”, yaitu dengan menambahkan parameter *shear failure gradient* pada *pressure window*.

Dalam buku ini dijelaskan berbagai metode prediksi tekanan pori (*pore pressure*) yang hanya berlaku untuk tekanan yang dihasilkan *under-compaction mechanism (loading mechanism)* atau beberapa diantaranya tidak berlaku dalam *unloading mechanism*. Oleh karena itu, para peneliti mencoba menggunakan AI untuk memprediksi tekanan formasi dengan presisi yang baik. Untuk memprediksi tekanan pori digunakan empat parameter input yaitu: kedalaman, *Gamma Ray log*, *density log*, dan *sonic log*. Dari beberapa literatur menunjukkan bahwa parameter yang digunakan untuk memprediksi tekanan formasi adalah dari data log sumur. Sebagian besar metode memerlukan dua tren normal dan abnormal, untuk memperkirakan tekanan formasi. Dalam buku ini juga dijelaskan tentang prediksi *fracture gradient (FG)* dengan menggunakan beberapa metode, antara lain: Metode Eaton, Metode Daines, Metode Matthew & Kelly, dan Metode Breckels. Penjelasan tentang prediksi tekanan pori dan gradien rekah dirangkum dalam Bab II.

Pada Bab III dijelaskan tentang pemodelan geomekanik 1D yang meliputi konsep “*safe mud window*”, perhitungan prediksi Sh_{min} , prediksi SH_{max} , dan *shear failure gradient*.



Bab IV menjelaskan tentang analisis geomekanik 1D yang meliputi *data collection* dan *data analysis*, sedangkan pada Bab V menjelaskan tentang tahapan pengolahan data, yang dilakukan dengan mengidentifikasi laporan akhir pemboran untuk digunakan sebagai dasar dalam melakukan analisis geomekanik 1D.

Bab VI merupakan bagian akhir yang menjelaskan tentang contoh aplikasi pemodelan geomekanik 1D menggunakan data sumur yang mengalami ketidak-stabilan lubang bor, yang pendekatan solusinya dengan konsep “*safe mud window*”.



BAB II

PREDIKSI TEKANAN PORI DAN GRADIEN REKAH

2.1. Pendahuluan

Banyak korelasi dan model yang dikembangkan untuk prediksi tekanan abnormal dari berbagai parameter (Hottman and Johnson 1965; Jorden and Shirley 1999; Matthew & Kelly 1967; Pennebaker 1968; McClendon 1971; Zamora 1974; Eaton 1975). Metode tersebut memiliki keterbatasan; misalnya, beberapa model hanya dapat digunakan dalam *clean shales* (Tabel 3.1).

Tabel 3.1. Metode *pore pressure prediction* hanya dapat digunakan pada *clean shales* (Basuki 2017)

Pore Pressure		
Lithology	Prediction	Measure
Sand	✘	✔
Carbonates	✘	✔
Shale	✔	✘
Salt	✘	✘

Beberapa Metode *pore pressure prediction* hanya berlaku untuk tekanan yang dihasilkan *under-compaction mechanism* atau beberapa di antaranya tidak berlaku dalam formasi *unloading*. Oleh karena itu, peneliti mencoba menggunakan AI untuk memprediksi tekanan pori dengan presisi yang baik.

Untuk memprediksi tekanan pori digunakan empat parameter input yaitu: kedalaman, *Gamma Ray log*, *density log*, *sonic log*.

Dari beberapa literatur menunjukkan bahwa parameter yang digunakan untuk memprediksi tekanan pori dari data log sumur. Sebagian besar metode memerlukan dua tren normal dan abnormal, untuk memperkirakan tekanan pori.



2.2. Metode Prediksi Model PPF

a. Persamaan Overburden Gradient

Formation overburden stress gradient (OBG) pada pemboran darat dapat diperkirakan bervariasi 1.0 – 1.1 psi / ft (0.0227–0.025 MPa / m). Tetapi dalam penelitian ini, OBG dihitung dari data *density log* (RHOB). Karena data *density log* tidak dimulai dari permukaan / dasar laut, sehingga dalam beberapa persamaan untuk menghitung bagian dangkal pseudo-RHOB dengan mengintegrasikan data log LWD / *wireline* RHOB.

b. Persamaan Pore Pressure (PP)

Terdapat beberapa metode dalam prediksi perhitungan *pore pressure*, yaitu: metode *Equivalent Depth*, *Eaton's*, dan *Bower's*.

- Metode Eaton's:

Pada prediksi *pore pressure* Sumur OP-001 ini menggunakan **Metode Eaton's** dengan menggunakan *Eaton's Exponent* yang dilakukan *matching* dengan MW actual adalah **3.5** (*Eaton's exp* : **3.5**). Persamaan matematis **Metode Eaton's** yang digunakan:

$$PP = OBG - (OBG - PP_N) \left(\frac{DT_N}{DT_O} \right)^x \dots\dots\dots (1)$$

dimana;

- PP = Pore Pressure Gradient (psi/ft or lb/gal),
- OBG = Overburden Gradient (psi/ft or lb/gal),
- PP_N = Normal Pore Pressure Gradient (psi/ft or lb/gal),
- DT_O = Observed Interval Transit Time (msec/m),
- DT_N = Normal Interval Transit Time (msec/m),
- x = Eaton Exponent (dimensionless).

- Metode Bowers:

Metode Bowers menggunakan *sonic velocity* dan parameter yang ditentukan secara empiris untuk menentukan *vertical effective stress*, yang kemudian dikurangkan dari *overburden* (*vertical total stress*) untuk menentukan tekanan pori.

Metode ini dapat diterapkan untuk memprediksi tekanan pori yang disebabkan oleh *compaction disequilibrium* atau karena *some source mechanism*.



- Metode "Loading"

Pada metode "Loading" hanya diperlukan dua parameter empiris, jika *overpressure* disebabkan oleh *compaction disequilibrium "loading"*.

$$PP = \frac{\left(\frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right)^{(1/B)}}{A \cdot depth} \dots\dots\dots (2)$$

Nilai dari dua parameter yang ditentukan secara empiris dapat ditentukan dalam *Compaction Trend Analysis* atau dipilih berdasarkan pengalaman di sumur *offset*.

- Metode "Unloading"

Informasi lebih lanjut dan parameter empiris tambahan diperlukan ketika tekanan disebabkan oleh *source mechanism*.

Parameter "*Maximum velocity depth*", d_{maxv} mengontrol apakah "Unloading" telah terjadi atau tidak. Jika $d_{maxv} > depth$, "Unloading" belum terjadi. Jika, $d_{maxv} < depth$ maka perilaku "Unloading" diasumsikan tekanan pori dihitung sebagai berikut:

$$PP = OBG - \frac{(\sigma_{max})^{(1-U)} \left(\frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right)^{(U/B)}}{A \cdot depth} \text{ and,}$$

$$\sigma_{max} = \left(\frac{10^6}{DT_{min}} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right)^{(1/B)} \dots\dots\dots (3)$$

dimana;

- PP** = Pore Pressure Gradient (*psi/ft, lb/gal, etc.*), (*kPa/m, g/cc, etc.*)
- OBG** = Overburden Gradient (*psi/ft, lb/gal, etc.*), (*kPa/m, g/cc, etc.*)
- DT** = Sonic travel time (*microsec/ft, microsec/m, etc.*)
- DT_{ml}** = Sonic travel time corresponding to
- A,B,U** = Empirical values
- V_{max}** = The velocity at which unloading occurred for sediments buried at depths
- d_{maxv}** = Depth at which unloading has occurred
- depth** = TVD in appropriate units



Dalam kasus ini, tegangan *vertical effective stress* sedimen akan lebih kecil daripada yang terjadi di masa lalu dan dalam apa yang disebut keadaan “*Unloaded state*”.

Untuk melakukan analisis ini, perlu diketahui *sediment's previous maximum effective stress* σ_{max} , dan perlu ditetapkan perilaku tegangan efektif kecepatan "Unloading" sedimen, yang ditentukan oleh parameter *unloading*, U.

Nilai σ_{max} dihitung dari respons pemadatan normal dan nilai yang ditentukan pengguna dari; dan nilai U ditentukan secara empiris.

c. Persamaan Prediksi *Fracture Gradient* (FG)

Dalam prediksi *Fracture Gradient* (FG) terdapat beberapa metoda yang dapat digunakan, antara lain: Metode Eaton, Metode Daines, Metode Matthew & Kelly, dan Metode Breckels.

Metode Eaton

Tekanan rekah adalah tekanan yang membentuk rekahan, ketika tegangan tekan minimum dan kekuatan tarik dilampaui oleh tekanan cairan pori. Secara praktis, tekanan rekah adalah batas tekanan yang formasi dapat tahan dari kolom lumpur yang diberikan.

Prediksi tekanan rekah, tren LOT dapat valid dan representatif menggunakan Metode perhitungan **Eaton**.

$$FG = PP + (OBG - PP) \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \dots\dots\dots (4)$$

dimana;

FG = *Fracture Gradient (psi/ft or lb/gal), (kPa/m or g/cc)*,

PP = *Pore Pressure Gradient (psi/ft or lb/gal), (kPa/m or g/cc)*

OBG = *Overburden Gradient (psi/ft or lb/gal), (kPa/m or g/cc)*

ν = *Poisson's Ratio (dimensionless)*

Metode Daines (1982)

Metode Daines dalam memprediksi *Fracture Gradient* dengan cara mensuperposisikan tegangan tektonik horizontal σ_1 ke persamaan Eaton. Mengekspresikan dalam bentuk



stress, sebagai “tekanan minimum di dalam lubang bor yang harus ditahan membuka dan memperpanjang patahan yang ada”, yang bisa ditulis dalam persamaan berikut:

$$FG = \frac{\sigma_1 + \sigma \left(\frac{2\nu}{1-\nu} \right) + P}{depth} \dots\dots\dots(5)$$

dimana:

- σ = vertical effective stress
- σ_1 = superimposed tectonic stress
- ν = Eaton's Poisson's ratio
- P = pore pressure

Dalam penentuan nilai rasio tekanan efektif (K), Daines menggunakan parameter tambahan β untuk menggambarkan keadaan litologi akibat pengaruh aktivitas tektonik. Seperti contoh adanya lipatan (*folding*) dan patahan (*faulting*). Karena itu, nilai tekanan rekah yang didapatkan dari metode Daines akan bergantung pada litologi, kedalaman, dan aktivitas tektonik.

Metode Matthew & Kelly

Metode Matthew & Kelly adalah metode prediksi *Fracture Gradient* dengan menggunakan variabel dari "Koefisien tegangan matriks (K_i)", setara dengan efektif koefisien tegangan untuk menghitung gradien rekahan dari formasi sedimen:

$$FG = PP + (OBG - PP)K_i \dots\dots\dots(6)$$

dimana:

- FG = Fracture Gradient (psi/ft atau lb/gal), (kPa/m atau g/cc)
- PP = Pore Pressure (psi/ft atau lb/gal), kPa/m atau g/cc)
- OBG = Overburden Gradient (psi/ft atau lb/gal), kPa/m atau g/cc)
- K_i = Matrix Stress Coefficient (dimensionless)



Metode Breckels

Metode Breckels berasal dari data fraktur (*leak-off test*) di *Gulf of Mexico (GoM)*, dimana sering digunakan pada daerah tektonik tenang seperti Laut Utara. Pada *Fracture Gradient* Breckels tekanan pori abnormal diperhitungkan.

$$S_3 = 0.053Z^{1.145} + 0.46(P - P_n) \text{ untuk } Z \leq 3,3, 500m \dots\dots\dots(7)$$

$$S_3 = 0.0264Z - 317 + 0.46(P - P_n) \text{ untuk } Z \leq 3,3, 500m \dots\dots\dots(8)$$

dimana:

- S_3 = *minimum horizontal stress (bar)*
- Z = *depth (meters)*
- P = *pore pressure (bar)*
- P_n = *normal pore pressure (bar)*



BAB III

PEMODELAN GEOMEKANIK 1D

3.1. Konsep “*Safe Mud Window*”

Perencanaan berat lumpur (*mud weight*) dengan menggunakan pendekatan *safe mud window* sangat berhubungan erat dengan tekanan pori untuk menjaga kestabilan lubang sumur. Dalam memenuhi kondisi tersebut tekanan annular di lubang bor dikontrol secara cermat dan diatur berdasarkan batasan untuk tekanan di lubang bor yang telah ditetapkan. Batasan tekanan tersebut adalah tekanan pori dan tekanan rekah formasi yang dikenal dengan istilah *pressure window*.

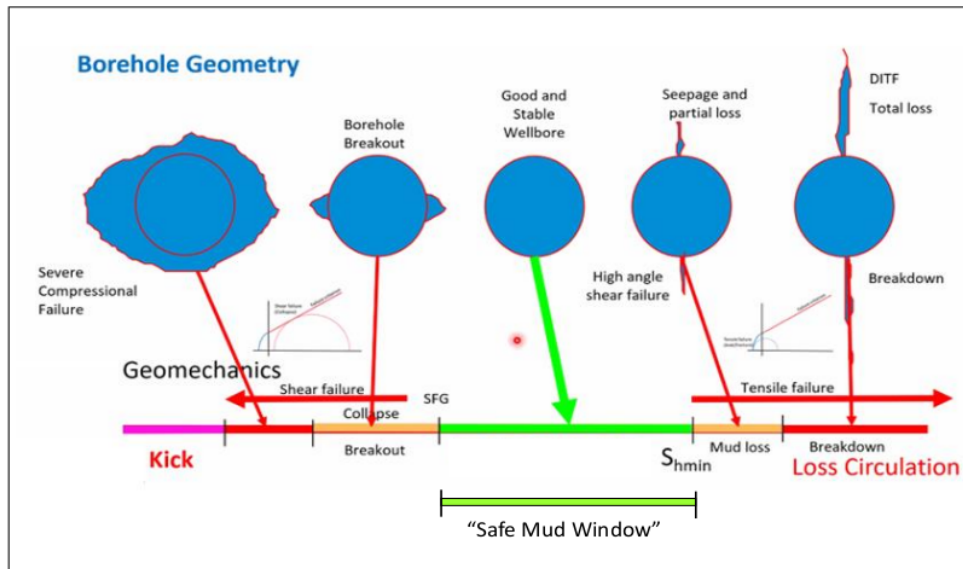
Pressure window yaitu selisih tekanan antara tekanan pori dan tekanan rekah formasi, dimana kedua tekanan tersebut merupakan batasan tekanan dalam lubang bor yang diperbolehkan selama pemboran berlangsung, agar tidak terjadi masalah dalam pemboran, terutama masalah yang berkaitan dengan kestabilan lubang sumur (*borehole stability*). Jika tekanan dalam lubang bor lebih kecil dari tekanan pori, maka akan terjadi *kick*, yaitu masuknya fluida formasi dari ke dalam lubang bor, dan jika tekanan dalam lubang bor melebihi tekanan rekah formasi akan terjadi *lost circulation*, yaitu hilangnya lumpur ke dalam formasi.

Dari *pressure window* yang ada dapat didesain seberapa besar range densitas dari lumpur yang harus digunakan untuk menjaga lubang bor tetap stabil / tidak runtuh, dimana besaran range berat lumpur yang digunakan tersebut dikenal dengan *mud window*. Pada umumnya *mud window* didesain agar lebih besar dari *pore pressure* dan lebih kecil dari *fracture gradient*, dengan *safety factor* sekitar 100-200 psi lebih besar dari *pore pressure*. Desain dari *mud window* tidak hanya berdasarkan adanya *safety factor* saja, tetapi juga besaran angka yang menunjukkan *wellbore stability*. Parameter yang disebut *wellbore stability* ini seperti sudah dibahas sebelumnya adalah *shear failure gradient*, yang mempengaruhi densitas lumpur yang digunakan untuk menjaga kestabilan lubang bor berada di atas harga *shear failure gradient/collapse pressure* seperti dapat dilihat pada **Gambar 3.1**.

Dengan adanya parameter tambahan ini membuat *mud window* yang awalnya cukup besar menjadi dipersempit, yang dikenal sebagai *safe mud window*. Konsep *safe mud window*



ini bertujuan untuk menghindari adanya permasalahan ketidak-stabilan lubang bor (*wellbore instability*).



Gambar 3.1. Ilustrasi “Safe Mud Window” (Basuki 2017)

3.2. Persamaan Prediksi S_{hmin}

Metode LOT, FPIT, dan DFIT adalah merupakan metode digunakan untuk menentukan *minimum horizontal stress* di beberapa bagian lubang bor. Tetapi, data yang diukur biasanya tidak tersedia di lokasi dan kedalaman yang diinginkan.

Selain itu, sebagian besar data LOT hanya memberikan *fracture initiation pressures* atau *formation breakdown pressures* dan tidak menunjukkan *fracture closure pressures* (i.e., the *minimum stress*).

Uji *micro-frac* dapat dilakukan saat pemboran, yang memberikan pengukuran *horizontal stress* secara *real-time*, tetapi untuk batuan yang sangat ketat, uji *micro-frac* mungkin tidak dapat memecahkan formasi. Oleh karena itu, masih ada tantangan untuk menentukan dan memprediksi tegangan *minimum horizontal stress* secara efisien, rutin, dan akurat (Zhang 2013).



Pada *normal faulting stress regime*, *minimum horizontal stress* adalah tegangan utama minimum dan dapat dihitung dengan mengasumsikan kondisi regangan uniaksial (*uniaxial strain condition*). Untuk batuan isotropik dan tanpa pengaruh *tectonic stress effect*, *minimum horizontal stress* dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$S_{h \min} = \frac{\nu}{(1-\nu)}(S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p \dots\dots\dots (9)$$

dimana;

- S_h = *minimum horizontal stress*
- S_v = *overburden stress*
- ν = *Poisson's ratio*
- P_p = *pore pressure*
- α = *Biot's coefficient*

Persamaan-6 menunjukkan bahwa *minimum horizontal stress* sangat bergantung pada *overburden stress* dan *pore pressure*.

Contoh kasus untuk menguji *minimum horizontal stress* dari 5 sumur di formasi Travis Peak menggunakan mini-frac dan pengujian lainnya (Zhang 2019).

Gambar 3.2 menunjukkan plot tekanan pori yang terukur, *overburden*, *minimum horizontal stress* yang diukur dan dihitung. Hal ini menunjukkan bahwa *minimum horizontal stress* yang dihitung dari model uniaxial stress (**Persamaan-6**) memberikan nilai yang sangat wajar.

3.3. Persamaan Prediksi SHmax

Nilai dan arah dari *maximum horizontal stress* perlu diketahui terutama untuk pemboran berarah, karena pemboran berarah ke *maximum horizontal stress* sebaiknya dihindari. Perhitungan *maximum horizontal stress* dapat dihitung dengan persamaan:

$$S_{H \max} = S_{h \min} + k \times (OBG - S_{h \min}) \dots\dots\dots (10)$$

dimana;

k adalah *tectonic factor*, menurut Zoback (2007) nilai $k = 0.5$ ketika patahan yang terjadi disekitar lubang bor merupakan *normal fault* dan $k = 1.5$ jika *reverse fault*.

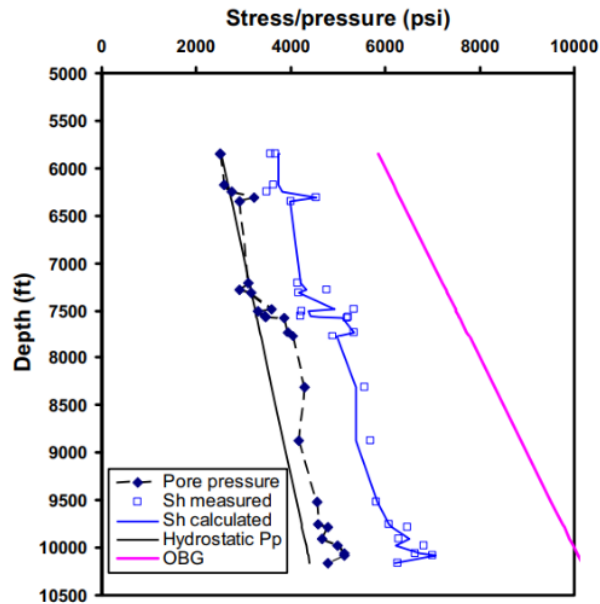
$S_{H \max}$ = *Maximum Horizontal Stress, psi*



S_{hmin} = Minimum Horizontal Stress, psi

k = tectonic factor, dimensionless

OBG = Gradient Overburden, psi



Gambar 3.2. Minimum horizontal stress dihitung menggunakan Persamaan-9, dengan konstanta $\alpha = 0.95$ menggunakan data dari Whitehead, Hunt, and Holditch (Zhang 2019)

a. Persamaan Prediksi SFG

Penentuan *Shear Failure Gradient* dengan *Modified Lade Method*. Untuk menentukan Nilai dari *share failure gradient* atau *shear failure stress* dengan *modified lade* ini dapat dilakukan perhitungan dengan persamaan:

$$SFG = 27 - \eta L - \frac{(I'_1)^3}{I'_3} \dots\dots\dots (11)$$

dimana:

$$I'_1 = (Sv + S) + (SH_{max} + S) + (Sh_{min} + S)$$

$$I'_3 = (Sv + S) \times (SH_{max} + S) \times (Sh_{min} + S)$$



$$S = \frac{CS}{\tan \phi}$$

$$\eta_L = \frac{4(\tan \phi)2 \times (9 - 7 \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)}$$

dimana:

- S_{hmin} = Gradien Tekanan Rekah, ppg
- S_{Hmax} = Maximum Horizontal Stress Gradient, ppg
- SFG = Shear Failure Gradient, ppg
- Φ = Internal Friction Angle, degree
- CS = Cohesive Strength, MPa
- S_v = Gradien tekanan overburden, ppg

b. Metode Sintetik Density Log dari Data Sonic Log, Time Interval

Dalam pemodelan PPF, jika tidak tersedia data *density log* untuk penentuan gradien tekanan *overburden* (*vertical stress*), maka dapat dilakukan sintetik *density log* dengan menggunakan metoda:

- Gardner's sonic equation.
- Gardner's interval velocity equation

Gardner's Sonic Equation

Synthetic bulk density log dapat dihasilkan dari Persamaan *Gardner's Sonic* sebagai berikut:

$$\rho = A \left(\frac{10^6}{DT} \right)^B \dots\dots\dots(12)$$

dimana:

- ρ = density
- A = coefficient (typically 0,23)
- B = exponent (typically 0,25)
- DT = Sonic travel time (microsec/ft, microsec/m, etc)



Gardner's interval velocity equation.

Synthetic bulk density log juga dapat dihasilkan dari Persamaan *Gardner's Velocity* sebagai berikut:

$$\rho = AV^B \dots\dots\dots(13)$$

dimana:

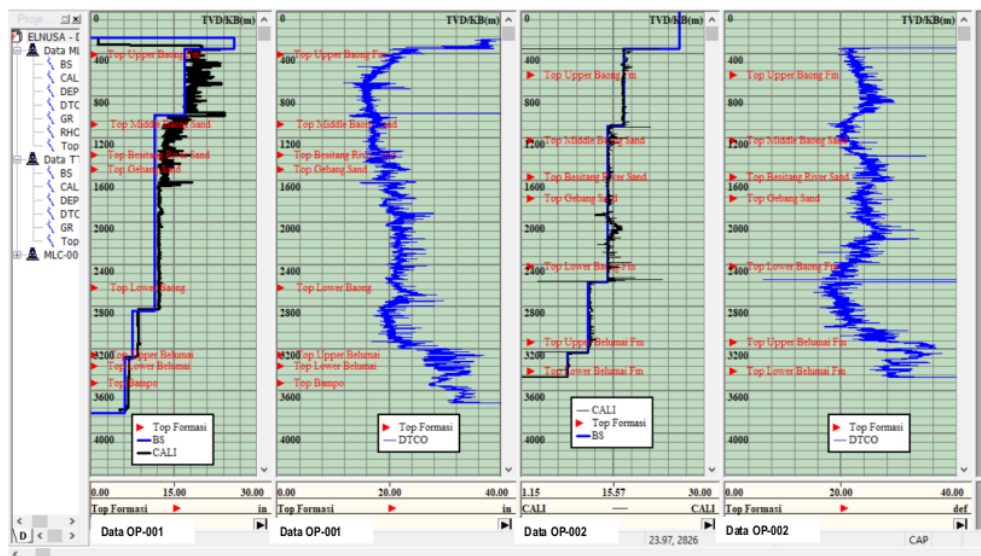
- ρ = density
- A = coefficient (typically 0,23)
- B = exponent (typically 0,25)
- V = sonic velocity (time interval)



BAB IV ANALISIS GEOMEKANIK 1D

4.1. Data Collection

Data yang akan digunakan dalam analisis geomekanik 1D, terdiri dari data log sumur (RHOB, ϕ , dan Δt) dari Sumur OP-001 & OP-002 yang berlokasi pada Area Cekungan Sumatera Utara (**Gambar 4.1**).



Gambar 4.1. Data Caliper Log & Sonic Log pada Sumur OP-001 dan OP-002

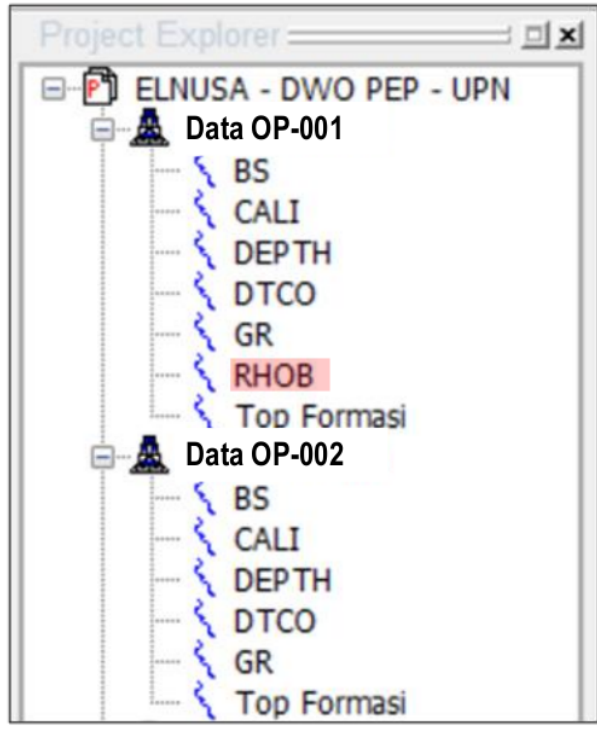
4.2. Data Analysis

Dalam tahap analisis terdapat beberapa metode dalam prediksi perhitungan *pore pressure*, yaitu Metode **Eaton**, **Bowers**, **Miller** dan **Equivalent Depth**. Pada prediksi *pore pressure* Sumur OP-001 ini menggunakan Metode Eaton, dengan menggunakan Eaton's Exponent yang dilakukan matching dengan *MW actual* adalah 3.5 (Eaton's exp : 3.5), dengan menggunakan **Persamaan-1**:



$$PP = OBG - (OBG - PP_N) \left(\frac{DT_N}{DT_0} \right)^x \dots\dots\dots (1)$$

Tahap pertama adalah penginputan dan *building model* dengan berbagai jenis data log sumur, antara lain berupa data *Gamma ray log*, *sonic log*, *density log* dan data log lainnya. Pada **Gambar 4.2** ditampilkan data log sumur diperoleh dari lapangan.



Gambar 4.2. Data log sumur OP-001 dan OP-002 yang digunakan dalam analisis geomekanik 1D

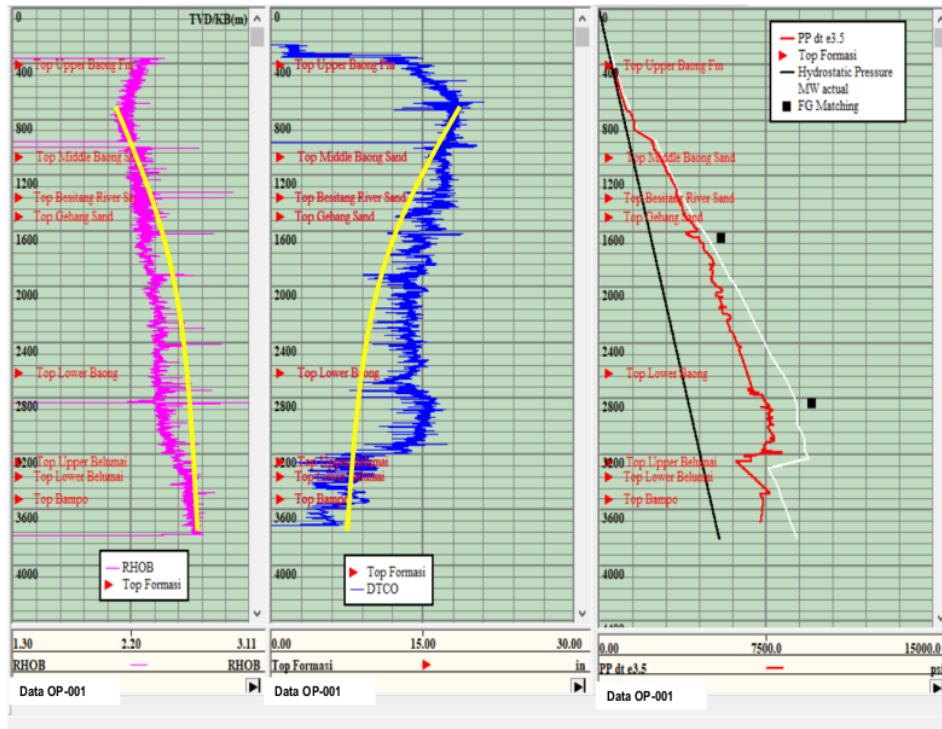
Dari data log sumur yang digunakan dalam pemodelan geomekanik 1D hanya sumur OP-001 yang cukup lengkap dibandingkan dengan Sumur OP-002, dimana *density log* pada sumur OP-002 tidak tersedia, tetapi untuk analisis *geomechanic 1D* sumur OP-002 dapat dihasilkan *synthetic bulk density log* dengan menggunakan Persamaan *Gardner's Sonic* (**Persamaan-9**).

Data *caliper log* Sumur OP-001 dan Sumur OP-002 menunjukkan terjadinya ketidakstabilan lubang pemboran. Problem *overgauge hole* atau pembesaran lubang bor



signifikan terjadi pada Sumur OP-001, dimulai dari *Upper Baong Fm.* sampai dengan *Gebang Sand Fm.*

Gambar 4.3 menunjukkan hasil perhitungan prediksi *pore pressure* Sumur OP-001 dengan menggunakan *software* komersial, berdasarkan data *well log* yang lengkap.



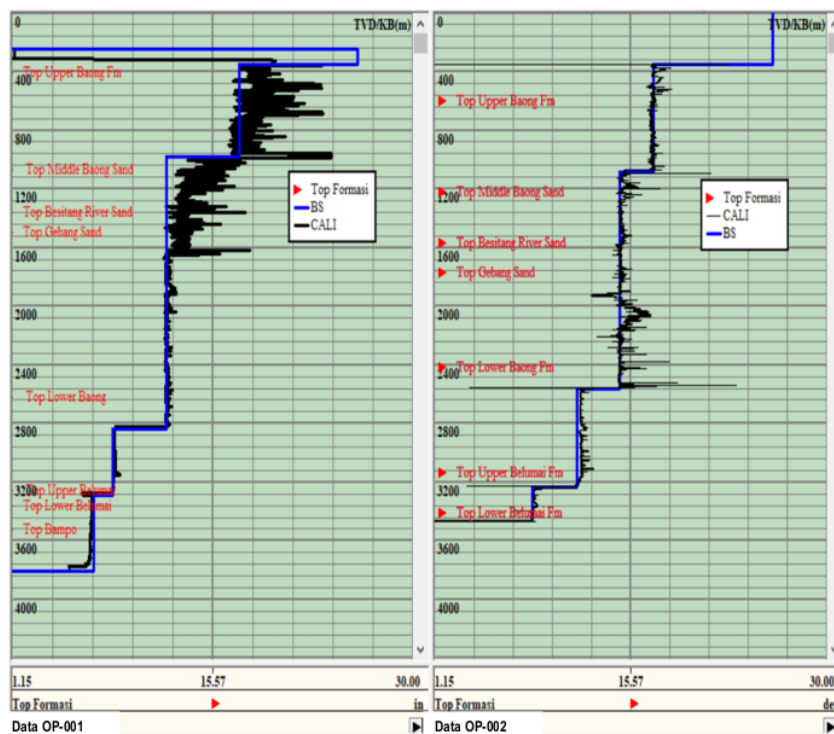
Gambar 4.3. Prediksi *pore pressure* pada Sumur OP-001 menggunakan *software* komersial



BAB V TAHAPAN PENGOLAHAN DATA

5.1. Identifikasi Laporan Akhir Pemboran

Mengacu pada data yang digunakan pada pemodelan geomekanik 1D dari Sumur OP-001 dan OP-002, dimana pada sumur OP-001 terdapat *issue* problem pembesaran lubang bor, sedangkan Sumur OP-002 hampir tidak terjadinya *issue* problem pembesaran lubang bor. Data *caliper log* Sumur OP-001 dan sumur OP-002 menunjukkan terjadinya ketidakstabilan lubang pemboran. Problem *overgauge hole* atau pembesaran lubang bor secara signifikan terjadi pada Sumur OP-001, dimulai dari *Upper Baong Fm* sampai dengan *Gebang Sand Fm* (**Gambar 5.1**).



Gambar 5.1. Dari Plot data Caliper Log Sumur OP-001 (kolom kiri) dan Sumur OP-002 (kolom kanan)

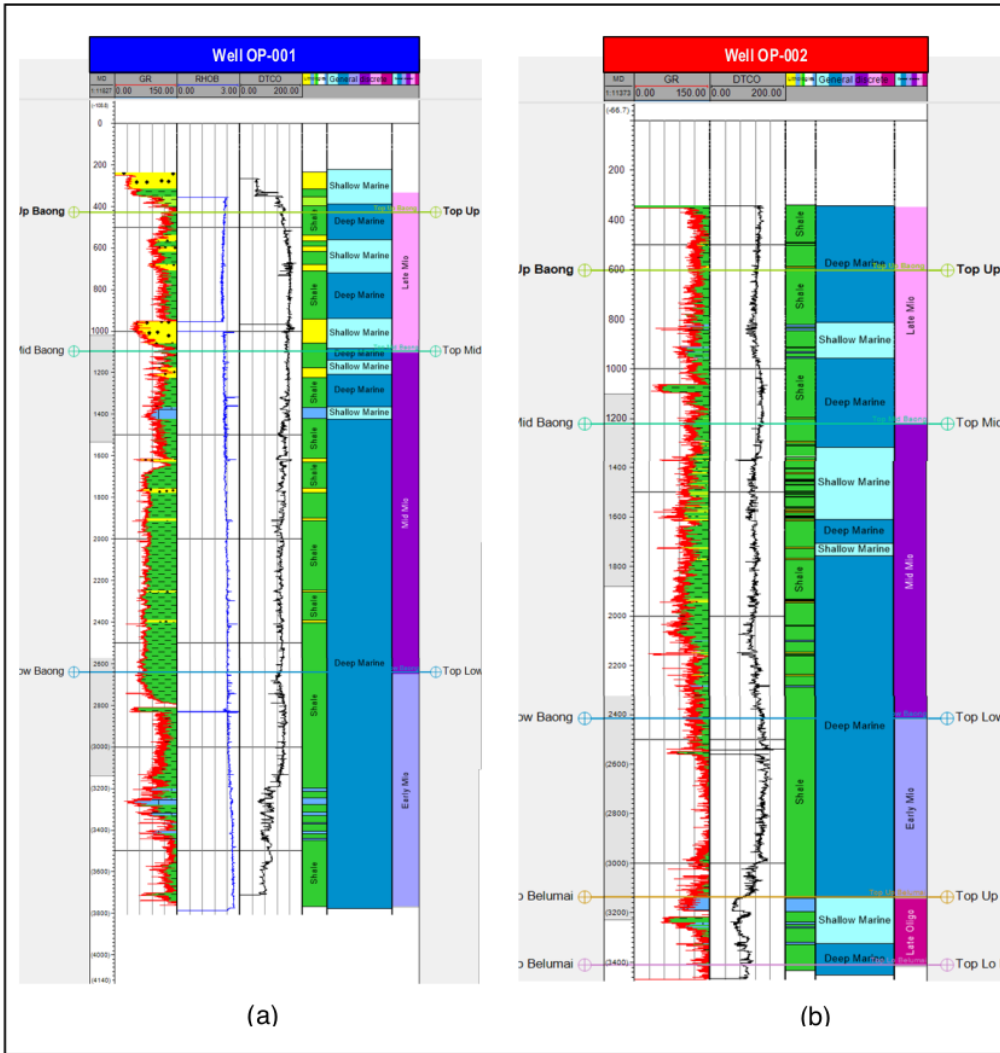


Pada Sumur OP-001 *overgauge hole* terjadi pada *Bit Size* 17 ½” dan 12 ¼” inch kedalaman 990-1609 mMD. Data dari *drilling report* menunjukkan pada kedalaman 1340 mMD ke atas masih menggunakan *minimum overbalance* dan pada kedalaman 1340 mMD bawah sudah melakukan penambahan *maximum overbalance*.

5.2. Pengolahan Data Sumur

Sumur OP-001 terdiri dari 3 Formasi yaitu Lower Baong yang didominasi litologi shale dengan sisipan batugamping, Middle Baong dengan litologi shale berseling batupasir dan Upper Baong dengan litologi dominan shale dan batupasir. Secara umum terjadi regresi kearah atas dengan lingkungan laut dalam dan laut dangkal (**Gambar 5.2 a**).

Sumur OP-002 terdiri dari 4 Formasi yaitu *Upper Bruksah* yang didominasi litologi batugamping dan lanau, *Lower Baong* dengan litologi *shale* masif dan *Upper Baong* dengan litologi dominan *shale* berseling batupasi dan *Upper Baong* disusun oleh litologi *shale* dan sisipan batugamping. Secara umum terjadi pendangkalan pada *Middle Baong* dimana mengendapkan susunan grup batupasir yang berseling dengan *shale* yang kemudian terjadi pendalaman kembali pada *Upper Baong* membentuk *shale* masif (**Gambar 5.2. b**).



Gambar 5.2. Kolom Stratigrafi (a). Sumur OP-001 (b). Sumur OP-002



BAB VI

CONTOH APLIKASI PEMODELAN GEOMEKANIK 1D

6.1. Pengelompokan NPT (*Non-Productive Time*) Sumur

Pengelompokan NPT sumur dilakukan berdasarkan data *Daily Drilling Report* (DDR) Sumur OP-002. Pada saat pemboran Sumur OP-002 sampai dengan kedalaman 2560 mMD, sirkulasi bersih lanjut cabut rangkaian sampai *surface*, kemudian dilanjutkan dengan *run logging*, pada saat *run logging* pertama diketahui adanya penyempitan lubang sampai dengan 12.5” di interval kedalaman 1919 – 1940 m. Dilanjutkan *run logging* selama **4 hari**.

Analisis sementara dengan adanya penyempitan lubang tersebut disebabkan oleh adanya *cutting bed*, sehingga diasumsikan dengan masuk rangkaian *under reamer* sampai *bottom* bisa dikondisikan dengan jeting dari *nozzle under reamer*, sehingga diputuskan tetap masuk rangkaian *under reamer* 17,5”, setelah masuk rangkaian *under reamer* sampai di kedalaman 1919M duduk sampai 10 klbs, tidak dapat *wash* dengan GPM 500, kemudian diputuskan cabut rangkaian sampai *shoe* dan rencana lanjut bor pembesaran lubang 17,5”.

Pada saat cabut *under reamer* sampai *shoe*, disarankan untuk cabut rangkaian *under reamer* sampai *surface*, dan masuk kembali dengan bit 14-3/4” untuk mengkondisikan lubang dan lumpur yang berada di bawah kedalaman 1919 m sudah **5 hari statik**, ada potensi separasi pada lumpur tersebut. Dengan sparasi tersebut kolom lumpur di interval 1919 m sampai bawah akan terjadi perbedaan berat lumpur yang berpotensi dinding formasi runtuh.

Diputuskan untuk cabut rangkaian sampai *surface* dan masuk rangkaian bit 14-3/4” sampai di kedalaman 1919 m, Sirkulasi sambil masuk duduk, lakukan putar rangkaian dengan RPM 50 dan WOB 5 klbs, torque sempat tinggi sampai 12000, sehingga coba WOB di kurangi menjadi 2-1 klbs, torque normal dan masuk sampai 1940 m, kondisi *shaker* ada *cutting* tidak terbentuk goresan bit, analisis kami *cutting* tersebut adalah dari formasi yang menyempit sehingga pada saat di korek dengan bit maka akan rapuh, dan *cutting* tersebut pada saat *bottom up* bersih, artinya *cutting* tersebut bukan *cutting* rontokan dari perbedaan *pressure*.



Pada saat proses kondisikan lubang dilakukan deskripsi *cutting*, dan menunjukkan bahwa dari deskripsi *cutting* tersebut, *typical* jenis shale dikedalaman 1919 – 1940 m tersebut berbeda dengan interval sebelumnya dan interval sesudahnya, hal tersebut terlihat dari foto *microscop* saat dilakukan deskripsi.

Berdasarkan data tersebut sementara dapat disimpulkan bahwa *shale* pada interval kedalaman tersebut, mempunyai karakteristik *montmorilonite* yang lebih reaktif dibanding dengan *shale* di interval keadalaman Atas dan bawah dari interval 1919 -1940 m, hal tersebut juga dapat dilihat denganberkurangnya *Water Phase Salinity* pada interval diatas 1919 m dan dibawah 1940 m ada perbedaan, untuk *Water phase salinity* di atas kedalaman 1919 m nilainya 320000 ppm dan di bawah kedalaman 1940 *Water Phase Salinity*-nya adalah 320000 ppm, sedangkan di interval 1919 – 1940 m *Water Phase Salinitinya* sebesar 290000 ppm. Hal ini terbukti setelah dilakukan test LSM bahwa di kedalaman 1920 – 1928 m diperoleh adanya anomali *swelling* dan jauh perbedaan *swelling*-nya dengan interval kedalaman sebelum dan sesudahnya.

6.2. Penentuan Kedalaman pada Temperatur 100°C

Pada Sumur TTA-001 dengan ² *Mean Sea Level 0 m, Drill Floor 34.35 m above Datum, max recorded temperatures BHT 126.67 °C* pada kedalaman 2565.35 mMD. Estimasi temperatur 100°C pada kedalaman 2035.71 mMD. Pada Sumur TTA-001, *based on MWD circ temp @2960 mMD : 99 °C*.

6.3. Penentuan *Normal Compaction Trend* (NCT)

Plot data *sonic log (DT Compression)* atau DTCO pada Sumur OP-001 dan OP-002, ditunjukkan pada **Gambar 6.1**. Pada garis biru dengan dikorelasikan Top Formasi. Pada data DTCO tersebut untuk mengetahui Top dari *overpressure*, dilakukan penarikan *Normal Compaction Trend (NCT)*. NCT ini mereprestasikan *trend* batuan terkompaksi sempurna. Apabila data DTCO yang tidak mengikuti NTC tersebut, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 6.1** antara *Upper Baong Sand* dengan *Top Middle Baong Fm* di Sumur OP-001 dan Sumur OP-002 menunjukkan adanya batuan tidak terkompaksi sempurna (*Top Overpressure*) pada kedalaman tersebut.



6.4. Penentuan Mekanisme Pembentukan *Overpressure* (*Overpressure Generating Mechanism*)

Respons data *wireline log* akan menunjukkan dua kriteria dasar mekanisme pembentukan *overpressure*, yaitu “*loading*” dan “*unloading*”.

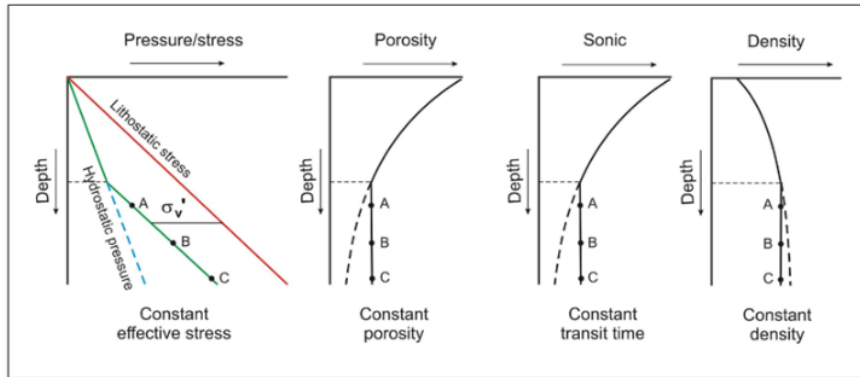
6.4.1. Karakteristik *Loading Mechanism*

Pada *wireline log* menunjukkan bahwa *porosity data* konstan dan tekanan pori sejajar dengan *lithostatic stress* di bawah *top overpressure*, yang didasarkan dari asumsi sederhana, termasuk litologi seragam, tidak ada fluida yang keluar, tidak ada perubahan suhu, dan tidak ada diagenesis. Profil tekanan pori paralel litostat yang terkait dengan porositas konstan biasanya diperkirakan dalam rangkaian *mud-rich* muda yang mengalami penguburan cepat di cekungan sedimen dan umumnya dianggap sebagai diagnostik pepadatan disekuilibrium. Mekanisme *loading* akan menunjukkan tren *sonic log* dan *density log* yang konstan, yang disebabkan oleh tingkat retensi laju pepadatan fluida pori dari batuan.

Penimbunan sedimen menyebabkan peningkatan *vertical stress*, atau *gravitational loading*, yang mana dapat berpotensi menimbulkan hadirnya *overpressure* dikarenakan kompaksi yang tidak seimbang (*Disequilibrium Compaction*). Pada proses kompaksi yang tidak seimbang, peningkatan tekanan merupakan hasil dari kompetisi antara laju pembebasan fluida dan *rate of vertical compaction* yang terjadi akibat adanya pemuatan gravitasional karena proses sedimentasi yang terus berlangsung.

Peningkatan *lateral stress* sebagai hasil dari kompresi tektonik (*tectonic compression*) juga dapat menyebabkan terjadinya *overpressure*, sebagaimana yang terjadi pada mekanisme *disequilibrium compaction*. Hal ini juga disebabkan oleh pembebanan gravitasional (*gravitational loading*). Sedimen dapat terkompaksi secara horizontal sama dengan proses kompaksi secara vertikal, tetapi jika fluida yang mengisi pori batuan tidak dapat lolos (bermigrasi akibat kompaksi batuan), maka tekanan pori akan meningkat dan tingkat kompaksi sedimen akan berkurang.

Gambar 6.2 menunjukkan profil kedalaman tekanan dan respons *wireline-log*, dimana *overpressure* disebabkan oleh *Loading Mechanism / disequilibrium compaction* (Osborne & Swarbrick 1997).



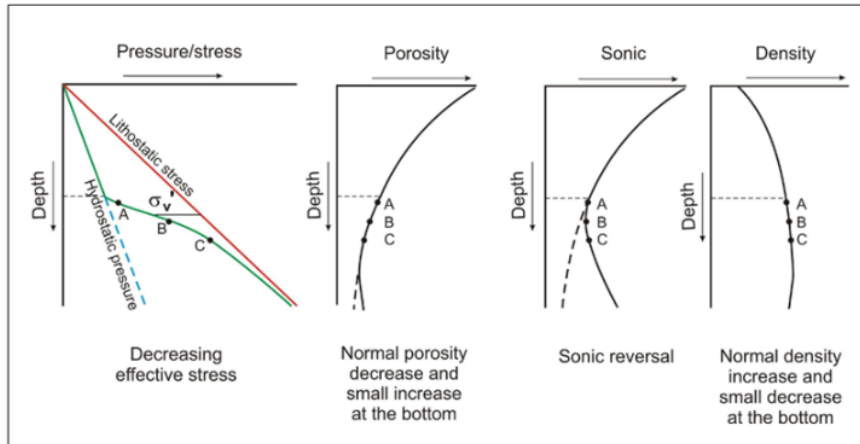
Gambar 6.2. Kartun menunjukkan profil kedalaman dan respons *wireline-log*, dimana *overpressure* disebabkan oleh *Loading Mechanism / disequilibrium compaction*: Nilai porositas konstan pada *neutron porosity log*, nilai waktu tempuh konstan pada *sonic log*, dan nilai densitas konstan pada *density log* (Osborne & Swarbrick 1997)

6.4.2. Karakteristik *Unloading Mechanism*

Unloading mechanism dapat menyebabkan tingkat *overpressure* yang tinggi melalui proses-proses yang menyebabkan *transfer load* dari kontak antar butir batuan menuju fluida yang mengisi pori batuan (Swarbrick et al. 2002). *Influx* dari fluida pori atau konversi dari matriks padatan menjadi fluida secara spontan akan menyebabkan peningkatan tekanan pori, jika fluida yang mengisi pori batuan tidak dapat lolos/terisolasi. Jika sebagian beban pada butir batuan berubah menjadi fluida, maka sejumlah *stress* yang sebelumnya diakomodasi oleh kontak antar butir batuan juga akan berpindah menuju fluida pori. Dengan kata lain volume fluida pori meningkat akibat transfer muatan (*load transfer*). Hal ini menyebabkan peningkatan tekanan pori. *Unloading mechanism* tersebut menyebabkan terjadinya penurunan nilai *effective stress*. Berbeda dengan *loading mechanism* yang tidak menyebabkan penurunan nilai *effective stress*, tetapi hanya menahan batuan untuk terkompaksi secara normal. Mekanisme ***unloading*** akan menunjukkan *sonic log* dimana arah yang berlawanan dari respons log dari tren normal karena fluida pori berkembang lebih cepat daripada laju kompaksi.

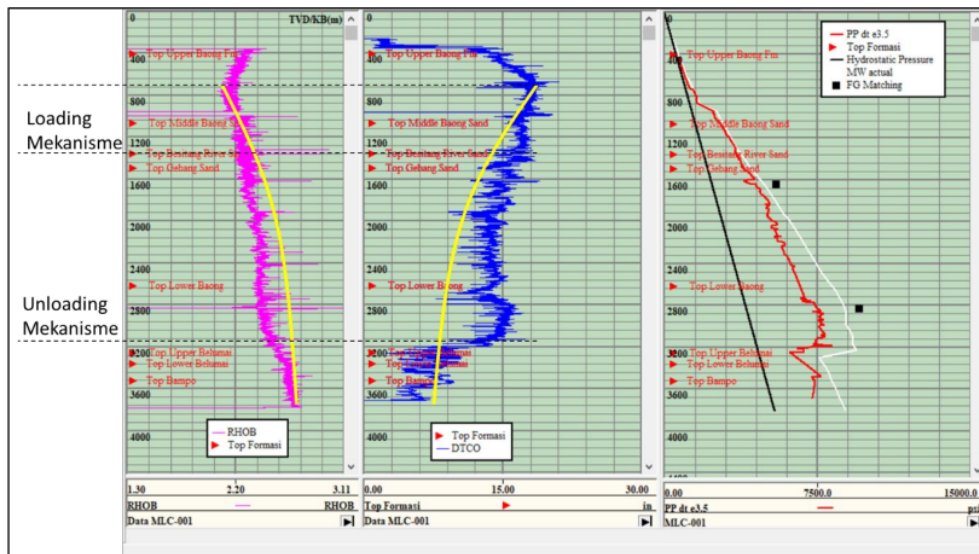
Proses geologi yang menyebabkan fluida pori meningkat dengan cara *load-transfer* dan menimbulkan terjadinya *unloading mechanism* diantaranya adalah proses *clay diagenesis*, seperti proses transformasi *smectite* menjadi *illite* (Lahann & Swarbrick 2011), *hydrocarbon generation* (Swarbrick et al. 2002), dan *lateral transfer* atau *vertical transfer* (Bowers 1995).

Gambar 6.3 menunjukkan profil kedalaman tekanan dan respons *wireline-log*, dimana *overpressure* disebabkan oleh *Unlading Mechanism /Fluid Expansion* (Osborne & Swarbrick 1997).



Gambar 6.3. Kartun menunjukkan profil kedalaman dan respons *wireline-log*, dimana *overpressure* disebabkan oleh *Unloading Mechanism*: Nilai porositas berkurang dan sedikit naik dibagian bawah pada *neutron porosity log*, nilai waktu tempuh berkebalikan pada *sonic log*, dan nilai densitas bertambah dan sedikit berkurang dibagian bawah pada *density log* (Osborne & Swarbrick 1997)

Gambar 6.4 menunjukkan mekanisme terbentuknya *overpressure* pada formasi yang ditembus pemboran sumur OP-001, berdasarkan hasil penarikan NCT (*normal compaction trend*).



Gambar 6.4. Mekanisme terbentuknya *overpressure* pada formasi yang ditembus pemboran Sumur OP-001



Dari **Gambar 6.4** menunjukkan hasil korelasi antara data *sonic log* dan *density log*, menunjukkan bahwa mekanisme *overpressure* di daerah penelitian terkait dengan *compaction-related (loading)* pada Formasi Baong sampai *Top Besitang Rivers Sand* dan *fluid expanding-related (unloading)* dari *Top Besitang Rivers Sand* sampai mendeati *Top Belumai*. Mekanisme *loading* disebabkan oleh laju sedimentasi yang cepat dari cekungan.

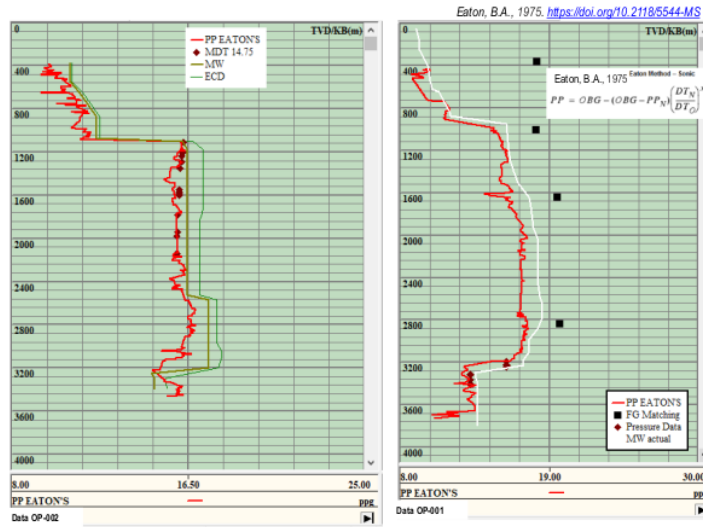
6.5. Estimasi Overpressure dengan Metode Eaton

Metode Eaton merupakan metode yang telah lama digunakan untuk mengestimasi nilai tekanan pori (Bois dan de Pazzis, 1994). Tekanan pori merupakan nilai tekanan fluida yang terkandung dalam rongga pori batuan. Metode ini pertama kali diaplikasikan oleh Eaton pada tahun 1975 untuk sumur overpressure di Gulf of Mexico (GOM)(Eaton 1975). Tekanan pori dapat diprediksi berdasarkan data sonic log dengan metode Eaton dengan **Persamaan-1** sebagai berikut:

$$PP = OBG - (OBG - PP_N) \left(\frac{DT_N}{DT_0} \right)^x \dots\dots\dots (1)$$

Berdasarkan **Persamaan-1** tersebut, maka disimpulkan nilai eksponen Eaton (x) bernilai 3 untuk *log sonic* dan 1,2 untuk *resistivity log*. Nilai eksponen Eaton tersebut dapat disesuaikan agar nilai tekanan pori yang diprediksi sesuai dengan data pengukuran tekanan reservoir. Proses penyesuaian tersebut disebut dengan “*cheatin with Eaton*”. Metode ini merupakan metode empiris yang tidak mempertimbangkan mekanisme pembentukan *overpressure*.

Contoh hasil perhitungan nilai tekanan pori menggunakan metode Eaton standar pada Sumur OP-001 dan OP-002 ditunjukkan pada **Gambar 6.5**. Nilai tekanan pori dari sumur OP-001 dan OP-002 di daerah penelitian bervariasi mulai dari normal hidrostatik hingga *overpressure*.



Gambar 6.5. Estimasi nilai tekanan pori di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Eaton.

6.6. Estimasi *Overpressure* dengan Metode Bower

Metode Bowers merupakan salah satu metode yang menggunakan kecepatan interval sebagai salah satu parameter perhitungan tekanan pori. Metode ini merupakan pengembangan dari metode Eaton untuk memperkirakan tekanan pori dari data *sonic velocity*. Metode ini pertama kali diaplikasikan oleh Bowers pada tahun 1995 untuk sumur *overpressure* di Gulf of Mexico (GOM) dan di *Central North Sea* (Bowers 1995).

Metode Bowers merupakan pendekatan *effective stress* yang menggunakan hubungan kurva *loading* dan *unloading* untuk memperhitungkan *overpressure* pada *undercompaction* dan *fluid expansion*. Kurva *unloading* akan selalu menghasilkan perkiraan tekanan pori yang lebih tinggi.

Untuk *Bower's loading* persamaannya adalah:

$$v = 5000 + A\sigma^B \dots\dots\dots(2a)$$

$$\sigma' = \left(\frac{v - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \dots\dots\dots(2b)$$

$$P = \sigma - \sigma' \dots\dots\dots(2c)$$

dimana:

v = kecepatan (ft/s)



A = effective stress (psi)

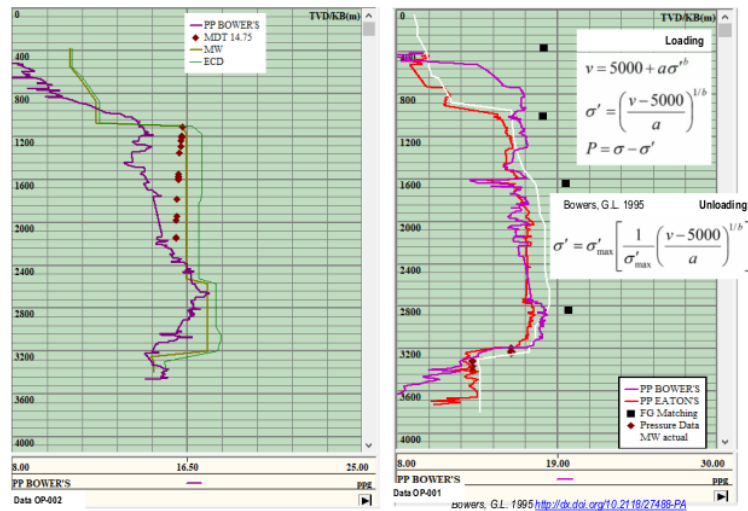
A & B = parameter yang dikalibrasi dengan data offset kecepatan vs effective stress.

Sedangkan, untuk **Bower's Unloading** persamaannya adalah:

$$\sigma' = \sigma'_{\max} \left[\frac{1}{\sigma'_{\max}} \left(\frac{v - 5000}{A} \right)^{1/B} \right] \dots\dots\dots(3a)$$

dimana: σ_{\max} and v adalah estimasi dari *effective stress* dan *velocity* pada awal *unloading*.

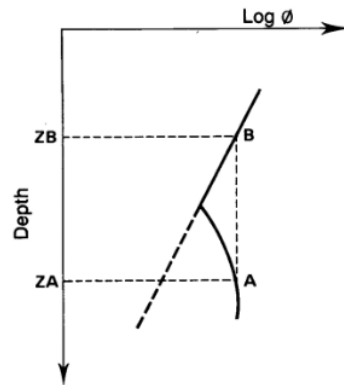
Contoh hasil perhitungan nilai tekanan pori menggunakan metode Bowers pada Sumur OP-001 dan OP-002 (**Gambar 6.6**). Nilai tekanan pori dari sumur OP-001 dan OP-002 di daerah penelitian bervariasi mulai dari normal hidrostatik hingga *overpressure*.



Gambar 6.6. Estimasi nilai tekanan pori di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Bowers.

6.7. Estimasi Overpressure dengan Metode Equivalent Depth

Aplikasi: *interval velocities*, "*d*" *exponent*, *shale density*, *resistivity/conductivity*, *sonic*, *density log and any direct or indirect measurements of clay porosity* (Mouchet, J.P., and Mitchell 1989).



Gambar 6.7. Prinsip metode *Equivalent Depth*

Prinsip: setiap titik A dalam *undercompacted clay* dikaitkan dengan *compacted* titik B. Kompaksi pada titik A identik dengan titik B (**Gambar 6.7**).

Kedalaman di titik B (ZB) disebut dengan *equivalent depth*, atau kadang sebut *isolation depth*. Fluida yang terkandung didalam pori-pori pada *shale* A telah mengalami semua *geostatic load in the course of burial* dari ZB ke ZA.

Estimasi *overpressure* dengan Metode *Equivalent Depth* digunakan rumus Terzaghi :

$$S = \sigma - P \dots\dots\dots(14)$$

Matriks stress (σ) ditransmisikan oleh kontak butir ke butir identik pada A dan B. Dengan mengetahui tekanan overburden (S), dan tekanan pori normal pada B (PB), σ_B dapat dihitung dengan Persamaan:

$$\sigma_B = S_B - P_B \dots\dots\dots(15)$$

dimana: $\sigma_B = \sigma_A$

Dengan mengetahui tekanan *overburden* di A (S_A), tekanan pori di A diperoleh:

$$P_A = S_A - \sigma_B \dots\dots\dots(16)$$

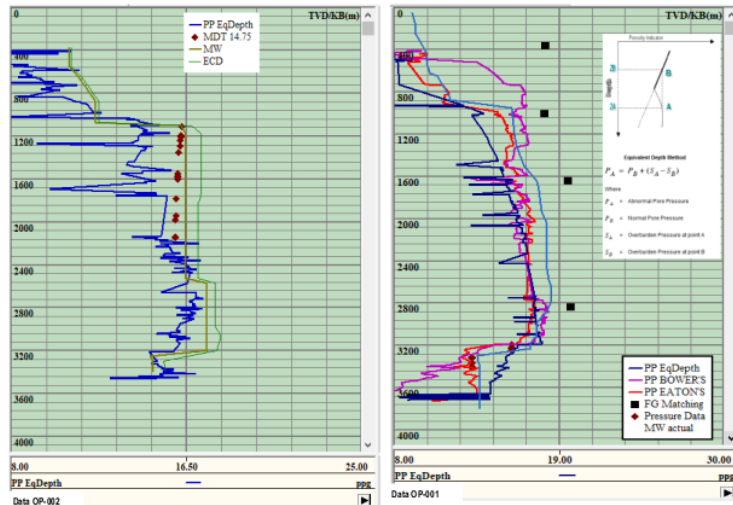
Kemudian, dengan mengeliminasi σ_A dan σ_B :

$$P_A = P_B + (S_A - S_B) \dots\dots\dots(17)$$

Contoh hasil perhitungan nilai tekanan pori menggunakan metode *Equivalent Depth* pada Sumur OP-0011 dan OP-002 ditunjukkan pada **Gambar 6.8**. Nilai tekanan pori dari sumur OP-



0011 dan OP-002 di daerah penelitian bervariasi mulai dari normal hidrostatik hingga *overpressure*.



Mouchet, J.P. and Mitchell, A. 1989. Abnormal Pressures While Drilling: Origins, Prediction, Detection, Evaluation. Paris: EIEP-Editions, Editions Technip, 255

Gambar 6.8. Estimasi nilai tekanan pori di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode *Equivalent Depth*.

6.8. Estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Eaton

¹ Tekanan rekah formasi adalah tekanan yang dapat ditahan oleh formasi, sebelum formasi tersebut rusak atau merekah. Apabila formasi rekah, maka lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi. Tekanan rekah formasi sering dinyatakan sebagai *fracture pressure gradient* (gradien tekanan rekah) untuk mempermudah perhitungan. Besarnya gradien tekanan rekah dipengaruhi oleh besarnya gradien tekanan *overburden*, gradien tekanan pori dan kondisi kekuatan batuan.

¹ Tekanan rekah formasi dapat didefinisikan sebagai *minimum horizontal stress* (Sh_{min}). Penentuan Sh_{min} dalam pembuatan geomekanika model sangat penting dan berkaitan dengan desain *mud weight* yang aman untuk digunakan dalam proses pemboran di suatu sumur (Zoback 2008). Nilai *mud weight* yang digunakan selama pemboran harus dijaga tetap berada di bawah gradien tekanan rekah untuk mencegah terjadinya *lost circulation*.

¹ Untuk menentukan nilai gradien tekanan rekah (*fracture pressure gradient*) dapat digunakan Metode Eaton.



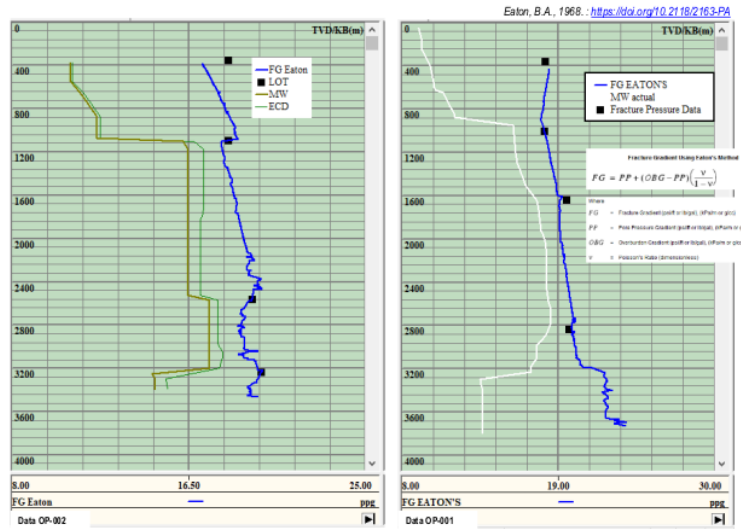
Parameter yang diperlukan pada perhitungan gradien tekanan rekah dengan metode ini masih sama dengan metode sebelumnya yaitu gradien tekanan pori dan gradien tekanan *overburden*, tetapi yang membedakan dalam metode adalah dibutuhkan nilai *Poisson ratio* (ν).

1 Penentuan gradien tekanan rekah dengan Metode Eaton adalah digunakan Persamaan-4 sebagai berikut:

$$FG = PP + (OBG - PP) \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \dots \dots \dots (4)$$

1 Besarnya nilai gradien tekanan rekah juga akan mempengaruhi besarnya nilai *shear failure gradient* (*collapse pressure gradient*) pada saat pembuatan geomekanika model. Semakin besar nilai gradien tekanan rekah, maka semakin besar pula nilai *shear failure gradient* (*collapse pressure gradient*). Apabila tidak diimbangi dengan nilai *mud weight* yang besar akan mengakibatkan masalah ketidakstabilan lubang bor.

Dalam estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Eaton (**Gambar 6.9**) menunjukkan bahwa nilai *Fracture Gradient* Eaton yang dihasilkan mendekati hasil dari *Leak-off Test* (LoT) sehingga metode Eaton menunjukkan metode yang akurat.



Gambar 6.9. Estimasi nilai *Fracture Gradient* di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Eaton.

6.9. Estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Daines

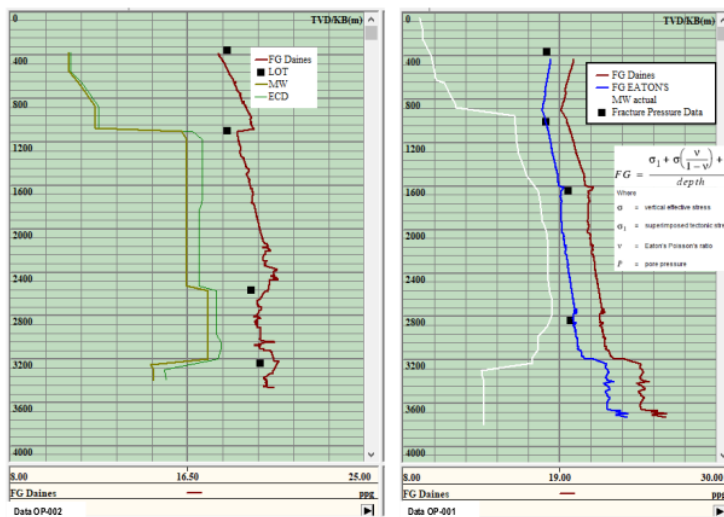
Daines (1982) mensuperposisikan tegangan tektonik horizontal σ_t ke persamaan Eaton. Mengekspresikan dalam bentuk *stress*, sebagai “tekanan minimum di dalam lubang bor yang



harus ditahan membuka dan memperpanjang patahan yang ada”, yang bisa ditulis dalam **Persamaan-5** sebagai berikut:

$$FG = \frac{\sigma_1 + \sigma_3 \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) + P}{depth} \dots\dots\dots(5)$$

Dalam estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Daines (**Gambar 6.10**) menunjukkan bahwa nilai yang dihasilkan terlalu tinggi atau melebihi nilai yang dimiliki oleh *Leak-off Test* (LoT) sehingga hasil yang didapatkan kurang akurat.



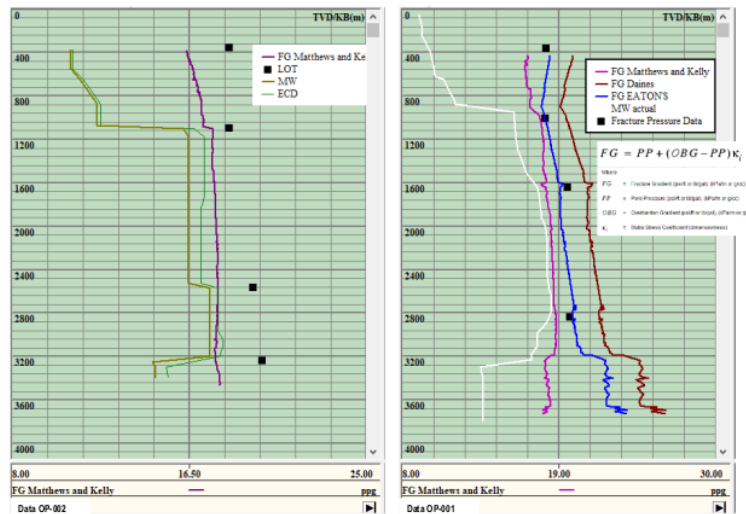
Gambar 6.10. Estimasi nilai *Fracture Gradient* di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-002 (kanan) menggunakan metode Daines.

6.10. Estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Matthew and Kelly

Estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Matthew & Kelly digunakan **Persamaan-6** sebagai berikut:

$$FG = PP + (OBG - PP)\kappa_i$$

Hasil prediksi *Fracture Gradient* dengan Metode Matthew & Kelly ditunjukkan pada **Gambar 6.11**, dimana terlihat bahwa nilai yang dihasilkan kurang atau lebih kecil dari nilai yang dimiliki oleh *Leak-off Test* (LoT) sehingga hasil yang didapatkan kurang akurat.



Gambar 6.11. Estimasi nilai *Fracture Gradient* di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Matthew and Kelly.

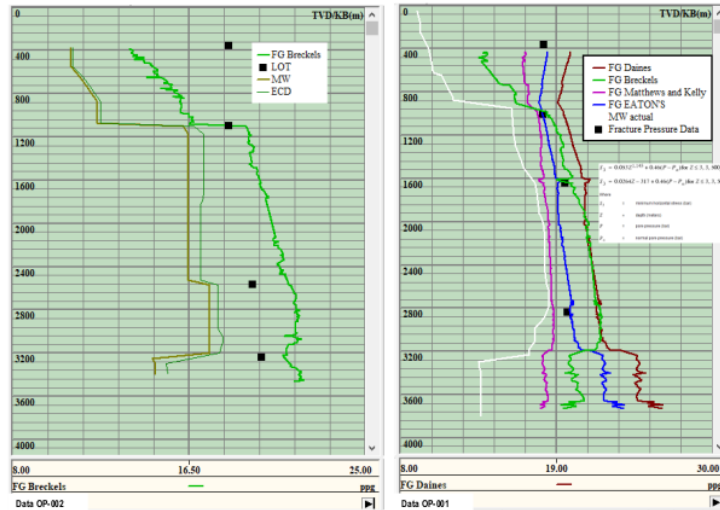
6.11. Estimasi *Fracture Gradient* dengan Breckels

Estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Brekels digunakan **Persamaan-7** dan **Persamaan-8** sebagai berikut:

$$S_3 = 0.053Z^{1.145} + 0.46(P - P_n) \text{ untuk } Z \leq 3,3, 500m \dots\dots\dots(7)$$

$$S_3 = 0.0264Z - 317 + 0.46(P - P_n) \text{ untuk } Z \leq 3,3, 500m \dots\dots\dots(8)$$

Hasil estimasi *Fracture Gradient* dengan Metode Breckels ditunjukkan pada **Error! Reference source not found.** dimana terlihat bahwa nilai yang dihasilkan pada kedalaman awal kurang dari *Leak-off Test* (LoT). Akan tetapi, saat melebihi kedalaman 1200 m garis pada grafik mulai mengalami kenaikan dari nilai yang dimiliki oleh *Leak-off Test* (LoT) yang kemudian diakhiri dengan penurunan nilai. Berdasarkan metode Breckels yang telah digunakan, hasil yang didapatkan kurang akurat.



Gambar 6.12. Estimasi nilai *Fracture Gradient* di Sumur OP-002 (kiri) dan OP-001 (kanan) menggunakan metode Breckels.

6.12. Validasi Hasil Prediksi PPF

Validasi hasil prediksi PPF sudah dilakukan pada saat pemilihan metode perhitungan *Pore Pressure Fracture Gradient* (PPFG) dengan data MDT untuk *Pore Pressure* (PP) dan LOT untuk *Fracture Gradient* (FG) pada Sub-Bab sebelumnya.

6.13. Klasifikasi Tipe *Stress* Batuan

Salah satu jenis tegasan (*stress*) yang biasa dikenal adalah tegasan yang bersifat seragam (*uniform-stress*) dan dikenal sebagai tekanan (*pressure*). Tegasan seragam adalah suatu gaya yang bekerja secara seimbang ke semua arah. Tekanan yang terjadi di bumi yang berkaitan dengan beban yang menutupi batuan adalah tegasan yang bersifat seragam. Jika tegasan ke segala arah tidak sama (tidak seragam), maka tegasan yang demikian dikenal sebagai tegasan diferensial. Tegasan diferensial dapat dikelompokkan menjadi 3 jenis, yaitu:

1. Tegasan tensional (*extensional stress*) adalah tegasan yang dapat mengakibatkan batuan mengalami peregangan atau mengencang.
2. Tegasan kompresional (*compressional stress*) adalah tegasan yang dapat mengakibatkan batuan mengalami penekanan.
3. Tegasan geser (*shear stress*) adalah tegasan yang dapat berakibat pada tergesernya dan berpindahya batuan.



6.14. Perhitungan Besaran dari Shear Failure Gradient

Besaran ¹ *shear failure gradient* dihitung dengan metode *Modified Lade* melalui perhitungan *software drillwork®* atau dengan perhitungan secara teoritis dengan **Persamaan-11** sebagai berikut:

$$SFG = 27 + nL - \frac{(I'_1)^3}{I'_3} \tag{11}$$

Hasil perhitungan besaran dari *Shear Faillure Gradient* ditunjukkan pada **Gambar 6.13**.

6.15. Perhitungan Prediksi S1, S2, dan S3

Menurut klasifikasi Anderson (1951) jenis sesar dibagi berdasarkan atas *principle stress*. *Principle stress* adalah *stress* yang bekerja tegak lurus bidang sehingga nilai komponen *shear stress* pada bidang tersebut adalah nol. Bidang tersebut dikenal sebagai bidang utama. Terdapat tiga *principal stress* yaitu *S1*, *S2*, dan *S3*, dimana $\sigma_1(S1) > \sigma_2(S2) > \sigma_3(S3)$. Dari tiga sumbu tersebut dipisahkan menjadi dua sumbu berdasarkan orientasi sumbu, yaitu sumbu horizontal (*Sh*) dan sumbu vertikal (*Sv*), dimana *Sh* terdiri dari dua sumbu yaitu sumbu horizontal maksimum (*Shmax*) dan sumbu horizontal minimum (*Shmin*), sedangkan *Sv* hanya memiliki satu sumbu saja. Sumbu inilah yang mengontrol terbentuknya klasifikasi sesar, yaitu sesar normal (*normal fault*), sesar naik (*reverse fault*), dan sesar mendatar (*strike-slip fault*).

Pada *normal faulting stress regime*, *minimum horizontal stress* adalah tegangan utama minimum dan dapat dihitung dengan mengasumsikan kondisi regangan uniaksial (*uniaxial strain condition*). Untuk batuan isotropik dan tanpa pengaruh *tectonic stress effect*, *minimum horizontal stress* dapat dihitung dengan **Persamaan-9** sebagai berikut:

$$Sh_{min} = \frac{\nu}{(1-\nu)}(Sv - \alpha Pp) + \alpha Pp \tag{9}$$

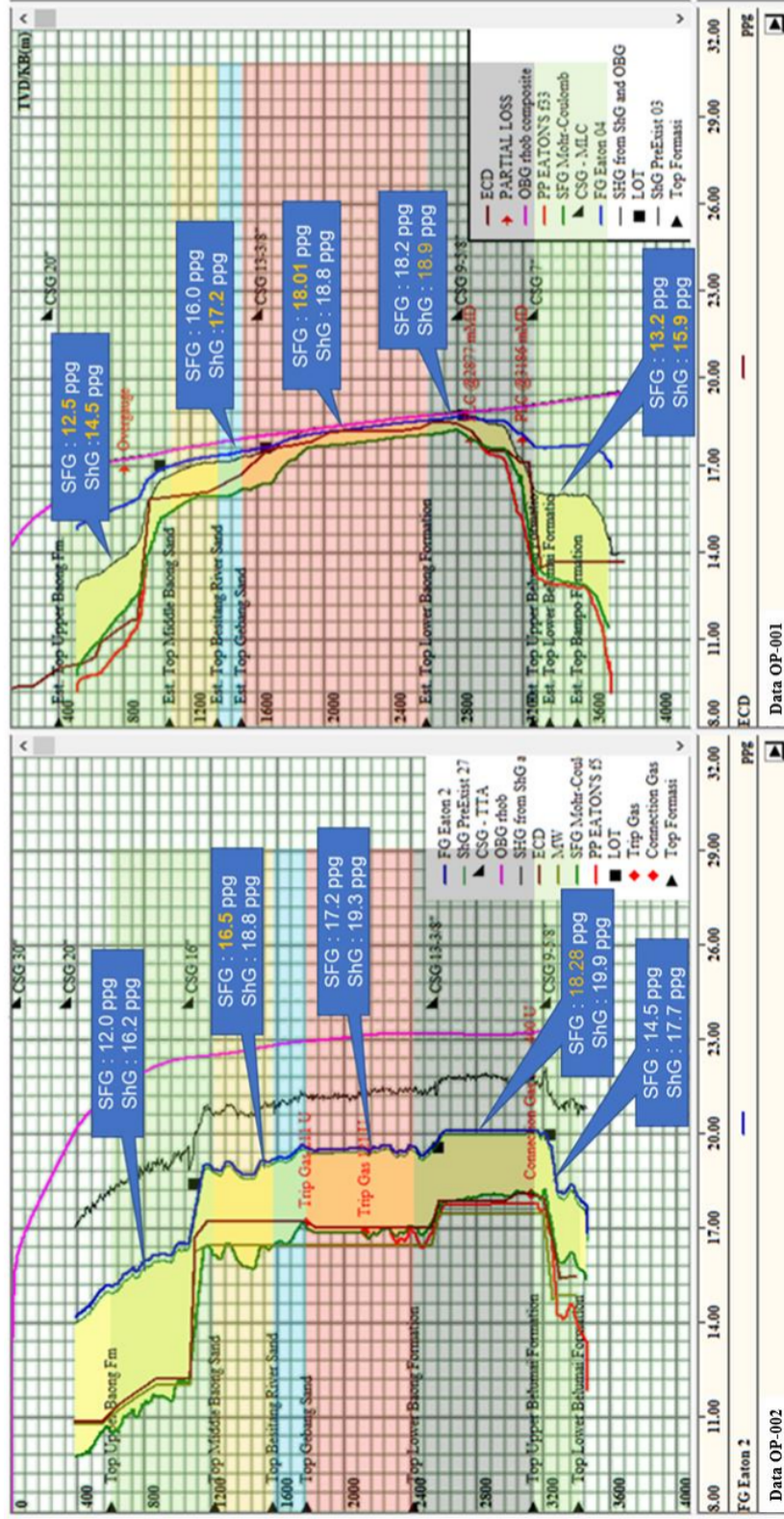
Nilai dan arah dari *maximum horizontal stress* perlu diketahui terutama untuk pemboran berarah, karena pemboran berarah ke *maximum horizontal stress* sebaiknya dihindari. Perhitungan *maximum horizontal stress* dapat dihitung dengan **Persamaan-10** sebagai berikut:

$$S_{Hmax} = S_{hmin} + k \times (OBG - S_{hmin}) \tag{10}$$

Hasil perhitungan prediksi dari *Shmin* dan *SHmax* ditunjukkan pada **Gambar 6.13**.



6.16. Rekomendasi Mud Weight untuk Program Pemboran Sumur Berdasarkan Model Geomekanik 1D Sumur OP-001 dan OP-002



Gambar 6.13. Rekomendasi *Mud Weight* untuk Pemboran Sumur Berdasarkan Model Geomekanik 1D di Area Cekungan Sumatera Utara



Berdasarkan hasil pemodelan geomekanik 1D (**Gambar 6.13**) direkomendasi *Mud Weight (MW)* untuk pemboran sumur di Area Cekungan Sumatera Utara pada masing-masing formasi, sebagai berikut:

- Formasi **Upper Baong Sand**: 12.5 – 14.5 ppg (1.50 – 2.74 SG)
- Formasi **Middle Baong Sand s/d BRS**: 16.5 – 17.2 ppg (1.98 – 2.06 SG)
- Formasi **Gebang Sand s/d Lower Baong**: 18.3 – 18.9 ppg (2.19 – 2.26 SG)
- Formasi **Gebang Sand s/d Lower Baong**: 13.2 – 15.9 ppg (1.58 – 1.90 SG)



REFERENSI

- Basuki, Don. 2017. "Geopressure Prediction." in *Workshop Pertamina (Persero)*.
- Bowers, Glenn L. 1995. "Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction." *SPE Drilling & Completion* 10(02):89–95. doi: 10.2118/27488-PA.
- Eaton, Ben A. 1975. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs." *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi: 10.2118/5544-MS.
- Hottman, G. E., and R. K. Johnson. 1965. "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties." *SPWLA 6th Annual Logging Symposium 1965* 2:717–22.
- Jorden & Shirley. 1999. "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection." *SPE Reprint Series* (49):19–26. doi: 10.2118/1407-pa.
- Lahann & Swarbrick. 2011. "Overpressure Generation by Load Transfer Following Shaleframework Weakening Due to Smectite Diagenesis." *Geofluids* 11:362–375.
- Matthew & Kelly. 1967. "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradien." *Oil and Gas Journal* 65, 92–106.
- McClendon, Rehmand. 1971. "Measurement of Formation Pressure from Drilling Data." *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* 3601.
- Mouchet, J.P., and Mitchell, A. 1989. *Abnormal Pressures While Drilling: Origins, Prediction, Detection, Evaluation (Vol. 2)*. Editions T.
- Osborne & Swarbrick. 1997. "Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: A Reevaluation." *AAPG Bulletin* 81(6).
- Pennebaker. 1968. "An Engineering Interpretation of Seismic Data." *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* 2165.
- Swarbrick, Richard, Mark Osborne, and G. Yardley. 2002. "Comparison of Overpressure Magnitude Resulting from the Main Generating Mechanisms." Pp. 1–12 in *AAPG Memoir*.
- Whitehead, W. S., E. R. Hunt, and S. A. Holditch. 1987. "The Effects of Lithology and Reservoir Pressure on the In-Situ Stresses in the Waskom (Travis Peak) Field." in *All Days*. SPE.
- Zamora, Mario. 1974. "Practical Analysis of Drilling Mud Flow in Pipes and Annuli." *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* SPE-4976-M.
- Zhang, Jincai. 2013. "Borehole Stability Analysis Accounting for Anisotropies in Drilling to Weak Bedding Planes." *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 60:160–70. doi: 10.1016/j.ijrmms.2012.12.025.
- Zhang, Jincai. 2019. *Applied Petroleum Geomechanics*.
- Zoback, Mark. 2007. "Reservoir Geomechanics." in *Cambridge University Press*.
- Zoback, Mark. 2008. "Reservoir Geomechanics Week 1 – Lecture 1 Course Overview Why Is Geomechanics Important ? Drilling and Reservoir Engineering." in *Stanford University*.

ISBN 978-602-5534-94-2



**Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat (LPPM)
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta
2021**

Prosedur Pemodelan Geomekanik 1D Berdasarkan Data Log Sumur dan Aplikasinya

ORIGINALITY REPORT

7%

SIMILARITY INDEX

8%

INTERNET SOURCES

2%

PUBLICATIONS

0%

STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1

repository.trisakti.ac.id

Internet Source

4%

2

link.springer.com

Internet Source

2%

3

docplayer.info

Internet Source

2%

Exclude quotes On

Exclude matches < 2%

Exclude bibliography On