

**PREDIKSI TEKANAN PORI PADA SUMUR "MON"  
LAPANGAN "TRIX" MENGGUNAKAN METODA EATON**

**JURNAL TUGAS AKHIR**

**AULIYA RAHMAN JAY  
124.16.026**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN  
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG  
KOTA DELTAMAS  
2020**

**LEMBAR PENGESAHAN**

**PREDIKSI TEKANAN PORI PADA SUMUR "MON"  
LAPANGAN "TRIX" MENGGUNAKAN METODA EATON**

**JURNAL TUGAS AKHIR**

**AULIYA RAHMAN JAY  
124.16.026**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,  
Kota Bekasi, 22 Desember 2020  
Pembimbing



(Ganesha Rinku Darmawan, S.T., M.T.)

**PREDIKSI TEKANAN PORI PADA SUMUR "MON"  
LAPANGAN "TRIX" MENGGUNAKAN METODA EATON**  
Auliya Rahman Jay\* dan Ganesh Rinku Darmawan, S.T., M.T.\*\*

Institut Teknologi dan Sains Bandung

---

**Abstrak**

Fenomena waktu tidak produktif saat kegiatan pengeboran 40% terjadi akibat dari permasalahan mengenai tekanan di bawah permukaan. Identifikasi dan prediksi tekanan pori suatu formasi sangat menentukan keberhasilan proses pengeboran. Maka dari itu, prediksi dan analisis tekanan pori yang baik mutlak dibutuhkan untuk mengoptimalkan proses pengeboran seperti perencanaan casing design, estimasi berat lumpur, dan mitigasi bencana pengeboran akibat zona over pressure, serta dapat menekan biaya dalam operasional pengeboran itu sendiri.

Untuk keberhasilan dan keselamatan aktivitas pengeboran, beberapa parameter tekanan yang harus diperhatikan, seperti tekanan pori (pore pressure), tekanan rekah (fracture pressure), dan tekanan overburden. Definisi tekanan merupakan gaya yang diakibatkan oleh berat batuan formasi. Sedangkan tekanan pori merupakan tekanan yang disebabkan oleh fluida (gas, minyak dan air) yang terdapat didalam pori batuan tersebut. Tekanan rekah sendiri merupakan total dari tekanan yang dapat ditahan oleh formasi sebelum suatu formasi tersebut rusak atau pecah. Tekanan overburden merupakan tekanan yang menekan suatu titik formasi pada kedalaman tertentu akibat berat total batuan dan fluida diatas kedalaman formasi tersebut.

Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh hasil dari prediksi tekanan pori dari data sonic log sumur "MON" pada lapangan "TRIX". Selain itu, pada penelitian ini pula dilakukan penentuan eksponen Eaton yang tepat untuk prediksi tekanan pori. Setelah itu dilakukan kalibrasi hasil prediksi guna mengetahui keberhasilan perhitungan.

Berdasarkan kalibrasi hasil perhitungan tekanan pori, terdapat tekanan hidrostatik akibat mud weight yang lebih besar dibandingkan tekanan rekah pada kedalaman 2700 ft. Pada saat kondisi pemboran dikedalaman tersebut terjadi indikasi loss, namun dapat diatasi dengan penggunaan LCM. Pada bagian LOT 1 dan LOT 2 kemungkinan terjadi adanya abnormaly high pressure dengan mekanisme loading yang ditandai dengan nilai tiap LOT lebih besar dari tekanan rekah. Khusus pada LOT 2 terjadi formation breakdown pressure dimana harga LOT lebih besar dibandingkan overburden. Zona overpressure terdapat pada kedalaman 3542 ft, indentifikasi tersebut diperkuat dengan menurunnya nilai densitas seiring bertambahnya kedalaman dan juga naiknya nilai transit-time seiring bertambahnya kedalaman yang menandakan adanya overpressure pada kedalaman tersebut.

Kata kunci : Tekanan Pori, Metoda Eaton & overpressure.

**Abstract**

*The phenomenon of non-productive time when drilling activities occurs 40% due to problems with subsurface pressure. Identification and prediction of the pore pressure of a formation will determine the success of the drilling process. Therefore, a good prediction and analysis of pore pressure is absolutely necessary to optimize the drilling process such as casing design planning, mud weight estimation, and mitigation of drilling disasters due to over pressure zones, as well as reducing costs in the drilling operation itself.*

*For the success and safety of drilling activities, several pressure parameters must be considered, such as pore pressure, fracture pressure, and overburden pressure. The definition of pressure is the force caused by the weight of the formation rock. While the pore pressure is the pressure caused by the fluids (gas, oil and water) contained in the rock pores. The fracture pressure itself is the total pressure that a formation can withstand before a formation breaks or breaks. Overburden pressure is the pressure that presses a formation point at a certain depth due to the total weight of the rock and fluid above the depth of the formation.*

*This research was conducted with the aim of obtaining the results of the pore pressure prediction from the sonic log data of the well "MON" in the "TRIX" field. In addition, this study also conducted the determination of the correct Eaton exponent for prediction of pore pressure. After that, the prediction results are calibrated to determine the success of the calculation.*

*Based on the calibration of the pore pressure calculation results, there is a hydrostatic pressure due to mud weight that is greater than the fracture pressure at a depth of 2700 ft. When the deep drilling*

*condition occurs, there is an indication of loss, but it can be overcome by using LCM. In the LOT 1 and LOT 2 sections, there is a possibility of abnormal high pressure with a loading mechanism which is indicated by the value of each LOT being greater than the fracture pressure. Especially for LOT 2, there was a formation breakdown pressure where the LOT price was higher than the overburden. The overpressure zone is at a depth of 3542 ft, this identification is strengthened by decreasing the density value with increasing depth and also increasing the transit-time value as the depth increases, which indicates an overpressure at that depth.*

*Keywords : Pore Pressure, Eaton Method & overpressure*

\*) Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung, Angkatan 2016

\*\*\*) Pembimbing Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung

---

## **1. Pendahuluan**

Identifikasi dan prediksi tekanan pori suatu formasi sangat menentukan keberhasilan proses pengeboran. Untuk keberhasilan dan keselamatan aktivitas pengeboran, beberapa parameter tekanan yang harus diperhatikan, seperti tekanan pori (pore pressure), tekanan rekah (fracture pressure), dan tekanan overburden. Definisi tekanan merupakan gaya yang diakibatkan oleh berat batuan formasi. Sedangkan tekanan pori merupakan tekanan yang disebabkan oleh fluida (gas, minyak dan air) yang terdapat didalam pori batuan tersebut.

Parameter tekanan tersebut perlu di perhitungkan dengan teliti, baik menggunakan data seismic maupun menggunakan data logging pada saat proses pemboran dilakukan. Perhitungan penentuan tekanan pori dapat dilakukan menggunakan data-data logging sonic, resistivity, gamma ray, dll menggunakan metoda Eaton, Bowers, Tau dan metoda D-Exponent.

Metoda Eaton (1975) mempresentasikan kondisi-kondisi tekanan pori yang melebihi tekanan normalnya, atau biasa di sebut dengan tekanan abnormal. Sebaliknya, juga dapat melihat tekanan subnormalnya, namun kelemahan metoda ini

adalah metoda ini hanya dapat dilakukan pada formasi shale, sehingga harus dilakukan cut off data terhadap lapisan-lapisan yang mempunyai nilai shale volume yang rendah. Permasalahan yang dapat timbul akibat tekanan abnormal adalah caving, sloughing dari batuan shale sehingga mengakibatkan pipa bor sering terjepit. Metoda Eaton umumnya menggunakan nilai eksponen = 3. Namun, nilai tersebut merupakan nilai untuk daerah Gulf of Mexico, karena metoda Eaton dikembangkan di lapangan Gulf Mexico, sehingga perlu dilakukan perhitungan untuk menentukan nilai eksponen pada setiap daerah.

Tugas akhir ini, penulis menggunakan Software Interactive Petrophysics V3.5 untuk mengestimasi tekanan pori dengan data-data log sonic sesuai dengan metode yang dikembangkan oleh Eaton.

## **2. Tinjauan Pustaka**

### **2.1 Tekanan Formasi dan Gradien Rekah**

#### **a. Tekanan Formasi Normal**

Tekanan formasi normal adalah tekanan yang disebabkan oleh berat fluida yang berada dalam pori batuan. Jika perlapisan sedimen

terendapkan di dasar laut, maka butir-butir sedimen tersebut akan terkompaksi satu sama lainnya, sehingga air akan keluar dari ruang pori batuan tersebut. Jika proses tersebut berlangsung dengan baik, dan air bawah permukaan masih tetap berhubungan dengan laut di atasnya melalui ruang pori yang saling berhubungan, maka akan menghasilkan tekanan hidrostatik. Gradien hidrostatik (psi/ft) nilainya bervariasi tergantung dari densitas fluidanya.

b. Tekanan Formasi Abnormal

Tekanan abnormal biasanya berkaitan dengan adanya sealing mechanism. Penyekatan (sealing) mencegah adanya kesetimbangan tekanan yang terjadi dalam urutan proses geologi. Sekat (seal) terbentuk oleh adanya penghalang permeabilitas (permeability barrier) yang dihasilkan dari proses fisika maupun kimia. Physical seal (penyekat fisik) dihasilkan dari patahan selama proses pengendapan atau pengendapan butir-butir material yang lebih halus. Chemical seal atau penyekat kimia berasal dari kalsium karbonat yang terendapkan sehingga terjadi pembatas permeabilitas.

c. Tekanan Subnormal

Tekanan subnormal didefinisikan sebagai tekanan formasi yang memiliki nilai lebih rendah dari tekanan normal (tekanan hidrostatik). Tekanan subnormal

umumnya terjadi karena formasi telah terdeposit atau sering disebut sebagai depleted zone. Pada beberapa kemungkinan, tekanan pori subnormal mungkin terjadi karena proses natural yang berhubungan dengan sejarah stratigrafi, tektonik dan geokimia dari sebuah area. Akan tetapi, penyebab paling utama dari tekanan subnormal adalah karena aktifitas produksi.

d. Tekanan Rekah

Tekanan rekah adalah nilai tekanan yang diperlukan untuk membuat suatu formasi menjadi rekah. Umumnya tekanan rekah dinyatakan dalam ppg. Besarnya gradien tekanan rekah dipengaruhi oleh besarnya tekanan overburden, tekanan formasi dan kondisi kekuatan batuan. Gradien tekanan rekah harus diketahui untuk menentukan kekuatan dasar casing. Penentuan tekanan rekah dapat dilakukan secara langsung atau secara tidak langsung (menggunakan perhitungan). Penentuan secara langsung dapat dilakukan leak of test, yakni dengan memberikan tekanan secara terus menerus sampai batuan tersebut pecah, ditunjukkan dengan kenaikan tekanan secara terus menerus kemudian tiba-tiba menurun. Penentuan gradien tekanan juga dapat ditentukan berdasarkan perhitungan.

Penulis menggunakan Metoda Eaton dengan rumus

$$FG = \left(\frac{v}{1-v}\right)\left(OBG - \frac{P_f}{D_f}\right) + \left(\frac{P_f}{D_f}\right)$$

Dimana,

FG = Gradient Rekah, ppg

v = Rasio Poisson

OBG = Gradient overburden, umumnya menggunakan 1 psi/ft

Pf = Tekanan Formasi, psi

Df = Kedalaman Formasi, ft

e. Tekanan Overburden

Tekanan overburden, sering juga disebut dengan matrix stress overburden, didefinisikan sebagai tekanan yang dialami oleh formasi yang diakibatkan oleh berat total yang berada diatas formasi tersebut. Formasi yang berada di bagian bawah/point of interest terkompaksi oleh struktur formasi yang berada diatasnya. Di Indonesia, secara umum range harga gradien overburden ini bervariasi dari 0.8 psi/ft sampai 1.35 psi/ft. Berikut merupakan rumus tekanan overburden:

$$\sigma_{ov} = 0.052 \times \rho_b \times D$$

Dimana,

0.052 = Faktor konversi gradien tekanan pada skala lapangan (psi/ft)

$\sigma_{ov}$  = Tekanan overburden, psi

$\rho_b$  = Densitas batuan formasi, ppg

D = True Vertical Depth

## 2.2 Hubungan Log dengan Tekanan Abnormal

Log yang paling umum digunakan untuk mendeteksi zona tekanan abnormal adalah resistivity log, sonic log & density log. Log lain seperti neutron log, bisa digunakan tetapi kurang sensitive. Deteksi zona tekanan abnormal ditunjukkan adanya lapisan shale pada log. Di bawah tekanan kompaksi yang normal, porositas shale akan berkurang terhadap kedalaman akibat peningkatan tekanan overburden secara bertahap. Peningkatan porositas shale dalam zona bertekanan tinggi ditunjukkan oleh peningkatan porositas nyata dari shale pada log.

- Log Sonic dan Tekanan Abnormal

Interpretasi tekanan abnormal dari log sonic memerlukan pemisahan antara interval transit time shale dan pasir, dengan menggunakan log sinar gamma. Pemisahan ini disebut dengan cut off. Formasi shale ditandai dengan tingginya nilai dari pembacaan gamma ray yaitu lebih besar dari 30%, sehingga nilai yang lebih kecil dari batas ini akan dibuang atau dihiraukan. Perhitungan volume clay menggunakan rumus sebagai berikut:

$$V_{clayGR} = \frac{GR_{ditinjau} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Selanjutnya interval transit time yang dipakai merupakan hasil sand cut off log gamma ray tersebut.

Memasuki zona tekanan abnormal, porositas shale akan semakin besar dan diikuti dengan bertambahnya interval transit time terhadap

kedalaman. Kedalaman puncak dari overpressure adalah titik defleksi kurva transit time dari garis kompaksi normal menuju garis kompaksi abnormal. Sedangkan derajat pembelokannya merupakan selisih interval transit time antara dua garis kompaksi tersebut dan hal ini menggambarkan besarnya tekanan abnormal yang terjadi. Selisih pembacaan interval transit time ini didefinisikan sebagai anomaly sonic.

- Log Resistivitas dan Tekanan Abnormal

Sama seperti log sonic, interpretasi tekanan abnormal tinggi dari log resistivitas juga dibatasi oleh shale, yang di peroleh dari hasil sand cut off pada gamma ray log. Gagalnya fluida untuk keluar dari pori batuan karena laju sedimen yang lebih cepat dibandingkan laju kompaksinya akan menyebabkan tingginya kandungan fluida dalam zona tekanan abnormal. Sesuai dengan konsep resistivitas, semakin tinggi kandungan air maka akan semakin rendah resistivitasnya. Oleh karena itu, zona tekanan abnormal dari log resistivitas ditunjukkan oleh zona dengan nilai anomaly resistivitas shale yang rendah. Dalam kondisi normal, nilai resistivitas shale akan bertambah terhadap kedalaman. Dengan adanya perubahan trend kurva, nilai resistivitas menjadi berkurang terhadap kedalaman. Hal ini merupakan indicator adanya zona anomaly tekanan.

- Log Denitas dan Tekanan Abnormal

Pembacaan log densitas dalam interpretasi tekanan abnormal juga merupakan hasil dari sand cut off gamma ray. Dalam kondisi normal, densitas shale akan bertambah terhadap kedalaman, seiring dengan bertambahnya tekanan pembebanan dan kekompakan batuan. Memasuki zona tekanan abnormal, gagalnya kompaksi shale akan diikuti oleh tingginya kandungan fluida dalam formasi, dan akhirnya densitas shale berkurang terhadap kedalaman. Kedalaman puncak overpressure ditunjukkan oleh titik defleksi kurva densitas dari keadaan normal menjadi garis densitas abnormal.

### 2.3 Metode Prediksi Tekanan Pori

Metode pendeteksian tekanan pori terbagi atas dua bagian, yaitu metode kualitatif dan metode kuantitatif. Masing-masing metode penerapannya disesuaikan dengan data-data yang diperoleh saat itu. Apakah sebelum operasi pemboran atau ketika operasi pemboran sedang berlangsung. Jadi bisa saja kedua metode ini diterapkan secara berurutan atau bersama-sama sejak survey geologi sampai operasi pengeboran selesai.

- Metode Kualitatif

Metode ini merupakan metode pendeteksian tekanan pori ketika pengeboran sedang berlangsung. Metode ini tidak memberikan informasi besarnya tekanan abnormal pada suatu kedalaman. Metode kualitatif terbagi atas lima metode, yaitu metode paleontology,

korelasi sumur offset, anomaly temperature, resistivity cutting dan cutting.

- Metode Kuantitatif

Metode ini mendeteksi tekanan pori dimana informasi besarnya tekanan pada suatu kedalaman dapat diketahui. Metode ini terbagi menjadi lima metode, yaitu metode Analisa sesimik, Analisa log, overlay, densitas bulk, dan drilling equation. Masing-masing metode saling berkaitan dan digunakan sesuai dengan kondisi pengeborannya.

Metode yang dipakai pada jurnal ini merupakan metode Eaton (1975). Eaton merupakan metode kuantitatif dan menjelaskan jika mayoritas tekanan permukaan berasal dari pengaruh overburden atau disebut dengan primary overpressure (Eaton,1975). Overpressure ini terjadi karena proses penimbunan akibat cepatnya supply sedimen yang berfungsi sebagai seal sehingga fluida yang ada sebelumnya tidak dapat bergerak. Fluida yang terperangkap dalam sebuah kolom batuan akan memberikan respon sebagai aksi reaksi terhadap energi yang diberikan kepadanya. Respon yang diberikan fluida terhadap energi yang datang akibat beban yang makin bertambah di atasnya yang disebut overpressure primer.

Metode ini di terapkan di beberapa cekungan minyak bumi, tetapi tidak mempertimbangkan unloading effects. Hal ini membatasi penerapannya di daerah geologis yang rumit, seperti formasi dengan

uplifts. Untuk menerapkan metode ini, kita perlu menentukan waktu transit normal ( $\Delta t_n$ ). Pada tahun 1975 Eaton memperkenalkan persamaan empiris untuk memprediksi tekanan pori dari sonic compressional transit time,

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \times \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t}\right)^n$$

Dimana,

Ppg = Gradient Tekanan pori, ppg

OBG = Overburden gradient, ppg

P<sub>ng</sub> = Hydraulic pore pressure gradient, ppg

$\Delta t_n$  = Sonic transit time saat normal hydraulic pressure, us/ft

$\Delta t$  = Sonic transit time pada kedalaman yang diamati, us/ft

#### 2.4 Leak Off Test

Leak-off test dilakukan pada saat bit menembus formasi sedalam  $\pm 3-5m$ , setelah formasi di atasnya di casing. Dengan tujuan:

a. Mengetahui kekuatan batuan dibawah shoe terhadap tekanan maksimum yang dapat ditahan oleh formasi dibawah shoe. Hal ini berguna untuk melindungi kekuatan shoe dan mencegah terjadinya rekahan disekitar shoe yang dapat mengakibatkan invasi gas ke zona atau lapisan yang sudah di casing.

b. Menentukan Maximum Allowable Surface Pressure yaitu Batasan maximum surface pressure yang boleh diterapkan selama drilling operation tanpa mengakibatkan formasi rekah.

c. Dengan mengetahui MASP, juga bisa mengetahui maximum mud weight yang boleh diterapkan selama drilling operation, tanpa mengakibatkan formasi rekah.



d. Menentukan Kick Tolerance, yaitu maximum kick size yang masih bisa di tolerir untuk di handle. Parameter ini nantinya juga berperan untuk menentukan depth casing shoe yang aman dari sudut pandang well control issue.

e. Mengecek kualitas sealing di antara cement dengan casing.

Formation Integrity Test (FIT) / Mud Off Test pada dasarnya sama dengan Leak-off test tetapi tidak sampai leak (bocor). FIT dilakukan bila sudah diketahui Equivalent Mud Weight hasil LOT sumur sekitar lapangan yang berdekatan.

Jika LOT dilakukan sampai formasinya leak-off (mulai pecah), dan plotnya sampai break. Biasanya nilai EMW untuk FIT lebih rendah dari pada EMW untuk LOT. FIT juga biasa dilakukan di formasi yang punya tendensi lost circulation, atau formasi karbonat yang jika pecah bisa terjadi lost circulation.

### 3. METODE

Data yang digunakan pada penelitian ini menggunakan data primer berupa log terdiri dari Gamma Ray, Density Log, Resistivity Log dan Sonic Log. Untuk mendapatkan nilai pore pressure, terlebih dahulu dilakukan perhitungan volume shale dari data log gamma-ray dengan menggunakan persamaan berikut:

$$V_{clayGR} = \frac{GR_{ditinjau} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dalam hal ini, GR adalah nilai gamma ray yang diukur, GR<sub>max</sub> nilai gamma ray maksimum dan GR<sub>min</sub> nilai gamma ray minimum. Perhitungan volume shale ini untuk menentukan normal compaction trend

dari data log sonik untuk dilanjutkan pada perhitungan pore pressure.

Setelah itu dilakukan perhitungan tekanan overburden yang digunakan sebagai validasi dalam pengerjaan prediksi tekanan pori. Yang dilanjut dengan memperhitungkan tekanan fracture guna validasi dari kalibrasi tekanan pori.

Pada penentuan tekanan pori, “n” adalah koefisien eaton dengan rumus yang dikembangkan oleh Weakley dengan memperhitungkan litologi yang ada pada setiap lapisan demi menjamin kesinambungan dari tren *velocity* sehingga nilai koefisien n yang didapatkan dapat diaplikasikan pada semua sumur selama masih pada satu litologi yang sama.

Nilai koefisien n pada rumus eaton adalah nilai koefisien litologi pada lapangan Gulf Mexico dan penulis menggunakan rumus koefisien n dari Weakley pada data sumur MON dengan rumus:

$$n = \left( \frac{\log \left[ \frac{(OB - P)}{(OB - Pn)} \right]}{\log \left[ \frac{V}{Vn} \right]} \right)$$

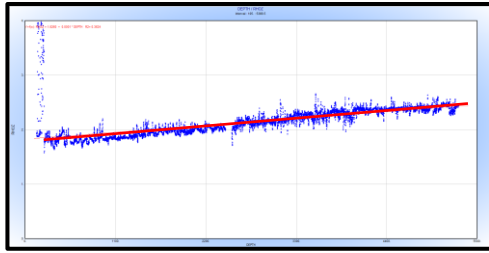
## 4 .HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Analisis Wireline Logging

#### a. Densiti Log

Density log berguna untuk mengetahui nilai densitas tiap lapisan. Hasil analisis density log bernilai pada interval 1.659 - 2.408 gr/cc. Data yang didapat dimulai dari kedalaman 146 ft sampai kedalaman 5277.5 ft. Oleh karena itu, untuk mengetahui nilai densitas setiap lapisannya dibuatlah grafik antara nilai densitas dengan kedalaman dalam ft. Saat terdapat lapisan yang mengalami tekanan abnormal, log densitas akan menunjukkan

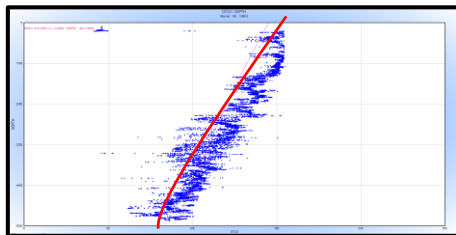
pembacaan yang lebih rendah dari normal trend-nya.



Gambar 1. Normal Trend Densitas

b. Sonic Log

Hasil analisis *sonic log* nilainya bervariasi pada interval 55-184  $\mu\text{sec}/\text{ft}$ . Berdasarkan plot *sonic log* terhadap kedalaman, terlihat bahwa distribusi nilai sonic semakin menurun seiring dengan bertambahnya kedalaman. Hal ini menunjukkan pola kompaksi normal. Saat terdapat lapisan yang mengalami tekanan *abnormal*, *sonic log* akan mendeteksi transit time yang lebih lama dibandingkan pada normal trend-nya.



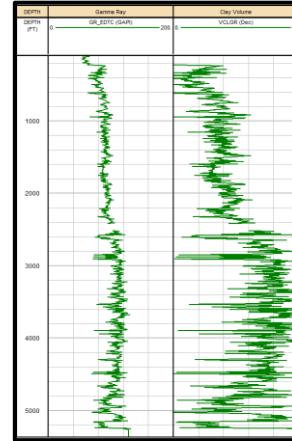
Gambar 2. Normal Trend Sonic

**4.2 Penentuan zona shale, non-shale dan NCT**

Untuk perhitungan volume shale guna mengetahui zona tersebut berkeandungan shale atau non-shale penulis menggunakan rumus yang telah diberikan pada bab dasar teori yaitu:

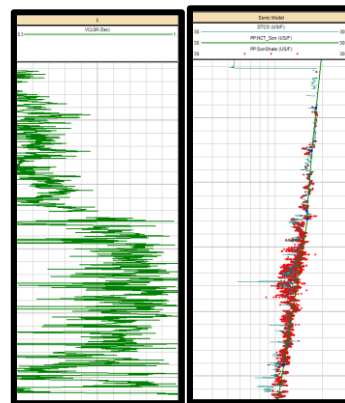
$$V_{clayGR} = \frac{GR \text{ ditinjau} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Data hasil perhitungan diplot terhadap kedalaman dan dapat dilihat hasilnya pada gambar dibawah:



Gambar 3. Log Gamma ray dan Clay Volume

Setelah didapatkan nilai volume *shale* pada semua kedalaman, selanjutnya adalah membuang nilai volume *shale* dibawah 30%. Selanjutnya, interval *transit time* yang dipakai merupakan hasil *cut off* dari *gamma ray* tersebut seperti gambar di bawah:



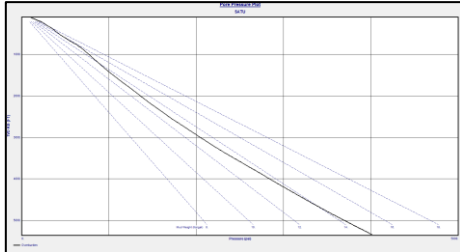
Gambar 4. Volume Shale Setelah Proses Cut off dan Normal Compaction Trend

**4.3 Penentuan Tekanan Overburden**

Tekanan overburden digunakan sebagai validasi dalam pengerjaan prediksi tekanan pori. Rumus dari dari tekanan overburden sebagai berikut:

$$\text{overburden} = 0.052 * \rho b * D$$

Setelah diperhitungkan hasilnya diplot terhaap kedalaman sehingga menghasilkan kurva sebagai berikut:



Gambar 5. Kurva Tekanan *Overburden*

#### 4.4 Penentuan Tekanan Fracture

Tekanan Fracture diperhitungkan menggunakan rumus eaton dengan rumus:

$$FG = \left( \frac{v}{1-v} \right) \left( OBG - \frac{P_f}{D_f} \right) + \left( \frac{P_f}{D_f} \right)$$

Keterangan:

FG = Gradient Rekah, ppg

v = Rasio *Poisson*

OBG = Gradient *overburden*, umumnya menggunakan 1 psi/ft

Pf = Tekanan Formasi, psi

Df = Kedalaman Formasi, ft

#### 4.5 Penentuan Tekanan Pori

Tekanan pori diperhitungkan menggunakan metoda Eaton *sonic log* dengan rumus:

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \times \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^n$$

Dimana,

Ppg = Gradient Tekanan pori, ppg

OBG = *Overburden gradient*, ppg

P<sub>ng</sub> = *Hydraulic pore pressure gradient*, ppg

Δt<sub>n</sub> = *Sonic transit time* saat normal hydraulic pressure, us/ft

Δt = *Sonic transit time* pada kedalaman yang diamati, us/ft

n = Koefisien Eaton

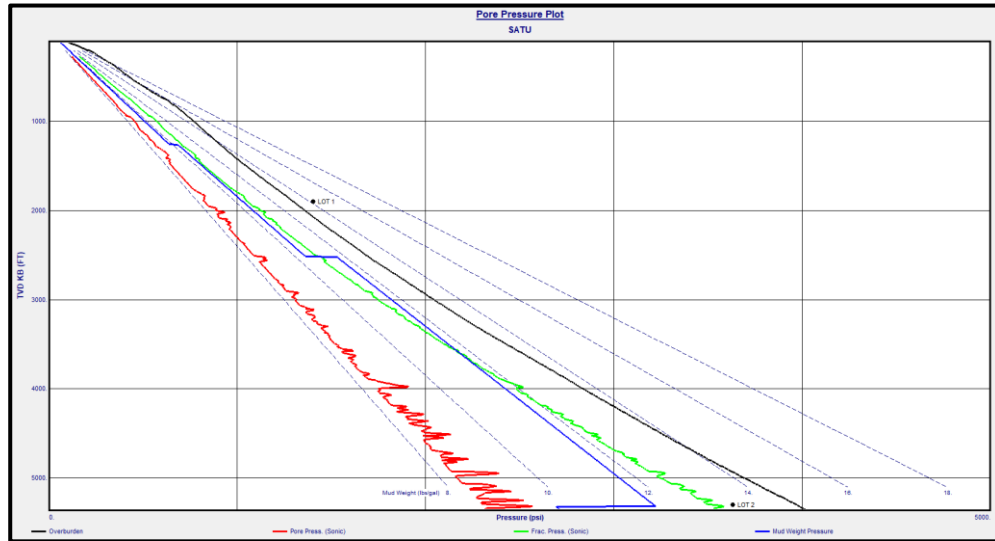
“n” adalah koefisien eaton dengan rumus yang dikembangkan oleh Weakley dengan memperhitungan litologi yang ada pada setiap lapisan demi menjamin kesinambungan dari tren *velocity* sehingga nilai koefisien n yang didapatkan dapat diaplikasikan pada semua sumur selama masih pada satu litologi yang sama.

Nilai koefisien n pada rumus eaton adalah nilai koefisien litologi pada lapangan Gulf Mexico dan penulis menggunakan rumus koefisien n dari Weakley pada data sumur MON dengan rumus:

$$n = \left( \frac{\log \left[ \frac{(OB - P)}{(OB - Pn)} \right]}{\log \left[ \frac{V}{Vn} \right]} \right)$$

Dengan rumus diatas, didapat nilai koefisien n pada sumur MON lapangan adalah sebesar 2.5636.

## Hasil Perhitungan Prediksi Tekanan Pori



Gambar 6 Hasil Kalibrasi Tekanan Pori, Mud Weight, Fracture Pressure dan Overburden Pressure

Tabel 1

LOT	Depth (ft)	Tekanan Pori (ppg)	Tekanan Overburden (ppg)	Tekanan Rekah (ppg)	Mud Weight (ppg)	LOT Pressure (ppg)
1	1902.89	8.327	13.107	10.631	9.74	14.161
2	5374.02	8.545	14.195	12.596	11.62	13.3

Grafik diatas memperlihatkan profil tekanan pori yang diturunkan menggunakan persamaan Eaton yang telah dikalibrasi terhadap nilai mud weight, tekanan fracture, tekanan *overburden* dan data leak off test dari sumur X. Pada plot tekanan pori, secara keseluruhan tekanan porinya berada pada keadaan gradient tekanan normal.

Garis tekanan pori merupakan batas bawah dari lumpur yang akan digunakan dalam pengeboran, sementara garis tekanan rekah merupakan batas atas dari lumpur yang akan digunakan dalam pengeboran. Pada hasil penelitian ini nilai *mud weight* sudah dalam nilai yang cukup aman untuk operasi pengeboran.

Tekanan rekah akan semakin besar seiring dengan semakin dalam suatu pengeboran. Tekanan rekah ini sangat dipengaruhi oleh *overburden* dan sedikit

sekali pengaruh dari jenis lithologinya dan tidak dipengaruhi oleh tekanan pori.

Selama pemboran, harga LOT harus lebih besar dari ekspektasi tekanan pori. Jika dalam pengeboran didapati situasi dimana tekanan pori sudah sama atau lebih tinggi dari harga LOT, maka pengeboran harus dihentikan untuk memasang *casing* terlebih dahulu sebelum keadaan semakin memburuk.

Hal yang perlu diperhatikan pada penelitian ini, pada kedalaman 2700ft - 3600ft terdapat nilai mud weight yang lebih besar dari tekanan fracture, kondisi ini dapat menyebabkan terjadinya *fract* pada formasi. Kondisi *fract* ini apabila tidak ditangani, dapat menyebabkan masalah yang lebih fatal seperti pecah formasi dan tentunya mengeluarkan biaya yang lebih besar.

Selanjutnya, data *Leak Off Test* (LOT) pertama pada kedalaman 1902.89 ft dan LOT kedua pada kedalaman 5374.02 ft terlihat nilainya lebih besar dari tekanan fracture dan tekanan overburden, hal ini kemungkinan terjadi karena adanya *abnomaly high pressure* atau keadaan tidak normal yang disebabkan oleh adanya *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*. Karena keterbatasan metoda Eaton (sesuai kapabilitas *software*) yang hanya dapat digunakan pada formasi *shale, bit tricone* dan temperature maksimum 100 °C, kemungkinan merupakan penyebab terjadinya deviasi pada tekanan rekah dikedua LOT. Evaluasi lebih lanjut untuk kalibrasi perlu dilakukan dengan menggunakan metode lain seperti FRD (*Fluid Retention Depth*), dll.

*Abnomaly high pressure* dapat terjadi di daerah dimana pengendapan sedimen berisi air oleh lapisan *impermeable* seperti *clay* dan *shale*, sehingga fluida tidak dapat bermigrasi dan tekanan meningkat pada situasi tersebut. Ketika

batuan *impermeable* seperti *shale* terkompaksi dengan cepat, fluida pada pori tersebut tidak selalu bisa bermigrasi dan kemudian harus menopang total kolom batuan di atasnya, hal ini menyebabkan tekanan formasi tinggi yang tidak normal. Tekanan berlebih ini biasa disebut dengan *overpressure* atau *geopressured*.

Mekanisme *loading* adalah *overpressure* yang disebabkan oleh peningkatan tekanan litostatik karena proses sedimentasi yang cepat. Akibatnya fluida dari pori-pori batuan tidak mampu keluar ke permukaan sehingga sedimen mengalami kompaksi yang gagal.

Berikutnya, pada LOT 1 didapati nilainya lebih besar dibandingkan nilai dari tekanan *overburden*. Dalam mekanika fraktur, hal ini disebut dengan *formation breakdown pressure*. *Formation breakdown pressure* didefinisikan sebagai tekanan kritis dimana *fract* terjadi diujung *fracture* yang sudah ada sebelumnya (Misalnya, *fract* alami yang memotorng lubang bor).

## 5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan Analisa dalam tugas akhir ini, dapat disimpulkan bahwa:

1. Penentuan tekanan pori menggunakan metode Eaton sesuai dengan software *Interactive Petrophysics V3.5* memiliki langkah-langkah sbb :
  - Perlu dilakukan analisa *normal trend* dari data *density* dan *sonic*.
  - Perlu dilakukan *cut-off Vshale*.
  - Dilakukan *Normal Compacion Trend*.
  - Mencari nilai *overburden*.
  - Memperhitungkan tekanan pori menggunakan metoda Eaton (1975).
2. Eaton Eksponen yang sesuai pada lapangan “MON” ini sebesar 2.5636.
3. Pada kedalaman 2700 ft sampai kedalaman 3600 ft, terlihat tekanan hidrostatik akibat *mud weight* lebih besar dibandingkan tekanan rekah formasi. Pada saat kondisi pemboran di kedalaman tersebut terjadi indikasi *loss* namun dapat diatasi dengan penggunaan LCM.
4. Data *Leak Off Test* (LOT) pertama pada kedalaman 1902.89 ft dan LOT kedua pada kedalaman 5374.02 ft terlihat nilainya lebih besar dari tekanan rekah dan tekanan *overburden*, hal ini kemungkinan terjadi karena adanya *abnormaly high pressure* dengan mekanisme

*laoding*, serta komparabilitas Metoda Eaton terhadap penentuan.

5. Pada LOT 2, terjadi *formation breakdown pressure* dimana harga LOT lebih besar dari harga *overburden pressure*.
6. Zona *overpressure* terdapat pada kedalaman 3542 ft, ditandai dengan menurunnya harga *density* seiring bertambahnya kedalaman dan juga naiknya harga *transit -time* seiring bertambahnya kedalaman yang menandakan bahwa adanya *overpressure* pada kedalaman tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Adams, Neal. 1985. *Drilling engineering*. Oklahoma: PennWell
- Departemen Pendidikan Nasional 2013. *Hambatan Pengeboran dan Pemancingan*. Jakarta: Departemen Pendidikan Nasional.
- Eaton, B.A. 1975: *The Equation for geopressured Prediction Well Logs: SPE paper 5544*
- Berry, Anis. 2009: *Estimasi tekanan formasi menggunakan metode tekanan efektif dan tekanan minimum dengan kalibrasi data log*. *Jurnal Fisika Dan Aplikasinya Paper Vol.5 No.1*
- Reza, M.S., Sapto, B.G., Karyanto. *Pemodelan Prediksi tekanan pori menggunakan metoda eaton’s berdasarkan data interval velocity pada lapangan hidrokarbon “ertiga”*. Bandar Lampung: Unila

Bourgoyne, A.T., Jr., Millheim, K.K.,  
Chenevert, M.E., Young, F.S., Jr. 1986.  
Applied Drilling Engineering. USA: SPE

Rubiandini, Rudi. 20120 Teknik operasi  
pemboran. Bandung: ITB

Bowers, G. L. 1995. Pore Pressure  
Estimation from velocity Data

Jincai Zhang. Pore pressure prediction from  
well logs: methods, modification and new  
approaches, USA.

Ugwu, G. Z. 2015. Pore pressure prediction  
using offset well logs : insight from Niger  
delta, Nigeria. Journal of Geophysics,  
Geochemistry and Geosystem 1:77-86.

Rabia, Hussain. 2004. Well Engineering and  
construction.