

# PEMODELAN PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE EATON'S BERDASARKAN DATA *INTERVAL VELOCITY* PADA LAPANGAN HIDROKARBON "ERTIGA", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

M. Reza Syaputra<sup>1</sup>, Bagus Sapto Mulyatno<sup>1</sup>, Karyanto<sup>1</sup>, Yudi Herdiana<sup>2</sup>

<sup>1</sup>) Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung

Jl. Prof. Dr. Soemantri Brodjonegoro No.1, Bandar Lampung 35145

<sup>2</sup>) PT Pertamina EP Paku Gajah Development Project (PGDP)

Jl. Prof. DR. Satrio No. 164, Jakarta Selatan 12950

\*email: rezageophysics23@gmail.com

## ABSTRAK

Prediksi tekanan pori merupakan sesuatu yang penting dalam proses eksplorasi dan pengeboran. Prediksi tekanan pori digunakan untuk optimalisasi pengeboran sumur-sumur eksplorasi, seperti perencanaan *casing design* sumur, estimasi berat lumpur pengeboran, dan antisipasi untuk mitigasi terhadap bencana pengeboran akibat zona *overpressure* dan *abnormal pressure*. Proses dalam penentuan tekanan pori secara konvensional hanya menggunakan data *wireline logs*, menjadikan tekanan pori yang didapatkan hanya terbatas secara vertikal dan tidak bisa menentukan nilai tekanan secara lateral. Maka, dibutuhkan data kecepatan yang diturunkan langsung dari data seismik yang mempunyai resolusi lateral yang kemudian ditransformasikan kedalam tekanan menggunakan metode yang dikembangkan oleh Eaton's untuk mendapatkan distribusi tekanan secara vertikal dan lateral. Lapangan ERTIGA memiliki kontras nilai tekanan yang cukup tinggi dari batuan *seal* Formasi Gumai menuju batuan reservoir Miocene Karbonat pada Formasi Baturaja. Hasil dari tekanan pori akan menunjukkan distribusi tekanan secara 2D dan 3D yang nantinya akan digunakan sebagai referensi dalam mengoptimalkan proses pengeboran pada Lapangan ERTIGA Cekungan Sumatera Selatan. Berdasarkan hasil interpretasi dan analisis didapatkan hasil prediksi tekanan pori secara 1D dan 2D pada kisaran nilai 1583.277 sampai 2438.162 psi pada sumur TK-01, kemudian 1628.075 sampai 2923.607 psi pada sumur TK-02, dan 1579.984 sampai 2336.721 psi pada sumur TK-04. Sehingga proses pengeboran pada Lapangan Ertiga Cekungan Sumatera Selatan dapat berjalan dengan baik dan optimal.

## ABSTRACT

Pore pressure prediction is important in exploration and drilling processes. Pore pressure prediction is used to optimize drilling of exploration wells, such as well casing design, drilling mud weight estimation, and anticipation for mitigation of drill disaster due to overpressure zone and abnormal pressure. The determination of conventional pore pressure used only wireline log data, making the pore pressure obtained was only limited vertically and could not determine the value of pressure laterally. Thus, velocity data derived directly from the seismic data was required to transformed it into pressure using the method developed by Eaton's to obtain a vertical and lateral pressure distribution. The ERTIGA field has a high enough pressure value contrast from the Gumai Formation seal rock to the Miocene Carbonate reservoir rock in the Baturaja Formation. The results of pore pressures showed the 2D and 3D pressure distribution which used as a reference in optimizing the drilling process at the South Sumatra Basin ERTIGA Field. Based on the results of interpretation and analysis, the result of pore pressure prediction was 1D and 2D in the range of values of 1583.277 to 2438.162 psi at wells TK-01, then 1628.075 to 2923.607 psi at TK-02 wells, and 1579.984 to 2336.721 psi at TK-04 wells. So that the drilling process at Ertiga Field of Sumatera Selatan Basin can run well and optimally.

Keywords :Pore Pressure, Overpressure, Eaton's method, Velocity derived from seismic.

## 1. PENDAHULUAN

Identifikasi dan prediksi tekanan pori suatu formasi sangat menentukan keberhasilan proses pengeboran, menurut Dodson (2011), tekanan pori memegang presentase sebesar 27 % dalam

keberhasilan pengeboran, disusul dengan kestabilan lubang bor sebesar 17 %. 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 overpressure, serta dapat menekan biaya dalam operasional pengeboran itu sendiri.

Lapangan Hidrokarbon ERTIGA terletak pada cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada sub Cekungan Palembang Selatan. Sub Cekungan ini terletak di tepi baratdaya Cekungan Sumatera Selatan dan diantara Pegunungan Barisan serta Cekungan Palembang Tengah. Sejarah pada lapangan ERTIGA, sejauh ini belum ditemukan masalah overpressure yang cukup signifikan pada sumur yang mengakibatkan *blow out*, namun bukan berarti tidak berpotensi untuk terjadinya masalah-masalah pengeboran lainnya. Formasi Gumai pada lapangan ini merupakan lapisan seal (tudung) dalam petroleum sytem cekungan Sumatera Selatan, dengan litologi dominan Shale yang cukup tebal. Hal ini mengindikasikan ciri-ciri dari zona overpressure, dimana suatu fluida terperangkap didalam suatu formasi batuan *impermeable* dan tidak bisa keluar sampai terjadinya proses kompaksi batuan, sehingga fluida yang terperangkap tersebut dapat mengakibatkan permasalahan pada proses pengeboran, kemudian perubahan tekanan pada Formasi Gumai dan Formasi Baturaja cukup signifikan, dimana ketika memasuki batas Formasi Baturaja (TOP BRF) tekanan mengalami penurunan yang cukup rendah, sehingga hal ini mengakibatkan perlunya analisis dari estimasi lumpur pengeboran dan penentuan design casing yang baik agar dapat memberikan solusi dari permasalahan tersebut.

Maka dari itu, dibuatlah suatu pemodelan distribusi tekanan yang ditransformasikan dari data kecepatan secara 3D dan 2D untuk melakukan evaluasi secara keseluruhan dan melakukan perencanaan-perencanaan lanjutan yang berhubungan dengan prediksi tekanan pori dan estimasi berat lumpur pengeboran untuk mengoptimalkan proses eksplorasi dan pengeboran pada lapangan ERTIGA ini.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

Lapangan “ERTIGA” terletak di cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatera Basin*). Cekungan ini terletak dibagian selatan pulau Sumatera, dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh di bagian Utara, Pegunungan Bukit Barisan disebelah Barat, serta tinggian Palembang dan Lampung di bagian Timur.

Cekungan Sumatera Selatan seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 1**. adalah cekungan busur belakang berumur Miosen Tengah-Pleistosen yang terbagi kedalam tiga sub-cekungan besar, yaitu sub-cekungan Jambi, sub-cekungan Palembang Tengah, dan sub-cekungan Palembang Selatan, dimana lapangan ERTIGA terletak pada Sub Cekungan Palembang Selatan. kerangka tektonik dari cekungan ini didominasi oleh tiga periode tektonik yang penting, yaitu periode ekstensi pada Eosen Awal sampai Miosen Awal, periode tektonik tenang pada Miosen Awal sampai Pliosen Awal, dan periode tektonik kompresi pada Plio-Pleistosen.

Sejarah pengisian Cekungan Sumatera Selatan terbagi kedalam tiga fase yang mengontrol perkembangan struktur di Cekungan ini. Fase *Syn-Rift Megasequence* mengalami ekstensional selama Eosen hingga Oligosen awal, menghasilkan pembentukan sejumlah *graben* yang memiliki geometri *half graben* dan mempunyai pola Jambi, Pola Sunda, dan Pola Sumatera. Fase *Post-Rift Megasequence* berlangsung sejak Oligosen hingga Miosen, fase ini dicirikan oleh endapan *meandering fluvial* pada bagian bawah yang diikuti oleh delta dan endapan laut dangkal. Fase *Inversi Megasequence* berlangsung selama Pliosen hingga Pleistosen, pada fase ini menyebabkan terbentuknya antiklin-antiklin yang memiliki sumbu berorientasi Barat laut – Tenggara dan berperan sebagai perangkap bagi Hidrokarbon (Ginger dan Fielding, 2005).

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan pada **Gambar 2**. Dari urutan tua ke muda adalah Batuan dasar,

Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Kasai, dan Endapan Kuarter. Penelitian ini berfokus pada Formasi Gumai dan Baturaja. Litologi dominan pada Formasi Baturaja berupa Gamping Terumbu. Formasi ini terbentuk pada fase transgresi yang berlangsung menerus sampai Miosen Awal dengan pengendapan serpih di daerah-daerah *graben* dan kondisi laut dangkal di daerah-daerah tinggian masuk ke Cekungan atau *intrabasin* dan sebagian besar bagian timur Cekungan. Formasi Gumai mempunyai litologi dominan berupa *Shale* (serpih) Formasi Gumai menandai terjadinya transgresi maksimum di Cekungan Sumatera Selatan, diendapkan secara selaras diatas Formasi Baturaja pada lingkungan laut dalam (Darman dan Sidi, 2000).

### 3. TEORI DASAR

#### 3.1. Konsep dan Definisi Tekanan

- Tekanan Hidrostatik

Tekanan Hidrostatik merupakan tekanan yang diakibatkan oleh berat fluida yang berada didalam pori-pori batuan. Nilai tekanan hidrostatik untuk setiap fluidanya akan berbeda-beda. Untuk air tawar yang memiliki densitas 1 gr/cc, nilai gradien tekanan hidrostatiknya sebesar 0.433 psi/ft. Dirumuskan sebagai berikut :

$$P = \rho_w g z \dots\dots\dots (1)$$

Dimana,  $\rho_w$  adalah densitas *fresh water*, serta  $g z$  adalah percepatan gravitasi ( $9,8 m/s^2$ ) dan ketinggian kolom air (*depth*).

- Tekanan *Overburden*

Tekanan *Overburden* atau tegasan vertikal merupakan tekanan yang dihasilkan akibat dari pembebanan material sedimen yang berada diatasnya, termasuk fluida yang mengisi pori-pori batuan. Nilai tekanan *overburden* akan meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman dan pada umumnya memiliki gradien sebesar 1 psi/ft.

Namun, hal ini bergantung pada densitas sedimen yang terendapkan diatasnya. Untuk rata-rata batuan sedimen hingga kedalaman 3 – 4 km, digunakan nilai asumsi densitas sebesar 2,3 gr/cc (Mouchet dan Mitchell, 1989). Nilai dari tekanan *overburden* bisa didapatkan dari persamaan berikut :

$$\sigma_v = \rho_b g z \dots\dots\dots (2)$$

Dimana,  $\rho_b$  adalah densitas bulk batuan, serta  $g z$  masing-masing adalah percepatan gravitasi dan tinggi kolom batuan sedimen.

- Tekanan Efektif

Tekanan efektif didefinisikan sebagai perbedaan antara tekanan *Overburden* dan tekanan pori (Terzaghi dan Peck, 1967).

$$\sigma' = \sigma_v - Pp \dots\dots\dots (3)$$

Dimana  $\sigma_v$  adalah total komponen vertikal atau tekanan *overburden* dan  $Pp$  adalah tekanan pori. Tekanan ini merupakan tekanan yang berperan dalam mengontrol proses pematatan batuan sedimen.

- Tekanan Pori

Tekanan pori merupakan tekanan yang diakibatkan oleh fluida yang berada di pori-pori batuan. Garis tekanan pori akan mengikuti garis normal hidrostatik apabila mengalami proses kompaksi normal. Apabila nilai tekanan pori melebihi tekanan normal hidrostatik maka hal tersebut bisa didefinisikan sebagai keadaan *overpressure* begitu pun sebaliknya apabila nilai tekanan pori berada dibawah tekanan hidrostatik maka hal tersebut didefinisikan sebagai keadaan *underpressure* (Juriansyah, 2016). Ilustrasi mengenai konsep dan definisi tekanan ditunjukkan pada **Gambar 3**.

#### 3.2. Konsep dan Definisi Kecepatan Seismik

Kecepatan merupakan perpindahan/waktu yang dinyatakan dengan jarak yang ditempuh per-satuan waktu. Didalam

aplikasi Geofisika misalnya seismic processing (reflection), harga kecepatan digunakan sebagai masukan/input proses pencitraan penampang bawah permukaan bumi. Harga yang diambil ketika melakukan picking haruslah tepat dengan tidak overcorrected atau undercorrected. Hal ini dimaksudkan untuk mendapatkan penampang bawah permukaan yang mewakili keadaan geologi yang sebenarnya. Analisis kecepatan (velocity analysis) merupakan proses pemilihan kecepatan gelombang seismik yang sesuai. Ada beberapa definisi kecepatan yang sering digunakan dalam analisis kecepatan antara lain :

- Kecepatan RMS (Vrms)  
Kecepatan RMS (root mean square) Vrms, yaitu kecepatan total dari sistem pelapisan horizontal dalam bentuk akar kuadrat. Apabila waktu rambat vertikal  $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$  dan kecepatan masing-masing lapisan atau kecepatan yang menjalar pada lapisan yang homogen yang terletak diantara dua bidang batas lapisan adalah  $V_{int\ 1}, V_{int\ 2}, \dots, V_{int\ n}$ , maka kecepatan RMS-nya untuk n lapisan adalah akar kuadrat rata-rata (root mean square) dari kecepatan interval (Yanto, 2011).
- Kecepatan Interval (Vint)  
Kecepatan Interval merupakan kecepatan rata-rata antara dua titik kedalaman yang diukur tegak lurus terhadap kecepatan lapisan yang dianggap sejajar.
- Kecepatan rata-rata (Vavg)  
Kecepatan rata-rata merupakan kecepatan interval sepanjang suatu section Geologi, ketika puncak dari interval adalah datum referensi untuk pengukuran seismik

**3.3. Konversi Kecepatan**

Kecepatan yang didapatkan dari *stacking velocity* merupakan kecepatan hasil migrasi atau masih dalam domain Vrms yang belum bisa merepresentasikan

kondisi lapisan dan litologi bawah permukaan dengan baik, sehingga perlu dilakukan konversi untuk mendapatkan kecepatan interval, dimana Kecepatan Interval merupakan kecepatan rata-rata antara dua titik kedalaman yang diukur tegak lurus terhadap kecepatan lapisan yang dianggap sejajar. Sehingga dapat merepresentasikan kondisi bawah permukaan yang sebenarnya. Kecepatan Interval diturunkan dari kecepatan RMS dengan menggunakan persamaan Dix.

$$V_{int} = \sqrt{\frac{(V_{stack\ n}^2 T_n - V_{stack\ n-1}^2 T_{n-1})}{(T_n - T_{n-1})}} \dots (4)$$

Metode Dix ini menggunakan asumsi lapisannya datar, sudut datang kecil, *raypath*-nya simetris, dan hiperbolik.

**3.4. Metode Eaton's**

Eaton (1975) mengandalkan data *transit time* untuk mendapatkan *Normal Compaction Trend* (NCT). NCT merupakan garis yang menunjukkan bagaimana porositas berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman. Bila suatu kompaksi berjalan dengan normal maka akan mengikuti garis NCT dimana porositas akan berkurang, efektif stress bertambah dan *pore pressure* dalam kondisi normal akan sama dengan normal hidrostatik (Ramdhan, 2017). Perumusan Eaton's didefinisikan sebagai berikut :

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{V_{int}}{V_{NCT}}\right)^N \dots (5)$$

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t}\right)^N \dots (6)$$

Persamaan (5) digunakan untuk menentukan tekanan pori (P) berdasarkan data kecepatan Interval dari seismik, sedangkan persamaan (6) digunakan untuk menentukan tekanan pori (P) berdasarkan data *transit time* dari sonic. Dimana,  $\sigma_v$  adalah tekanan *overburden*;  $P_n$  adalah tekanan normal *hidrostatik*;  $\Delta t_n$  dan  $\Delta t$  masing-masing adalah *transit time* di NCT

dan *transit time* dari sonik;  $V_{int}$  dan  $V_{NCT}$  masing-masing adalah kecepatan interval dari data seismik dan kecepatan pada saat keadaan NCT (*Normal Compaction Trend*); dan  $N$  adalah koefisien Eaton's ( $N=3$  untuk daerah Gulf's Mexico), untuk mendapatkan nilai koefisien Eaton's ( $N$ ) adalah :

$$N = \left( \frac{\log\left[\frac{\sigma_v - P_{DST}}{\sigma_v - P_n}\right]}{\log\left[\frac{V_{int}}{V_{NCT}}\right]} \right) \dots\dots\dots(14)$$

Dimana,  $P_{DST}$  merupakan nilai tekanan yang didapatkan dari data tekanan formasi aktual (DST).

#### 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

##### 4.1. Pemodelan Kecepatan

Pemodelan kecepatan dilakukan untuk mendapatkan model 3D bawah permukaan yang akurat dan sesuai serta sangat menentukan untuk proses transformasi ke tekanan pori nantinya. Data kecepatan yang digunakan merupakan data *stacking velocity* yang masih dalam domain  $V_{rms}$ , kemudian dilakukan transformasi menggunakan persamaan Dix's untuk mendapat kecepatan interval yang menggambarkan kondisi bawah permukaan yang sebenarnya. Pemodelan kecepatan yang baik haruslah sesuai dengan kondisi litologi dan batas formasi pada suatu lapisan, maka dilakukanlah interpretasi untuk mendapatkan *marker* atau batas antar formasi secara regional terlebih dahulu. Tujuan pemodelan kecepatan adalah mendapatkan model kecepatan dari tiap-tiap litologi yang dilalui. Oleh karena itu, penarikan horizon akan sangat membantu dalam mendistribusikan kecepatan secara benar dan merefleksikan kecepatan unit batuan dari setiap formasi. Horizon regional daerah penelitian dapat dilihat pada **Gambar 4**.

Proses untuk mendapatkan model kecepatan setelah transformasi adalah tahap interpolasi data, metode yang digunakan adalah metode interpolasi *kriging* untuk mendistribusikan data secara horizontal dan vertikal. Metode ini selain

memperhitungkan jarak antar sampel, namun juga menggunakan pembobotan dengan analisa variogram. Selain itu, penggunaan dan interpretasi *marker* horizon regional yang baik juga sangat menentukan, karena secara geologi, setiap formasi mempunyai karakteristik tertentu dimana hal tersebut berpengaruh terhadap konsistensi dari penyebaran kecepatan setelah dilakukan proses interpolasi. Hasil perhitungan dan pemodelan kecepatan interval ( $V_{int}$ ) dan rata-rata ( $V_{avg}$ ) menggunakan transformasi Dix's dapat dilihat pada **Gambar 5**.

Data kecepatan (*stacking velocity*) mempunyai rentang nilai 2100 m/s sampai 2650 m/s, sedangkan kecepatan interval mempunyai rentang nilai 2600 m/s sampai 4400 m/s, berdasarkan hasil perhitungan dan pemodelan dapat terlihat secara kualitatif bahwa perubahan formasi dan litologi dapat digambarkan dengan baik dan akurat.

##### 4.2. Pemodelan Tekanan Pori

Pemodelan tekanan pori dilakukan dengan menggunakan prinsip Terzghi (1948), yaitu dengan mencari selisih antara tekanan *overburden* dan tekanan efektif. Model kecepatan yang telah didapatkan dari tahapan sebelumnya digunakan sebagai *input* untuk mencari tekanan efektif dan tekanan *overburden* menggunakan persamaan Eaton, yang dijelaskan pada persamaan (5) dan (6).

- Perhitungan Tekanan *Overburden*

Tekanan *overburden* pada data sumur didapatkan dengan cara melakukan perhitungan berdasarkan persamaan (2), dimana tekanan *overburden* didapatkan dengan cara melakukan perkalian antara densitas yang didapatkan dari Log RHOZ, percepatan gravitasi dan kedalaman. penentuan tekanan *overburden* perlu dilakukan pula dengan menggunakan data kecepatan agar bisa dimodelkan, persamaan yang digunakan sama (Persamaan (2)), yang membedakan adalah densitas yang digunakan didapatkan dari persamaan

Gardner yang menyatakan hubungan antara kecepatan dan densitas.

Berdasarkan hasil perhitungan yang terlihat pada **Gambar 6** secara kuantitatif terlihat pola atau kecenderungan yang sama dari ketiga sumur eksplorasi pada daerah penelitian, namun pada sumur TK-01, memiliki nilai tekanan *overburden* yang lebih besar daripada kedua sumur yang lain, hal ini akan berpengaruh terhadap penentuan dan analisis tekanan efektif dan tekanan pori nantinya.

- Perhitungan Tekanan Efektif

Berdasarkan uraian sebelumnya diatas, tekanan efektif dihitung menggunakan persamaan dan metode Eaton's, yang mentransformasikan kecepatan menjadi tekanan efektif. Eaton's menyatakan bahwa tekanan efektif merupakan pengurangan dari tekanan *overburden* dan tekanan normal yang dikalikan dengan pembagian antara kecepatan interval dan kecepatan pada saat keadaan kompaksi normal dipangkatkan dengan koefisien Eaton. Maka dari itu, akan didapatkan hasil tekanan efektif per-sumur dan pemodelan tekanan efektif dengan parameter yang sama menggunakan data kecepatan.

Berdasarkan hasil perhitungan tekanan efektif yang dapat dilihat pada kurva (**Gambar 7**), tekanan efektif yang dihasilkan dari transformasi kecepatan interval dengan metode Eatons menunjukkan nilai tekanan yang lebih rendah dari sekitarnya pada saat memasuki litologi serpih (*Shale*) yang berada tepat diatas zona reservoir berupa batuan Gamping, rendahnya tekanan efektif ini kemungkinan besar berhubungan dengan adanya zona *overpressure* pada litologi serpih yang cukup tebal.

- Perhitungan Tekanan Pori

Tekanan pori didapatkan dengan menggunakan metode Terzaghi seperti yang dijelaskan di atas, dimana tekanan pori merupakan pengurangan antara tekanan *overburden* dan tekanan efektif, sehingga didapatkan tekanan pori

berdasarkan data sumur dan model tekanan pori secara 3D yang dapat dilihat pada **Gambar 7** dan **Gambar 8**.

Tekanan pori yang dihasilkan menunjukkan bahwa terjadi peningkatan tekanan pori dari atas kebawah sampai dengan litologi serpih (*Shale*) pada Formasi Gumai, kemudian pada saat masuk ke zona dengan litologi dominan berupa batuan Gamping (*Limestones*) pada Formasi Baturaja tekanan porinya menurun dengan drastis. Nilai tekanan pori yang lebih rendah pada zona objektif yang dalam hal ini merupakan reservoir dengan litologi dominan berupa batugamping dari batuan penutupnya (*Seal*) berupa batuan serpih (*Shale*), dapat mengindikasikan bahwa *Shale* ini memiliki kapasitas sebagai batuan penutup yang baik. Seperti diketahui berdasarkan teori bahwa fluida akan bergerak dari tekanan yang tinggi ke tekanan yang lebih rendah. Jika tekanan pada reservoir lebih rendah dari tekanan pada batuan penutupnya maka fluida akan terperangkap dengan baik di batuan reservoir tersebut karena terhambat oleh batuan penutup yang memiliki tekanan lebih besar.

#### 4.3. Analisis Prediksi Tekanan Pori Berdasarkan Data Sumur

Analisis dilakukan pada data sumur yang mempunyai data log sonic, densitas, dan gamma ray, yang kemudian melakukan perhitungan tekanan hidrostatik, tekanan *overburden*, tekanan lumpur pengeboran, dan prediksi tekanan pori berdasarkan data sumur yang kemudian dikalibrasi dengan data tekanan langsung DST (*drill steam test*). Dalam hal ini analisis dilakukan pada Sumur TK-02.

- Sumur TK-02

Analisa tekanan pori pada sumur acuan TK-02 dilakukan untuk melihat kemungkinan adanya zona *overpressure* ataupun anomali *pressure* dan juga untuk mengestimasi berat lumpur pengeboran dan perencanaan *casing design*. Sumur TK-02 merupakan sumur dengan memiliki interval

kedalaman 1196,94 meter sampai 1962,75 meter. Estimasi penggunaan lumpur pengeboran berdasarkan hasil pengolahan prediksi tekanan pori adalah maksimal 1.2 SG dan minimal 0.8 SG. Berdasarkan **Gambar 9**, dapat terlihat dari kedalaman 1257 meter terjadi kenaikan tekanan sampai maksimal dikedalaman 1659 meter, yang semula lumpur pengeboran normal 1.0 SG naik menjadi maksimal 1.2 SG. Kemudian, rezim tekanan selanjutnya teridentifikasi dari kedalaman 1659 m sampai 1821 m, dimana terjadi penurunan tekanan yang cukup signifikan, yang awalnya estimasi lumpur pengeboran maksimal 1.2 SG, dan harus diturunkan sampai 0.8 SG. Penentuan estimasi berat lumpur pengeboran tidak boleh melebihi dari tekanan *fracture* agar tidak merusak formasi dan lapisan batuan bawah permukaan, diketahui bahwa *Fracture Pressure* merupakan tekanan pada saat batuan mulai rekah atau *fract*, dalam hal ini berat lumpur maksimal yang bisa digunakan adalah 1.4 SG.

Perubahan tekanan yang cukup drastis diakibatkan perubahan litologi yang dimana litologi kedalaman 1200 m sampai 1659 m teridentifikasi sebagai *shale* (serpih) dan merupakan Formasi Gumai, dan zona defleksi tekanan yang turun drastis merupakan batas litologi antara *Shale* dan karbonat atau Formasi Gumai dan Baturaja. Kalibrasi juga dilakukan terhadap sumur TK-02 untuk melakukan penyesuaian hasil pengolahan prediksi tekanan pori dengan data tekanan aktual, berdasarkan kalibrasi manual didapatkan interval kedalaman 1690 m sampai 1693 m data DST mempunyai tekanan 2475.3 psi, dan data hasil pengolahan pada interval yang sama mempunyai nilai 2511,55 psi.

#### 4.4. Analisis Prediksi Tekanan Pori Berdasarkan Data Kecepatan Seismik

Penentuan dan prediksi tekanan pori menggunakan data kecepatan *stacking velocity* yang merupakan data turunan dari PSTM seismik. Dari data tersebut

dilakukan konversi Dix's seperti yang dijelaskan pada subbab sebelumnya untuk mendapatkan kecepatan interval (Vint) yang kemudian dilakukan transformasi dari kecepatan ke tekanan menggunakan metode yang dikembangkan oleh Eaton's (1975).

- Lintasan Seismik Inline 1114 dan Xline 5042 (Sumur TK-02)

Sumur yang dilewati oleh lintasan seismik ini adalah sumur TK-02 pada Inline 1114 dan Xline 5042. Penampang tekanan pori dalam satuan psi di lintasan ini diperlihatkan pada **Gambar 10**. Berdasarkan interpretasi kualitatif terlihat bahwa penampang tekanan pori tersebut sudah menunjukkan trend atau pola yang sama dengan hasil pengolahan pada sumur. Terlihat berdasarkan *color bar* bahwa terjadi kenaikan tekanan dari warna ungu ketika masuk ke Formasi Gumai, kemudian ketika memasuki litologi Formasi Baturaja, tekanan turun yang diindikasikan dengan perubahan warna dari biru langit (2500 psi) turun ke biru tua sampai ungu (2200 psi) yang kemudian tekanan kembali naik dan kembali normal sampai ke basement.

Berdasarkan prediksi tekanan pori dari nilai kecepatan seismik yang melintasi sumur TK-02, pengaruh perubahan litologi sangat berpengaruh terhadap perubahan tekanan, hal ini mengakibatkan perlunya analisis lebih lanjut ketika pengeboran, seperti estimasi berat lumpur pengeboran yang benar-benar harus sesuai agar tidak terjadi *kick* dan *loss*. Berdasarkan interpretasi kualitatif, dapat terlihat litologi *shale* pada Formasi Gumai yang cukup tebal, sehingga memungkinkan dan mengindikasikan bahwa batuan penutup (*seal*) memiliki tekanan yang lebih besar daripada Formasi dibawahnya, sehingga menjadikan Formasi Gumai sebagai *seal capacity* yang cukup baik.

Kemudian, untuk memastikan apakah prediksi tekanan ini sudah sesuai dengan kondisi bawah permukaan sebenarnya, dilakukan kalibrasi dan validasi nilai dari data tekanan langsung DST (*drill steam*

*test*) terhadap nilai tekanan hasil prediksi, berdasarkan data DST pada sumur TK-02 interval kedalaman dari 1726 m sampai 1733 m adalah 2528 psi, kemudian berdasarkan data hasil pengolahan dengan interval kedalaman yang sama adalah 2500 psi berdasarkan skala warna dari *color bar* ditunjukkan dengan warna biru muda. Maka prediksi tekanan pori ini dikatakan benar, dan sudah merepresentasikan kondisi tekanan bawah permukaan, serta bisa digunakan untuk evaluasi pengeboran sumur-sumur eksplorasi selanjutnya.

## 5. KESIMPULAN

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut,

1. Hasil prediksi tekanan efektif dan tekanan pori pada sumur menunjukkan adanya nilai tekanan pori yang tinggi pada zona *shale* tepat diatas reservoir yang bisa diindikasikan sebagai adanya zona *mild overpressure*, namun demikian *shale* pada posisi ini memiliki *sealing capacity* yang baik untuk bisa memerangkap hidrokarbon.
2. Hasil prediksi tekanan pori pada Formasi Gumai dan Baturaja secara perhitungan mendapatkan kisaran nilai minimum 1628.075 psi dan maksimum 2923.607 psi pada sumur TK-02.
3. Estimasi berat lumpur yang digunakan pada saat *drilling* sumur eksplorasi berdasarkan nilai tekanan pori adalah minimum 0.8 SG dan maksimum 1.5 SG pada sumur TK-02.
4. Berdasarkan hasil distribusi tekanan secara lateral dan vertikal didapatkan hasil berupa Formasi Gumai berada pada kedalaman 1502 m dengan nilai tekanan 1635 psi, sampai Top Formasi Baturaja pada kedalaman 1750 m dengan nilai tekanan 2303 psi, dan melewati sumur TK-02.

## DAFTAR PUSTAKA

Bishop, M.G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia : The*

*Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. USGS : Colorado.

Darman, H. dan Sidi, F.H. 2000. *An Outline of The Geology of Indonesia*. Ikatan Ahli Geologi Indonesia.

Eaton, B.A. 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *SPE. Paper No, 5544*, 11 hal.

Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatera Basin. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 2005, IPA05-G-039*, hal 67 – 89.

Juriansyah, M.M. 2016. *Prediksi Tekanan Pori dan Tekanan Luap Menggunakan Log Talikawat dan Kecepatan Interval Seismik pada Cekungan Jawa Timur*. Tesis Pasca Sarjana Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan ITB : tidak diterbitkan.

Mouchet, J.P. dan Mitchell, A. 1989. *Abnormal Pressures While Drilling. Manual Techniques II*. ElfAquitaine : Boussens.

Pertamina BPPKA, 1997. *Petroleum Geology of Indonesian Basins : Principles, Methods and Application*. PT. Pertamina : Tidak diterbitkan.

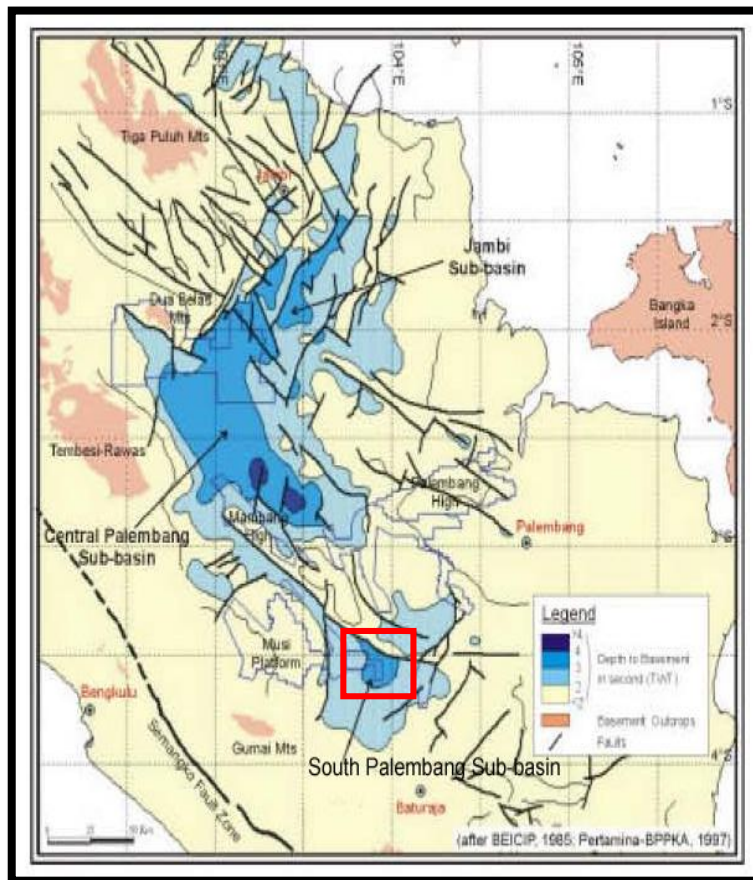
Ramdhan, A.M. 2017. *Overpressure In Indonesia's Sedimentary Basins*. Department of Geology Institute of Technology Bandung Vol 1. Hal 42-45.

Terzaghi, K. dan Peck, R.B. 1967. *Soil Mechanics in Engineering Practice 2nd Edition*. Jhon Wiley & Sons : New York.

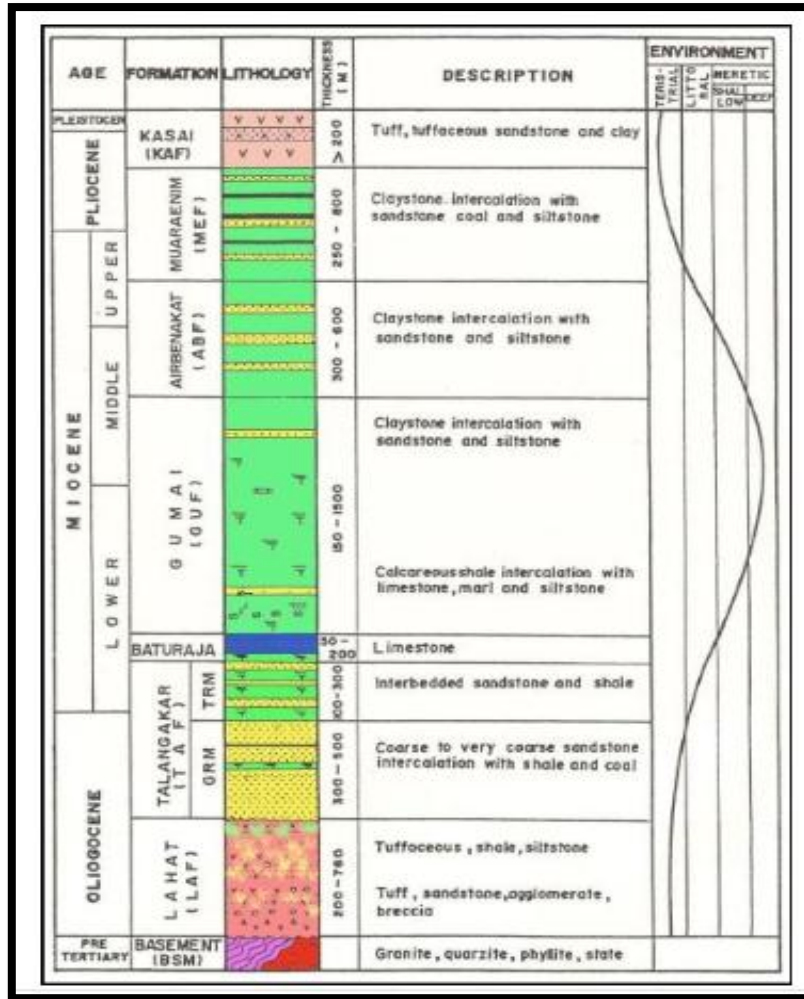


**Tabel 1.** Prediksi Tekanan Pori dan estimasi berat lumpur pengeboran pada Formasi Gumai dan Baturaja, Lapangan ERTIGA

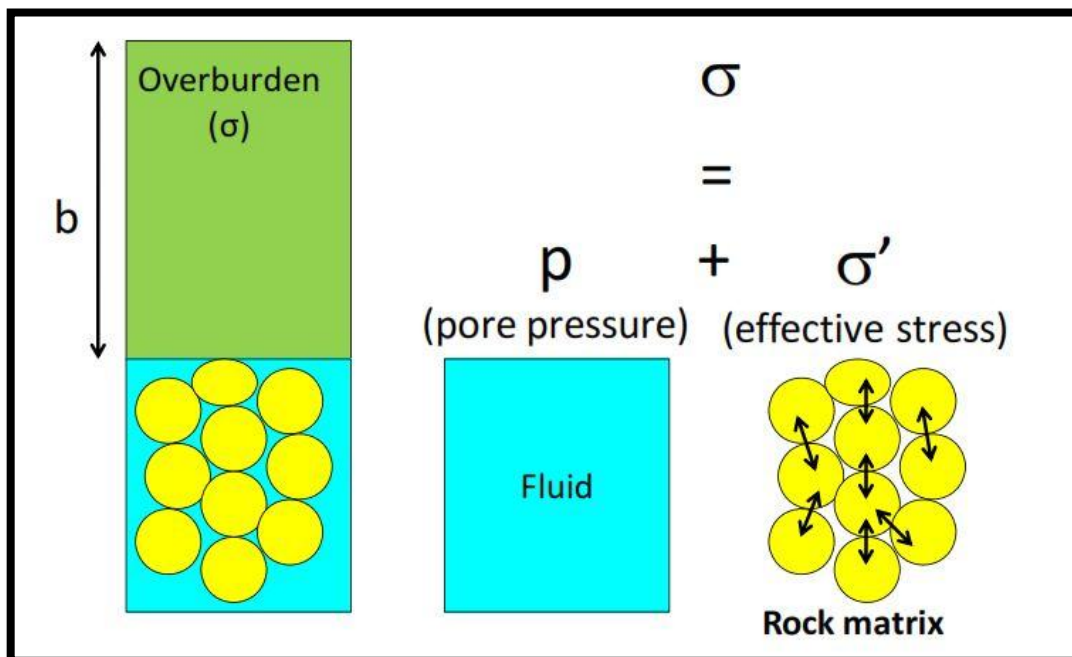
Sumur	Tekanan Pori (Psi)		Berat Lumpur Pengeboran (SG)	
	Min.	Max.	Min.	Max.
TK-01	1583.277	2438.162	0.8	1.2
TK-02	1628.075	2923.607	0.8	1.5
TK-04	1579.984	2336.721	0.8	1.5



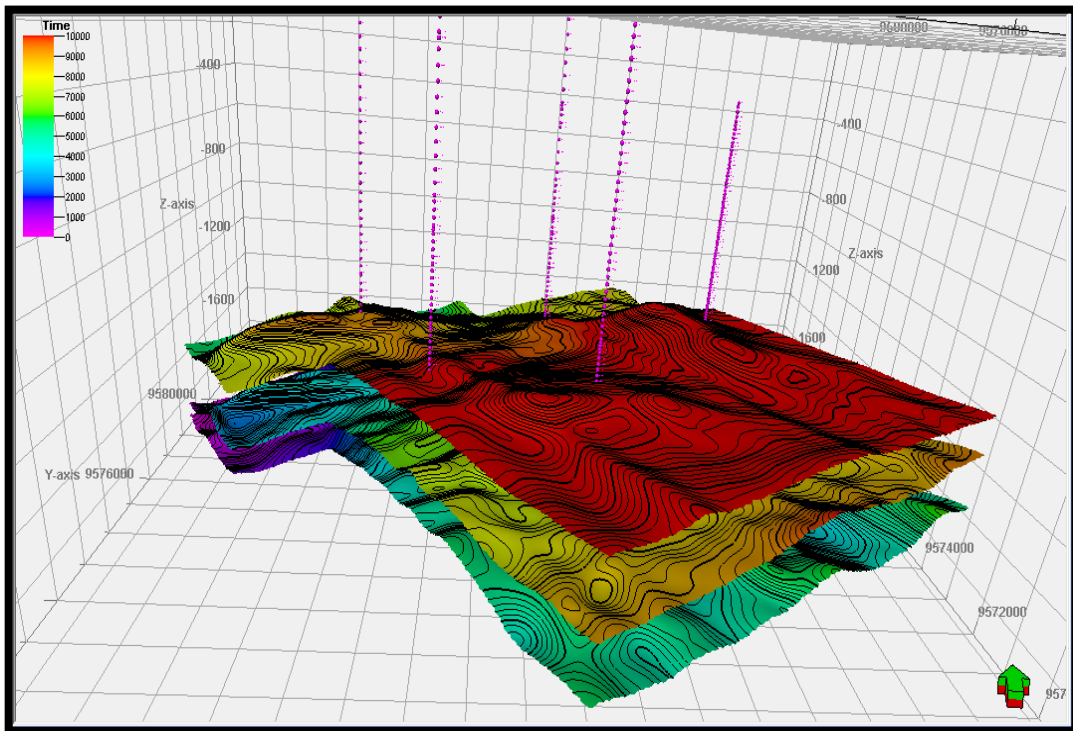
**Gambar 1.** Peta Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pertamina-BPPKA, 1997)



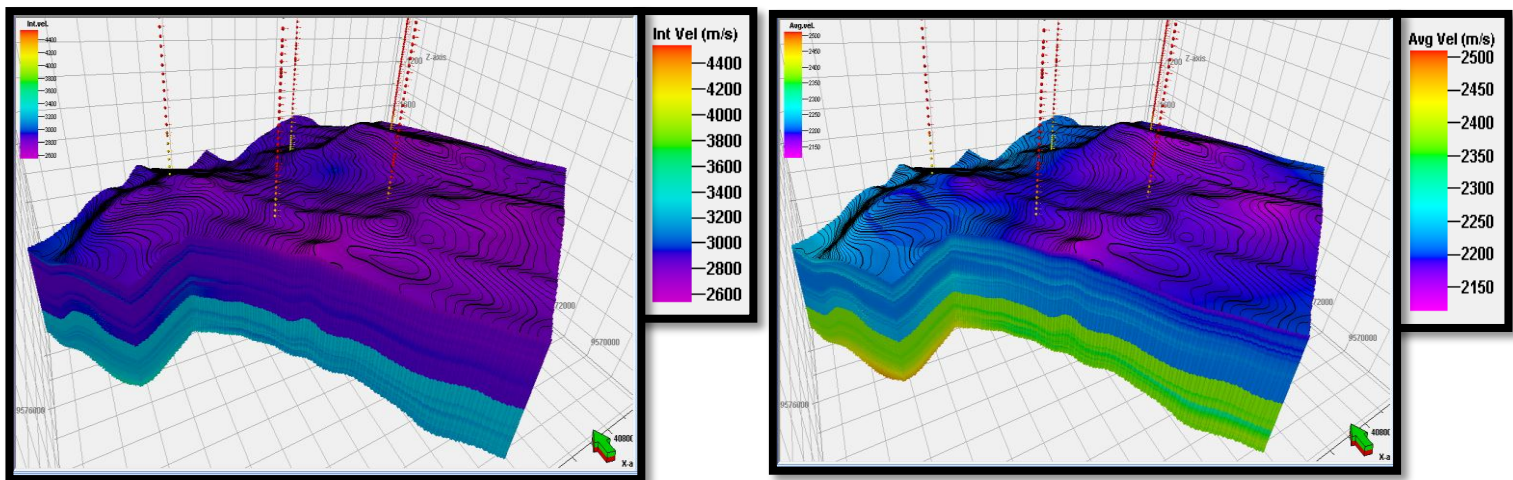
Gambar 2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001)



Gambar 3. Prinsip Terzaghi tentang tekanan pori (Ramdhan, 2017)



**Gambar 4.** Horison waktu dari *marker* regional, dari atas ke bawah : Gumai, Baturaja, dan Basement.

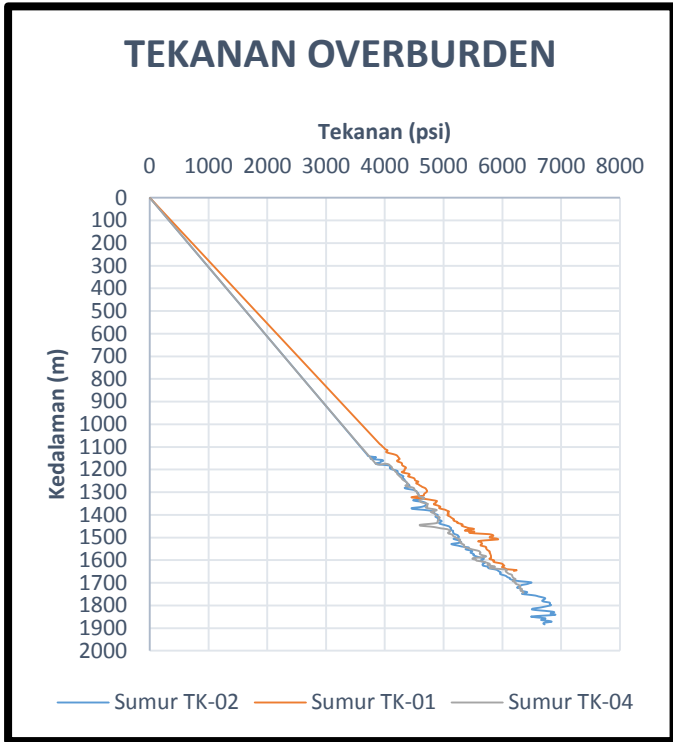


(a)

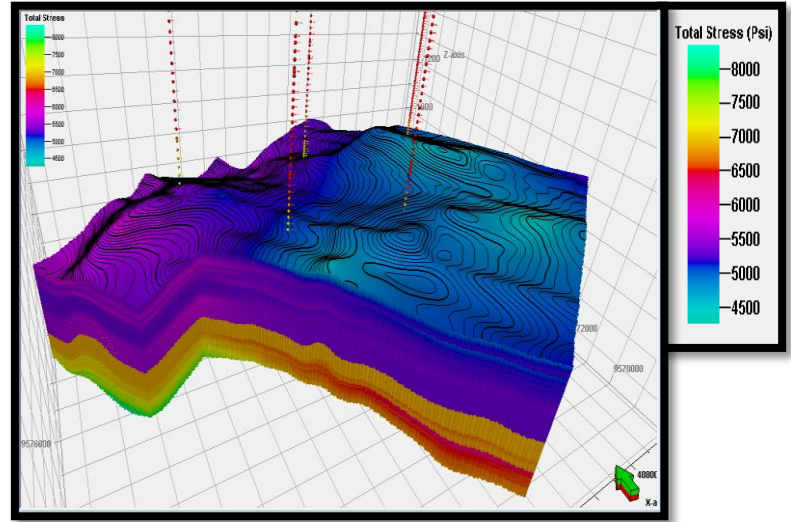
(b)

**Gambar 5.** Kecepatan Interval (a) dan kecepatan rata-rata (b) yang dihitung menggunakan persamaan Dix's dari data *stacking velocity*.



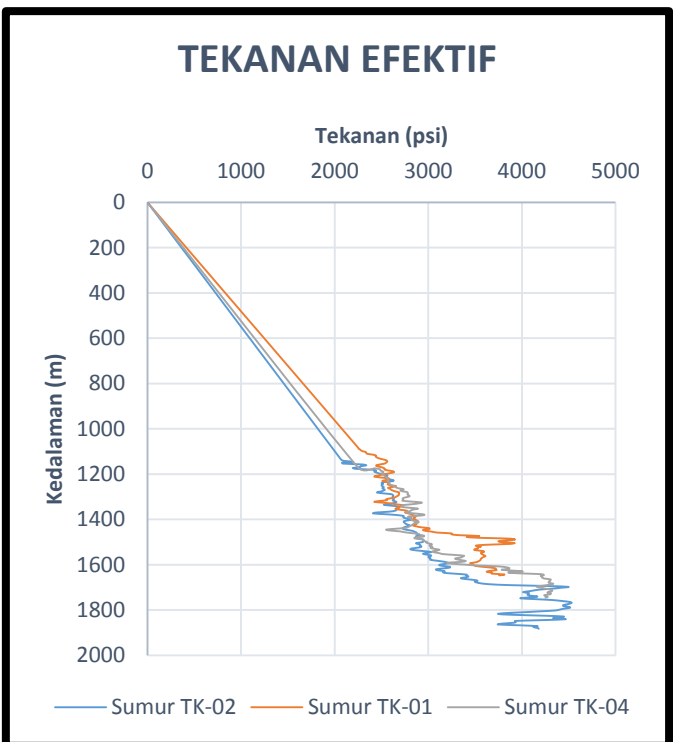


(a)

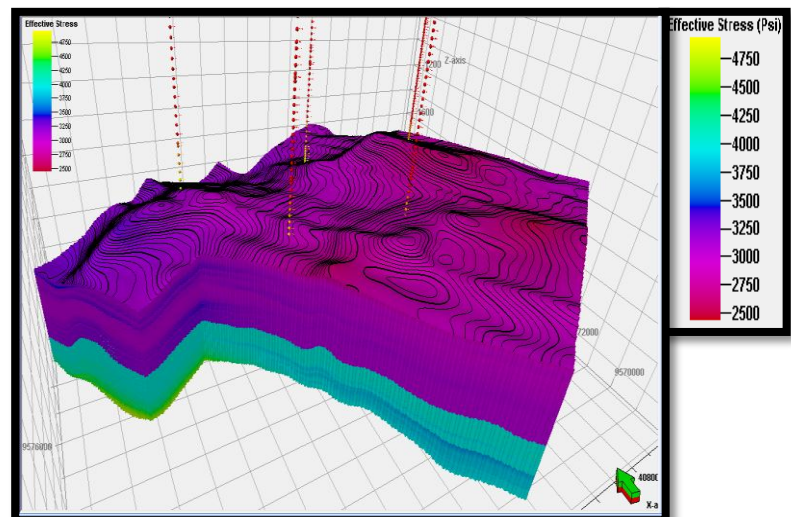


(b)

**Gambar 6.** Perhitungan (a) dan Pemodelan (b) Tekanan *Overburden*

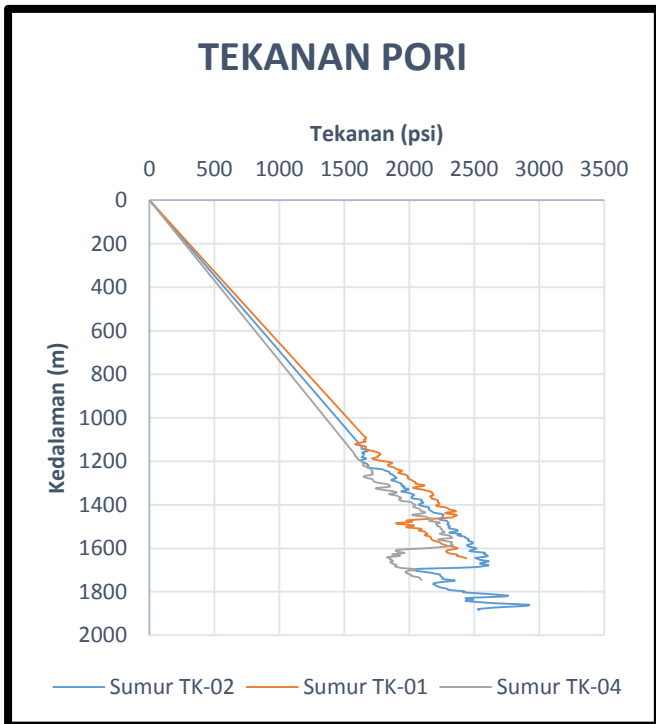


(a)

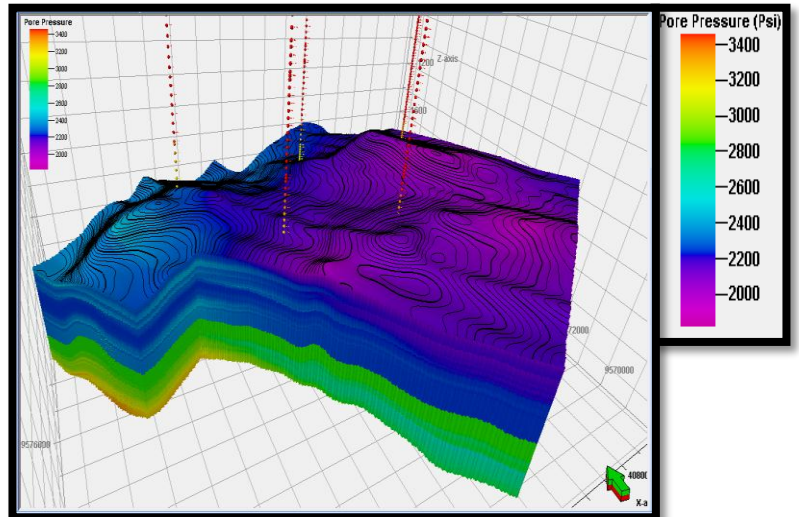


(b)

**Gambar 7.** Perhitungan (a) dan Pemodelan (b) Tekanan Efektif

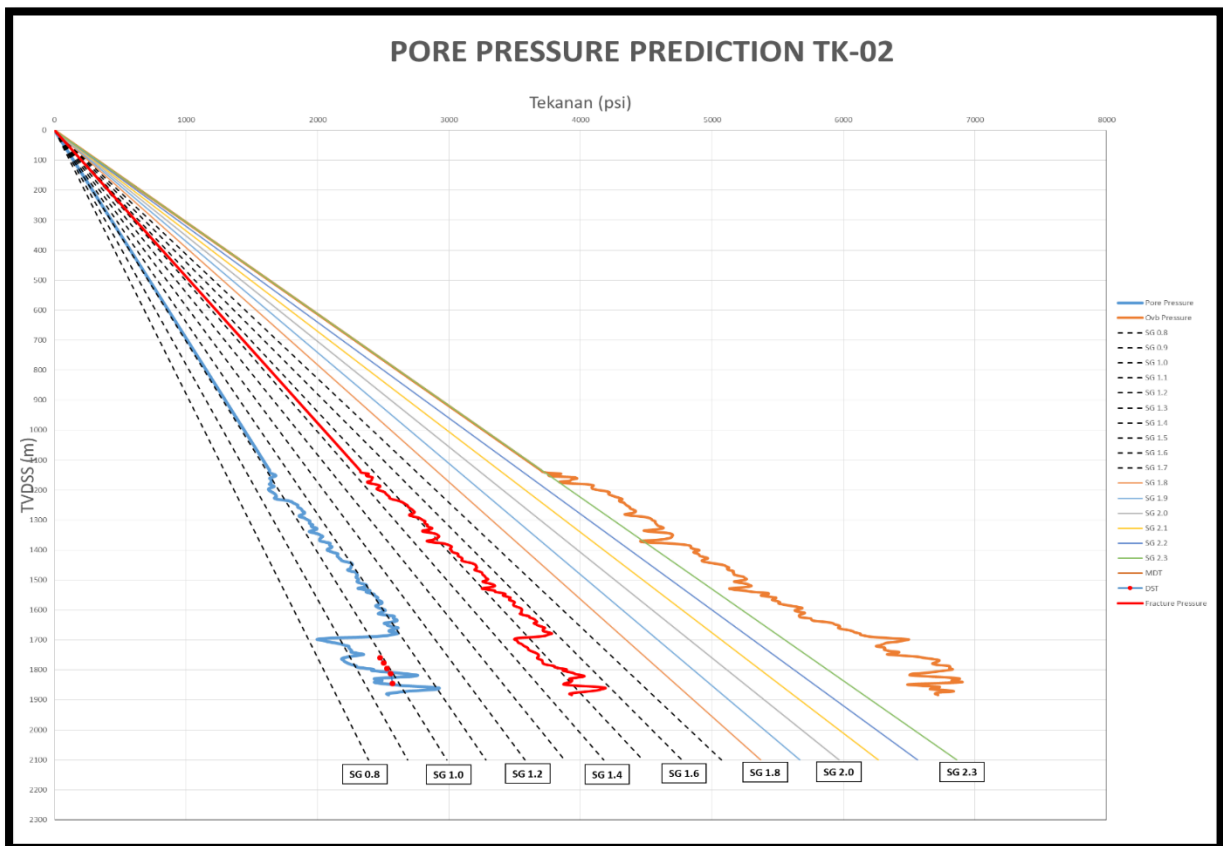


(a)

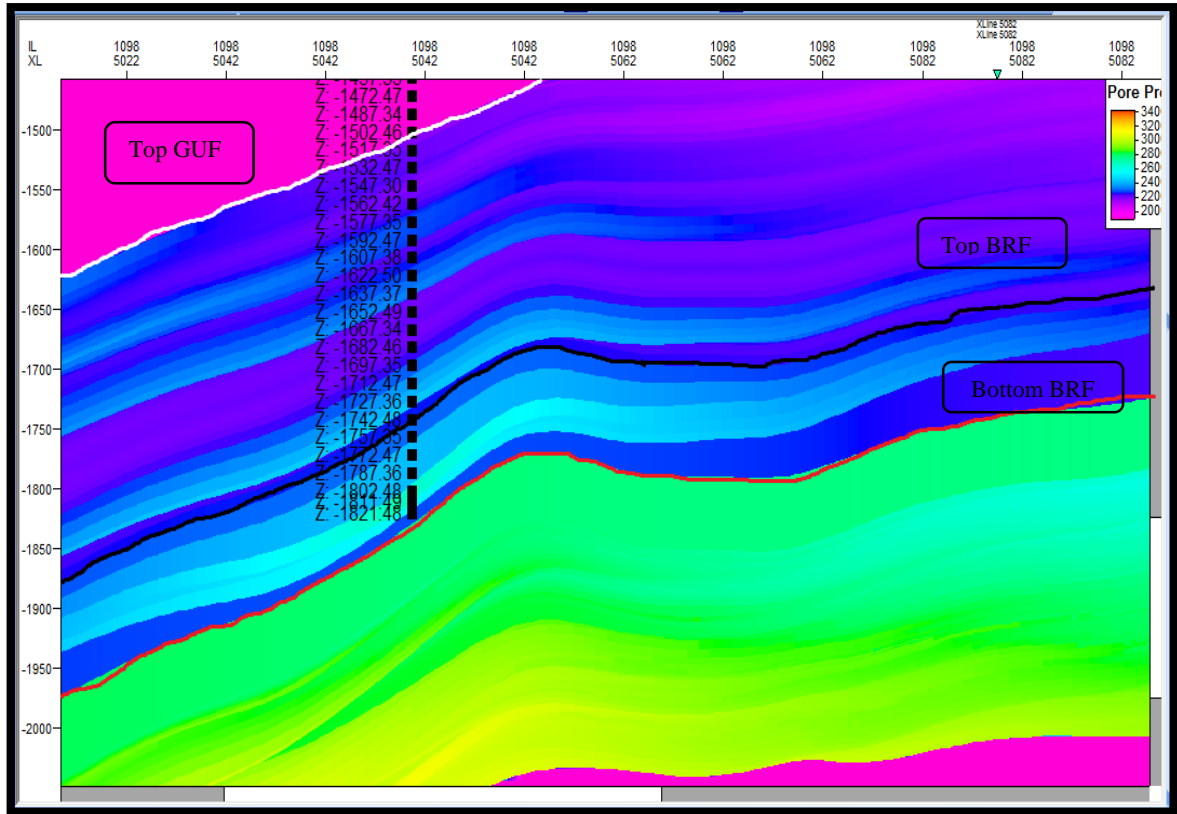


(b)

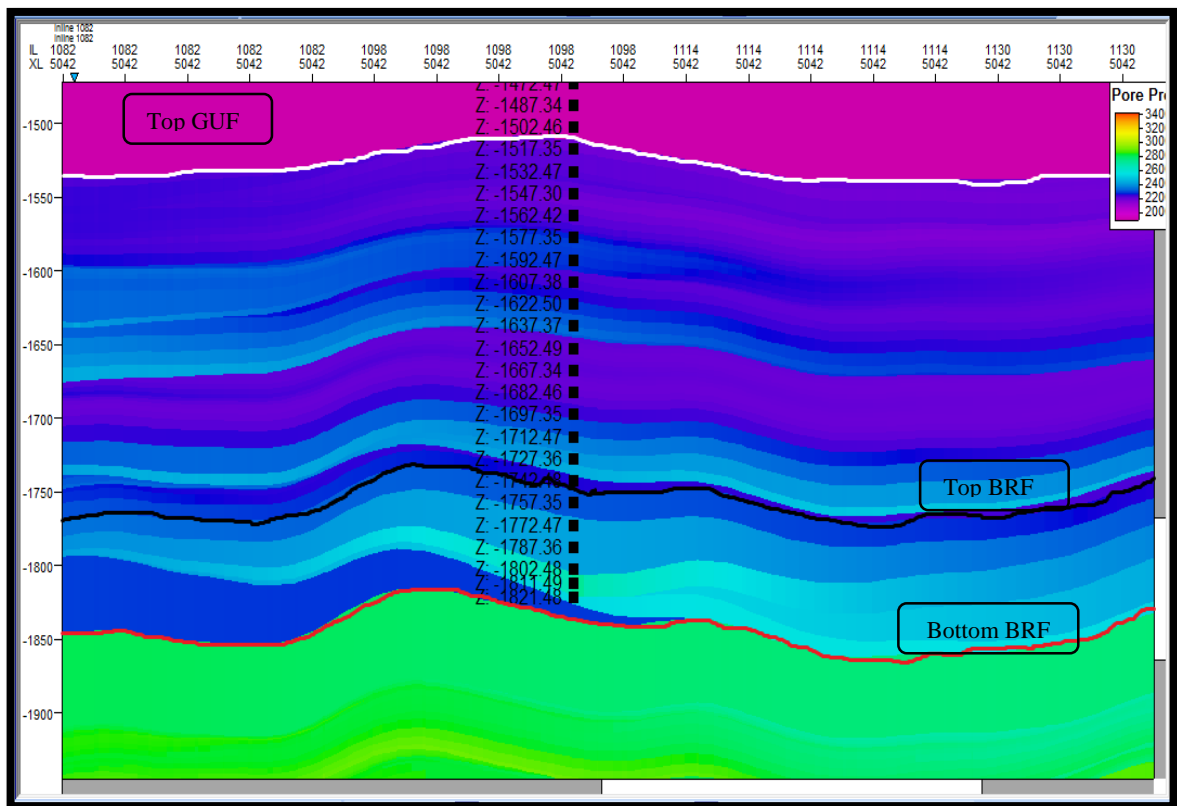
**Gambar 8.** Perhitungan (a) dan Pemodelan (b) Tekanan Pori



**Gambar 9.** Plot prediksi tekanan pori dan berat lumpur pengeboran terhadap kedalaman pada sumur TK-02



(a)



(b)

**Gambar 10.** Penampang tekanan pori pada Inline 1114 (a) Xline 5042 (b), dan melewati sumur TK-02.