

ANALISA PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI MENGGUNAKAN PERSAMAAN EATON

Weny Astuti¹, Raka Sudira Wardana¹, Jan Friadi Sinaga²

¹Universitas Pertamina, Jakarta

²STT Migas, Balikpapan

ABSTRAK

Prediksi tekanan abnormal formasi merupakan hal yang penting pada operasi pengeboran. Prediksi tekanan pori formasi yang tepat bisa mencegah terjadinya permasalahan pada pengeboran seperti *pipe sticking*, *lost circulation*, *kick* hingga *blowout*. Tekanan pori formasi bisa diukur secara langsung melalui *Repeat Formation Tester* (RFT) atau *Modular Dynamic Tester* (MDT), namun hal ini proses ini tidak dilakukan di setiap kedalaman dan hanya bisa dilakukan setelah proses pengeboran selesai dilakukan. Untuk itu perlu dilakukannya prediksi tekanan pori formasi dengan menggunakan data – data *logging* menggunakan persamaan empiris. Salah satu persamaan yang umum digunakan yaitu persamaan Eaton (1975). Pada paper ini dibahas analisa prediksi tekanan formasi menggunakan persamaan Eaton untuk sumur X di lapangan Y. Hasil prediksi menunjukkan adanya zona tekanan pori abnormal pada sumur X.

Kata kunci: tekanan pori, tekanan abnormal, persamaan eaton

ABSTRACT

Prediction of abnormal pressure zone is a critical task in the design drilling operation. Accurate pore pressure prediction prevents drilling problems such as pipe sticking, lost circulation, kick and blowout. Formation pore pressure can be measured directly through Repeat Formation Tester (RFT) or Modular Dynamic Tester (MDT), but this process is only conducted in the certain interesting zone and can be done after the drilling process is completed. For this reason, it is necessary to predict the formation pore pressures using adjacent well data using empirical equations. One common equation used is the Ben Eaton equation. This paper discusses an analysis of pore pressure prediction for well X in field Y. The result shows an abnormal pressure zone in well X.

Keywords: pore pressure, abnormal pressure, eaton equation

PENDAHULUAN

Tekanan pori formasi merupakan bagian penting dalam mendesain proses pengeboran. Properti *casing*, kedalaman *casing* dan densitas lumpur didesain dengan memperhitungkan tekanan pori formasi. Tekanan pori formasi normal bisa dihitung menggunakan persamaan hidrostatik dari densitas fluida yang terperangkap di dalam pori batuan. Namun tekanan formasi tidak selalu memiliki karakteristik yang sama dengan tekanan hidrostatik kolom fluida. Kondisi ini yang disebut sebagai tekanan abnormal formasi.

Tekanan abnormal pori terjadi akibat tidak adanya koneksi antara pori batuan di bawah permukaan hingga ke permukaan. Hal ini terjadi dikarenakan beberapa hal di antaranya ekspansi akibat perubahan *thermal*, pemendekan formasi, penurunan tekanan formasi, tektonik, diagenesis, *fault*/ patahan dan lainnya (A.T. Bourgoyne Jr, et al., 1991).

Tekanan abnormal formasi perlu diprediksi dalam proses desain operasi pengeboran. Kesalahan dalam menentukan tekanan pori formasi bisa berakibat pada terjadinya permasalahan seperti *kick*

ataupun *blowout* yang tidak hanya merugikan secara material, *non-productive Time* (NPT) namun juga bisa menimbulkan insiden yang menyebabkan kehilangan nyawa.

PERMASALAHAN

Tekanan pori formasi bisa diukur secara langsung melalui *Repeat Formation Tester* (RFT) atau *Modular Dynamic Tester* (MDT), namun proses ini tidak dilakukan di setiap kedalaman. Untuk itu perlu dilakukannya prediksi tekanan pori formasi dengan menggunakan data – data *logging* sumur. Hasil prediksi tersebut kemudian digunakan untuk mendesain sumur berdekatan yang akan dibor selanjutnya.

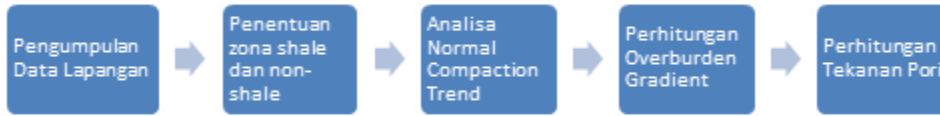
Tujuan dari penelitian ini adalah analisa prediksi tekanan pori formasi di lapangan X menggunakan persamaan Eaton.

METODOLOGI

Metodologi yang dilakukan pada penelitian ini bisa dilihat pada Gambar 1. Penelitian ini diawali dengan pengumpulan data -data lapangan. Data –

data yang dikumpulkan dalam penelitian ini yaitu *End of Well Report* dan data - data *logging* seperti

densitas, sonic dan resistivitas. Data yang merupakan data dari sumur X di Lapangan Y.



Gambar 1. Metodologi Penelitian

Untuk dapat melakukan Analisa *Normal Compaction Trend* (NCT) yang akurat, perlu dilakukan interpretasi log *Gamma ray* untuk menentukan zona *shale* dan *non-shale*. *Normal Compaction Trend* dibangun pada tren di zona *shale*.

Selanjutnya analisa *Normal Compaction Trend* dilakukan. Analisa *Normal Compaction Trend* dilakukan untuk menentukan zona yang termasuk ke dalam zona tekanan pori normal atau abnormal. Normal tren dari data log seperti resistivitas atau sonic tidak konstan namun merupakan fungsi kedalaman, sehingga NCT perlu ditentukan dalam prediksi tekanan pori formasi (Zhang, 2011). Garis tren normal didapatkan dari data petrofisika pada daerah dengan tekanan pori normal. Data petrofisika yang digunakan dalam Analisa *Normal Compaction Trend* adalah data log resistivitas dan sonic.

Tahap selanjutnya dilakukan penentuan tekanan *overburden*. Tekanan *overburden* merupakan tekanan yang menekan suatu titik formasi pada kedalaman tertentu akibat berat total batuan dan fluida di atas kedalaman formasi tersebut. Tekanan *overburden* bisa ditentukan berdasarkan data log densitas.

Setelah didapatkan NCT dan tekanan *overburden* di sepanjang kedalaman sumur, maka prediksi tekanan formasi bisa dilakukan. Perhitungan prediksi tekanan pori dilakukan dengan menggunakan persamaan Eaton (Eaton, 1975):

Untuk data sonic:

$$PPg = OBg - (OBg - PPng) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3$$

PPg = Gradien Tekanan Pori Formasi (gm/cc)

OBg = Gradien Tekanan Overburden (gm/cc)

$PPng$ = Gradien Tekanan Pori Normal (gm/cc)

Δt_n = Waktu Transit Sonic ($\mu s/ft$)

Δt_o = Waktu Transit Sonic Normal ($\mu s/ft$)

Untuk data resistivitas:

$$PPg = OBg - (OBg - PPng) \left(\frac{R}{Rn} \right)^{1.2}$$

PPg = Gradien Tekanan Pori Formasi (gm/cc)

OBg = Gradien Tekanan Overburden (gm/cc)

$PPng$ = Gradien Tekanan Pori Normal (gm/cc)

R = Resistivitas formasi ($\Omega m - m$)

Rn = Resistivitas formasi normal ($\Omega m - m$)

Persamaan Eaton dibangun berdasarkan hubungan antara parameter yang ditinjau dengan parameter dalam tendensi normal dan dipengaruhi oleh perubahan tekanan *overburden*. Parameter yang digunakan pada penelitian ini ialah log resistivitas dan log sonic. Karena tekanan pori di sekitar lubang sumur dipengaruhi oleh tekanan dari proses pengeboran maka untuk perhitungan tekanan formasi digunakan data log *deep resistivity* (Zhang & Rogiers, 2005).

HASIL DAN ANALISIS

Prediksi tekanan formasi pada penelitian ini dilakukan pada sumur X di lapangan Y. Sumur X merupakan sumur *onshore* dengan kedalaman target 1450.8 m dengan lintasan vertikal. Target dari sumur ini yaitu reservoir minyak pada formasi *sandstone*. Litologi penyusunnya didominasi lapisan batuan *shale* dengan sisipan *sandstone* dan *coal*. Sumur X terbagi menjadi 3 bagian yaitu:

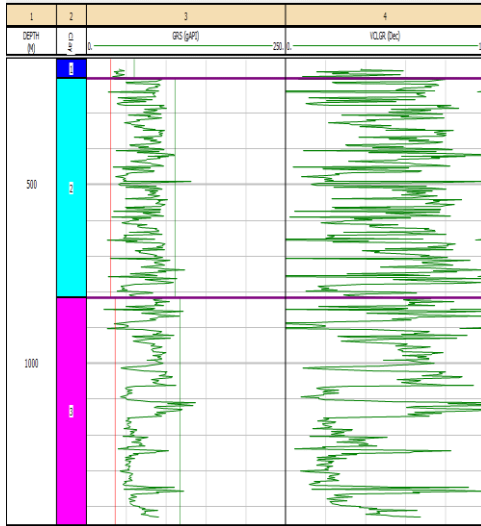
1. Lubang 17-1/2" (36 m - 202 m)
2. Lubang 12-1/4" (203 m - 817 m)
3. Lubang 8-1/2" (818 m - 1450.8 m)

Penentuan zona *shale* dan *non-shale*

Untuk menentukan zona *shale* dan *non-shale* digunakan persamaan (Moradi, et al., 2016):

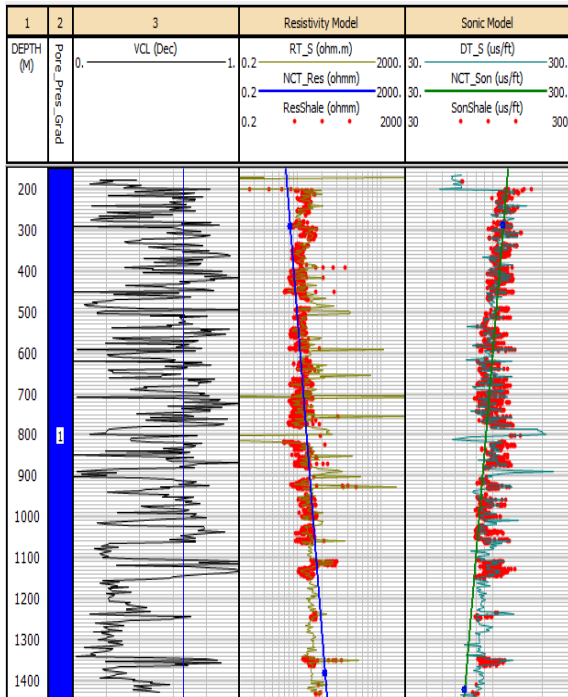
$$\text{Perbandingan Shale} = \frac{GR_{ditinjau} - GR_{min}}{GR_{ditinjau} - GR_{min}}$$

Data hasil perhitungan diplot terhadap kedalaman sebagai sumbu Y. Hasil dari perhitungan tersebut bisa dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Log Gamma Ray dan VCL Analisa Normal Compaction Trend (NCT)

Setelah penentuan zona shale dan non-shale dilakukan, penentuan NCT dari data log bisa dilakukan. Penentuan NCT hanya dilakukan terbatas pada zona shale (ditandai dengan titik merah pada kurva di kolom log resistivity dan sonic model (Gambar 3). Dari data – data di titik tersebut ditarik garis tren untuk menentukan NCT.



Gambar 3 Normal Compaction Trend

Perhitungan Tekanan Overburden

Gradien tekanan overburden didapatkan dari data log density. Tekanan overburden dihitung dengan persamaan (Crain, 2019):

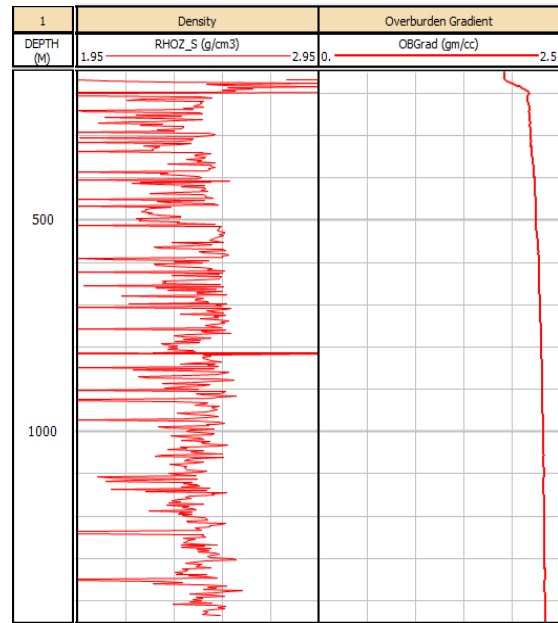
$$OB = 0.01 x \sum (\rho b x INCR)$$

OB = Tekanan Overburden (psi)

ρb = Densitas Bulk ($\frac{gm}{cc}$)

INCR = Incremental Data (m)

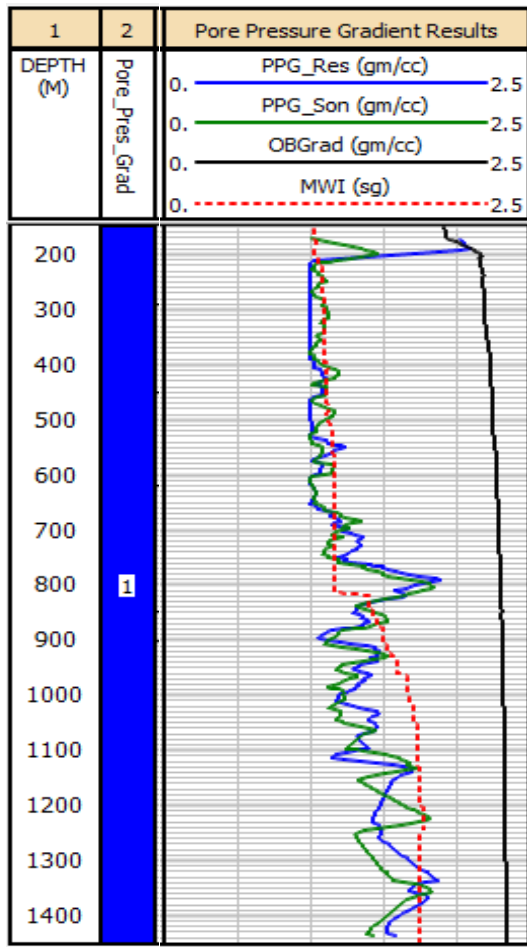
Setelah tekanan overburden dihitung kemudian tekanan overburden dikonversi menjadi gradien tekanan overburden. Gradien tekanan overburden terhadap kedalaman bisa dilihat pada Gambar 4.



Gambar 4. Gradien Overburden

Prediksi Tekanan Pori

Setelah Gradien Overburden dihitng maka prediksi tekanan pori dengan persamaan Eaton bisa dilakukan.



Gambar 5. Hasil Prediksi Tekanan Pori

Gambar 5 menunjukkan hasil prediksi tekanan pori. Prediksi tekanan pori dilakukan menggunakan data resistivitas dan sonic sebagai perbandingan.

PEMBAHASAN DAN DISKUSI

Dari prediksi tekanan pori terlihat kedalaman 202 – 650 merupakan zona tekanan pori normal. Nilai tekanan pori berada di kisaran 1 gm/cc atau setara dengan tekanan hidrostatik dari air.

Mulai kedalaman 650 m sampai 750 m memasuki zona transisi. Hal ini juga terlihat dari kurva NCT yang ada. Dari kurva NCT mulai terlihat adanya penyimpangan dari tren normal.

Dari kedalaman 750 m – 1450.8 terlihat zona tekanan pori abnormal. Dari grafik gradien tekanan pori terlihat gradien tekanan pori formasi terlihat mulai menyimpang ke arah kanan.

Hasil prediksi tekanan pori abnormal dikonfirmasi dengan laporan pengeboran. Dari laporan mud logging, ada background gas pada kedalaman pada kedalaman 818 m sampai kedalaman 1450.8 m. hal ini menunjukkan terjadinya influx.

Secara struktur geologi, pola patahan struktur yang berkembang berarah dari timur laut – barat daya menjadi penyebab terjadinya tekanan pori abnormal.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

Berdasarkan hasil prediksi tekanan pori formasi, sumur X merupakan sumur yang memiliki zona tekanan pori abnormal. Hal ini terjadi akibat adanya patahan pada formasi di sumur tersebut. Pada proses desain pengeboran sumur selanjutnya, perlu dilakukan penyesuaian densitas lumpur terhadap tekanan abnormal formasi. Hal ini perlu dilakukan untuk mencegah terjadinya influx.

Saran

Persamaan empiris Eaton dibuat dengan menggunakan data lapangan di Gulf of Mexico. Dengan menggunakan data pengukuran langsung tekanan pori dari sumur – sumur di lapangan Y, bisa dilakukan penelitian terhadap nilai eksponen dari persamaan Eaton yang sesuai dengan kondisi lapangan Y.

Refferensi

A.T. Bourgoyne Jr, K.K. Millheim, M.E. Chenevert & F.S. Young Jr., 1991. *Applied Drilling Engineering*. s.l.:Society of Petroleum Engineers.

Crain, E. R., 2019. *Crain's Petrophysical Handbook*. s.l.:online at www.spec2000.net.

Eaton, B. A., 1975. *The Equation for Geopressured Prediction from Well Logs*. Dallas,Texas, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc..

Moradi, S., Moeini, M., al-Askari, M. K. G. & Mahvelati, E. H., 2016. *Determination of Shale Volume and Distribution Patterns and Effective Porosity from Well Log*. s.l., IOP Publishing.

Zhang, J. J., 2011. Pore Pressure Prediction from Well Logs: Methods, modification, and new approaches. *Earth-Science Reviews*, Volume 108, pp. 50-63.

Zhang, J. & Rogiers, J.-C., 2005. Double porosity finite element method for borehole modeling.