

Analisis Reservoir dengan Menggunakan Petrofisis dan Metode Seismik

Bambang Harimei^{1,*}, Muh Hamzah¹

¹Program Studi Geofisika, Universitas Hasanuddin, Makassar, Indonesia

* Corresponding author: Bambang.harimei@gmail.com

Received: Jun 19, 2024; Accepted: Jun 28, 2024.

DOI: doi.org/10.31764/jpl.v5i1.24648

Abstrak. Impedansi akustik inversi seismik merupakan salah satu metode yang biasa digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir. Metode ini dilakukan untuk mengetahui sebaran reservoir di lokasi penelitian. Formasi geologi Missisauga di lapangan Penobscot menjadi fokus utama penelitian ini. Lapangan Penobscot di cekungan Scotian terletak di Atlantik utara, tenggara provinsi Nova Scotia, Kanada. Diketahui bahwa formasi Geologi Missisauga dari lapangan menunjukkan adanya hidrokarbon. Hasil yang didapat adalah nilai impedansi akustik dari reservoir berkisar antara 6900 m/s*g/cc hingga 9000 m/s*g/cc. Berdasarkan peta inversi impedansi akustik, reservoir didominasi oleh reservoir batupasir.

Kata Kunci: Impedansi Akustik, Formasi Geologi Missisauga, Batupasir

Abstract. Acoustic impedance seismic inversion is one of the commonly used methods to characterize reservoirs. This method is carried out to determine the distribution of reservoirs at the study site. Missisauga's geological formations in Penobscot field were the main focus of this research. Penobscot Field in the Scotian basin is located in the north Atlantic, southeast of the province of Nova Scotia, Canada. It is known that the Missisauga geological formation from the field shows the presence of hydrocarbons. The result obtained is the acoustic impedance value of the reservoir ranges from 6900 m/s*g/cc to 9000 m/s*g/cc. Based on acoustic impedance inversion maps, reservoirs are dominated by sandstone reservoirs.

Keywords: Acoustic Impedance, Missisuga Geologic Formation, Sandstone

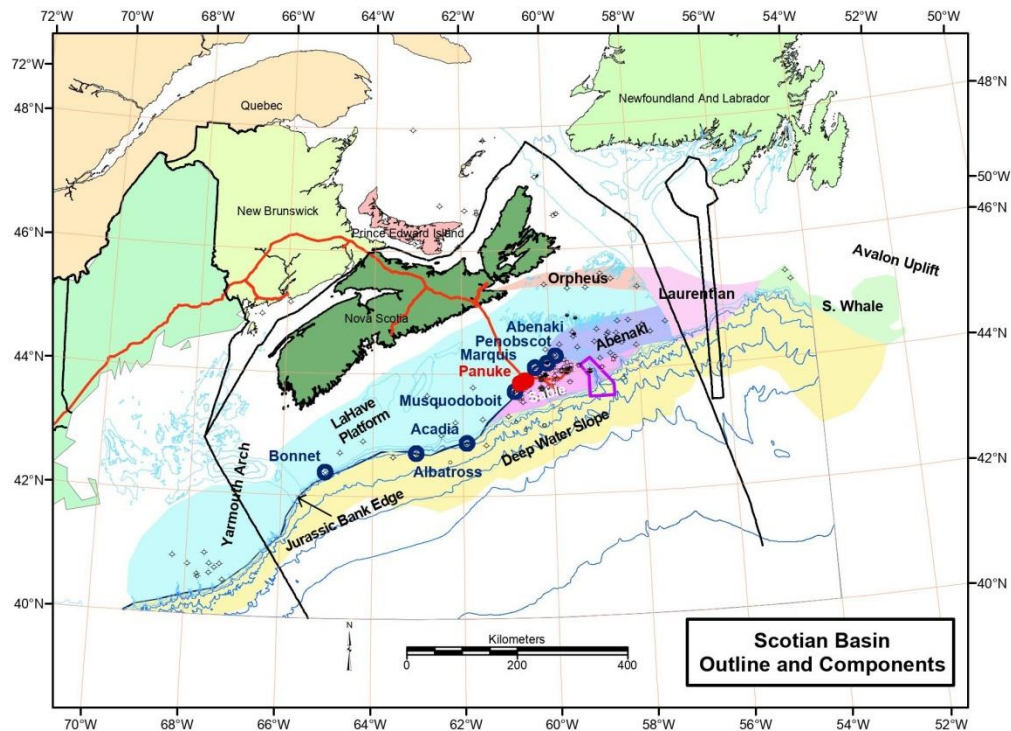
1. Pendahuluan

Perkembangan populasi manusia berkembang pesat dari waktu ke waktu. Perkembangan ini juga mempengaruhi permintaan kebutuhan energi. Salah satu energi yang dibutuhkan adalah hidrokarbon. Masalahnya, hidrokarbon merupakan energi tak terbarukan yang membutuhkan waktu sangat lama untuk terbentuk. Berdasarkan teori geofisika, refleksi seismik masih dianggap sebagai metode utama untuk mendeteksi keberadaan hidrokarbon di reservoir. Untuk menginterpretasikan refleksi seismik, metode yang dapat digunakan adalah inversi seismik. Diketahui bahwa metode tersebut mampu memprediksi model bawah permukaan dari informasi rekaman seismik yang diperoleh (Ariansyah dkk,2020).

Lapangan Penobscot terletak di Scotian Basin di Atlantik utara, tenggara Provinsi Nova Scotia, Kanada. Pada tahun 1976 dan 1977, Petro-Canada Shell Oil Company melakukan pengeboran 2 sumur awal yaitu Penobscot L-30 dan Penobscot B-41. Setelah dilakukan analisis petrofisika, diketahui bahwa sumur L-30 menunjukkan adanya minyak ringan, kondensat, dan gas pada tujuh lapisan batupasir Formasi Missisauga Tengah, sedangkan pada sumur B-41 tidak ditemukan indikasi hidrokarbon yang signifikan. Pada penelitian ini akan dikaji formasi missisauga untuk mencari reservoir di lapangan dengan menggunakan pendekatan impedansi akustik inversi seismik.

Geologi Regional daerah penelitian terletak di Scotian Basin, luasnya sekitar 300.000 km², terletak di kawasan lepas pantai Nova Scotia dengan panjang sekitar 1200 km dari perbatasan Yarmouth Arch/ Amerika Serikat di barat daya hingga Uplift Avalon di Grand Banks -

Newfoundland di timur laut. Cekungan ini terbentuk di tepi benua pasifik yang terbentuk pada masa retakan Pangaea hingga pembentukan Atlantik. Retakan Pangea yang memisahkan Amerika Utara dengan Benua Afrika terjadi pada pertengahan periode Trias, kemudian membentuk cekungan yang berisi lapisan paling awal sedimen fluvial dan lacustrine serta intrusi batuan vulkanik. Pada awal periode Jurassic, cekungan tersebut berangsur-angsur terisi oleh batuan klastik dan karbonat dan berkembang menjadi lautan penuh pada pertengahan periode Jurassic yang memicu terbentuknya dataran aluvial, delta, dan formasi karbonat (Kidston, dkk,2005).



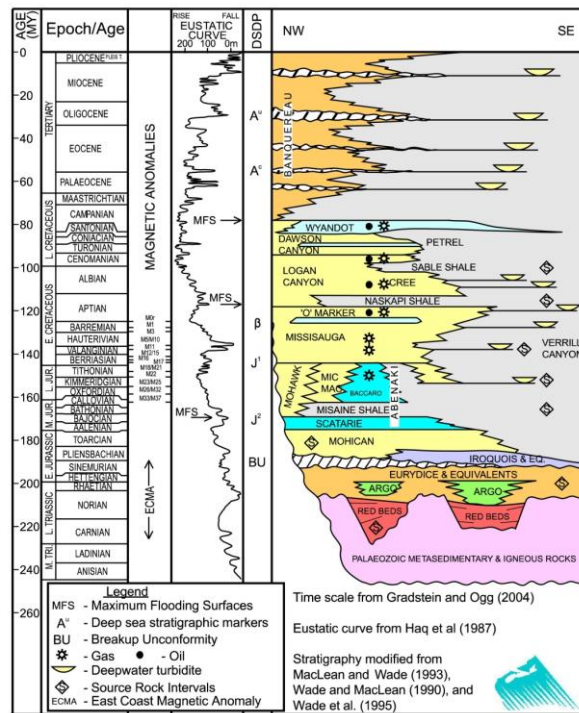
Gambar 1. Cekungan Scotian (Kidston dkk, 2005)

Stratigraphy

Cekungan Scotian mengandung batuan sedimen Mesozoikum-Kenozoikum dengan ketebalan hingga 16 km, batuan ini diendapkan pada masa pergerakan Pangaea. Deposisi paling awal terjadi pada periode Trias, yang terdiri dari klastik dan evaporit. Kemudian terjadi transisi perluasan dasar laut pada awal Jurassic sehingga celah cekungan tersebut lambat laun terisi oleh klastik dan karbonat. Kondisi yang seluruhnya bersifat samudera dan berkembang pada Jurassic tengah memicu terbentuknya fasies dataran aluvial, delta, dan karbonat. Endapan Kapur Akhir dan Kapur Awal didominasi oleh serpih transgresif, batugamping, dan karbonat. Fluktuasi relatif permukaan laut selama Paleosen dan Neosen membentuk campuran batupasir dan serpih diselingi batuan klastik kasar dan karbonat laut. Lapisan tersebut juga dilapisi oleh glasial yang tidak terkonsolidasi, lanau glaciomarine, dan sedimen laut yang diendapkan pada masa Kuartar (Kidston dkk., 2005).

Formasi Geologi Daerah Penelitian

Formasi Missisauga tersebar luas di cekungan Scotian dengan fasies dan ketebalan yang bervariasi. Di seluruh *platform* La Have, Burin dan Canso Ridge, ketebalannya mencapai 1000 m dan mengandung 60 hingga 80 persen batupasir dengan beberapa fasies batugamping lokal di Barat Daya. Pada subcekungan Sable, formasi ini dibor sepanjang lebih dari 2770 meter di kawasan Pulau Sable dan diperkirakan memiliki ketebalan lebih dari 3 km dengan 30 hingga 50 persen mengandung batupasir atau batulanau. Menuju cekungan, turbidit dan serpih Formasi Missisauga berasal dari bagian Kapur Formasi Verrill (Kidston dkk,2005).



Gambar 2. Stratigraphical Scotian Margin (Kidston dkk, 2005)

2. Metode Penelitian

Metode yang digunakan metode petrofisis dan seismik, Data Seismic dan Data Sumur. Data petrosisis dan seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM) yang mempunyai total 441 *inline* (1080-1520) dan 461 total *x-line* (1020 - 1480) serta 2 data sumur lengkap dengan *check-* tembakan dari masing-masing sumur. Ketersediaan data sumur dan parameter yang diukur ditunjukkan pada Tabel 1 dan 2.

Tabel 1. Data Sumur

<i>Num</i>	<i>Well Name</i>	<i>Well X</i>	<i>Well Y</i>	<i>Unit</i>	<i>KB (m)</i>	<i>Elev. Units</i>	<i>Check-shot</i>
1	B-41	731133.470	4894307.880	M	30.4495	m	✓
2	L-30	734338.860	4893837.880	M	30.4495	m	✓

Tabel 2 Parameter Yang Diukur

<i>Num</i>	<i>Well Name</i>	<i>Sonic Log</i>	<i>Density Log</i>	<i>Gamma Ray Log</i>	<i>Porosity Log</i>	<i>Resistivity Log</i>	<i>SP Log</i>
1	B-41	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	L-30	✓	✓	✓	✓	✓	✓

2.1. Tahapan Penelitian

Tahapan yang diambil ada 3 (tiga). Tahapan awal yang perlu dilakukan dalam penelitian ini, yaitu *well seismic tie*, analisis sensitivitas, dan inversi AI. Tahap pertama adalah pengikatan seismik sumur (*well seismic tie*), dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di kedalaman dengan data seismik yang ada pada waktunya, sehingga data marker dari sumur dapat digabungkan untuk menentukan horizon pada data seismik (Niatunai, 2019).

Tahap ke 2 (dua) yang dilakukan adalah menentukan *wavelet* yang dapat merepresentasikan hubungan antara data seismik dengan data sumur, selanjutnya dilakukan *input data check-shot*, dan terakhir dilakukan proses *stretch-squeeze*. Tahap ke 3 (tiga) adalah analisis sensitivitas. Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui sensitivitas suatu sumur, apakah sensitif atau tidak. Apabila dapat memisahkan litologi maka dapat dilakukan proses inversi AI. Langkah terakhir adalah inversi

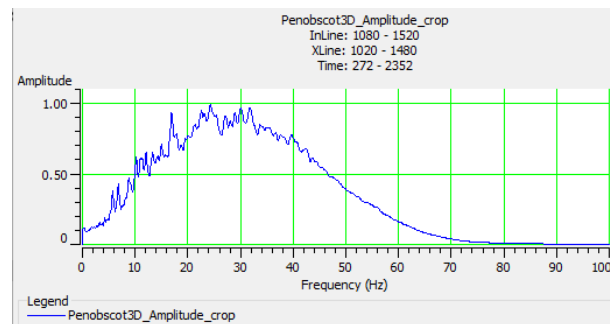
AI. Analisis pra inversi perlu dilakukan untuk meminimalisir hasil inversi yang kurang baik (Niatunai dkk, 2019).

Parameter tersebut dimasukkan hingga nilai korelasi yang diperoleh tinggi dan nilai errornya rendah. Untuk mendapatkan hal tersebut diperlukan *wavelet* yang cocok. Jika nilai korelasi yang diperoleh tinggi dan nilai error yang diperoleh rendah maka hasil inversinya akan semakin baik (Ginting dkk., 2019).

3. Hasil dan Pembahasan

Well Seismic Tie

Untuk pengolahan data lebih lanjut, terlebih dahulu ditentukan frekuensi dominannya dan dari proses secara *trial and error* didapatkan frekuensi dominan 24 Hz. Besar dari ini digunakan dalam pengikatkan data seismik. Adapun hasilnya seperti terlihat pada Gambar 3.



Gambar 3. Spektrum Seismik dengan frekuensi dominan pada 24 Hz.

Setelah ditentukan frekuensi dominan, berikutnya mentransformasikan frekuensi dominan ke kedalaman. Selanjutnya ditentukan kedalaman sumur yang potensial terdapat hidrokarbon. Terdapat 2 (dua) sumur yang potensial adanya hidrokarbon sumur L-30 dan B-41. Langkah mengkorelasi parameter fisis sumur L-30, dan mengkorelasi parameter fisis sumur B-41. Adapun hasil masing-masing korelasi dari 2 (dua) sumur potensial dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Korelasi Ke Dua Sumur

<i>Wells Name</i>	<i>Correlation Coefisient</i>
L-30	0,879
B-41	0,717

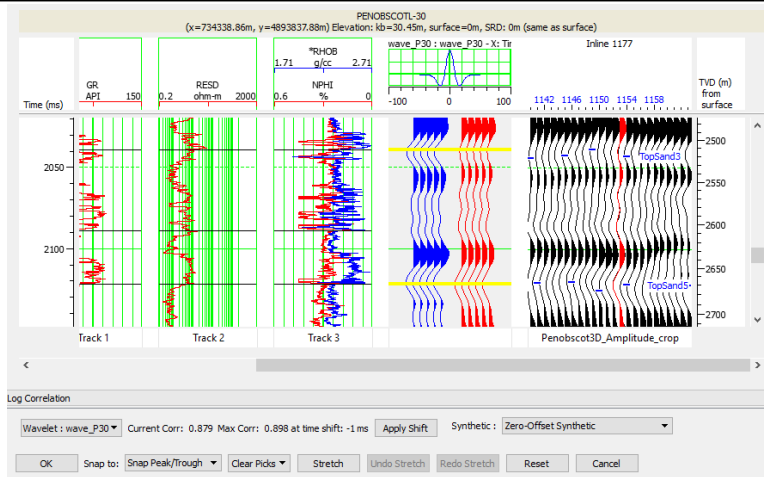
Metode Petrofisis

Dalam rangka menentukan potensial adanya hidrokarbon digunakan metode Petrofisis data digunakan Tabel 3. Memperlihatkan terdapatnya nilai korelasi L-30 nilai sebesar 0,879 yang tertinggi dari pada B-41. Artinya terdapat kemiripan antara seismogram sintetik dengan data seismik yang berkorelasi sekitar 87,9%, dapat dilihat pada Gambar4.

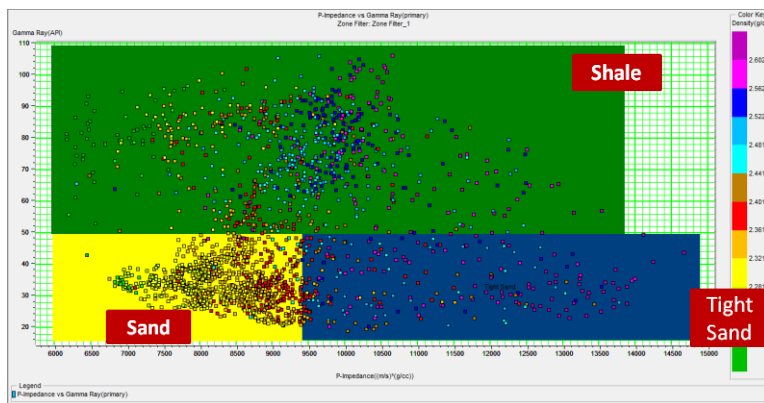
Gambar 4 Memperlihatkan korelasi antara Gamma Ray, P-Impedansi dan Denistas pada sumur L-30 inline 1177. Dengan demikian penelitian difokuskan sumur L-30.

Analisis Sentivitas

Dalam Rangka menentukan jenis litologi yang ada dalam sumur L-30 dilakukan analisis sentivitas. Data yang digunakan log *Gamma-Ray*, *P-Impedansi*, dan *Densitas*. Selanjutnya dilakukan *crossplot* antara log *Gamma Ray* dan data *P-Impedance* dan dikontrol warna log dari data densitas untuk menentukan reservoir. Adapun hasil *crossplot* dapat dilihat pada gambar 5.



Gambar 4. Hasil Korelasi Sumur L-30 sebesar 0,879

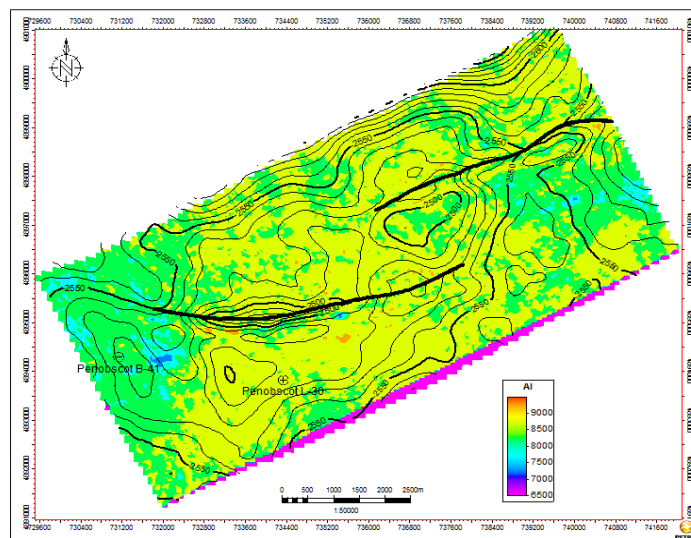


Gambar 5. Crossplot antara Gamma Ray logs, Impedance-P dan log density sumur L-30

Gambar 5 memperlihatkan hasil *cross plot*, terlihat bahwa zona target reservoir ditetapkan sebagai zona kuning, kemudian serpih ditetapkan sebagai zona hijau dan terdapat juga lapisan yang dapat dikategorikan sebagai Pasir Ketat yang ditetapkan sebagai zona biru. Nilai impedansi yang menunjukkan target reservoir batupasir berkisar antara 6900 m/s*g/cc hingga 9000 m/s*g/cc.

Metode Sismik

Salah satu metode yang digunakan dalam analisis sebaran reservoir potensial hidrokarbon adalah Inversi Impedansi Akustik. Parameter yang digunakan adalah nilai impedansi akustik pada bidang di lapangan Penobscot.



Gambar 9. Seismik Inversi AI dengan kedalaman diperlihatkan pada lapisan pasir 3

Gambar 9 merupakan peta kontur AI terbalik yang telah di-*overlay* dengan peta struktur kedalaman setiap horizon. Dari hasil analisis sensitivitas diketahui nilai impedansi yang menunjukkan reservoir batupasir berkisar antara 6900 m/s*g/cc hingga 9000 m/s*g/cc.

4. Kesimpulan

Hasil uji analisis sensitivitas menunjukkan nilai impedansi yang menunjukkan reservoir batupasir berkisar antara 6900 m/s*g/cc hingga 9000 m/s*g/cc. Diperoleh 2 peta hasil inversi impedansi akustik. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pasir 3 dan pasir 5 didominasi oleh reservoir batupasir.

Referensi

- Ariansyah, M. et al., 2019. *Seismic Attribute Analysis for Reservoir Characterization in Peobscot Field, Scotian Basin*. Makassar, Hasanuddin University, pp. 31-36.
- Ginting, H. et al., 2019. *Reservoir Characterization using Acoustic Impedance Seismic Inversion Method and Seismic Attribute in the "RST" Field of the Taranaki Basin, New Zealand*. United States, The AAPG/Data pages Combined Publications Database.
- Kidston, A., Brown, D., Smith, B. & Alheim, B., 2005. *The Upper Jurassic Abenaki Formation, Offshore Nova Scotia: a Seismic and Geologic Perspective*, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board: Halifax.
- Niatunai, R. et al., 2019. *Prediksi Sebaran Reservoir Batu Pasir menggunakan ANalisa Atribut Seismik dan Inversi Acoustic Impedance pada Lapangan FC-85 Cekungan Tarakan Kalimantan Utara*. Banjarmasin, Universitas Lambung Mangkurat, p. 8.
-