

Karakterisasi reservoir batuan serpih menggunakan *simultaneous inversion* di lapangan TAF, formasi baong bawah, cekungan Sumatra Utara

Mohammad S. Rosid^{1✉}, Thanniza A. Faurie¹, Dan Andri A. Aspari²

¹Departemen Fisika, Universitas Indonesia, Depok 16424, Indonesia

²Arcadia Tower D 7th Floor, Jl. T.B. Simatupang Kav. 88, Jakarta 12520, Indonesia

Info Artikel

Sejarah Artikel:
Diterima:
15 November 2019
Disetujui:
03 Desember 2019
Dipublikasikan:
27 Desember 2019

Keywords:
North Sumatra Basin, reservoir characterization, shale hydrocarbon, simultaneous inversion

ABSTRAK

Penelitian tentang karakterisasi reservoir batuan serpih telah dilakukan di lapangan TAF, Cekungan Sumatra Utara. Formasi Baong Bawah menjadi target dalam penelitian ini. Parameter impedansi-P dan impedansi-S yang dihasilkan dari metode inversi simultan digunakan dalam studi ini untuk mengidentifikasi litologi batuan dan kandungan fluida di zona target. Analisis stacking sudut secara parsial dilakukan dalam 3 kelompok besar: stacking sudut dekat ($1-19^\circ$), stacking sudut menengah ($19-36^\circ$) dan stacking sudut jauh ($36-53^\circ$). Hasil inversi simultan menunjukkan adanya lapisan batuan serpih (*shale*) yang dominan di daerah ini dengan nilai impedansi-P dalam interval 4.000-8.000 (m/s)*(gr/cc), impedansi-S dalam interval 1.500-3.000 (m/s)*(gr/cc) dan nilai densitas batuanya dalam range 2.2-2.5 g/cc. Adapun nilai impedansi-P dalam interval 8.000-12.000 (m/s)*(gr/cc), impedansi-S dalam interval 3.000-5.700 (m/s)*(gr/cc) dan densitas batuan dalam range 2.5-2.75 g/cc dimiliki oleh batuan dasar dari Formasi Baong Bawah yang berasosiasi dengan dominasi batuan pasir dan karbonat. Namun demikian, hasil inversi impedansi-P dan Lambda-Rho begitu juga hasil analisa crossplot dari AI vs SI dan kurva LMR, semuanya tidak mengindikasikan adanya fluida hidrokarbon di lapisan ini.

ABSTRACT

Study of shale gas reservoir characterization has been conducted in the "TAF" field, North Sumatra Basin. The Lower Baong Formation was targeted in this study. The P-impedance and S-impedance parameters generated from the simultaneous inversion method were used in this study to identify rock lithology and fluid content in the target zone. Partial angle stack analysis is performed in 3 groups: near angle stacking ($1-19^\circ$), medium angle stacking ($19-36^\circ$) and far angle stacking ($36-53^\circ$). The results of simultaneous inversion indicate the presence of shale layers which are dominant in this area with a P-impedance value in the interval of 4,000-8,000 (m/s)(g/cc), S-impedance in the range of 1,500-3,000 (m/s)*(g/cc) and rock density values in the range of 2.2-2.5 g/cc. The value of P-impedance in intervals of 8,000-12,000 (m/s)*(g/cc), S-impedance in intervals of 3,000-5,700 (m/s)*(g/cc) and rock density in the range of 2.5-2.75 g/cc is owned by the bottom of Lower Baong Formation which is dominated by sand and carbonate rock. However, the inversion results of P-impedance and Lambda-Rho as well as the results of crossplot analysis of AI vs SI and LMR curves, all of which do not indicate the presence of hydrocarbon fluids in this layer.*

PENDAHULUAN

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki laju konsumsi energi yang tinggi di dunia yaitu sebesar 7% per tahun (ESDM, 2012). Padahal setiap tahunnya produksi cadangan energi Indonesia terus mengalami penurunan. Cadangan energi fosil yang masih menjadi energi utama Indonesia saat ini terus mengalami penurunan. Di sisi lain, Indonesia tengah mengalami defisit minyak bumi. Produksi minyak mentah Indonesia tidak lebih dari 800 ribu barel per hari, sementara kebutuhannya mencapai 1,8 juta barel per hari. Dengan demikian, pencarian cadangan energi baru terus-menerus dilakukan oleh Pertamina.

Cadangan hidrokarbon (migas) dibagi dalam 2 kategori, yaitu cadangan konvensional dan cadangan yang tidak konvensional. Indonesia masih menggunakan hidrokarbon dari cadangan konvensional sebagai sumber energi utamanya. Hidrokarbon dari reservoir konvensional memiliki jumlah terbatas dan cadangannya semakin menipis karena permintaan konsumsi energi meningkat setiap tahun. Oleh karena itu, sumber hidrokarbon baru diperlukan untuk menjadi solusi dari masalah krisis energi ini.

Perkembangan teknologi dan geologi telah mendukung penemuan konsep baru dalam eksplorasi hidrokarbon dari reservoir non-konvensional. Salah satu reservoir non-konvensional itu adalah hidrokarbon gas dari batuan serpih (*shale*). *Shale* gas adalah gas alam yang diproduksi dari lapisan *shale*. *Shale* adalah batuan sedimen yang terdiri dari partikel berukuran lanau dan tanah liat dengan karakteristik laminasi planar (Potter, 1981). Batuan *shale* seringkali disebut sebagai batuan serpih.

Shale memiliki permeabilitas yang rendah sehingga gas-gas yang terbentuk dalam fragmen *shale* tidak dapat mengalami migrasi atau migrasi primer tetap berada di batuan induk. Gas dalam lapisan serpih kemudian disimpan dan diadsorpsi pada matriks serpih. Dalam *shale* gas, batuan induk juga bertindak sebagai reservoir sekaligus sebagai pelindung (*seal*). *Shale* gas Indonesia terdeteksi di 7 cekungan, salah satunya ada di Cekungan Sumatra Utara. Tiga batuan induk utama dari sistem *petroleum* pada cekungan ini yaitu Formasi Bampo, Belumai, dan Baong Bawah (Pertamina BPPKA, 1995). Potensi *shale* gas Indonesia sangat besar. Sumber daya hipotetisnya untuk volume total *shale* gas Indonesia, terutama di Cekungan Sumatra Utara mencapai 64,78 TCF (Subroto, 2015).

Eksplorasi *shale* hidrokarbon menggunakan beberapa parameter, diantaranya yaitu TOC (*Total Organic Carbon*), tingkat kematangan (*maturity*), dan sifat getas (*brittle*). Lapisan *shale* yang memiliki potensi *shale* gas memiliki nilai TOC > 0.5% (Harilal dan Tandom, 2012), tingkat kematangan dengan nilai R_o > 1% untuk gas. Lapisan *shale* yang bersifat *brittle* memiliki kandungan kuarsa > 40%. Lapisan *shale* yang memiliki potensi *shale* hidrokarbon umumnya memiliki warna cokelat kehitaman hingga hitam (Guntoro, 2012 dalam Irawan, 2014). Formasi Belumai dan Baong terdiri atas serpih dari lingkungan laut dengan potensi TOC sebesar 1% (Pertamina BPPKA, 1995). Formasi Baong Bawah sendiri memiliki kandungan TOC berkisar 0,8–3,5% dengan tipe kerogen II/III (*mixed oil/gas-prone*) (Bahesti dkk., 2013). Nugroho dkk. (2018) mengklaim bahwa Formasi Belumai memiliki nilai TOC dan indeks kegetasan tinggi yang mengindikasikan adanya *shale* gas. Secara litologi, Formasi Belumai terdiri dari batu pasir glaukonit dengan perselingan serpih dan batu gamping, sedangkan Formasi Baong Bawah terdiri atas serpih laut dengan sedikit sisipan batu pasir (Yuda dkk., 2017).

Dalam eksplorasi hidrokarbon ini, inversi seismik digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir batuan serpih (*shale*). Inversi seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah inversi simultan. Inversi ini lebih baik daripada inversi impedansi akustik (AI) dan impedansi geser (SI) dalam menghasilkan model impedansi batuan. Impedansi adalah ketahanan batuan dalam merespon perambatan gelombang seismik. Inversi simultan menghitung kecepatan gelombang P

(V_p) sebagai respon gelombang kompresi (longitudinal) dan kecepatan gelombang S (V_s) sebagai respon gelombang geser (transversal) pada batuan secara simultan dari pada inversi AI dan SI yang masing-masing hanya menentukan nilai V_p dan V_s saja. Inversi simultan dilakukan untuk mengekstrak amplitudo versus offset (AVO) dan menghitung impedansi seismik secara bersamaan (Chopra dan Castagna, 2014). Metode inversi simultan ini dapat mengurangi ambiguitas sifat fisik batuan karena efek porositas batuan dan kandungan fluida dapat dibedakan dengan baik.

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengkarakterisasi reservoir batuan serpih pada Formasi Baong Bawah. Karakterisasi ini untuk mengidentifikasi litologi batuan dan kandungan fluida reservoir. Estimasi ini ditentukan dari nilai V_p , V_s , dan kerapatan batuan ρ yang dihitung secara simultan (Hampson dkk., 2005). Inversi simultan menggunakan data gabungan CDP pre-stack sebagai inputnya. Penggunaan CDP pre-stack ini juga dilakukan oleh Lang dan Grana (2017) dan Moghanloo dkk. (2018) untuk mengestimasi fasies dan impedansi batuan. Beberapa peneliti lainnya yang juga telah menggunakan metode inversi ini diantaranya adalah Grana dan Della Rossa (2010) untuk mengestimasi probabilitas sifat petrofisik dan Yoong dkk. (2016) untuk memetakan litologi batuan dan kandungan fluida di cekungan Malay. Penelitian terbaru yang menggunakan inversi simultan ini adalah penelitian oleh Reza dkk. (2019) dan Liu dan Wang (2020) dalam penentuan atribut seismik dan pengkarakterisasian reservoir hidrokarbon..

METODE

Inversi simultan adalah suatu proses inversi seismik yang menggunakan data migrasi pre-stack. Data gather sudut digunakan dalam proses ini untuk menghitung dan menghasilkan parameter impedansi-P, impedansi-S, dan densitas batuan secara simultan. Model ini dibuat dari data sumur dan interpretasi horizon yang akan menentukan hasil inversi. Data sumur kemudian disebarakan secara lateral. Ekstraksi wavelet juga dapat mempengaruhi proses ini. Hasil impedansi ini kemudian dibandingkan dengan data seismik real. Proses pengolahan ini akan menghasilkan suatu error untuk mengontrol apakah model hasil inversi ini sudah sesuai dengan data real atau belum.

Metode ini menggunakan suatu nilai estimasi dari reflektivitas gelombang P dan gelombang S. Estimasi nilai ini didasarkan pada fungsi dari formula Aki-Richards (2002), Simmons dan Backus (1996) and pendekatan algoritma Buland dan Omre (2003). Hasil dari pendekatan ini ternyata merupakan korelasi linier antara impedansi-P, impedansi-S, dan densitas. Metode ini menghasilkan karakterisasi reservoir yang lebih baik. Simmons dan Backus menjelaskan reflektivitas gelombang-P (R_p), reflektivitas gelombang-S (R_s), dan reflektivitas densitas (R_d) sebagaimana dinyatakan dalam Persamaan 1.

$$R_p = \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], R_s = \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], R_d = \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (1)$$

Sementara Buland dan Omre menggunakan pendekatan dalam Persamaan 2.

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = \ln V_p \quad (2)$$

Dengan mengkombinasikan Persamaan 1 dan 2, maka reflektivitas gelombang dapat dinyatakan dalam Persamaan 3.

$$R_{pi} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln Z_{pi} = \frac{1}{2} [\ln Z_{pi+1} + 1 - \ln Z_{pi}] \quad (3)$$

Dengan demikian, Persamaan Aki-Richard dapat dituliskan dalam bentuk Persamaan 4.

$$R_{pp}(\theta) = c_1 R_p + c_2 R_s + c_3 R_d \quad (4)$$

dimana $R_{pp}(\theta)$ = reflektivitas total pada sudut datang, $c_1 = 1 + \tan^2(\theta)$, $c_2 = -8\gamma^2 \sin^2(\theta)$, $c_3 = -0.5 \tan^2(\theta) + 2\gamma^2 \sin^2(\theta)$, dan $\gamma = V_s/V_p$.

Jika fungsi tersebut diberikan suatu nilai sudut tertentu dari fungsi tras seismik $T(\theta)$ maka Persamaan 4 akan menjadi Persamaan 5.

$$T(\theta) = \left(\frac{1}{2}\right)c_1 W(\theta)DL_p + c_2 W(\theta)DL_s + W(\theta)c_3 DL_d \tag{5}$$

dengan $L_p = \Delta \ln Z_p$, $L_s = \Delta \ln Z_s$, dan $L_d = \Delta \ln \rho$. Sebagai konsekuensinya maka wavelet seismiknya dalam fungsi sudut juga. Jadi Persamaan (5) dapat digunakan sebagai persamaan inversi untuk mendapatkan nilai L_p dan L_s juga L_p dan L_d . Hal ini dapat dituliskan dalam Persamaan 6.

$$\ln Z_s = k \ln Z_p + k_c + \Delta L_s, \quad \ln Z_d = m \ln Z_p + m_c + \Delta L_d \tag{6}$$

Dari Persamaan 4, 5, dan 6, hubungan Aki-Richard dimodifikasi menjadi Persamaan 7.

$$T(\theta) = \bar{c}_1 W(\theta)DL_p + \bar{c}_2 W(\theta)D\Delta L_s + W(\theta)c_3 D\Delta L_d \tag{7}$$

dengan $\bar{c}_1 = \frac{1}{2} c_1 + \frac{1}{2} k c_2 + m c_3$, dan $\bar{c}_2 = \frac{1}{2} c_2$. Persamaan 7 dapat dituliskan dalam bentuk matriks menjadi Persamaan 8.

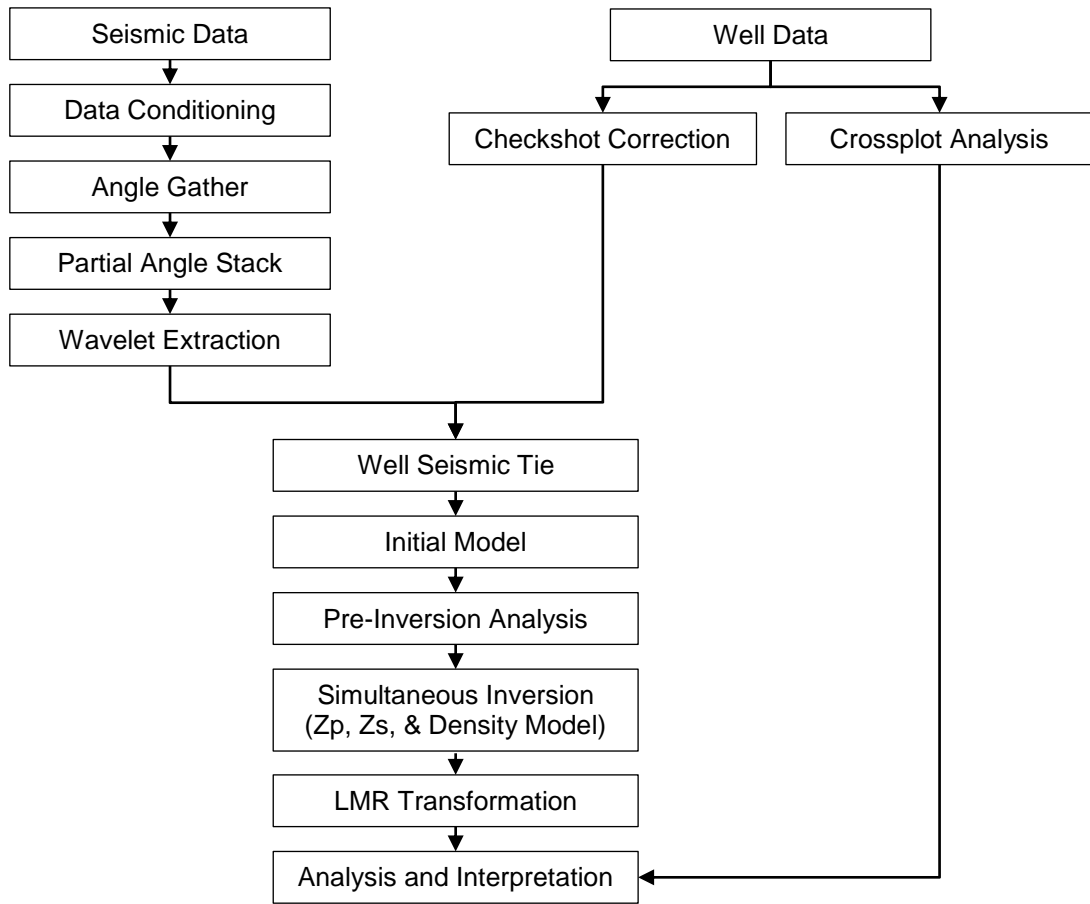
$$\begin{bmatrix} T(\theta_1) \\ T(\theta_2) \\ \vdots \\ T(\theta_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{c}_1 W(\theta_1)D & \bar{c}_1 W(\theta_1)D & \bar{c}_1 W(\theta_1)D \\ \bar{c}_1 W(\theta_2)D & \bar{c}_1 W(\theta_2)D & \bar{c}_1 W(\theta_2)D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{c}_N W(\theta_N)D & \bar{c}_N W(\theta_N)D & \bar{c}_N W(\theta_N)D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_p \\ \Delta L_s \\ \Delta L_d \end{bmatrix} \tag{8}$$

Jika Persamaan 6 diselesaikan dengan menggunakan persamaan matriks, maka nilai impedansi akustik (Z_p), impedansi geser (Z_s), dan densitas dapat ditentukan dari Persamaan 9.

$$\begin{aligned} Z_p &= \exp(L_p), \\ Z_s &= \exp(kL_p + k_c + \Delta L_s), \\ \text{dan } \rho &= \exp(mL_p + m_c + \Delta L_d) \end{aligned} \tag{9}$$

Studi ini dilakukan melalui penentuan nilai V_p , V_s , dan densitas. Ketiga parameter tersebut diperoleh dari hasil inversi data seismik pre-stack menggunakan metode pemodelan inversi simultan. Tahapan prosesnya diilustrasikan melalui diagram alir pada Gambar 1.

Langkah pertama adalah menyiapkan data yang terdiri dari data seismik pre-stack, data seismik post-stack, data sumur, data checkshot dan data marker. Koreksi checkshot dilakukan terlebih dulu. Koreksi ini dilakukan dengan mengkorelasi data sumur dengan data seismik melalui sinkronisasi domain data seismik dan sumur. Seismogram sintetik dibuat melalui konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet yang di ekstrak dari data seismik. Proses peningkatan rasio sinyal terhadap noise (S/N) dilakukan secara bersamaan dengan pengikatan data sumur ke seismik dan pengkondisian data pre-stack agar diperoleh hasil yang baik. Domain data seismik yang sebelumnya dalam offset dan TWT (waktu tempuh bolak-balik) kemudian diubah menjadi dalam sudut dan TWT. Proses ini dilakukan dengan mengkondisikan kumpulan sudut parsial dan pengamatan rentang sudut seismik. Analisis sensitivitas parameter dilakukan melalui crossplot setiap parameter untuk mengetahui parameter mana yang paling sensitif dan dapat digunakan dalam penelitian ini. Dari hasil analisis ini, kemudian dibuat model awal inversi simultan dalam parameter impedansi-P, impedansi-S, dan kerapatan yang dibatasi oleh hasil picking horizon dan data sumur. Analisis inversi dilakukan untuk melihat tingkat korelasi model awal dengan hasil inversi simultan yang dilakukan. Akhirnya, pemetaan distribusi litologi dan kandungan fluida reservoir dilakukan dengan menggunakan parameter yang telah diperoleh dari hasil inversi simultan.



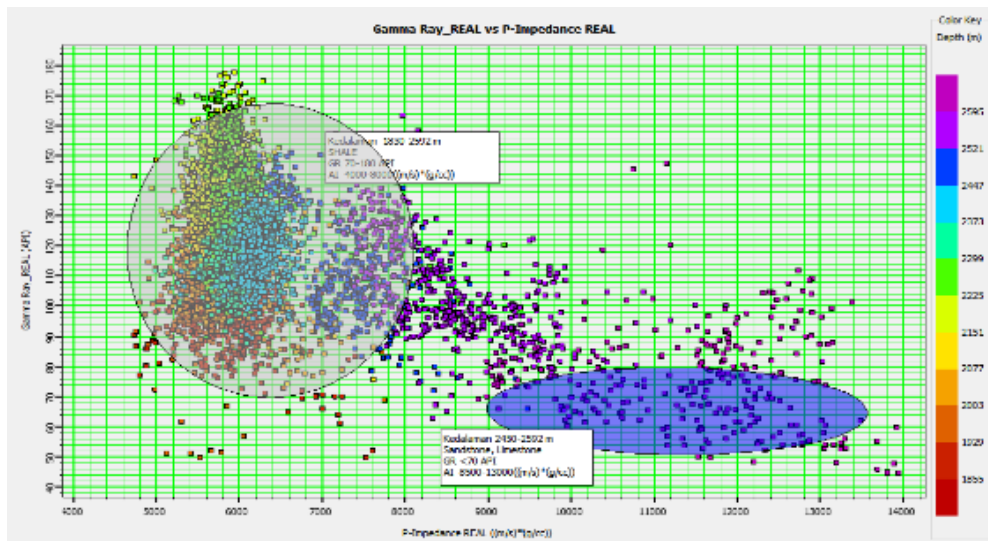
Gambar 1. Diagram alir penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Crossplot dilakukan dengan menggunakan data sumur untuk melihat sensitivitas log sumur di daerah penelitian. Ada beberapa *crossplot* yang dilakukan dengan tujuan yang berbeda-beda. *Crossplot* diterapkan untuk mempelajari litologi reservoir dan kandungan fluida. Jadi, analisis ini dilakukan pada zona reservoir antara top horison Baong Bawah hingga top horison Belumai.

Crossplot Gamma Ray vs Impedansi-P

Crossplot antara gamma ray dan impedansi-P digunakan untuk menganalisis distribusi litologi batuan di sumur bor. Gambar 2 menunjukkan *crossplot* antara gamma ray dan impedansi-P menggunakan indikator warna kedalaman dalam meter. Penentuan litologi batuan serpih dapat dilihat dari tingginya nilai sinar gamma pada batuan serpih dengan nilai lebih besar dari 70 API. Tingginya nilai gamma ray pada lapisan *shale* karena *shale* adalah batuan sedimen yang berasal dari hasil pelapukan, pengangkutan dan pengendapan yang memiliki unsur radioaktif.



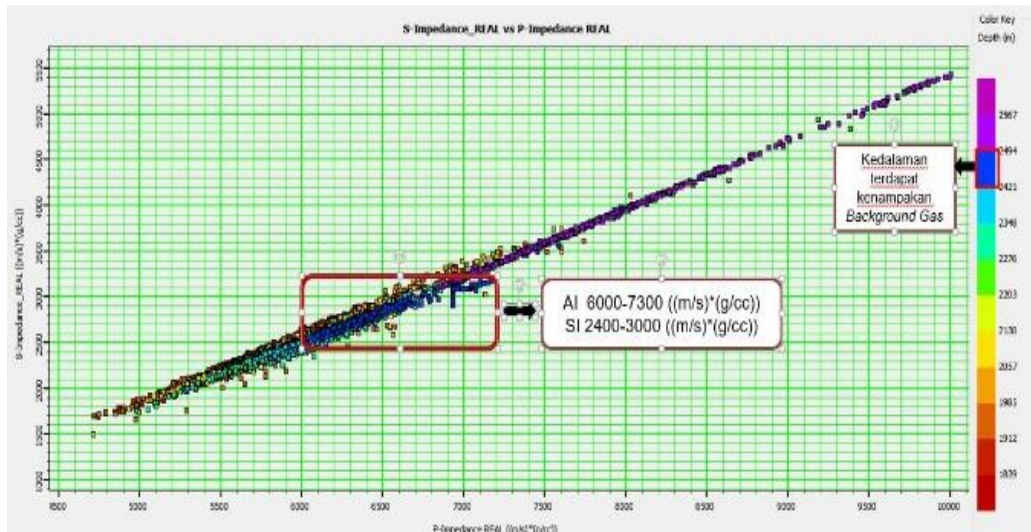
Gambar 2. Analisis crossplot gamma ray vs impedansi-P

Hasil *crossplot* menunjukkan bahwa zona target memiliki litologi dominan serpih/shale yang didistribusikan pada kedalaman 1.810-2.520 m dengan nilai impedansi-P pada interval 4.000-8.000 (m/s)*(g/cc). Hasil juga menunjukkan litologi lain yang diperkirakan adanya sisipan pasir dan karbonat dengan nilai gamma ray kurang dari 70 API dan nilai interval impedansi-P nya sekitar 8.500-13.000 (m/s)*(g/cc). Hasil *crossplot* gamma ray terhadap impedansi-P menunjukkan bahwa serpih dan litologi lain dalam bentuk karbonat atau pasir dipisahkan dengan baik sehingga nilai ini dapat digunakan sebagai nilai referensi dalam analisis inversi.

Crossplot Impedansi-S vs Impedansi-P

Crossplot antara impedansi-S dan impedansi-P pada Gambar 3 dapat digunakan untuk menentukan kandungan fluida dalam pori batuan di dalam sumur. Nilai impedansi-P tergantung pada densitas (kerapatan) batuan dan nilai kecepatan gelombang-P. Impedansi-P juga tergantung pada cairan yang terkandung dalam pori-pori batuan. Kehadiran parameter inkompresibilitas batuan (λ) dalam kecepatan gelombang-P dapat menentukan nilai impedansi-P yang bervariasi sesuai dengan jenis fluida yang ada di dalamnya. Cairan gas memiliki nilai inkompresibilitas terkecil dibandingkan dengan minyak dan air. Kondisi ini menyebabkan nilai kecepatan gelombang-P kecil ketika melewati fluida gas.

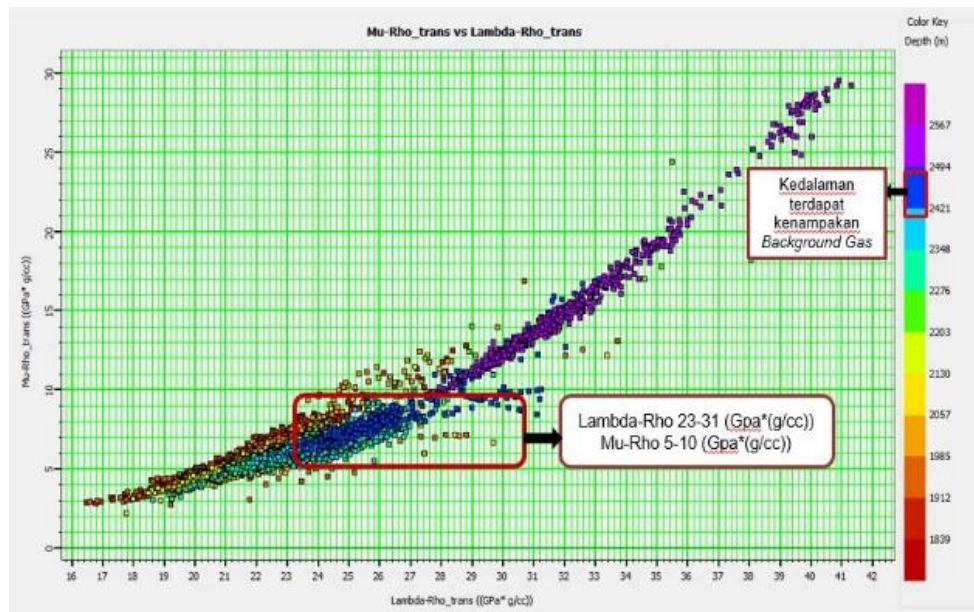
Gambar 3 menunjukkan *crossplot* antara impedansi-P dan impedansi-S di sumur dengan kedalaman sebagai indikator warna. Litologi pada kedalaman di atas 2.400 m tampaknya memiliki nilai impedansi-P tinggi sekitar 7.000-10.000 (m/s)*(g/cc) dan impedansi-S sekitar 3.000-5.500 (m/s)*(g/cc). Hasil dari *crossplot* impedansi-P dan impedansi-S tidak mengindikasikan rendahnya nilai anomali impedansi-P yang menunjukkan adanya hidrokarbon di zona target. Pada kedalaman 2.464-2.474 m di mana terdapat tampilan gas yang menjadi *background* pada pembacaan kromatografi gas, juga tidak menunjukkan indikasi rendahnya nilai anomali impedansi-P. Nilai di kedalaman ini adalah antara 6.000-7.300 (m/s)*(g/cc) dan nilai impedansi-S adalah antara 2.400-3.000 (m/s)*(g/cc).



Gambar 3. Analisis *crossplot* impedansi-S vs impedansi-P dengan kedalaman sebagai indikator warna.

Crossplot LMR

Crossplot Lambda-Mu-Rho (LMR) juga dapat digunakan untuk menentukan kandungan fluida di zona *crossplot* (lihat Gambar 4). Jika ada kandungan fluida gas dalam batuan, Lambda-Rho yang merepresentasikan nilai fluida yang tidak dapat dimampatkan, akan muncul sebagai anomali dalam bentuk nilai kecil. Parameter Mu-Rho yang mewakili nilai kekakuan atau rigiditas batuan tidak akan menunjukkan perbedaan karena fluida tidak memiliki nilai kekakuan.



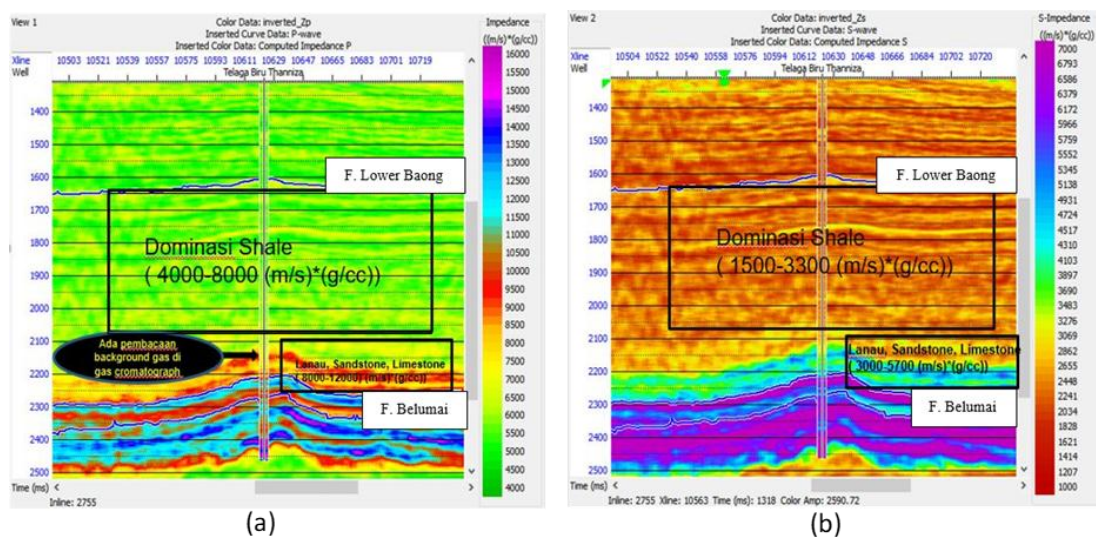
Gambar 4. Analisis *crossplot* Mu-Rho vs Lambda-Rho dengan kedalaman sebagai indikator warna

Gambar 4 menunjukkan *crossplot* antara Lambda-Rho dan Mu-Rho dengan kedalaman sebagai indikator warnanya (*color key*). Pada kedalaman sekitar 1.830-2.490 m, nilai Mu-Rho berkisar antara 3-10 (Gpa²/g/cc) dan nilai Lambda-Rho bervariasi dalam kisaran 16-28 (Gpa²/g/cc), dan nilainya meningkat dengan meningkatnya kedalaman. Pada kedalaman lebih dari

2.490 m, nilai Mu-Rho berkisar antara 11-30 (Gpa*(g/cc)) dan Lambda-Rho bervariasi dalam kisaran 29-42 (Gpa*(g/cc)). Hasil *crossplot* antara Lambda-Rho dan Mu-Rho tidak menunjukkan nilai anomali yang rendah antara Lambda-Rho dan Mu-Rho yang dapat mengindikasikan adanya hidrokarbon di zona target. Serta pada kedalaman 2.464-2.474 m di mana ada tampilan latar belakang dalam pembacaan kromatografi gas, juga tidak menunjukkan nilai anomali rendah impedansi-P. Nilai Lambda-Rho pada kedalaman ini adalah antara 23-31 (Gpa*(g/cc)) dan Mu-Rho sekitar 5-10 (Gpa*(g/cc)).

Analisis Inversi Simultan

Hasil yang diperoleh dari inversi simultan adalah parameter impedansi-P, impedansi-S, dan kerapatan batuan. Hasil analisis penampang lintang seismik impedansi-P dan impedansi-S masing-masing ditunjukkan pada Gambar 5(a) dan 5(b).



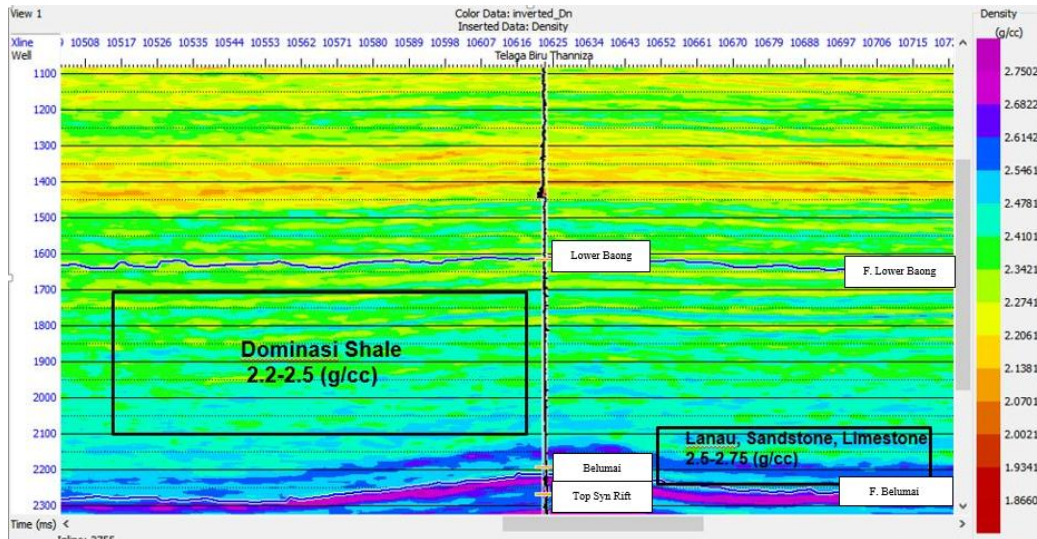
Gambar 5. Analisis inversi simultan pada penampang lintang (a) impedansi-P, dan (b) impedansi-S

Impedansi-P adalah parameter yang dipengaruhi oleh kecepatan gelombang primer (V_p) dan kerapatan (ρ). Model di atas adalah hasil inversi dari impedansi-P di mana zona target dalam penelitian ini adalah formasi dalam interval 1.600-2.250 ms. Sesuai dengan data *crossplot*, parameter impedansi-P dapat memisahkan litologi serpih/*shale* dengan litologi lainnya. Berdasarkan hasil inversi, impedansi-P yang memiliki nilai lebih rendah yang diperkirakan sebagai dominasi serpih dan digambarkan oleh warna hijau ke kuning memiliki nilai berkisar antara 4.000-8.000 (m/s)*(g/cc) dan litologi karbonat dengan nilai impedansi-P yang lebih tinggi berada pada range 8.000-12.000 (m/s)*(g/cc) ditunjukkan oleh warna oranye. Hasil inversi simultan penampang impedansi-P di zona target Formasi Baong Bawah tidak menunjukkan anomali nilai impedansi-P kecil yang menunjukkan nilai inkompresibilitas kecil dan dapat mengindikasikan adanya gas hidrokarbon. Pada kedalaman 2.464-2.474 m dimana terdapat tampilan gas latar dalam pembacaan kromatografi gas juga tidak menunjukkan nilai anomali impedansi-P rendah.

Parameter impedansi-S adalah parameter sensitif untuk menunjukkan kekakuan batuan, sehingga dapat digunakan untuk memisahkan litologi. *Crossplot* telah menunjukkan bahwa impedansi-S dapat memisahkan batuan serpih dan litologi lainnya. Dari hasil inversi impedansi-S, nampak adanya dominasi litologi serpih dengan nilai berkisar antara 1.500-3.300 (m/s)*(g/cc) pada kedalaman 1.600-2.100 ms. Sementara pada kedalaman 2.150 ms yang mulai mendekati puncak

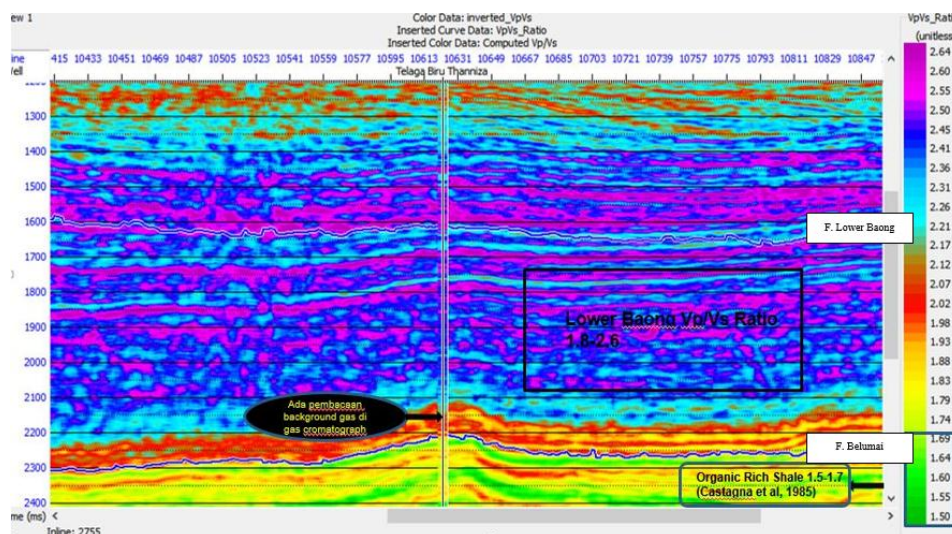
Formasi Belumai, nilai impedansi-S meningkat menjadi 3.000-5.700 (m/s)*(g/cc) dan diperkirakan ada perubahan dominasi litologi serpih menjadi karbonat.

Gambar 6 mengilustrasikan hasil inversi simultan dari penampang kerapatan/densitas batuan. Model kerapatan mendukung model impedansi, di mana area yang didominasi oleh litologi serpih relatif memiliki nilai kerapatan yang lebih rendah sekitar 2,2-2,5 (g/cc) dibandingkan dengan nilai litologi karbonat pada harga sekitar 2,5-2,75 (g/cc).



Gambar 6. Analisis inversi simultan – penampang lintang densitas

Analisis inversi simultan dari rasio V_p/V_s ditunjukkan pada Gambar 7. Rasio ini dipengaruhi oleh kecepatan gelombang P dan gelombang S. Nilainya di kisaran Formasi Baong Bawah pada interval 1,8-2,6. Pada zona yang didominasi serpih nilainya sekitar 2,15-2,6 dan pada bagian bawah Formasi Baong Bawah dekat Formasi Belumai Atas kisaran nilainya 2,8-2,14. Hasil inversi simultan dengan penampang impedansi-P di zona target Formasi Baong Bawah, tidak menunjukkan anomali rasio V_p/V_s kecil yang menunjukkan adanya gas hidrokarbon. Pada kedalaman 2.464-2.474 m dimana terdapat tampilan gas latar belakang dalam pembacaan kromatografi gas, juga tidak menunjukkan nilai anomali yang ditunjukkan dalam bentuk rasio V_p/V_s yang rendah.



Gambar 7. Analisis inversi simultan dari penampang rasio V_p/V_s

SIMPULAN

Inversi simultan yang diimplementasikan dalam penelitian ini telah menghasilkan atribut seismik di bagian atas Formasi Baong Bawah dan memperoleh nilai impedansi-P yang berkisar antara 4.000-8.000 (m/s)*(g/cc), rentang impedansi-S dari 1.500- 3.300 (m/s)*(g/cc) dan kerapatan yang berkisar antara 2,2-2,5 g/cc. Nilai-nilai ini berasosiasi dengan dominasi lapisan serpih. Hasil inversi simultan pada bagian bawah Formasi Baong Bawah di dekat bagian atas Formasi Belumai memiliki nilai impedansi-P berkisar 8.000-12.000 (m/s)*(g/cc), nilai impedansi-S berkisar antara 3.000-5.700 (m/s)*(g/cc) dan nilai kerapatan yang berkisar 2,5-2,75 g/cc. Nilai-nilai ini berkorelasi dengan dominasi litologi lain dalam bentuk batupasir dan karbonat. Dengan mengintegrasikan data geofisika dan petrofisika diketahui bahwa litologi di Lapangan TAF pada bagian atas dan tengah Formasi Baong Bawah memiliki litologi yang di dominasi serpih, dan dominasi litologi karbonat dan batu pasir di bagian bawah Formasi Baong Bawah. Hasil inversi simultan dan transformasi LMR dalam penelitian ini tidak mengindikasikan adanya fluida gas pada Formasi Baong Bawah.

Untuk pengembangan di masa depan, studi lebih lanjut perlu dilakukan mengenai karakteristik hidrokarbon pada batuan serpih di wilayah penelitian. Gunakan lebih banyak sumur untuk mengontrol data dalam upaya mendapatkan hasil yang lebih baik.

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami ingin mengucapkan terima kasih kepada PT. Pertamina Hulu Energi atas izinnnya untuk menggunakan data dalam studi ini dan publikasi hasilnya. Terima kasih juga kepada DRPM Universitas Indonesia atas bantuan keuangannya yang berharga melalui hibah PITTA 2019 untuk biaya publikasi hasil penelitian ini.

REFERENSI

- Aki, K. dan Richard, P. G. (2002). *Quantitative Seismology*, 2 Edition. W. H. Freeman and Company.
- Bahesti, F., Eddy A. S., Nanang A. M., Wuryadi S., Mohammad W., dan F. Nuri. (2013). Integrated Geochemical, Geomechanical and Geological (3G) Study of Lower Baong shale Formation for Preliminary Shale Gas Prospectivity in the North Sumatra Basin. *SPE Conference Paper*, SPE Journal. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Buland, A., and Omre, H. (2003). Bayesian Linearized AVO Inversion. *Geophysics*, 68(1), 185-198.
- Chopra, S., dan Castagna, J.P. (2014). AVO: SEG Investigations in Geophysics. *Society of Exploration Geophysicists* 16.
- Grana, D. dan Della Rossa, E. (2010). Probabilistic petrophysical-properties estimation integrating statistical rock physics with seismic inversion. *Geophysics*, 75 (3), 021-037.
- Hampson, D.P., Russell, B.H. and Bankhead, B. (2005). Simultaneous Inversion of Pre-Stack Seismic Data, *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005*.
- Harilal dan Tandom, A. K. (2012). Unconventional Shale Gas Plays and Their Characterization Through 3-D Seismic Attributes and Logs. *The 9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, 2012, P-083.
- Irawan, S. (2014). Identifikasi Lapisan Potensi Shale Gas Menggunakan Inversi Impedansi Akustik dan Dekomposisi Spektral Pada Lapangan 'AP', *Skripsi*, Departemen Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok.
- Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). (2012). *Handbook of Enegyry and Economic Statistic Indonesia*. Pusdatin, Kementerian ESDM.
- Lang, X., dan Grana, D. (2017). Geostatistical inversion of prestack seismic data for the joint estimation of facies and impedances using stochastic sampling from Gaussian mixture posterior distributions. *Geophysics*, 82 (4), M55-65.

- Liu, J. dan Wang, Y. (2020). Seismic simultaneous inversion using a multidamped subspace method. *Geophysics*, 85(1), R1-R10.
- Moghanloo, H.G., Riahi, M.A. dan Bagheri, M. (2018). Application of Simultaneous Prestack Inversion in Reservoir Facies Identification. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15 (4), 1376–1388.
- Nugroho, H. A., Kusumaningtyas, G. O., Fennita, F., and Supriyanto, S. (2018). Shale Gas Zone Characterization in North Sumatera Area Using Neural Network Multi Attribute Analysis. *AIP Conference Proceedings 2023*, 020271 (2018).
- Pertamina BPPKA. (1995). *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application, Vol. I North Sumatra Basin*. Jakarta: Pertamina.
- Potter. (1981). *Sedimentology of Shale*. Blackwell Science: New York
- Reza, M.F., Rosid, M.S. dan Haidar, M.W. (2019). Carbonate reservoir characterization using simultaneous inversion in field “X”. *AIP Conference Proceedings 2168*, 020023.
- Simmons, J.L. and Backus, M.M., (1996). Waveform-based AVO inversion and AVO prediction-error. *Geophysics*, 61, 1575-1588.
- Subroto. (2015). *Geomagz: Hari Depan Energi Kita* (Vol. 5). Jakarta: Badan Geologi ESDM.
- Yoong, A.A., Lubis, L.A., dan Ghosh, D.P. (2016). Application of Simultaneous Inversion Method to Predict the Lithology and Fluid Distribution in "X" Field, Malay Basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 38 012007.
- Yuda, R.S., Anggara, F., Purnama, G.W., dan Hatta, M. (2017). Aplikasi Konsep Sikuen Stratigrafi dan Pengaruhnya Terhadap Kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) pada Serpih Formasi Belumai dan Baong Bawah Sebagai Potensi Batuan Induk di Lapangan “Dewi”, Cekungan Sumatera Utara. *Proceeding*, Seminar Nasional Kebumihan ke-10 Peran Penelitian Ilmu Kebumihan dalam Pembangunan Infrastruktur di Indonesia, 13 – 14 September 2017.