

Aplikasi Teknik Poro-Acoustic Impedance untuk Meningkatkan Korelasi Pengikatan Data Sumur dan Penampang Seismik

Handoyo Handoyo^{1*}, Brian Samuel¹, Sondang Samosir¹

¹Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sumatera, Lampung Selatan, Indonesia

²PT. Tiara Bumi Petroleum, Jakarta

DOI: 1029303/geoscienceed.v6i1.519

Article Info

Received: 25 Oktober 2024

Revised: 06 Januari 2025

Accepted: 07 Januari 2025

Correspondence:

Phone: +62 852-9540-0039

Abstrak: Pada tahap interpretasi seismik refleksi, pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*) merupakan tahapan krusial untuk memastikan lokasi target eksplorasi sudah tepat. Secara konvensional, proses ini melibatkan parameter-parameter fisis seperti densitas, kecepatan gelombang -P, impedansi akustik atau *Acoustic Impedance* (AI), dan koefisien refleksi. Hasil dari konvolusi koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*, menghasilkan seismogram sintetik yang digunakan untuk mengikat data seismik. Pada penelitian ini, kami menerapkan teknologi baru dalam tahapan interpretasi seismik refleksi yang disebut *Poro-Acoustic Impedance* (PAI). Metode PAI menggunakan konsep porositas yang seharusnya terlibat dalam perumusan nilai *Acoustic Impedance* sehingga dapat merepresentasikan kondisi batuan secara aktual. Pada penelitian ini, kami menggunakan data seismik 2D dari lapangan migas di Laut Utara disertai dengan satu data sumur (*well*) yang digunakan sebagai marker dan analisis PAI. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa terjadi peningkatan korelasi pengikatan data sumur dengan data seismik dari 0.789 ketika menggunakan metode AI menjadi 0.834 ketika menggunakan metode PAI. Peningkatan ini berimplikasi pada proses *picking* yang lebih efektif dan akurat. Dengan demikian, metode PAI dapat menjadi metode baru yang simpel dan efektif untuk mengurangi ketidakpastian pada proses pengikatan data sumur dengan data seismik, sehingga batas-batas formasi batuan dapat tercitrakan dengan lebih baik.

Keywords: korelasi, Poro-Acoustic Impedance, seismik refleksi, *well seismic tie*

Citation: Handoyo, H., Samuel, B & Samosir, S. (2025). Aplikasi Teknik Poro-Acoustic Impedance untuk Meningkatkan Korelasi Pengikatan Data Sumur dan Penampang Seismik. *Journal Pendidikan, Sains, Geologi dan Geofisika (GeoScienceEd Journal)*, 6 (1), 335-344.

Pendahuluan

Studi komprehensif mengenai properti-properti fisis dalam batuan reservoir merupakan isu penting dan fundamental untuk mengoptimalkan produktivitas saat proses produksi hidrokarbon dari batuan reservoir. Studi-studi terkait proses geologi, porositas, permeabilitas, dan properti fisis fluida berperan dalam analisis petrofisika dan fisika batuan yang dapat memahami karakteristik batuan reservoir secara menyeluruh dan menjadi informasi penting untuk pengembangan reservoir dalam jangka waktu

tertentu (Azevedo dkk., 2017; Zanneta dkk., 2021; Novia dkk., 2021; Avseth dkk., 2009).

Karakterisasi reservoir menggunakan data seismik memerlukan pengetahuan tentang atribut-atribut seismik dan Teknik khusus untuk menghubungkan sifat-sifat utama reservoir seperti porositas batuan. Interpretasi seismik dibagi menjadi dua kategori utama yaitu kuantitatif dan kualitatif. Interpretasi seismik kualitatif dapat digunakan untuk memeriksa kualitas data seismik dan dapat digunakan untuk menentukan fasies seismik dan menafsirkan lingkungan pengendapan sedimen di zona target.

Email: handoyo.geoph@tg.itera.ac.id

Sementara itu, interpretasi seismik kuantitatif digunakan untuk analisis kuantitatif reservoir hidrokarbon seperti teknik seismik inversi dan atribut (Simm & Bacon, 2014; Kadkhodaie-Ilkhchi dkk., 2014; Farfour dkk., 2015; Handoyo dkk., 2024). Oleh karena itu, dengan mengkombinasikan interpretasi seismik kualitatif dan kuantitatif dengan sifat petrofisika reservoir, kita dapat memprediksi perubahan litologi, porositas, saturasi fluida dan kontak antara air dan minyak (Farfour et al., 2015). Namun demikian, ada tahapan paling penting dalam interpretasi seismik yang kerap kali dilakukan diawal yaitu pengikatan data sumur dengan data log (*Well seismic tie*). Proses pengikatan data sumur merupakan tahapan krusial dalam interpretasi seismik dan bukan pekerjaan yang mudah. Dalam beberapa kasus, sulit untuk mendapatkan korelasi yang baik dalam proses ini sehingga perlu diupayakan teknik lebih akurat dalam pengikatan data sumur dalam domain kedalaman dan data seismik yang berada pada domain waktu (Margrave, 2013; Herrera & van der Baan, 2014; White & Simm, 2003).

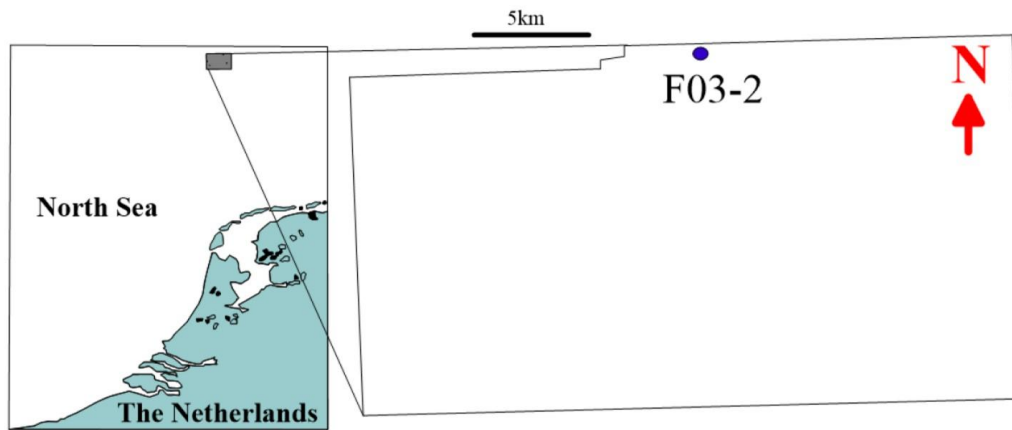
Pada penelitian ini, kami mengusulkan metode yang relatif baru yang disebut *Poro-Acoustic Impedance* (PAI). Metode ini memiliki perbedaan dibanding metode konvensional (AI: *Acoustic Impedance*) dalam hal pembuatan log impedansi akustik. Metode PAI mempertimbangkan nilai porositas efektif dalam nilai densitas dan beberapa konstanta pada nilai kecepatan (Leisi dkk., 2024; Aftab dkk., 2023). Secara fisis, sejatinya nilai impedansi akustik terkait erat dengan parameter petrofisika seperti porositas, densitas, dan kecepatan. Inovasi dari penelitian ini adalah dengan memperkenalkan interpretasi seismik kuantitatif baru yang memungkinkan untuk memasukkan distribusi porositas dalam nilai impedansi akustik selain densitas dan kecepatan gelombang -P. Oleh karena itu, penelitian ini diharapkan mampu meningkatkan nilai korelasi pada tahap pengikatan data sumur dan seismik sehingga dapat meningkatkan keakuratan pada tahap interpretasi data seismik refleksi.

Pada tahapan metodologi, kami melakukan penelitian meliputi beberapa tahap yaitu: (1) Studi literatur kondisi geologi di daerah penelitian; (2) Pengumpulan data seismik dan data sumur; (3) Analisis petrofisika dari data sumur untuk mencari zona target; (4) Menghitung nilai *Acoustic Impedance* (AI) dan *Poro-Acoustic Impedance* (PAI) dari data sumur; (5) melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik (*Well seismic tie*) menggunakan metode AI

dan PAI; dan (6) Membandingkan hasil korelasi secara kualitatif dan kuantitatif dari hasil AI dan PAI.

Pada awal bagian metode di paper ini, kami membahas mengenai kondisi geologi daerah penelitian. Lokasi penelitian berada di Laut Utara, *Netherland Offshore* (Gambar 1). Perkembangan sistem *Delta Eridanos* merupakan hasil dari episode pengangkatan secara simultan *Fennoscandian Shield* dan penurunan Cekungan Laut Utara (lihat Gambar 1) (Rohrman dkk., 1995; Remmelts, G., 1995). Pengangkatan *Fennoscandian Shield* dimulai pada zaman Oligosen. Tingkat pengangkatan meningkat selama Miosen akhir (Sales, J.K., 1992) dan aktivitas pengangkatan lebih lanjut pada awal Pliosen juga telah dipelajari oleh peneliti-peneliti lain (Ghazi, S.A., 1990; Jordt dkk., 1995). Penelitian sebelumnya (Rohrman dkk., 1995; Rijs, F., 1992; Lidmar-Bergström dkk., 2000) menyatakan bahwa total pengangkatan sebesar 3000 m terjadi di bagian tengah *dome* di Norwegia utara dan sekitar 1000-1500 m lebih ke selatan. Pada zona *hinge*, yang berada di sepanjang batas barat Skandinavia, relatif sempit dan lebarnya 600 m mengalami pengangkatan diferensial terjadi pada jarak kurang dari 100 km (Rohrman dkk., 1995; Rijs, F., 1992; Lidmar-Bergström dkk., 2000; Overeem dkk., 2000). Sistem Delta Eridanos dimulai pada periode Oligosen ketika *Skandinavia Shield* sedang terangkat, yang mengakibatkan pengembangan sistem delta silisiklastik (Bijlsma, S., 1981; Vinken, R., 1988; Rohrman dkk., 1995). Masuknya sedimentasi yang tinggi memenuhi bagian utara wilayah laut sektor Belanda akibat pengangkatan Miosen akhir (Overeem dkk., 2000).

Meningkatnya beban sedimen mengakibatkan beban diferensial di seluruh wilayah yang menyebabkan terjadinya struktur kubah garam Permian Zechstein yang mulai bergerak dan beberapa ketidakselarasan lokal yang didasari oleh kubah garam terbentuk didalamnya pada interval Pliosen (Qayyum dkk., 2008). Sukseksi Kenozoikum dari sistem fluvio-delta Eridanos dapat dibagi menjadi dua paket utama: paket Bawah dan Atas yang dipisahkan oleh ketidaksesuaian besar yang disebut Ketidaksesuaian Miosen Tengah (Steeghs dkk., 2000). Paket Bawah terutama terdiri dari sedimen Paleogen gradasi berbutir relatif halus. Paket Atas terutama terdiri dari sedimen Neogen berbutir kasar dan sebagian besar merupakan bagian dari rangkaian delta progradasional yang selanjutnya dapat dibagi lagi menjadi tiga unit sesuai dengan tiga fase evolusi delta.



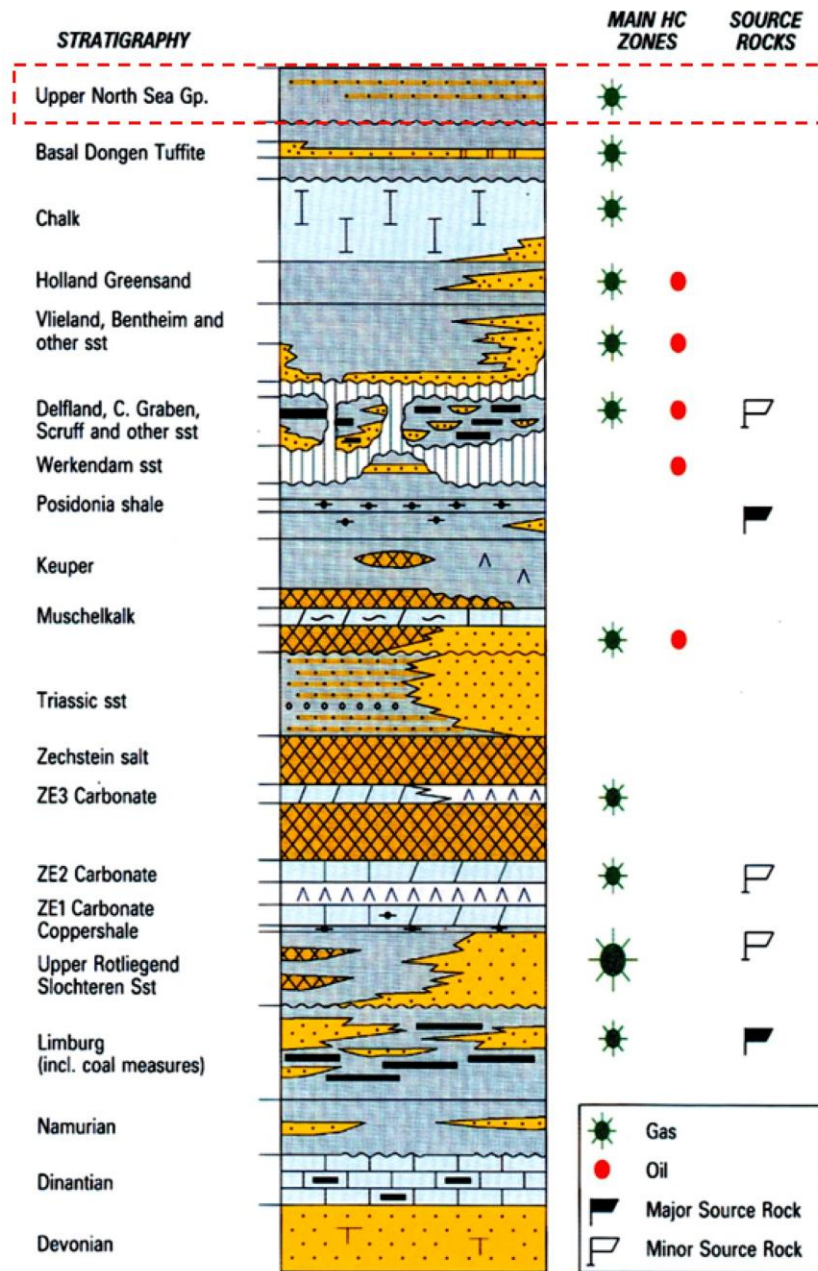
Gambar 1. Peta lokasi blok F3 dengan daerah penelitian (persegi panjang ditandai dengan tanda panah), Laut Utara Belanda (dimodivikasi dari Kushwaha dkk., 2020). Data Well F03-2 adalah data sumur yang digunakan pada penelitian ini.

Batupasir dari Formasi Rotliegend Permian Bawah membentuk reservoir yang sangat baik yang dibatasi oleh formasi karbonat dan kubah garam Permian Zechstein Atas (Gambar 2) (Rondeel dkk., 1996). Stratigrafi Laut Utara dapat dilihat dalam tiga era geologi, yaitu Paleozoikum, Mesozoikum, dan Kenozoikum. Penelitian ini berfokus pada formasi batuan yang disebut Kelompok Laut Utara, yang terbentuk selama periode Tersier dan Kuartar. Gugus Laut Utara dapat dibagi menjadi tiga subformasi: Laut Utara Bawah (Paleogene), Laut Utara Tengah (Paleogene), dan Laut Utara Atas (Neogene).

Kelompok Laut Utara Bawah pada dasarnya terdiri dari pasir abu-abu, batupasir, dan tanah liat dan merupakan produk dari beberapa siklus sedimentasi klastik skala kecil dan besar di lingkungan laut di tepi Cekungan Laut Utara. Batas atas kelompok ini dicirikan oleh endapan di atasnya yang tidak selaras dari Kelompok Laut Utara Tengah atau unit-unit yang lebih muda, sedangkan batas bawah dicirikan oleh ketidaksesuaian yang dinyatakan sebagai retakan litologi tajam yang menandai bagian atas Kelompok Kapur. Pengaturan pengendapan keseluruhan

kelompok ini sebagian besar adalah lingkungan laut (Van Adrichem & Kouwe, 1993).

Laut Utara Tengah merupakan sekelompok formasi yang terdiri dari pasir, lanau, dan lempung dengan sebaran pasir utama di sepanjang tepi selatan Cekungan Laut Utara. Pengaturan pengendapan kelompok ini diinterpretasikan secara dominan sebagai laut dengan beberapa sedimen laguna dan dataran pantai (Van Adrichem & Kouwe, 1993). Gugus Laut Utara Atas diidentifikasi sebagai rangkaian tanah liat dan pasir berbutir halus hingga kasar dengan lapisan kerikil, gambut, dan batubara coklat. Kecenderungan umum pasir berbutir kasar hingga halus terlihat di wilayah utara dan barat Cekungan Laut Utara. Batas bawah subkelompok ini adalah kelompok Laut Utara Tengah dan lapisan tua lainnya, dan batas atas ditutupi oleh permukaan tanah atau dasar laut saat ini. Keadaan pengendapan keseluruhan diartikan sebagai keadaan laut dangkal dan dasar daratan yang berasal dari fluvial dan lakustrin. Bagian paling atas dari kelompok ini mungkin mengandung endapan glasial (Van Adrichem & Kouwe, 1993).



Gambar 2. Peta lokasi blok F3 dengan daerah penelitian (persegi panjang ditandai dengan tanda panah), Laut Utara Belanda (dimodifikasi dari Kushwaha dkk., 2020). Data Well F03-2 adalah data sumur yang digunakan pada penelitian ini.

Metode

Acoustic impedance (AI) dirumuskan sebagai perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (V_p). Kemudian, koefisien refleksi dihitung dengan membandingkan selisih AI dari dua lapisan berurutan dengan jumlah kedua lapisan tersebut. Selanjutnya, koefisien refleksi dikonvolusi dengan suatu sinyal (*wavelet*) untuk menghasilkan seismogram sintetis (S_i) yang pada akhirnya digunakan untuk mengikat data sumur. Dalam studi ini, kami menggunakan metode PAI untuk membuat seismogram sintetis. Kami

membuat seismogram sintetis setiap perlaoran dari informasi nilai kecepatan gelombang P, densitas dan porositas efektif yang dapat ditentukan dari data Well. Data yang digunakan merupakan data seismik post-stack sebanyak 1 lintasan dan 1 data Well (Well F03-2) untuk proses pengikatan data sumur. Data diambil dari *open source* data yang berasal dari lapangan di sekitar *Netherland Offshore*, di Laut Utara.

Metode PAI didefinisikan sebagai perkalian antara densitas (ρ) sebagai fungsi porositas efektif (ϕ_{eff}) dan kecepatan V_p sebagai fungsi konstanta tertentu

($a=1.5$, $b=1$, dan $c=2$) yang merupakan konstanta pembobotan yang dituliskan oleh persamaan (1) (Leisi dkk., 2024; Aftab dkk., 2023).

$$PAI = \rho^a V p^b (1 - \varphi_{eff})^c \quad (1)$$

Perlu dicatat bahwa studi fisika batuan digunakan untuk menentukan parameter-parameter fisis dari persamaan PAI. Kemudian, untuk menentukan bobot masing-masing parameter porositas, densitas, dan kecepatan, telah digunakan data *logging* sumur dan algoritma pembelajaran mesin. Bobot masing-masing parameter tersebut (a , b , dan c) telah ditentukan sedemikian rupa sehingga kontras antara lapisan geologi semakin jelas (Leisi dkk., 2024; Aftab dkk., 2023). Selanjutnya, seismogram sintetis dari (St) metode PAI diperoleh dari tahapan konvolusi antara nilai koefisien poro-refleksi (PR : *Poro-Acoustic Reflection Coefficient*) dan *wavelet* (Wt) tertentu dan penambahan *noise* (Nt) yang dituliskan oleh persamaan (2).

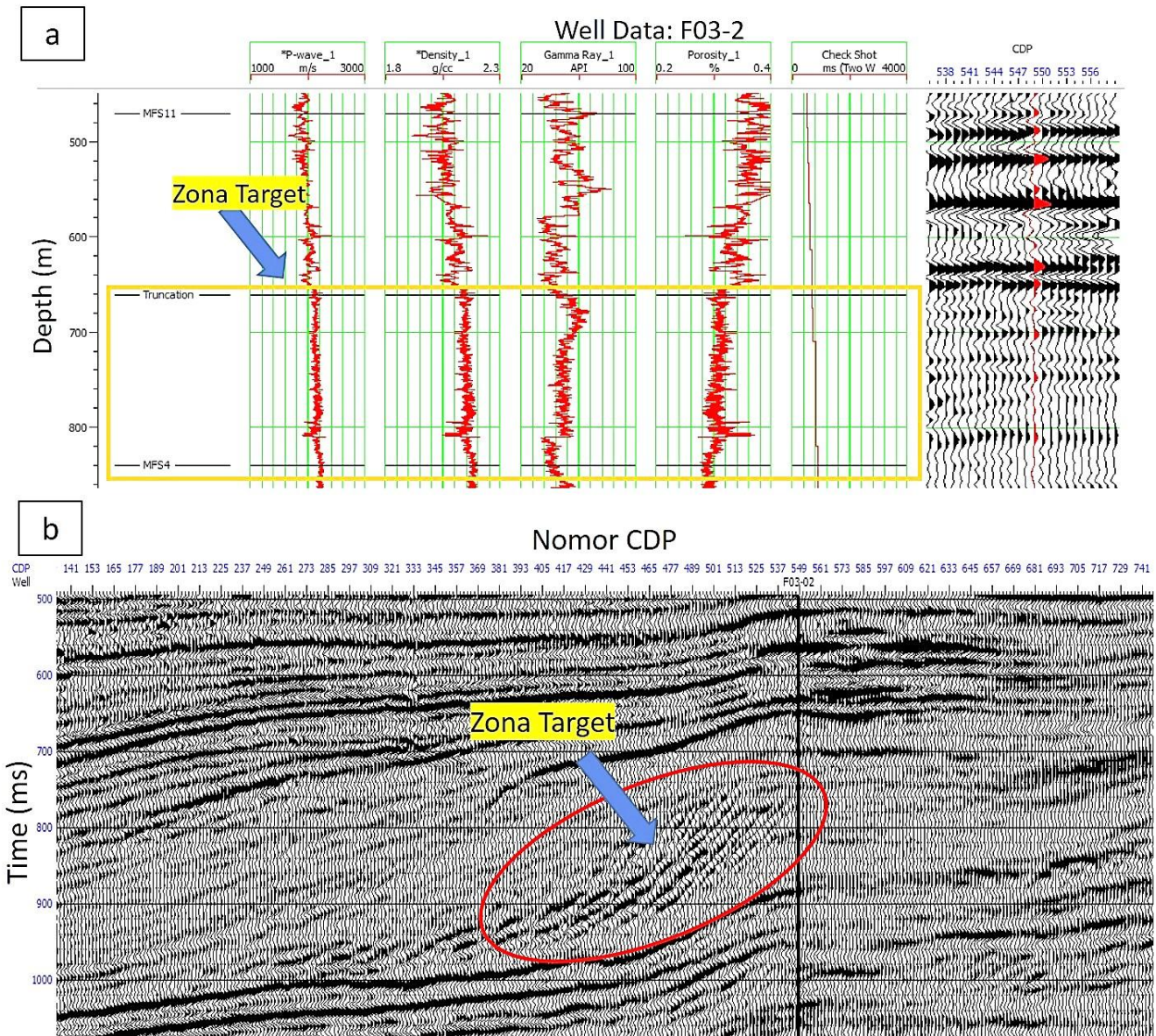
$$St = PR * W(t) + N(t) \quad (2)$$

Nilai *Poro-Acoustic Reflection Coefficient* dihitung menggunakan persamaan (3) yang melibatkan nilai PAI setiap lapisan (PA_i) dan lapisan setelahnya ($PA_{(i+1)}$).

$$PR_i = \frac{PA_{i+1} - PA_i}{PA_{i+1} + PA_i} \quad (3)$$

Hasil dan pembahasan

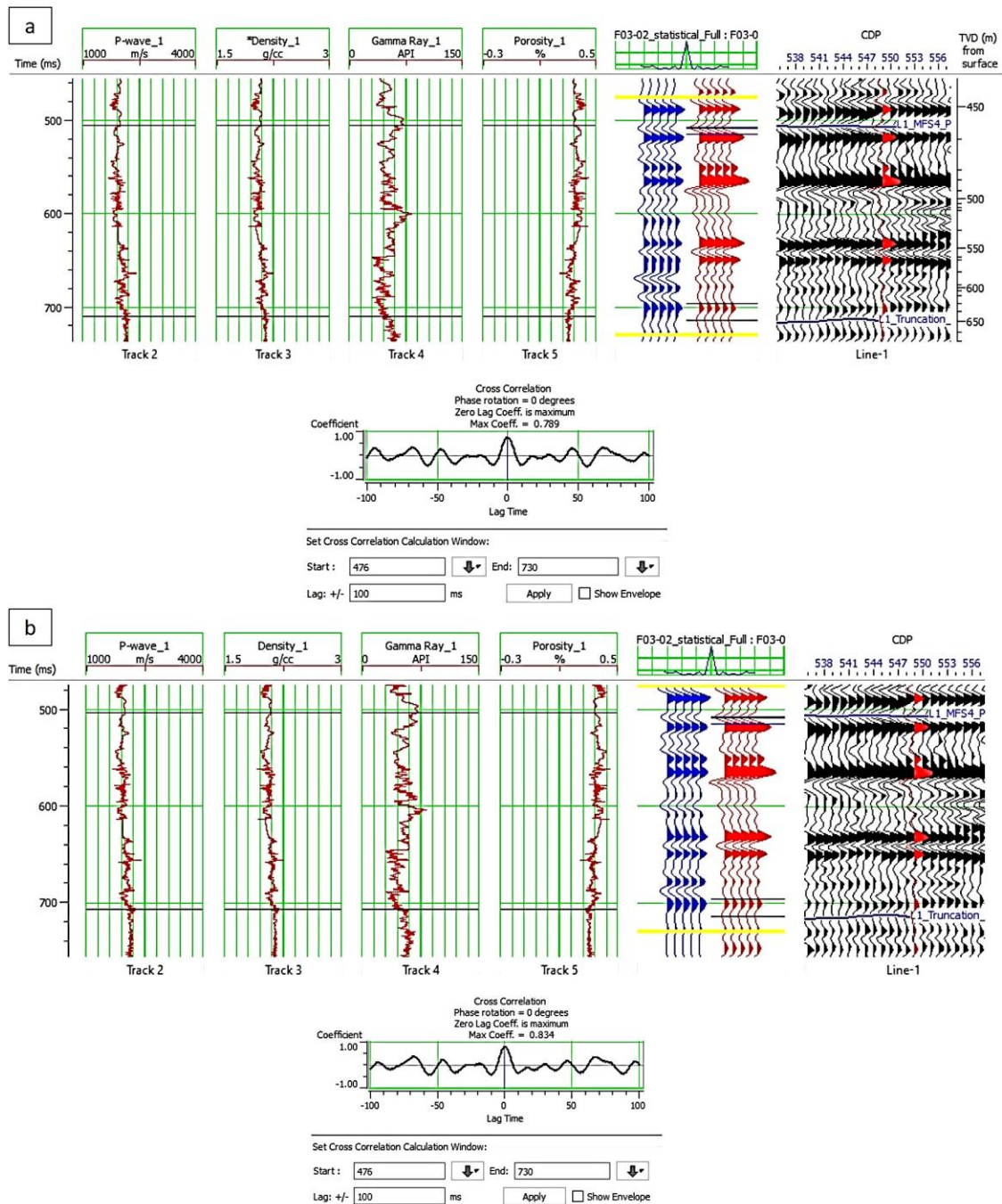
Karakterisasi zona target dari hasil data log ditunjukkan oleh Gambar 3a. Zona target merupakan lapisan top dari Formasi *Truncation*. *Well* F03-2 terdiri dari beberapa parameter petrofisika yaitu kecepatan gelombang -P, densitas, *gamma-ray*, dan porositas. Zona target diidentifikasi oleh respon parameter-parameter petrofisika yaitu memiliki densitas 1.8-2.1 gr/cc, porositas berkisar 0.21-0.23 (v/v), dan *gamma-ray* 40-55 API. Kondisi tersebut telah terbukti menjadikan lokasi ini sebagai prospek hidrokarbon di Eropa (Alblas, 2001; Dubey & Mishra., 2013). Selanjutnya, pada Gambar 3b, data seismik menunjukkan reflektor-reflektor dari berbagai formasi yang muncul. Zona target berada pada daerah kedalaman berkisar 800-950 ms dan pada interval Nomor CDP 290-540 dengan posisi *Well* F03-2 juga muncul di data seismik.



Gambar 3. a. Interpretasi data Well untuk menentukan zona interest berdasarkan parameter-parameter petrofisika. b. Data seismik yang digunakan pada penelitian ini beserta informasi posisi Well dan zona target penelitian.

Selanjutnya, proses pengikatan data sumur dapat dilakukan. Sebelum itu, parameter-parameter seperti nilai AI, PAI, dan seismogram sintesis terlebih dahulu dihitung untuk mendapatkan nilai korelasi dari metode AI dan PAI. Kemudian, pengikatan data sumur dapat dilakukan seperti ditunjukkan pada Gambar 4. Gambar 4a adalah hasil pengikatan data sumur dan data seismic menggunakan metode AI, sedangkan

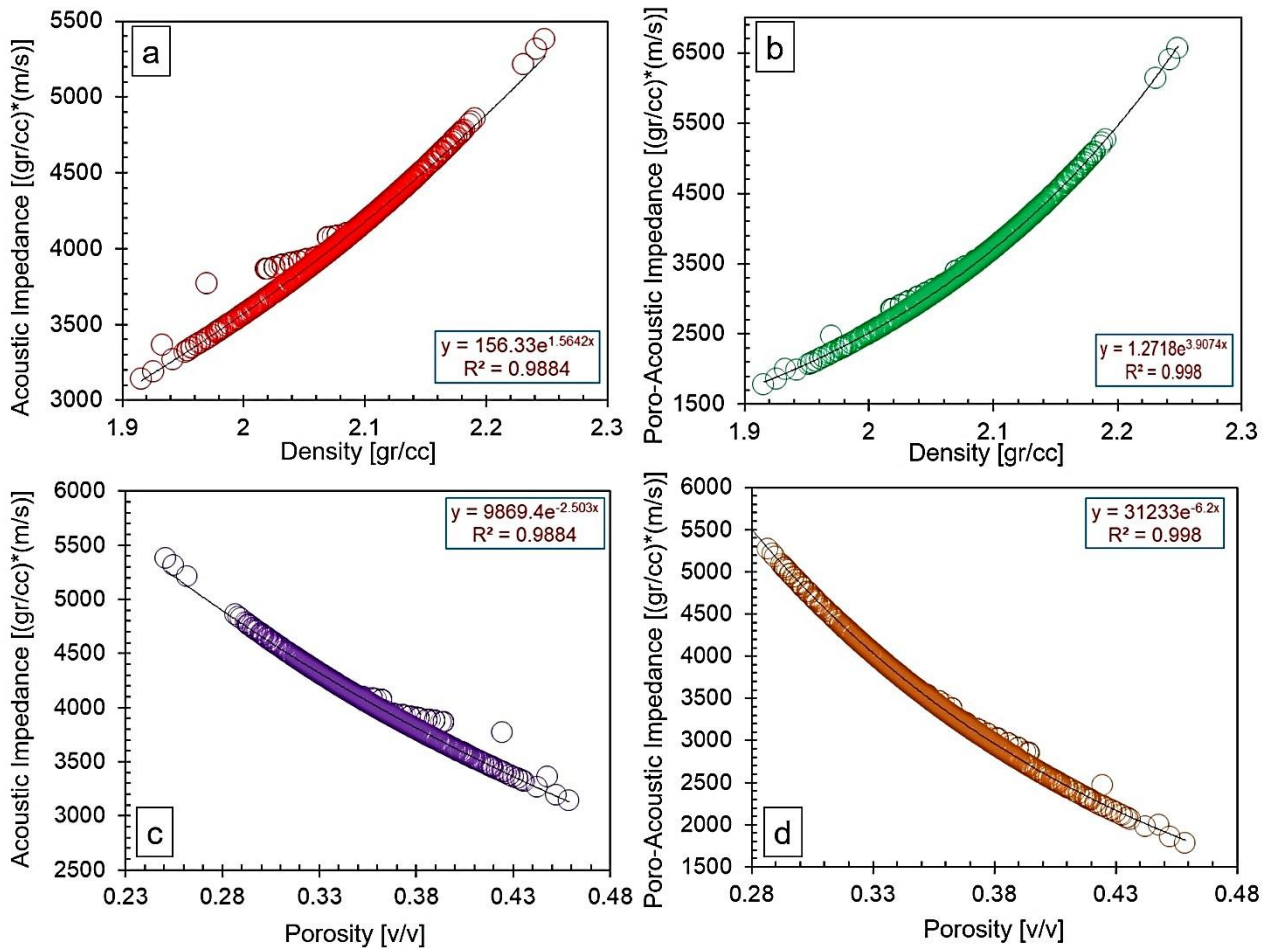
Gambar 4b adalah hasil pengikatan data sumur dan data seismic menggunakan metode PAI. Dengan menggunakan parameter wavelet yang sama, yaitu *wavelet statistical* dengan *time shifting* 0 dan *stretching* 0. Dengan *shifting* dan *stretching* 0, maka tidak ada perubahan geometri *wavelet* dan bentuk gelombang (geometri), sehingga mengurangi tingkat kesalahan.



Gambar 3. a. Hasil pengikatan data sumur dan data seismik menggunakan metode AI. b. Hasil pengikatan data sumur dan data seismik menggunakan metode PAI. Terlihat bahwa nilai korelasi meningkat dari 0.789 menjadi 0.834.

Selanjutnya, analisa *crossplot* beberapa parameter dilakukan. Pada Gambar 5a dan 5b, *crossplot* AI dan PAI terhadap nilai densitas dari data log dibuat untuk mengetahui hubungan dari masing-masing parameter. Secara umum, nilai AI dan PAI menunjukkan tren yang sama (sebanding) dengan nilai densitas dimana variasi nilai PAI yang lebih lebar yakni pada interval 1800-6500 [(gr/cc) (m/s)],

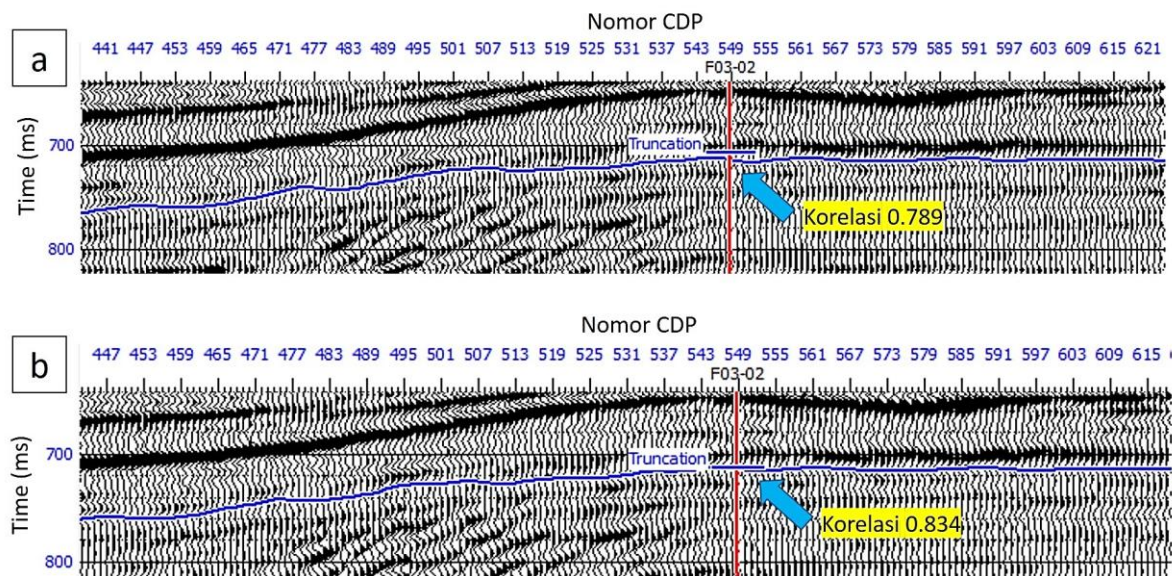
sedangkan nilai AI berkisar 2900-5400 [(gr/cc) (m/s)]. Pada Gambar 5a, nilai densitas dan AI memiliki hubungan yang berbanding lurus dengan beberapa sebaran data yang cukup jauh dari tren persamaan garis yang ada. Sebaliknya, hasil dari PAI dan densitas menunjukkan sebaran data hampir seluruhnya *fit* terhadap persamaan regresi yang ada.



Gambar 5. Hasil crossplot nilai AI dan PAI terhadap beberapa parameter petrofisika. a. AI dengan densitas. b. PAI terhadap densitas. c. AI terhadap nilai porositas; dan d. PAI terhadap nilai porositas.

Kemudian, secara kualitatif, perbandingan hasil pengikatan data sumur dan data seismic dari metode AI dan PAI ditunjukkan oleh Gambar 5. Secara visual, pada Gambar 5a (metode AI), posisi *marker Top Formasi Truncation* dengan horison yang telah dipicking memiliki jarak yang relatif besar. Sementara itu, pada Gambar 5b (metode PAI), posisi *marker Top Formasi Truncation* dengan horison yang dipicking

semakin sempit. Hal ini berkaitan dengan korelasi yang meningkat ketika menggunakan Teknik PAI. Berdasarkan nilai korelasi dan visualisasi yang diperoleh dari penelitian ini, metode PAI dapat digunakan pada banyak lokasi lain mengingat teknik ini relatif sederhana dan dapat meningkatkan keyakinan kita dalam pengikatan data sumur dengan data seismic.



Gambar 6. Hasil perbandingan hasil pengikatan data sumur. a. Menggunakan metode AI. b. Menggunakan metode PAI.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang diperoleh dari penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa PAI merupakan teknik dalam interpretasi seismik yang sangat berguna dan sederhana yang dapat digunakan untuk pemodelan seismogram sintetik untuk proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Penggunaan PAI dapat meningkatkan kontras pada rekaman seismik, dan sebagai hasilnya, pemisahan lapisan bawah permukaan dilakukan dengan lebih akurat (nilai korelasi yang tinggi). Pada penelitian ini, metode PAI diaplikasikan pada Lapangan Migas di Netherland Off Shore dengan peningkatan korelasi sebesar 0.789 menggunakan metode AI menjadi 0.834 ketika menggunakan PAI. Berdasarkan penelitian ini, metode PAI dapat diaplikasikan untuk meningkatkan nilai korelasi pengikatan data sumur terhadap data seismik dengan proses yang relatif cepat dan efektif.

Daftar Pustaka

- Aftab, S., Leisi, A., & Shad Manaman, N. (2024). Poro acoustic impedance as a new seismic inversion attribute for reservoir characterization. *Journal of the Earth and Space Physics*, 49(4).
- Alblas, L. D. (2001). The petroleum industry in the Netherlands-its setting and possible future. *Netherlands Journal of Geosciences*, 80(1), 23-32.
- Avseth, P., Jørstad, A., van Wijngaarden, A. J., & Mavko, G. (2009). Rock physics estimation of cement volume, sorting, and net-to-gross in North Sea sandstones. *The Leading Edge*, 28(1), 98-108.
- Azevedo, L., Amaro, C., Grana, D., Soares, A., & Guerreiro, L. (2017, November). Coupling Geostatistics and Rock Physics in Reservoir Modeling and Characterization. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D011S002R006). SPE.
- Bijlsma, S. (1981). Fluvial sedimentation from the Fennoscandian area into the North-West European Basin during the Late Cenozoic.
- Dubey, S., & Mishra, S. (2013, March). Petroleum systems modelling: a case study from Dutch Central Graben (Offshore Netherlands). In *Petroleum Geoscience Conference & Exhibition 2013* (pp. cp-340). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Farfour, M., Yoon, W. J., & Kim, J. (2015). Seismic attributes and AI inversion in interpretation of complex hydrocarbon reservoirs. *Journal of Applied Geophysics*, 114, 68-80. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2015.01.008>.
- Ghazi, S. A. (1990). Cenozoic uplift in the Stord Basin area and its consequences for exploration. *Post-Cretaceous Uplift and Sedimentation Along the Western Fennoscandian Shield*, 3, 285.
- Handoyo, H., Ronlei, B. C., Sigalingging, A. S., Avseth, P., Triyana, E., Akin, Ö., ... & Carbonell, R. (2024). Characterization of Carbonate Reservoir Potential in Salawati Basin, West Papua: Analysis of Seismic Direct Hydrocarbon Indicator (DHI), Seismic Attributes, and Seismic Spectrum Decomposition. *Indonesian Journal on Geoscience*, 11(2), 173-188.
- Herrera, R. H., & van der Baan, M. (2014). A

- semiautomatic method to tie *Well* logs to seismic data. *Geophysics*, 79(3), V47-V54.
- Jordt, H., Faleide, J. I., Bjørlykke, K., & Ibrahim, M. T. (1995). Cenozoic sequence stratigraphy of the central and northern North Sea Basin: tectonic development, sediment distribution and provenance areas. *Marine and Petroleum Geology*, 12(8), 845-879.
- Kadkhodaie-Ilkhchi, R., Moussavi-Harami, R., Rezaee, R., Nabi-Bidhendi, M., & Kadkhodaie-Ilkhchi, A. (2014). Seismic inversion and attributes analysis for porosity evaluation of the tight gas sandstones of the Whicher Range field in the Perth Basin, Western Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 1073-1083.
- Kushwaha, P. K., Maurya, S. P., Singh, N. P., & Rai, P. (2020). Use of maximum likelihood sparse spike inversion and probabilistic neural network for reservoir characterization: a study from F-3 block, the Netherlands. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 829-845.
- Leisi, A., Aftab, S., & Manaman, N. S. (2024). Poracoustic impedance (PAI) as a new and robust seismic inversion attribute for porosity prediction and reservoir characterization. *Journal of Applied Geophysics*, 223, 105351.
- Lidmar-Bergström, K., Ollier, C. D., & Sulebak, J. R. (2000). Landforms and uplift history of southern Norway. *Global and Planetary Change*, 24(3-4), 211-231.
- Margrave, G. F. (2013). Why seismic-to-*Well* ties are difficult. the 25th Annual Report of the CREWES Project.
- Novia, N., Handoyo, H., Fatkhan, F., Laesanpura, A., & Putri, H. Y. (2021). Analisis Hubungan antara Nilai Critical Porosity dan Pore Space Stiffness Terhadap Kualitas Reservoir Batupasir Lapangan " N " Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika*, 19(2), 51-56.
- Overeem, I., Weltje, G. J., Bishop-Kay, C., & Kroonenberg, S. B. (2001). The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply?. *Basin Research*, 13(3), 293-312.
- Qayyum, F., Akhter, G., & Ahmad, Z. (2008). Logical expressions a basic tool in reservoir characterization. *Oil and Gas Journal*, 106(41), 33.
- Remmelts, G. (1995). Fault-related salt tectonics in the southern North Sea, the Netherlands.
- Rijs, F. (1992). Dating and measuring of erosion, uplift and subsidence in Norway and the Norwegian shelf in glacial periods. *Norsk Geologisk Tidsskrift*, 72, 325-331.
- Rohrman, M., van der Beek, P., Andriessen, P., & Cloetingh, S. (1995). Meso-Cenozoic morphotectonic evolution of southern Norway: Neogene domal uplift inferred from apatite fission track thermochronology. *Tectonics*, 14(3), 704-718.
- Rondeel, H., Batjes, D., Nieuwenhuijs, W. (1996). *Geology of gas and oil under the Netherlands*; Kluwer Academic Publishers: Alphen aan den Rijn, The Netherlands.
- Sales, J. K. (1992). Uplift and subsidence of northwestern Europe: possible causes and influence on hydrocarbon productivity. *Norsk geologisk tidsskrift*, 72(3), 253-258.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge university press.
- Steeghs, P., Overeem, I., & Tigrek, S. (2000). Seismic volume attribute analysis of the Cenozoic succession in the L08 block (Southern North Sea). *Global and Planetary Change*, 27(1-4), 245-262.
- Van Adrichem Boogaert, H. A., & Kouwe, W. P. F. (1993). *Stratigraphic nomenclature of the Netherlands, revision and update by RGD and NOGEP*A.
- Vinken, R. (Ed.). (1988). *The Northwest European Tertiary Basin: results of the International Geological Correlation Programme*.
- White, R. E., & Simm, R. (2003). Tutorial: Good practice in *Well* ties. *First break*, 21(10).
- Zanetta, E. V., Handoyo, H., Fatkhan, F., Laesanpura, A., & Hutami, H. Y. (2021). Analisis Parameter Elastisitas Untuk Interpretasi Litologi Dan Fluida Pori Reservoir Batupasir Formasi Intra Gumai Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika*, 19(2), 45-50.