

Inversi Geostatistik Menggunakan Analisa Multi-atribut *Stepwise Regression* untuk Karakterisasi Reservoir

Rahmat Catur Wibowo^{1*}, Suci Ariska¹, Ordas Dewanto¹

¹ Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung

ABSTRAK Eksplorasi dan produksi pada reservoir *tight sand* sampai saat ini masih memiliki tantangan tersendiri karena karakteristik porositas dan permeabilitas yang rendah. Penelitian ini dilakukan untuk menganalisis karakteristik reservoir *tight sand* berdasarkan peta persebaran properti log menggunakan inversi impedansi akustik (IA) dan analisis multi-atribut. Analisis multi-atribut *stepwise regression* adalah suatu metode yang menggunakan atribut-atribut yang paling baik untuk memprediksi log target dengan melalui proses *trial and error*. Pemilihan atribut seismik yang tepat dapat memberikan penggambaran zona target yang lebih baik. Penelitian ini dilakukan untuk memperoleh peta struktur geologi bawah permukaan, volume impedansi akustik. Kemudian dilakukan analisis multi-atribut untuk mendapatkan prediksi volume *property log* yang mencakup *pseudo gamma-ray*, densitas, dan porositas dengan menggunakan metode *stepwise regression*. Hasil inversi seismik IA dan analisis multi-atribut *stepwise regression* menunjukkan reservoir dengan fluida berupa gas, serta litologi *tight sand* yang memiliki rentang nilai IA sebesar 22.000 ((ft/s)*(g/cc)) sampai dengan 45.000 ((ft/s)*(g/cc)), densitas 2,25 g/cc sampai dengan 2,6 g/cc, dan porositas 5% sampai 12%. Peta densitas dan porositas yang diperoleh dari analisa multi-atribut menunjang tahap eksplorasi dan produksi jangka panjang. Hal tersebut terkait upaya untuk meningkatkan *primary recovery* dan *tertiary recovery*,

pemahaman tentang perangkap stratigrafi, dan kemenerusan lapisan reservoir.

Kata kunci: inversi impedansi akustik, analisis multi-atribut, *stepwise regression*, karakteristik reservoir.

ABSTRACT – Geostatistical Inversion Using Multi-attribute Stepwise Regression for Reservoir Characterization. Exploration and production of *tight sand* reservoirs are still challenging due to their low porosity and permeability characteristics. This study used acoustic impedance inversion and multi-attribute analysis to analyze the *tight sand* reservoir characteristics based on the log property distribution map. Stepwise regression multi-attribute analysis is a method that uses the best attributes to predict the target log, which is carried out through a trial and error process. The ability to select a correct seismic attribution can provide a better depiction of the target zone. This research was conducted to obtain a subsurface geological structures map, acoustic impedance volumes. The multi-attribute analysis was performed to predict volume log properties such as *pseudo gamma-ray*, density, and porosity, by using the *stepwise regression* method. The results of acoustic impedance seismic inversion and *stepwise regression* multi-attribute analysis show that the reservoir contains gas fluid with *tight sand* lithology, which has a range of acoustic impedance values of 22,000 ((ft/s)*(g/cc)) to 45,000 ((ft/s)*(g/cc)), density of 2.25 g/cc to 2.6 g/cc, and porosity of 5% to 12%. The density and porosity maps obtained from the multi-attribute analysis can support the long-term exploration and production stages. The aims are to improve the *primary recovery* and *tertiary recovery*, understanding the stratigraphic traps, and the continuity of reservoir layers.

Naskah masuk : 22 Januari 2020
Naskah direvisi : 25 Agustus 2020
Naskah diterima : 8 September 2020

*Penulis korespondensi.
Email: rahmat.caturwibowo@eng.unila.ac.id

Keywords: *acoustic impedance inversion, multi-attribute analysis, stepwise regression, reservoir characterization.*

PENDAHULUAN

Saat ini *tight sand* menjadi komponen penting dalam eksplorasi hidrokarbon khususnya pada sumberdaya non-konvensional. Reservoir *tight sand* merujuk pada reservoir yang memiliki porositas dan permeabilitas sangat rendah, yang mana hidrokarbon tidak dapat dihasilkan secara alami dalam kuantitas yang komersial dan membutuhkan perekahan buatan dan pengeboran berarah atau multi-lateral (Zou et al., 2012).

Salah satu karakteristik reservoir yang dapat diukur dengan metode geofisika adalah porositas (Riel, 2000). Pemodelan porositas dapat diperoleh melalui inversi seismik impedansi akustik (IA), baik menggunakan data seismik 2D maupun 3D (Wibowo dan Mulyatno, 2012). Inversi seismik IA merupakan metode yang dapat mengestimasi sifat fisika bawah permukaan dalam bentuk nilai IA melalui data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Russell, 1988). Data seismik sangat dipengaruhi oleh *bandwidth* dengan lapisan tipis dibawah resolusi ketebalan *tuning* yang tidak dapat terpisahkan dengan baik. Sedangkan data sumur memiliki resolusi tinggi, sehingga dapat menampilkan perlapisan batuan secara detail. Integrasi keduanya dapat digunakan untuk mengatasi permasalahan lapisan tipis dibawah ketebalan *tuning*, bergantung pada kualitas dan kelengkapan data (Wibowo et al., 2020a).

Pendekatan multi-atribut seismik dapat digunakan untuk memprediksi data properti log sumur dan volume seismik termasuk porositas (Hampson et al., 2001). Porositas yang diperoleh melalui pendekatan multi-atribut lebih mendekati kondisi bawah permukaan yang sebenarnya dibandingkan menggunakan pendekatan satu atribut (IA) (Setiawan et al., 2015; Wibowo et al., 2020b). Tujuan transformasi multi-atribut merupakan transformasi linier atau nonlinier antara subset atribut dan nilai log target. Subset yang dipilih ditentukan oleh proses *stepwise regression*, yaitu dengan mencari subset atribut yang semakin besar. Perluasan konvensional *crossplot* melibatkan penggunaan operator konvolusional untuk menyelesaikan perbedaan

frekuensi antara log target dan data seismik (Russell et al., 1997).

Analisis karakteristik reservoir biasanya dilakukan berdasarkan peta sebaran IA dan peta sebaran properti log target, untuk kemudian dilakukan analisis lanjut mengenai lokasi zona prospek reservoir. Data yang dihasilkan dari proses inversi IA dan multi-atribut nantinya akan digunakan untuk membuat sebaran porositas pada daerah penelitian sehingga dapat digunakan untuk menganalisis karakteristik reservoir di Lapangan "X" Cekungan Bonaparte.

TATANAN GEOLOGI

Cekungan Bonaparte merupakan cekungan di lepas pantai Laut Arafura, yang terletak di antara Paparan Kontinen Australia dan Paparan Eurasia (*Sundaland*). Cekungan ini penghasil hidrokarbon berupa gas dan kondensat dengan luas area 270.000 m². Cekungan Bonaparte sendiri tersusun oleh beberapa sub-cekungan berumur *Paleozoic*, *Cenozoic*, dan *Mesozoic* berisi suksesi sedimen yang menampung cadangan minyak dan gas bumi dengan ketebalan lebih dari 15.000 m. Terdapat dua fase penting dalam pembentukan Cekungan Bonaparte, yaitu proses ekstensi pada umur *Paleozoic* yang diikuti oleh kompresi pada umur Trias. Setelah itu mengalami ekstensi kembali yang terjadi pada umur *Mesozoic* yang puncaknya ketika pecahnya *Gondwana Land* di umur Jura Tengah (Cadman dan Temple, 2004).

Struktur geologi di Cekungan Bonaparte membatasi satu sub-cekungan dengan cekungan lainnya. Terdapat daerah dengan ketinggian berbeda dalam bentuk lipatan pada bagian yang turun pada fraktur utama dan pada ketinggian batuan dasar, dan juga dalam bentuk blok tinggi (blok pertama) dan *broken anticline* (Keep et al., 2002).

Karakter litologi pada penelitian Barber et al. (2003) mengindikasikan bahwa pola pengendapan Formasi Plover didominasi oleh pengendapan jenis sungai teranyam (*braided fluvial*) di selatan daerah penelitian hingga lingkungan pantai yang dipengaruhi oleh gelombang (*wave dominated shoreline*), dan lingkungan laut dangkal di sebelah utara. Arah pengendapan sungai teranyam (*braided fluvial*) relatif barat laut-tenggara, mengikuti zona lemah dari pola cekungan sebelumnya, yakni Graben Goulburn (Bishop, 1999).

METODE

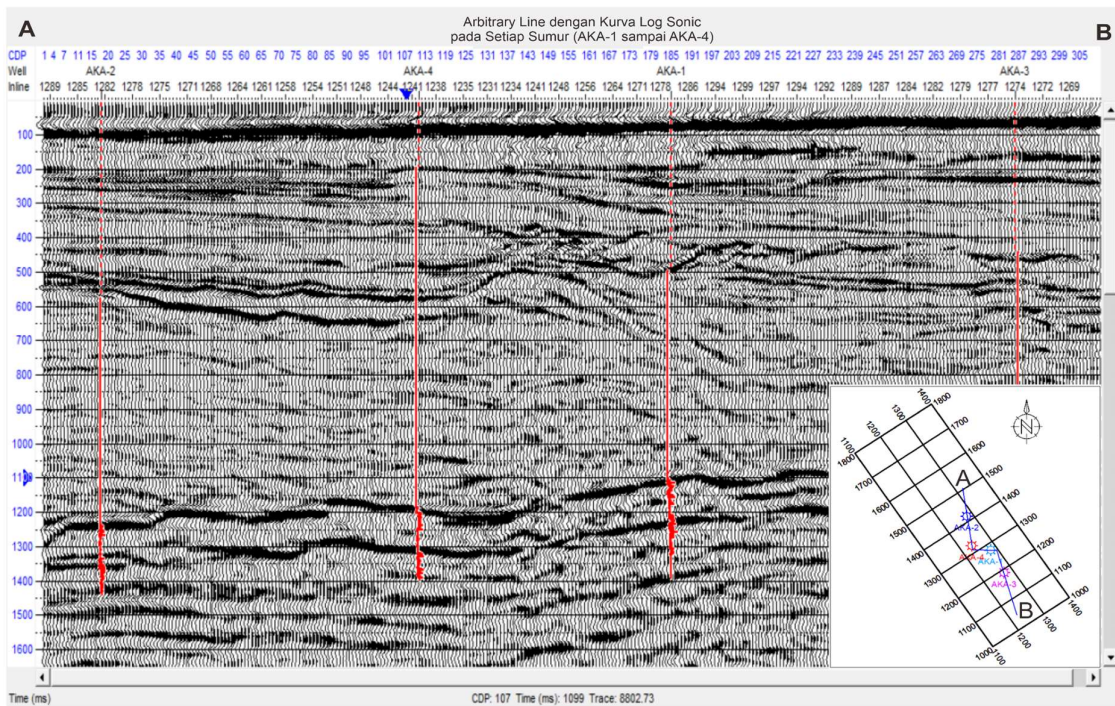
Data

Data seismik seismic yang digunakan berupa data 3D *Post-Stack Time Migration (PSTM)* (Gambar 1), yang dilengkapi *inline* sebanyak 300 *line* yang berarah dari timur-barat dan *xline* yang berarah dari utara-selatan sebanyak 800 *line*, serta terdapat data dari 4 sumur yaitu sumur AKA-1, AKA-2, AKA-3, dan AKA-4 (Tabel 1). Data log sumur ini akan membantu dalam mengidentifikasi zona hidrokarbon dan karakter litologi di wilayah studi. Selain itu terdapat data *checkshot* dalam bentuk kedalaman dengan waktu tempuh *Two Way Time (TWT)*. Selain itu juga terdapat data *marker* yang berisi informasi kedalaman lapisan suatu batuan. Dalam pengolahan data, terdapat beberapa proses yang dilakukan meliputi interpretasi kualitatif dan kuantitatif, *well seismic tie*, interpretasi horizon, interpretasi patahan, pembuatan peta struktur waktu, konversi peta struktur waktu ke kedalaman, pembuatan peta *isopach*, pemodelan awal (model inisial), analisis pra-inversi, peta distribusi AI, dan analisis multi-atribut untuk mendapatkan volume seismik.

Inversi geostatistik

Russell (1988) membagi metode seismik inversi menjadi dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Penelitian ini akan membahas inversi *post-stack* yang terkait dengan inversi amplitudo, yang mana inversi ini terdiri dari beberapa algoritma seperti inversi *bandlimited* (rekursif), inversi berbasis model, dan inversi *spike sparse*.

Penelitian ini mencoba meningkatkan batasan seismik inversi konvensional, seperti dengan memprediksi properti log IA. Atribut-atribut pada data seismik memiliki hubungan secara statistik dengan data log sumur seperti log porositas (Hampson *et al.*, 2001). Sehingga analisis multi-atribut seismik juga mencakup semua metode geostatistik yang memanfaatkan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik bumi. Geostatistik bivariat jelas merupakan *subset* paling sederhana dari teknik multivariat dan standar teknik *cokriging*, atau disebut geostatistik multivariat. Namun, penelitian ini akan menggunakan metode geostatistik yang menggunakan lebih dari dua variabel. Meskipun demikian, ada banyak metode berbeda yang termasuk dalam tajuk ini. Terdapat tiga sub-kategori utama (Russel *et al.*, 1997) sebagai berikut:



Gambar 1. Lintasan *arbitrary* (A-B) data seismik 3D *PSTM* yang melintasi semua sumur (dari AKA-1 sampai AKA-4) dan persebaran lokasi semua sumur pada area penelitian.

Tabel 1. Daftar kelengkapan data log sumur lapangan X.

No.	Data	AKA-1	AKA-2	AKA-3	AKA-4
1.	Core	-	-	-	-
2.	Gamma Ray	v	v	v	V
3.	RHOB	v	v	v	v
4.	NPHI	v	v	v	v
5.	PHIT	v	v	v	v
6.	Bit Size	v	v	v	v
7.	SP	v	v	v	v
8.	Sw	v	v	v	v
9.	Vcal	v	v	v	v
10.	HCAL	v	v	v	v
11.	HLLD	v	v	v	v
12.	Sonic	v	v	v	v
13.	Checkshot	v	v	v	v

- a) Perluasan *cokriging* termasuk lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama.
- b) Metode yang menggunakan matriks kovarians untuk memprediksi parameter dari jumlah atribut input terbobot linear.
- c) Metode yang menggunakan jaringan saraf tiruan (*artificial neural networks*) atau teknik optimasi nonlinear untuk menggabungkan atribut ke dalam estimasi parameter yang diinginkan.

Dalam penelitian ini, akan digunakan metode multi-atribut seperti pada poin kedua.

HASIL

Analisis kualitatif

Interpretasi kualitatif adalah langkah awal untuk mengetahui secara sepintas mengenai lapisan yang mengandung hidrokarbon, yang bertujuan untuk menginterpretasikan zona *porous permable*, jenis litologi, dan fluida pengisi formasi pada sumur yang teramati sebelum melakukan analisis secara kuantitatif (Liu, 2017).

Pada log *gamma-ray* (GR) dari sumur AKA-1 (Gambar 2), dapat diamati nilai yang rendah, dengan nilai *GR sand* 8 gAPI dan *shale* bernilai

60 gAPI. Nilai resistivitasnya tinggi, yaitu lebih dari 80 Ohm.m, bahkan ada lapisan dengan resistivitas mencapai 2.000 ohm.m. Dapat diprediksi fluida hidrokarbon berupa gas, dan terdapat zona separasi antara log *NPHI* dan *RHOB*. *Top* reservoir berada di kedalaman 3.955 ft dan *base* reservoir berada di kedalaman 4.275 ft. Jadi, ketebalan reservoir A yang teridentifikasi sekitar 320 ft. Menurut Asquith dan Gibson (1982), pembacaan log dengan nilai resistivitas tinggi serta terdapat separasi antara *NPHI* dan *RHOB* dengan defleksi log *NPHI* ke arah kanan dan defleksi log *RHOB* ke kiri (dimana masing-masing log menunjukkan nilai yang rendah) menunjukkan keberadaan hidrokarbon (baik itu minyak maupun gas). Log *NPHI* dan *RHOB* yang rendah dikarenakan atom yang dipancarkan oleh pengukuran log banyak berinteraksi dengan atom *hydrogen*, sehingga atom neutron yang terekam sedikit.

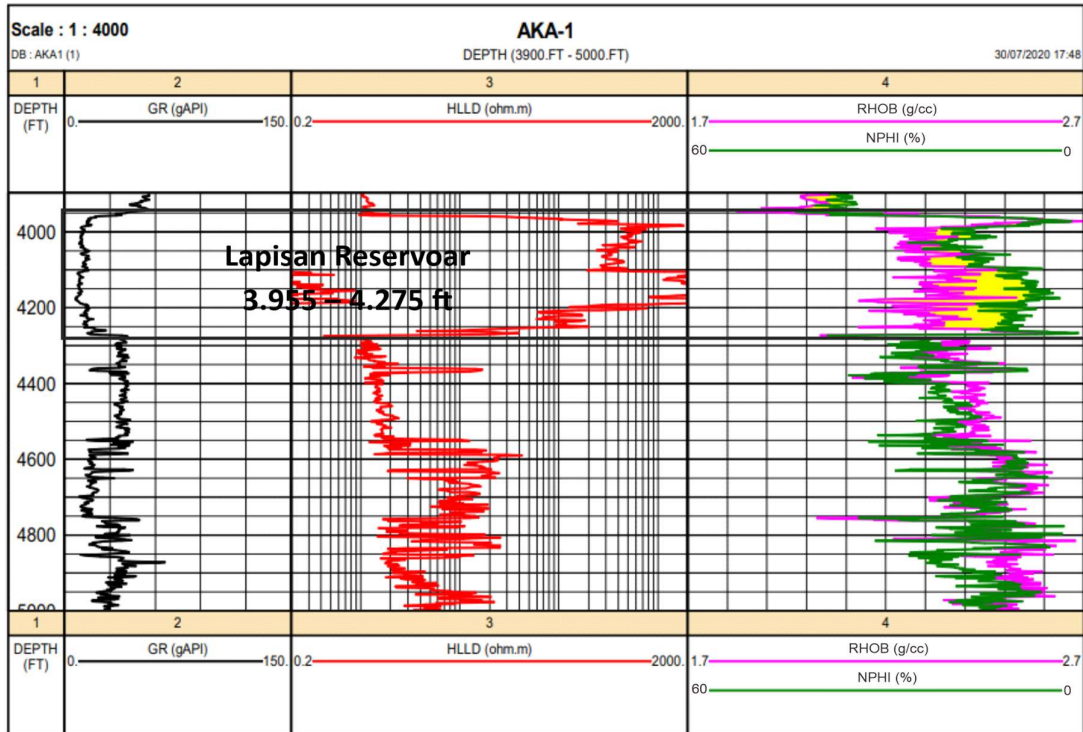
Pada sumur AKA-2, dapat dilihat bahwa log *GR* cenderung tinggi (45–60 gAPI) dan hanya ada beberapa lapisan tipis dengan nilai *GR* yang rendah (<15 gAPI). Ini menunjukkan bahwa sumur AKA-2 hanya memiliki beberapa lapisan permeabel yang tipis, sehingga tidak prospek. Begitu juga jika diamati dari log resistivitas yang cenderung menunjukkan nilai rendah (4–20 ohm.m) dan tidak ada separasi antara log *NPHI* dan *RHOB*. Hal tersebut mengindikasikan tidak

adanya lapisan yang berpotensi mengandung hidrokarbon (Gambar 3). Sedangkan data dari sumur AKA-3, menunjukkan nilai *GR* rendah (15-30 gAPI) dengan resistivitas tinggi (> 80 ohm.m), dan antara log *NPHI* dan *RHOB* terdapat separasi yang mengindikasikan mengandung hidrokarbon. Zona reservoir pada sumur AKA-3 dapat diketahui berada di kedalaman 4.185–4.492 ft, dengan ketebalan reservoir A sekitar 307 ft (Gambar 4). Pada sumur AKA-4, zona prospek memiliki nilai log *GR* yang rendah (20-35 gAPI) dan log resistivitas yang tinggi (30-1900 ohm.m). Terdapat separasi dari log *NPHI* dan *RHOB* yang menunjukkan sebagai zona prospek hidrokarbon dan diprediksi berupa gas. *Top* reservoir di sumur AKA-4 berada pada kedalaman 4.220–4.541 ft dengan ketebalan reservoir A sekitar 321 ft (Gambar 5). Reservoir A pada semua sumur memiliki nilai densitas tinggi dan porositas yang rendah secara berurutan sekitar 2,25–2,6 g/cc dan 5–12%, yang menunjukkan bahwa reservoir A termasuk kategori *tight sand* (Caineng *et al.*, 2010).

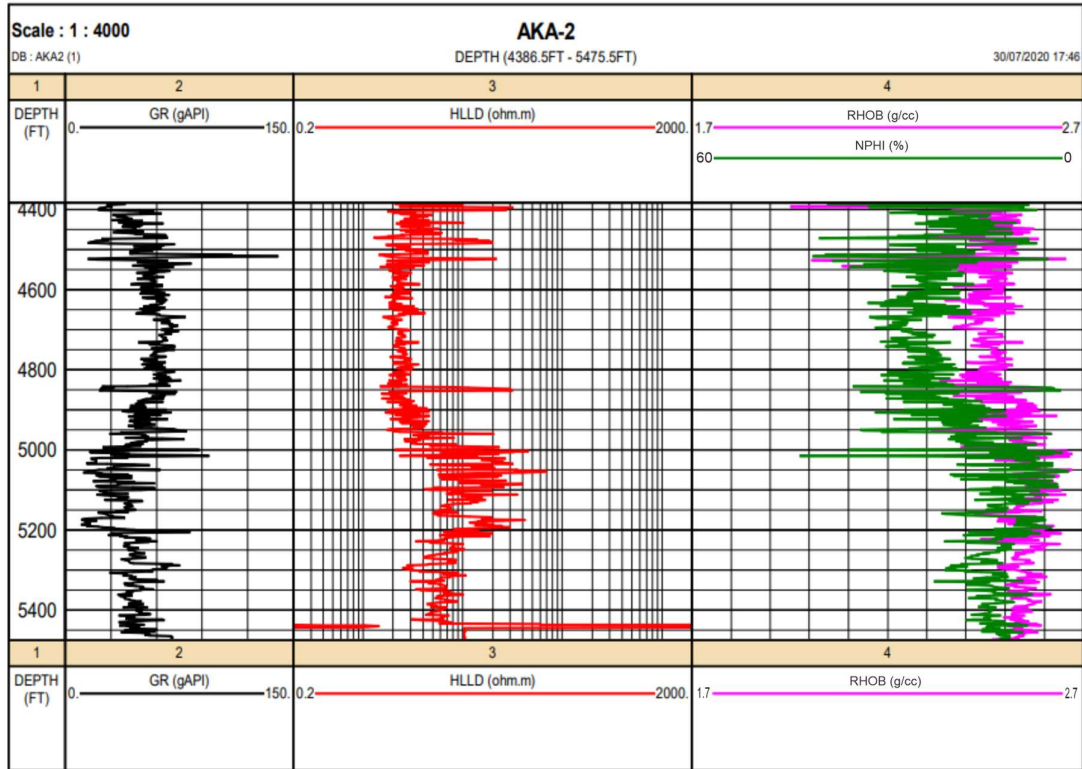
Peta reservoir A

Berdasarkan penelusuran horison reservoir A pada data seismik yang menghasilkan peta struktur kedalaman, area penelitian memiliki struktur lipatan maupun patahan. Terdapat lipatan berupa antiklin yang membentuk *closure* pada area sekitar sumur (arah tenggara) dan antiklin yang berada di barat laut. Struktur patahan berupa patahan normal yang berarah timur laut – barat daya. Kedalaman reservoir A berkisar dari 4.000–8250 ft, yang mana area *closure* berkisar dari 4.000–4.250 ft (Gambar 6a).

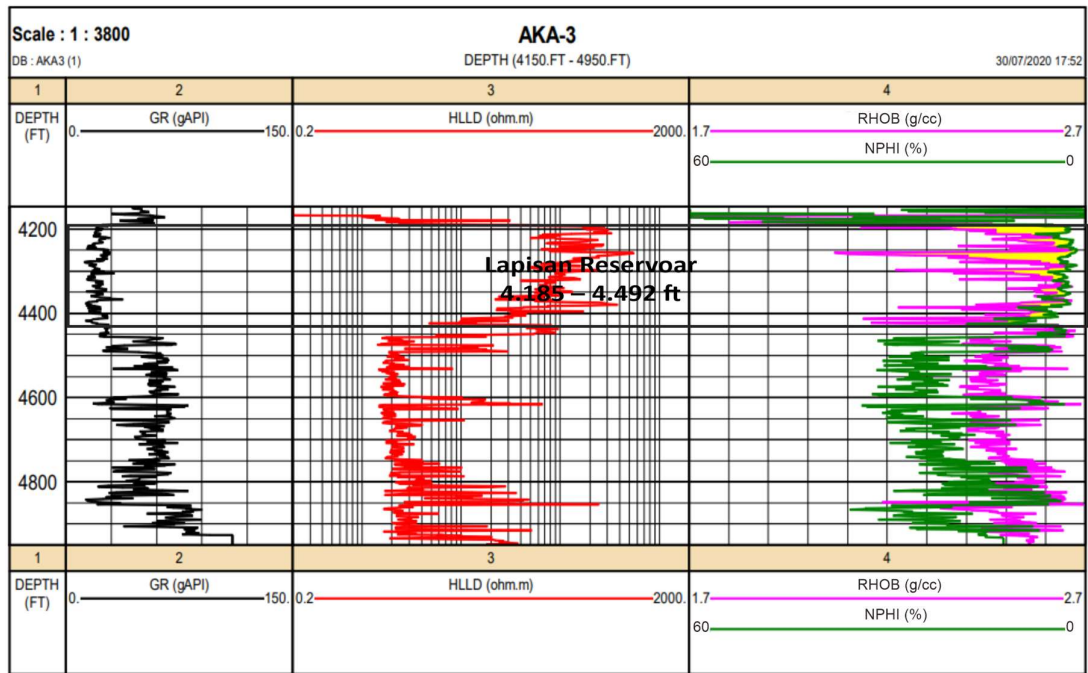
Penelusuran horison tidak hanya dilakukan pada batas atas reservoir saja, melainkan juga batas bawah. Sehingga selisih antara peta struktur kedalaman batas bawah reservoir dan batas atas reservoir dapat menghasilkan peta ketebalan reservoir (*isopach*). Ketebalan reservoir A bervariasi dari 100–900 ft, dengan lapisan tertebal berada pada sekitar sumur AKA-1 (650–750 ft) dan lapisan tertipis berada pada area barat laut dengan ketebalan 100–150 ft (Gambar 6b).



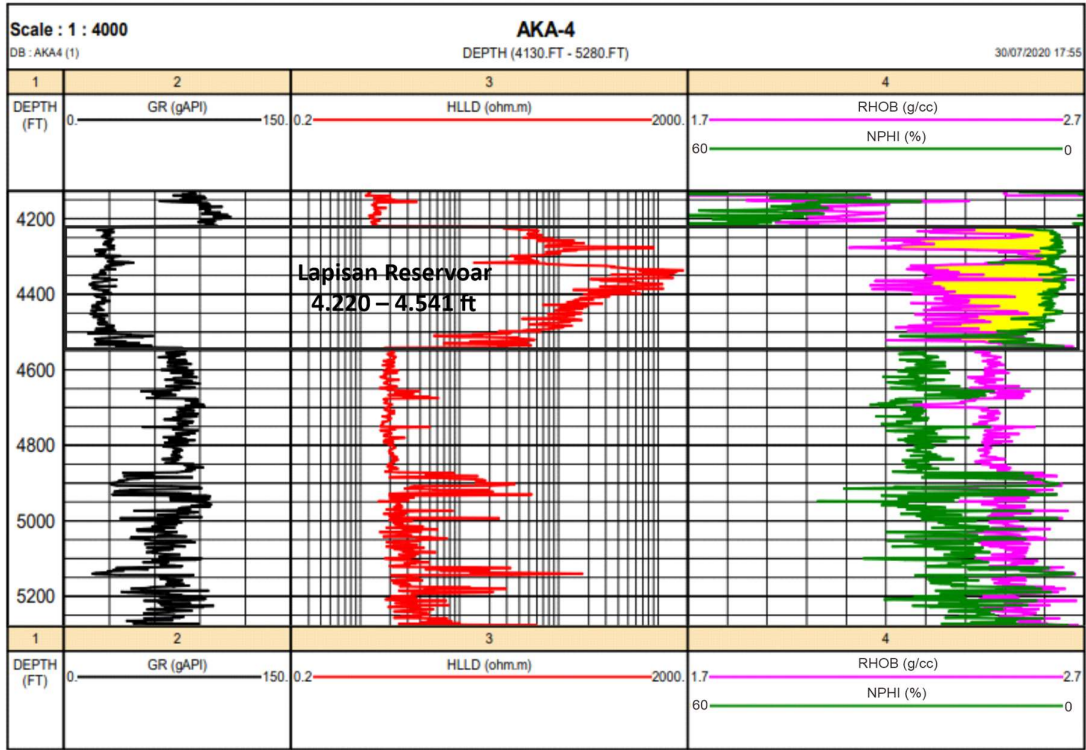
Gambar 2. Interval lapisan reservoir A berdasarkan data log sumur AKA-1 pada kedalaman interval 3.955–4.275 ft.



Gambar 3. Analisa kualitatif data log sumur AKA-2 menunjukkan bahwa tidak ada zona potensi reservoir pada sumur ini.



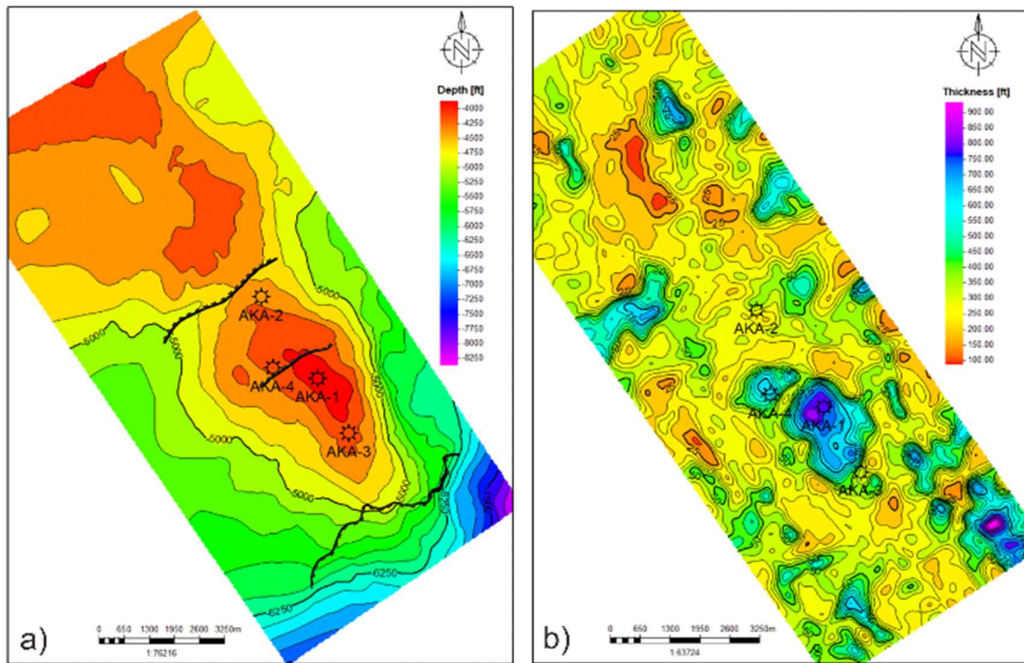
Gambar 4. Interval lapisan reservoir A berdasarkan data log sumur AKA-3 pada kedalaman interval 4.185–4.492 ft.



Gambar 5. Interval lapisan reservoir A berdasarkan data log sumur AKA-4 pada kedalaman interval 4.220–4.541 ft.

Peta Struktur Kedalaman
(Batas atas reservoir)

Peta Ketebalan Reservoir



Gambar 6. (a) Peta struktur kedalaman batas atas reservoir A dan (b) peta ketebalan reservoir A. Semua sumur (AKA-1 sampai AKA-4) tersebar pada sebelah tenggara lapangan X.

Analisa sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk memahami karakteristik reservoir berdasarkan *crossplot* properti data log. Fungsinya untuk menentukan apakah parameter ini sensitif dalam membedakan distribusi litologi dan fluida reservoir. Pada penelitian ini dilakukan *crossplot* antara log P-impedansi (IA) vs densitas dan log P-impedansi (IA) vs densitas. Berdasarkan hasil *crossplot* IA vs densitas pada (Gambar 7a), reservoir A yang ditandai dengan elips berwarna merah menunjukkan nilai densitas sebesar 2,25 g/cc hingga 2,6 g/cc dan nilai impedansi adalah 22.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 45.000 (ft/s)*(g/cc), memiliki rentang nilai kurang sama dengan 60 gAPI. Gambar 7b merupakan distribusi data pada reservoir A dengan nilai porositas yang menunjukkan rentang nilai 5% sampai 12%.

Kedua *crossplot* menunjukkan bahwa IA tidak membentuk *trend* linier. Hal tersebut mengakibatkan ketika IA dikonversi baik ke densitas maupun porositas akan menghasilkan nilai korelasi yang rendah (0,6–0,75) atau tidak mencerminkan kondisi bawah permukaan yang sesungguhnya. Peran multi-atribut seismik sangat dibutuhkan untuk mengatasi kasus seperti ini (Khoshdel dan Riahi, 2007; Suwatjanapornpong et al., 2016; Altowairqi et al., 2017).

Analisa multi-atribut seismik

Data seismik konvensional digunakan sebagai atribut eksternal dan semua atribut seismik termasuk data seismik hasil inversi (IA) digunakan sebagai atribut internal. Sehingga sebelum dilakukannya proses multi-atribut seismik, maka terlebih dahulu melakukan proses inversi seismik (IA). Secara umum, hasil inversi IA menunjukkan nilai tinggi di reservoir A, yaitu berada pada kisaran 22.000 ft/s*g/cc sampai 45.000 ft/s*g/cc.

Analisa multi-atribut yang digunakan berupa *stepwise regression* (Hampson et al., 2001). Analisis tahap ini dilakukan dengan menambahkan atribut-atribut yang digunakan baik atribut eksternal maupun internal hingga mencapai sebuah model yang dirasa cocok dengan data properti log yang menjadi target, dalam tahap ini log densitas. Densitas memiliki nilai dari 2,25 g/cc sampai 2,6 g/cc, yang artinya persebaran nilai densitas bernilai tinggi. Korelasi training diperoleh sebesar 0,929 dan korelasi validasi sebesar 0,704 dengan *error* rata-rata sebesar 0.098% (Gambar 8).

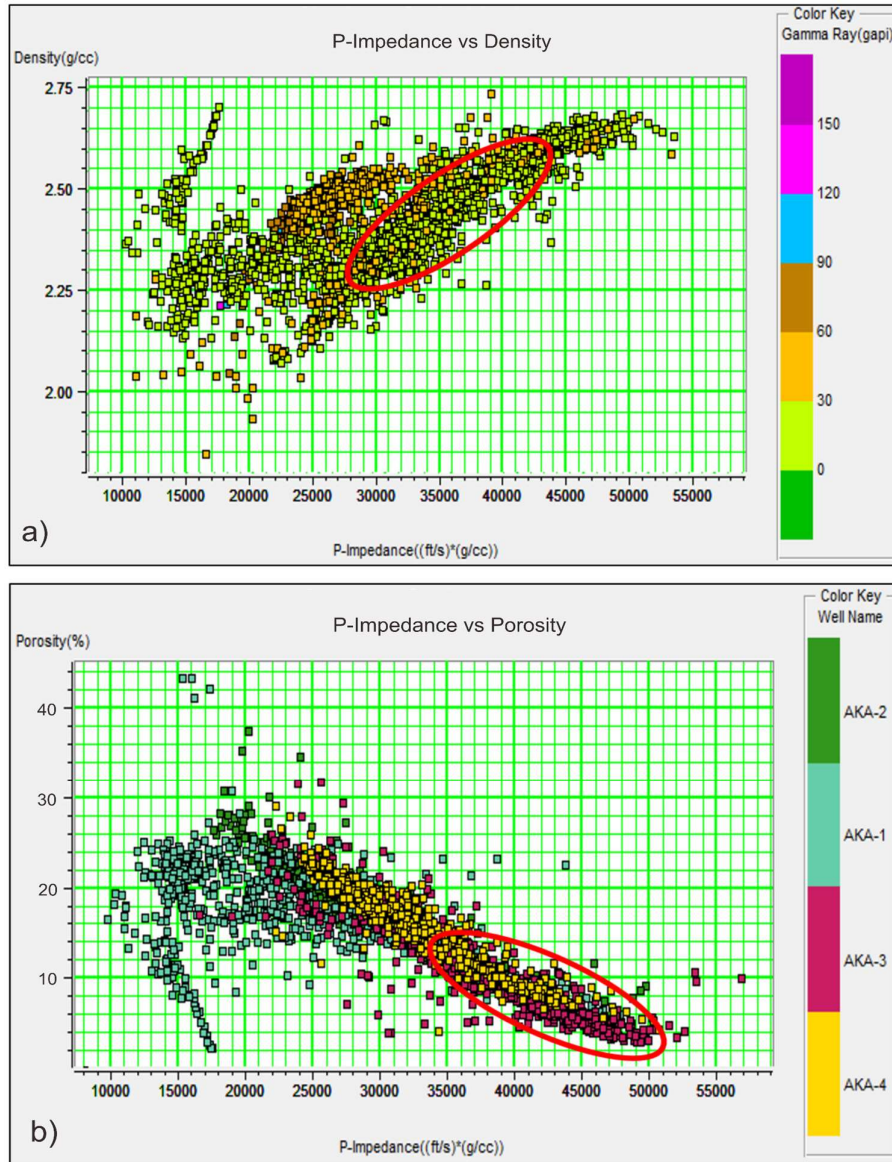
Pada prediksi properti porositas, didapatkan korelasi training sebesar 0,968 dan korelasi dari validasi sebesar 0,930 dengan *error* rata-rata sebesar 0,013% (Gambar 9). Dimana menurut Schober dan Schwarte (2018) koefisien korelasi yang dihasilkan memiliki kualitas yang sangat kuat karena memiliki rentang koefisien korelasi dari 0,90–1.

PEMBAHASAN

AKA-1 menunjukkan nilai IA mulai dari 21.000 ft/s*g/cc hingga 30.000 ft/s*g/cc. Sumur AKA-2 memiliki nilai IA mulai dari 30.000 ft/s*g/cc hingga 36.000 ft/s*g/cc. Sumur AKA-3 memiliki nilai IA yang tinggi yang berkisar dari 36.000 ft/s*g/cc hingga 45.000 ft/s*g/cc. Sedangkan sumur AKA-4 memiliki IA mulai dari 30.000 ft/s*g/cc sampai 36.000 ft/s*g/cc. Berdasarkan hasil peta distribusi IA, diketahui bahwa masing-masing sumur AKA memiliki nilai IA yang tinggi dengan litologi berupa *tight sand* (Gambar 10).

Hasil analisis multi-atribut densitas menunjukkan bahwa persebaran pada penampang seismik PSTM khususnya reservoir A berkisar dari 2,25–2,84 g/cc (Gambar 11). Sedangkan berdasarkan peta multi-atribut porositas (Gambar 12a), reservoir A memiliki nilai porositas berkisar dari 7–16 % (Gambar 12b). Jika mengacu pada peta persebaran nilai densitas dan porositas pada batas atas reservoir, eksplorasi selanjutnya diarahkan pada sebelah barat laut *closure* bawah dengan nilai porositas 25–30% dan nilai densitas 2,6–2,7 g/cc. Sedangkan pada *closure* atas perlu dilakukan analisa lebih lanjut karena memiliki nilai porositas yang kurang lebih sama sekitar 25–30% namun belum ada satupun sumur pada area tersebut.

Multi-atribut *stepwise regression* adalah salah satu metode yang sesuai untuk memprediksi properti densitas dan porositas menggunakan data log sumur dan data seismik. Namun, dalam menganalisa prospek atau tidaknya suatu reservoir *tight sand*, properti densitas dan porositas belum dapat mewakili keseluruhan analisa yang dibutuhkan. Analisa mineralogi, evolusi diagenetik, tipe porositas, permeabilitas, saturasi air, dan tekanan kapiler perlu dilakukan secara komprehensif sehingga memperoleh karakteristik reservoir dan zona prospek (Zou et al., 2012; Deng et al., 2013; Gong et al., 2016).

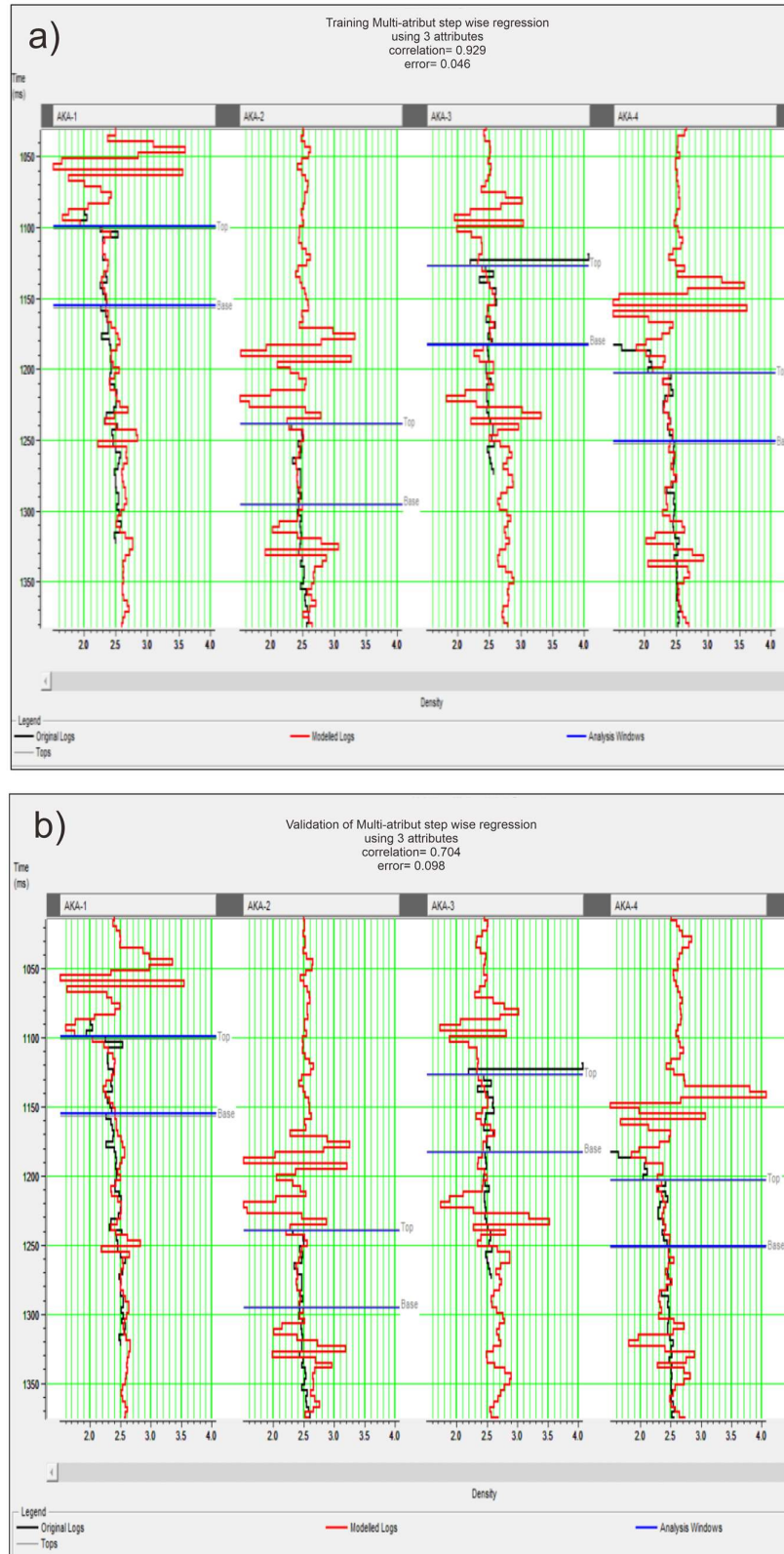


Gambar 7. (a) *Crossplot* P-Impedansi vs densitas dan (b) *crossplot* P-Impedansi vs porositas yang mana menunjukkan bahwa zona reservoir (lingkaran merah) berada pada area yang memiliki densitas tinggi dan porositas yang rendah.

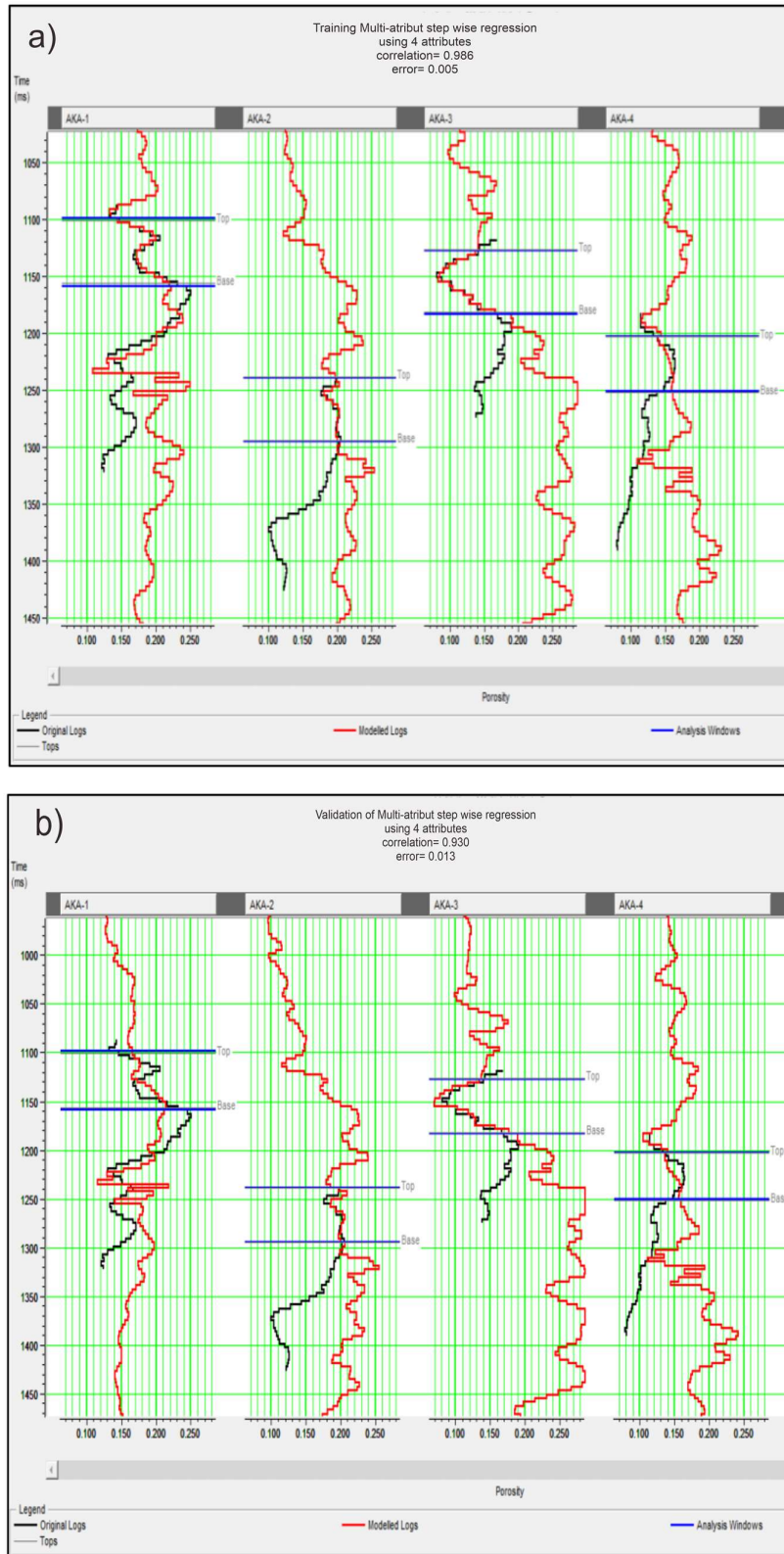
KESIMPULAN

Multi-atribut *stepwise regression* adalah salah satu metode yang sesuai untuk memprediksi properti densitas dan porositas menggunakan data log sumur dan data seismik. Dalam memperoleh peta densitas dan porositas, data input yang digunakan harus memiliki kualitas yang baik, seperti hubungan *time-depth*, penanda (*marker*) *top* reservoir, jumlah sumur dengan data

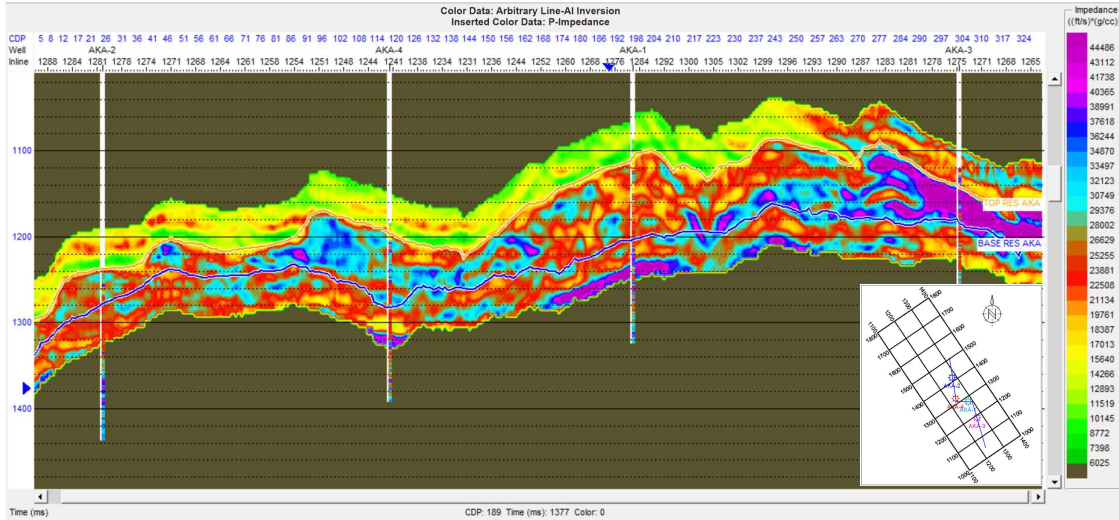
log yang lengkap (*triple combo*), data seismik dengan resolusi yang baik (*high s/n ratio*). Peta densitas dan porositas yang diperoleh dari multi-atribut dapat membantu dalam tahap eksplorasi dan produksi jangka panjang. Hal tersebut bertujuan untuk meningkatkan *primary recovery* dan *tertiary recovery*, pemahaman tentang perangkat stratigrafi, dan kemenerusan lapisan reservoir.



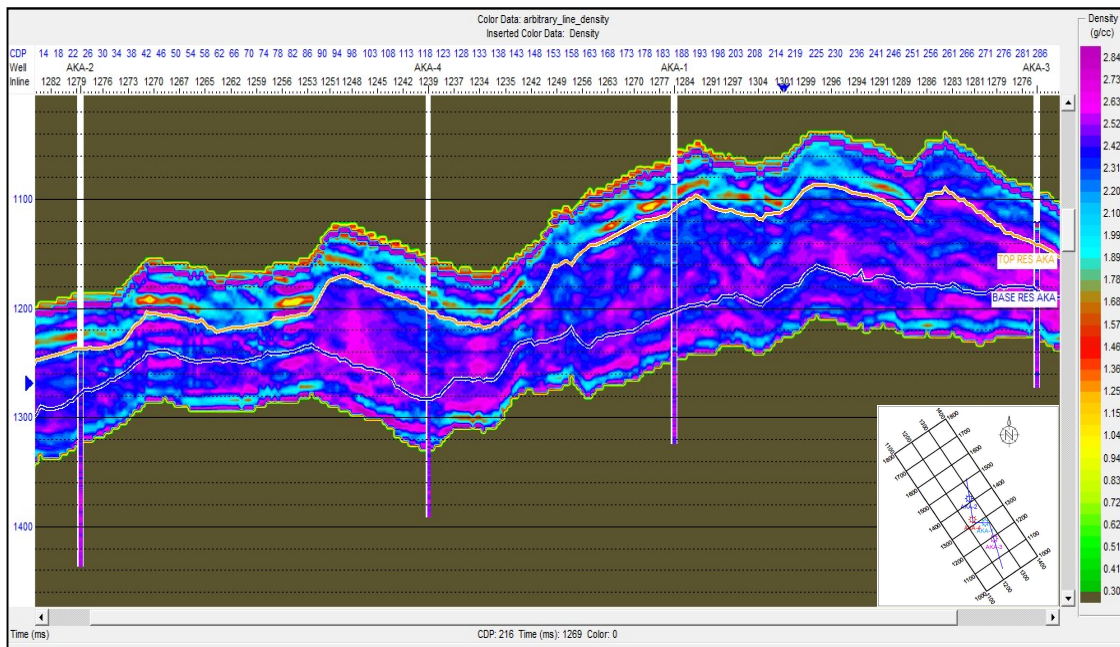
Gambar 8. Analisa multi-atribut *stepwise regression* properti densitas menghasilkan (a) korelasi training sebesar 0,929 dan (b) korelasi validasi sebesar 0,704.



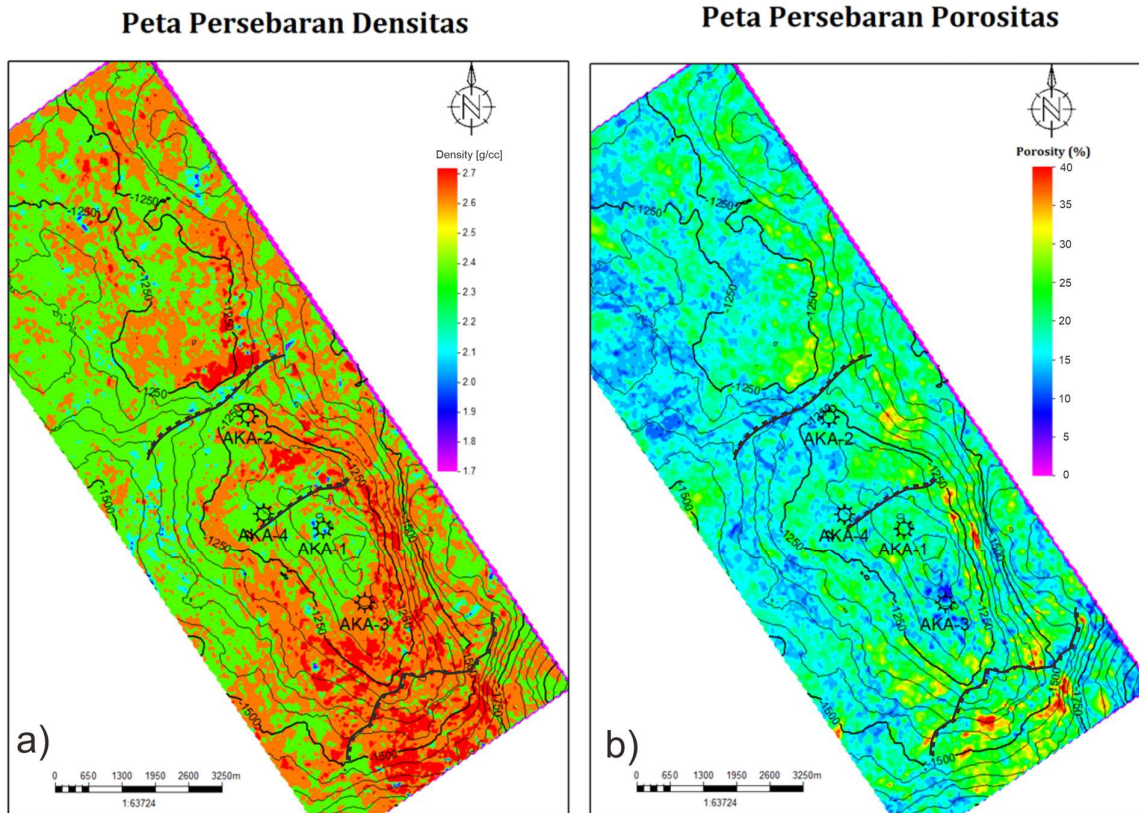
Gambar 9. Analisa multi-atribut *stepwise regression* properti porositas menghasilkan (a) korelasi training sebesar 0,986 dan (b) korelasi validasi sebesar 0,930.



Gambar 10. Hasil inversi IA *model-based* pada penampang seismik *PSTM arbitrary* yang melintasi semua sumur (dengan variasi warna berupa atribut log IA atau P-Impedansi).



Gambar 11. Hasil analisa multi-atribut *stepwise regression* properti densitas pada penampang seismik *PSTM arbitrary* yang melintasi semua sumur (dengan variasi warna berupa atribut log densitas).



Gambar 12. (a) Peta persebaran densitas dan (b) peta persebaran porositas *overlay* peta struktur waktu pada batas atas reservoir A.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang membantu dalam menyelesaikan penelitian ini, khususnya PPTMGB LEMIGAS selaku penyedia data dan Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Unila.

DAFTAR PUSTAKA

Altowairqi, Y., Rezaee, R., Evans, B., Urosevic, M., 2017. A Quantitative Application of Seismic Inversion and Multi-Attribute Analysis based on Rock Physics Linear Relationships to identify High Total Organic Carbon Shale - A Case Study from the Perth Basin, in: Unconventional Resources Technology Conference. Austin, pp. 1807–1811. <https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2671356>

Asquith, G., Gibson, C., 1982. Basic Well Log Analysis for Geologist. AAPG, Tulsa.

Barber, P., Carter, P., Fraser, T., Baillie, P., Myers, K., 2003. Paleozoic and Mesozoic Petroleum Systems in the Timor and Arafura Seas, Eastern Indonesia, in: Indonesian Petroleum Association Twenty-Ninth Annual Convention & Exhibition, October 2003. Indonesian Petroleum Association, Jakarta. <https://doi.org/10.29118/ipa.428.03.g.169>

Bishop, M.G., 1999. Total petroleum systems of the Bonaparte Gulf Basin area, Australia; Jurassic, Early Cretaceous-Mesozoic; Keyling, Hyland Bay-Permian; Milligans-Carboniferous, Permian, Open-File Report 99-50-P, U.S. Geological Survey, Reston, VA. <https://doi.org/10.3133/ofr9950P>

Cadman, S.J., Temple, P.R., 2004. Bonaparte Basin, NT, WA, AC & JPDA, Australian Petroleum Accumulations Report 5, 2nd

- Edition. Canberra. 662-54977-3
- Caineng, Z., Guangya, Z., Shizhen, T., Suyun, H., Xiaodi, L., Jianzhong, L., Dazhong, D., Rukai, Z., Xuanjun, Y., Lianhua, H., Hui, Q., Xia, Z., Jinhua, J., Xiaohui, G., Qiulin, G., Lan, W., Xinjing, L., 2010. Geological features, major discoveries, and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration. *Pet. Explor. Dev.* 37, 129–145. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(10\)60021-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60021-3)
- Deng, J.M., Liu, X.P., Wu, X.M., Hu, X.X., 2013. Estimation of porosity and permeability from conventional logs in tight sandstone reservoirs of north Ordos basin. *Soc. Pet. Eng. - SPE Middle East Unconv. Gas Conf. Exhib. 2013, UGAS 2013 - Unconv. Tight Gas Bridg. Gaps Sustain. Econ. Dev.* 34–41. <https://doi.org/10.2118/163953-ms>
- Gong, L., Zeng, L., Gao, Z., Zhu, R., Zhang, B., 2016. Reservoir characterization and origin of tight gas sandstones in the Upper Triassic Xujiahe formation, Western Sichuan Basin. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 6, 319–329. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0203-9>
- Hampson, D.P., Schuelke, J.S., Quirein, J.A., 2001. Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics* 66, 220–236. <https://doi.org/10.1190/1.1444899>
- Keep, M., Clough, M., Langhi, L., 2002. Neogene tectonic and structural evolution of the Timor Sea region, NW Australia, in: *Proceedings of the West Australian Basins Symposium 2*. Perth, pp. 341–352.
- Khoshdel, H., Riahi, M.A., 2007. 3D Porosity Estimation Using Multi-attribute Analysis Methods in One of the Persian Gulf Oil Fields, in: *SPE International*. SPE, London, p. 12.
- Liu, H., 2017. *Principles and Applications of Well Logging*, Principles and Applications of Well Logging. Springer Mineralogy, Beijing. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-54977-3>
- Riel, P. van, 2000. The past, present, and future of quantitative reservoir characterization. *Lead. Edge* 19, 878–881. <https://doi.org/https://doi.org/10.1190/1.1438735>
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., Quirein, J., 1997. Multiattribute seismic analysis. *The Leading Edge* 16 (10), 1439–1444. <https://doi.org/10.1190/1.1437486>
- Russell, B.H., 1988. *Introduction to seismic inversion methods*, Second. ed. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa. <https://doi.org/10.1190/1.9781560802303>
- Schober, P., Schwarte, L.A., 2018. Correlation coefficients: Appropriate use and interpretation. *Anesth. Analg.* 126, 1763–1768. <https://doi.org/10.1213/ANE.0000000000002864>
- Setiawan, M.H.F., Asy'ari, M.R., Wibowo, R.C., Amijaya, D.H., Aspari, A.A., 2015. Parasequence Concepts, Problems, And Solutions In Cbm Exploration Using Seismic Data Case Study: Muara Enim Formation, South Sumatra Basin, in: *Indonesian Petroleum Association Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition*. Indonesian Petroleum Association, Jakarta, p. 10.
- Suwatjanapornpong, S., Jaruwattanasakul, C., Kreeprasertkul, K., Suwanruji, P., 2016. Multi-Attributes Analysis and Neural Network : A New Approach of Reservoir Characterisation in Thap Raet and Greater Sirikit East, Phitsanulok Basin, in: *International Petroleum Technology Conference*. IPTC, Bangkok, p. 10.
- Wibowo, R.C., Arlinsky, D., Ariska, S., Wiranatanegara, B.W., Riyadi, P., 2020a. Gas Saturated Sandstone Reservoir Modeling Using Bayesian Stochastic Seismic Inversion. *J. Geosci. Eng. Environ. Technol.* 05, 25–31. <https://doi.org/10.25299/jgeet.2020.5.1.4503>
- Wibowo, R.C., Mulyatno, B.S., 2012. *Karakterisasi Reservoar Menggunakan*

- Metode Inversi Impedansi Akustik dan Neural Network Pada Lapangan “ ICL ” Cekungan Sumatera Selatan, in: Proceedings PIT HAGI 2012. HAGI, Palembang, pp. 2–4.
- Wibowo, R.C., Sarkowi, M., Mulyatno, B.S., Dewanto, O., Zaenudin, A., Amijaya, D.H., Aspari, A.A., 2020b. Thinned coal distribution modeling based on integrated geological and geophysical data: Case study CBM resources in Central Palembang Sub-Basin, in: 2nd International Conference on Earth Science, Mineral, and Energy. AIP Publishing, Yogyakarta, pp. 1–9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1063/5.0006962>
- Zou, C., Zhu, R., Liu, K., Su, L., Bai, B., Zhang, X., Yuan, X., Wang, J., 2012. Tight gas sandstone reservoirs in China: Characteristics and recognition criteria. *J. Pet. Sci. Eng.* 88–89, 82–91. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.02.001>

