

ARTIKEL RISET

# Persebaran TOC dan Porositas Total Menggunakan Seismik Inversi pada *Shale* Piniya, Cekungan Akimeugah, Papua

Janna Azizah Wijayanti<sup>\*</sup>, Jarot Setyowiyoto and Ferian Anggara

## Ringkasan

Migas non-konvensional saat ini mulai menjadi sumber energi yang penting mengingat menurunnya sumber migas konvensional secara global. Salah satu jenis migas non konvensional adalah hidrokarbon *shale*. Eksplorasi hidrokarbon *shale* akan menjadi sukses apabila analisis data awal dilakukan dengan baik. Data well log dan data seismik biasanya merupakan data utama dalam fase eksplorasi. Analisis yang dilakukan adalah analisis porositas total dan Total Organic Carbon (TOC). Analisis estimasi TOC akan menggunakan pendekatan petrofisika yaitu dengan metode Passey (1990)[7]. Dalam tulisan ini, fokus pembahasan adalah pada shale formasi Piniya sebagai reservoir non-konvensional yang merupakan anggota dari Kelompok Kembelangan, Cekungan Akimeugah. Dalam membuat model persebaran porositas total dan TOC, akan digunakan metode seismik inversi berupa model based. Hubungan empiris antara Impedansi Akustik (AI) dan parameter porositas total serta TOC akan digunakan dalam melakukan persebaran parameter, yaitu dengan mengubah cube seismik AI menjadi *cube* seismik porositas total dan TOC.

**Kata Kunci** : porositas total, TOC, inversi, piniya, akimeugah.

## Abstract

Unconventional oil and gas is now become an important energy resource due to the decline of conventional oil and gas resources globally. One type of non-conventional oil and gas is shale hydrocarbons. Hydrocarbon shale exploration will be successful if the initial data analysis is done well. Well log data and seismic data are usually the main data in the exploration phase. The analysis carried out is analysis of total porosity and Total Organic Carbon (TOC). TOC estimation analysis will use a petrophysical approach by Passey (1990)[7] method. In this paper, the focus of the discussion is Piniya Formation as an unconventional reservoir that is a member of the Kembelangan Group, on the Akimeugah Basin. Distribution model of total porosity and TOC is using model-based seismic inversion method. An empirical relationship between Acoustic Impedance (AI) and total porosity parameters and TOC will be used in the distribution of parameters, by converting the cube AI into total porosity cube and TOC cube.

**Keywords:** total porosity; TOC; inversion; piniya; akimeugah

## PENDAHULUAN

Kebutuhan energi migas menuntut di temukannya sumber energi migas baru, salah satunya adalah migas non-konvensional. Salah satu contoh sumber migas non-konvensional adalah *shale* gas. *Shale* umumnya merupakan batuan induk, namun dalam konsep migas non-konvensional, *shale* akan menjadi batuan induk

sekaligus batuan reservoir (*Self Source Reservoir*) (Ahmed dan Meehan, 2016)[1]. Beberapa parameter *shale* yang menentukan berpotensi atau tidaknya suatu formasi meliputi *Total Organic Carbon* (TOC), kematangan termal, saturasi hidrokarbon, porositas, mineralogi dan kegetasan batuan.

Formasi Piniya pada Cekungan Akimeugah merupakan formasi berumur Kapur dengan *shale* yang tebal (Panggabean dan Hakim, 1986)[6]. Menurut Sukhyar dan Fahrudin (2013) yang dirangkum dalam Tabel 1, potensi *shale gas* di Cekungan

<sup>\*</sup>Correspondence: [azizahwijayanti@gmail.com](mailto:azizahwijayanti@gmail.com)

Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Jl. Grafika No.2 Kampus UGM, 55281 Daerah Istimewa Yogyakarta, Indonesia  
Full list of author information is available at the end of the article

<sup>†</sup>Equal contributor

Akimeugah adalah sebesar 62.64 Tcf (triliyun kaki kubik), 57,14 Tcf diantaranya berada pada umur Pra-Tersier. Tujuan dari penulisan karya ini adalah untuk membahas mengenai potensi *shale gas* pada cekungan Akimeugah berdasarkan parameter TOC dan porositas total.

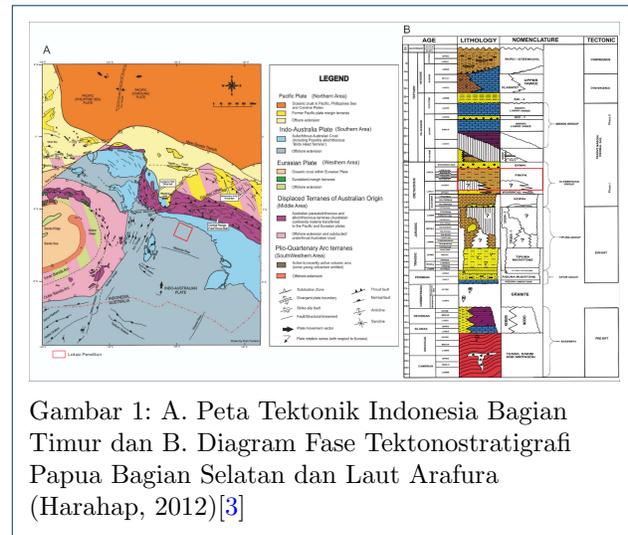
## GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Akimeugah terletak di sebelah utara dari *basement high* (Merauke Ridge), yang merupakan batas Cekungan Akimeugah dengan Cekungan Arafura di bagian selatan. Cekungan ini terdiri dari paparan Arafura di sebelah barat dan *foreland belt complex* di sebelah utara (Indonesia Basin Summaries, 2006). Lokasi penelitian termasuk pada paparan Arafura pada bagian barat daya. Berdasarkan penelitian (Vinke, 1958), paparan Arafura tidak terkena dampak dari periode tektonik Tersier, sehingga tidak terkena efek dari patahan Tarera-Aiduna yang berhadapan dengan *Central Range Fold* Papua.

Secara umum, Papua Barat bagian selatan merupakan bagian paling utara dari lempeng benua Australia yang kolisi dengan *Pacific Island Arc* (Harahap, 2012)[3]. Papua merupakan bagian dari batas pasif dan pada fase *drifting* hingga pertengahan Kenozoikum, kemudian setelah itu hingga saat ini bagian dari Papua berubah menjadi batas aktif dengan kolisi pada bagian punggung tengah Papua. Papua mengalami pemisahan dengan Gondwana dan *rifting* pada Perem-Trias, sehingga menghasilkan paleo patahan blok pada topografi basement (Pangabeian & Hakim, 1986)[6]. Fase pemekaran tersebut membentuk batas pasif yang menghadap ke arah utara sepanjang batas bagian utara Australia. Kemudian terjadi transgresi pada pertengahan Jura dan memperlihatkan fase akhir pemisahan. Pada Akhir Oligosen-Miosen terjadi awal mula pembentukan patahan naik dan lipatan akibat terjadi kolisi antara lempeng Australia dan *Pacific Island Arc* (Kaufman dkk., 1997)[4]. Hubungan antar elemen tektonik ditunjukkan pada Gambar 1A.

Pembagian Tektonostratigrafi ditampilkan pada Gambar 1B. adalah sebagai berikut: 1. Fase *Pre-Rift*, 2. Fase *Syn-Rift*, 3. Fase *Post-Rift* atau *passive margin*, 4. Fase Konvergensi (Tumbukan Lempeng Australia Utara terhadap Lempeng Pasifik) dan 5. *Melanesia Orogeny*. Model setiap fase didasarkan pada modifikasi Peck dan Soulhol (1986)[8] dan juga disusun dan disederhanakan dari Struckmeyer dkk., (1990 & 1993), Metcalfe (1996), Hall (1996) dan Packham (1996).

Fokus penelitian berada pada formasi Piniya yang merupakan anggota dari sikuen Kembelangan (Formasi Kopai, Woniwogi, Piniya dan Ekmai).



Gambar 1: A. Peta Tektonik Indonesia Bagian Timur dan B. Diagram Fase Tektonostratigrafi Papua Bagian Selatan dan Laut Arafura (Harahap, 2012)[3]

Formasi Piniya diendapkan secara selaras di atas Formasi Woniwogi, disusun oleh litologi batulumpur glaukonit, batulumpur gampingan, batupasir halus, batu napal dan batugamping napalan. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga laut dalam, dengan ketebalan formasi mencapai 900m. Formasi Piniya berpotensi sebagai batuan sumber (Pangabeian dan Hakim, 1986)[6].

## KETERSEDIAAN DATA DAN METODE PENELITIAN

Data yang digunakan dalam penelitian ini berupa data *wireline log* dan data seismik. Data sumur yang tersedia merupakan data dari 3 sumur yaitu sumur A-01, A-02 dan A-03. Data sumur yaitu data log mencakup Gamma Ray, SP, Caliper, MSFL, ILD, NPFI, RHOB dan DT serta data *checkshot* yang digunakan dalam mengikat sumur terhadap seismik.

Data seismik yang tersedia berupa data seismik 2D *post-stack* dengan jumlah lintasan sebanyak 26 penampang seismik dengan panjang total 5812.55 km. Terdapat 4 penampang seismik yang melintasi sumur yaitu penampang R00-13 dan R00-24 yang melintasi pada sumur A-01, penampang R00-09 dan R00-12 yang melintasi pada sumur A-02, sedangkan untuk sumur A-03 tidak dilintasi oleh seismik. Jarak antar CDP (*Common Deep Point*) adalah sebesar 12.51 m dengan interval sampel seismik 4 ms.

Metode analisis data menggunakan beberapa *software* diantaranya Geolog 7 untuk menghitung estimasi TOC dan porositas total, HRS 10 untuk mengikat sumur terhadap seismik dan melakukan persebaran TOC dan porositas total dalam seismik, serta *software* Petrel 2015 untuk membuat model persebaran.

Pendekatan petrofisika dan seismik inversi digunakan dalam melakukan estimasi nilai TOC

Tabel 1: Potensi cadangan *shale gas* pada berbagai cekungan hidrokarbon di Indonesia (Sukhyar dan Fahrudin, 2013)

No	Region	Basin	Tertiary (Tcf)	Pre-Tertiary (Tcf)	Volume Gas In Place (Tcf)	Total Volume Gas In Place (Tcf)
1	Sumatra	North Sumatra	64.78	0	64.78	233.05
		Central Sumatra	86.9	0	86.9	
		Ombilin	25.26	0	25.26	
		South Sumatra	56.11	0	56.11	
2	Jawa	NW Jawa	5.64	0	5.64	47.64
		NE Jawa	42	0	42	
3	Kalimantan	Barito	74.59	0	74.59	193.93
		Kutai	80.59	0	80.59	
		Tarakan	7.22	0	7.22	
		Melawi	11.9	0	11.9	
4	Sulawesi	Sengkang	5.41	0	5.41	5.41
5	Papua	Akimeugah	5.5	57.14	62.64	94.04
		Bintuni	1.15	30.25	31.4	

(metode  $\Delta \log R$  (Passey, dkk. 1990)[7] dan porositas total. Analisis petrofisika dari data sumur yang memberikan informasi secara vertikal akan diintegrasikan dengan data seismik yang memberikan informasi secara lateral. Pemodelan parameter TOC dan porositas total secara lateral ini akan menggunakan metode seismik inversi, yaitu pemodelan bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 1990). Hubungan empiris antara impedansi akustik (AI) dan parameter TOC serta porositas total, akan digunakan dalam persebaran nilai parameter dalam volume seismik.

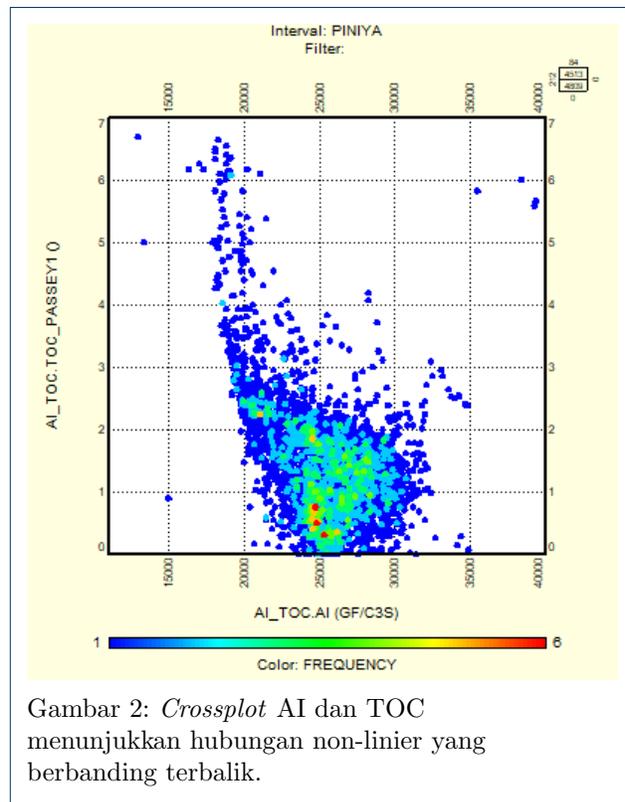
### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### Crossplot AI dan TOC

Untuk mengetahui hubungan antara AI dan TOC dibuat *crossplot*, dengan AI sebagai sumbu x dan TOC sebagai sumbu y (Gambar 2). AI dan TOC membentuk hubungan non-linier dan berbanding terbalik, dengan persamaan  $TOC = (1.754e^{-01*AI})^{(4.62e^{+03*AI})}$ . Persamaan ini akan digunakan dalam mengubah *cube* AI menjadi *cube* TOC. Hubungan yang berbanding terbalik antara AI dan TOC yaitu menurunnya nilai AI secara non-linier terhadap peningkatan nilai TOC, menurut Løseth dkk. (2011)[5] hal ini terjadi karena shale yang memiliki TOC tinggi memiliki nilai densitas yang lebih rendah dan AI merupakan hasil perkalian dari densitas dan  $V_p$ .

#### Crossplot AI dan Porositas Total

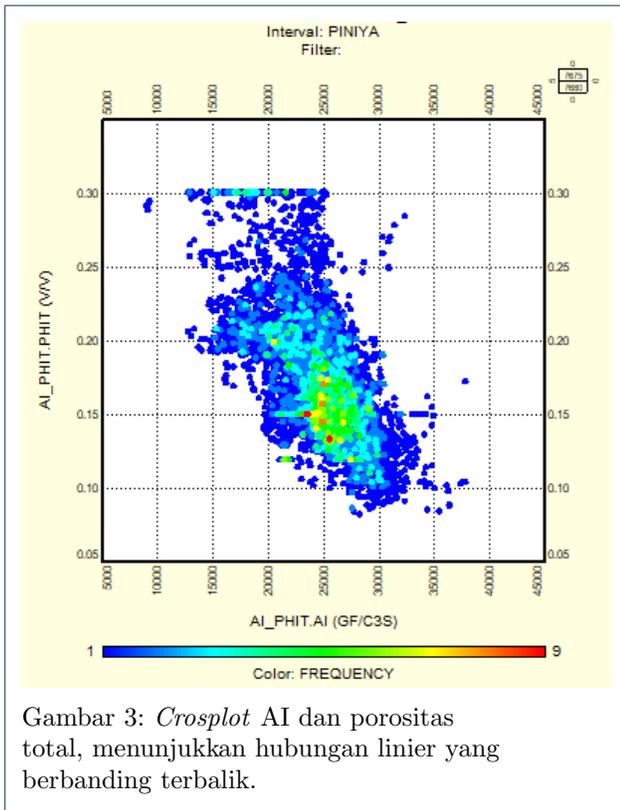
*Crosplot* AI dan porositas total juga dilakukan, dengan AI sebagai sumbu x dan porositas total sebagai sumbu y, diperoleh hubungan yang linier dan berbanding terbalik. Persamaan yang diperoleh adalah  $\Phi_{IT} = (0.3515 - (7e^{-06*AI}))$ . Persamaan ini akan digunakan dalam mengubah *cube* AI menjadi *cube* porositas total.



Gambar 2: *Crossplot* AI dan TOC menunjukkan hubungan non-linier yang berbanding terbalik.

#### Seismik Inversi

Seismik inversi yang digunakan adalah inversi model based. Dari hasil inversi pada seluruh volume seismik dapat dibuat peta sebaran AI. Pada Gambar 4 disajikan peta sebaran AI pada daerah penelitian, dari peta tersebut dapat diketahui nilai sebaran AI yaitu dengan warna biru tua hingga kuning. Warna biru tua menunjukkan nilai AI yang tinggi, nilai AI tinggi ini berada pada sekitar sumur A-02 dan di daerah utara. Warna kuning yang menunjukkan nilai AI yang lebih



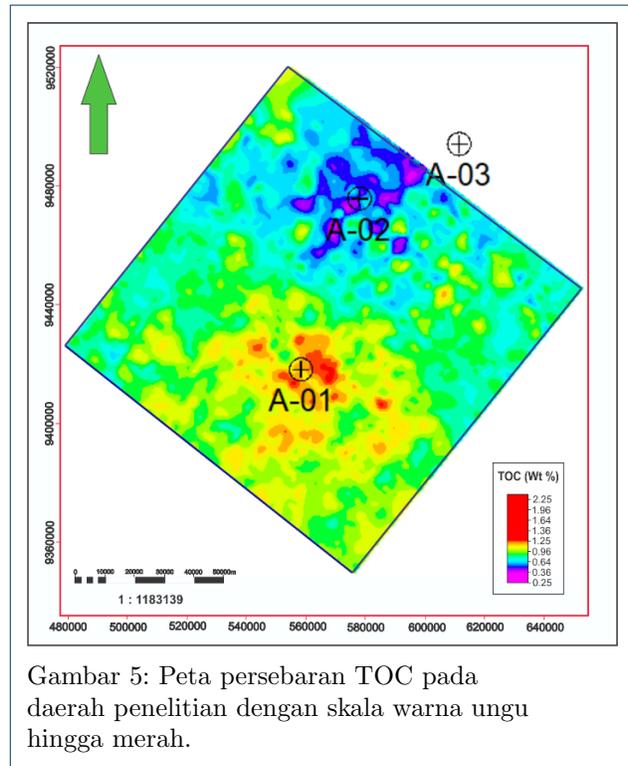
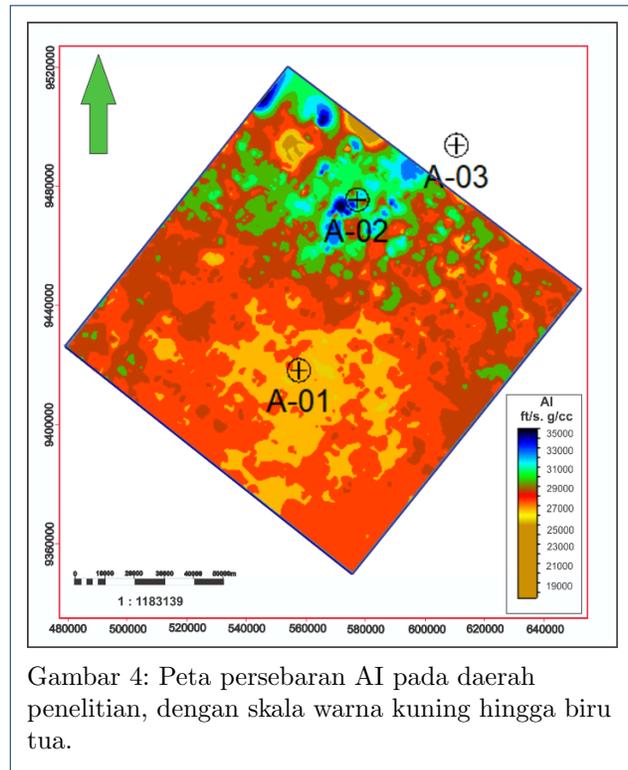
rendah yang berada pada sekitar sumur A-01 atau di daerah selatan dan sedikit di daerah utara.

Peta persebaran TOC pada daerah penelitian disajikan dalam Gambar 5. Skala warna yang digunakan dalam peta persebaran TOC yaitu ungu hingga merah. Warna ungu menunjukkan daerah dengan TOC yang sangat rendah, sedangkan warna merah kekuningan hingga merah mewakili daerah dengan nilai TOC yang sedang hingga tinggi. Daerah selatan atau di sekitar sumur A-01 memiliki nilai TOC lebih tinggi di bandingkan daerah lainnya.

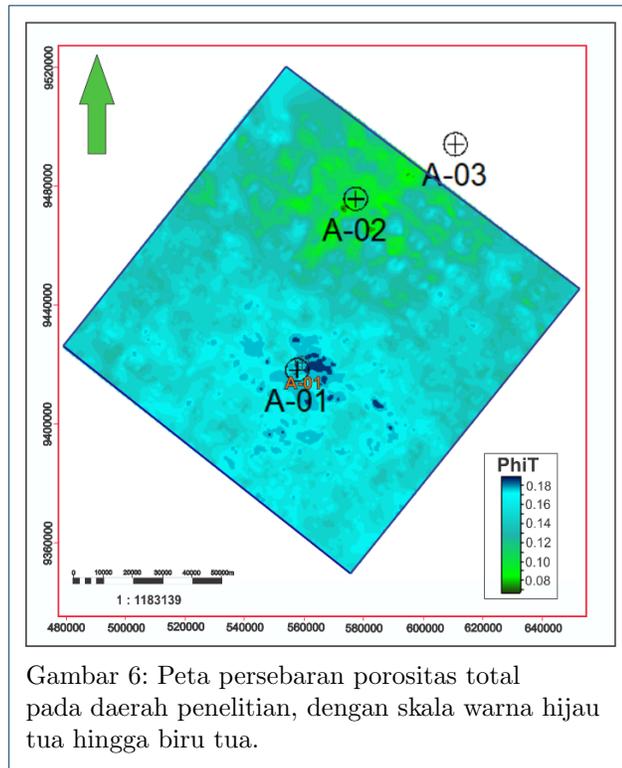
Gambar 6 menyajikan peta persebaran porositas total pada daerah penelitian. Skala warna yang digunakan dalam peta persebaran porositas total hijau tua hingga biru tua. Warna hijau tua mewakili daerah dengan nilai porositas total yang kecil sedangkan warna biru tua mewakili daerah dengan porositas total yang cukup tinggi. Pada peta dapat diketahui bahwa daerah selatan merupakan daerah dengan nilai porositas yang cukup tinggi.

### KESIMPULAN

Impedansi akustik memiliki hubungan yang baik terhadap nilai TOC dan porositas total. Persebaran nilai-nilai parameter TOC dan porositas total sangat dikontrol oleh data sumur sehingga area yang berpotensi *shale gas* berdasarkan parameter TOC dan



porositas pada daerah penelitian adalah pada sekitar sumur A-01 atau daerah selatan.



Gambar 6: Peta persebaran porositas total pada daerah penelitian, dengan skala warna hijau tua hingga biru tua.

## Penulis

1 Janna Azizah Wijayanti

Dari :

(1) Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Jl. Grafika No.2 Kampus UGM, Daerah Istimewa Yogyakarta, 55281

2 Jarot Setyowiyoto

Dari :

(1) Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Jl. Grafika No.2 Kampus UGM, Daerah Istimewa Yogyakarta, 55281

3 Ferian Anggara

Dari :

(1) Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Jl. Grafika No.2 Kampus UGM, Daerah Istimewa Yogyakarta, 55281

## Pustaka

2. Crain, E. R., 2010, **Unicorns in The Garden of Good and Evil: Part 1 – Total Organic Carbon (TOC)**, Reservoir Issue 10, p. 31-34
3. Harahap, B. H., 2012, *Tektonostratigrafi Papua Bagian Selatan dan Laut Arafura, Indonesia Bagian Timur*: Indonesian Journal on Geoscience, 7(3), p. 167–187.
4. Kaufman, R. L., Phelps, J. C. dan Kveton, K. J., 1997, *Petroleum systems of the Papuan Basin, Papua New Guinea*, Indonesian Petroleum Association, pp. 237–246.
5. Løseth, H., Wensaas, L., Gading, M., Duffaut, K., and Springer, M., 2011, *Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data?*: Geology, 39; no. 12; p. 1167 - 1170.
6. Panggabean, H. dan Hakim, A. S., 1986, *Reservoir Rock Potential of The Paleozoikum - Mesozoic Sandstones of The Southern Flank of The Central Range, Irian Jaya*, Indonesian Petroleum Association, pp. 461–480.
7. Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., dan Stroud, J.D., 1990, *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs*, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 74, p. 1777–1794.
8. Peck, J. M. dan Soulhol, B., 1986, *Pre-Tertiary Tensional Periods and Their Effects on The Petroleum Potential of Eastern Indonesia*, Indonesian Petroleum Association, pp. 341–369.
9. Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika ITB. Bandung, pp. 180.
1. Ahmed, U dan Meehan, D.N., 2016. *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development*, Baker Hughes.