

Karakteristik Reservoir Karbonat Berdasarkan Analisis Petrofisika Pada Lapisan "X", Formasi Baturaja, Lapangan "NS", Cekungan Jawa Barat

Nadya Putri Salsabila^{1*}, Yoga Andriana Sendjaja¹, Febriwan Mohammad¹,
Muhammad Ikhsan Zaher²

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

² PT. Pertamina EP

*Korespondensi: nadya20002@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lapangan "NS" merupakan salah satu lapangan minyak bumi yang terletak di Cekungan Jawa Barat Utara. Lapangan tersebut merupakan lapangan minyak bumi yang merupakan wilayah kerja dari PT. Pertamina EP. Analisis yang dilakukan adalah dengan menghitung parameter petrofisika seperti kandungan serpih, porositas, dan saturasi air pada reservoir. Metode yang digunakan dalam perhitungan petrofisika yaitu dengan menggunakan metode kombinasi log gamma ray dan log neutron-densitas untuk perhitungan kandungan serpih, metode log densitas untuk perhitungan porositas, dan metode Archie untuk menentukan nilai saturasi air. Penelitian ini difokuskan pada Lapisan "X" Formasi Baturaja sebagai zona prospek hidrokarbon. Penelitian dilakukan pada 5 sumur dengan menggunakan data *well log*, data *core*, dan data *mudlog*. Berdasarkan hasil analisis petrofisika pada lapangan "NS" didapatkan hasil untuk masing-masing sumur berurutan dari NA-01 hingga NA-05 adalah rata-rata nilai *volume shale* 13,5%, 14,7%, 0,8%, 25,2%, dan 16,6%; rata-rata nilai porositas adalah 15,5%, 13,4%, 12,1%, 11,9%, dan 13,3% dengan kualitas cukup hingga baik (Koesoemadinata, 1978); rata-rata nilai saturasi air (*Sw*) pada tiap sumur adalah 50,7%, 81,2%, 78,2%, 38%, dan 26,7%.

Kata kunci: Cekungan Jawa Barat Utara, Formasi Baturaja, Petrofisika, Reservoir

ABSTRACT

The "NS" field is one of the petroleum fields located in the North West Java Basin. The field is a petroleum field which is the working area of PT Pertamina EP. The analysis is carried out by calculating petrophysical parameters such as shale content, porosity, and water saturation in the reservoir. The method used in the petrophysical calculation is by using a combination of gamma ray log and neutron-density log for shale content calculation, density log method for porosity calculation, and Archie method to determine the water saturation value. This study focused on the "X" Layer of the Baturaja Formation as a hydrocarbon prospect zone. The research was conducted on 5 wells using well log data, core data, and mudlog data. Based on the results of petrophysical analysis in the "NS" field, the results for each sequential well from NA-01 to NA-05 are the average shale volume value of 13.5%, 14.7%, 0.8%, 25.2%, and 16.6%; the average porosity value is 15.5%, 13.4%, 12.1%, 11.9%, and 13.3% with sufficient to good quality (Koesoemadinata, 1978); the average water saturation value (*Sw*) in each well is 50.7%, 81.2%, 78.2%, 38%, and 26.7%.

Keywords: North West Java Basin, Baturaja Formation, Petrophysics, Reservoir

PENDAHULUAN

Berdasarkan data Badan Geologi tahun 2009, Indonesia memiliki 128 cekungan sedimen yang tersebar di seluruh wilayah Indonesia. Salah satu cekungan di Indonesia yang telah terbukti memiliki cadangan hidrokarbon adalah Cekungan Jawa Barat Utara. Telah ditemukan berbagai lapangan minyak dan gas bumi yang telah dilakukan kegiatan eksplorasi dan produksi, salah satunya adalah Lapangan “NS” yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Barat Utara dan sebagai lapangan yang menjadi fokus pada penelitian ini. Pada cekungan ini terdapat formasi batuan yang telah terbukti dalam menyimpan hidrokarbon, yaitu Formasi Baturaja.

Formasi Baturaja tersusun atas batuan karbonat yang berperan sebagai batuan reservoir atau tempat terakumulasinya hidrokarbon. Pada Formasi Baturaja, terdapat lapisan zona prospek hidrokarbon yaitu adalah Lapisan “X”. Lapisan “X” merupakan zona yang telah terbukti menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas.

Reservoir karbonat memiliki beragam karakteristik pada sifat fisik batuanannya. Salah satu pendekatan yang dapat dilakukan untuk mengidentifikasi karakteristik dari reservoir karbonat pada Lapisan “X” adalah dengan melakukan analisis petrofisika menggunakan data log sumur dan data batuan inti (SCAL).

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan sedimen Tersier yang terletak di sebelah

kanan Pulau Jawa bagian barat dan terdapat di daratan (*onshore*) serta lepas pantai (*offshore*) yang membentang dari barat ke arah timur hingga Cirebon dan terdiri dari beberapa sub-cekungan (Noble et al., 1997). Keterdapatannya rangkaian sesar ekstensional berarah Utara-Selatan telah membagi cekungan ini (terutama pada area *onshore*) menjadi beberapa sub-cekungan berbentuk *graben* (daerah rendah) dan *horst* (daerah tinggi) yang berselang-seling, diantaranya yaitu Sub-Cekungan Ciputat - Kepuh, Sub-Cekungan Pasir Putih, dan Sub-Cekungan Jatibarang, serta beberapa tinggian, seperti Arjawinangun, Cilamaya, Pamanukan, Kandanghaur-Waled, Rengasdengklok, dan Tangerang. Cekungan ini terletak di antara Paparan Sunda di Utara, jalur perlipatan Bogor di Selatan, daerah pengangkatan Karimun Jawa di Timur, dan Paparan Pulau Seribu di Barat.

Tektonik Regional

Secara tektonostratigrafi, sedimen pengisi Cekungan Jawa Barat Utara dapat dibagi menjadi 3 fase, yaitu fase endapan *syn-rift*, fase endapan *post rift*, dan fase *sagging* (*sag phase*).

1. Fase Syn Rift

Merupakan awal pembentukan cekungan yang ditandai oleh fase aktif *rifting* tektonik regangan (*extension*) yang merupakan bentukan *graben* yang memiliki arah utara-selatan.

2. Fase Post Rift

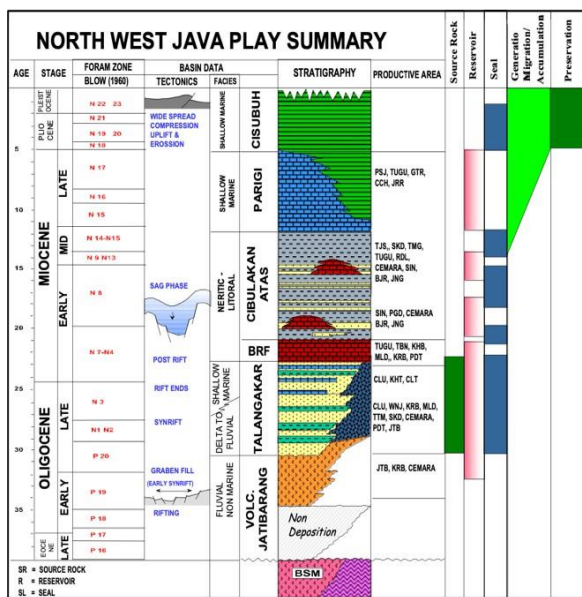
Tahap ini ditandai oleh proses kenaikan muka air laut yang dominan dimana proses tektonik yang terjadi mulai berkurang perannya.

3. Fase Sagging (*Sag Phase*)

Terjadi *subsidence* atau pembebanan, sehingga terbentuk cekungan dan sedimen mulai mengisi bagian tersebut.

Stratigrafi Regional

Pada Cekungan Jawa Barat Utara, terdapat enam unit formasi yang berumur dari Oligosen hingga Resen dan terendapkan pada lingkungan non- *marine*, transisi, dan laut dangkal. Formasi – formasi tersebut dari tua ke muda antara lain batuan dasar (*basement*), Formasi Jatibarang, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, Formasi Cisubuh.



Gambar 1. Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara

Petroleum System

Petroleum system Cekungan Jawa Barat Utara banyak dikontrol oleh elemen - elemen geologi, yang meliputi batuan induk (*source rock*), reservoir, *seal rock*, dan *trap*. Formasi yang bertindak sebagai batuan induk adalah batuan serpih Formasi Jatibarang dan Formasi Talang Akar Bagian Bawah.

Sedangkan Formasi yang telah terbukti mengandung hidrokarbon adalah Formasi Jatibarang dengan litologi batuan vulkanik, Formasi Talang Akar dengan litologi Batupasir, Formasi Baturaja dengan litologi Batugamping, Formasi Cibulakan Atas pada litologi Batupasir dan Batugamping, dan Batugamping Formasi Parigi.

Lapisan batuan yang bertindak sebagai lapisan penutup yaitu lapisan serpih pada Formasi Talang Akar dan Formasi Cibulakan Atas. Bentuk utama perangkap struktur geologi pada Cekungan Jawa Barat Utara yaitu kubah antiklinal yang lebar dan jebakan dari blok sesar yang miring. Saluran utama untuk migrasi lateral lebih banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah utara – selatan dari Formasi Talang Akar. Sedangkan untuk migrasi vertikal, sesar menjadi saluran utama yang dilewati.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan berupa analisis kuantitatif dan analisis kualitatif pada lima (5) sumur penelitian yang terdapat pada Lapisan "X", Formasi Baturaja, Lapangan "NS", Cekungan Jawa Barat Utara, dengan menggunakan data log sumur dan data batuan inti (SCAL).

Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif dilakukan untuk menentukan jenis litologi dan mineral penyusun daerah penelitian. Litologi penyusun formasi dapat diketahui dengan mengidentifikasi melalui *crossplot* log gamma ray, log NPHI, dan log RHOB serta didukung juga oleh informasi yang didapatkan dari data batuan inti.

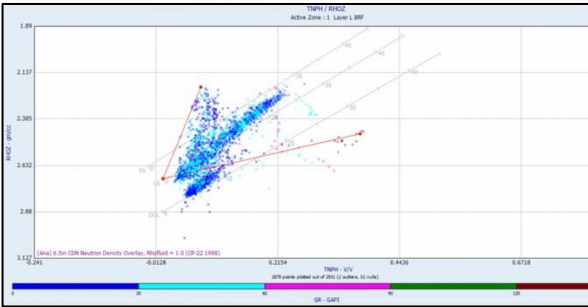
Analisis Petrofisika

Analisis sifat fisik batuan dilakukan dengan melakukan perhitungan pada parameter-parameter petrofisika, yaitu kandungan serpih (*Volume shale*), porositas, dan saturasi air (*Sw*). Parameter sifat fisik tersebut dihitung dengan metode-metode yang berbeda sesuai dengan karakteristik litologi. Dilanjutkan dengan *cutoff* dan *lumping* untuk menentukan *net pay*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Kualitatif

Crossplot GR/NPHI/RHOB pada sumur NA-03 menunjukkan bahwa litologi utama penyusunnya adalah batugamping yang tersusun oleh mineral kalsit serta terdapat titik yang jatuh pada kurva garis dolomite. Kandungan batugamping pada garis tersebut menunjukkan pembacaan nilai gamma ray yang rendah.



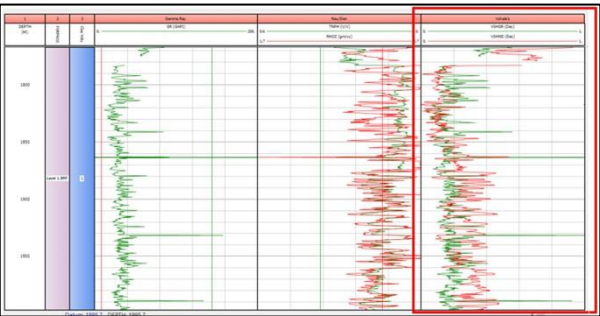
Gambar 1. *Cross plot* identifikasi litologi sumur NA-03

Analisis Kuantitatif

1. Perhitungan Kandungan Serpih (Vshale)

Metode yang digunakan dalam menghitung kandungan serpih pada penelitian ini adalah metode Gamma ray – Neutron-Density (GRND). Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan

penggabungan log gamma ray dan log neutron-densitas.



Gambar 2. Hasil Perhitungan Kandungan Serpih Pada Sumur NA-03

Metode kombinasi tersebut digunakan karena merupakan metode perhitungan yang paling optimis dimana log neutron-densitas akan mengoreksi pembacaan dari *vshale* log gamma ray apabila perhitungannya menunjukkan nilai yang terlalu tinggi ataupun terlalu rendah.

Berdasarkan perhitungan tersebut, maka didapatkan nilai rata-rata kandungan serpih pada setiap sumur adalah sebagai berikut:

Tabel 1. Nilai rata-rata kandungan serpih pada 5 sumur daerah penelitian

Well	GR MIN	GR MAX	Nilai Rata-Rata Vsh (%)
NA-01	18	138	13,5%
NA-02	10	143	14,7%
NA-03	8	142	0,80%
NA-04	9	138	25,2%
NA-05	12	130	16,6%

2. Perhitungan Porositas

Penentuan metode perhitungan porositas yang digunakan perlu dilakukan perbandingan nilai dari beberapa metode yang ada seperti metode neutron, densitas, dan neutron-densitas yang nantinya akan divalidasi dengan data *core* yaitu *routine core analysis* (RCAL).

Dalam penelitian ini metode yang digunakan ialah metode porositas densitas dikarenakan

merupakan metode yang memiliki tingkat kecocokan yang tinggi dan menyerupai dengan besaran nilai porositas *core*.

Sumur pada daerah penelitian memiliki rentang nilai porositas antara 11,9% - 15,5%. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978), karakteristik porositas tersebut termasuk pada klasifikasi yang "cukup" sampai "baik". Hasil dari perhitungan porositas efektif dari sumur NA-01 hingga NA-05 adalah sebagai berikut.

Tabel 2. Nilai rata-rata porositas pada 5 sumur daerah penelitian

No.	Well	Nilai Rata-Rata Porositas	Klasifikasi Koesoemadinata (1978)
1	NA-01	15,50%	Baik
2	NA-02	13,40%	Cukup
3	NA-03	12,10%	Cukup
4	NA-04	11,90%	Cukup
5	NA-05	13,30%	Cukup

3. Perhitungan Saturasi Air (S_w)

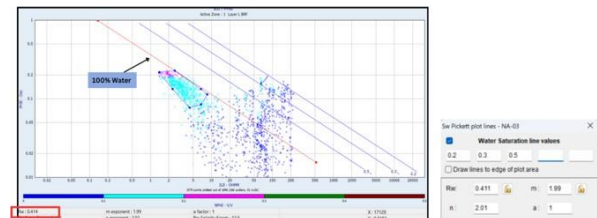
Ketika nilai saturasi air mencapai 100% menunjukkan bahwa pori pada batuan reservoir tersebut terisi penuh oleh air. Sedangkan nilai saturasi air kurang dari 100% menunjukkan adanya kandungan hidrokarbon. Perhitungan saturasi air pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode Archie. Metode ini dinilai ideal digunakan pada daerah penelitian karena formasi batuan yang tersusun oleh litologi yang bersih dari kandungan *shale*.

Dalam perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Archie, dibutuhkan beberapa parameter dalam perhitungannya, yaitu nilai R_w , R_t , porositas, *turtuosity* (a), *cement exponent* (m), dan *saturation exponent* (n). Nilai a , m , dan n didapatkan dari data *Special Core Analysis*

(SCAL) sumur kunci (NA-02) dengan nilai $a=1$, $m=1.99$, dan $n=2.01$.

Parameter *resistivity of water* (R_w) merupakan parameter penting dalam perhitungan saturasi air. Perhitungan nilai R_w didapatkan dengan metode *picket plot* antara *log deep resistivity* dan *log PHIE*.

Penentuan nilai resistivitas air (R_w) pada penelitian ini ditentukan terlebih dahulu *water bearing zone* atau zona yang terisi 100% air, dengan melihat *trend* air pada titik-titik di pickett plot antara PHIE dan *deep resistivity* seperti pada gambar dibawah ini.



Gambar 3. Pickett plot Perhitungan Nilai R_w pada Sumur NA-03



Gambar 4. Highlight Ungu Sebagai *Water Bearing Zone* pada Sumur NA-03

Berdasarkan hasil perhitungan, maka didapatkan nilai rata-rata saturasi air (s_w) pada semua sumur di daerah penelitian adalah sebagai berikut:

Tabel 3. Nilai rata-rata saturasi air (sw) pada 5 sumur daerah penelitian

No.	Well	Nilai Rata-Rata Saturasi Air (Sw)
1	NA-01	50,7%
2	NA-02	81,2%
3	NA-03	78,2%
4	NA-04	38%
5	NA-05	26,7%

4. Perhitungan Nilai Cut Off

Nilai cutoff digunakan untuk menetapkan nilai ambang batas dari perhitungan *volume shale*, porositas, dan saturasi air yang selanjutnya akan digunakan untuk menentukan zona *net pay*. Proses ini dilakukan dengan menggunakan metode crossplot untuk nilai *cutoff volume shale* (*vshale*), porositas efektif (PHIE), dan saturasi air (Sw).

Penentuan *cutoff* kandungan serpih dan porositas dapat menggunakan *crossplot* antara porositas efektif dan *vshale*. Sedangkan dalam menentukan nilai *cut off* porositas dan saturasi air dapat menggunakan *crossplot* antara nilai porositas efektif dengan nilai saturasi air.

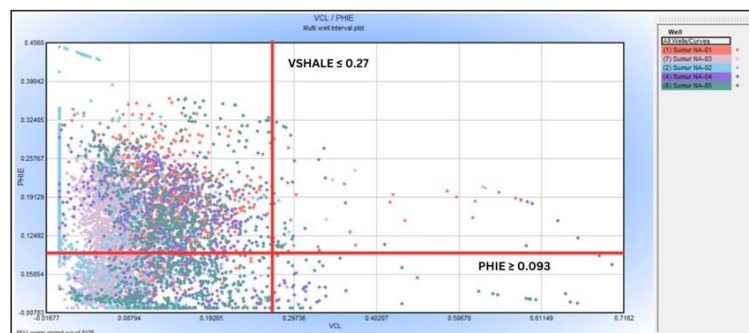
Kemudian didapatkan hasil nilai *cut off Vshale* yaitu sebesar ≤ 0.27 v/v, nilai *cut off* porositas efektif ≥ 0.093 v/v, dan nilai *cut off* saturasi air yaitu sebesar ≤ 0.63 v/v.

5. Lumping

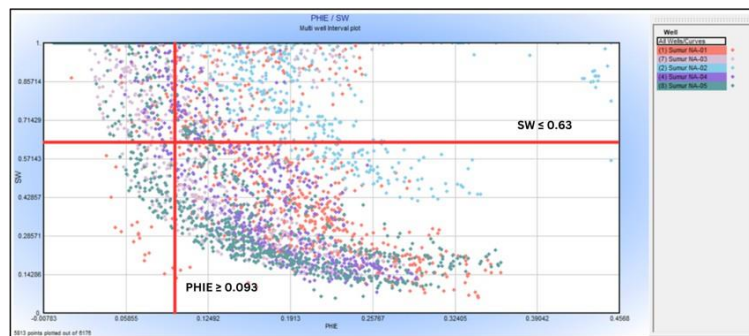
Lumping merupakan analisis untuk mengetahui ketebalan bersih dari suatu reservoir dengan menggunakan nilai penggal (*cut off*) sehingga dapat digunakan sebagai penentu pada suatu zona yang mengandung hidrokarbon yang berpotensi memiliki nilai yang produktif.

Data lumping terdiri dari *gross reservoir*, *net reservoir*, dan *net pay*. *Gross reservoir* merupakan ketebalan interval keseluruhan lapisan reservoir yang dianggap non-produktif karena belum dilakukan pemenggalan oleh nilai *cut off* petrofisika. *Net reservoir* adalah ketebalan batuan reservoir yang mengandung hidrokarbon, dimana telah dibatasi oleh nilai *cut off volume shale* dan porositas efektif. Sedangkan *net pay* adalah ketebalan bersih dari reservoir yang mengandung hidrokarbon, serta telah dilakukan *cut off* pada nilai *volume shale*, porositas efektif, saturasi air, dan nantinya dapat dilakukan kegiatan eksploitasi dan juga produksi.

Hasil dari *lumping* di sumur penelitian pada Lapangan NS disajikan pada (Tabel 4).



Gambar 5. Cut off Vsh & PHIE Pada Sumur Penelitian



Gambar 6. Cut off PHIE & SW Pada Sumur Penelitian

Tabel 4. Hasil Perhitungan *Lumping* Sumur Daerah Penelitian

No.	Well	Marker	Top (M)	Bottom (M)	Gross Reservoir (M)	RESERVOIR SUMMARY					PAY SUMMARY				
						Net Res	N/G	VSH	PHIE	SW	Net Pay	N/G	VSH	PHIE	SW
1	NA-01	Layer X	1764	1926	162	123,6	0,763	0,136	0,185	0,507	75,74	0,468	0,139	0,211	0,333
2	NA-02	Layer X	1852	2033	181	107,59	0,594	0,134	0,186	0,812	19,51	0,108	0,143	0,247	0,517
3	NA-03	Layer X	1767	2054	287	169,16	0,591	0,089	0,169	0,782	48,16	0,168	0,082	0,164	0,268
4	NA-04	Layer X	1850	1990	140	77,72	0,405	0,133	0,181	0,38	63,25	0,329	0,133	0,19	0,305
5	NA-05	Layer X	2021	2193	172	90	0,533	0,129	0,191	0,267	83,25	0,493	0,123	0,194	0,228

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data yang dilakukan pada penelitian, maka hasil yang dapat disimpulkan adalah sebagai berikut:

- Hasil analisis kualitatif menunjukkan pada Lapisan "X", Formasi Baturaja, Lapangan "NS" tersusun atas litologi batugamping.
- Hasil analisis kuantitatif perhitungan petrofisika pada Lapisan "X" yang meliputi perhitungan kandungan serpih (Vshale) dengan menggunakan metode Gamma Ray – Neutron-Densitas, perhitungan porositas efektif dengan metode Densitas, dan perhitungan saturasi air (Sw) dengan menggunakan metode Archie.
- Berdasarkan hasil analisis petrofisika didapatkan rentang nilai rata-rata *volume shale* sebesar 0,8% - 25,2%, nilai rata-rata porositas efektif sebesar 11,9% - 15,5% dengan kualitas "cukup" hingga "baik"

- Dari analisis petrofisika batuan reservoir maka didapatkan pada lapangan "NS" nilai cut off volume shale yaitu sebesar ≤ 0.27 v/v, nilai cut off porositas efektif ≥ 0.093 v/v, dan nilai cut off saturasi air yaitu sebesar ≤ 0.63 v/v.
- Zona kandungan hidrokarbon potensial berada pada sumur "NA-03" dan "NA-05" yang mempunyai kandungan serpih yang rendah, porositas yang baik, dan saturasi air yang rendah sehingga mempunyai kualitas reservoir yang baik.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terimakasih kepada PT. Pertamina EP Zona 7 yang telah memberikan kesempatan kepada penulis serta mengizinkan penggunaan data pada penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G., & Gibson, C. (1982). *Basic Well Log Analysis For Geologist*. AAPG.
- Bishop, M. G. 2000. *Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia*. United States of the Interior Geological Survey Open-File Report.
- Koesoemadinata, 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB. Bandung.
- Laporan Internal Pertamina EP. (2010). *Laporan Internal Pertamina EP*. Jawa Barat: PT. Pertamina EP.
- Widodo, R. W., 2018. Evolution of The Early Miocene Carbonate: Baturaja Formation in Northwest Java Basin, Indonesia.
- Nichols, G. (2019). Sedimentology and Stratigraphy. (Vol. 6, Issue August).
- Rider, M. (2000). *The Geological Intepretation of Well Logs. Scotland*. Whittless Publishing.
- Schlumberger. (1972). *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services.
- Van Gorsel, J.T., 2018, Bibliography of The Geology of Indonesia and Surrounding Areas, edition 7.0, III. Java, Madura, and Java Sea.