



**KARAKTERISASI RESERVOIR BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA
PADA FORMASI CIBULAKAN ATAS, LAPANGAN “RNA”,
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

Rafif Pradipta Bagaskara^{1*}, Abdurrokhim¹, Yusi Firmansyah¹

¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

*Korespondensi: rafifwdyt@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan “RNA” terletak di Cekungan Jawa Barat Utara dan merupakan salah satu lapangan eksplorasi minyak dan gas bumi. Penelitian ini berfokus pada Formasi Cibulakan Atas Anggota *Mid Main Carbonate* sebagai zona prospek hidrokarbon. Penelitian ini dilakukan pada 3 sumur dengan menggunakan data *well log* dan data SCAL. Berdasarkan hasil analisis elektrofasi dan *stacking pattern* pertumbuhan karbonat, terdapat 6 fasies yang berkembang pada daerah penelitian, yaitu: Fasies A, Fasies B, Fasies C, Fasies D, Fasies E, dan Fasies F. Dimana Fasies D dan Fasies E tidak menerus ke sumur RNA-02 atau ke arah Tenggara. Hasil analisis dan korelasi fasies menunjukkan bahwa keenam fasies terendapkan pada *Shallow Marine Inner Neritic* dengan lingkungan pengendapan *Back-reef Lagoon*. Adapun, berdasarkan hasil analisis petrofisika pada lapangan “RNA” didapatkan bahwa Sumur RNA-02 merupakan sumur dengan karakteristik reservoir terbaik dengan rata-rata nilai *volume shale* 13%; rata-rata nilai porositas efektif 12% dengan kualitas cukup; rata-rata nilai saturasi air 37%; serta total ketebalan net pay 23.32 meter (m) dan Fasies C merupakan fasies terbaik, dengan nilai *volume shale* yang lebih rendah sebesar 3% dibanding dengan fasies lainnya, nilai porositas efektif sebesar 10% dengan kualitas cukup, dan nilai saturasi air yang cukup rendah sebesar 62%. Selain itu keberadaan fasies ini juga menyebar pada semua sumur penelitian.

Kata kunci: Cibulakan Atas, *Well Log*, Fasies, Petrofisika

ABSTRACT

The "RNA" field is located in the Northwest Java Basin and is one of the oil and gas exploration fields. This study focuses on the Upper Cibulakan Formation of the Mid Main Carbonate Member as a hydrocarbon prospect zone. The research was conducted on 3 wells using well log and SCAL data. Based on the results of electrofacies analysis and carbonate growth stacking patterns, six facies have developed in the study area: Facies A, Facies B, Facies C, Facies D, Facies E, and Facies F. However, Facies D and Facies E do not extend to well RNA-02 or towards the Southeast. The analysis and correlation of facies indicate that all six facies are deposited in the Shallow Marine Inner Neritic environment, with a Back-reef Lagoon depositional setting. Furthermore, based on the results of petrophysical analysis in the "RNA" field, Well RNA-02 is identified as the well with the best reservoir characteristics, having an average volume shale content of 13%; an average effective porosity of 12% with satisfactory quality; an average water saturation of 37%; and a total net pay thickness of 23.32 meters (m). Facies C is identified as the optimal facies, with a lower volume shale content by 3% compared to other facies, an effective porosity of 10% with satisfactory quality, and a relatively low water saturation of 62%. Additionally, the presence of this facies is also widespread across all research wells.

Keyword: Upper Cibulakan Formation, Well Log, Facies, Petrophysics

PENDAHULUAN

Energi memainkan peran penting dalam kehidupan manusia. Salah satu sumber energi yang esensial adalah minyak dan gas bumi. Indonesia masih mengandalkan minyak dan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan energi sehari-hari, dengan konsumsi mencapai 1,47 juta barel per hari pada 2021. Namun, produksi minyak dan gas bumi yang belum cukup memadai, mengakibatkan Indonesia masih harus mengimpor minyak dan gas bumi dari luar. Masalah ini sebagian disebabkan oleh kurangnya eksplorasi di cekungan-cekungan di Indonesia. Nyatanya, Indonesia memiliki setidaknya 128 cekungan minyak dan gas bumi, namun baru 20 diantara yang sudah memproduksi minyak dan gas, sedangkan 68 cekungan lainnya belum dieksplorasi (ESDM, 2021). Hal inilah yang menjadikan tantangan bagi para eksplorator untuk mengidentifikasi potensi cekungan yang tersisa guna meningkatkan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia. dalam upaya untuk mencapai penemuan minyak dan gas bumi yang efisien dan efektif, salah satu pendekatan kuncinya adalah memahami karakterisasi reservoir di wilayah eksplorasi. Karakterisasi reservoir adalah proses yang bertujuan untuk secara kualitatif dan kuantitatif menggambarkan karakteristik suatu reservoir dengan memanfaatkan berbagai jenis data, seperti

well-log dan data pengeboran sumur lainnya, serta diperlukan juga untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan sehingga dapat dilakukan penentuan fasies yang memiliki potensi akumulasi hidrokarbon yang paling baik untuk menentukan arah pengembangan lapangan kedepannya.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan yang terletak di barat laut Pulau Jawa dan meluas sampai lepas pantai utara Jawa, meliputi daerah seluas kurang lebih 40.000 km² dan dimana 25.000 km² diantaranya terletak di daerah lepas pantai. (**Gambar 1**). Cekungan Jawa Barat Utara merupakan sistem busur belakang atau *back-arc system* yang terletak diantara Lempeng Mikro Sunda dan Tunjaman lempeng India-Australia yang dipengaruhi oleh sistem *block faulting* berarah utara-selatan, Cekungan Jawa Barat Utara memiliki dua cekungan utama, yaitu Cekungan Arjuna dan Cekungan Sunda.

Struktur Regional

Pada permulaan Paleogen (Eosen-Oligosen), Cekungan Jawa Barat utara mengalami proses tektonik regangan dengan pola sesar normal berarah utara-selatan yang dinamakan Pola Sesar Sunda (Sunda Fault), pola-pola sesar tersebut yang

mengakibatkan terbentuk Horst (daerah tinggi) dan graben (daerah rendah). Sehingga membagi Cekungan Jawa Barat Utara menjadi tiga sub-cekungan yang berarah barat-timur, yaitu Sub-Cekungan Ciputat, Sub-Cekungan Pasir Putih dan Sub-Cekungan Jatibarang. (**Gambar 2**).

Tektonostratigrafi Regional

Cekungan Jawa Barat Utara dapat terbagi menjadi 3 satuan berdasarkan tektonostratigrafinya, yaitu: endapan fase *syn-rift*, endapan fase *post-rift*, dan endapan fase *back-arc* (Gresko dkk, 1955). Fase *syn-rift*. Secara stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara terdiri dari *basement*, Formasi Jatibarang, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan, Formasi Parigi, dan yang termuda merupakan Formasi Cisubuh. (**Gambar 3**).

Sistem Petroleum Cekungan Jawa Barat Utara

Batuan induk pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama batuan induk yaitu lacustrine shale (*oil prone*), *fluvio deltaic coal* dan *fluvio deltaic shale* (bacterial gas). Batuan reservoir pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat pada Formasi Jatibarang, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, dan Formasi Parigi.

METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini metode yang digunakan merupakan analisis kualitatif dan analisis kuantitatif yang dilakukan pada 3 sumur. Analisis kualitatif dilakukan untuk menentukan fasies yang berkembang dan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian berdasarkan deskripsi data *sidewall core* dan analisis elektrofases. Sedangkan untuk analisis kuantitatif dilakukan mencari nilai parameter-parameter petrofisika yang meliputi *volume shale*, porositas, dan saturasi air. Setelah itu nilai parameter petrofisika didapatkan, maka dilakukan penentuan nilai *cut off* atau nilai penggal untuk mendapatkan *net pay* reservoir. Dari hasil analisis kualitatif dan kuantitatif kemudian dapat diketahui zona potensi hidrokarbon.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Fasies

Elektrofases

Analisis elektrofases pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data wireline log yaitu log gamma ray. Analisis ini dilakukan pada semua sumur dan berdasarkan hasil analisis kurva log gamma ray pada Anggota Mid Main Carbonate (MMC) Formasi Cibulakan Atas, didapatkan pola elektrofases cylindrical, bell, funnel dan serrated. Pola Bell menjadi bentuk yang dominan pada interval

Anggota Mid Main Carbonate (MMC) Formasi Cibulakan Atas.

Sebagai contoh, yaitu sumur RNA-02, (Tabel 1) yang masing-masing memiliki litologi batugamping dengan sisipan *shales* serta terendapkan di atasnya berupa shale, berada pada Formasi Cibulakan Atas Anggota Mid Main Carbonate (MMC) yang berumur early - middle miocene dengan bentuk elektrofases *bell - funnel - cylindrical - serrated*. Pembentukan karbonat dimulai dengan munculnya pola *bell* yang menunjukkan bentuk *give-up carbonate* yang mengindikasikan adanya perubahan energi pengendapan dari energi tingkat sedang/tinggi menuju energi tingkat rendah sehingga menghasilkan pola retrogradasi yang disebabkan oleh meningkatnya muka air laut sehingga pertumbuhan karbonat semakin dekat dengan permukaan sekaligus munculnya endapan batulempung. Hal ini mengakibatkan tubuh karbonat tidak dapat terbentuk sempurna.

Setelah itu terbentuk pola *funnel (catch-up carbonate)* yang menunjukkan adanya perubahan energi pengendapan dari energi tingkat rendah menuju energi tingkat sedang/tinggi sehingga menghasilkan pola progradasi yang disebabkan oleh penurunan muka air laut yang membuat pertumbuhan karbonat semakin jauh dengan permukaan sehingga pertumbuhan karbonat berlangsung secara lebih

maksimal dan influks siliklastik berkurang menghasilkan endapan karbonat yang bersih (*clean carbonate*). Kemudian dilanjut dengan pola *cylindrical* yang menunjukkan bentuk *keep-up carbonate*, terbentuk pada fase kenaikan muka air laut yang terjadi secara perlahan sehingga pertumbuhan karbonat dapat mengikuti kenaikan muka air laut. Pola *cylindrical* ini menunjukkan litologi pada zona ini bersifat sangat non-radioaktif, sifat kecenderungan non-radioaktif ini dapat disebabkan oleh batuan karbonat yang tersusun oleh material yang berasal dari makhluk hidup seperti fosil organisme, koral, dan sumber material lainnya yang tidak memiliki sifat radioaktif. Pola *cylindrical* ini juga mengindikasikan energi pengendapan yang cenderung sama setiap waktunya yang terlihat pada pola log gamma ray yang cenderung bersifat *blocky*.

Kemudian terbentuk pola *serrated* yang menunjukkan adanya kenaikan muka air laut dan proses transgresi yang terjadi secara tiba-tiba, ditunjukkan dengan kurva *gamma ray* yang tinggi, hal ini mengindikasikan adanya aggradasi dari *shale* dan lanau sehingga terbentuk *shale break*.

Korelasi fasies

Korelasi fasies dilakukan pada setiap sumur yang ada pada daerah penelitian berdasarkan marker tiap fasies untuk mengetahui penyebaran fasies pada daerah

penelitian. Korelasi fasies dilakukan sesuai dengan arah lokasi sumur yaitu barat laut - tenggara berurutan adalah RNA-04, RNA-07, dan RNA-02 (**Gambar 4**). Hasil korelasi fasies menunjukkan bahwa pola penyebaran formasi cenderung menebal ke arah tenggara, dari hasil korelasi fasies terdapat ketidakmenerusan fasies D dan F pada sumur RNA-02 atau ke arah tenggara.

Lingkungan Pengendapan

Berdasarkan hasil analisis elektrofases didapati keberagaman pola elektrofases yang berkembang pada formasi Cibulakan Atas yang menunjukkan adanya perubahan muka air pada daerah tersebut. Perubahan muka air laut menjadi salah satu hal yang berpengaruh terhadap pertumbuhan batuan karbonat. Berdasarkan hasil analisis elektrofases yang dilakukan didapati bahwa batuan karbonat pada Lapangan RNA terbentuk pada lingkungan pengendapan *Shallow marine inner neritic*. Namun apabila di klasifikasikan lebih detail, menurut lingkungan pengendapan karbonat berdasarkan klasifikasi Pomar (2004) maka karbonat pada lapangan RNA tumbuh pada daerah *back-reef lagoon* dengan pola pengendapan yang berubah-ubah akibat perubahan muka air laut dari *wackestone* hingga *packstone* yang merupakan litologi yang berkembang pada daerah penelitian, mengacu data *mudlog* dan data *cutting* (**Gambar 5**).

Parameter Petrofisika

Volume Shale

Perhitungan *volume shale* atau kandungan serpih dilakukan dengan tujuan untuk memberikan nilai *volume shale* pada interval-interval penelitian, pengukuran dilakukan dengan menggunakan nilai gamma ray yang telah dinormalisasi dengan menyamakan nilai Gamma ray *Shale* (GR Max) dan Gamma ray Matrix (GR Min).

Adapun perhitungan *volume shale* pada penelitian ini menggunakan perbandingan antara metode GR linear, Clavier dan Stieber yang akan menghasilkan nilai *volume shale* yang berbeda. Dari perhitungan *volume shale* tersebut diambil nilai *volume shale* pada metode perhitungan yang paling cocok dengan kondisi lapangan. Perhitungan *Volume shale* pada penelitian ini dilakukan menggunakan metode Stieber dikarenakan metode ini menghasilkan nilai *volume shale* yang lebih pesimis dibandingkan dengan metode lainnya.

Tabel Nilai rata-rata *volume shale* pada Lapangan RNA.

| Sumur | Volume shale |
|--------|--------------|
| RNA-02 | 13% |
| RNA-04 | 25% |
| RNA-07 | 27% |

Porositas

Perhitungan porositas dilakukan menggunakan perbandingan antara metode

Densitas dengan metode Densitas-neutron, dari kedua metode tersebut diambil hasil perhitungan yang paling cocok dengan kondisi lapangan penelitian. Berdasarkan hasil perhitungan porositas dengan menggunakan kedua metode tersebut didapati bahwa nilai yang dihasilkan oleh metode Densitas-neutron memiliki hasil nilai yang lebih besar, sehingga perhitungan porositas pada penelitian ini menggunakan metode Densitas-neutron. Kemudian nilai porositas yang didapatkan diklasifikasikan menggunakan klasifikasi porositas oleh Koesoemadinata (1978).

Tabel Nilai rata-rata porositas pada Lapangan RNA.

| Sumur | Porositas | Klasifikasi (Koesoemadinata, 1978) |
|--------|-----------|------------------------------------|
| RNA-02 | 12% | Cukup |
| RNA-04 | 6% | Buruk |
| RNA-07 | 7% | Buruk |

Saturasi Air

Pada penelitian ini perhitungan saturasi air dilakukan dengan menggunakan perbandingan antara Metode Indonesia dengan Metode Archie. Dari kedua metode tersebut diambil hasil perhitungan yang paling cocok dengan kondisi lapangan penelitian, dan berdasarkan hasil perhitungan didapati bahwa metode yang cocok untuk perhitungan saturasi air pada Lapangan RA yaitu metode Indonesia karena sudah memperhitungkan kehadiran shale dan metode ini baik digunakan pada

formasi yang mengandung low salinity water / fresh water.

Tabel Nilai rata-rata saturasi air pada Lapangan RNA.

| Sumur | Saturasi Air |
|--------|--------------|
| RNA-02 | 37% |
| RNA-04 | 72% |
| RNA-07 | 86% |

Nilai Cut off

Nilai *cut off* atau nilai penggal dilakukan pada parameter petrofisika, yang berfungsi untuk memberikan nilai ambang batas atau filter untuk mendapatkan zona reservoir yang berpotensi menjadi zona reservoir hidrokarbon. Pada penelitian ini menghasilkan nilai *cut off* pada *volume shale* sebesar ≤ 0.3 , porositas ≥ 0.07 , dan saturasi air ≤ 0.62 .

Lumping

lumping bertujuan untuk mencari nilai *gross reservoir*, *net reservoir*, dan *net pay* pada setiap sumur penelitian kemudian hasil *lumping* akan dicocokkan dengan pembagian fasies sehingga dapat diketahui fasies yang memiliki nilai *net pay* terbaik.

Zona Potensi Hidrokarbon

Hasil evaluasi perhitungan petrofisika pada Lapangan RNA menunjukkan bahwa Nilai volume shale pada keenam fasies sangat beragam dengan nilai terkecil sebesar 3% pada fasies C dan nilai tertinggi sebesar 88% pada fasies E. Nilai porositas

pada beberapa fasies menunjukkan kualitas yang buruk karena memiliki nilai porositas yang relatif kecil, namun pada fasies C dan fasies F menunjukkan nilai porositas yang besar 10% (fasies C) dan 11% (fasies F) yang termasuk ke dalam kategori “cukup” menurut klasifikasi kualitas porositas oleh Koesoemadinata (1978). Nilai saturasi air pada setiap fasies berkisar antara 61% hingga 91%. Berdasarkan nilai-nilai tersebut dapat disimpulkan bahwa Fasies C merupakan zona hidrokarbon terbaik, karena pada Fasies C memiliki nilai volume shale yang lebih rendah dibanding dengan fasies lainnya, nilai porositas yang tergolong cukup, dan nilai saturasi air yang cukup rendah jika dibandingkan dengan fasies lainnya.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data yang dilakukan pada Formasi Cibulakan Atas Anggota Mid Main Carbonate, Cekungan Jawa Barat Utara, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Berdasarkan hasil analisis elektrofases pertumbuhan karbonat, terdapat 6 fasies yang berkembang pada Lapangan RNA yaitu: Fasies A, Fasies B, Fasies C, Fasies D, Fasies E, dan Fasies F. Dimana Fasies D dan Fasies E tidak menerus ke sumur RNA-02 atau ke arah Tenggara. Fasies yang berkembang pada Lapangan RNA diendapan pada

lingkungan *shallow marine inner neritic*, dan jika ingin di detailkan kembali menurut klasifikasi pomar (2004) fasies lapangan ini terendapkan pada *Back-reef lagoon*.

2. Berdasarkan hasil analisis kualitatif perhitungan petrofisika (*volume shale*, porositas, dan saturasi air) didapatkan nilai *cut off* pada *volume shale* sebesar ≤ 0.3 , porositas ≥ 0.07 , dan nilai penggal saturasi air ≤ 0.62 .
3. Berdasarkan hasil analisis kualitatif dan analisis kuantitatif pada lapangan “RNA” didapatkan bahwa Sumur RNA-02 merupakan sumur dengan karakteristik reservoir terbaik dengan rata-rata nilai volume shale 13%; rata-rata nilai porositas efektif 12% dengan kualitas cukup; rata-rata nilai saturasi air 37%; serta total ketebalan net pay 23.32 meter (m) dan Fasies C merupakan fasies terbaik, dengan nilai volume shale yang lebih rendah sebesar 3% dibanding dengan fasies lainnya, nilai porositas efektif sebesar 10% dengan kualitas cukup, dan nilai saturasi air yang cukup rendah sebesar 62%. Selain itu keberadaan fasies ini juga menyebar pada semua sumur penelitian.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Abdurrokhim, S.T., M.T., Ph.D. dan Bapak Yusi Firmansyah S.T.,

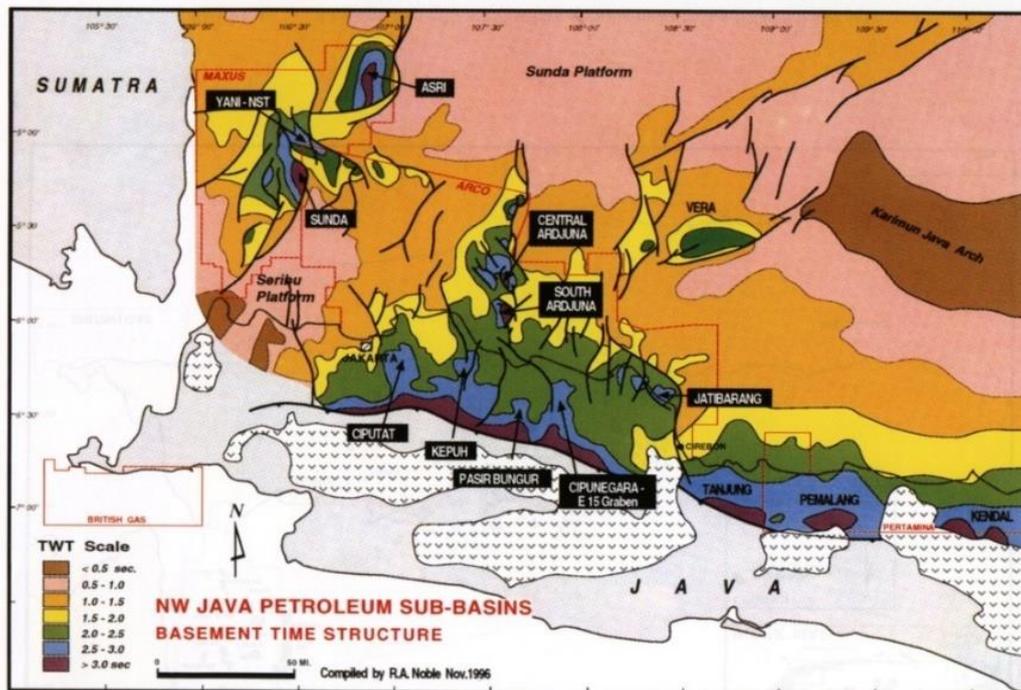
M.T., yang telah membimbing dan memberikan saran serta masukkan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan baik.

DAFTAR PUSTAKA

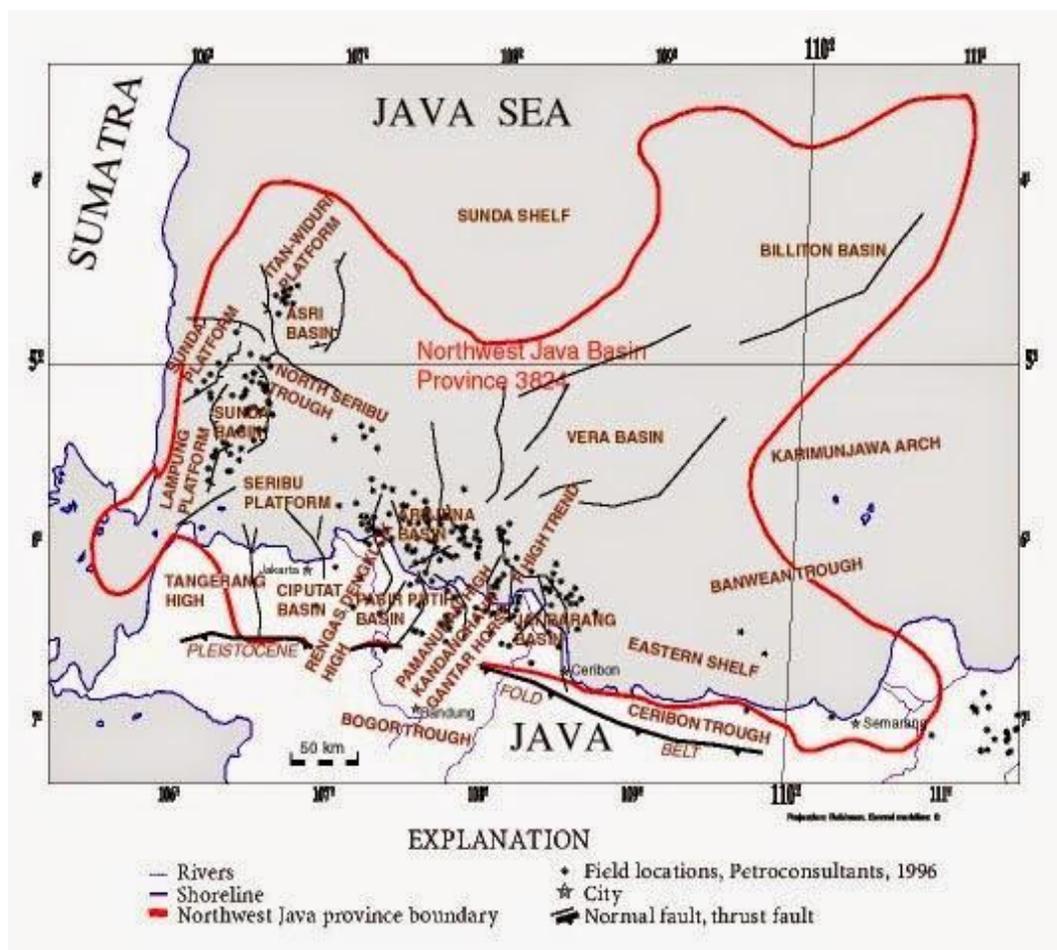
- Arpandi, D., Patmokismo, S., 1975, *The Cibulakan Formation as One of The Most Prospective Stratigraphic Units in The Northwest Java Basinal Area*, IPA Proceeding, Vol 4th Annual Convention, Jakarta.
- Asquith, G. B. (1982). *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Oklahoma.
- Bishop, M.G. 2000. *Petroleum System of the Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatera*. Indonesia: USGS.
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). *Petroleum systems of Indonesia*. Marine and Petroleum Geology, 103-129.
- Dunham, R. J., 1962, *Classification of carbonate rocks according to depositional texture*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, p. 108-121.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Kendall. (2003). *Carbonate and Relatives Change in Sea Level*. Marine Geology. 44
- Koesoemadinata, R.P., 1980, *Geologi minyak dan gas bumi Jilid 1 Edisi ke II*, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Martodjojo, S., 2003, *Evaluasi Cekungan Bogor, Jawa Barat Disertasi Doktor ITB: Bandung*. Tidak diterbitkan.
- Narpedo, J., 1996. *Studi Konversi Kedalaman dengan Metode Stacking Velocity dan Layer Cake di daerah Jawa Barat Utara*, Skripsi-S1 Geofisika FMIPA UGM, Yogyakarta.
- Pomar, L., Brandano, M., and Westphal, H., 2004, *Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: a critical review of Miocene examples from the western Mediterranean*, sedimentology 51, 627-651.
- Reminton, C, H., Nasir, H., 1986, *Potensial Hidrokarbon Pada Batuan Karbonat Miosen Jawa Barat Utara*. PIT IAGI XV, Yogyakarta.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Sinclair, S., Gresko, M., Sunia, C., 1995, *Basin Evolution of The Ardjuna Rift System and its Implications for*

Hydrocarbon Exploration,
Offshore Northwest Java,
Indonesia, IPA Proceedings, 24th
Annual Convention, Jakarta.

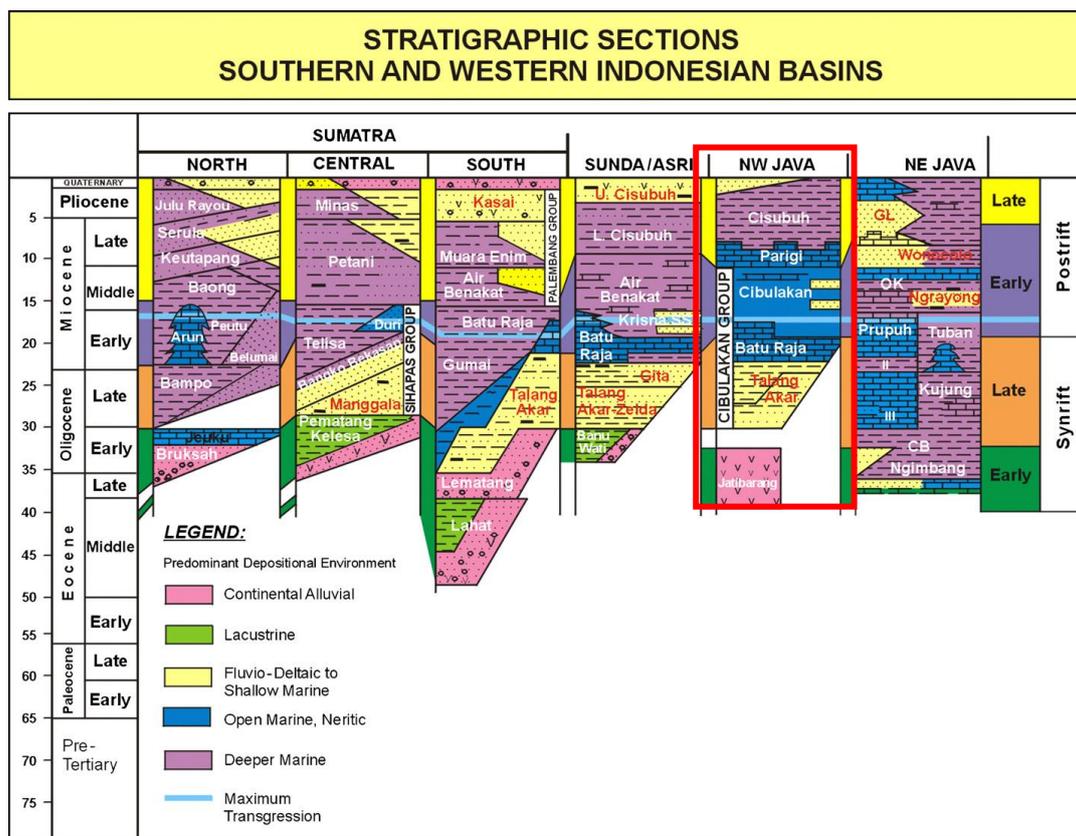
Walker, R. G., & James, N. P. (1992).
Facies Models-Response to Sea
Level Change. Ontario: Canada:
Love Printing Service Ltd.



Gambar 1. Peta Cekungan Jawa Barat Utara

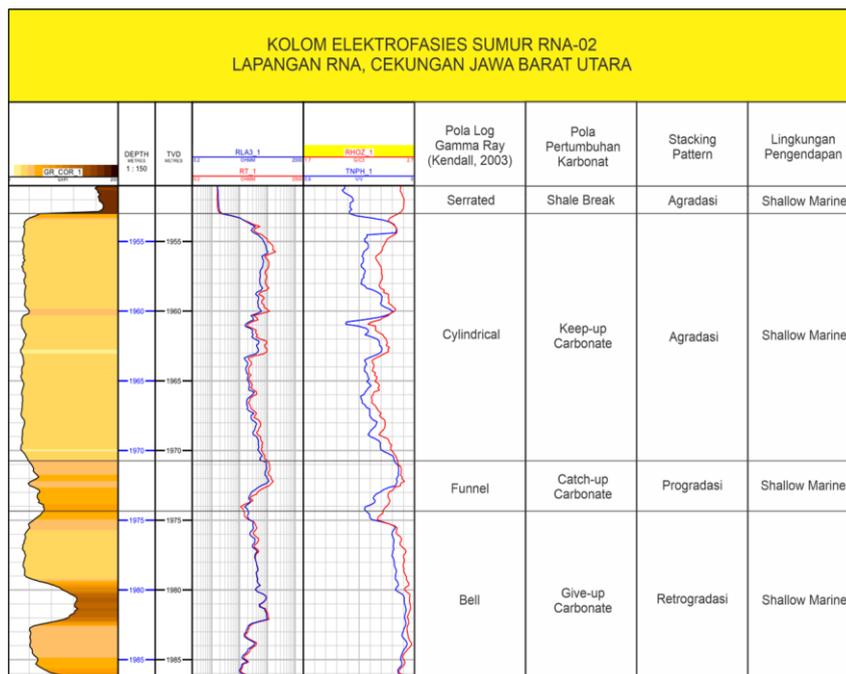


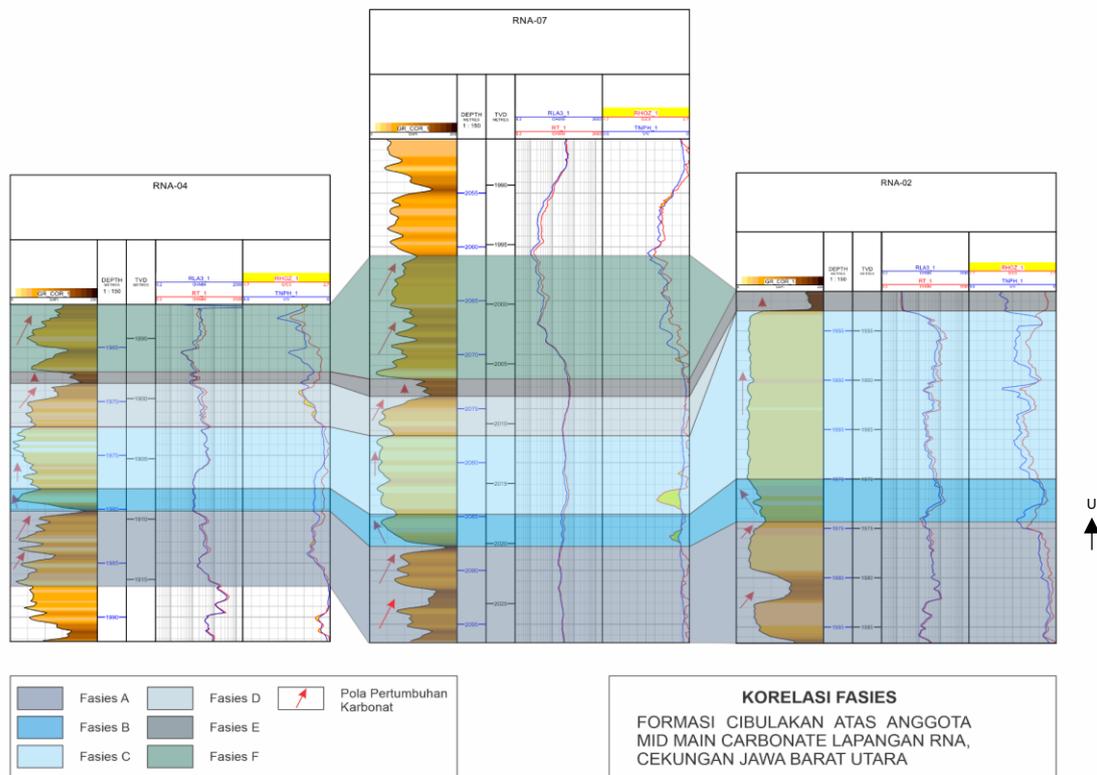
Gambar 2. Struktur utama Cekungan Jawa Barat Utara (Reminton dan Pranyoto, 1985)



Gambar 3. Tektonostratigrafi Cekungan Sedimen Indonesia Bagian Selatan dan Barat (Doust and Noble, 2008)

Tabel 1. Elektrofasis sumur RNA-02





Gambar 4. Korelasi fasies Formasi Cibulakan Atas pada Lapangan RNA relatif berarah barat laut-tenggara