

**ANALISIS PETROFISIKA DAN EVALUASI BATUAN
RESERVOIR LAPANGAN “AN” FORMASI CIBULAKAN
ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA****Anggit Hasna^{1*}, Yoga Andriana¹, Muhammad Kurniawan¹**¹Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran*Korespondensi. Email: anggit.hasnap@gmail.com**ABSTRAK**

Lapangan AN adalah salah satu lapangan minyak bumi yang berlokasi di Cekungan Jawa Barat Utara yang difokuskan pada Formasi Cibulakan Atas sebagai zona prospek reservoir. Tujuan dari penelitian ini adalah mengevaluasi formasi dengan identifikasi litologi, mengetahui zona prospek hidrokarbon berdasarkan volume shale, porositas, dan saturasi air, dan karakteristik fisik reservoir yang diintegrasikan dengan fasies dan lingkungan pengendapan. Penelitian ini dilakukan menggunakan data sumur (4 sumur), data *mudlog*, dan data *core*. Lapangan AN memiliki 1 pola elektrofasis yaitu *bell*. Berdasarkan analisis elektrofasis, terdapat 1 fasies yaitu Fasies *Wackestone to Packestone* dengan lingkungan pengendapan *back reef lagoon* (Pomar, 2004). Hasil analisis petrofisika menunjukkan tebal *net pay* untuk sumur AN-1 adalah 15.25 m dan sumur AN-2 adalah 22.25 m. Rata-rata *V_{sh}* sumur AN-1 adalah 3% dan sumur AN-2 adalah 5%. Rata-rata nilai porositas efektif sumur AN-1 adalah 25% dan sumur AN-2 adalah 20% dengan kualitas sangat baik (Koesoemadinata, 1978). Rata-rata nilai *Sw* sumur AN-1 adalah 53% dan sumur AN-2 adalah 50%. Geometri penyebaran berdasarkan korelasi gamma ray menunjukkan penebalan ke arah utara dengan urutan sumur AN-2, AN-1, AN-4, dan AN-3 dari selatan ke utara. Zona hidrokarbon terbesar terdapat pada sumur AN-2 dengan *net pay* 22.25 m. Lapangan AN memiliki prospek hidrokarbon

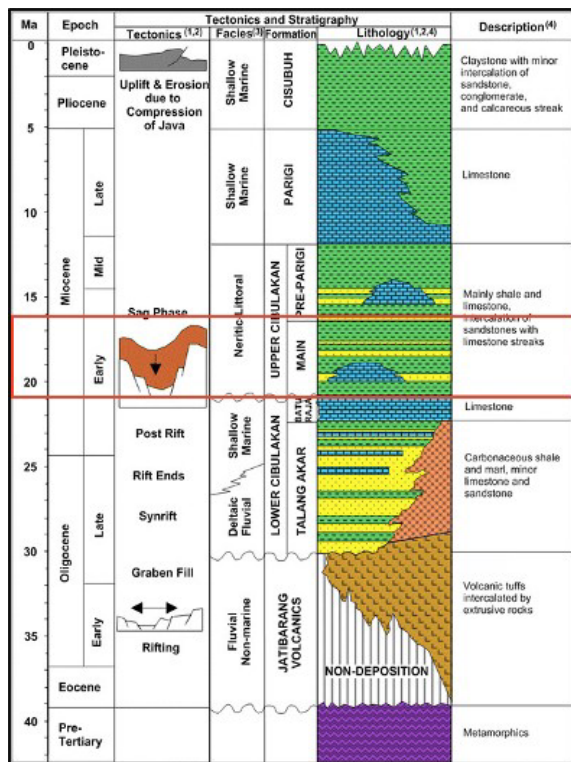
Kata Kunci: *Well log*, Petrofisika, Formasi Cibulakan Atas**ABSTRACT**

*The AN Field is located in the North West Java Basin which is focused on the Upper Cibulakan Formation as a reservoir prospect zone. The aim of this research is to evaluate formations by identifying lithology, identifying hydrocarbon prospect zones based on shale volume, porosity and water saturation, and physical characteristics of the reservoir integrated with facies and depositional environment. This research was conducted using well data (4 wells), mudlog data and core data. The AN field has 1 electrofacies pattern, namely bell. Based on electrofacies analysis, there is 1 facies, namely the Wackestone to Packestone Facies with a back reef lagoon depositional environment (Pomar, 2004). The results of the petrophysical analysis show that the net pay thickness for the AN-1 well is 15.25 m and for the AN-2 well is 22.25 m. The average *V_{sh}* of the AN-1 well is 3% and the AN-2 well is 5%. The average effective porosity value of the AN-1 well is 25% and the AN-2 well is 20% with very good quality (Koesoemadinata, 1978). The average *Sw* value for well AN-1 is 53% and well AN-2 is 50%. The distribution geometry based on gamma ray correlation shows thickening towards the north with the sequence of wells AN-2, AN-1, AN-4, and AN-3 from south to north. The largest hydrocarbon zone is found in the AN-2 well with net pay of 22.25 m. The AN field has hydrocarbon prospects.*

Keywords: *Well log*, Petrophysics, Upper Cibulakan Formation

merupakan awal dari fase orogenesis yang mengakibatkan terjadinya uplift dan subsidence yang mengakibatkan batuan sedimen semakin terlipat, terangkat, dan tersesarkan secara regional (*Thrust Fold Belt*). Fase Tektonik IV bagian barat laut Australia bertabrakan dengan palung snunda sehingga mengakibatkan fase inversi pada Pliosen-Pleistosen.

STRATIGRAFI REGIONAL



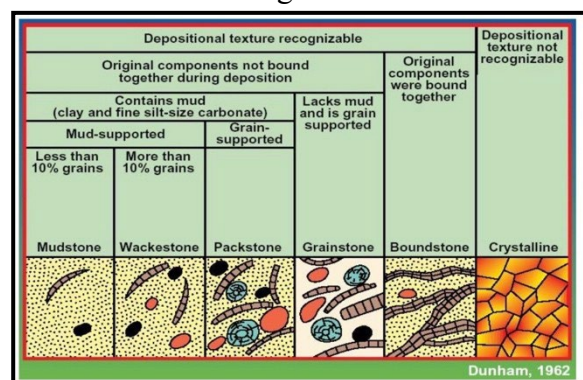
Gambar 2.2 Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble dkk, 1997)

Stratigrafi daerah penelitian meliputi batuan dasar berupa batuan beku andesitic dan basaltic. Formasi Jatibarang yang terbentuk paling tua pada Cekungan Jawa Barat Utara dengan litologi tuff vulkanik. Formasi Talang Akar berada di atas Formasi Jatibarang memiliki litologi batupasir, batuserpih, dan sedikit batugamping. Diatasnya terbentuk Formasi Baturaja yang memiliki litologi batugamping. Kemudian diatasnya terbentuk Formasi Cibulakan Atas dengan litologi batugamping, batupasir, dan

batuserpih. Diatasnya terbentuk Formasi Parigi memiliki litologi batugamping dan batulempung. Dan yang paling atas adalah Formasi Cisubuh dengan litologi batulempung dan Sebagian kecil serpih gampingan.

KLASIFIKASI BATUANKARBONAT

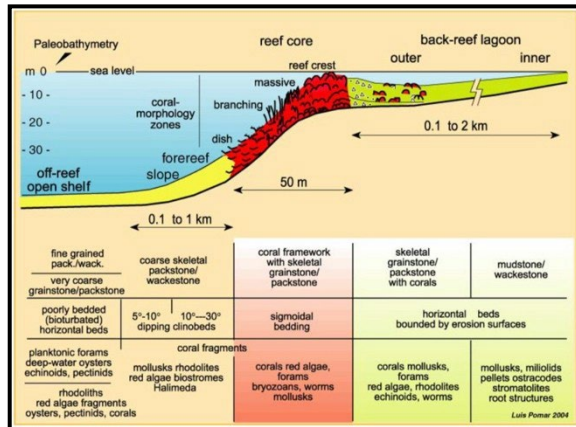
Klasifikasi batuan karbonat menurut Dunham (1962) berdasarkan tekstur pengendapan dan penyusunnya seperti lumpur, butiran, dan organisme, diklasifikasikan sebagai berikut



Gambar 2.3 Klasifikasi Btuan Karbonat (Dunham, 1962)

FASIES DAN LINGKUNGAN PENGENDAPAN

Fasies adalah tubuh batuan yang dikombinasikan oleh litologi, struktur biologi, dan fisika yang dapat membedakan batuan tersebut dngan batuan diatasnya atau dibawahnya (Walker, 1992). Asosiasi fasies mencerminkan proses mekanisme pengendapan tertentu, dalam suatu asosiasi fsies mungkin terdaat beberapa fasies dan atau kombinasinya yang membentuk suatu tubuh batuan (Walker & James, 1992). Menurut Pomar (2004), fasies model karbonat dibagi menjadi beberapa dari darat ke laut: *back reef lagoon*, *reef core*, dan *reef slope*.



Gambar 2.4 Model Terumbu Karbonat dan Asosiasi Fasiesnya (Pomar, 2004)

KONSEP DASAR WELL LOG

Well log adalah suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang bor untuk dilakukan evaluasi formasi dan identifikasi dari ciri-ciri batuan yang ada di bawah permukaan (Schlumberger, 1958)

1. Log Gamma Ray

Menurut Asquith (1982), GR log mengukur radioaktif dalam formasi dan dapat digunakan untuk identifikasi litologi dan untuk korelasi zona. Radioaktivitas GR log berasal dari tiga (3) unsur radioaktif, yaitu Uranium (U), Potassium (K), dan Thorium (Th) yang dapat memancarkan sinar gamma dalam bentuk sinyal energi yang memiliki radiasi tinggi. Unsur radioaktif ini banyak terdapat pada shale dan sedikit terdapat di sandstone, limestone, dolomite, coal, dan lain-lain.

2. Log Resistivitas

Resistivity log merupakan metode untuk mengukur sifat tahanan kelistrikannya dengan mengukur sifat batuan dari fluida pori seperti minyak, air, ataupun gas (Rider, 2002).

3. Log Densitas

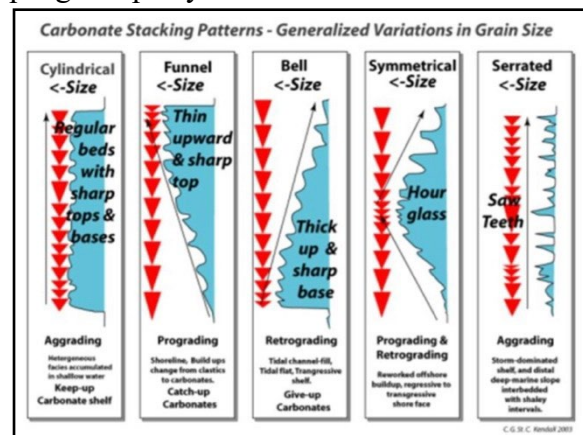
Density log atau log densitas mengukur dan merekam *bulk density*

dari formasi (Rider, 2002). Densitas yang dimaksud adalah densitas keseluruhan meliputi matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Menurut Asquith (1982), log densitas digunakan untuk menentukan litologi formasi, mendeteksi *gas-bearing zones*.

4. Log Neutron

Neutron log atau log neutron adalah log yang mengukur porositas batuan dengan mengukur konsentrasi hidrogen dalam formasi (Asquith, 1982). Artinya log neutron tidak mengukur porositas batuan sesungguhnya tetapi kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan,

ANALISIS ELEKTROFASIES Menurut Kendall (2003), motif dasar log sumur yang dapat menceritakan karakteristik suatu lingkungan pengendapan yaitu *bell*.



Gambar 2.5 Bentuk kurva Log GR yang dapat mengindikasikan proses dan lingkungan pengendapan (Kendall, 2003)

1. Cylindrical Shaped

Cylindrical adalah bentuk silinder yang secara tidak langsung menunjukkan motif yang cukup konstan selama pengendapan yang kontinu. Pola ini menunjukkan ukuran butir batuan yang relative konsisten. Pola ini diinterpretasikan sebagai fase agradasi (suplai sedimen = ruang akomodasi),

memiliki batuan yang relatif seragam dan fasies berakumulasi pada laut dangkal. Pola log seperti ini dapat menjadi indikasi bentuk *keep up carbonate*. *Keep up* yaitu ketika laju pertumbuhan terumbu sama dengan laju kenaikan muka air laut relatif, sehingga menyebabkan terumbu dapat tumbuh dengan baik dengan arah vertikal.

2. *Funnel Shaped*

Funnel atau *coarsening upward* yang dicirikan dengan perubahan nilai log GR dari kecil ke besar (Kendall, 2003). Pola ini dapat menjadi indikasi fase progradasi (suplai sedimen > ruang akomodasi) yang terjadi ketika regresi atau muka air laut turun, dimana terjadi perubahan *build-up* dari klastik menjadi karbonat. Pola ini dapat mengindikasikan bentuk *catch-up carbonates*. *Catch-up carbonates* yaitu kondisi dimana air laut mengalami pendangkalan, laju pertumbuhan terumbu mengejar laju penurunan muka air laut, sehingga pada akhirnya pertumbuhan terumbu sama dengan penurunan muka air laut relatif dan menunjukkan litologi semakin ke atas, klastik menuju karbonat sehingga pola ini membentuk rentang ukuran butir cenderung semakin kasar ke atas.

3. *Bell Shaped*

Bell atau *fining upward* yang dapat mencirikan keheterogenitasan batuan reservoir. Pola ini dicirikan dengan perubahan nilai log gamma ray dari besar ke kecil. Pola ini diinterpretasikan sebagai fase retrogradasi (suplai sedimen < ruang akomodasi) yang terjadi ketika terjadi transgresi (muka air laut naik). Pola ini dapat mengindikasikan bentuk *give-up carbonates*. *Give-up carbonates* yaitu

ketika air laut mengalami pendalaman, pertumbuhan terumbu tidak mampu mengimbangi laju kenaikan air laut, sehingga terumbu tenggelam dan kemudian mati. Pola ini menunjukkan rentang ukuran butir semakin halus seperti lempung makin banyak ke arah atas.

4. *Symmetrical Shaped*

Symmetrical adalah kombinasi antara bentuk *bell* dan *funnel*. Kombinasi *coarsening upward* kemudian diikuti *fining upward* ini dapat dihasilkan oleh proses bioturbasi, selain setting secara geologi yang merupakan ciri dari *shelf sand bodies*, *submarine fans*, *transgressive shelf sands*, dan *sandy offshore bars*.

5. *Serrated Shaped*

Bentuk *serrated* diinterpretasikan sebagai fase agradasi dan terjadi pada daerah *storm dominate shelf*, dan *distal deep marine slope interbedded with shaley intervals*.

ANALISIS PETROFISIKA

1. ANALISIS KUALITATIF

Analisis kualitatif didasarkan pada bentuk atau defleksi kurva pada log yang terekam. Pengamatan dilakukan secara cepat yang meliputi identifikasi zona reservoir, identifikasi jenis litologi, dan determinasi minyak atau gas. Menurut Harsono (1997) yang menyebut metode interpretasi pintas memiliki kegunaan yaitu mendeteksi lapisan kandungan hidrokarbon, mengidentifikasi jenis hidrokarbon, mengidentifikasi jenis litologi, dan mengkorelasi dengan sumur-sumur yang berdekatan.

2. ANALISIS KUANTITATIF

Analisis kuantitatif dilakukan dengan menghitung menggunakan persamaan dari parameter-parameter dari pengukuran data log yang ada. Umumnya, data log yang terukur tersimpan dalam format *.las* file.

Metode analisis kuantitatif meliputi perhitungan nilai kandungan shale (Vsh), porositas, saturasi air, dan permeabilitas. Agar menghasilkan tingkat akurasi lebih tinggi dalam perhitungan kuantitatif, dibutuhkan perbandingan dengan data *core*.

a. Kandungan *Shale* (Vsh)

Kandungan *shale* atau volume *shale* adalah persentase dari kandungan *shale* yang ada di dalam suatu batuan. Shale sendiri adalah batuan yang memiliki ukuran butir halus yang memiliki kandungan mineral lempung dan lanau (Ellis & Singer, 2008).

Untuk menentukan nilai volume *shale* ya digunakan beberapa metode untuk menghitung volume *shale*.

- Metode Linier

$$V_{s''} = \frac{GR_{lo\%} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- Metode Clavier

$$Vsh = 1.7(3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2)$$

- Metode Stieber

$$Vsh = \frac{I_{GR}}{3 - 2 I_{GR}}$$

- Metode Larionov Old Rock

$$Vsh = 0.33(2^{(2 I_{GR})} - 1)$$

b. Porositas Efektif (PHIE)

Porositas total (PHIT/ ϕ_t) adalah semua pori yang ada di dalam batuan, yang

saling berhubungan dan yang tidak saling berhubungan. Porositas total dapat diartikan juga sebagai ruang pori ditambah dengan *clay bound water*.

Porositas efektif (PHIE/ ϕ_e) adalah pori yang saling berhubungan saja, sehingga batuan tersebut dapat meloloskan fluida

Nilai Porositas (%)	Kualitas
0 - 5	Dapat diabaikan
5 - 10	Buruk
10 - 15	Cukup
15 - 20	Baik
20 - 25	Sangat baik
25	Istimewa

c. Saturasi Air

Saturasi air atau tingkat kejenuhan air adalah rasion dari volume yang terisi cairan dengan volume porositas total (Harsono, 1997). Menghitung nilai saturasi air sangat penting untuk dilakukan karena dalam dunia migas dapat diketahui volume dalam ruang pori terisi oleh minyak atau gas atau air. Semakin kecil nilai saturasi air pada batuan, dapat dimungkinkan lebih

banyak fluida hidrokarbonnya (minyak atau gas). Untuk sebuah formasi yang tidak mengandung hidrokarbon nilai S_w adalah 1.0 atau 100%.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini diantaranya adalah sebagai berikut:

- Metode Archie

$$S_w = \frac{a \times R_w}{\phi^n \times R_t}$$

- Metode Simandoux

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi E^s} + \frac{5. \phi E^s}{R_w} + 0.4 \frac{Vsh}{Rsh} - \frac{Vsh}{Rsh}$$

(Koesoemadinata, 1978)

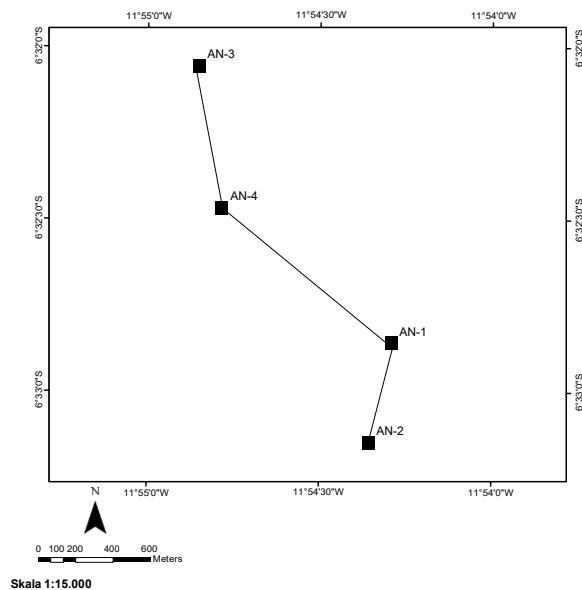
Tabel 2.1 Ukuran dan kualitas porositas

Cut off digunakan untuk mengeliminasi batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan dalam memperhitungkan besarnya hidrokarbon. *Cut off* digunakan dalam kriteria kandungan shale, porositas, dan saturasi air. Zona reservoir harus memiliki nilai porositas yang lebih besar atau sama dengan nilai penggalnya, kandungan *shale* harus memiliki nilai lebih kecil atau sama dengan nilai penggalnya, dan saturasi air harus memiliki nilai lebih kecil atau sama dengan nilai penggalnya.

Sehingga nilai akhir dapat diakumulasi untuk menentukan nilai *net pay*.

METODE PENELITIAN

Pengambilan data dilakukan pada Lapangan AN, Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara. Analisis petrofisika dan evaluasi formasi pada sumur AN-1, AN-2, AN-3, dan AN-4 berdasarkan ketersediaan data *mud log*, data *well log*, dan data *core* sehingga didapatkan lingkungan pengendapan, dan perhitungan petrofisika yang meliputi volume *shale*, porositas efektif (PHIE), dan saturasi air menggunakan data *well log* meliputi log GR, log resistivitas, dan log neutron-densitas. Kemudian didapatkan *netpay* dari setiap sumur.



Gambar 3.1 Peta Lokasi Persebaran Sumur Pada Lapangan AN

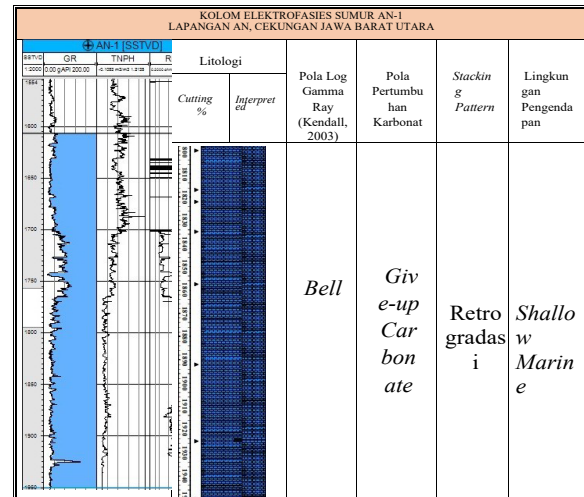
HASIL DAN PEMBAHASAN

FASIES DAN LINGKUNGAN PENGENDAPAN

Berdasarkan analisis pola pertumbuhan karbonat Formasi Cibulakan Atas pada Lapangan AN didapatkan litologi batuan karbonat yang tumbuh adalah *wackestone to packeston* (Dunham, 1962), memiliki

sedang-keras, tekstur *chalky*, memiliki kandungan bioklastik alga merah, foraminifera, Echinodermata, dan fosil cetak.

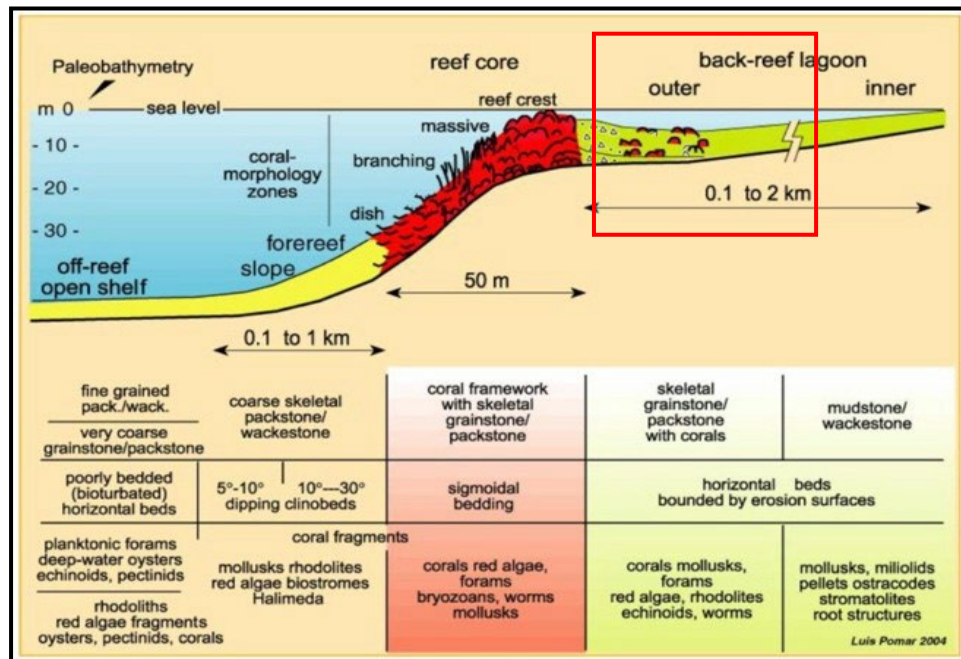
Berdasarkan analisis pada log Gamma Ray terdapat 1 pola elektrofases Lapangan AN yang teridentifikasi yaitu *bell* (Kendall, 2003).



Gambar 4.1 Analisis elektrofases sumur AN-1

Korelasi seluruh fasies pada tiap sumur yang ada untuk mengetahui persebaran fasies, korelasi dilakukan sesuai dengan arah lokasi sumur selatan – utara berurutan adalah AN-2, AN-1, AN-4, dan AN-3. Hasil korelasi menunjukkan bahwa pola penyebaran formasi cenderung menebal ke arah utara.

Lingkungan pengendapan Lapangan AN menurut klasifikasi lingkungan pengendapan karbonat menurut Pomar (2004) tumbuh pada daerah *outer back reef lagoon* degan dicirikan oleh litologi yang berkembang pada daerah penelitian adalah ukuran sangat halus-sedang, kekerasan *wackestone to packestone*



Gambar 4.2 Model Terumbu Karbonat dan Asosiasi Fasiesnya (Pomar, 2004)

KARAKTERISTIK PETROFISIKA

Perhitungan karakteristik petrofisika dilakukan pada sumur AN-1 dan AN-2. Perhitungan volume *shale* pada kedua sumur tersebut menggunakan metode Stieber, dikarenakan metode tersebut adalah metode yang paling cocok digunakan pada daerah penelitian berdasarkan hasil perhitungan volume *shale* yang memiliki nilai paling pesimis dimana perhitungan tersebut menunjukkan formasi dengan kandungan *shale* paling sedikit. Sehingga didapatkan nilai rata-rata volume *shale* sumur AN-1 adalah 3% dan sumur AN-2 adalah 5%.

Perhitungan porositas efektif (PHIE) pada kedua sumur yang paling sesuai adalah menggunakan metode Densitas, berdasarkan perhitungan nilai koefisien korelasi, yang menunjukkan nilai porositas yang paling tinggi sesuai dengan porositas *core* yang mendekati kondisi reservoir sebenarnya. Sehingga didapatkan hasil rata-rata

perhitungan porositas efektif pada sumur AN-1 adalah 25% dengan kualitas porositas sangat baik (Koesoemadinata, 1978) dan sumur AN-2 adalah 20% dengan kualitas porositas sangat baik (Koesoemadinata, 1978).

Perhitungan saturasi air pada kedua sumur adalah menggunakan metode Archie dengan parameter nilai $a=1$, $m=1.99$, dan $n=2$ karena metode Archie adalah metode yang paling direkomendasikan untuk digunakan pada Lapangan AN karena metode ini dibuat untuk formasi dengan *clean sands* (Archie, 1942).

Sehingga didapatkan hasil rata-rata perhitungan saturasi air pada sumur AN-1 adalah 53% dan sumur AN-2 adalah 50%. Nilai *cut-off* pada daerah penelitian adalah nilai untuk volume *shale* $\leq 30\%$, porositas $\geq 10\%$, dan saturasi air $\leq 70\%$. Sehingga nilai *netpay* yang didapatkan adalah sebagai berikut ini.

Tabel 4.1 Perbandingan nilai petrofisika pada setiap sumur penelitian

Sumur	Gross Reservoir (m)	Net Reservoir (m)	Vshale	PHIE	Sw	Net Pay (m)
AN-1	70	70	3%	25%	53%	15.25
AN-2	81	81	5%	20%	50%	22.25

KESIMPULAN

1. Berdasarkan analisis fasies dan elektrofasis dengan pola *bell* diindikasikan keterdapat 1 fasies yaitu fasies *Wackestone to Packestone*. Lingkungan pengendapan karbonat Lapangan AN tumbuh pada *back reef lagoon* (Pomar, 2004) akibat perubahan muka air laut yang intensif.
2. Pola penyebaran formasi cenderung menebal ke arah utara, dimulai dari AN-2, AN-1, AN-4, dan AN-3.

petrofisika didapatkan zona potensi hidrokarbon dengan *netpay* terbesar di Lapangan AN terdapat pada sumur AN-2 dengan rata-rata *Vshale* 5%, PHIE 20%, saturasi air 50%, dan *netpay* 22.25 m.

4. Lapangan AN memiliki prospek hidrokarbon.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada SKK Migas dan PT. Pertamina EP yang telah mengizinkan penelitian

3. Berdasarkan hasil analisis kuantitatif

DAFTAR PUSTAKA

- Archie, G. E., 1942, *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*, Trans., AIME, 146 :56-62
- Asquith, G.B. 1982. Basic Well Log Analysis for Geologists. Oklahoma: AAPG, Methods in Exploration Series.
- Bishop, M.G. 2000. Petroleum System of the Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatera. Indonesia: USGS.
- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. American Association of Petroleum Geologists Memoir, p. 108-121.
- Dwiyono, I. F., & Winardi, S. 2014. Kompilasi metode water saturation dalam evaluasi formasi. In Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7, Yogyakarta (pp. 30- 31).
- Ellis, D. V., & Singer, J. M., 2008, Well Logging for Earth Scientist, 2nd edition, Springer, Netherlands.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Kendall. 2003. Carbonate and Relatives Change in Sea Level. Mar. Geol. 44
- KESDM. 2013. *Kajian Supply Demand Energy*. Jakarta: Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral. Diakses melalui tautan https://www.esdm.go.id/assets/media/content/Supply_demand_energy_2013.pdf (diakses 19 Januari 2022)
- Koesoemadinata, R.P. 1978. Geologi Minyak dan Gas Bumi. Bandung: ITB
- Nichols, G. 2009. Sedimentology and Stratigraphy. John Wiley & Sons.
- Noble, R.A., Hehu P., dan Charlie Wu, C.H. 1997. Oil Kitchen and Petroleum Bearing Subbasin in Northwest Java Area, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 26th Annual Convention*, Jakarta.

- Pertamina, 1996. *Petroleum Geology of Indonesia Basin Volume III: West Java Sea Basin*, Pertamina BPPKA.
- Pomar, Luis. 2004. Carbonate Facies Architecture. Diakses melalui tautan <http://sepmstrata.org> (diakses 23 Juli 2023)
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs* Second Edition. Rider- French Consulting Ltd. Scotland.
- Schlumberger.1989. *Log Interpretation Principles/Aplication*. Texas : Schlumberger Educational Services.
- Schon, J. 2015. *Basic Well Logging and Formation Evaluation*-eBooks and textbooks from bookboon.com.
- Walker, R.G. & James, N.P. 1992. *Facies Models~Response to Sea Level Change*. Canada: Love Printing Service Ltd. Stittsville, Ontario.

