



**KARAKTERISTIK *RESERVOIR* BERDASARKAN ANALISIS
PETROFISIKA PADA FORMASI FAUMAI LAPANGAN “AL”
LAUT ARAFURA, INDONESIA TIMUR**

Alvin Latuconsina^{1*}, Billy G. Adhiperhana¹, Shaskia H. Putri¹, Edy Sunardi¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi : mralvin17001@mail.unpad.ac.id

SARI

Lapangan “AL” merupakan daerah operasional milik PT. Phillips Indonesia yang berada di Laut Arafura atau Arafura *Shelf*. Laut Arafura sendiri merupakan salah satu daerah di Indonesia Timur yang menjanjikan keterdapatan hidrokarbon. Hal ini dibuktikan dengan adanya lapangan-lapangan migas di Laut Arafura dengan tatanan dan sejarah geologi yang kompleks serta menghasilkan *reservoir-reservoir* produksi. Fokus penelitian ini yaitu pada Formasi Faumai yang berpotensi menjadi reservoir di sumur Alv-1 yang berada di Laut Arafura dan berbatasan dengan Cekungan Akimeugah di bagian timur serta Cekungan Aru-Tanimbar di bagian selatan. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk menentukan karakteristik *reservoir* berdasarkan analisis petrofisika dengan metode yaitu menganalisis secara kualitatif dan kuantitatif menggunakan data-data berupa satu (1) data log sumur, dan satu (1) data *mudlog/cutting* pada lokasi penelitian. Berdasarkan hasil penelitian, Formasi Faumai terdiri dari litologi batugamping dan memiliki tiga litofasies yaitu Fasies Batugamping *Packstone*, Fasies Batugamping *Packstone Argillaceous-Chalky* (Lma), dan Fasies Batugamping *Packstone* Dolomitan (Lmd). Sedangkan berdasarkan hasil analisis petrofisika, Formasi Faumai memiliki dua litofasies yang berpotensi menjadi *reservoir* yaitu Fasies Lma dan Lmd yang memiliki nilai volume *shale* antara 30% dan 40%, nilai porositas 8% dan 11%. Oleh sebab itu, formasi ini diharapkan memiliki kandungan migas yang cukup baik dan bisa menjadi acuan untuk melanjutkan eksplorasi di sumur lainnya.

Kata Kunci : Formasi Faumai, Karakteristik *Reservoir*, Litofasies, Petrofisika, Volume *shale*, Porositas, Saturasi Air.

ABSTRACT

The “AL” field is an operational area that belongs to PT. Phillips Indonesia in the Arafura Sea or the Arafura Shelf. The Arafura Sea itself is one of the areas in Eastern Indonesia that promised the presence of hydrocarbons. It has been proved by the existence of oil and gas fields in the Arafura Sea with a complex geological structure and history as well as production reservoirs. This research focused on the Faumai Formation that has the potential to become a reservoir in the Alv-1 well in the Arafura Sea, bordered the Akimeugah Basin in the east and the Aru-Tanimbar Basin in the south. The purpose of this research was to determine the reservoir characteristics based on petrophysical analysis. Qualitative and quantitative analysis method was used to analyzed the data in the form of one (1) well log data, and one (1) mudlog/cutting data from the research location. Based on the research results, the Faumai Formation consist of limestone and has three lithofacies, namely the Packstone Facies (Lm), the Argillaceous-Chalky Packstone (Lma) Facies, and the Dolomited Packstone (Lmd) Facies. Meanwhile, based on the results of petrophysical analysis, the Faumai Formation has two lithofacies that have the potential to become reservoirs, namely the Lma and Lmd Facies with shale volume values 40% and 31%, porosity values 8% and 11%. Therefore, these formations are expected to have good oil and gas content and can be used as a reference to continue the exploration in other wells.

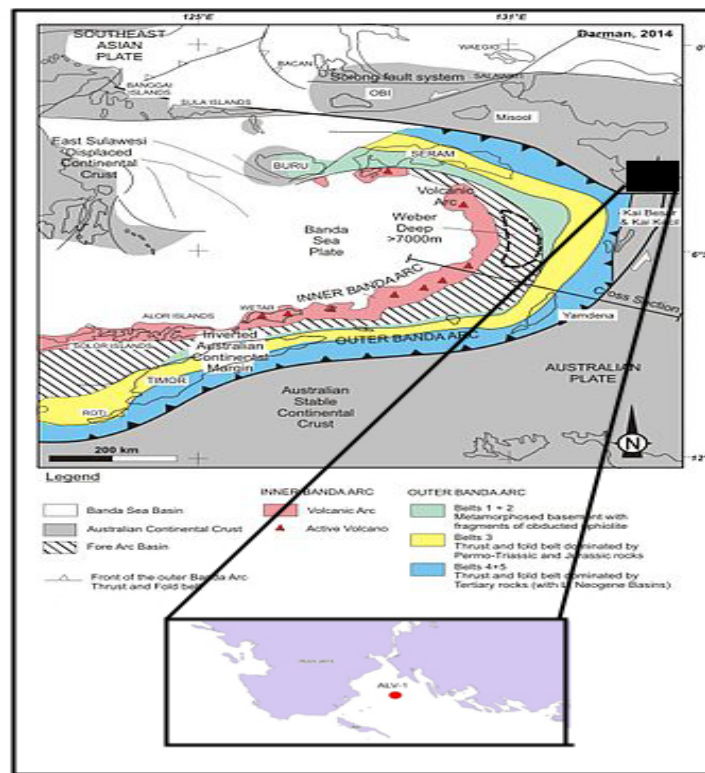
Keywords : *Faumai Formation, Reservoir Characteristics, Litofacies, , Petrophysics, Volume shale, Porosity, Water Saturation.*

PENDAHULUAN

Laut Arafura atau Arafura *shelf* merupakan salah satu daerah di Indonesia Timur yang menjanjikan keterdapatan hidrokarbon. Pada tahun 1970-an, Lapangan AL di Laut Arafura dijadikan salah satu target dilakukannya eksplorasi oleh perusahaan minyak yang bernama PT. Phillips Indonesia. Eksplorasi dibawah operasional PT. Phillips Indonesia menghasilkan kurang lebih lima sumur eksplorasi salah satunya adalah sumur Alv-1 dengan total kedalaman pemboran 15.614 ft dan fokus

“*play*”nya yaitu *play* Mesozoikum dan *play* Kenozoikum. Formasi Faumai sendiri termasuk kedalam *play* Kenozoikum dengan kedalaman 7014 ft – 8400 ft.

Analisis log sumur dan interpretasi adalah salah satu metode yang paling penting untuk mengetahui parameter petrofisika suatu *reservoir* seperti porositas, saturasi air dan lokasi zona hidrokarbon (Schlumberger 1974). Salah satu fitur interpretasi log pada zaman modern ini adalah penggunaan komputer secara sistematis, yang



Gambar 1. Daerah Penelitian (dimodifikasi dari Darman,2012)

memungkinkan untuk menganalisis secara rinci tentang formasi-formasi pada sumur yang telah dibor, dan juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi kedalaman dan ketebalan zona yang produktif, untuk membedakan antara minyak, gas dan air di *reservoir* serta untuk memperkirakan cadangan hidrokarbon (Asquith dan Krygowski 2004). Studi ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik *reservoir* pada Formasi Faumai menggunakan satu data log sumur yaitu sumur Alv-1 dan satu data *mudlog*. Data log sumur meliputi data

log GR, log NPHI, log RHOB, log *resistivity*, dan log CALI.

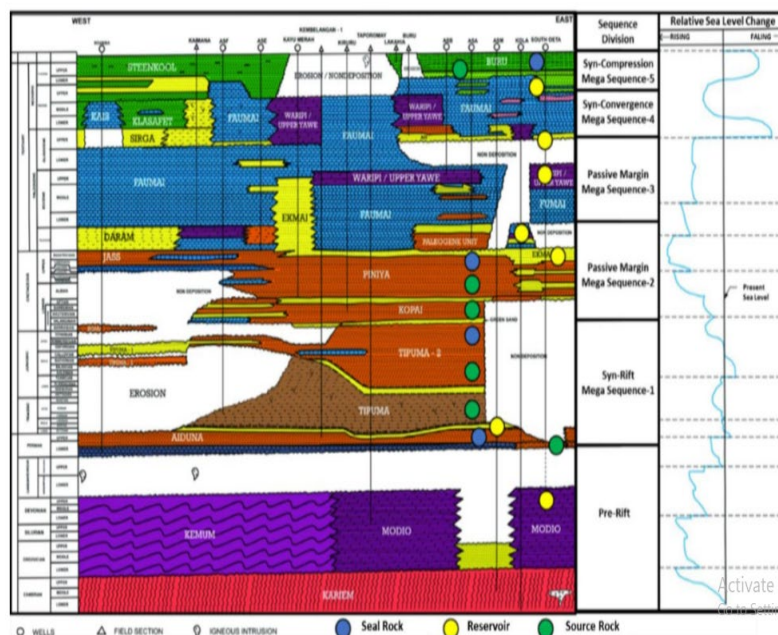
TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Daerah selatan Papua dan Laut Arafura adalah daerah landasan kontinen yang terletak di bagian utara Australia (**Gambar 1**). Di bagian utara, daerah ini berbatasan dengan zona tumbukan Tersier antara kraton Australia dengan busur pulau Papua bagian utara. Sedangkan di sebelah selatan berbatasan dengan kraton Australia yang cukup stabil. Evolusi tektonik di daerah Papua sendiri telah

melibatkan interaksi antara Lempeng Pasifik, Lempeng Indo-Australia, serta Lempeng Eurasia yang membagi stratigrafinya menjadi sejumlah *megasequences*. Peristiwa ini termasuk ke dalam periode *rifting* benua Australia selama masa Paleozoikum dan Mesozoikum, kemudian pembentukan pasif *margin* setelah *emplacement* kerak samudera. Pada umur Oligosen Akhir hingga sekarang tektonik di daerah ini masih sangat

berkaitan dengan interaksi tiga lempeng utama. Stratigrafi daerah penelitian memiliki kesamaan stratigrafi pada Cekungan Akimeugah yang terdiri atas 11 formasi (**Gambar 2**). Batuan dasar di Cekungan Akimeugah merupakan batuan metamorf Formasi Kemum dan dolomit dari Formasi Modio (Harahap,2012). Formasi ini diinterpretasikan terendapkan pada umur Silurian–Mid Devonian (Patra Nusa Data, 2006).



Gambar 2. Tektonik Stratigrafi Papua Selatan dan Laut Arafura (Harahap,2012 . dimodifikasi oleh Yohanes Ardhito dkk, 2019)

Secara umum formasi di Cekungan Akimeugah dapat digambarkan sebagai berikut: Batuan tertua di daerah penelitian yang diendapkan di atas batuan dasar terdiri dari batupasir kasar yang diselingi dengan serpih dan

lempung, terkadang terdapat sisipan batubara (Patra Nusa Data, 2006) yang dikelompokkan menjadi Formasi Permian Aiduna. Formasi Tipuma Trias-Jurassic diendapkan yang terdiri dari batupasir vulkanik, batupasir

tufaan, dan endapan fluvio-terestrial. Sukseksi selanjutnya adalah Kelompok Kembelangan Jurassic Akhir hingga Kapur Akhir yang terdiri dari Kopai, Woniwogi, Piniya dan Ekmai yang diendapkan di daerah pesisir pantai sampai paparan (*shelf*). Formasi Kopai tersusun oleh batupasir glaukonit dengan interkalasi batulanau dan batulumpur, konglomerat, *calcarenites* dan *calcilutite*. Formasi Woniwogi tersusun oleh batupasir kuarsa yang diselingi batulumpur, Formasi Piniya tersusun oleh batulempung, batupasir dan batulanau, dan Formasi Ekmai terdiri dari batupasir masif dan tebal (Patra Nusa Data, 2006). Pengendapan berikutnya adalah sedimen Neogen, Kelompok Batugamping New Guinea (NGL) dan Formasi Buru. Kelompok NGL terdiri dari Formasi Faumai, Waripi dan Yawee yang tersusun dari *calcarenite*, *biocalcarenite*, batugamping, batupasir dan batulanau dengan endapan napal pada laut dangkal. Sukseksi termuda adalah Formasi Buru yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal, tersusun oleh batulempung, batupasir dan batugamping (Patra Nusa Data, 2006). Fokus pada penelitian ini yaitu Formasi Faumai yang terdiri dari batugamping berlapis tebal yang kaya fosil foraminifera, batugamping lanauan dan perlapisan batupasir kuarsa dengan lingkungan pengendapan di laut dangkal. Berdasarkan deskripsi

mudlog, Formasi Faumai pada sumur Alv-1 terbagi menjadi tiga litofasies yaitu litofasies Batugamping *Packstone* (Lm), litofasies Batugamping *Packstone Argillaceous-Chlaky*, dan Batugamping *Packstone* Dolomitan dengan lingkungan pengendapan *lagoon reefs – inner shelf* (Christopher Kendall dan Maurice E. Tucker, 2010).

METODE PENELITIAN

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik *reservoir* pada Formasi Faumai di sumur Alv-1, Lapangan AL. Penelitian ini dilakukan melalui analisis kualitatif dan kuantitatif menggunakan perangkat lunak *geolog v.7*. Perangkat lunak ini memungkinkan untuk membuat interpretasi yang baik dan dapat diandalkan dari data mentah penulis. Kemudian Data-data mentah ini dilakukan perhitungan prekalkulasi dan koreksi lingkungan yang bertujuan untuk mempersiapkan dan menetralkan data-data log seperti log GR, log NPHI, log RHOB. Selanjutnya dilakukan analisis kualitatif untuk menentukan jenis litologi dan kandungan mineral melalui *cross-plot* log NPHI-RHOB, *cross-plot* M-N, dan *cross-plot* RHOB-GR. Analisis kuantitatif digunakan untuk menghitung parameter petrofisika pada setiap litofasies di Formasi Faumai, parameternya berupa volume *shale*, porositas, saturasi air, dan *pay summary*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Litologi

Analisis litologi, dan mineral dijelaskan dengan baik melalui *cross-plot* yang berbeda dengan menggabungkan log sumur yang berbeda. *Cross-plot reservoir* pada Formasi Faumai di sumur Alv-1 dapat diilustrasikan sebagai berikut:

a. Identifikasi *cross-plot* RHOB–NPHI

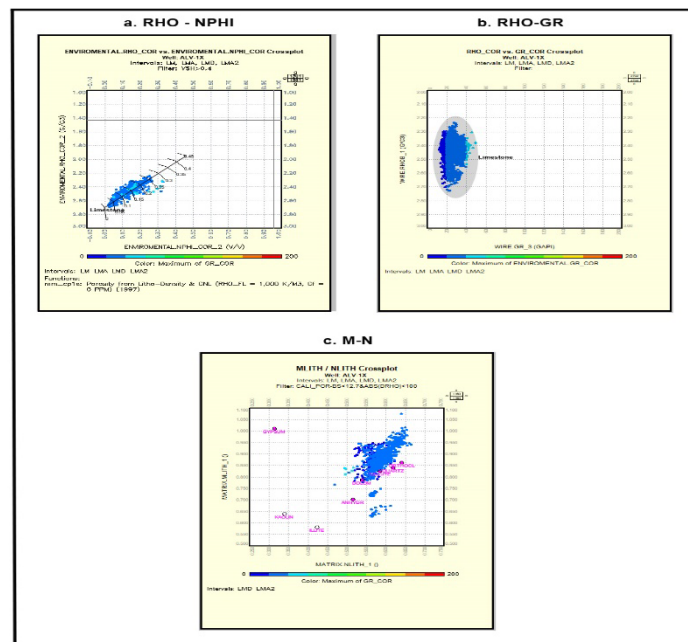
Cross-plot RHOB-NPHI (**Gambar 3a.**) menunjukkan bahwa litologi utama adalah batugamping. Kandungan batugamping umumnya memiliki nilai rendah seperti yang ditunjukkan dari titik-titik yang diplot sepanjang garis batugamping

b. Identifikasi lintas plot GR–RHOB

Plot ini (**Gambar 3b.**) mencerminkan persebaran titik-titik yang diplot memiliki GR dan RHOB rendah menunjukkan jenis litologi berupa batugamping .

c. Identifikasi lintas plot M–N

Plot silang M–N (**Gambar 3c.**) mengungkapkan dominasi mineral karbonat (kalsit, dolomit), di mana titik-titik tersebut bergeser ke arah kanan . Dapat disimpulkan bahwa litologi pada Formasi Faumai adalah batugamping dengan kandungan mineral utama adalah kalsit dan dolomit.



Gambar 3. *Cross-plot* Identifikasi Litologi Formasi Faumai, Sumur Alv-1

Analisis Petrofisika

a. Volume *Shale* (VSH)

Volume *shale* dihitung untuk mengetahui jumlah kandungan *shale* yang ada dalam suatu formasi. Jumlah kandungan *shale* ini sangat mempengaruhi nilai resistivitas, nilai porositas efektif hingga permeabilitas. Perhitungan lapisan yang mempunyai sisipan berupa *shale* menggunakan log GR. Formasi Faumai memiliki rentang nilai GR (12 – 50) API. Perhitungan volume *shale* menggunakan log GR ;

$$GR\ Index = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \quad (1)$$

Metode *deterministic linear* digunakan dalam perhitungan parameter volume *shale* pada penelitian ini. Metode ini digunakan karena merupakan metode yang paling umum dan sesuai dengan data *mudlog*.

Hasil perhitungan volume *shale* dapat dilihat pada **Tabel 1**. Berdasarkan nilai rata-rata volume *shale* di setiap litofasies pada Formasi Faumai, disimpulkan bahwa setiap litofasies memiliki jumlah kandungan *shale* yang beragam. Keragaman nilai *shale* ini dipengaruhi oleh proses pengendapan berupa energi pengendapan yang berbeda-beda. Litofasies Lma dan Lmd memiliki kandungan *shale* yang rendah karena terendapkan pada kondisi dengan energi pengendapan yang tinggi sehingga sedikit material halus yang terendapkan, sedangkan litofasies Lm memiliki kandungan *shale* yang tinggi karena terendapkan pada kondisi dengan energi pengendapan yang rendah sehingga material halus banyak terendapkan.

Tabel 1. Hasil Perhitungan Parameter Petrofisika Formasi Faumai, Sumur Alv-1

Formasi Faumai				
Depth (Ft)	Fasies	VSH	PHIE	SW
7014-7270	Lm	64%	5%	87%
7270-7700	Lma	54%	6%	80%
7700-8100	Lmd	31%	11%	81%
8100-8410	Lma	30%	10%	82%

b. Porositas

Porositas batuan merupakan jumlah volume pori per volume total batuan yang berguna sebagai ruang

untuk menyimpan fluida di dalam tubuh batuan. Nilai porositas yang dipakai dalam dunia minyak dan gas

bumi adalah porositas efektif (PHIE). Nilai porositas ini dipengaruhi juga oleh kandungan *shale* (VSH). Semakin besar nilai volume *shale* maka akan semakin rendah nilai porositas karena ruang pori terisi oleh *shale*. Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode *crossplot* log densitas-neutron Bateman-Konen ;

$$\phi N - d = \sqrt{(\phi d^2 + \phi N^2)/2} \quad (2)$$

Dalam perhitungan nilai porositas, terdapat parameter-parameter yang perlu dihitung yaitu parameter *shale* (SH) , *dry shale* (DSH), matriks (MA), dan fluida (FL) dengan menggunakan parameter *picking* pada log RHO dan log NPHI (**Gambar 4**). Nilai densitas DSH diperoleh dari titik *ploting* yang mempunyai warna merah, hal ini menunjukkan nilai *shale* yang paling tinggi. Nilai densitas MA didapatkan dari jenis matriks pada setiap fasies di Formasi Faumai. Jenis matriksnya adalah karbonat yang memiliki nilai densitas 2.71 G/C³ . Nilai DSH didapatkan dari jenis mineral lempung yang terdapat di setiap fasies, mineral lempungnya adalah muskovit yang memiliki nilai densitas 2.77 G/C³ . Hasil perhitungan nilai porositas dapat dilihat pada (Tabel 1). Berdasarkan hasil perhitungan nilai porositas di setiap litofasies, dapat disimpulkan bahwa keragaman nilai porositas pada setiap litofasies sangat dipengaruhi

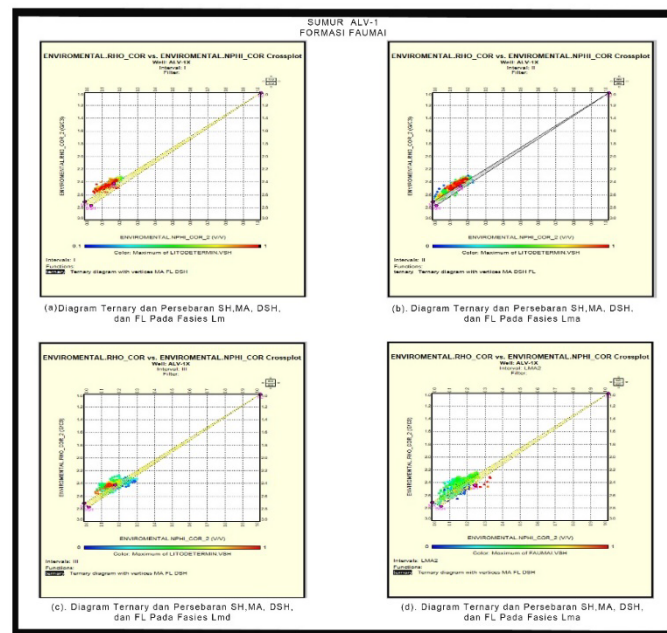
oleh jumlah kandungan *shale*. Litofasies Lma dan Lmd memiliki nilai porositas tinggi, hal ini dipengaruhi oleh rendahnya kandungan *shale*.

c. Saturasi Air (SW)

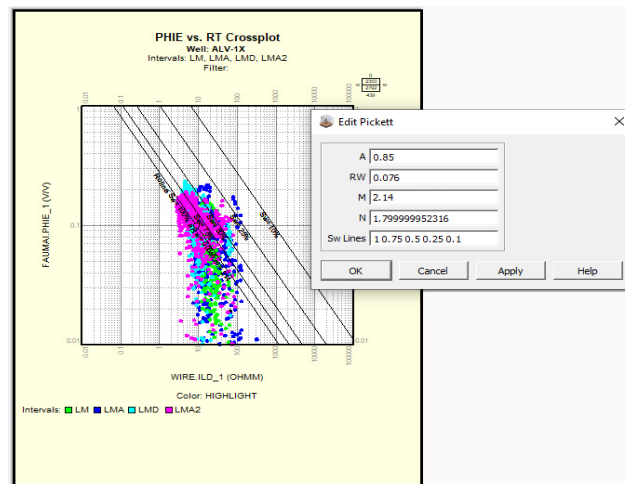
Perhitungan saturasi air ini berfungsi untuk mengetahui kandungan fluida pada suatu formasi yang memiliki porositas yang baik. Metode yang digunakan adalah metode Simandoux (1963) karena litologi pada Formasi Faumai merupakan batugamping .

$$S_w \text{ Sim} = \frac{C.Rw}{\phi^2} \left(\sqrt{\frac{S.\phi^2}{Rt.Rw}} + \left(\frac{Vsh}{Rsh} \right)^2 + \left(\frac{Vsh}{Rsh} \right) \right) \quad (3)$$

Parameter yang dibutuhkan dalam perhitungan saturasi air adalah nilai tortuositas (A) dengan nilai 0.85, faktor sementasi (M) dengan nilai 2.14, dan eksponen saturasi (N) dengan nilai 1.8, nilai ini menggunakan nilai standar (Asquit, 1980) (**Gambar 5**) . Selain itu nilai *resistivity water* (RW) dan *temperature* merupakan parameter penting dalam perhitungan nilai saturasi air dan dapat diperoleh dari pengerjaan *picket plot* antara log PHIE, log RT dan log GR. Hasil *picket plot* menunjukkan nilai Rw adalah 0.076 Ohmm dan nilai saturasi air pada Formasi Faumai diatas 0.8 atau 80% (**Gambar 5**).



Gambar 4. Parameter *Picking* Nilai SH, DSH, MA dan FL



Gambar 5. *Picket Plot* Nilai Resistivity Water (RW)

Pay Summary

Perhitungan *pay summary* sendiri dilakukan untuk mengetahui nilai *net sand*, *net reservoir* dan *net pay* pada setiap interval litofasies. Nilai-

nilai ini dihitung dengan menggunakan nilai *cut-off* yang telah ditentukan sebelumnya. Nilai *cut-off* sendiri bertujuan untuk mengeliminasi interval batuan yang tidak berpotensi menjadi

reservoir. Formasi Faumai memiliki nilai *cutt-off* 0,4 atau 40% (VSH), 0.08 atau 8% (PHIE) dan 0.84 atau 84% (SWE). *Net sand* menunjukkan seberapa tebal lapisan yang *clean sand* atau bebas dari kandungan *shale* (serpih). Sehingga diperlukan nilai *cut-off* VSH pada interval penelitian. *Net reservoir* diperoleh dengan menggunakan nilai *cut off* porositas dan Vsh, hasilnya akan

menunjukkan tebal lapisan batupasir yang memiliki porositas yang baik. *Net pay* diperoleh dengan menggunakan nilai *cut off* porositas, saturasi air dan Vsh, dikombinasikan untuk menentukan tebal *reservoir* yang mengandung hidrokarbon. Hasil perhitungan *pay summary* dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Hasil Perhitungan *Pay Summary*

Sumur	Interval	Depth Top (Ft)	Depth Bottom (Ft)	Net Sand			Net Reservoir			Net Pay		
				Gross (Ft)	Net (Ft)	NTG (F/F)	Gross (Ft)	Net (Ft)	NTG (F/F)	Gross (Ft)	Net (Ft)	NTG (F/F)
Sumur Alv-1	Lm	7014	7270	256	49	0.191	256	33.5	0.131	256	25.5	0.1
	Lma	7270	7700	430	143.5	0.334	430	95.5	0.222	430	86	0.2
	Lmd	7700	8100	400	319	0.797	400	286	0.715	400	199.5	0.499
	Lma	8100	8410	310	234	0.755	310	182	0.587	310	121	0.39

Tabel 3. Hasil Perhitungan Parameter Petrofisika Pada Zona Potensi Hidrokarbon Formasi Faumai, Sumur Alv-1

Formasi Faumai						
DEPTH (Ft)	Zona	Fasies	Ketebalan (Ft)	VSH	PHIE	SW
7014-7270	A	Lma	24.68	25%	4%	66%
7270-7700	B	Lma	16.92	38%	10%	54%
7700-8100	C	Lmd	62.5	9%	14%	66%
8100-8410	D	Lmd	48.18	38%	8%	50%

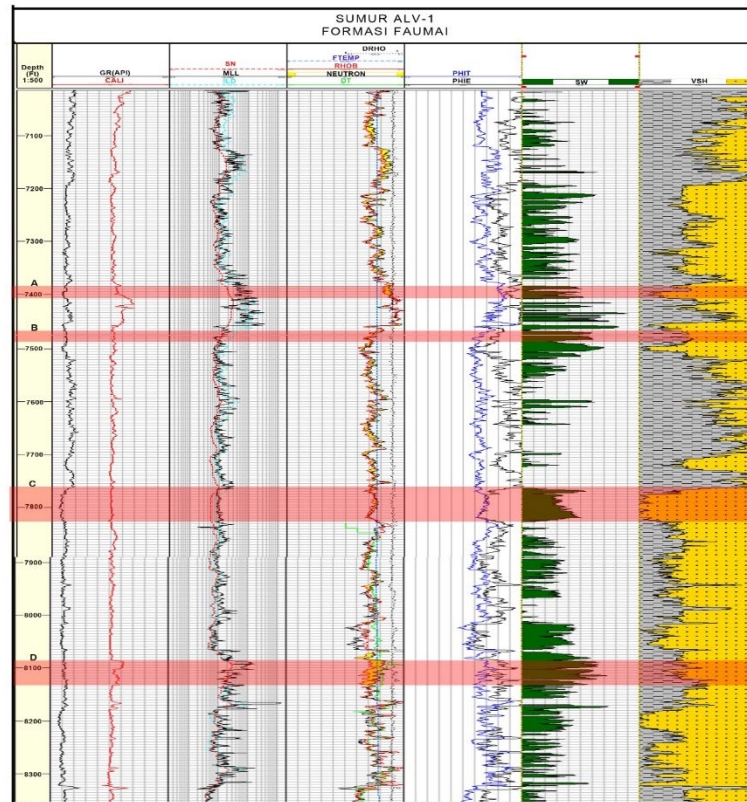
Zona Potensi Hidrokarbon

Zona potensi hidrokarbon pada Formasi Faumai di sumur Alv-1 dilakukan dengan menggunakan analisis kualitatif dan kuantitatif. Zona-zona ini dilihat dari nilai resistivitas yang cukup tinggi, adanya *crossover*

pada log NPHI-RHOB memiliki nilai porositas yang tinggi dan memiliki kandungan saturasi air yang kecil. Pada Formasi Faumai terbagi menjadi 4 zona prospek hidrokarbon pada litofasies Lma dan Lmd dengan kedalaman

6384.22-7408.90 ft, 7468-7484.92 ft, 7763.13-7825.63 ft, 8084.74-8132.92 ft
(Gambar 6). Hasil perhitungan

petrofisik pada keempat zona ini dapat dilihat pada Tabel 3.



Gambar 6. Zona Potensi Hidrokarbon Pada Formasi Faumai, Sumur Alv-1

KESIMPULAN

Formasi Faumai di Sumur Alv-1 pada Lapangan “AL” tersusun dari litologi batugamping dengan mineral utama yaitu kalsit dan dolomit. Berdasarkan perhitungan parameter petrofisika Formasi Faumai memiliki dua litofasies yang berpotensi menjadi *reservoir* yang baik, yaitu litofasies Lma dan Lmd dengan nilai volume

shale sebesar 42% dan 31%, nilai porositas sebesar 8% dan 11%, serta kedua litofasies memiliki nilai saturasi air sebesar 81%. Zona potensi hidrokarbon di Formasi Faumai terdapat pada kedalaman 6384.22-7408.90 ft, 7468-7484.92 ft, 7763.13-7825.63 ft, 8084.74-8132.92 ft.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G dan Gibson, C., 1983 Basic Well Log Analysis for Geologist, Oklahoma : The American Association of Petroleum Geologist.
- Asquith G, Krygowski D (2004) Basic well log analysis. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 244 p
- Darman, H. and Reemst, P. 2012. Seismic Expression of Geological Features in Seram Sea: Seram Trough, Misool-Onin Ridge and Sedimentary Basin. *Berita Sedimentologi* . 23: 28–34
- Flugel, E. (2010) Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application. Springer-Verlag, Berlin, 976 p
- Freidman, G.M., dan Reeckmann, A., 1982 Exploration For Carbonate Petroleum Reservoirs, Department of Geology Rensselaer Polytechnic Institute, New York
- Harahap B.H., (2012). Tektonostratigrafi Papua Bagian Selatan dan Laut Arafura, Indonesia Bagian Timur. Geological Agency, Ministry of Energy and Mineral Resources, Bandung
- Kendall, C.G.St.C., Tucker, M.E. (2010) Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. Report for the International Commission on Stratigraphy. Newsletters on Stratigraphy Special Issue 44/3, 173-245.
- Patra Nusa Data (2006) Indonesian Basin Summaries, PT. Patra Nusa Data, pp. XV-1 – XV-10
- Rosadi, Y. 1995. Interpretasi Data Well Logging. Institut teknologi Bandung. Bandung
- Tucker, Maurice, et al. (1990). Carbonate Sedimentology. Oxford: Blackwell Science Ltd
- Schlumberger (1974) Log interpretation: v. 2 (Application). Schlumberger Limited, New York, 116 p
- Simandoux P (1963) Dielectric measurements on porous media: application to the measurement of the water saturations: study of the behavior of argillaceous formations. *Revue De I, institute francais Du Petrol* 18, Supplementary Issue, 193–215 (translated text in Shaly Sand Reprint Volume, SPWLA, Houston, pp. 97–124