



KARAKTERISTIK RESERVOIR FORMASI TALANG AKAR, SUMUR AS-1, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, SUB-CEKUNGAN ARDJUNA

Akbar Sujatmoko^{1*}, Ildrem Syafri¹, Rahmat Budiana²

¹Fakultas Teknik Geologi/Universitas Padjadjaran

²Pertamina Hulu Energi Abar Anggursi

*Korespondensi: akbarmoko96@gmail.com

ABSTRAK

Evaluasi formasi sangat berperan penting dalam studi reservoir untuk menentukan properti reservoir yang dapat digunakan dalam menentukan zona prospek. Penelitian ini difokuskan pada formasi Talang Akar di daerah lepas pantai utara Jawa Barat merupakan lapangan minyak tua dan telah diproduksi sejak tahun 1970an. Cekungan Jawa Barat Utara memiliki beberapa sub-ceklungan, salah satunya Sub-Cekungan Ardjuna yang berada di tengah dari Cekungan Jawa Barat Utara ini (*Late Paleocene-Early Oligocene*). Pada awal 1992, evaluasi Formasi Talang Akar bahwa Sub-Cekungan Ardjuna Selatan yang belum dieksplorasi secara relatif adalah *source kitchen* untuk sebagian besar milyaran barel minyak pada Sub-Cekungan Ardjuna. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk menentukan karakteristik reservoir berdasarkan pendekatan Fasies dan sebaran nilai petrofisika. Metode yang dilakukan dalam penelitian ini dilakukan dengan cara analisa kualitatif dan kuantitatif menggunakan data log sumur, *Mudlog/Cutting*, dan *sidewall core/SWC* pada lokasi penelitian. Fasies pada daerah penelitian terdiri dua fasies yang menunjukkan lingkungan pengendapan laut, dengan reservoir yang memiliki Vsh 0.45, porositas 0.15 (baik) dan SW 0.87. Pada akhirnya, hasil penelitian ini diharapkan dapat bermanfaat untuk kegiatan pengembangan lapangan minyak dan gas bumi selanjutnya.

Kata kunci : Talang Akar, Sub-Cekungan Ardjuna, Fasies, Reservoir, Petrofisika

ABSTRACT

Formation evaluation is an important role in reservoir studies to determine which reservoir properties can be used in determining the prospect zone. This research focused on Talang Akar formation in Northwest Java Basin is an old oil field and has been produced since the 1970s. The Northwest Java Basin has several sub-basin, one of them is the Ardjuna Sub-Basin that located in the middle of the Northwest Java Basin (Late Paleocene-Early Oligocene). In early 1992 evaluate Talang Akar Formation that the relatively unexplored Southern Ardjuna Sub-Basin was the source of the kitchen for much of the billions of barrels of oil within the Ardjuna Basin. The purpose of this research is to determine the reservoir characteristics based on the Facies approach and the distribution of petrophysical values. The method used in this research is done by qualitative and quantitative analysis using well log data, Mudlog/Cutting, and sidewall core / SWC at the research location. Facies in the study area consisted of four facies which showed the sea depositional environment, with reservoirs having Vsh 0.45, porosity 0.15 (good) and SW 0.87. Ultimately, the results of this study are expected to be useful for further oil and gas field development.

Keywords: Talang Akar, Ardjuna Sub-Basin, Facies, Reservoir, Petrophysic

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

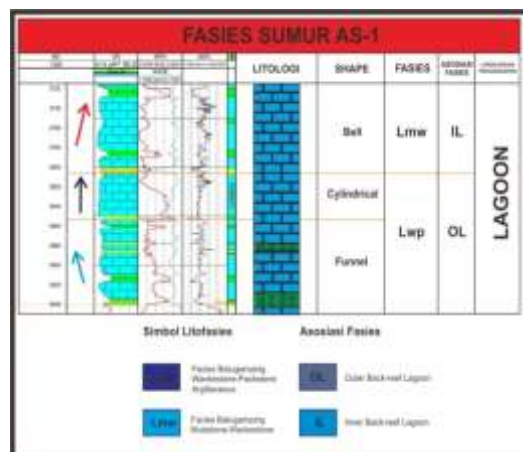
Objek yang dikaji dalam penelitian ini adalah Formasi Talang Akar di Lapangan ‘AS’, Cekungan Jawa Barat Utara, Sub-Cekungan Ardjuna. Data yang diperoleh (Tabel 3.1) dan diproses meliputi data log sumur, Mudlog, dan *Sidewall Core* :

- Data *Sidewall core* AS-1 dengan interval 1768-3980
- Mudlog* AS-1 dengan interval 310-4040
- Data log sumur

Pada sumur AS-1 terdapat dua litofasies, yaitu Fasies Limestone Mudstone-Wackestone (Lmw) dan Fasies Limestone Wackestone-Packstone Argillaceous (Lwp).

Fasies ini dinamakan Fasies *Limestone Mudstone-Wackestone*. Memiliki ketebalan 164 feet, memiliki litologi Mudstone sampai dengan Wackestone. Mudstone pada fasies ini memiliki warna putih sampai krem, dan ada yang orange. Memiliki kekerasan yang keras dan *re-xln* serta matriks bersifat kapuran.

Sedangkan Wackestone pada fasies ini memiliki warna putih sampai dengan abu-abu terang serta sedikit keorenan, memiliki kekerasan keras dan bersifat getas, *re-xln*, terdapat *hairline fracture* dan pada matrix nya terdapat inklusi calcareous dan bersifat kapuran.



Gambar 2. Fasies dan lingkungan pengendapan sumur AS-1

Fasies ini dinamakan Fasies *Limestone Wackestone-Packstone Argillaceous*. Fasies ini memiliki litologi Wackestone sampai dengan Packstone. Wackestone pada fasies

ini memiliki warna putih sampai dengan abu-abu terang, memiliki *interxln porosity*, *re-xln*, memiliki kekerasan yang keras dan bersifat getas, terdapat butir calcite serta matriksnya mengandung argillaceous dan bersifat kapuran. Sedangkan Packstone pada fasies ini memiliki warna putih sampai dengan coklat terang, memiliki kekerasan keras dan bersifat getas, *re-xln*, terdapat butir calcite dan matriks argillaceous.

Sesuai dengan karakteristik fasies unit ‘Lmw’ sumur AS-1 pada interval 3640-3804 feet (*Limestone Mudstone-Wackestone*) memiliki ketebalan 164 feet, memiliki litologi Mudstone sampai dengan Wackestone.

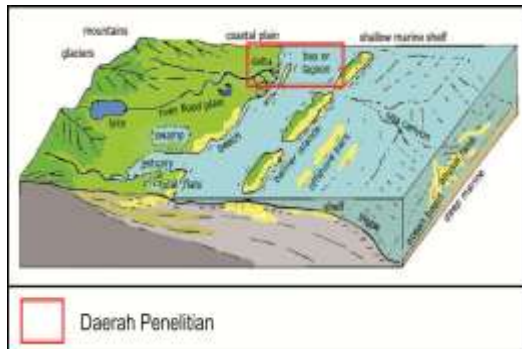
Mudstone pada fasies ini memiliki warna putih sampai krem, dan ada yang orange. Memiliki kekerasan yang keras dan *re-xln* serta matriks bersifat kapuran, sedangkan Wackestone pada fasies ini memiliki warna putih sampai dengan abu-abu terang serta sedikit keorenan, memiliki kekerasan keras dan bersifat getas, *re-xln*, terdapat *hairline fracture* dan pada matriks nya terdapat inklusi calcareous dan bersifat kapuran.

Pada fasies unit ‘Lwp’ interval 3816-3939 feet (*Limestone Wackestone-Packstone Argillaceous*) memiliki ketebalan 123 feet, memiliki litologi Wackestone sampai dengan Packstone.

Wackestone pada fasies ini memiliki warna putih sampai dengan abu-abu terang, memiliki *interxln porosity*, *re-xln*, memiliki kekerasan yang keras dan bersifat getas, terdapat butir calcite serta matriks nya mengandung argillaceous dan bersifat kapuran. Sedangkan Packstone pada fasies ini memiliki warna putih sampai dengan coklat terang, memiliki kekerasan keras dan bersifat getas, *re-xln*, terdapat butir calcite dan matriks argillaceous.

Untuk analisis elektrofasis pada sumur AS-1 di lapangan “AS” ini, memiliki kecenderungan pola log berupa *funnel*, *bell shape*, dan *cylindrical*. Berdasarkan karakteristik litologi dan asosiasi fasies nya, maka fasies ini diinterpretasikan

diendapkan pada lingkungan *Lagoon* (Pomar, luis. 2004).



Gambar 2. Lingkungan pengendapan sumur AS-1

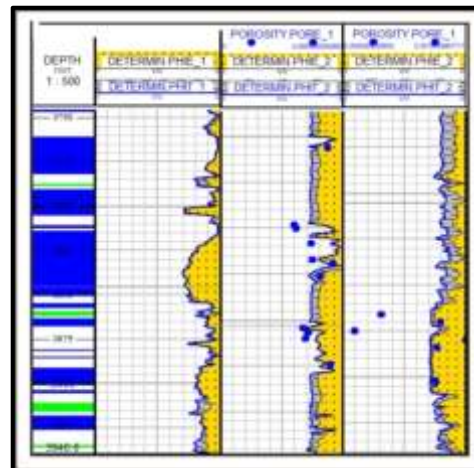
Pengolahan data petrofisika dilakukan dengan cara menganalisis data log untuk menentukan variabel volume shale (Vsh), porositas (ϕ), dan saturasi air (Sw) pada sumur AS-1 dengan menggunakan software geolog 7.0 yang digunakan sebagai perangkat untuk membantu pemrosesan data. Data log yang didapat dari sumur pemboran digunakan untuk menentukan parameter petrofisika berupa volume shale (Vsh), porositas (ϕ), dan saturasi air (Sw), yang kemudian divalidasi dengan data analisis *sidewall core* yang merupakan data sekunder pada penelitian ini.

Volume of Shale adalah kandungan shale di dalam formasi. Nilai dari porositas, resistivitas dan permeabilitas dipengaruhi juga oleh jumlah dan jenis dari mineral shale yang terkandung.

Dari normalisasi ini diperoleh nilai gamma ray maksimal sebesar 95.40 GAPI dan gamma ray minimal sebesar 8.53 GAPI pada sumur AS-1.

Metode yang digunakan pada lapangan ini adalah determinasi Larionov. Setelah dikorelasikan dengan Vsh mudlog, nilai yang paling cocok dan yang paling mendekati adalah nilai Larionov.

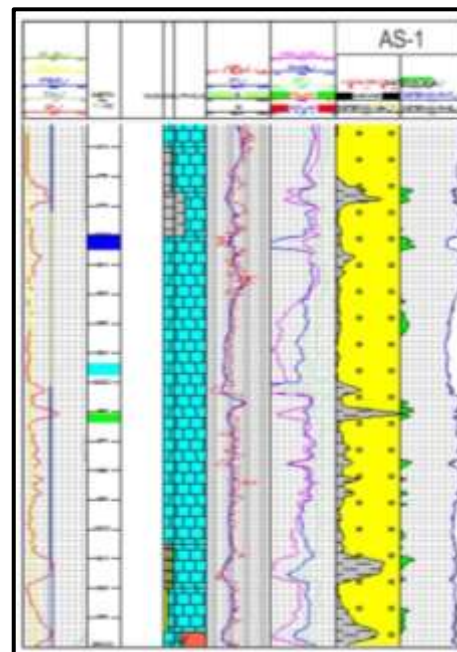
Metode yang digunakan untuk menghitung porositas pada sumur ini adalah dengan cross plot untuk menentukan nilai porositas *shale*, *dry shale* dan *wet shale* dan akan menghasilkan porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE).



Gambar 3. Hasil perhitungan porositas pada sumur AS-1

Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode *density-neutron*. Dari hasil perhitungan yang dilakukan, hasilnya divalidasi dengan hasil analisis core yang dimiliki. Hasilnya dapat dilihat pada **Gambar 3**.

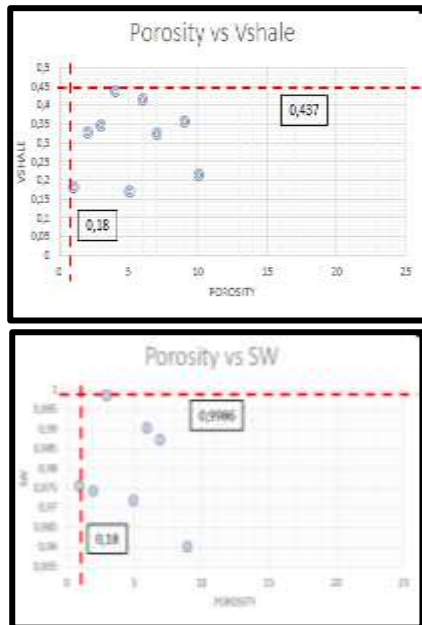
Untuk mengetahui kejenuhan hidrokarbon ($1-S_w$) perlu dihitung saturasi air (Sw). Tingkat kejenuhan air dapat dihitung melalui persamaan Simandoux.



Gambar 4. Hasil perhitungan saturasi air pada sumur AS-1

Untuk membedakan yang mana yang menjadi batuan reservoir dan bukan, serta mengetahui apakah reservoir tersebut berisi

air atau hidrokarbon, maka perlu ditentukan sebuah batas nilai atau disebut juga *cut off*. Pada Sumur AS-1, *cut off volume shale* dan porositas ditentukan dengan menggunakan crossplot *volume shale* dan porositas.



Gambar 5. *Cut off Volume shale*, Porositas dan Saturasi air sumur AS-1

Cut off porositas ditentukan dengan melakukan crossplot antara porositas dengan saturasi air diperoleh juga dari crossplot *volume shale* dan porositas. Dan untuk *cut off* saturasi air ditentukan dengan melakukan crossplot antara saturasi air dengan porositas

Nilai *cut-off* yang telah diperoleh sebelumnya digunakan untuk menentukan nilai *net-to-gross ratio* dengan tujuan mengetahui kontinuitas dari sebuah reservoir.

Net Sand menunjukkan seberapa tebal lapisan yang *clean sand* atau bebas dari kandungan serpih. Sehingga diperlukan nilai *cut off Vsh* pada interval penelitian. *Net Reservoir* diperoleh dengan memasukkan *cutoff Vsh* dan *cut-off Porosity*. Hasilnya akan menunjukkan seberapa tebal lapisan batupasir yang memiliki porositas yang baik. Selanjutnya nilai *cutoff Vsh*, porositas dan Saturasi air dikombinasikan untuk

menentukan *Net Pay*. *Net Pay* tersebut menunjukkan seberapa tebal *reservoir* yang mengandung hidrokarbon. Hasil *Pay Summary* dapat dilihat pada tabel di bawah ini,

Tabel 1. Hasil perhitungan *pay summary* sumur AS-1 pada setiap interval fasiesnya

FASES	INTERVAL	DEPTH (m)	DEPTH (ft)	NET SAND			NET RESERVOIR			NET PAY	
				THICKNESS (m)	NET	FTD	THICKNESS (m)	NET	FTD	THICKNESS (m)	NET
A&E	A	3980	3933	36.94	0.95	3.47	186.94	0.9	6.56	186.94	0.9
	E	3818	3940	123.39	0.17	2.30	123.39	0.06	0.99	123.39	0.07

5. KESIMPULAN

Berdasarkan karakteristik litologi, dan asosiasi fasies dari kedua fasies pada Sumur AS-1 di Formasi Talang akar, disimpulkan bahwa fasies – fasies ini diendapkan di sistem *lagoon*.

Untuk analisis petrofisika diperoleh nilai properti reservoir masing-masing fasies.

Berdasarkan kalkulasi kandungan serpih, pada Formasi Talang Akar Sumur AS-1 ini, untuk Fasies interval A dan E memiliki nilai 0.18 atau 18%. Porositas pada sumur ini untuk fasies interval A memiliki nilai 0,08/8% atau buruk dan untuk fasies interval E memiliki nilai 0,17/17% atau baik (Koesoemadinata, 1980). Nilai saturasi air yang diperoleh dari hasil perhitungan tergolong tinggi untuk dijadikan sebagai kandidat reservoir. Saturasi air sumur ini pada fasies interval A memiliki nilai 0.97/97% dan fasies interval E memiliki nilai 0.95/95%.

Nilai *Net Pay* Formasi Talang Akar pada Fasies A (LMW) sebesar 3.20 ft dan Fasies E (LWP) sebesar 6.87 ft.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis berterima kasih kepada Dr. Ir. Ildrem Syafri, D.E.A sebagai dosen

pembimbing dan semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian karya ilmiah ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Allen and Chambers. 1994. Earth Surface Processes. Oxford : Blackwell Science
- Asquith, George and Gibson, Charles. 1982. Basic Well Log Analysis For Geologist. Tulsa : AAPG.
- Boggs, Sam. 2006. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. New Jersey : Pearson Prentice Hall.
- Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J.P., Blum, M.D., Dalrymple, R.W., Eriksson, P.G., Fielding, C.R., Fisher, W.L., Galloway, W.E., Gibling, M.R., Giles, K.A., Holbrook, J.M., Jordan, R., Kendall, C.G.St.C., Macurda, B., Martinsen, O.J., Miall, A.D., Neal, J.E., Nummedal, D., Pomar, L., Posamentier, H.W., Pratt, B.R., Sarg, J.F., Shanley, K.W., Steel, R.J., Strasser, A., Tucker, M.E., dan Winker, C., 2009, Towards the standardization of sequence stratigraphy, Earth-Science Reviews Vol. 92 2009.
- Daly, et al. 1987. Cenozoic Plate Tectonics and Basin Evolution in Indonesia. Marine and Petroleum Geology vol. 8
- Dunham, R.J., 1962, *Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture*, dalam: *Classification of Carbonate Rocks* (ed. W.E.Ham), pp 108- 121. Mem. Am. Ass. Petrol. Geol. (1) Tulsa, USA
- Hall, R., 2002. Cenozoic geological and plate tectonic evolution of SE Asia and the SW Pacific: Computer based reconstructions, model and animations. Journal of Asian East Sciences. Volume 20, No. 4, April 2002.
- Koesoemadinata, R. P. 1980. Geologi Minyak dan Gas Bumi. Bandung : ITB
- Bishop, Michele G. 2000. Petroleum Systems Of The Northwest Java Province, Java And Offshore Southeast Sumatra, Indonesia :USGS
- Noble. Ron, dkk. 1997. Petroleum System Of Onshore And Offshore Northwest Java, Indonesia. Atlantic Richfields Indonesia, Inc. Pertamina. BPPKA, Jakarta
- O.Serra. 1980. Sedimentary Environments from Wireline Logs. Schlumberger.
- Ponto, dkk. 1988. Improved Interpretation Of The The Talang Akar Depositional Environment As An Aid To Hydrocarbon Exploration In The Arii Offshore Northwest Java Contract Area : IPA 1988
- Selley. 1978. Concepts and Methods of Subsurface Facies Analysis. Imperial College, London.
- 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 Proceeding 24th Annual Convention, Jakarta.
- Walker, R.G and James, P. Noel. 1992. Facies Models : Response to Sea Level Change, 2nd ed., Canada : Geological Assosiation of Canada
- Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M., Campion, K. M., And Rahmanian, V. D., 1990, Siliciclastics Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores & Outcrops : Concepts for High Resolution Correlation of Time & Facies, AAPG Methods in Exploration Series, No. 7, Tulsa, Oklahoma, USA.