

**SIFAT FISIK RESERVOIR HIDROKARBON PADA FORMASI TALANG AKAR,
ZONA UPPER DAN LOWER, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN
MENGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA****Jihan Intan^{1*}**, Ivan Kharisma Barus², Yuyun Yuniardi¹, Febriwan Mohamad¹¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung²PT Pertamina Hulu Rokan Zona 4*Korespondensi: jihan19005@mail.unpad.ac.id**ABSTRAK**

Tingkat heterogenitas yang tinggi pada karakteristik reservoir di Formasi Talang Akar (TAF) menyebabkan perbedaan hasil produksi hidrokarbon. Studi penelitian ini dilakukan pada salah satu lapangan yang terletak pada Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini meliputi analisis perhitungan kandungan serpih (*Vshale*), porositas (ϕ) dan kejenuhan air (S_w) guna mengetahui sifat fisik dari reservoir hidrokarbon serta melihat prospek potensi cadangan hidrokarbon pada lapangan penelitian. Penentuan karakteristik dilihat pada dua zona *interest*, yaitu zona *Upper* TAF dan *Lower* TAF. Nilai kandungan serpih menggunakan metode Linear dengan nilai *cut-off* $\leq 37\%$ untuk *Upper* TAF dan $\leq 43\%$ untuk *Lower* TAF, Porositas menggunakan metode Neutron-Densitas dengan nilai *cut-off* $\geq 10\%$ untuk *Upper* TAF dan $\geq 7\%$ untuk *Lower* TAF, S_w menggunakan metode Indonesia dengan nilai *cut-off* $\leq 34\%$ untuk *Upper* TAF dan $\leq 52\%$ untuk *Lower* TAF. Berdasarkan perhitungan tersebut, zona yang memiliki prospek cadangan hidrokarbon tertinggi terdapat pada zona *Lower* Talang Akar sedangkan sumur yang memiliki nilai *pay* paling tebal terdapat pada JI-49 dengan tebal 59.56 m serta nilai *pay-to-gross* sebesar 8% pada *Upper* TAF dan 21% pada *Lower* TAF.

Kata kunci : Formasi Talang Akar, *Lower* Talang Akar, Petrofisika, *Upper* Talang Akar, Zona Reservoir

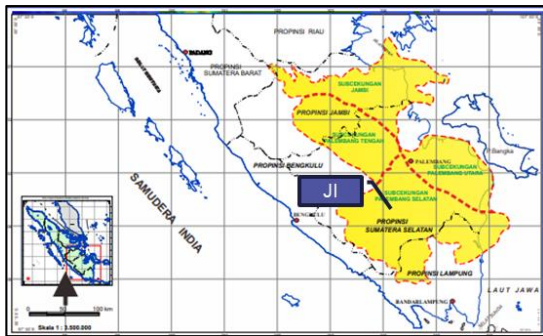
ABSTRACT

The high level of heterogeneity in reservoir characteristics in Talang Akar Formation (TAF) causes differences in hydrocarbon production results. This study was carried out in one of the fields located in Talang Akar Formation, South Sumatera Basin. This study includes calculation analysis of shale content (*Vshale*), Porosity (ϕ), and water saturation (S_w) to determine the physical properties of hydrocarbon reservoirs and see the prospect for potential hydrocarbon reserves. Determination of characteristics are seen in two zones, *Upper* TAF and *Lower* TAF zones. For shale volume is using linear method with a *cut-off* of 37% for *Lower* TAF and 43% for *Upper* TAF. Neutron-Density methods are used for porosity estimation with *cut-off* of 7% for *Lower* TAF and 10% for *Upper* TAF. Water Saturation is determined using the Indonesian equation method with *cut-off* 34% for *Lower* TAF and 52% for *Upper* TAF. Based on this study, the zone that has the highest prospect of hydrocarbon reserves are in the *Lower* Talang Akar zone, while the well that has the thickest *pay* value are in JI-49 with a reservoir thickness of 59.56 m with *pay-to-gross* value of 8% at *Upper* TAF and 21% at *Lower* TAF.

Keywords: *Lower* Talang Akar, Petrophysics, Reservoir Zone, Talang Akar Formation, *Upper* Talang Akar

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Selatan ialah cekungan yang terbukti memiliki potensi cadangan hidrokarbon produktif hingga saat ini, terutama pada reservoir minyak dan gas bumi di Formasi Talang Akar. Penelitian ini dilakukan pada Lapangan “JI”, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 1**).



Gambar 1. Peta lokasi penelitian

Formasi Talang Akar yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan ini memiliki reservoir hidrokarbon yang tersusun atas litologi batupasir dan serpih. Karakteristik litologi pada formasi ini terbilang memiliki heterogenitas yang cukup tinggi sehingga dalam kegiatan produksi minyak dan gas bumi diperlukan pemahaman karakteristik reservoir guna mendapatkan hasil produksi yang maksimal.

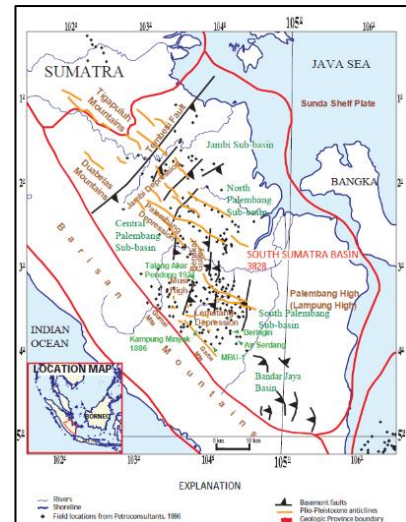
Penentuan karakteristik reservoir tersebut salah satunya dapat menggunakan metode analisis petrofisika dengan memperhitungkan nilai kandungan serpih (Vsh), Porositas (ϕ) dan kejenuhan air (S_w) yang terkandung dalam reservoir hidrokarbon. Studi ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik reservoir tersebut pada daerah penelitian khususnya zona *upper* dan *lower* Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi

Berdasarkan fisiografisnya, Cekungan Sumatera Selatan ini dibatasi oleh beberapa

sesar dan batuan Pra-tercier di sepanjang Pegunungan Barisan pada bagian Barat Daya cekungan, pada bagian Timur Laut cekungan terdapat batuan sedimen dari Paparan Sunda, pada bagian Selatan dan Timur dibatasi oleh Tinggian Lampung, serta pada bagian Utara dan Barat Laut cekungan dibatasi oleh Tinggian Asahan (Bishop, 2001) (**Gambar 2**).



Gambar 2. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001)

Secara garis besar, cekungan terbagi menjadi beberapa kelompok sub-cekungan, yaitu Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, dan Sub-Cekungan Palembang Selatan (Doust, H., & Noble, R, A., 2008).

Tektonik Regional

Perkembangan Cekungan Sumatera Selatan ini dipengaruhi oleh adanya kolisi antara lempeng Indo-Asutralia dengan Lempeng Eurasia sehingga mempengaruhi tatanan tektonik dan pengendapan sedimen di seluruh cekungan. Hal ini menyebabkan terjadinya tiga fase tektonik *megasequence* pada cekungan, yaitu (Ginger and Fieldings, 2005):

1. *Syn-Rift Megasequence* (c. 40 – c. 29 Ma)

Fase tektonik ini terjadi karena adanya subduksi pada Eosen hingga Oligosen Awal yang menyebabkan keterbentukan

sejumlah *half-grabens* dengan orientasi Utara-Selatan. Pada fase ini juga mulai terendapkannya material sedimen yang membentuk Formasi Lahat dan Talang Akar.

2. *Post Rift Megasequence* (c. 29 – c. 5 Ma)
Pada fase ini, keadaan cekungan sudah mencapai stabil sebagai hasil dari tingginya penurunan cekungan dan transgresi sehingga menghasilkan kenaikan muka air laut yang maksimal. Pada periode 16 Ma hingga 5 Ma, cekungan mulai mengalami perlambatan penurunan cekungan dan mulainya fase regresi. Pada periode tersebut juga mulai munculnya Formasi Baturaja dan terendapkannya Formasi Gumai

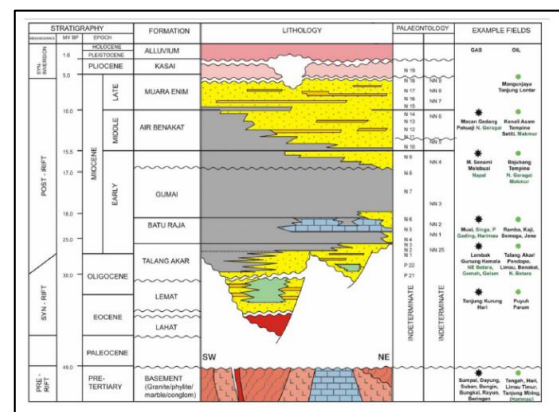
3. *Syn Inversion Megasequence* (c. 5 Ma – Resen)

Pada fase ini, cekungan mulai menunjukkan aktivitasnya kembali dengan terjadinya rekahan akibat aktivitas kompresi yang menghasilkan sejumlah lipatan dengan orientasi Barat Laut – Tenggara. Pada fase ini juga penurunan cekungan mulai meningkat kembali yang diiringi juga dengan meningkatnya suplai sedimen sebagai hasil erosi dari Bukit Barisan. Pada periode ini juga mulai terendapkannya Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim dan Formasi Kasai.

Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional pada Cekungan Sumatera Selatan mengacu pada Ginger dan Fieldings (2005) (**Gambar 3**) yang dimulai pada Pra-Tersier dengan terendapkannya *basement* hasil interkalasi batuan beku, batuan metamorf dan batuan sedimen yang membentuk tatanan struktur cekungan, selanjutnya pada Eosen akhir hingga Oligosen Tengah terendapkan Formasi Lemat/Lahat yang terdiri atas serpih, batulanau, batupasir dan batubara yang terendapkan pada lingkungan lakustrin. Pada Oligosen Akhir – Miosen Awal terendapkan Formasi Talang Akar dengan mengendapkan sedimen fluvial-delta serta di beberapa wilayah juga

terendapkannya sedimen laut, formasi ini juga terbagi menjadi *Lower Talang Akar* yang terendapkan pada lingkungan cenderung ke darat dan *Upper Talang Akar* yang terendapkan pada lingkungan cenderung ke laut. Pada Miosen Awal juga terbentuknya Formasi Baturaja yang terdiri atas batuan karbonat. Pada Miosen Awal-Miosen Tengah terendapkannya Formasi Gumai yang ditandai dengan kenaikan muka air laut maksimum dan tersusun atas sedimen laut seperti serpih, batulanau dan batupasir yang cenderung berada pada laut dalam. Pada Miosen Tengah terendapkan Formasi Air Benakat dimana ini juga menjadi awal mula fase regresi dengan terendapkannya sedimen pada lingkungan neritik, laut dangkal hingga pro-delta. Pada Miosen Akhir terendapkannya Formasi Muara Enim yang mengendapkan sedimen dengan lingkungan fluvial-delta serta *coastal swamp* dan tidak ditemukannya sedimen laut pada formasi ini. Pada periode Pliosen – Pleistosen terendapkannya Formasi Kasai yang tersusun atas *interbedded* tufaan, batupasir tufaan, kerakal, lapisan tipis batubara dan batulanau tufaan sebagai pengaruh adanya aktivitas vulkanik pada pegunungan barisan.



Gambar 3. Kolom stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fieldings, 2005)

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan pada penelitian ini menggunakan metode

deterministik dimana hasil analisis pada penelitian ini memanfaatkan data log sumur sepenuhnya tanpa menggunakan pembuatan model ataupun log sintesis lainnya. Metode tersebut terbagi menjadi dua analisis yaitu analisis kualitatif yang mencakup interpretasi litologi dan analisis kuantitatif yang mencakup perhitungan kandungan serpih, porositas, saturasi air, *gross*, *net*, dan *pay summary*. Analisis tersebut juga mendukung dalam penentuan karakteristik reservoir hidrokarbon pada daerah penelitian. Penelitian ini dilakukan pada Lapangan “JI”, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan dengan menggunakan tiga data sumur, yaitu sumur JI-47, JI-49 dan JI-55.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penentuan Zona Interest

Penentuan ini didasarkan pada perbedaan karakteristik litologi penyusun ataupun asosiasi fasies yang berkembang pada daerah penelitian. Pada penelitian ini, terbagi menjadi dua zona yaitu, zona *Upper* Talang Akar yang memiliki karakteristik litologi penyusun *shally sand* dengan dominansi serpih serta batupasir yang memiliki tekstur cenderung halus dan zona *Lower* Talang Akar yang memiliki karakteristik litologi penyusun *shally sand* dengan dominansi batupasir yang cenderung *blocky* dan bertekstur kasar. Berdasarkan karakteristik litologi penyusunnya, zona *Upper* Talang Akar terendapkan pada lingkungan pengendapan delta sedangkan untuk zona *Lower* Talang Akar terendapkan pada lingkungan pengendapan fluvial (Ginger & Fieldings, 2005).

Kandungan Serpih (Vshale)

Perhitungan kandungan serpih dilakukan dengan mempertimbangkan ciri dan karakteristik litologi penyusun daerah penelitian. Formasi Talang Akar pada daerah penelitian memiliki litologi penyusun *shally sand* yang jika dilihat keseluruhan litologi yang paling dominan

adalah *shale*. Metode yang paling optimis dalam penentuan kandungan serpih adalah dengan menggunakan metode linear sehingga penelitian ini menggunakan metode tersebut karena dinilai paling cocok dengan kondisi daerah penelitian. Metode ini memiliki persamaan sebagai berikut (Schlumberger, 1974):

$$VSH = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Keterangan:

IGR = Indeks Gamma Ray

GRlog = GR pada kedalaman formasi

GRmin= nilai GR minimum (pada batupasir)

GRmax = nilai GR maksimum (pada *shale*)

Dalam perhitungan kandungan serpih juga dibutuhkan nilai GRmin (GR_{sand}) dan GRmax (GR_{shale}) yang didapatkan dengan melihat log GR pada setiap sumur dan setiap zona (**Tabel 1**). Setelah menentukan hal tersebut, maka didapatkan nilai kandungan serpih pada setiap zona di setiap sumur (**Tabel 2**) dimana nilai kandungan serpih cenderung lebih tinggi pada zona *Upper* Talang Akar.

Tabel 1. Nilai GRmin (GR_{sand}) dan GRmax (GR_{shale})

Sumur		GRmin	GRmax
JI-47	Upper	28	215
	Lower	33	218
JI-49	Upper	63	228
	Lower	52	235
JI-55	Upper	66	247
	Lower	56	247

Tabel 2. Rata-rata nilai kandungan serpih

Sumur	Zona	Nilai Rata-rata Kandungan Serpih (Vsh)
JI-47	Upper	24%
	Lower	14%
JI-49	Upper	18%
	Lower	17%
JI-55	Upper	16%
	Lower	17%

Porositas (ϕ)

Perhitungan porositas ditentukan dengan memanfaatkan log densitas dan log neutron. Penentuan metode perhitungan ini juga dibantu dengan dilakukannya pemadanan antara hasil perhitungan porositas dengan hasil analisis porositas batuan inti. Pada penelitian ini, nilai porositas didapatkan dengan menggunakan metode Neutron-Densitas dengan hasil regresi pemadanan perhitungan porositas dan batuan inti sebesar 0.6679 yang dapat diartikan sebagai 67% sesuai (**Gambar 4**). Metode Neutron-Densitas memiliki persamaan sebagai berikut (dalam Asquith, 2004):

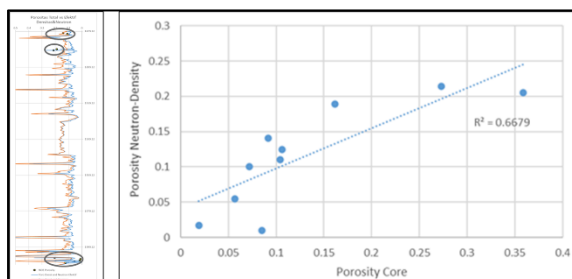
$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{(\phi N_{corr})^2 + (\phi D_{corr})^2}{2}}$$

Keterangan:

ϕ_{ND} = Nilai porositas Neutron-Densitas

ϕN = Nilai porositas Neutron

ϕD = Nilai porositas Densitas



Gambar 2. Grafik regresi antara nilai porositas dengan analisis batuan inti sumur JI-49

Hasil perhitungan porositas pada setiap zona di tiap-tiap sumur (**Tabel 3**) menunjukkan kategori cukup – baik berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978).

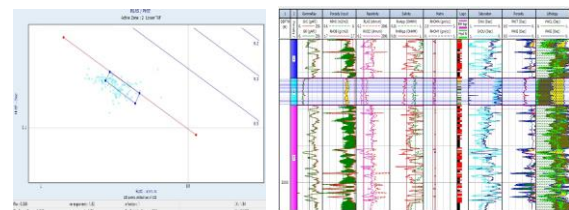
Tabel 3. Rata-rata nilai porositas

Sumur	Zona	Nilai Rata-rata Porositas (PHIE)	Koesoemadinata (1980)
JI-47	Upper	16%	Baik
	Lower	13%	Cukup
JI-49	Upper	17%	Baik
	Lower	12%	Cukup
JI-55	Upper	15%	Baik
	Lower	13%	Cukup

Saturasi Air (S_w)

Saturasi air merupakan kejenuhan air yang berada pada suatu reservoir hidrokarbon, ketika nilai S_w mencapai 100% maka fluida yang terkandung pada pori batuan terisi oleh air sepenuhnya. Penentuan nilai S_w ini dilakukan dengan menggunakan metode Indonesia. Hal ini disebabkan karena metode tersebut sangat cocok dilakukan pada lapangan yang tersusun atas litologi *shally sand* dengan salinitas yang cenderung rendah (Utomo. W., dkk, 2019).

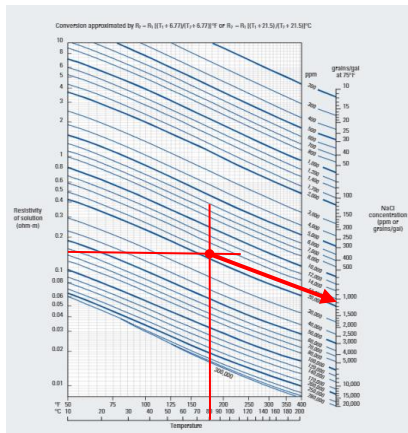
Sebelum menentukan metode perhitungan, diperlukannya penentuan *Formation Water Resistivity* (R_w) yang dihasilkan dari *picket plot* (**Gambar 5**).



Gambar 3. Hasil picket plot dalam penentuan nilai R_w dan temperatur formasi

Hasil dari *picket plot* menunjukkan nilai R_w dan Temperatur formasinya sehingga dapat ditentukan salinitasnya dengan dilakukan *cross plot* menggunakan

Schlumberger Chart Gen 6 (**Gambar 6**). Hasil dari *cross plot* ini menghasilkan salintas 17.6 Kppm.



Gambar 4. Hasil cross plot pada Schlumberger Chart Gen 6 dalam penentuan salinitas (Schlumberger, 2009)

Metode Indonesia memiliki persamaan sebagai berikut (Poupon & Leveaux, 1971):

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \times Rw}} + \frac{Vsh^{1-0.5Vsh}}{\sqrt{Rsh}} \right) Sw^{\frac{n}{2}}$$

Keterangan:

Rt = True resistivity

m = Faktor sementasi

a = Faktor *tortusity*

n = Eksponen saturasi

Vsh = Nilai kandungan serpih

Sw = Nilai saturasi air

Rw = Resistivitas air formasi

Rsh = Tahanan jenis serpih

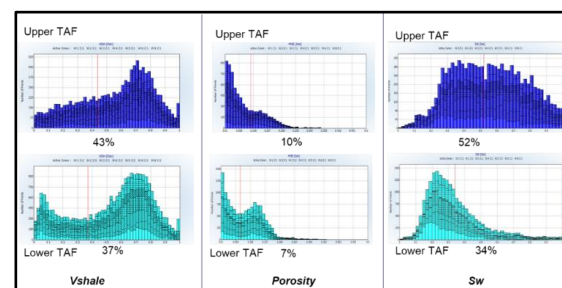
Hasil perhitungan Sw menggunakan metode tersebut menunjukkan bahwa zona *Upper* Talang Akar memiliki kejenuhan air yang lebih tinggi dibandingkan zona *Lower* Talang Akar (**Tabel 5**).

Tabel 4. Rata-rata nilai kejenuhan air

Sumur	Zona	Nilai Rata-rata Saturasi Air (Sw)
JI-47	Upper	29%
	Lower	18%
JI-49	Upper	34%
	Lower	25%
JI-55	Upper	37%
	Lower	21%

Cut-Off atau Nilai Pancung

Penentuan *cut-off* ini ditetapkan untuk menentukan nilai batas prospek reservoir terutama pada reservoir hidrokarbon. Pada penelitian ini, dilakukan dengan menggunakan metode histogram yang didasarkan pada persebaran data dari seluruh perhitungan petrofisika di seluruh zona pada tiap-tiap sumur penelitian. Nilai *cut-off* ini ditentukan dengan melihat rata-rata atau titik tengah lembah yang terletak pada dua puncakan persebaran data (**Gambar 7**). Dari hasil penentuan nilai *cut-off* tersebut, suatu zona dapat dikatakan sebagai sebuah reservoir ketika nilai kandungan serpihnya kurang dari 43% untuk *Upper* Talang Akar dan kurang dari 37% untuk *Lower* Talang Akar serta ketika nilai porositasnya lebih dari 10% untuk *Upper* Talang Akar dan lebih dari 7% untuk *Lower* Talang Akar. Sedangkan untuk reservoir yang dapat dikatakan sebagai reservoir yang mengandung hidrokarbon harus memiliki nilai Sw kurang dari 52% untuk *Upper* Talang Akar dan kurang dari 34% untuk *Lower* Talang Akar.



Gambar 5. Penentuan nilai *cut-off* menggunakan metode histogram

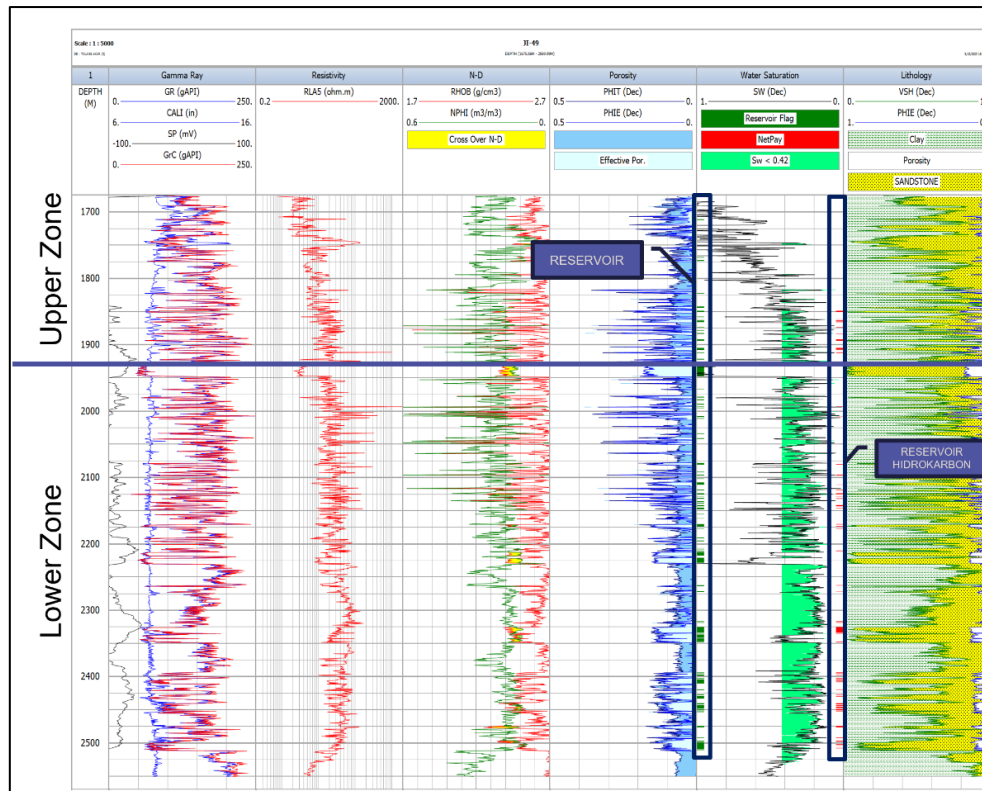
Lumping

Perhitungan Lumping didasarkan pada penentuan nilai *gross*, *net reservoir* dan *pay*. Nilai *gross* merupakan ketebalan keseluruhan lapisan terutama lapisan reservoir yang didasarkan pada marker stratigrafi tanpa dipengaruhi nilai *cut-off*. Nilai *net reservoir* merupakan ketebalan reservoir yang dilakukan setelah dimasukkannya nilai *cut-off* kandungan serpih dan porositas, sedangkan nilai *pay*

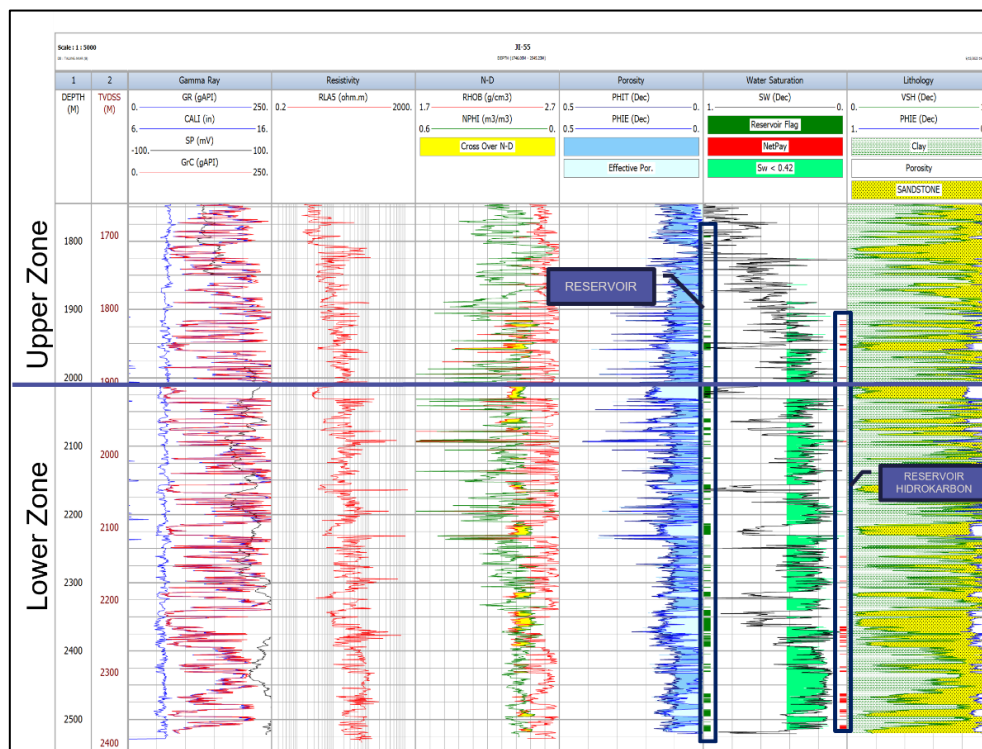
merupakan ketebalan reservoir yang diyakini berisikan fluida hidrokarbon setelah dilakukannya *cut-off* kejenuhan air (S_w). Hasil zona yang dikelompokkan menjadi zona reservoir memiliki tanda berwarna hijau sedangkan zona yang menjadi reservoir hidrokarbon ditandai dengan warna merah (**Gambar 8**), (**Gambar 9**), (**Gambar 10**).



Gambar 6. Zona reservoir dan zona reservoir hidrokarbon setelah dilakukannya cut-off pada sumur JI-47



Gambar 7. Zona reservoir dan zona reservoir hidrokarbon setelah dilakukannya cut-off pada sumur JI-49



Gambar 8. Zona reservoir dan zona reservoir hidrokarbon setelah dilakukannya cut-off pada sumur JI-55

Hasil lumping pada setiap zona di ketiga sumur penelitian menunjukkan sumur JI-49 yang memiliki ketebalan reservoir hidrokarbon paling tebal dengan ketebalan mencapai 59.56 m dengan nilai *pay-to-gross* sebesar 8% pada *Upper* Talang Akar dan 21% pada *Lower* Talang Akar. Sumur yang memiliki ketebalan paling rendah adalah sumur JI-47 dengan total ketebalan hanya 37.03 m dengan nilai *pay-to-gross* sebesar 7% pada *Upper* Talang Akar dan 4% pada *Lower* Talang Akar (**Tabel 6**).

Tabel 5. Hasil lumping pada zona penelitian

		Reservoir Summary					
		Gross (m)	Net Sand (m)	N/G	Av. PHIE	Av. Sw	Av. Vsh
JI-47	Upper	272,47	45,91	17%	16%	58%	24%
	Lower	405,41	117,15	29%	14%	63%	14%
JI-49	Upper	253,6	21,06	8%	16%	49%	18%
	Lower	640,85	137,16	21%	13%	49%	17%
JI-55	Upper	263,27	23,01	9%	14%	55%	16%
	Lower	535,86	162,92	30%	14%	53%	17%
		Pay Summary					
		Gross (m)	Pay (m)	P/G	Av. PHIE	Av. Sw	Av. Vsh
JI-47	Upper	272,47	14,94	5%	16%	24%	23%
	Lower	405,41	17,07	4%	16%	17%	27%
JI-49	Upper	253,6	6,32	2%	18%	26%	23%
	Lower	640,85	48,28	7%	12%	25%	24%
JI-55	Upper	263,27	5,64	2%	16%	29%	17%
	Lower	535,86	42,98	8%	13%	21%	27%

KESIMPULAN

1. Penentuan zona *interest* didasarkan pada perbedaan karakteristik pada setiap zona yang terbagi menjadi zona *Upper* Talang Akar dan *Lower* Talang Akar.
2. Nilai *cut-off* atau pancung yang menunjukkan zona reservoir hidrokarbon harus memiliki nilai kandungan serpih $\leq 37\%$ untuk *Upper* Talang Akar dan $\leq 43\%$ untuk *Lower* Talang Akar, Porositas $\geq 10\%$ untuk *Upper* Talang Akar dan $\geq 7\%$ untuk *Lower* Talang Akar, $Sw \leq 34\%$ untuk *Upper* Talang Akar dan $\leq 52\%$ untuk *Lower* Talang Akar.
3. Hasil Lumping menunjukkan *pay* paling tebal berada pada JI-49 yang memiliki tebal 59.56 m dengan nilai *pay-to-gross* sebesar 8% pada *Upper*

Talang Akar dan 21% pada *Lower* Talang Akar.

4. Hasil Lumping pada seluruh sumur juga menunjukkan nilai *pay-to-gross* terbesar terletak pada *Lower* Talang Akar sehingga pada zona ini memiliki prospek cadangan hidrokarbon yang lebih tinggi dibandingkan zona *Upper* Talang Akar.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih kepada PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 4 yang telah memberikan data dan kesempatannya kepada penulis untuk melakukan penelitian dan mempublikasikan hasil penelitian dalam bentuk artikel ilmiah. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran atas segala dukungan dalam proses penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). Basic well log analysis. In Basic well log analysis.
- Bishop, M. G. (2001). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. *USGS Open File Report*, (99-50-S), 22.
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103–129
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basin. *Proceedings. Proceedings IPA CONVEX*.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung. Institut Teknologi Bandung.

- Sam-Marcus, J., Enaworu, E., Rotimi, O. J., & Seteyeobot, I. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(4), 1009–1015.
- Schlumberger. (1972). *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services.
- Schlumberger. (2009). *Log Interpretation Charts*.
- Poupon A, L. J. (1971). Evaluation of water saturation in shaly formations. In: SPWLA 12th annual logging symposium.
- Utomo, W., Rahman, A., & Adiwilaga, M. H. (2019). Evaluasi Formasi dan Perhitungan Volume Hidrokarbon Pada Formasi Talang Akar, Lapangan S, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah Indonesia*, 4(1), 152–160.