


Artikel

Analisis Petrofisika dan Kalkulasi Cadangan Hidrokarbon Reservoir X Formasi TalangAkar Lapangan EZ Cekungan Sumatera Selatan

Pramudya Bagas Utama¹, Arisa Wahyu Pratama^{2*}, Capoeira³

^{1,2,3}Geological Engineering Department, Faculty of Mineral Technology, UPN "Veteran"
 Yogyakarta SWK Street 104 (North Ring Road), Condongcatur, Yogyakarta 55283

*Korespondensi: bagasz102@gmail.com

Abstrak : Tingkat kebutuhan hidrokarbon seiring berjalannya waktu semakin meningkat. Untuk mencukupi kebutuhan tersebut maka perlu dilakukan penemuan cadangan hidrokarbon baru. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang memiliki potensi hidrokarbon. Cekungan ini telah banyak di eksplorasi dan eksploitasi oleh banyak perusahaan minyak di Indonesia. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui potensi hidrokarbon dari Formasi Talangakar. Metode yang digunakan adalah analisis petrofisika dan perhitungan cadangan hidrokarbon dari batuan reservoir pada Formasi Talangakar. Penelitian ini menggunakan data log sumur, *routine core analysis*, *mudlog*, *integrated petrographic SEM & XRD*, *data test*. Data log yang digunakan berasal dari sumur pemboran yang berada di Lapangan EZ dengan jumlah keseluruhan sebanyak 10 sumur. Berdasarkan analisis data log, Reservoir X disusun oleh litologi berupa batupasir dan serpih. Hasil analisis elektrofasi, menunjukkan bahwa reservoir ini merupakan produk pengendapan dari sistem *Distributary Channel* yang terendapkan pada sub-lingkungan *Fluvial Delta Plain* pada kala Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Zona potensial Lapangan EZ memiliki nilai porositas antara 11% hingga 27%, nilai kandungan serpih 5% hingga 25%, nilai saturasi air 28%-66%. Zona yang memiliki nilai kandungan porositas diatas 7%, nilai kandungan serpih dibawah 45%, nilai saturasi air dibawah 70 % merupakan zona Reservoir. Dari perhitungan cadangan diperoleh cadangan minyak Reservoir X sebesar 64.0553 STB.

Kata kunci: *Petrofisika, Hidrokarbon, Formasi Talangakar, Cekungan Sumatera Selatan, Reservoir*

Abstract: South Sumatera basin is one of the basin in Indonesia area that has considerable hydrocarbon potential, particularly in the EZ field by BG well as the research of the physical properties of a reservoir characteristics including type of lithology, shale volume, porosity, permeability and water saturation value which is fundamental to the activities of oil and gas exploration. The data used in this study are well log data, core analysis routines, mudlog, integrated petrographic SEM & XRD, and test data. The method used in this study is petrophysical analysis of reservoir rocks in the Talangakar Formation. Based on data analysis and discussion of reservoir with 10 wells in total. Based on log data analysis, the lithology of Reservoir X is compiled by sandstones and shale. The results of electrofacies analysis showed that this reservoir is a deposition product of the Distributary Channel system which was deposited in the sub-environment of Fluvial Delta Plain during the Late Oligocene to the Early Miocene. EZ Field potential zone has a porosity value of 11% to 27%, a value of 5% to 25% shaly content, and 28% to 66% of water saturation value. The reservoir zones have porosity content value above 7%, the value of shale content below 45%, and the value of water saturation below 70%. For further development, based on the reservoir characteristics, it is recommended that Enhanced Oil Recovery method, especially CO₂ injection will be sufficiently effective to improve the production of oil and gas in the study area.

Keywords: *Petrophysics, Hydrocarbons, Talangakar Formation, South Sumatra Basin, Reservoir*

Published By:

Teknik Kebumian, Universitas Jambi

Address:

Jl. Jambi – Muara Bulian km 15, Mendalo Darat, 36122

Email:

jtk@unja.ac.id

Article History:

Submitted
 03 Januari 2020
 First Revision
 11 February 2020
 Second Revision
 01 March 2020
 Accepted
 23 March 2020



PENDAHULUAN

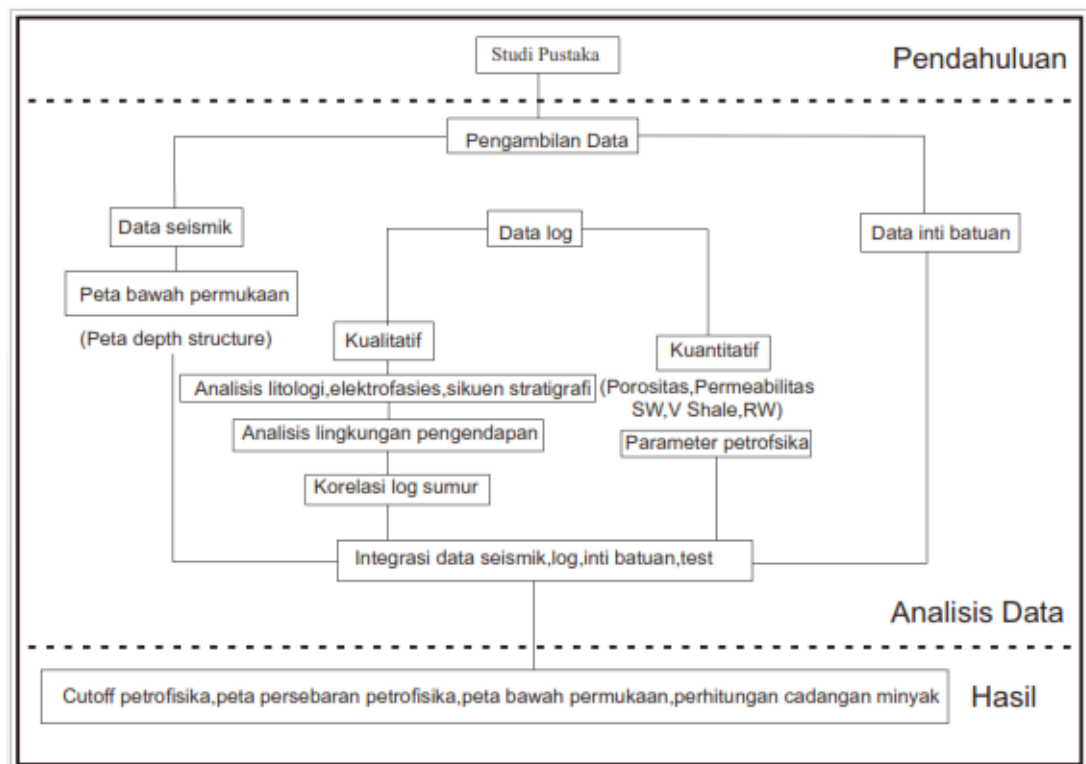
Pada masa kini pemakaian bahan dari hidrokarbon kian marak. Hal ini menyebabkan kebutuhan akan hidrokarbon semakin meningkat. Oleh karena itu, eksplorasi harus dilakukan untuk mendapatkan cadangan baru. Cadangan hidrokarbon ini yang nantinya akan diolah untuk memenuhi kebutuhan manusia.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang terbukti memiliki potensi hidrokarbon yang cukup besar. Salah satu formasi pada Cekungan Sumatera Selatan adalah Formasi Talangakar. Formasi ini telah banyak dieksplorasi hingga dieksploitasi hidrokarbonnya oleh perusahaan.

Analisis petrofisika merupakan upaya untuk mengetahui karakterisasi Reservoir. Parameter-parameter petrofisika yang dapat di analisis ialah porositas, permeabilitas, volume serpih, tingkat kejenuhan air. Analisis tersebut dilakukan untuk memahami serta mengetahui Reservoir yang akan menjadi target eksplorasi berdasarkan aspek petrofisika.

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan yaitu secara deskriptif, analitatif, dan kuantitatif dengan mengintegrasikan data-data dari sumur, *mud log*, data *core*, dan *seismic*.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Analisa Kualitatif



Analisis kualitatif pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data wireline log. Analisis kualitatif pada data wireline log bertujuan untuk menentukan jenis litologi, jenis fluida, dan lingkungan pengendapan.

Sumur BG-046

Interpretasi Litologi

Berdasarkan hasil interpretasi litologi pada sumur BG-046 didapatkan variasi litologi berupa batupasir dan serpih. Zona Reservoir X berada pada kedalaman -6670 ft sampai -6708 dengan tebal 38 ft yang disusun oleh litologi berupa batupasir.

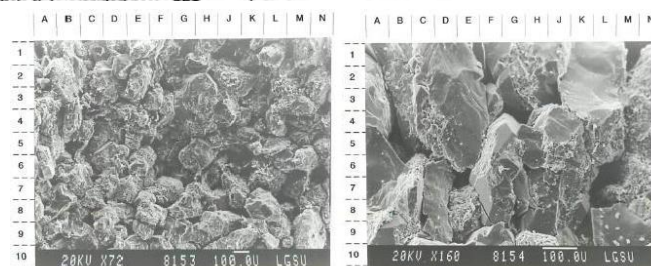
Selain melihat dari pola log yang ada, interpretasi dan penyebaran litologi juga menggunakan validasi data berupa data core dan mud log. Data core yang digunakan berasal dari data core sumur BG-046 dan data mud log yang diambil pada sumur BG-046. Berdasarkan dari data tersebut, litologi penyusun pada daerah telitian didominasi oleh litologi batupasir dan pada klasifikasi Folk, 1974 masuk dalam kategori *sublitharenite*.

Interpretasi Fasies

Pada sumur BG-046, zona Reservoir X berada pada kedalaman -6670 sampai -6708 ft dengan tebal 38 ft dan memperlihatkan kenampakan pola log *cylindrical* pada *gamma ray* yang diinterpretasikan oleh penulis sebagai penciri endapan *distributary channel*, bersifat *blocky sand*, dan pada bagian dasar dari channel terdapat penciri dari erosional base, yakni perubahan tiba-tiba dari defleksi kurva log. Menurut Allen dan John.L.C.Chambers, proses sedimentasi yang mengontrol pembentukan endapan *distributary channel* ialah proses *lateral accretion* yang membentuk endapan menghalus keatas (*fining upward sequence*).

Tabel 1. Data *mudlog* pada sumur BG-046

No.	Sample depths (feet)	Lithology types	Classification (Folk, 1974)	Grain size mean (mm)	Sorting	Grain contacts	Clay matrix	Replacements / cements	Visible porosity	Pore types	Reservoir-Quality reducing factors
1	6660.25	Sandstone	Sublitharenite	0.245mm fine-sand	Well	Planar < con-convex	4.75% detrital dispersed form	1.75% / 6.0% silica, kaolinite, illite, pyrite	14.25%	BP >> SEC.	Compaction, cementation
2	6660.60	Sandstone	Sublitharenite	0.255mm med.-sand	Well	Planar << con-convex	3.25% detrital dispersed form > pseudomatrix	0.75% / 7.75% silica, kaolinite, illite, pyrite	14.50%	BP >> SEC.	Compaction, cementation
3	6661.45	Sandstone	Sublitharenite	0.260mm med.-sand	Well	Planar << con-convex	4.75% detrital dispersed form > pseudomatrix	1.0% / 5.75% Silica, kaolinite, illite	15.50%	BP >> SEC.	Compaction, cementation
4	6662.50	Sandstone	Sublitharenite	0.32mm med.-sand	Well	Planar > con-convex	1.25% detrital dispersed form	1.0% / 7.00% Silica, kaolinite, illite	16.25%	BP >> SEC.	Cementation, compaction
5	6663.15	Sandstone	Sublitharenite	0.320mm med.-sand	Well	Planar > con-convex	1.00% detrital dispersed form > laminar	1.0% / 6.0% Silica, kaolinite, illite	19.00%	BP >> SEC.	Cementation, compaction
6	6664.45	Sandstone	Sublitharenite	0.280mm med.-sand	Well	Planar >> con-convex	4.50% detrital dispersed form > pseudomatrix	1.5% / 5.50% silica, kaolinite, illite, pyrite	15.25%	BP >> SEC.	Cementation, compaction
7	6665.30	Sandstone	Sublitharenite	0.275mm med.-sand	Well	Planar >> con-convex	detrital dispersed form	1.25% / 5.25% silica, kaolinite, illite, pyrite	19.75%	BP >> SEC.	Cementation, compaction
8	6666.20	Sandstone	Sublitharenite	0.31mm med.-sand	Well	Planar >> con-convex	1.00% pseudomatrix	1.0% / 2.50% kaolinite, calcite, pyrite	17.00%	BP >> SEC.	Cementation > compaction

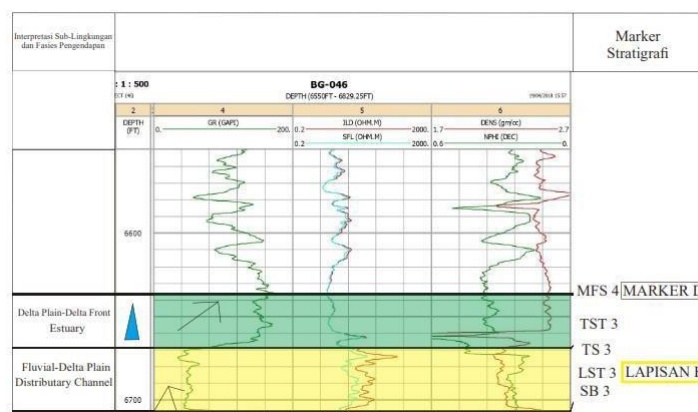




Gambar 2. Analisa mikroskopis batupasir dengan klasifikasi *sublitharenite* pada kedalaman 6667.10 FT

Tabel 2. Data Deskripsi Inti Batuan & Analisa Petrografi pada sumur BG-046

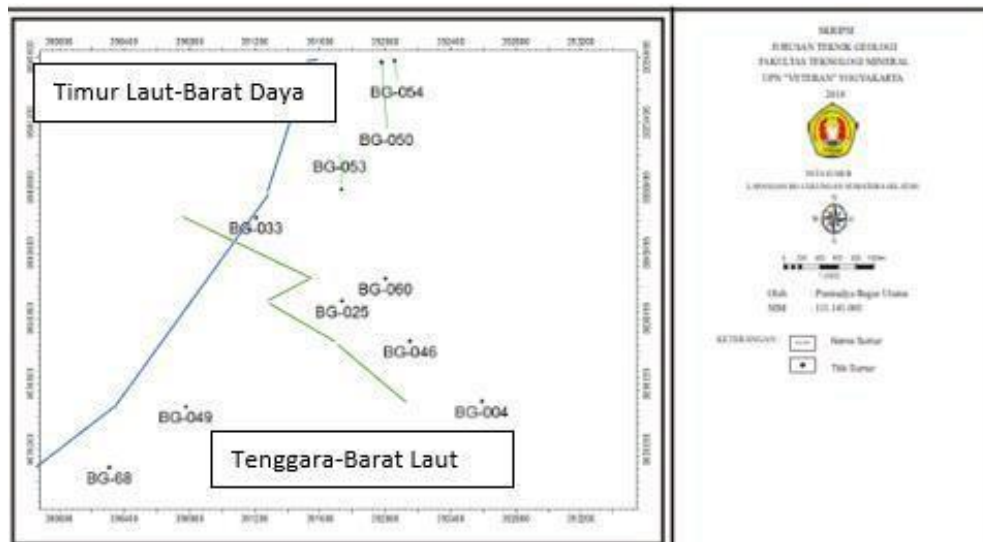
DEPTH	CORE DESCRIPTION	PETROGRAPHIC ANALYSIS
6660	Sandstone, clear-translucent, light brown, very fine—fine, sub angular-sub rounded, well sorted mostly quartz, trace pyrite, wavy laminae, poor-fair cemented	Sublitharenite, 0.245 mm fine sand, well sorted, planar<convex, silica, kaolinite, illit, pyrite, compaction cementation



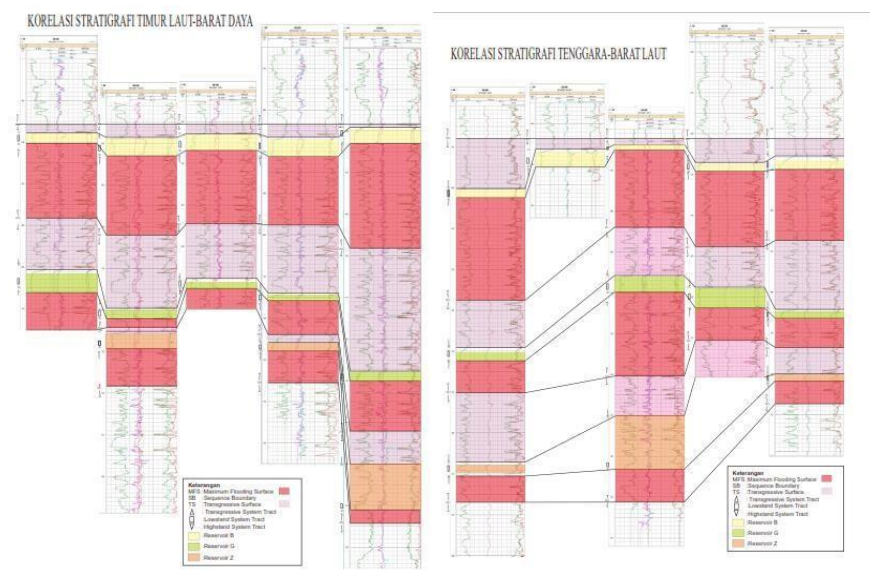
Gambar 3. Hasil Interpretasi Kualitatif Sumur BG-046

Korelasi Stratigrafi

Korelasi stratigrafi merupakan salah satu metode yang menggunakan lapisan penunjuk (*marker*) sebagai datum untuk melakukan korelasi. Penggunaan lapisan penunjuk sebagai datum korelasi bertujuan untuk memberikan gambaran stratigrafi pada daerah telitian di masa lampau. Datum yang digunakan pada penelitian ini adalah lapisan penunjuk atau *marker* berupa *maximum flooding surface* (MFS) yang bersifat global dan dapat ditemui di bagian atas pada seluruh sumur telitian.



Gambar 5. Lintasan Korelasi Stratigrafi



Gambar 6. Korelasi Stratigrafi

Analisis Lingkungan Pengendapan

Analisis fasies pada Lapangan “EZ” dilakukan dengan cara pengamatan terhadap pola log *gamma ray* (elektrofases). Log *gamma ray* digunakan karena dapat menggambarkan pola perubahan ukuran butir yang berhubungan dengan proses pengendapan di masa lampau. Pola log *gamma ray* atau elektrofases yang berada pada Lapangan “EZ” lalu dicocokkan dengan Pola log *Gamma Ray* (Kendall, 2003 modifikasi dari Emery, 1996).

Berdasarkan hasil analisis litofases yang telah dilakukan, Formasi Talangakar dapat dibagi menjadi 3 bagian. Talangakar A yang mengawali pengendapan Formasi Talangakar, tersusun oleh litofases batupasir menunjukkan pola elektrofases *funnel shaped* yang terjadi pada fase *highstand system tract* (HST). Kemudian di atasnya terbentuk Talangakar B yang disusun oleh batupasir yang menunjukkan pola elektrofases *cylindrical* yang terjadi pada fase *lowstand system tract* (LST). Lalu



terendapkan Talangakar C yang disusun oleh batupasir yang menunjukkan pola elektrofases *bell shaped* yang terjadi pada fase *Transgressive system tract* (TST).



Gambar 7. Korelasi fasies TL-BD (*kiri*); korelasi TG-BL (*kanan*)

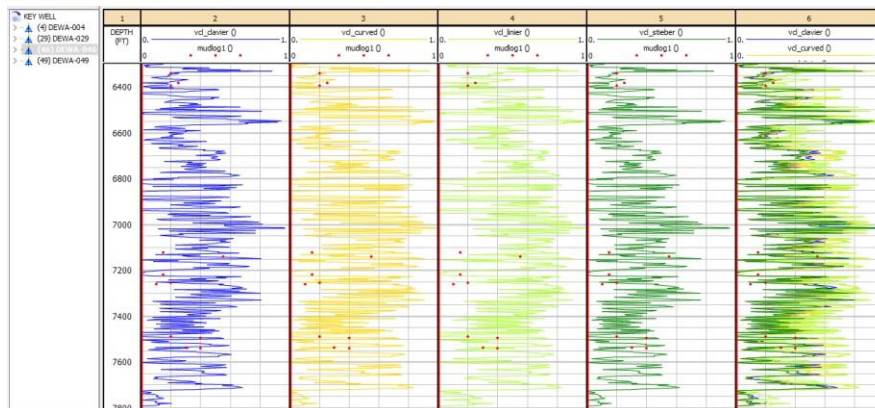
Pada daerah telitian diinterpretasi terbentuk pada lingkungan pengendapan Delta hasil dari interpretasi sebelumnya. Delta diartikan sebagai daratan berbentuk segitiga yang terletak di mulut sebuah sungai. Delta merupakan proses akumulasi sedimen dari darat terutama pada muara sungai. Berdasarkan tekstur dan karakteristik butiran, sampel batupasir berasal dari lingkungan pengendapan fluvial *dominated* delta dibawah kondisi energi yang tinggi dan dikontrol arus tidal.

Analisa Kuantitatif

Analisis kuantitatif merupakan analisis data log sumur dengan menggunakan perhitungan untuk memperoleh parameter-parameter petrofisika batuan dari masing-masing sumur. Parameter petrofisika yang didapatkan dari penelitian ini adalah volume serpih, porositas, permeabilitas, saturasi air.

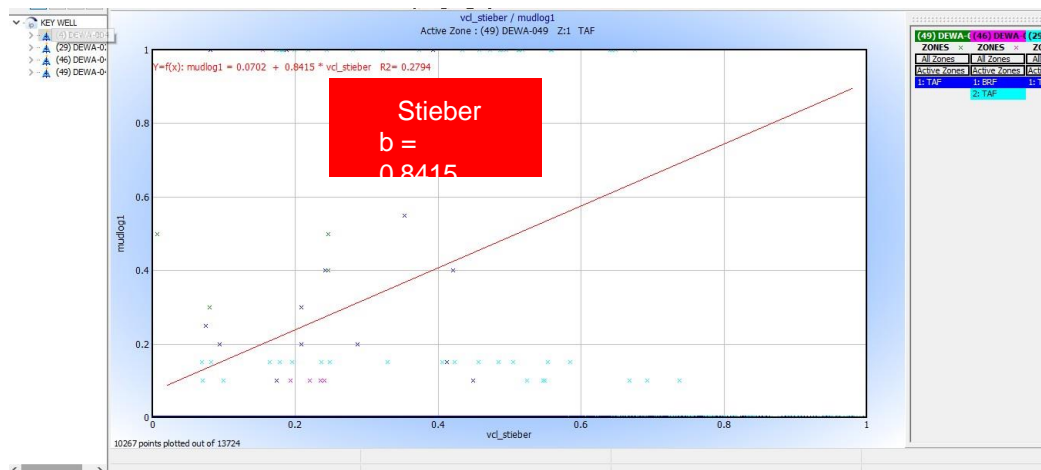
Volume Shale

Perhitungan *volume shale* bertujuan untuk mengetahui berapa banyak kandungan shale dalam batuan. *Volume shale* dapat mempengaruhi kualitas sebuah Reservoir karena *shale* memiliki sifat impermeable dan memiliki porositas yang kecil. Jika pada Reservoir memiliki kandungan *shale* yang banyak maka akan mengurangi kualitas dari Reservoir tersebut. Terdapat rumus yang dicoba untuk mengetahui tingkat kecocokan mudlog dengan volume shale yaitu rumus stieber, clavier, curved, linier.



Gambar 8. Perbandingan rumus Vcl vs Mudlog BG-046

Hasil dari perbandingan Vcl vs Mudlog yang paling mendekati ialah stieber, dapat dilakukan uji tes kecocokan menurut perhitungan dengan cara regresi yang mendukung perbandingan volume shale dengan mudlog.



Gambar 9. Crossplot vcl stieber vs mudlog

Hasil dari regresi menunjukkan rumus stieber yang paling tinggi angkanya dibanding rumus lainnya, hasil tersebut cocok dengan perbandingan vcl dengan mudlog. Volume shale dapat mempengaruhi nilai dari log lainnya karena dapat memisahkan shale dan non shale, maka dari itu penting dilakukan kecocokan rumus untuk penentuan volume shale berdasarkan mudlog dan regresi.

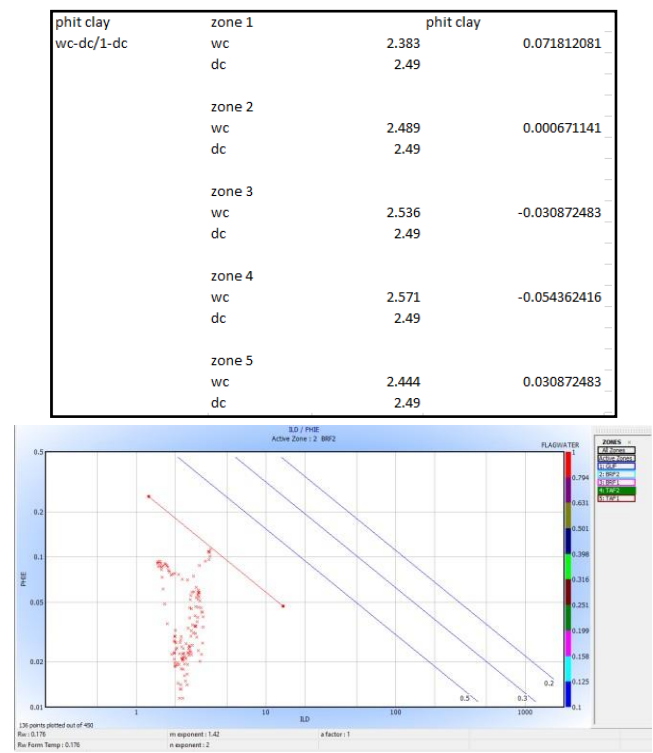


Tabel 3. Data porositas dan permeabilitas pada sumur BG-046

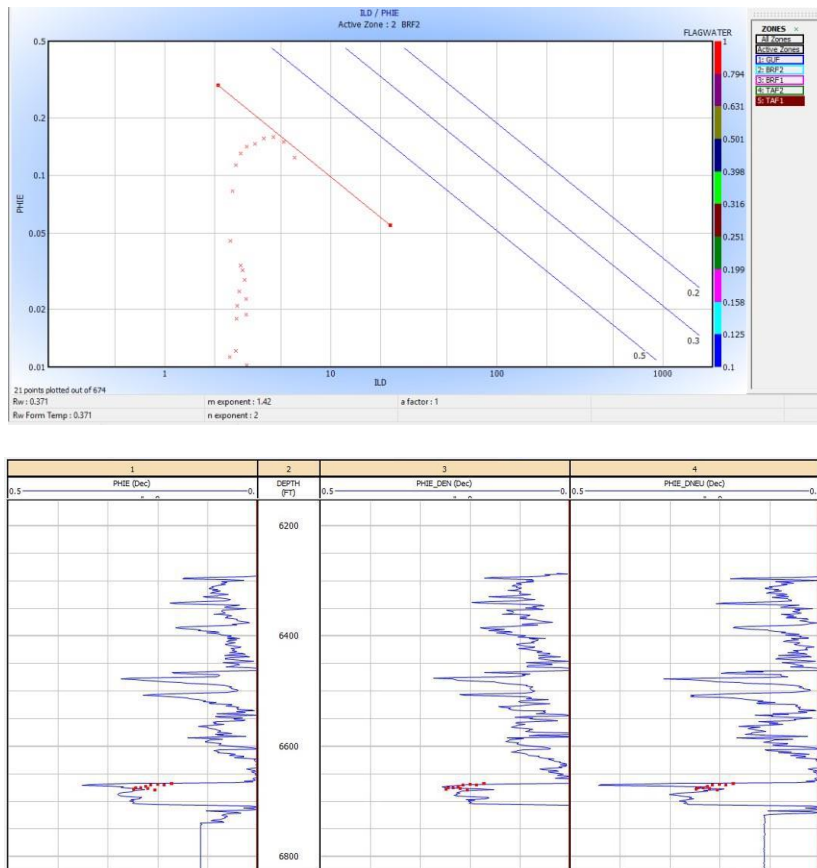
NO	DEPTH	PERMEABILITY (md)	POROSITY (%)	GRAIN DENSITY (gr/cc)
1	6660.25	0.072	17.13	2.635
2	6660.6	0.198	17.29	2.635
3	6661.45	0.484	20.1	2.631
4	6662.5	0.788	18.73	2.638
5	6663.15	0.84	21.43	2.63
6	6664.45	0.635	18.97	2.632
7	6665.3	1.101	22.45	2.633
8	6666.2	0.134	22.41	2.627
9	6667.1	1.155	23.28	2.63
10	6668	1.579	23.35	2.634
11	6668.65	2.299	24.31	2.634
12	6669.6	0.046	15.23	2.633
13	6670.1	0.529	22	2.63
14	6670.75	1.484	24.73	2.635
15	6672.5	0.403	20.52	2.635

Porositas

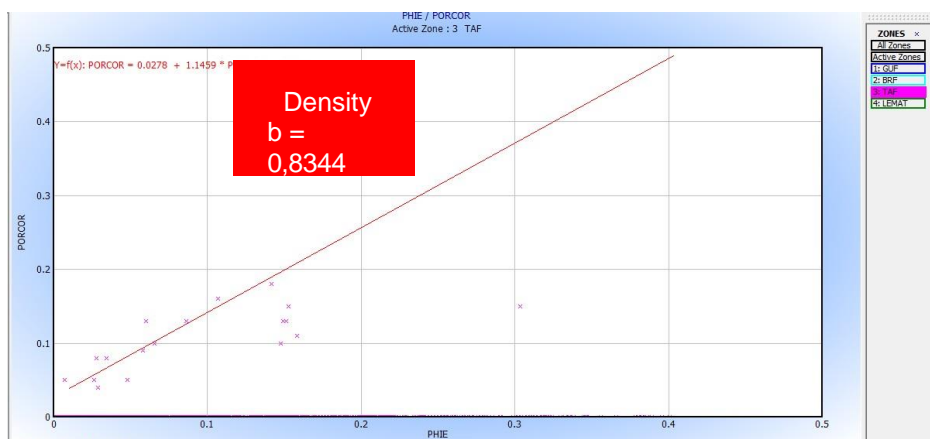
Porositas adalah perbandingan antara *volume* pori atau rongga dalam suatu batuan. Jenis porositas pada batuan dapat dibagi menjadi dua yaitu porositas total dan porositas efektif. Porositas total adalah fraksi atau persen *volume* pori-pori total terhadap *volume* batuan total. Porositas efektif adalah fraksi atau persen *volume* pori-pori yang saling berhubungan terhadap *volume* total batuan.



Gambar 10. Perhitungan porositas total (kiri); Crossplot ILD vs PHIE pada Zona Formasi Talangakar Atas (kanan)



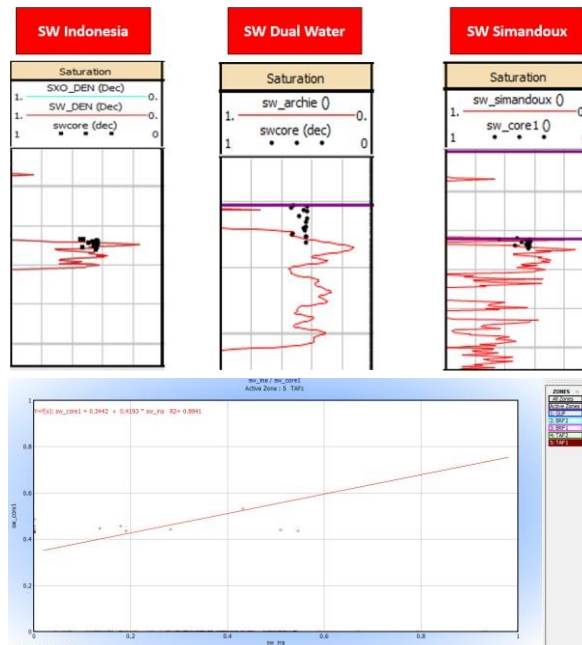
Gambar 11. Crossplot ILD vs PHIE pada Zona Formasi Talangakar bawah (kiri); Kalibrasi rumus porositas vs Porositas Core (kanan)



Gambar 12. Crossplot PHIE Density vs Porositas Core

Saturasi Air

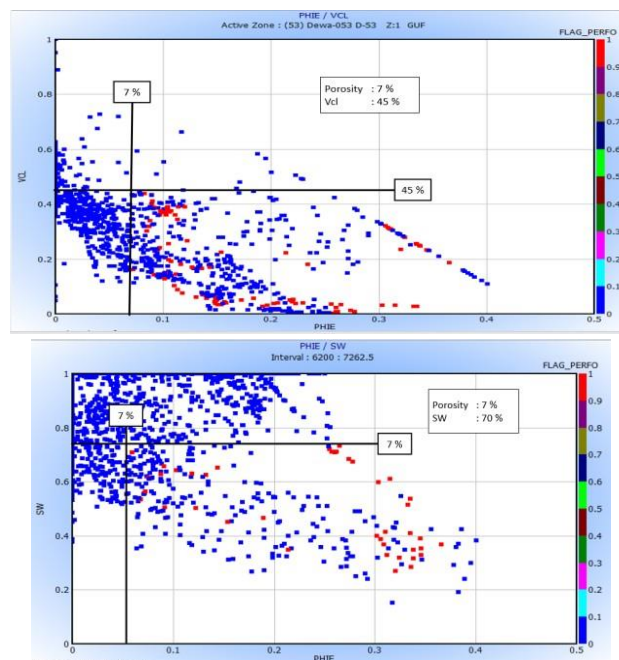
Saturasi air merupakan tingkat kejenuhan air dalam Formasi. Hal ini didasarkan asumsi Reservoir memiliki kandungan fluida berupa air dan hidrokarbon. Sehingga tingkat kejenuhan hidrokarbon dapat diketahui dari selisih antara tingkat kejenuhan air (Sw) dengan kandungan total fluida dalam batuan yang bernilai satu.



Gambar 13. Kalibrasi Rumus Saturasi air vs SW Core (kiri); Crossplot SW Indonesia vs SW Core (kanan)

Cutoff Reservoir

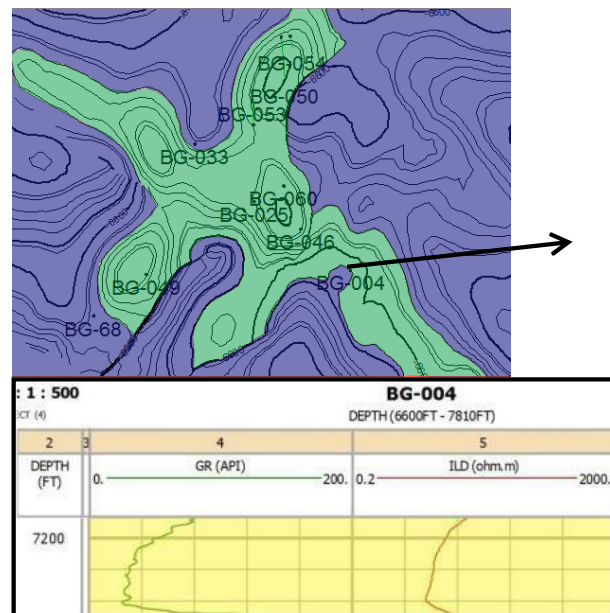
Cutoff adalah batas nilai dari parameter kualitas Reservoir untuk menjadi acuan dalam menemukan lapisan yang memiliki ketersediaan hidrokarbon. Nilai tersebut membantu dalam penentuan titik Reservoir karena memiliki nilai dari volume serpih, saturasi air, porositas, permeabilitas.



Gambar 14. Cutoff nilai porositas dan Vcl (kiri); Cutoff nilai porositas dan Sw (kanan)


Tabel 4. Hasil Analisis Petrofisika Reservoir X

sumur	lapisan	tebal (ft)	gross	net	cut off sw	sw	cut off vsh	vsh	cut off ϕ	ϕ	keterangan
BG-004	B	20	8.81	7.5	0.7	0.891	0.45	0.48	0.07	0.229	air
BG-025	B	22	8.44	6.5	0.7	0.375	0.45	0.084	0.07	0.177	minyak
BG-033	B	12	15.47	14.1	0.7	0.782	0.45	0.125	0.07	0.238	air
BG-046	B	38	34.48	32	0.7	0.54	0.45	0.243	0.07	0.267	minyak
BG-049	B	42	49.5	45.5	0.7	0.597	0.45	0.055	0.07	0.111	minyak
BG-050	B	31	9.1	6.82	0.7	0.662	0.45	0.135	0.07	0.157	minyak
BG-053	B	36	12.48	8.98	0.7	0.617	0.45	0.222	0.07	0.218	minyak
BG-054	B	20	6.9	5.5	0.7	0.632	0.45	0.122	0.07	0.274	minyak
BG-060	B	10	33.52	28.5	0.7	0.288	0.45	0.264	0.07	0.169	minyak
BG-068	B	27	41.65	41.5	0.7	0.825	0.45	0.047	0.07	0.182	air


Gambar 15. Model Oil Water Contact

Sayatan horizontal diatas merupakan batas kontak antara minyak dan air. Jenis hidrokarbon yang ada dilapangan BG adalah minyak. Batas kontak ini ditentukan berdasarkan nilai resistivitas yang rendah pada satu tubuh batupasir pada sumur BG-004 kedalaman 7220 feet dan didukung oleh data test yang menunjukkan pada kedalaman tersebut merupakan *water cutting*.

Terdapat zona prospek minyak pada bagian Timur Laut-Barat Daya dan Tenggara di Lapangan EZ, namun berdasarkan hasil analisis petrofisika yang sudah dicocokkan dengan data test hanya 7 sumur dari 10 sumur telitian yang menghasilkan minyak.

Tabel. Perhitungan Cadangan Minyak

Bulk Volume [*10 ⁶ acre. ft]	STOIP (<i>in oil</i>) [*10 ⁶ STB]
0.121	64.055 3



JTK
Jurnal Teknik Kebumian

Perhitungan Cadangan Minyak menggunakan metode volumetrik dengan rumus IOIP (*Initial*

$$IOIP = \frac{Vb \times \text{porositas} \times (1 - \text{Saturasi Air})}{Boi / \text{Volume Factor}} \times 7758 \text{ Bbl}$$

Oil In Place) :

$$IOIP = \frac{0,121 \times 0,196 \times (1 - 0,53)}{1,35} \times 7758 \text{ Bbl}$$

$$IOIP = 64.0553 \text{ STB}$$

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengolahan dan analisis data pada Reservoir X, Lapangan “EZ”, Formasi Talangakar, Cekungan Sumatera Selatan, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan hasil interpretasi kualitatif yang didukung oleh data mud log dan data inti batuan menunjukkan bahwa litologi penyusun Formasi Talangakar, Lapangan “EZ” terdiri dari batupasir kasar pada bagian bawah , serpih sedangkan pada bagian atas terdiri dari batupasir halus, serpih.
2. Dari hasil analisis elektrofasi dan asosiasi pengendapan, Formasi Talangakar bagian atas terendapkan pada sistem *deltaic*, sublingkungan *delta plain*, fasies *distributary channel* (istilah mengacu pada Allen dan Chambers,1998) dan pada bagian bawah terendapkan pada sistem *fluvial*.
3. Berdasarkan analisa yang telah dilakukan. Zona potensial Lapangan “EZ” memiliki nilai porositas antara 11%-27%, nilai kandungan serpih 5%-25%, nilai saturasi air 28%-66%. Zona yang memiliki nilai kandungan porositas diatas 7%, nilai kandungan serpih dibawah 45%, nilai saturasi air dibawah 70 % merupakan zona Reservoir. Dari hasil perhitungan cadangan, diperoleh cadangan minyak pada Reservoir X sebesar 64.0553 STB

PUSTAKA

- Allen, George.P., Chambers, John.L.C.1998.Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta.IPA Special Publication Indonesia
- De Coaster, G.L. 1974. *The Geology of the Central and South Sumatera Basins*. Proceeding IPA 3rd Annual Convention, Jakarta.
- Emery, D. Dan K.J.Myers. 1996. Sequence Stratigraphy. *BP Exploration. Stockley Park. Uxbridge*. London dalam Anggraeni, W. 2016. Geologi Dan Analisis Sekatan Sesar Area “Wnd”, Sub-Cekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan. *Skripsi UPN “Veteran” Yogyakarta: Yogyakarta*
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi 8, Schlumberger Oilfield Service, Jakarta, Indonesia.
- Kendall, C., 2003, *Stratigraphy and Sedimentary Basins*, The University of Carolina, Department of Geological Sciences.
- Koesoemadinata, R.P., 1980, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Edisi Kedua, Jilid 1 dan 2, ITB, Bandung, Indonesia
- Pulonggono, A.,dkk., 1992, *Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatra basin; a Study of SAR-Maps*, Indonesian Petroleum Association, Indonesia
- Schlumberger, 1972, Log Interpretation ,Volume I-Principles, Schum,berger Limited, New York , USA
- Schlumberger, 1986, Log Interpretation Charts, Schlumberger Well Service, Jakarta