

PENGUNGKAPAN KARAKTERISTIK RESERVOIR DAN PENENTUAN JENIS FLUIDA HIDROKARBON MELALUI INTEGRASI DATA PETROFISIKA DAN ANALISIS GAS KROMATOGRAFI PADA SEBAGIAN FORMASI AIR BENAKAT CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Mochamad Yassin Yusuf^{*1}, Tri Iswachyono², Yuyun Yuniardi¹, Febriwan Mohammad¹
¹Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung
²Medco E&P Indonesia

*Korespondensi : mochamad19009@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Formasi Air Benakat memiliki karakteristik akan kandungan serpih yang tinggi dengan porositas tinggi namun permeabilitas yang rendah. Penelitian ini dilakukan pada sebagian Formasi Air Benakat meliputi analisis kandungan serpih (Vshale), analisis porositas efektif (PHIE), saturasi atau kejenuhan air (Sw), dan permeabilitas. Batas penelitian dibatasi oleh lapisan batubara pada bagian *top* dan *bottom* interval penelitian. Nilai kandungan serpih yang terkandung dengan menggunakan metode *Larionov Tertiary Rock* mengungkapkan bahwa setiap sumur memiliki rentang nilai rata-rata kandungan serpih bervariasi mulai dari 17% hingga 32%. Penentuan porositas dengan menggunakan metode densitas-neutron mengungkapkan bahwa setiap sumur memiliki nilai rata-rata porositas efektif sebesar 16% hingga 22%. Nilai rata-rata permeabilitas setiap sumur bervariasi mulai dari 16 hingga 99 milidarcy. Saturasi air yang tinggi pada sumur penelitian berkisar dari 72% hingga 91% diinterpretasikan dapat terjadi dikarenakan fluida hidrokarbon yang terkandung pada reservoir penelitian setelah dilakukan analisis gas kromatografi adalah *very wet gas / condensate gas*. Penentuan nilai penggal yang didasari pada persebaran data mengungkapkan bahwa sumur YN-12 merupakan sumur yang memiliki prospek cadangan hidrokarbon tertinggi dengan ketebalan reservoir hidrokarbon sebesar 52 feet.

Kata Kunci: Analisis Petrofisika, Formasi Air Benakat, Karakteristik Reservoir, Penentuan Fluida Hidrokarbon, Cekungan Sumatera Selatan.

ABSTRACT

The Air Benakat Formation is characterized by high shale content with high porosity but low permeability. This research was carried out on part of the Air Benakat Formation including shale content analysis (Vshale), effective porosity analysis (PHIE), water saturation (Sw), and permeability. The research boundary is limited by coal layers at the top and bottom of the research interval. The shale content values contained using the Larionov Tertiary Rock method reveal that each well has a range of average shale content values varying from 17% to 32%. Porosity determination using the neutron-density method revealed that each well had an average effective porosity value of 16% to 22%. The average permeability value for each well varies from 16 to 99 millidarcy. High water saturation in research wells ranging from 72% to 91% is interpreted to occur because the hydrocarbon fluid contained in the research reservoir after gas chromatography analysis is very wet gas / condensate gas. Determining the cut-off value based on data distribution reveals that the YN-12 well is the well that has the highest prospect of hydrocarbon reserves with a hydrocarbon reservoir thickness of 52 feet.

Keywords: Petrophysical Analysis, Air Benakat Formation, Reservoir Characteristics, Determination of Hydrocarbon Fluids, South Sumatra Basin.

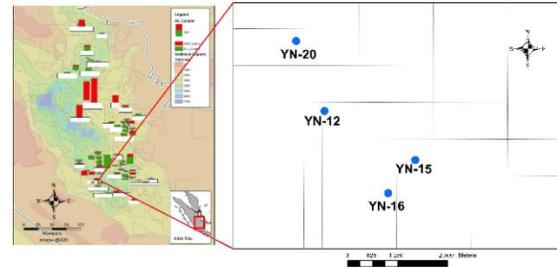
PENDAHULUAN

Indonesia memiliki jumlah cekungan minyak dan gas sebanyak 128 yang mana 20 diantaranya telah berproduksi, 27 telah ditemukan, 13 belum ditemukan dan 68 diantaranya belum dilakukan pengeboran (Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021). Salah satu cekungan yang aktif dalam memproduksi hidrokarbon adalah Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan memiliki cadangan minyak yang diestimasikan sebesar 3 BBO dan cadangan gas sebesar 22 TCF (David Ginger dan Kevin Fielding, 2005).

Studi mengenai karakteristik reservoir merupakan salah satu parameter penting dalam kegiatan eksplorasi serta produksi hidrokarbon. Karakteristik sebuah reservoir dapat diidentifikasi dengan melakukan analisis petrofisika dari log sumur. Menurut Asquith (2005), log dapat membantu menentukan karakteristik batuan seperti litologi, porositas, dan permeabilitas. Penentuan karakteristik reservoir tak luput juga meliputi karakteristik fluida yang terkandung. Penentuan karakteristik fluida dapat dilakukan oleh beberapa teknik perbandingan, namun perbandingan gas kromatografi merupakan cara yang umum yang dapat dianalisis secara langsung yaitu meliputi *balance ratio* dan *wetness ratio* (Haworth et al., 1984).

Penelitian ini ditujukan untuk menentukan karakteristik reservoir serta fluida yang terkandung didalamnya dengan menggunakan integrasi data petrofisika dan gas kromatografi. Penelitian ini dilakukan pada Lapangan “YN” (**Gambar 1.**), Sebagian Formasi Air Benakat, Cekungan Sumatera Selatan dengan menggunakan 4 data sumur yang memiliki data log gamma ray, log densitas-neutron, log resistivitas, dan gas kromatografi. Peta dasar juga disandingkan dengan peta hidrokarbon

cekungan sumatera selatan oleh Napitupulu (2021).



Gambar 1. Peta Lapangan Penelitian (Napitupulu, 2021) Disandingkan dengan Peta Dasar.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) berumur tersier dengan orientasi yaitu barat laut-tenggara (Blake, 1989). Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda pada bagian timur laut, dibatasi oleh Tinggian Lampung pada bagian tenggara, Pegunungan Dua Belas dan Tiga Puluh dibagian barat laut, dan dibatasi oleh Bukit Barisan pada bagian barat dayanya (Bishop, 2001).

Tektonika

Menurut David Ginger dan Kevin Fielding (2005), sejarah struktural Cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi 3 megasekuens tektonik.

I. *Syn-Rift Megasequence*

Fase ini terjadi akibat dari subduksi sepanjang Palung Sumatera Barat. Pada fase ini juga terjadi sebuah ekstensional dengan skala yang besar pada kerak benua di wilayah Sumatera Selatan pada zaman Eosen hingga Oligosen Awal. Ekstensional ini mengakibatkan keterbentukan banyak *half-graben*.

II. *Post-Rift Megasequence*

Fase ini terjadi pada sekitar 29 juta tahun yang lalu ketika proses pemekaran

fluida hidrokarbon dengan menggunakan gas kromatografi. Penelitian terdiri atas 4 sumur yaitu YN-12, YN-15, YN-16, dan YN-20 yang tersebar pada bagian barat laut dan pada bagian tengah. Data yang digunakan adalah data log gamma ray, data log densitas-neutron, data log caliper, data log resistivitas, dan data gas kromatografi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian terdiri atas 4 sumur yang masing-masing sumur pada bagian *top* dan *bottom* nya dibatasi oleh litostratigrafi berupa lapisan batubara tebal pada bagian *top* dan batubara relatif tipis pada bagian *bottom*. Lapisan yang mengandung lapisan batubara tidak dihitung parameter petrofisika karena akan dibatasi oleh *coal logic* yang memisahkan lapisan batubara dan yang bukan.

Petrofisika

1. Kandungan Serpilh

Parameter yang pertama kali dilakukan analisis adalah kandungan serpih atau V_{shale} . Perhitungan kandungan serpih pada penelitian ini menggunakan metode *Larionov Tertiary Rock*, dikarenakan umur formasi penelitian yaitu tersier serta litologi yang umumnya adalah *shaly sand*. Adapun persamaan dari metode *Larionov Tertiary Rock* sebagai berikut:

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

$$V_{shale} = 0.083(2^{(3.7 IGR)} - 1)$$

Setelah dilakukan perhitungan terhadap kandungan serpih atau V_{shale} , didapati bahwa sumur yang memiliki kandungan serpih terbesar dimiliki oleh sumur YN-16 dengan kandungan serpih sebesar 32%. Kandungan serpih terkecil terdapat pada sumur YN-20 dengan nilai kandungan serpih sebesar 17%. Sedangkan untuk sumur YN-15

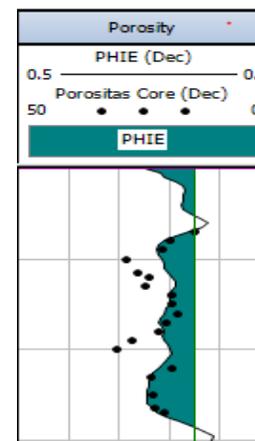
memiliki nilai kandungan serpih sebesar 31% dan sumur YN-12 memiliki kandungan serpih sebesar 22% (**Tabel 1.**)

Tabel 1. Parameter Kandungan Serpih dan Rata-Rata Nilai Kandungan Serpih

Sumur	GR Min	GR Max	Average V_{shale}
YN-16	37	114	32%
YN-15	29	99	31%
YN-20	52	129	17%
YN-12	34	91	22%

2. Porositas (ϕ)

Parameter porositas yang digunakan pada penelitian ini adalah porositas efektif atau (PHIE). Metode perhitungan porositas yang digunakan pada penelitian ini adalah metode densitas-neutron. Penentuan metode densitas-neutron didasarkan pada hasil dari uji laboratorium terhadap porositas yang terdapat pada sumur YN-16 yang kemudian dibandingkan dengan hasil perhitungan porositas dengan menggunakan metode densitas-neutron (**Gambar 3.**)



Gambar 3. Perbandingan Porositas Hasil Perhitungan dengan Hasil Uji Laboratorium.

Adapun persamaan dari metode ini sebagai berikut:

$$\Phi_{DN} = \sqrt{\frac{\Phi_{Density}^2 + \Phi_{Neutron}^2}{2}} \times (1 - V_{shale})$$

Setelah dilakukan perhitungan porositas efektif pada semua sumur didapati bahwa sumur yang memiliki nilai porositas efektif terbesar terdapat pada sumur YN-12 dengan nilai PHIE sebesar 22% dan sumur yang memiliki nilai porositas efektif terkecil terdapat pada sumur YN-16 dengan nilai PHIE sebesar 16%. Sedangkan untuk sumur YN-20 memiliki nilai PHIE sebesar 18% dan sumur YN-15 memiliki nilai PHIE sebesar 18% (Tabel 2.).

Tabel 2. Nilai Rata-Rata PHIE Tiap Sumur dan Klasifikasi Porositas Oleh Koesomadinata (1978)

Sumur	Average PHIE	Klasifikasi (Koesomadinata, 1978)
YN-16	16%	Baik
YN-15	18%	Baik
YN-20	18%	Baik
YN-12	22%	Sangat Baik

Mengacu terhadap klasifikasi porositas oleh Koesomadinata (1978), sumur YN-12 memiliki nilai porositas yang tergolong sangat baik. Sedangkan untuk sumur YN-15, YN-16, dan YN-20 memiliki nilai porositas yang tergolong sebagai porositas dengan kualitas yang baik.

3. Saturasi Air (Sw)

Saturasi air atau Sw pada karakteristik reservoir adalah kejenuhan air yang terdapat pada porositas batuan. Saturasi air pada penelitian ini menggunakan metode *modified simandoux*. Penentuan metode ini didasarkan pada salinitas daerah penelitian yang terdapat pada air payau dan juga litologi daerah penelitian yang tersusun atas serpih dan juga batupasir. Adapun persamaan dari metode *modified simandoux* sebagai berikut:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F(1 - V_{sh})R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w$$

Penentuan nilai a (archie factor), m (cementation factor), dan n (saturation exponent) didapatkan dari hasil batuan inti. Nilai R_w didapatkan dari hasil plotting pada schulmberger chart (Gambar xx) dan untuk nilai salinitas air didapatkan dari hasil partial water analysis dengan nilai salinitas yaitu 6900 ppm.

Sumur yang memiliki nilai saturasi air terbesar adalah sumur YN-20 dengan nilai saturasi air sebesar 91%. Sedangkan untuk sumur yang memiliki nilai saturasi air terendah dimiliki oleh sumur YN-12 dengan nilai saturasi air sebesar 72%. Sumur YN-15 dan YN-16 masing-masing memiliki nilai saturasi air atau Sw sebesar 90% (Tabel 3.).

Tabel 3. Nilai Rata-Rata Saturasi Air Tiap Sumur

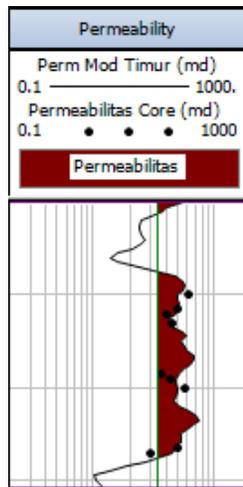
Sumur	Average Sw
YN-16	90%
YN-15	90%
YN-20	91%
YN-12	72%

Arti dari nilai saturasi tersebut adalah bahwa fluida yang terdapat pada porositas pada sumur YN-20 adalah 90% air dan sisanya dapat di interpretasikan sebagai hidrokarbon. Begitu juga dengan sumur YN-12 yang memiliki tingkat kejenuhan air pada porositas batuanya sebesar 72%.

4. Permeabilitas

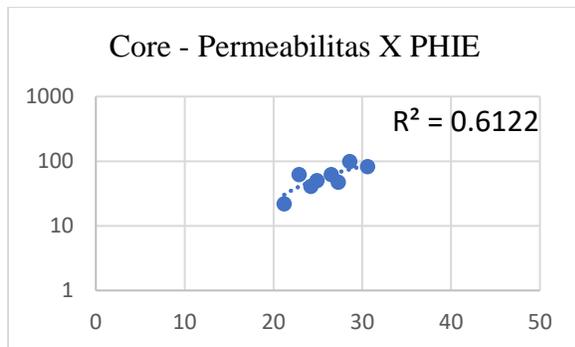
Permeabilitas ada kemampuan fluida dalam melewati rongga pada batuan. Parameter permeabilitas pada penelitian ini menggunakan metode *modified timur*. Penentuan metode permeabilitas didasarkan atas hasil percobaan dari banyak metode permeabilitas terhadap nilai permeabilitas hasil uji laboratorium berupa *special core analysis*. Hasil perhitungan permeabilitas

yang dibandingkan terhadap nilai permeabilitas hasil uji laboratorium dapat dilihat pada (**Gambar 4.**).



Gambar 4. Perbandingan Permeabilitas Hasil Perhitungan dengan Hasil Uji Laboratorium

Untuk melihat hubungan antara porositas dan permeabilitas, dilakukan plotting antara permeabilitas core dan juga porositas core (Gambar xx). Nilai regresi sebesar 61% meunjukkan bahwa parameter permeabilitas sangat terpengaruh oleh faktor porositas.



Gambar 5. Nilai Regresi Permeabilitas Terhadap Porositas

Adapun persamaan dari *modified timur* sebagai berikut:

$$K = 8848.1 \frac{\Phi^{4.4}}{Swirr^{2.432}}$$

Setelah dilakukan perhitungan permeabilitas pada keseluruhan sumur didapati hasil bahwa sumur yang memiliki nilai permeabilitas tertinggi terdapat pada sumur YN-12 dengan nilai permeabilitas sebesar 99 mDarcy. Sedangkan sumur yang memiliki nilai permeabilitas terendah didapati pada sumur YN-16 dengan nilai permeabilitas sebesar 16 mDarcy. Dua sumur lainnya yaitu sumur YN-15 dan YN-20 masing-masing memiliki nilai permeabilitas sebesar 23 mDarcy dan 20 mDarcy. (**Tabel 4.**).

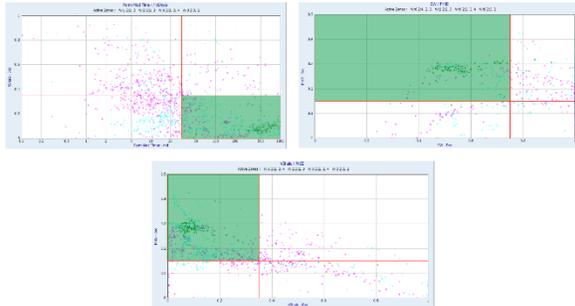
Tabel 4. Nilai Rata-Rata Permeabilitas Tiap Sumur.

Sumur	Average Perm (mildarcy)
YN-16	16
YN-15	23
YN-20	20
YN-12	99

5. Nilai Penggal

Nilai penggal atau *cut-off* adalah sebuah ketetapan apakah sebuah lapisan termasuk kedalam reservoir atau bukan. Terdapat dua nilai penggal, yaitu nilai penggal reservoir dan nilai penggal *pay*. Nilai penggal reservoir menggunakan tiga parameter petrofisika, yaitu kandungan serpih (*Vshale*), porositas (*PHIE*), dan juga permeabilitas. Sedangkan untuk lapisan yang telah lolos dari nilai penggal reservoir akan disaring kembali dengan nilai penggal *pay* berupa saturasi air (*Sw*). Perbedaan dari nilai penggal reservoir dan nilai penggal *pay* adalah bahwa nilai penggal reservoir akan menentukan suatu lapisan itu memiliki karakteristik yang cocok sebagai reservoir atau tidak, sedangkan nilai penggal *pay* digunakan untuk mengetahui apakah sebuah reservoir mengandung hidrokarbon atau tidak.

Penentuan nilai penggal didasari pada persebaran data menggunakan *crossplot* (**Gambar 6.**) Nilai penggal yang didapati untuk masing-masing parameter petrofisika adalah kandungan serpih (Vshale) sebesar 35%, PHIE sebesar 15%, Saturasi air 75%, dan permeabilitas sebesar 30 mDarcy.



Gambar 6. Penentuan Nilai Penggal Dengan Metode Cross-plot.

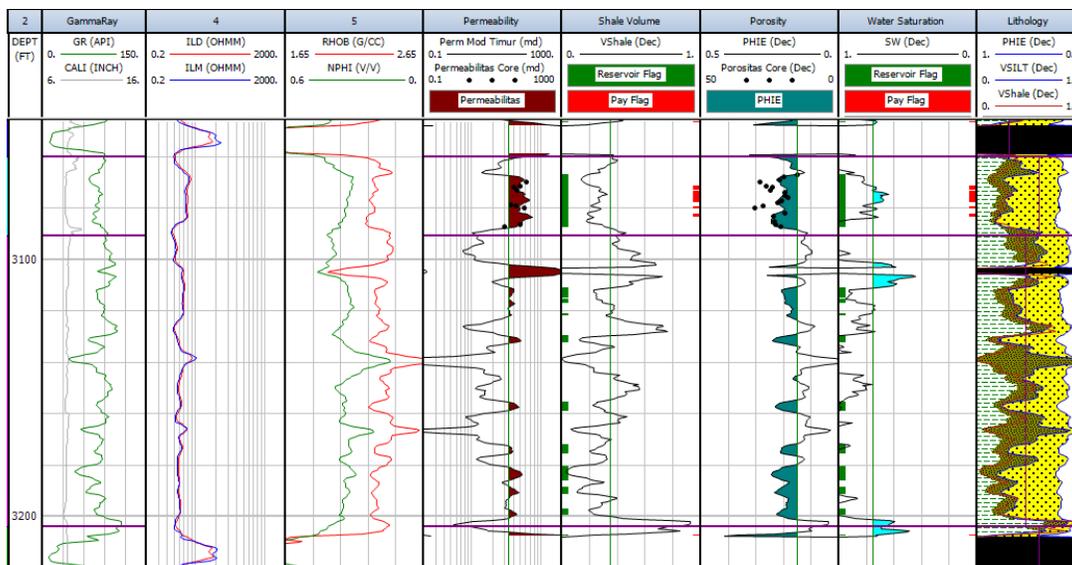
6. Lumping

Lumping merupakan analisis yang digunakan untuk mengetahui *net pay* atau ketebalan bersih dari sebuah lapisan reservoir yang mengandung hidrokarbon. Nilai lumping atau pembungkalan terbagi atas 3 kategori utama yaitu *gross* (ketebalan

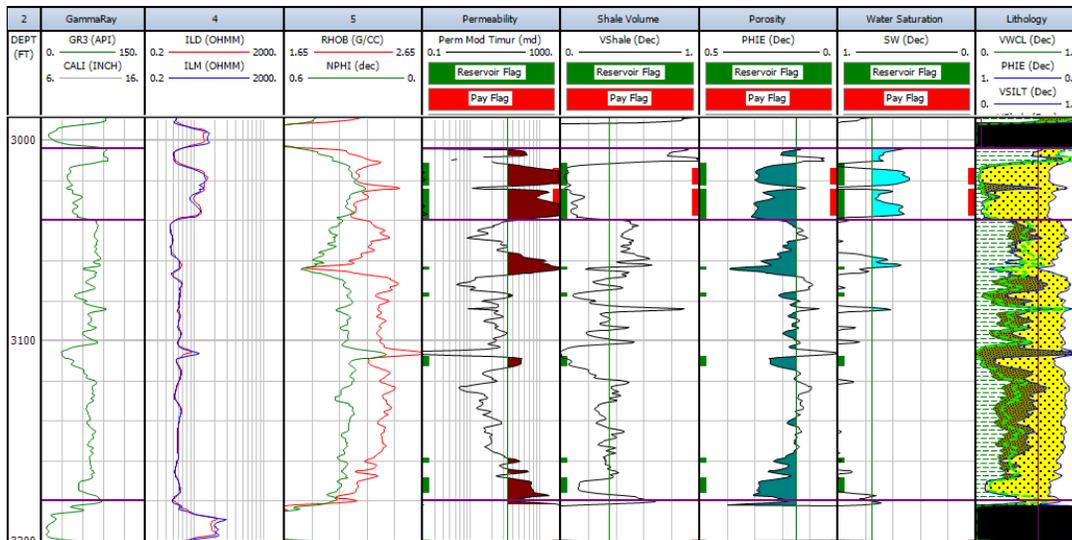
keseluruhan lapisan), *net* (ketebalan reservoir), dan *pay* (ketebalan reservoir yang mengandung hidrokarbon). Setelah dilakukan analisis lumping, didapati bahwa sumur yang memiliki nilai *pay* terbesar dimiliki oleh sumur YN-12 dengan ketebalan *pay* sebesar 52 feet dengan rasio *pay to gross* sebesar 35%. Hasil analisis lumping dapat dilihat pada (**Tabel 5.**) dan hasil analisis petrofisika sumur YN-16, YN-15, YN-12, dan YN-20 masing-masing dapat dilihat pada (**Gambar 7.**), (**Gambar 8.**), (**Gambar 9.**), dan (**Gambar 10.**).

Tabel 5. Nilai Pembungkalan Setiap Sumur

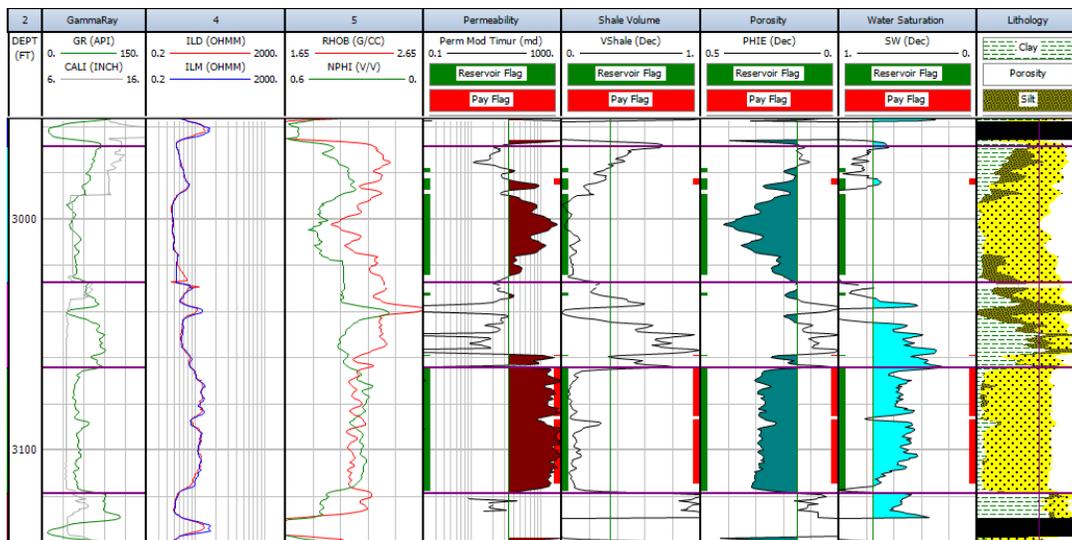
Lumping					
Gross Summary					
Sumur	Av Vshale	Av PHIE	Av Sw	Av Perm (md)	
YN-12	22%	22%	72%	99	
YN-15	31%	18%	90%	23	
YN-16	32%	16%	90%	16	
YN-20	17%	18%	91%	20	
Sumur	Gross Thickness (feet)	Reservoir		Pay	
		Net (feet)	Net/Gross	Pay (feet)	Pay/Gross
YN-12	150.5	97	64%	52	35%
YN-15	176	45.5	26%	21	12%
YN-16	144	47	33%	7.5	5%
YN-20	116	29.5	25%	6.5	6%



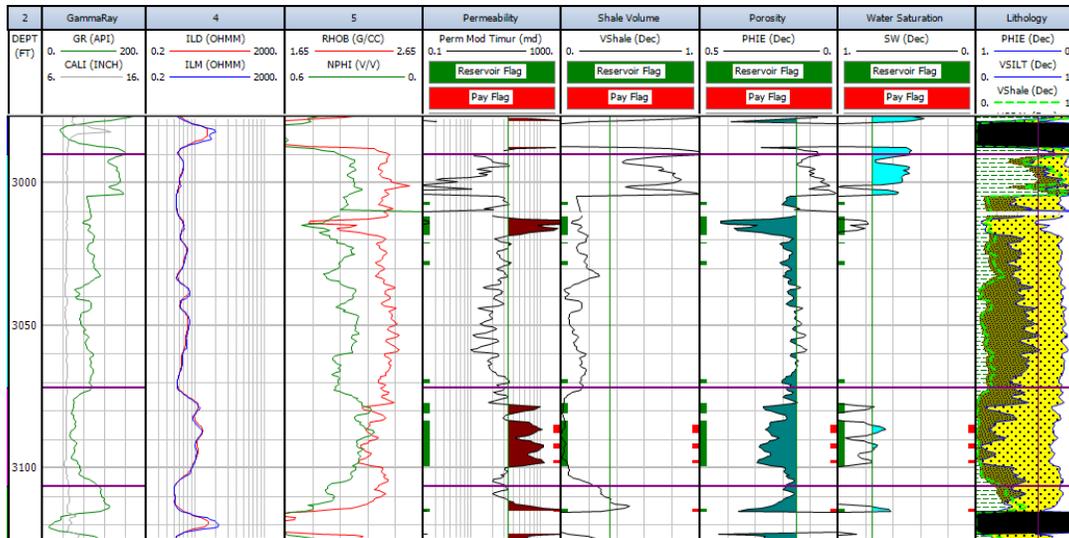
Gambar 7. Hasil Analisis Petrofisika Pada Sumur YN-16



Gambar 8. Hasil Analisis Petrofisika Pada Sumur YN-15



Gambar 9. Hasil Analisis Petrofisika Pada Sumur YN-12



Gambar 10. Hasil Analisis Petrofisika Pada Sumur YN-20

Fluida Hidrokarbon

Penentuan fluida hidrokarbon pada penelitian ini ditentukan dengan menggunakan analisis gas kromatografi. Gas kromatografi merupakan hasil pembacaan gas ketika pengebran dilakukan dan akan menampilkan hasil dari masing-masing komponen hidrokarbon (C1-C5) yang terkandung dalam formasi. Salah satu cara untuk mengetahui fluida hidrokarbon yang terdapat dalam formasi adalah dengan menggunakan metode *balance ratio* dan *wetness ratio* dimana dibutuhkan data gas dari gas kromatografi. Adapun persamaan dari metode *wetness ratio* dan *balance ratio* sebagai berikut:

$$Wetness\ Ratio = \frac{(C2 + C3 + C4 + C5)}{(C1 + C2 + C3 + C4 + C5)} \times 100$$

$$Balance\ Ratio = \frac{(C1 + C2)}{(C3 + C4 + C5)}$$

Setelah melakukan analisis gas kromatografi untuk menentukan fluida hidrokarbon menggunakan metode *wetness ratio* dan *balance ratio* selanjutnya adalah mengklasifikasikan nilai tersebut berdasarkan klasifikasi (Hawker, 1999). Didapati hasil bahwa keseluruhan sumur pada zona *pay*

berdasarkan hasil analisis petrofisika mengandung hidrokarbon gas berupa *wet gas/condensate gas*. Hasil analisa fluida hidrokarbon berupa *very wet gas/condensate gas* diinterpretasikan mempengaruhi nilai saturasi air yang relatif tinggi pada daerah penelitian. Hasil analisis gas kromatografi dapat dilihat pada salah satu sumur yaitu YN-12 pada (Tabel 6.).

Tabel 6. Hasil Analisis Fluida Hidrokarbon Pada Sumur YN-12

Depth	Gas	Wh	Description	Bh	Description
		$\frac{(\sum C_{2-5})}{(\sum C_{1-5})} * 100$		$\frac{(C1+C2)}{(C3+C4+C5)}$	
2980	95	4.55458808	gas	---	---
2990	44	1.12359551	gas	---	---
3000	47	0	non productive	---	---
3010	80	0	non productive	---	---
3020	40	0	non productive	---	---
3030	60	0	non productive	---	---
3040	37	0	non productive	---	---
3050	98	0	non productive	---	---
3060	50	0	non productive	---	---
3070	50	14.8148148	gas	12.5	very wet gas/condensate gas
3080	145	14.8211244	gas	12.494253	very wet gas/condensate gas
3090	120	13.4066399	gas	15.085034	productive_gas
3100	177	14.8148148	gas	12.5	very wet gas/condensate gas
3110	90	14.3448276	gas	13.5	very wet gas/condensate gas

Berdasarkan hasil analisis petrofisika sumur YN-12 memiliki zona prospek hidrokarbon dari 3064.5 feet hingga 3119 feet, hasil ini berbanding lurus dengan hasil analisis fluida hidrokarbon dimana pada

kedalaman yang sama terdapat hidrokarbon berupa *gas/wet gas/condensate gas*.

SIMPULAN

Berdasarkan hasil dari analisis serta pengolahan data yang telah dilakukan pada penelitian ini, didapatkan simpulan sebagai berikut:

1. Daerah penelitian yang terdapat pada Formasi Air Benakat tersusun atas litologi berupa serpih, batupasir, dan batubara.
2. Karakteristik reservoir tersusun atas litologi *shaly sand* dengan nilai rata-rata kandungan serpih yang tinggi yaitu 32% pada sumur YN-16, 31% pada sumur YN-15, 22% pada sumur YN-12, dan 17% pada sumur YN-20. Porositas efektif pada sumur penelitian memiliki nilai rata-rata yaitu 16% pada sumur YN-16, 18% pada sumur YN-15 dan YN-20, dan 22% pada sumur YN-12. Nilai rata-rata permeabilitas pada sumur penelitian yaitu 16 milidarcy pada sumur YN-16, 23 milidarcy pada sumur YN-15, 20 milidarcy pada sumur YN-20, dan 99 milidarcy pada sumur YN-12. Nilai saturasi air pada daerah penelitian yaitu 90% pada sumur YN-16 dan sumur YN-15, 91% pada sumur YN-20, dan 72% pada sumur YN-12.
3. Zona prospek hidrokarbon terdapat pada keseluruhan sumur dengan interval sumur yang berbeda-beda. Pada sumur YN-12 zona prospek terdapat pada interval 3064.5 *feet* hingga 3119 *feet*. Pada sumur YN-20 zona prospek hidrokarbon terdapat pada interval 3078.5 *feet* hingga 3097 *feet*. Pada sumur YN-15 zona prospek hidrokarbon berada pada interval 3014.5 *feet* hingga 3037 *feet*. Pada sumur YN-16 zona prospek hidrokarbon terdapat pada interval 3071 *feet* hingga 3083 *feet*.

4. Fluida hidrokarbon yang terkandung pada reservoir masing-masing sumur berdasarkan analisis gas kromatografi menggunakan metode *wetness* dan *balance ratio* adalah gas dengan gas berupa *wet gas/condensate gas*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih sebesar-besarnya penulis ucapkan kepada Medco E&P Indonesia yang telah memberikan kesempatan dan data kepada penulis sehingga penulis dapat melakukan penelitian terkait karakteristik reservoir dan mempublikasikan hasil penelitian ini dalam bentuk artikel ilmiah. Penulis juga ingin mengucapkan terima kasih banyak kepada Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran atas segala dukungan dan bimbingan dalam proses penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). Basic well log analysis. In Basic well log analysis. <https://doi.org/10.1306/mth16823>
- Balan, B., Mohaghegh, S., & Ameri, S. (1995). State-of-the-art in permeability determination from well log data: Part 1 - a comparative study, model development. *Proceedings - SPE Eastern Regional Conference and Exhibition*, 2(3), 33–42. <https://doi.org/10.2118/30978-ms>
- Bay, M. El. (2020). Application of Gas Ratio Analysis in Reservoir Evaluation – Case Study in Belayim Land Field, Gulf of Suez, Egypt. 6(1), 16–25.
- 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.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatera Basins. IPA 05-G-039. *Proceeding Indonesian Petroleum Association.*, August, 67–89.
- Harsono, A. (1997). Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log. *Schlumberger Oilfield Services*, 8,17,26, 27,43,83,120,135.
- Haworth, J.H., Sellens, M.P. and Whitaker, A. (1985) Interpretation of Hydrocarbon Shows using light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mudlog Data. *Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, v.69, no.8, pp. 95-105.
- Hawker, D.P. (1999) Direct Gas in Mud Measurement at the Wellsite. *Petroleum Engineers' International*, p.72.
- Napitupulu, V., Jannah, M., Silaen, M., & Darman, H. (2021). Hydrocarbon Columns of Oil and Gas Fields in the South Sumatra Basin. *Berita Sedimentologi*, 46(1), 51–60. 6.1.60
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs*. In Rider-French Consulting Ltd (p. 290).