



Analisis Karakteristik Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Gas Bumi pada Prospek Reservoir Formasi Meliat, Lapangan ARB Job Pertamina-Medco E&P Simenggaris

Rais Brian Abdurrahman¹, Reddy Setyawan^{1*}, Rinal Khaidar Ali¹

¹Departemen Teknik Geologi, Universitas Diponegoro

Abstrak

Lokasi penelitian berada di Lapangan ARB, Cekungan Tarakan Pulau Kalimantan yang memiliki 4 sumur eksplorasi dan produksi. Cekungan Tarakan termasuk lingkungan pengendapan berasal dari *delta plain*. Target reservoir berada pada Formasi Meliat yang memiliki prospek hidrokarbon sehingga menarik mengevaluasi karakteristik reservoir. Tujuan penelitian ini mengidentifikasi zona prospek hidrokarbon pada Formasi Meliat menggunakan metode analisis kualitatif dan kuantitatif, serta mengetahui estimasi jumlah cadangan gas menggunakan metode volumetrik. Berdasarkan analisis elektrofases dan data *core* Formasi Meliat terbentuk pada *distributary channel* bagian dari *delta plain*. Berdasarkan analisis kualitatif dapat diketahui bahwa litologi daerah penelitian adalah batupasir dolomit, serpih, batubara, dan diidentifikasi terdapat 21 reservoir dengan jenis fluida berupa air dan gas pada lokasi penelitian. Berdasarkan analisis kuantitatif diketahui nilai *cut-off* yang digunakan meliputi $PHIE > 0,084$ V/V, $Sw < 0,7$ V/V dan $Vsh < 0,412$ V/V, sehingga berdasarkan nilai tersebut dapat diidentifikasi 3 prospek reservoir hidrokarbon pada lokasi penelitian. Berdasarkan analisis perhitungan volumetrik didapatkan reservoir RBA-12 menghasilkan cadangan gas sebesar 12,7 MMSCF/d, reservoir RBA-34 menghasilkan cadangan gas sebesar 4,58 MMSCF/d, reservoir RBA-24 menghasilkan cadangan gas sebesar 5,3 MMSCF/d. Cadangan gas paling besar terdapat pada reservoir RBA-12 dikarenakan karakteristik reservoir dan lingkungan pengendapan pada reservoir tersebut mendukung untuk terakumulasinya gas secara maksimal.

Kata Kunci: analisis kualitatif, analisis kuantitatif, analisis volumetrik, Formasi Meliat, Cekungan Tarakan

Abstract

The research location is in the ARB Field, Tarakan Basin, Kalimantan Island. It has 4 exploration and production wells. The Tarakan Basin is a depositional environment included in delta plain. The reservoir target is in the Meliat Formation which has hydrocarbon prospects, this research interest focus is to evaluate the reservoir characteristics. The objective of this research is to identify the hydrocarbon prospect zone in the Meliat Formation using qualitative and quantitative analysis methods, and determine the estimated amount of gas reserves using the volumetric method. Based on electrofacies analysis and core data, the Meliat Formation is formed in the distribution channel part of the delta plain. Based on the qualitative analysis, it can be seen that the lithology of the research area is dolomite sandstone, shale, Batubara, and identified there are 21 reservoirs with the type of fluid in the form of water and gas at the site. Based on quantitative analysis, The cut-off parameters on ARB field is to determine gas reserves with PHIE values > 0.084 V/V, $Sw < 0.7$ V/V and $Vsh < 0.412$ V/V. Based on volumetric calculation analysis, reservoir RBA-12 produces gas reserves of 12.7 MMSCF/d, reservoir RBA-34 produces gas reserves of 5.3 MMSCF/d, reservoir RBA-24 produces gas reserves of 4.8 MMSCF/d. The largest gas reserves in research location are on RBA-12 reservoir of 12.7 MMSCF/d. This is because of the reservoir characteristics, and also the depositional environment in the RBA-12 reservoir supports maximum accumulation of gas.

Keyword: qualitative method, quantitative method, volumetric method, Meliat Formation, Tarakan Basin

* Korespondensi: reddy@live.undip.ac.id

Diajukan : 1 Mei 2024

Diterima : 15 Oktober 2024

Diterbitkan : 24 Oktober 2024

PENDAHULUAN

Indonesia memiliki banyak cekungan yang tersebar di seluruh wilayah. Cekungan Migas merupakan salah satu lingkungan yang tepat dalam pembentukan minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya yang memiliki peran sangat penting dalam berjalannya kegiatan industri, termasuk ke dalam devisa utama yang memegang peranan penting dalam menunjang program pembangunan negara (Tim JOB Simenggaris, 2011). Guna mendapatkan sumber daya minyak dan gas bumi maka diperlukan beberapa aktivitas diantaranya adalah eksplorasi dan eksploitasi. Aktivitas diatas dilakukan untuk meningkatkan produksi, yang mana dibutuhkan suatu solusi dengan melakukan eksplorasi guna mendapatkan cadangan energi minyak dan gas yang baru.

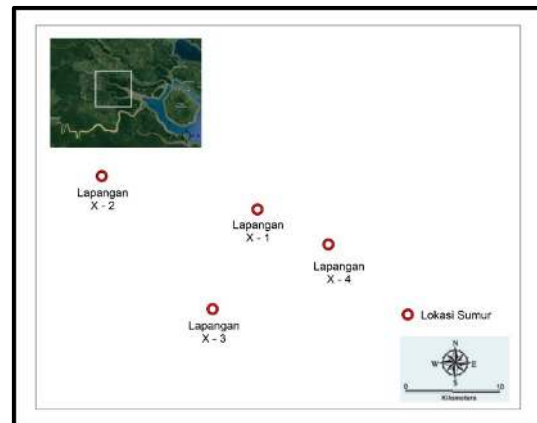
Dalam industri minyak bumi dan gas salah satu disiplin ilmu yang penting yaitu petrofisika. Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat fisik dan kimia dari batuan termasuk fluida berdasarkan perhitungan *well log*, data laboratorium, serta hukum dasar dari matematika dan fisika (Crain, 2000). Petrofisika digunakan untuk penentuan zona prospek hidrokarbon dengan menggunakan data *well log*.

Hasil analisis petrofisika berupa karakteristik batuan reservoir yang terdiri dari tebal, volume serpih, porositas, dan saturasi air, data tersebut selanjutnya digunakan dalam kegiatan evaluasi formasi. Proses karakterisasi reservoir dilakukan dengan mengintegrasikan seluruh data dapat menggambarkan karakter reservoir secara kualitatif dan kuantitatif (Sukmono, 1999).

Hasil analisis petrofisika dapat digunakan dalam perhitungan cadangan reservoir dengan metode volumetrik. Metode tersebut digunakan untuk estimasi reservoir hidrokarbon yang diinterpretasikan sebagai suatu bentuk wadah yang volumenya dapat dihitung berdasarkan rumus yang ada sesuai kandungan dari hidrokarbon tersebut (Robbani, 2018), pada penelitian ini dapat diketahui nilai estimasi cadangan reservoir hidrokarbon di daerah penelitian.

Lokasi penelitian berada di lapangan ARB yang beroperasi di atas Cekungan Tarakan. Cekungan ini berada di Timur Laut Pulau

Kalimantan dan terletak pada *onshore* juga *offshore* dapat dilihat pada Gambar 1, termasuk kedalam cekungan sedimen membentang dari Utara dibatasi oleh Tinggian Sampurna yang terletak di utara batas wilayah Indonesia-Malaysia. Daerah Tarakan adalah daerah delta yang terletak di daerah *passive margin* (Lentini dan Darman, 1996) dan berbentuk busur membuka ke arah Laut Sulawesi. Memiliki 4 sumur yang telah dilakukan eksplorasi yaitu sumur X-1, X-2, X-3 dan X-4. (Gambar 1)



Gambar 1. Lokasi Lapangan ARB yang berada pada Cekungan Tarakan Kalimantan Utara.

Target reservoir berada pada Formasi Meliat karena diidentifikasi memiliki prospek hidrokarbon yang baik berdasarkan analisis kualitatif dan analisis kuantitatif serta perhitungan cadangan. Formasi Meliat terbagi menjadi dua pembentukan yaitu Meliat Atas dan Meliat Bawah dengan ketebalan formasi ini berkisar 1000 - 3000 ftMD. Meliat atas memiliki litologi berupa batulempung berselingan dengan batulanau, batupasir dan lapisan batubara, Meliat bawah memiliki litologi berupa interkalasi serpih dengan batupasir, batuan vulkanik, batulanau dan lapisan batubara. Formasi ini merupakan penanda adanya fase regresi di Cekungan Tarakan (Biantoro dkk, 1996).

Cekungan Tarakan terbentuk bersamaan dengan laut Sulawesi oleh adanya pengangkatan dibagian Utara dan Barat dari Kalimantan timur (Hamilton, 1979). Perpanjangan dan penurunan dimulai pada Eosen Tengah hingga Eosen Akhir dan berakhir pada Akhir Miosen Awal (Burollet dan Salle, 1981). Proses pemekaraan ini

membuka cekungan ke arah Timur yang diindikasikan dengan adanya en echelon block faulting yang mempunyai kemiringan ke arah Timur (Lentini dan Darman, 1996).

Potensi gas pada daerah tersebut melatar belakangi penulis untuk melakukan penelitian mengenai identifikasi zona prospek hidrokarbon pada Formasi Meliat menggunakan metode analisis kualitatif dan kuantitatif yang selanjutnya digunakan untuk mengetahui estimasi jumlah cadangan hidrokarbon dengan metode volumetrik pada daerah penelitian.

Berdasarkan latar belakang didapatkan beberapa hal yang perlu diteliti lebih lanjut, yaitu zona prospek hidrokarbon pada Formasi Meliat, karakteristik reservoir Formasi Meliat berdasarkan analisis petrofisika, dan cadangan minyak bumi dan gas pada prospek reservoir di Formasi Meliat.

METODOLOGI

Pengolahan Data

Pada tahapan pengolahan data, analisis yang digunakan merupakan analisis petrofisika menggunakan software Geolog 7 untuk menganalisis karakteristik reservoir dan zona prospek hidrokarbon. Terdapat 2 analisis yaitu analisis kualitatif dan analisis kuantitatif. Proses karakterisasi reservoir dilakukan dengan mengintegrasikan seluruh data yang ada, dapat menggambarkan karakter reservoir secara kualitatif dan kuantitatif (Sukmono, 1999). Pada analisis tersebut juga perlu dilakukan koreksi terlebih dahulu untuk mendapatkan nilai yang sudah terkoreksi. Tahapan pengolahan data sebagai berikut:

Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif merupakan langkah awal yang dilakukan dalam penelitian tugas akhir menggunakan aplikasi Geolog 7.0, Data yang diolah merupakan data *wireline logging* yang disajikan dalam bentuk kurva log dan dikorelasikan, menghasilkan determinasi jenis litologi, jenis fluida yang terkandung dalam reservoir, lingkungan pengendapan, dan zona prospek reservoir pada suatu formasi. Analisis kualitatif ini disebut juga sebagai analisis *quick look*. Kurva log yang diperhatikan meliputi kurva log *gamma ray* (GR), log *caliper* (CALI), log resistivitas (LLD dan ILD), log densitas (RHOB), dan log neutron (NPHI).

Interval kedalaman yang digunakan dalam penelitian ini bervariasi antar sumur-nya. Sumur X-1 pada kedalaman 5750-7700 *ft* MD, X-2 kedalaman 5780-8500 *ft* MD, X-3 kedalaman 6044-8450 *ft* MD, dan sumur X-4 dari kedalaman 6242-7750 *ft* MD.

Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif merupakan langkah selanjutnya dari analisis kualitatif yang dilakukan dalam penelitian tugas akhir menggunakan aplikasi Geolog 7. Analisis kuantitatif dalam penelitian ini meliputi metode deterministik dan metode probabilistik. Data tersebut dijadikan sebagai data primer untuk perhitungan petrofisika. Analisis kuantitatif digunakan untuk mengetahui karakteristik petrofisika dari formasi yang diteliti. Beberapa parameter petrofisika yang akan dicari yaitu nilai porositas (Φ), permeabilitas (K), resistivitas air (R_w), dan saturasi air (S_w).

Perhitungan Vsh menggunakan rumus dari Asquith dan Krygowski, 2004:

$$V_{sh} = \frac{(GR \log - GR \min)}{(GR \max - GR \min)} \dots \dots \dots (\text{Pers. 1})$$

Keterangan:

Vsh = Volume lempung (Fraksi)

GR (log) = Nilai log gamma ray pada formasi (GAPI)

GR (max) = Nilai log gamma ray maksimum (GAPI)

GR (min) = Nilai log gamma ray minimum (GAPI)

Perhitungan porositas total dan porositas efektif menggunakan persamaan Harsono (1997):

$$\Phi \text{ Total} = \frac{\text{volume ruang pori batuan}}{\text{volume total batuan}} \dots \dots \dots (\text{pers. 2})$$

Keterangan :

Vp = volume ruang kosong

Vs = volume yang terisi oleh zat padat,

Vt = volume total batuan

$$PHIE = PHIT - (VSH \times PHIT_SH) \dots (\text{pers. 3})$$

Keterangan:

PHIT = Porositas total

PHIT_SH = Porositas total pada shale

VSH = Volume shale

PHIE = Porositas efektif

Analisis Resistivitas air formasi menggunakan rumus dari (Asquith dan Krygowski, 2004).:

$$Rw = \frac{\phi m}{a \times Rt} \dots\dots\dots(\text{pers. 4})$$

Keterangan:

Rw = Resistivitas air formasi

ϕ = Porositas efektif

a = Tortuosity constant

m = Faktor sementasi

Rt = Resistivitas pada pembacaan log

Perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Simandoux:

$$SW_{simandoux} = \frac{c Rw}{\phi e^2} \left[\sqrt{\frac{5\phi e^2}{Rw Rt}} + \left(\frac{VSH}{Rsh} \right)^2 - \frac{VSH}{Rsh} \right] \dots\dots\dots(\text{pers. 5})$$

Keterangan:

c = Konstanta yang besarnya 0.4 untuk sandstone dan 0.45 untuk carbonates

Vsh = Volume shale, fraksi

Rw = Resistivitas air formasi, ohm-m

Rt = Resistivitas pada batuan yang diteliti, ohm-m

Rsh = Resistivitas shale yang terdekat, ohm-m

ff = Porositas efektif pada formasi, fraksi

Perhitungan original gas in place (OGIP) menggunakan sebagai berikut:

$$OGIP = \frac{43560 \times V \times \phi \times (1-SW)}{Bgi} \dots(\text{pers. 6})$$

Keterangan :

OGIP = Original Gas In Place, (SCF)

43560= konversi acre-ft ke cuft (acre-ft / cuft)

Vb = volume bulk, (acre-ft)

Φ = porositas, (fraction)

Swi = saturasi air mula-mula, (fraction)

Bgi = faktor volume formasi mula-mula, (cuft / scf)

Metode Deterministik

Dalam analisis petrofisika ini menggunakan metode deterministik, metode deterministik merupakan metode perhitungan petrofisika menggunakan persamaan *well logging* untuk menghasilkan parameter

petrofisika berupa volume serpih, saturasi air, porositas dan permeabilitas.

Metode Probabilistik

Metode probabilistik merupakan hasil analisis yang dihasilkan dari analisis petrofisika menggunakan software Geolog 7.0 untuk menentukan nilai *cut-off*. Parameter karakteristik reservoir yang digunakan sebagai *cut-off* seperti volume serpih (Vsh), porositas (PHIE), serta saturasi air (Sw) dari batuan. Parameter tersebut selanjutnya dimasukan kedalam perhitungan manual maupun *crossplot* sehingga menghasilkan nilai *cut-off*.

Metode Perhitungan Cadangan Original Gas in Place (OGIP)

Pada perhitungan cadangan hidrokarbon, metode yang digunakan merupakan metode volumetrik. Metode volumetrik adalah metode estimasi reservoir hidrokarbon yang dapat dihitung berdasarkan rumus OGIP sesuai kandungan dari hidrokarbon tersebut. Data parameter petrofisika diperoleh berdasarkan hasil analisis petrofisika. Parameter petrofisika yang digunakan adalah nilai porositas (PHIE), saturasi air (Sw), *net to gross* (N/G) pada zona *net-pay*, nilai yang didapatkan dari data sekunder *bulk volume* (luas reservoir) dan faktor volume saturasi fluida (*Bg – gas volume factor*), Data tersebut digunakan untuk mengetahui cadangan hidrokarbon pada reservoir (*in place*).

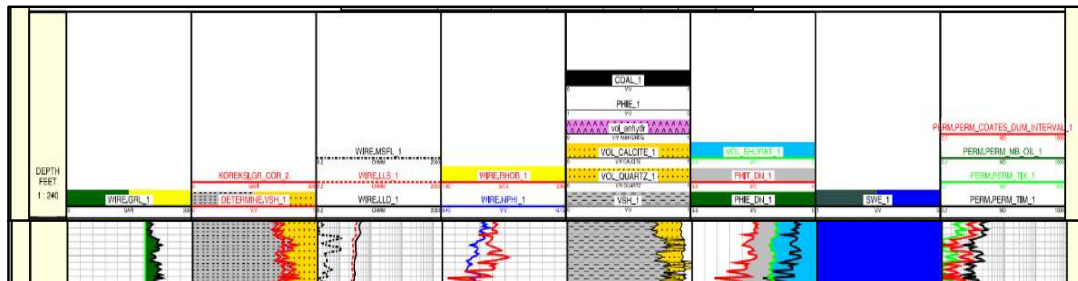
HASIL DAN PEMBAHASAN

1. Interpretasi Jenis Litologi

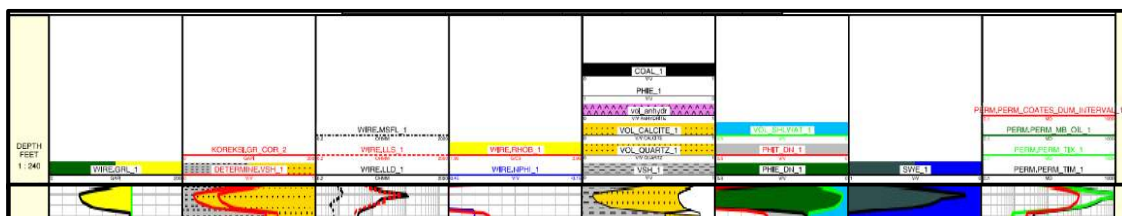
Pada penelitian ini Formasi Meliat merupakan zona yang akan dianalisis yang dianggap sebagai daerah prospek hidrokarbon, dalam menginterpretasi kurva-kurva log yang digunakan dalam menginterpretasi jenis litologi berupa kombinasi antara log *gamma ray* (GR), log resistivitas, log densitas (RHOB), dan log neutron (NPHI). Dari hasil analisis litologi didapatkan beberapa litologi yaitu batulempung, batubara, dan batupasir. Litologi batulempung memiliki nilai *gamma ray* dengan nilai rata-rata >104 GAPI pada Lapangan ARB dan memiliki kategori fraksi yang termasuk halus, dapat dikatakan litologi ini termasuk ke dalam batuan yang memiliki sifat *impermeable* terhadap air. Nilai resistivitas termasuk ke dalam nilai rendah pada log LLD

yang mendekati nilai air yaitu 1 Ohmm, dikarenakan sifat *impermeable* sehingga jumlah air formasi pada pori batuan sedikit. Dari data pembacaan *well log* tersebut dapat diinterpretasikan bahwa litologi ini merupakan batulempung dan dapat dilihat pada Gambar 4. Litologi batubara memiliki nilai *gamma ray* rata-rata < 40 GAPI yang termasuk kedalam kategori fraksi yang kasar. Pada nilai resistivitas termasuk kedalam sangat tinggi dikarenakan sifat *impermeable* sehingga jumlah air formasi pada pori batuan tidak ada. Nilai neutron pada litologi ini memiliki nilai yang selaras dengan nilai densitas, menghasilkan nilai 1,2 -1,5 v/v. Dari pembacaan data *well log* tersebut dapat diinterpretasikan bahwa litologi ini merupakan lapisan batubara. Lapisan batubara ini digunakan pada korelasi stratigrafi untuk penentuan datum dan dapat dilihat pada Gambar 5.

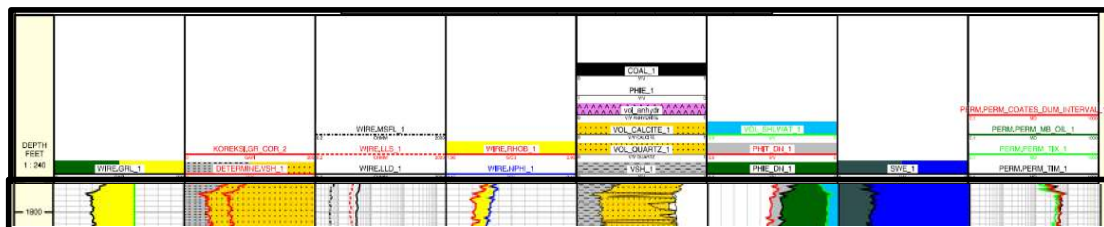
Litologi batupasir memiliki nilai *gamma ray* termasuk dalam kategori fraksi yang kasar, dapat dikatakan litologi ini termasuk kedalam batuan yang sifat permeabel terhadap air. Pada nilai resistivitas memiliki rata-rata >4 Ohmm dikarenakan sifat permeabel sehingga jumlah air formasi pada pori batuan dapat masuk dan terperangkap. Nilai neutron ditambah dengan nilai densitas pada litologi menunjukkan adanya persilangan atau crossover menandakan adanya kandungan fluida yang terperangkap pada litologi tersebut. Nilai-nilai neutron pada litologi memiliki kisaran nilai relatif rendah, sedangkan pada nilai densitas dihasilkan pada nilai densitas yang relatif rendah dapat dikatakan bahwa litologi ini memiliki porositas yang rendah. Dari data pembacaan data *well log* tersebut dapat diinterpretasikan bahwa litologi ini merupakan batupasir dan dapat dilihat pada Gambar 6.



Gambar 4. Interpretasi *well log* batulempung.



Gambar 5. Interpretasi *well log* Batubara.



Gambar 6. Interpretasi *well log* Batupasir

Dari hasil pembacaan wireline pada Formasi Meliat didapatkan litologi berupa batupasir yang memiliki kandungan fluida, hal ini dapat dilihat dari adanya persilangan antara log densitas dengan log neutron atau disebut crossover. Batupasir tersebut memiliki ciri yang khas pada formasi ini yaitu memiliki pola *cylindrical* atau pola khasnya memiliki defleksi ke arah kiri dengan rentan nilai *gamma ray* rendah dan stabil. Nilai rata rata *gamma ray* berkisar antara 12,1 – 58,4 GAPI dapat dilihat dari Tabel 1. Batupasir yang memiliki kenampakan dengan ciri tersebut memungkinkan adanya sifat yang permeabel pada batuan sehingga fluida dapat masuk kedalam pori batuan dan terperangkap, hal tersebut disebut sebagai reservoir.

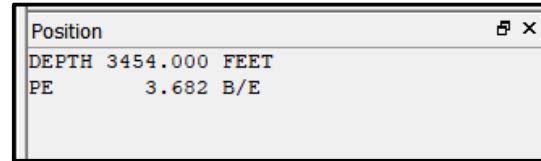
Tabel 1. Nilai rata rata *gamma ray* pada reservoir

Sumur	Nilai rata- rata <i>gamma ray</i> pada reservoir
X-1	12,1 – 58,12 (GAPI)
X-2	25,34 – 32,7 (GAPI)
X-3	42,3 – 58,4 (GAPI)
X-4	44,1 – 56,4 (GAPI)

Penentuan jenis litologi antara formasi batupasir dengan formasi batugamping menggunakan metode selisih porositas Densitas- porositas Neutron yang berfungsi untuk mengetahui secara cepat dominasi litologi pada formasi tersebut mengadakan pola yang dihasilkan dari wireline log. Pola tersebut dapat digunakan untuk memprediksi apabila terdapat litologi yang memiliki data ambigu karena adanya percampuran litologi pada formasi tersebut atau pada suatu lapangan. Data log P_e (photoelectric curve) dapat membantu mendeterminasi reservoir dan membedakan antara formasi batupasir dengan formasi batugamping, memperkecil nilai yang ambigu. Hal tersebut dikarenakan litologi memiliki sifat single lithology value menghasilkan nilai yang lebih akurat pada kasus litologi campuran (Harsono, 1997; Asquith dan Krygowski, 2004).

Berdasarkan dari nilai *gamma ray* dan nilai crossover pada log densitas dan neutron, terdapat nilai P_e 3.682 B/E disajikan pada Gambar 7. Reservoir pada formasi ini di lapangan ARB litologi termasuk ke dalam batupasir dan terdapat campuran dengan dolomit. Berdasarkan nilai *gamma ray* dan nilai P_e yang di masukan kedalam klasifikasi

Asquith dan Krygowski (2004) termasuk ke dalam nilai 3 yaitu sebagai litologi dolomit dapat dilihat Tabel 2.



Position	
DEPTH	3454.000 FEET
PE	3.682 B/E

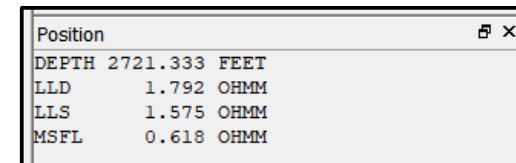
Gambar 7. Sampel nilai P_e pada reservoir non gas.

Tabel 2. Estimasi litologi formasi menggunakan neutron-densitas (Asquith dan Krygowski 2004).

Lithology	ϕ_N and ϕ_D	P_e
Sandstone	Neutron-density crossover ($\phi_N > \phi_D$) of 6 to 8 porosity units.	less than 2
Limestone	Neutron and density curves overlay ($\phi_N \approx \phi_D$).	about 5
Dolomite	Neutron-density separation ($\phi_N < \phi_D$) of 12 to 14 porosity units.	about 3
Anhydrite	Neutron porosity is greater than density porosity ($\phi_N > \phi_D$) by 14 porosity units or more. $\phi_N \approx$ zero.	about 5
Salt	Neutron porosity is slightly less than zero. Density porosity is 40 porosity units (0.40) or more. Watch for washed out hole (large caliper values) and bad density data.	4.7

2. Interpretasi Jenis Fluida Pada Reservoir Interpretasi Air

Pada jenis air dalam pembacaan log kurva akan memperlihatkan crossover yang sangat pipih dan crossover yang cenderung kecil dengan nilai resistivitas ditandai dengan nilai porositas neutron yang nilainya tidak jauh dari nilai porositas densitas. Zona air pada data composite log dapat lebih mudah dikenali dari log resistivitasnya (kurva LLD dan kurva LLS) (Pratama, 2013) karena nilai dari resistivitas yang tinggi atau berbanding terbalik dengan konduktivas, serta rata rata fluida air memiliki nilai 1 dapat dilihat pada Gambar 4.17, sampel air pada lapangan ARB memiliki nilai LLD 1,792 Ohmm, nilai LLD digunakan karena nilai yang paling akurat dari nilai resistivitas lainnya dapat dilihat pada Gambar 8.



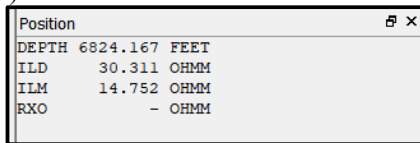
Position	
DEPTH	2721.333 FEET
LLD	1.792 OHMM
LLS	1.575 OHMM
MSFL	0.618 OHMM

Gambar 8. nilai LLD pada sampel air

Interpretasi Gas

Pada jenis gas log densitas (RHOB) dan log neutron (NPHI) pembacaan log kurva ini

akan memperlihatkan bentukan kolom separasi crossover yang besar (membentuk seperti butterfly effect) (pratama 2013). Dalam reservoir gas, log neutron akan mencatat porositas yang lebih rendah daripada porositas formasi yang sebenarnya dipengaruhi oleh fluida gas tersebut. Nilai gas memiliki konsentrasi hidrogen yang lebih rendah daripada minyak atau air sehingga porositas N akan terbaca rendah. Sedangkan pada log densitas, gas akan menurunkan nilai densitas formasi dan porositas D akan terbaca tinggi. Maka dari itu, lapisan yang mengandung gas akan cepat dikenal dari pembacaan porositas log neutron yang rendah dan log densitas yang tinggi (Harsono 1997; Asquith dan Krygowski 2004).



Position	
DEPTH	6824.167 FEET
ILD	30.311 OHMM
ILM	14.752 OHMM
RXO	- OHMM

Gambar 9. Nilai LLD pada sampel air.

Pada formasi ini letak fluida gas dapat diindikasikan dengan melihat log resistivitas (LLD dan ILD), log densitas (RHOB), dan log neutron (NPHI). Dari pembacaan log pada lapangan X2 resistivitas pada kedalaman 6818-6828 ftMD memiliki kenampakan defleksi kearah kanan dengan besaran nilai resistivitas berkisar antara 15 Ohmm – 30 Ohmm (Gambar 9). Nilai yang tinggi dipengaruhi oleh sifat daya

hantar listrik, karena sifat gas yang non-konduktif, yaitu zat yang tidak dapat menghantarkan listrik, menghasilkan nilai resistivitas yang tinggi (Tabel 3).

3. Analisis Petrofisika Reservoir Formasi Meliat

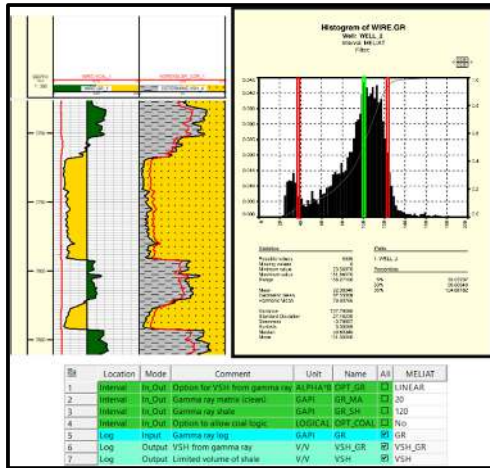
Petrofisika digunakan untuk penentu zona prospek hidrokarbon dengan menggunakan data *well log*, kemudian diinput ke dalam *software* Geolog 7.0 untuk dilakukan analisis petrofisika meliputi *pre-calculation*, *environmental correction*, analisis volume serpih, porositas, resistivitas air, dan saturasi air. Analisis petrofisika menghasilkan data karakteristik reservoir yang digunakan untuk tahap interpretasi yang bersisi analisis litologi, analisis *pay summary*, dan penentuan zona prospek hidrokarbon, berikut merupakan hasil analisis petrofisika:

Hasil Analisis Volume Serpih

Volume serpih digunakan untuk mengetahui besaran serpih yang terdapat pada tubuh batuan. hal tersebut perlu dilakukan karena material serpih sangat mempengaruhi pengukuran pada *well logging*, efek serpih pada suatu formasi perlu dipertimbangkan selama evaluasi karakteristik reservoir pada nilai saturasi air. (Gambar 10) hasil dapat dilihat pada Tabel 4. Secara umum, tidak ada data yang dapat memvalidasi hasil perhitungan V_{sh} , karena ketiadaan data *cutting*, *core*, ataupun data petrografi.

Tabel 3. Reservoir yang memiliki prospek hidrokarbon lapangan ARB

Sumur	Formasi	Reservoir	Logger Interval ft - MD	Thickness ft	Resistivity (Ohm-mtr)
X-1	Meliat	RBA-1	6422-6457	35	10
		RBA-2	6705-6749	35	10
		RBA-3	7308-7359	51	15
		RBA-4	8859-8867	16	16
		RBA-5	9094-9105	10	13
X-2	Meliat	RBA-1	6479-6538	54	6
		RBA-2	6786-6832	49	10
		RBA-3	7405-7450	45	15
		RBA-75	7715-7786	71	10
		RBA-23	8105-8112	16	16
		RBA-31	8204-8243	20	16
X-3	Meliat	RBA-1	6703-6760	57	8
		RBA-2	6950-6975	25	10
		RBA-3	7332-7352	17	6
		RBA-44	7092-7120	17	10
		RBA-12	7479-7548	69	13
		RBA-66	7610-7627	17	14
X-4	Meliat	RBA-1	6554-6561	7	8
		RBA-2	6701-6704	3	8
		RBA-3	7323-7375	52	9
		RBA-44	7087-7096	9	7



Gambar 10. Hasil perhitungan vsh

Tabel 4. Nilai rata-rata volume lempung lapangan ARB

DATA	X - 1	X - 2	X - 3	X - 4
GR MAX (GAPI)	50	30	50	78
GR MIN (GAPI)	200	120	170	162
BASELINE (GAPI)	130	104	144	130
VSH MIN (V/V)	0,191	0,053	0,136	0,0392
VSH MAX (V/V)	0,911	0,921	0,926	0,673
VSH RATA - RATA (V/V)	0,605	0,683	0,626	0,631

Hasil Analisis Porositas

Dalam analisis penentuan nilai porositas dapat menggunakan beberapa metode, salah satunya menggunakan porositas densitas (bateman-konen). Metode ini merupakan gabungan nilai porositas dari dua kurva yang berbeda, yaitu porositas densitas (ϕ_D) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB dan porositas neutron (ϕ_N) yang dibaca dari kurva NPHI. Data tersebut perlu dilakukan validasi kembali dikarenakan pada penelitian ini memiliki data *core* berupa hasil porositas total yang diperoleh dari data laboratorium.

Terdapat nilai-nilai yang digunakan untuk menyesuaikan kondisi reservoir pada lapangan ARB, yaitu RHOB *dry shale* dengan nilai yang mendekati 2,71 G/C³ nilai tersebut masuk kedalam standar densitas dan neutron yang dikemukakan oleh Rider (2002), yaitu densitas batulempung berkisar antara 2 - 2,8 g/cm³ dan neutron berkisar antara 25% - 75% dan RHOB matriks dengan nilai mendekati 2,87 G/C³. nilai tersebut dikarenakan reservoir di

lapangan ARB berupa batupasir dan memiliki kandungan dolomit dilihat dari nilai Pe, kondisi ini disebut juga sebagai reservoir *unconsolidated formation*. (Tabel 5)

Tabel 5. hasil perhitungan porositas rata-rata Formasi Meliat

Nilai Porositas Reservoir Formasi Meliat				
Data (V/V)	X - 1	X - 2	X - 3	X - 4
PHIT	0,1472	0,1462	0,2112	0,217
PHIE	0,1450	0,1389	0,1837	0,1841

Pada sampel reservoir lapangan ARB Formasi Meliat memiliki porositas dengan kisaran 14 – 18% berdasarkan klasifikasi (Koesoemadinata 1980) termasuk dalam kategori cukup – baik (Tabel 6).

Tabel 6. Klasifikasi porositas (Koesoemadinata, 1980).

Klasifikasi Porositas (Koesoemadinata, 1980)	
Porositas (%)	Klasifikasi
0 - 5	Dapat Diabaikan
5 - 10	Buruk
10 - 15	Cukup
15 - 20	Baik
20 - 25	Sangat Baik
> 25	Istimewa

1. Hasil Analisis Resistivitas Air

Resistivitas air formasi (R_w) merupakan nilai resistivitas air formasi yang diukur pada zona air, nilai R_t menggunakan nilai pada zona air, porositas dihitung dari porositas efektif. Analisis ini menggunakan rumus dari (Asquith dan Krygowski, 2004), Metode *pickett-plot* digunakan karena metode ini dapat mengetahui nilai resistivitas air (R_w), nilai faktor sementasi (m), tortuositas batuan (a), dan eksponen saturasi (n) yang diketahui secara bersamaan dalam satu sampel. Yang perlu diperhatikan ada pada nilai porositas batuan dan resistivitas pada batuan itu sendiri karena akan digunakan pada *xplot pickett-plot*.

Dari hasil analisis menggunakan metode *pickett-plot* pada X 1-4 memiliki nilai sebagai berikut pada Tabel 7 dan gambar 4.25. nilai R_w (resistivitas air) yang dihasilkan pada sumur X-1 sekitar 0,24 Ohmm, X-2 sekitar 0,173 Ohmm, X-3 sekitar 0,199 Ohmm dan X-4 sekitar 0,203 Ohmm.

Tabel 7. Nilai R_w masing - masing sumur.

Nilai Resistivitas Reservoir Formasi Meliat				
Data	X - 1	X - 2	X - 3	X - 4
A	0,81	0,81	0,81	0,81
M	2,15	2,15	2,15	2,15
N	2	2	2	2
R_w (Ohmm)	0,24	0,173	0,199	0,203

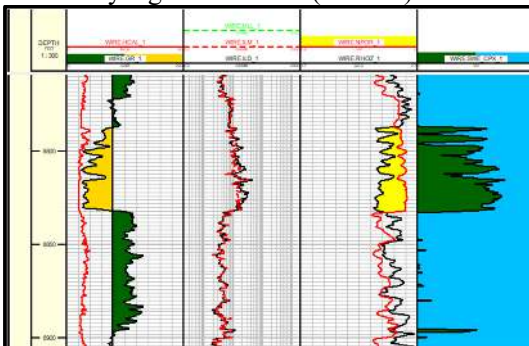
2. Hasil Analisis Saturasi Air

Pada penelitian ini terdapat data kandungan Cl⁻ (klorida) pada sampel sumur X-3, nilai Cl⁻ sangat membantu dalam pemilihan air formasi pada reservoir yang ada. Berikut tata cara pemrosesan dalam mengetahui jenis air formasi pada Formasi Meliat sampai didapatkan nilai salinitas air:

The image shows a screenshot of a spreadsheet with multiple columns and rows of data. It appears to be a log of well data, including depth, pressure, and salinity. There are several tables or sections within the spreadsheet, some of which are highlighted with red boxes. The data includes numerical values and text labels, likely representing different geological formations or data points.

Gambar 11. Kandungan Cl⁻ pada data DST X-3, (2) Pengelompokan data sesuai formasi (3) klasifikasi jenis air menurut Goetz dan Stuyfzand 1989.

Pada penelitian ini air formasi pada 4 sumur memiliki hasil yang disajikan pada Gambar 11, nilai yang dihasilkan berkisar 16.500 – 27.000 mg/l termasuk kategori air asin (*brine*) menurut (Goetz, 1986 dan Stuyfzand, 1989). Metode yang cocok yang digunakan dalam analisis saturasi air merupakan metode simandoux, hal tersebut dikarenakan metode ini baik digunakan pada pasir yang mengandung *dispersed and laminated shale*. (Dewan, 1983), kelebihan pada persamaan ini kehadiran *shale* sudah mulai diperhitungkan. Selain itu, metode ini sangat baik dalam melakukan perhitungan saturasi air pada formasi yang memiliki kadar salinitas air yang tinggi. Metode ini juga cocok dikarenakan reservoir yang dimiliki pada formasi ini termasuk kedalam (*shally sand*) atau reservoir yang tidak bersih. (Tabel 8)



Gambar 12. Nilai saturasi air pada sumur X-3 Formasi Meliat kedalam 6787 ftMD – 6830 ftMD

Tabel 8. Rata rata nilai saturasi air pada lapangan ARB

Nilai Saturasi Reservoir Formasi Meliat				
Data	X - 1	X - 2	X - 3	X - 4
Max	1	1	1	1
Min	1,02	1,85	1,15	1,5
Rw (Ohmm)	0,196	0,201	0,199	0,222
RT (Ohmm)	6,5	8,1	6,4	6,07
Saturasi Air (v/v)	0,42	0,43	0,34	0,27

Hasil nilai karakteristik reservoir merupakan hasil dari analisis kuantitatif yang disajikan pada Tabel 9, Parameter karakteristik reservoir yang digunakan sebagai *cut-off* seperti volume serpih (Vsh), porositas (PHIE), serta saturasi air (Sw) dari batuan.

4. Hasil Perhitungan Pay Summary

Cut-off adalah perhitungan dengan cara menghilangkan bagian reservoir yang dianggap tidak produktif, nilai *cut-off* digunakan untuk mengevaluasi suatu formasi atau reservoir pada zona yang dianggap tidak memenuhi syarat dari batas yang telah ditentukan.

Dalam Penentuan nilai *cut-off* pada lapisan reservoir menggunakan tabel xplot untuk mendapatkan nilai dari *cut-off* pada reservoir tersebut, nilai yang perlu dimasukan berupa porositas efektif (PHIE), saturasi air (Sw) dan volume serpih (Vsh). Komposisi pada pengeplotan xplot sebagai berikut kurva X = PHIE, Y = Vsh dan X = PHIE, Y = Sw. Hal yang perlu diperhatikan dalam pengeplotannya yaitu sifat dasar atau pengertian dari prospek reservoir yang memiliki kandungan hidrokarbon dimana secara singkat syarat dalam interpretasi *cut-off* yaitu nilai $PHIE > Y$, $Sw < x$ dan $Vsh < x$. (Tabel 10).

Tabel 9. Hasil Nilai Karakteristik Reservoir

SUMUR	FORMASI	RESERVOIR	LOG INTERVAL	GAMMA RAY	GWC	POROSITY	SW	VSH
			FT - MD	GAPI	FT - MD	%	%	%
X-1	Meliat	RBA-12	731-7331	50	7331	14	47	42
X-2	Meliat	RBA-34	7310-7331	30	7331	13	38	43
X-3	Meliat	RBA-24	6950-6969	50	6969	18	52	34
X-4	Meliat	RBA-12	7323-7355	78	7355	17	39	27

Tabel 10. Nilai *cut-off* lapangan ARB

Nilai Cutt-off Reservoir Formasi Meliat				
Data	X - 1	X - 2	X - 3	X - 4
Phie	> 0,084	> 0,084	> 0,084	>0,084
Sw	<0,7	<0,7	<0,7	<0,7
VSH	<0,412	<0,432	<0,343	<0,273

5. Penentuan Zona Gross Thickness, Net Thickness, dan Net Pay

Tahapan ini merupakan tahapan akhir dari analisis petrofisika, berisikan kesimpulan atau hasil dalam menentukan zona prospektif hidrokarbon pada suatu lapangan. Zona *net gross sand* merupakan zona reservoir yang terbaca secara keseluruhan (Egbele, 2015). Zona *net effective* merupakan zona yang memiliki sifat pori dan permeabel. Zona *net-pay* merupakan zona yang memiliki kadar saturasi hidrokarbon tinggi. (Tabel 11), Kedalaman *gas water contact* didapatkan dari hasil interpretasi data log, karena tidak ada data DST untuk memvalidasi.

Tabel 11. Nilai Prospek Reservoir pada Lapangan ARB

Nilai Prospek Reservoir pada Lapangan ARB								
Sumur	Formasi	Reservoir	Logger's Interval	Gama Ray	GWC	porosity	SW	VSH
			(ft) md	GAPI	(ft) md	percent	percent	percent
X - 1	Meliat	RBA - 12	7310 - 7331	50	7331	14	47	42
X - 2		RBA - 34	6815 - 6831	30	7331	13	38	43
X - 3		RBA - 24	6950 - 6969	50	6969	18	52	34
X - 4		RBA - 12	7323 - 7355	78	7355	17	39	27

6. Perhitungan Cadangan Gas Metode Volumetrik

Tahapan terakhir dari penelitian ini adalah perhitungan cadangan hidrokarbon yang merupakan tahapan untuk mengetahui besarnya cadangan hidrokarbon dalam suatu reservoir pada lapangan ARB yang terdiri dari 4 sumur, dalam perhitungannya, metode yang digunakan merupakan volumetrik dengan menggunakan

data sekunder berupa *Gas Formation Volume Factor (bgi/bo)*, volume bulk dari reservoir yang didapatkan dari perusahaan ketebalan *Net-pay*, porositas rata-rata dan data *gas water contact*. Data *Bulk Volume* didapatkan dari data sekunder, berupa laporan perusahaan. Data tersebut digunakan untuk mendapatkan nilai *Original Gas In Place (OGIP)*. Berikut merupakan data primer yang didapatkan dari analisis petrofisika pada lapangan ARB sebagai berikut pada Tabel 12

Pada sumur X-1 memiliki nama reservoir RBA-12 dengan kedalaman berkisar 7310-7331 ftMD, berdasarkan perhitungan gas menggunakan metode OGIP dihasilkan cadangan gas sebesar 12,7 MMSCF. Selanjutnya pada sumur X-2 memiliki nama reservoir RBA-34 dengan kedalaman berkisar 6815-6831 ftMD, berdasarkan perhitungan gas menggunakan metode OGIP dihasilkan cadangan gas sebesar 5,3 MMSCF. Pada sumur X-3 memiliki nama reservoir RBA-24 dengan kedalaman berkisar 6950-6969 ftMD, berdasarkan perhitungan gas menggunakan metode OGIP dihasilkan cadangan gas sebesar 4,8 MMSCF. Sedangkan pada sumur X-4 memiliki nama reservoir RBA-34 dengan kedalaman berkisar 6815-6831 ftMD, berdasarkan perhitungan gas menggunakan metode OGIP dihasilkan cadangan gas sebesar 12,7 MMSCF.

Berdasarkan perhitungan volumetrik pada lapangan ARB dapat diidentifikasi bahwa cadangan gas paling besar terdapat pada RBA 12 sebesar 12,7 MMSCF. hal ini dikarenakan karakteristik reservoir dan lingkungan pengendapan pada RBA 12 mendukung untuk terakumulasinya gas secara maksimal.

Tabel 12. Hasil perhitungan cadangan

SUMUR	FORMASI	RESERVOIR	LOG INTERVAL	GAMMA RAY	GWC	POROSITY	SW	VSH	Cadangan Gas
			FT - MD	GAPI	FT - MD	%	%	%	MMSCF/d
X-1	Meliat	RBA-12	731-7331	50	7331	14	47	42	12,70
X-2	Meliat	RBA-34	7310-7331	30	7331	13	38	43	4,58
X-3	Meliat	RBA-24	6950-6969	50	6969	18	52	34	5,30
X-4	Meliat	RBA-12	7323-7355	78	7355	17	39	27	12,70

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan dari penelitian yang telah dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan, antara lain :

1. Analisis kualitatif pada lapangan ARB untuk mengetahui zona prospek pada Formasi Meliat yang terdiri dari 4 sumur, tebal kedalaman berkisar antar 5750 – 8500 ftMD.. Litologi yang teridentifikasi yaitu batulempung, batupasir, dan batubara. Reservoir memiliki nilai P_e 3,682 B/E yang hasilnya termasuk kedalam batupasir dan terdapat campuran dengan mineral dolomit berdasarkan klasifikasi. Jenis fluida yang terkandung dalam reservoir teridentifikasi sebagai air dan gas, identifikasi gas berdasarkan nilai resistivitas yang memiliki nilai 15– 30 Ohmm, terdapat data DST (Drill Stem Test) pada sumur X-3 menghasilkan kapasitas produksi berupa berkisar 4.854 (MMSCF/d). Reservoir yang prospek yaitu reservoir yang memiliki kenampakan khas berupa kurva log *gamma ray* yang menunjukkan pola *cylindrical*, total terdapat 21 reservoir yang belum diketahui prospek hidrokarbon sehingga data tersebut digunakan untuk analisis kuantitatif.

2. Analisis kuantitatif pada lapangan ARB untuk mengetahui karakteristik batuan pada 4 sumur yang difokuskan pada Formasi Meliat, hasilnya nilai Vsh berkisar 0,1837 V/V – 0,1389 V/V, nilai porositas dengan kisaran 14 – 18% berdasarkan klasifikasi termasuk dalam kategori cukup – baik, selanjutnya nilai R_w (resistivitas air) yang dihasilkan pada sumur X-1 sekitar 0,24 Ohmm, X-2 sekitar 0,173 Ohmm, X-3 sekitar 0,199 Ohmm dan X-4 sekitar 0,203 Ohmm, dan pada nilai Cl^- berdasarkan data DST berkisar 16.500 – 27.000 mg/l sehingga kategori termasuk kedalam air asin (brine) dengan range nilai Sw (saturasi air) 27 - 43%. Parameter Cut-off yang digunakan pada lapangan ARB yaitu $PHIE > 0,084$ V/V, $Sw < 0,7$ V/V dan $Vsh < 0,412$ V/V sehingga menghasilkan 3 reservoir memiliki kandungan

hidrokarbon yang dianggap prospek bernama RBA 12, RBA 34 dan RBA 24.

3. Hasil perhitungan volume cadangan gas bumi Pada reservoir RBA-12 dengan kedalaman berkisar 7310-7331 ftMD menghasilkan cadangan gas sebesar 12,7 MMSCF/d. Selanjutnya pada reservoir RBA-34 dengan kedalaman berkisar 6815-6831 ftMD, menghasilkan cadangan gas sebesar 4,58 MMSCF/d. Pada reservoir RBA 24 dengan kedalaman berkisar 6950-6969 ftMD, menghasilkan cadangan gas sebesar 5,3 MMSCF/d. Berdasarkan perhitungan volumetrik pada lapangan ARB dapat diidentifikasi bahwa cadangan gas paling besar terdapat pada RBA 12 sebesar 12,7 MMSCF/d. hal ini dikarenakan karakteristik reservoir dan lingkungan pengendapan pada RBA 12 mendukung untuk terakumulasinya gas secara maksimal.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. dan Krygowski, D., 2004, *Basic Well log Analysis: Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Biantoro, E., Kusuma, M.I., dan Rotinsulu, L.E., 1996, *Tarakan Sub-Basin Growth Faults, North-East Kalimantan: Their Roles Hidrokarbon Entrapment*, Proceedings of Indonesian Petroleum Association 25th Annual Convention, Vol. 1, 175-189 : Jakarta.
- Burollet, P. F. dan Salle, C., 1981, Geological History of The Island Sumba (Indonesia). *Bulletin of the Geological Society of France*, v. 7, no. 3, 573-580.
- Crain, E. R., 2000, *Crain's petrophysical handbook, chapter twenty*. Elastic properties of rocks. Sponsored by Spectrum.
- Egbele, E., Ezuka, I., dan Onyekonwu, M., 2005, *Net-to-gross ratios: Implications in integrated reservoir management studies*.

- In Nigeria Annual International Conference and Exhibition. OnePetro.
DOI: [10.2523/98808-MS](https://doi.org/10.2523/98808-MS)
- Dewan. J. T., 1983, *Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation*, PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma, United State of America.
- Hamilton, W. B., 1979, *Tectonics of the Indonesian region* (Vol. 1078). US Government Printing Office.
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services : Jakarta.
- Lentini, M.R., dan Darman, H., 1996, *Aspects Of The Neogen Tectonic History And Hidrokarbon Geology Of The Tarakan Basin*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 25th Annual Convention, 241-251.
DOI: [10.29118/ipa.1757.241.251](https://doi.org/10.29118/ipa.1757.241.251)
- Pratama, A., 2013, *Analisis Petrofisika Untuk Mentukan Potensi Hidrokarbon Pada Sumur Elp-23 Lapangan Prabumulih Menggunakan Metode Inversi*. JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi), 1(01), 2-14.
- Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation off Well logs 2nd editon*, Whittles Publishing, Sutherland : Scotland.
- Robbani, A. Q., 2018, Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Pemetaan Geologi Bawah Permukaan Lapangan “X” Formasi Airbenakat Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Online Mahasiswa (Jom) Bidang Teknik Geologi, 1*.
- Sukmono, S., 1999, Interpretasi seismik refleksi. *Jurusan Teknik Geofisika, Institut Tektologi Bandung*, (tidak diterbitkan).
- Stuyfzand, P. J., 1989. A New Classification of Water Types, Regional Characterization of Water Quality. *Proceedings of Baltimore Symposium*, May – 1989, IAHS – Publication No 182.