

Perhitungan dan Analisa Petrofisik Lapangan Betung, Formasi Air Benakat, Sub-Cekungan Jambi-Cekungan Sumatera Selatan

Aisyah Indah Irmaya ^{*1}, Basuki Rahmad ², Deddy Kristanto ², Aris Buntoro ²

¹ Universitas Proklamasi 45, Yogyakarta

² Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta

*e-mail: aisyahirmaya@up45.ac.id

Info Artikel

Diserahkan:
28 Juni 2022
Direvisi:
20 Juli 2022
Diterima:
02 Agustus 2022
Diterbitkan:
06 Agustus 2022

Abstrak

Potensi Sub-Cekungan Jambi cukup besar dalam menghasilkan hidrokarbon, dimana rasio kesuksesan yang dicapai sebesar 51% tapi belum dilakukan eksplorasi secara maksimal [9]. Salah satu strategi untuk meningkatkan produksi hidrokarbon dari lapangan migas yang sudah diproduksi adalah dengan melakukan analisa petrofisik untuk penambahan sumur-sumur pengembangan. Penelitian difokuskan pada L-5 Formasi Air Benakat dimana potensi cadangannya masih cukup besar dengan OOIP L-5 pada tahun 2017 sebesar 16,531.05 MSTB.

Metode dalam penelitian ini adalah dengan pengumpulan data primer yaitu data-data log sumur log yaitu Gamma Ray log, Resistivity log, Density dan Neutron log. Data sekunder yaitu literatur, laporan sumur. Menggunakan Petrel Petrophysic, data-data tersebut diolah untuk mendapatkan nilai kandungan lempung, saturasi air, porositas dan permeabilitasnya.

Berdasarkan perhitungan dan Analisa petrofisik lapangan Betung, Formasi Air Benakat, Sub-Cekungan Jambi-Cekungan Sumatera Selatan: Sumur-sumur L-5 (AI-209; AI-210; AI-211; AI-222) memiliki nilai porositas dengan range 23% - 31 %, termasuk kategori sangat baik – istimewa [8]. Sumur-sumur L-5 (AI-209; AI-210; AI-211; AI-222) memiliki tingkat permeabilitas dengan range 130 – 229 mD, termasuk kategori baik sekali (Koesoemadinata, 1978). Nilai penggal diperoleh nilai kandungan lempung maksimal 32%, nilai kandungan porositas minimal 13% serta nilai kandungan saturasi air maksimal 50%.

Kata kunci: Formasi Air Benakat, Well log, Petrofisik,

Abstract

The potential of the Jambi Sub-Basin is quite large in producing hydrocarbons, where the success ratio achieved is 51% but exploration has not been carried out optimally [9]. One strategy to increase the production of hydrocarbons from oil and gas fields that have already been produced is to conduct petrophysical analysis for the addition of development wells. The research is focused on the L-5 of the Air Benakat Formation where the potential reserves are still quite large with an OOIP of L-5 in 2017 of 16,531.05 MSTB.

The method in this research is to collect primary data, namely well log data, namely Gamma Ray logs, Resistivity logs, Density logs and Neutron logs. Secondary data are literature, well reports. Using Petrel Petrophysics, the data is processed to get the value of clay content, water saturation, porosity and permeability.

Based on calculations and petrophysical analysis of the Betung field, Air Benakat Formation, Jambi-South Sumatra Basin: Wells L-5 (AI-209; AI-210; AI-211; AI-222) have porosity values with a range of 23 % - 31%, including very good category - special [8]. The L-5 wells (AI-209; AI-210; AI-211; AI-222) have a permeability level in the range of 130 – 229 mD,

including the very good category (Koesoemadinata, 1978). The cutoff value obtained is a maximum clay content of 32%, a minimum porosity value of 13% and a maximum water saturation value of 50%.

Keywords: Air Benakat Formation, Well log, Petrophysical

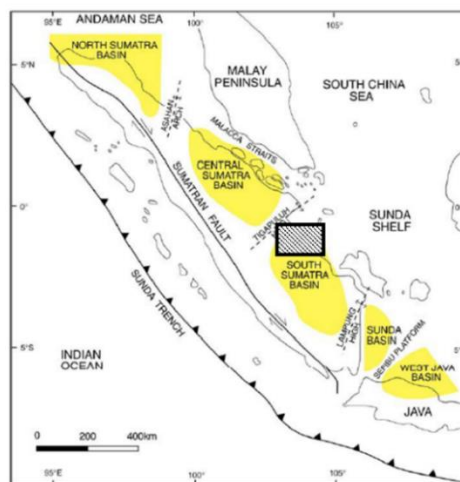
1. Pendahuluan

Potensi cebakan Hidrokarbon di Indonesia cukup besar, salah satunya di wilayah Sumatera Selatan. Wilayah ini tersusun dari beberapa formasi produkti yang mengandung Hidrokarbon cukup tebal, diantaranya Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, Formasi Muara Enim [4]. Formasi Air Benakat merupakan salah satu reservoir batupasir dengan ketebalan antara 5-40 m diendapkan di lingkungan Laut dangkal sampai Delta. Reservoir ini memiliki porositas tinggi (>20%) dan permeabilitasnya bervariasi antara 10 mD – 3000 mD [5].

Terdapat Sub Cekungan di wilayah Sumatera Selatan yang dibagi menjadi 4 (empat) sub-cekungan yaitu: Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah dan Palembang Selatan [11]. Lokasi penelitian terletak di Sub-cekungan Jambi. Potensi Sub-Cekungan Jambi cukup besar dalam menghasilkan hidrokarbon, dimana rasio kesuksesan yang dicapai sebesar 51% tapi belum dilakukan eksplorasi secara maksimal [9]. Salah satu strategi untuk meningkatkan produksi hidrokarbon dari lapangan-lapangan migas yang sudah diproduksi adalah dengan melakukan analisa petrofisik untuk penambahan sumur-sumur pengembangan.

Penelitian ini dilakukan pada Lapangan Betung dimana targetnya adalah Formasi Air Benakat yang termasuk dalam di Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Batuan penyusun reservoirnya adalah batupasir.

Penelitian difokuskan pada L-5 Formasi Air Benakat dimana potensi cadangannya masih cukup besar dengan Original Oil In Place (OOIP) L-5 pada tahun 2017 sebesar 16,531.05 MSTB, RF sebesar 24% dan RR sebesar 2,919.33 MSTB. Berdasarkan data tersebut diatas, L-5 masih mempunyai potensi untuk penambahan sumur-sumur pengembangan dengan dilakukan kajian mendalam terkait karakteristik reservoir tersebut. Pada penelitian ini dikaji dengan analisa petrofisik L-5 Formasi Air Benakat.



Gambar 1. Wilayah Penelitian di Cekungan Sumatera Selatan.

Parameter yang dilakukan pengukuran secara terus menerus pada sebuah sumur pemboran dimana suatu rangkaian data yang dihasilkan dalam bentuk grafik kedalaman/waktu merupakan definisi dari log pada sumur [7]. Wireline log pada dasarnya mempunyai prinsip kerja dimana sifat-sifat fisik pada suatu formasi di setiap kedalaman sumur secara terus-menerus akan diukur. Tahapan well logging meliputi tahap openhole logging dimana casing dipasang diatas dari formasi produktif. Tahap lainnya yaitu tahap casedhole logging dimana casing dipasang sampai dengan formasi produktif. Tahapan openhole logging, well log dapat digunakan untuk semua jenis. Tahapan casedhole logging, hanya jenis log tertentu yang dapat direkam. Dengan analisis well log dapat diketahui secara kuantitatif dan kualitatif. Jenis litologi dan juga fluida formasi pada suatu sumur merupakan

pengetahuan yang diperoleh secara kualitatif. Pengetahuan yang diperoleh secara kuantitatif meliputi data-data sifat fisik batuan diantaranya porositas, saturasi fluida, permeabilitas, ketebalan dan juga densitas hidrokarbon.

A. Radioaktif Log

Radioaktif log ini pada dasarnya untuk menandai mineral radioaktif yang mempunyai komposisi radioaktif dengan intensitas tinggi dalam lapisan batuan, dimana digunakan suatu radioaktif tertentu.

- Gamma Ray Log

Pengukuran yang menampilkan tingginya intensitas radioaktif yang terdapat dalam formasi adalah hasil dari Gamma Ray log. Tiga unsur yang terdapat pada batuan yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Uranium (U) akan direkam tingkat alami radioaktifnya oleh log Gamma Ray. Menurut Harsono A, 1997, lapisan permeable dan impermeable sangat efektif dibedakan oleh sinar Gamma dimana didalam shale radioaktif yang mempunyai unsur-unsur cenderung berpusat dan impermeable serta batuan pasir atau karbonat yang bersifat permeable tidak banyak ditemui [7]. GR Log berfungsi untuk memperoleh kandungan dari lempung (Vsh), memperoleh lapisan permeable, mengevaluasi lapisan dengan kandungan radioaktif mineralnya dan kandungan non radioaktif mineralnya, serta korelasi antar sumur. Unsur-unsur radioaktif umumnya terdapat dalam lempung dan serpih sehingga radioaktif secara intensitas dapat memperlihatkan keberadaan dari tingkat mineral lempung pada batuan sedimen. Dengan demikian, batuan dengan kandungan lempung tinggi memiliki nilai gamma ray tinggi. Kurva dari GR Log akan memperlihatkan radioaktif dengan intensitas rendah pada lapisan permeable yang tidak terdapat mineral lempung, kecuali bila pada lapisan itu terdapat kandungan mineral tertentu yang mempunyai sifat radioaktif, atau terdapat kandungan air asin dimana kandungan pada air asin tersebut terdapat garam potassium yang terlarutkan.

B. Log listrik

Suatu jenis log listrik yang dapat untuk mengetahui dan mengukur sifat dari batuan yaitu kelistrikan adalah resistivity atau tahanan dari jenis suatu batuan serta nilai potensial dari batuan.

. Log listrik terdiri dari:

- Spontaneous Potential Log

Log SP merupakan data rekaman perbedaan potensial antara elektroda yang bergerak secara alami pada sumur bor dan elektroda yang berada di permukaan. Pada lumpur pemboran yang mempunyai sifat non konduktif, log SP tidak bisa digunakan. Kegunaan dari Log SP, yaitu: 1. Mengidentifikasi lapisan yang permeabel 2. Mendekteksi batas dari lapisan permeabel 3. Menentukan resistivitas dari air formasi 4. Menentukan volume dari shale pada lapisan yang mempunyai sifat permeable [1].

Pada log SP, apabila terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti Sandstone dan apabila tidak terdefleksi merupakan zona non permeabel seperti Shale yang ditunjukkan pada Gambar 2.

- Resistivity Log

Dalam mengukur resistivitas formasi, log yang digunakan adalah log resistivity. Induksi dan elektroda, yaitu laterolog, mikrolog dan juga mikrolaterolog bisa digunakan untuk mengukur resistivitas formasi. Log resistivitas ini berguna adalah untuk membedakan antara zona hidrokarbon dan juga zona air [10]. Butiran didalam batuan dan juga matriks dapat bersifat non konduktif atau insulator dimana arus listrik yang dialirkan tidak bagus atau buruk. Hal ini mengakibatkan kemampuan dari suatu batuan dalam mengalirkan arus listrik sangat berhubungan dan tergantung dari jumlah air (konduktif) yang terdapat dalam pori. Jumlah air yang semakin banyak terdapat dalam pori, maka resistivitas yang dapat dihitung juga semakin kecil. Demikian pula sebaliknya, dimana jumlah hidrokarbon yang semakin banyak terdapat didalam pori-pori, resistivitas yang dapat dihitung juga semakin besar. Penyebab dari hal tersebut yaitu hidrokarbon adalah insulator atau disebut juga non konduktif sama halnya seperti matriks dan butiran [10].

Resistivity Log berfungsi mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air dengan menggunakan prinsip resistivitas. Selain itu, Resistivity Log dapat mengidentifikasi zona permeable dengan mengidentifikasi porositas resistivitas. Karena batuan dan matriks bersifat tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik bergantung pada kandungan fluida dalam pori. Ketika suatu sumur dilakukan pemboran, maka lumpur dari pemboran kemudian berada di dalam formasi sehingga kondisi di dalam lubang bor dapat dibagi menjadi flushed zone yaitu zona yang posisinya paling dekat dengan lubang bor dan juga air filtrat dari lumpur berada didalamnya, transition

zone yaitu zona infiltrasi yang posisinya lebih dalam dan juga diisi oleh campuran air dari filtrat lumpur dengan formasi yang mempunyai komposisi asli dan uninvaed zone yaitu zona yang posisinya jauh dari lubang bor dan tidak mengalami infiltrasi serta komposisi asli dari formasi mengisi secara keseluruhan dari pori-pori batuan.

C. Porosity Log

Dalam mengetahui sifat dan juga karakteristik pada litologi yang mempunyai pori, dapat menggunakan porosity log. Cara yang dilakukan yaitu dengan memanfaatkan sejumlah atau beberapa interaksi fisika yang terjadi di lubang bor sehingga didapatkan sifat-sifat batuan. Densitas log ini akan terus menerus merekam dari bulk formasi. Definisi densitas bulk dilihat secara geologi yaitu merupakan fungsi dari densitas total pada mineral-mineral pembentuk batuan seperti misalnya matriks dan juga volume pada fluida bebas yang mengisi pori [12].

- Neutron Log

Neutron log merupakan log porositas yang mengukur jumlah ion hydrogen pada suatu formasi. Log neutron digunakan bersama dengan log densitas untuk mengukur porositas batuan. Neutron dari porositas akan terhitung lebih kecil bila pori diisi oleh gas. Penyebabnya karena banyaknya ion hydrogen yang dimiliki gas lebih sedikit daripada yang ion hydrogen yang dimiliki oleh air dan juga minyak. Hal ini disebut dengan Gas Effect yaitu terjadinya penurunan nilai neutron porositas [12]. Ada juga shale effect selain gas effect, yaitu effect nilai dari porositas neutron akan terpengaruh dimana terjadi kenaikan nilai neutron porositas akibat adanya kandungan shale. Penyebabnya karena struktur lempung dan air yang mempunyai ion hydrogen akan terikat dalam lempung sehingga dihitung sebagai ion hydrogen seperti ion hydrogen yang terdapat dalam pori [12]. Kandungan atom hydrogen yang berada dalam formasi batuan akan dideteksi oleh Neutron log yaitu dengan prinsip menembakkan neutron ke dalam formasi dengan energi tinggi. Akibatnya terjadi kehilangan energi dimana neutron yang terpancar menembus formasi akan bertumbukan dengan material formasi. Nilai energi yang hilang disebabkan neutron berbenturan dengan atom didalam formasi merupakan pengukuran dari porositas formasi. Bila neutron bertumbukan dengan material yang memiliki massa hampir sama atau sama contohnya atom Hydrogen, maka neutron akan mengalami kehilangan energi yang besar. Jumlah atom hydrogen yang terdapat didalam formasi sangat mempengaruhi besarnya energi neutron yang hilang.

- Density Log

Density Log merupakan kurva yang menunjukkan nilai bulk density dari batuan yang ditembus lubang bor. Prinsip dasar Density Log adalah menembakkan sinar gamma ke dalam formasi, banyaknya energi sinar gamma yang hilang, menunjukkan densitas elektron yang menggambarkan nilai densitas formasi. Kombinasi Density Log dengan Neutron Log dapat digunakan untuk memperkirakan kandungan jenis fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon, dan membantu dalam evaluasi lapisan shale.

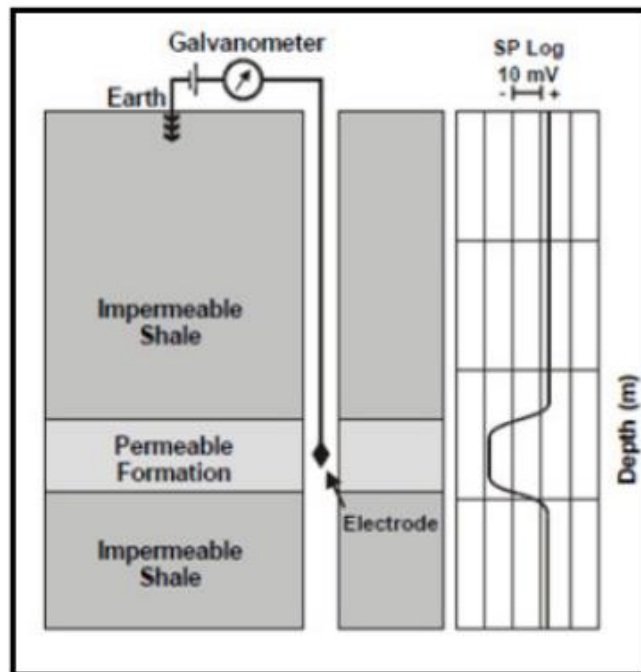
D. Akustik log yaitu berupa Sonic log

Pengukuran dari kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara merupakan definisi dari Sonic log. Sonic log secara kuantitatif, dapat juga digunakan untuk melakukan evaluasi porositas pada lubang yang telah terisi fluida. Interpretasi seismik dapat pula digunakan dalam menentukan interval profil velocity dan velocitinya. Tidak hanya itu, interpretasi seismic dapat juga dikalibrasi dengan penampang seismik. Sonic log secara kualitatif bisa juga digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur pada lapisan pasir sampai serpih. Sonic log ini dapat juga untuk mengidentifikasi litologi dan juga dalam menentukan batuan induk, overpressure, kompaksi normal dan juga dapat untuk mengidentifikasi rekahan (fractures) pada beberapa kasus tertentu [11].

E. Caliper Log

Caliper log adalah suatu alat yang digunakan untuk mengetahui ukuran dari lubang bor dan juga bentuknya. Pada alat mekanik caliper yang sederhana dapat digunakan untuk mengukur profil vertikal diameter lubang. Caliper log juga digunakan untuk melakukan kontributor informasi pada keadaan suatu litologi. Log caliper ini juga dapat juga digunakan untuk mengetahui zona yang memiliki indikator porositas dan permeabilitas yang bagus antara lain terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan sinar gamma ray log pada batuan reservoir, perhitungan pada kerak lumpur yang

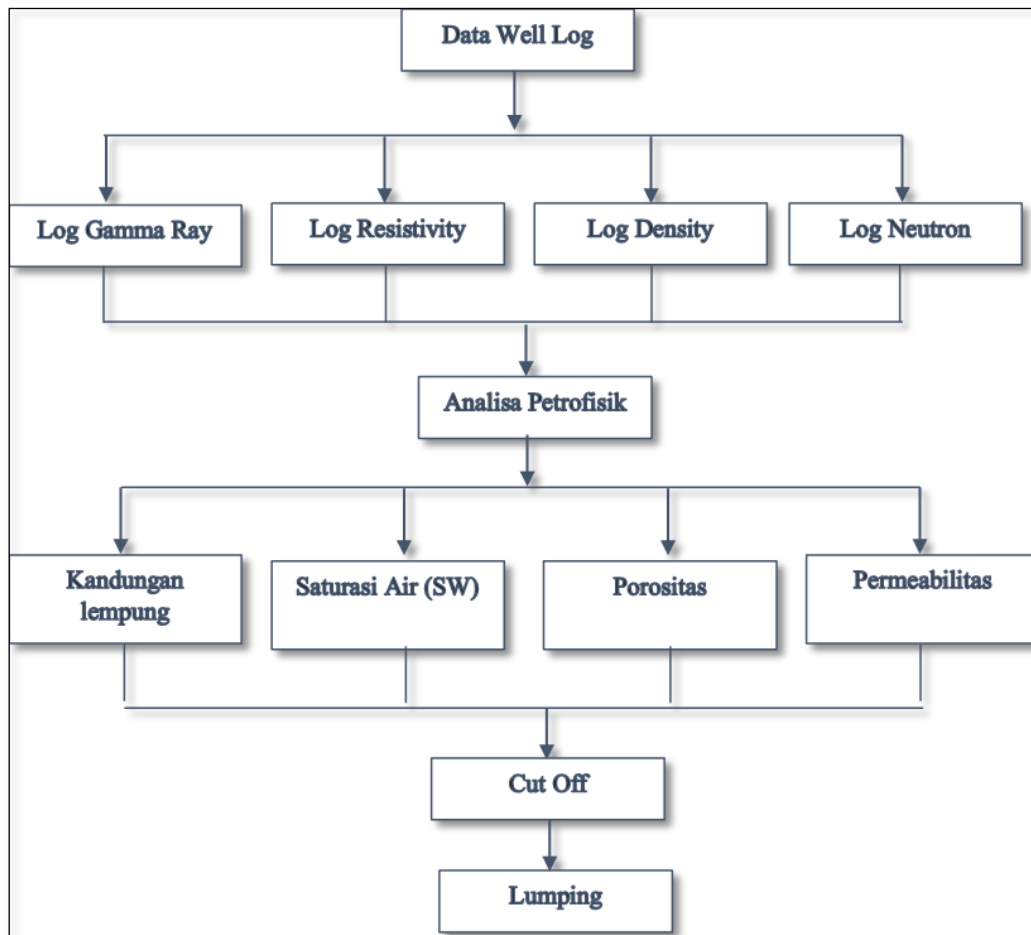
tebal, pengukuran pada volume semen yang diperlukan dan juga pengukuran pada volume lubang bor. Caliper log juga mempunyai fungsi lain yaitu sebagai panduan kualitatif untuk menentukan reservoir mana yang merupakan reservoir yaitu lapisan permeable dan mana yang bukan merupakan reservoir yaitu lapisan impermeable. Penyebab dari mud cake karena adanya suatu lapisan permeable sehingga dapat menyebabkan filtrat dari lumpur akan masuk ke dalam formasi. Pada waktu kita melakukan interpretasi Gamma Ray log, Caliper log ini digunakan untuk menentukan korelasi reservoir dan non reservoir.



Gambar 2. Log Spontaneous Potential [6]

2. Metodologi

Penelitian yang dilakukan menggunakan metode dengan melakukan pengumpulan dari data-data utama atau primer yaitu data dari well log antara lain Gamma Ray log, Resistivity log, Density log dan juga Neutron log. Pada data-data sekunder kita gunakan beberapa literatur terkait dan juga data-data laporan sumur di Lapangan. Keseluruhan dari data-data ini diolah untuk mendapatkan nilai kandungan lempung, saturasi air, porositas dan permeabilitasnya. Pengolahan data-data ini menggunakan suatu program khusus atau software yaitu Petrel Petrophysic. Alur diagram penelitian dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 3. Alur Diagram Perhitungan dan Analisa Petrofisik

3. Hasil

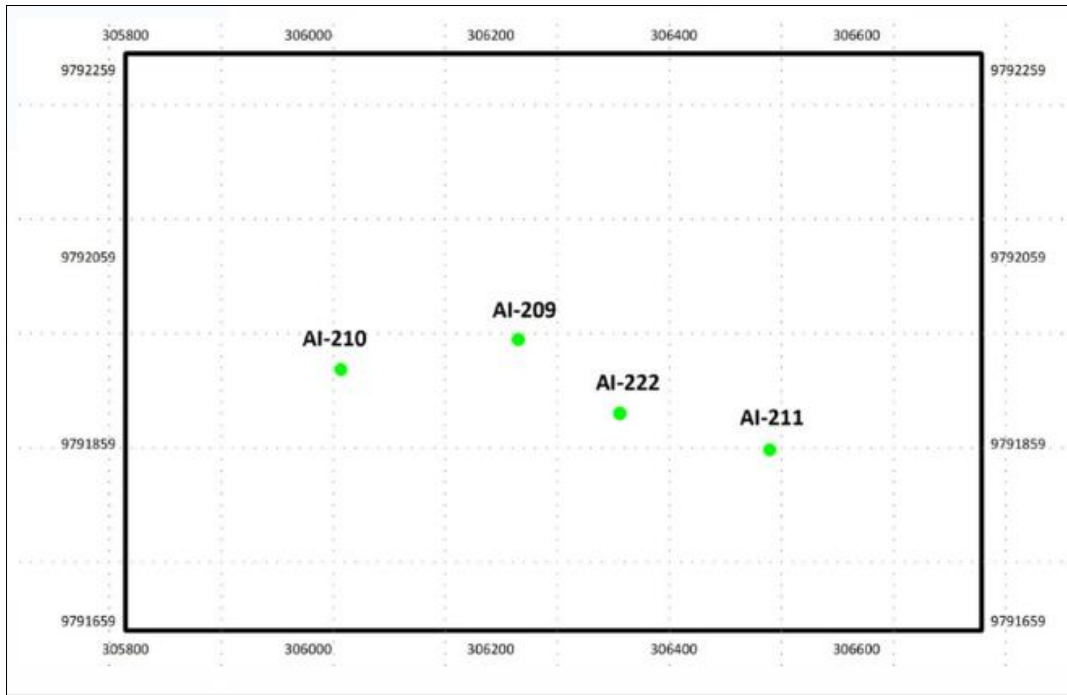
Sumur-sumur utama pada daerah penelitian yaitu AI-209, AI-210, AI-211 dan AI-222. Data yang terdapat pada sumur-sumur tersebut dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Data Sumur Utama

Sumur	Dept	GR	Cali-Norm	SP-Norm	RD-Norm	RXOZ-Norm	TNPH-Norm	RHOB-Norm
AI-209	*	*	*	*	*	*	*	*
AI-210	*	*	*	*	*	*	*	*
AI-211	*	*	*	*	*	*	*	*
AI-222	*	*	*	*	*	*	*	*

Cara atau proses dalam mengetahui karakteristik reservoir salah satunya yaitu dengan melakukan perhitungan dan Analisa petrofisik. Analisa ini dimulai dari perolehan data-data sub surface yang didapatkan melalui well logging pada lubang pengeboran. Analisa petrofisika Lapisan 5 ini dilakukan dengan cara menghitung kandungan lempung, porositas, saturasi air dan permeabilitas.

Letak sumur terlihat pada Gambar 4.



Gambar 4. Base map sumur-sumur utama L-5

3.1. Penentuan Kandungan Lempung

Gamma Ray log digunakan untuk melakukan perhitungan kandungan lempung dalam suatu formasi. Dengan menggunakan persamaan 1 dibawah ini:

$$V_{clay} = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \quad (1)$$

Keterangan

- Vclay : Merupakan Jumlah dari Kandungan Lempung
- GR log : Merupakan Bacaan dari Log Gamma Ray curve
- GR min : Merupakan Bacaan Log Gamma Ray curve yang Minimum
- GRmaks : Merupakan Bacaan Log Gamma Ray curve yang Maximum

Hasil perhitungan kandungan lempung dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Perhitungan Kandungan Lempung

Well	Top (mMD)	Bottom (mMD)	Gross Reservoir (m)	Avg. Vcl (%)	Avg. N/G (%)
AI-209	230,00	265,00	35,00	20,54	79,46
AI-210	228,00	265,50	37,50	32,38	67,62
AI-211	259,50	288,50	29,00	39,25	60,75
AI-222	239,57	273,10	33,53	8,28	91,72

3.2. Penentuan Porositas

Penentuan porositas menggunakan model porositas densitas – neutron dimana tujuan dari penentuan porositas ini adalah untuk mengetahui porositas yang sebenarnya dari formasi batuan. Berdasarkan ukuran serta kualitas, porositas pada batuan reservoir dapat dibedakan sebagai berikut:

Tabel 3. Ukuran Porositas dan Kualitas [8]

Nilai Porositas (%)	Kualitas
0 - 5	Dapat diabaikan
5 - 10	Buruk
10 - 15	Cukup
15 - 20	Baik
20 - 25	Sangat Baik
>25	Istimewa

Perhitungan porositas dilakukan dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

Porositas Densitas

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

Keterangan:

ρ_{ma} : Merupakan Densitas matriks dari batuan, (gr/cc)

ρ_b : Merupakan Densitas matriks dari batuan dengan pembacaan log density (gr/cc)

ρ_f : Merupakan Densitas fluida dari batuan (1,15 gr/cc untuk fluida salin)

Porositas Neutron

$$\phi_{efektif} = \sqrt{\frac{\phi_d^2 - \phi_n^2}{2}} \quad (3)$$

Hasil perhitungan porositas dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Hasil Perhitungan Porositas

Well	Top (mMD)	Bottom (mMD)	Gross Reservoir (m)	Avg. Vol (%)	Avg. N/G (%)	Net Reservoir (m)	Avg. Porosity (%)
AI-209	230,00	265,00	35,00	20,54	79,46	27,81	23,22
AI-210	228,00	265,50	37,50	32,38	67,62	25,36	25,64
AI-211	259,50	288,50	29,00	39,25	60,75	17,62	24,93
AI-222	239,57	273,10	33,53	8,28	91,72	3075,37	31,03

3.3. Penentuan Saturasi Air

Pembacaan dari resistivity log dilakukan untuk menentukan Saturasi Air. Perhitungan saturasi air menggunakan persamaan atau rumus Simandoux dimana daerah penelitian ini menunjukkan suatu formasi yang tidak hanya mengandung pasir saja tetapi terdapat juga shale atau clay pada kandungan pasirnya (shaly sand) [3].

$$SW = \frac{0,4 R_w}{\phi e^2} \int \sqrt{\frac{5\phi e^2}{R_w R_t}} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4)$$

Keterangan:

Sw : Merupakan suatu Saturasi air

R_w : Merupakan Resistivitas dari air formasi

R_t : Merupakan Resistivitas dari formasi

ϕe : Merupakan Porositas yang efektif

V_{sh} : Merupakan Volume dari shale

R_{sh} : Merupakan Resistivity dari shale

Hasil perhitungan Sw berdasarkan rumus diatas dapat dilihat pada Tabel berikut:

Tabel 5. Nilai Perhitungan Sw

Well	Top (mMD)	Bottom (mMD)	Gross Reservoir (m)	Avg. Vcl (%)	Avg. N/G (%)	Sw (%)
AI-209	230,00	265,00	35,00	20,54	79,46	51,61
AI-210	228,00	265,50	37,50	32,38	67,62	65,73
AI-211	259,50	288,50	29,00	39,25	60,75	67,94
AI-222	239,57	273,10	33,53	8,28	91,72	28,13

3.4. Penentuan Permeabilitas

Dalam menentukan nilai permeabilitas, digunakan persamaan atau rumus yang menghubungkan anatar nilai permeabilitas dengan nilai porositas dan nilai saturasi air. Persamaan yang digunakan adalah persamaan Timur. Pada Tabel 6, memperlihatkan klasifikasi kandungan permeabilitas yang buruk hingga sangat baik. Hasil perhitungan permeabilitas dapat dilihat pada Tabel 7.

Tabel 6. Klasifikasi Permeabilitas [8]

Klasifikasi	Nilai Permeabilitas mD
Ketat (Tight)	< 5
Cukup (Fair)	5 - 10
Baik (Good)	10 - 100
Baik sekali (Very Good)	100 - 1000

Persamaan permeabilitas Timur:

$$K = \frac{8581 P^{44}}{S^2} \quad (5)$$

Tabel 7. Nilai Permeabilitas

Well	Top (mMD)	Bottom (mMD)	Gross Reservoir (m)	Net Reservoir (m)	Avg. N/G (%)	Avg. Perm Calc (mD)
AI-209	230,00	265,00	35,00	27,81	79,46	229,62
AI-210	228,00	265,50	37,50	25,36	67,62	189,03
AI-211	259,50	288,50	29,00	17,62	60,75	199,73
AI-222	239,57	273,10	33,53	30,75	91,72	130,00

4. Pembahasan

Penentuan Kandungan Lempung

Tingkat radioaktif formasi diukur menggunakan Gamma Ray log, dimana semakin tinggi nilai Gamma Ray, maka akan semakin tinggi pula kandungan lempungnya. Mineral-mineral radioaktif banyak dijumpai seperti pada Potasium (K), Thorium (Th) dan Uranium (U). Selain itu, log ini juga dapat untuk mengukur derajat kandungan Clay pada lapisan batuan. Nilai porositas formasi dalam perhitungan sangat dipengaruhi adanya lempung dalam formasi. Hal ini disebabkan pori-pori batuan atau ruang akan lebih banyak dipengaruhi kandungan lempung.

Penentuan Porositas

Porositas Total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) merupakan nilai porositas yang didapat dari Analisa petrofisik. Penentuan porositas total dilakukan dengan pembacaan porositas log terhadap respon pada ruang kosong di antara batuan yang telah tedapat sejumlah air bebas pada formasi, dan juga hidrokarbon. Penentuan porositas efektif dilakukan dengan pembacaan porositas log terhadap respon pada ruang yang saling berhubungan di antara batuan yang telah terisi oleh hidrokarbon. Evaluasi porositas yang dilakukan pada log densitas dan log neutron meliputi dua tahapan koreksi. Tahapan pertama yaitu tahap koreksi untuk kandungan lempung. Tahapan yang kedua yaitu koreksi

pada pengaruh hidrokarbonnya. Nilai porositas akhir menggunakan porositas neutron – densitas akan didapat setelah dilakukan dua tahap koreksi tersebut. Menghitung porositas total dan porositas efektif menggunakan log, dapat dilakukan dengan menghitung densitas porositas dan neutron porositas. Density log umumnya digunakan dalam membaca fungsi pada densitas batuan. Density log ini pada prinsipnya melakukan penembakan sinar gamma terhadap formasi, kemudian sinar tersebut akan melepaskan elektroon keluar untuk kemudian diterima oleh detector pada peralatan logging. Fungsi dari nilai densitas formasi berupa jumlah electron yang diterima oleh detector. Semakin tinggi densitas formasi, berarti semakin banyak jumlah electron yang diterima demikian pula sebaliknya.

Nilai porositas neutron dilakukan dengan pembacaan pengukuran ion hydrogen pada log neutron. Biasanya porositas dalam hal ini dianggap sama dengan banyaknya ion hydrogen fluida yang terdapat pada pori batuan. Hydrogen Index yang terdapat dalam batuan akan terbaca oleh Neutron log dengan cara penembakan neutron masuk dalam formasi. Kandungan hydrogen yang semakin besar mengakibatkan akan semakin sedikit banyaknya neutron yang dipantulkan kembali masuk kedalam logging tool dimana nilai yang kecil akan ditunjukkan oleh log neutron. Neutron yang dipantulkan jumlahnya banyak yang dipantulkan kedalam logging tool bila kandungan hydrogen dalam formasi sedikit dimana nilai yang tinggi ditunjukkan oleh log neutron. Kandungan nilai porositas efektif pada lapangan Betung beragam karena dipengaruhi beberapa factor yaitu bentuk butir, sementasi, ukuran butir, kompaksi serta distribusi penyusun batuan.

Penentuan Saturasi Air

Pembacaan log resistivity digunakan untuk penentuan saturasi air. Pembacaan ini dilakukan dengan cara dimana resistivity log akan memperlihatkan nilai yang sama bila kandungan fluidanya sama. Suatu fluida bila mengandung hidrokarbon akan memperlihatkan nilai resistivitas yang besar dan bila mempunyai nilai resistivitas yang rendah berarti terlihat sebagai air yang memiliki resistivitas rendah. Mengetahui kandungan air pada suatu formasi perlu ditentukan terlebih dahulu resistivity waternya (R_w). Hasil perhitungan Saturasi air diperoleh dari nilai kandungan saturasi air pada lapangan Betung yang mempunyai kandungan nilai bervariasi. Faktor penyebab bervariasinya kandungan nilai ini diantaranya saturasi fluida reservoir yang dipengaruhi ukuran dan distribusi pori-pori batuan, ketinggian free water level, serta perbedaan tekanan kapiler.

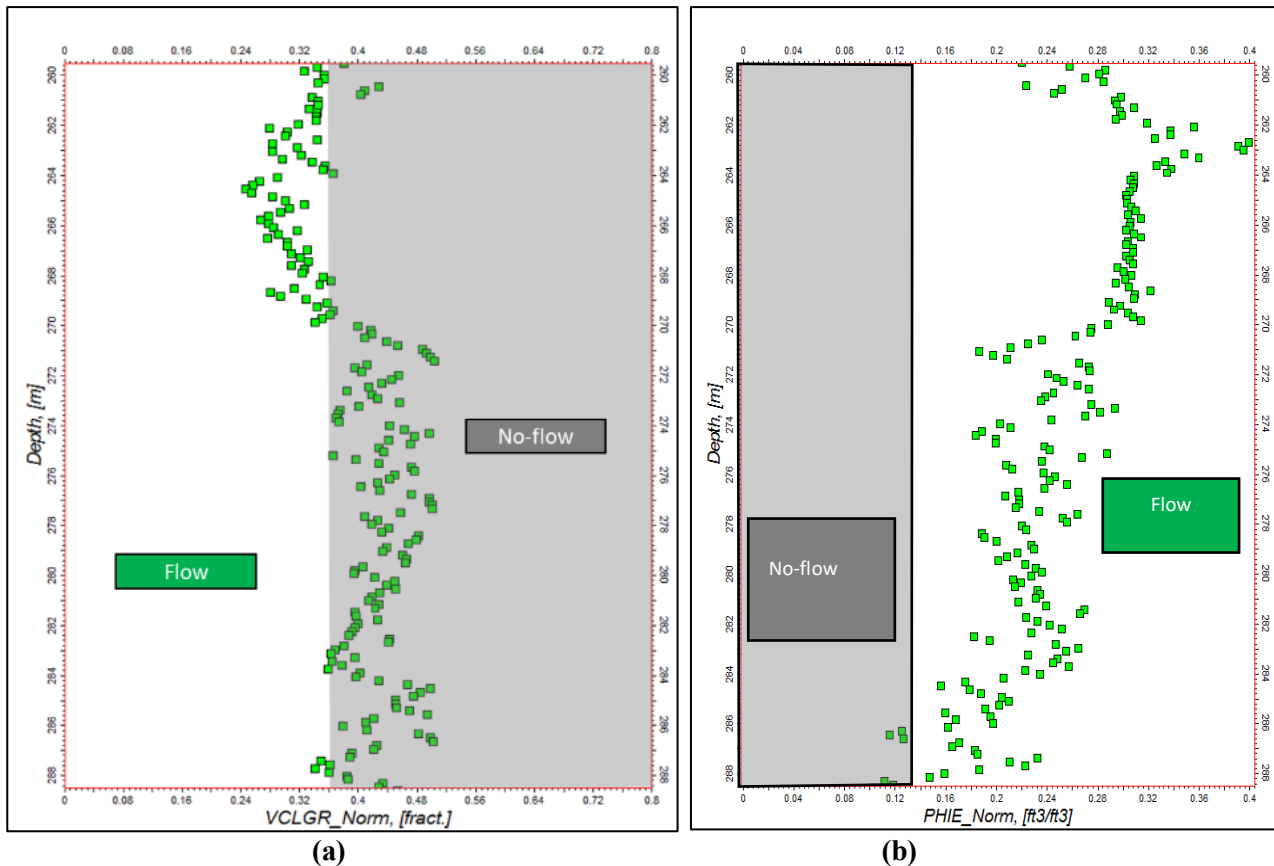
Penentuan Permeabilitas

Kemampuan dari suatu batuan dalam mengalirkan fluida pada suatu bilangan merupakan definisi dari permeabilitas. Besarnya permeabilitas yaitu $1 \text{ cm}^3/\text{detik}$ (satu centimeter kubik per detik) pada suatu fluida dengan kekentalan pada fluida yaitu 1 cp (satu centipoises) mengalir dalam tabung berpenampang sebanya 1 cm^2 (satu centimeter persegi) di bawah tekanan gradien $1 \text{ atm}/\text{cm}^2$ (satu atmosfer per centimeter persegi) merupakan definisi dari satu darcy [7]. Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, didapat nilai yang bervariasi dari permeabilitas. Hal ini dipengaruhi oleh ukuran butiran batuan. Permeabilitas tinggi bila batuan sedimen memiliki butiran besar dan pori-pori yang besar pula. Sedangkan permeabilitas rendah bila batuan mempunyai butiran halus dengan ukuran pori-pori kecil.

Penentuan Nilai Penggal (Cut off)

Data-data yang didapat diasumsikan untuk menentukan nilai penggal atau cut off dari porositas, kandungan lempung dan juga saturasi air, dimana untuk menentukan atau mengetahui tingkat kemungkinan produktif atau tidaknya suatu zona dengan menggunakan grafik histogram. Pengertian histogram adalah sebuah grafik untuk menunjukkan keseluruhan dari data yang dilihat dari perolehan nilai terkecil atau terendah sampai dengan nilai terbesar atau tertinggi untuk menentukan batas penggal (cut-off). Dalam penentuan nilai penggalnya, diambil nilai tengah atau rata-rata dari grafik histogram tersebut. Pada Gambar 5 yang memperlihatkan kandungan clay mempunyai nilai penggal yaitu 32%. Artinya, jika nilai volume clay lebih besar dari 32%, maka tidak akan ada alirannya. Porositas juga demikian yang bisa dilihat pada Gambar 6. Porositas nilai penggalnya adalah 13%, dimana apabila lebih kecil dari 13 % nilai porositasnya, aliran tidak akan ada. Saturasi air nilai penggalnya diasumsikan menggunakan nilai produktif yang dianggap sebesar 50%. Umumny terdapat lebih dari satu macam fluida di batuan reservoir yang terkandung hidrokarbon yaitu ada minyak, air dan juga gas diseluruh bagian reservoir yang tersebar. Hidrokarbon yang terdiri dari air dan minyak

memiliki batas yang tidak selalu jelas dimana air yang terdapat pada reservoir sebagai interstitial water yang mempunyai kisaran nilai dari beberapa persen sampai kemungkinan lebih banyak dari lima puluh persen (50%) tetapi umumnya berkisar antara sepuluh persen (10%) sampai tiga puluh persen (30%). Dapat atau tidaknya lapisan minyak diproduksi tergantung besarnya penjuenan air didalam reservoir minyak. Umumnya nilai Sw lebih kecil dari 50 % agar minyak bisa keluar, tetapi jika Sw lebih besar dari lima puluh persen (50%) minyak masih memungkinkan untuk mengalir. Nilai penggal Saturasi air sebesar 50% dalam hal ini menunjukkan kandungan reservoir yang produktif.



Gambar 6. (a). Cut off Vclay sumur AI-211, (b). Cut off Porositas sumur AI-211

Tabel 8. Hasil Cut Off

Well	Cut Off		
	Kandungan Lempung	Porositas	Saturasi Air
AI-209	32%	13%	50%
AI-210	32%	13%	50%
AI-211	32%	13%	50%
AI-222	32%	13%	50%

Lumping

Data secara keseluruhan yang akan ditampilkan dalam bentuk table dimana data-data tersebut telah dihitung dan telah ditentukan nilai penggal porositas, kandungan lempung serta saturasi airnya disebut dengan Lumping. Lumping ini merupakan zona net reservoir yang telah dibatasi menggunakan

nilai penggal porositas dan kandungan lempung pada proses perhitungan yang telah dilakukan terlebih dahulu atau proses sebelumnya.

Tabel 9. Tabel Keseluruhan Data Perhitungan (Lumping)

Well Num	Zone	Top (mMD)	Bottom (mMD)	Gross Reservoir (m)	Avg. Vcl (%)	Avg. N/G (%)	Net Reservoir (m)	Avg. Porosity (%)	Sw (%)	Avg. Perm Calc (mD)
209	L5-6	230,00	265,00	35,00	20,54	79,46	27,81	23,22	51,61	229,62
210	L5-6	228,00	265,50	37,50	32,38	67,62	25,36	25,64	65,73	189,03
211	L5-6	259,50	288,50	29,00	39,25	60,75	17,62	24,93	67,94	199,73
222	L5-6	239,57	273,10	33,53	8,28	91,72	30,75	31,03	28,13	130,00

Zona Prospek Hidrokarbon

Analisa untuk memperoleh suatu zona reservoir pada masing-masing sumur menggunakan pembacaan gamma ray log. Hasil pembacaan nilai gamma ray log yang rendah, angka resistivitas yang besar, angka densitas yang kecil, dan angka neutron yang kecil, menunjukkan zona tersebut merupakan zona reservoir. Berdasarkan analisis tersebut diperoleh satu zona reservoir pada masing-masing sumur sebagai berikut:

Sumur AI-209 berada pada kedalaman 230 mMD – 266 mMD; Sumur AI-210 berada pada kedalaman 228 mMD -265.50 mMD; Sumur AI-211 berada pada kedalaman 259.50 mMD – 288.50 mMD; Sumur AI-222 berada pada kedalaman 239.57 mMD – 273.10 mMD.

5. Kesimpulan

Berdasarkan perhitungan dan Analisa petrofisik lapangan Betung, Formasi Air Benakat, Sub-Cekungan Jambi-Cekungan Sumatera Selatan:

1. Sumur-sumur L-5 (AI-209; AI-210; AI-211; AI-222) memiliki nilai porositas dengan range 23% - 31 %, termasuk kategori sangat baik – istimewa (Tabel 3, Koesoemadinata, 1978)
2. Sumur-sumur L-5 (AI-209; AI-210; AI-211; AI-222) memiliki tingkat permeabilitas dengan range 130 mD – 229 mD, termasuk kategori baik sekali (Tabel 6, Koesoemadinata, 1978).
3. Berdasarkan nilai penggal diperoleh nilai kandungan lempung maksimal 32%; nilai kandungan porositas minimal 13% serta nilai kandungan saturasi air maksimal 50%.
4. Zona prospek Hidrokarbon: Sumur AI-209 berada pada kedalaman 230 mMD – 266 mMD; Sumur AI-210 berada pada kedalaman 228 mMD -265.50 mMD; Sumur AI-211 berada pada kedalaman 259.50 mMD – 288.50 mMD; Sumur AI-222 berada pada kedalaman 239.57 mMD – 273.10 mMD.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terimakasih kepada TAC Prakarsa Betung Meruo Senami Jambi yang telah memberikan kesempatan untuk mengolah data di perusahaan dan memberikan izin untuk mempublikasi hasil penelitian ini.

Daftar Pustaka

- [1] Asquith, G 1982. Basic Well Log Analysis for Geologists. AAPG, TulsaOklahoma.
- [2] De Coster, G. L., 1974, Central and South Sumatra Basins .The Geology of The Proceedings Indonesian Petroleum Association, Third Annual Convention, June 1974, 77- 110.
- [3] Crain, E.R. 2015. Crain’s Petrophysical Pocket Pal. www.Spec2000.net (diakses 10 Agustus 2017)
- [4] Geological Society Memoir No.31, 2005. Sumatera: Geology, Resources and Tectonics Evolution. The Geological Society, London
- [5] Ginger, D dan Fielding, K. 2005, The Petroleum and Future Potential of The South Sumatra Basin. Indonesian Petroleum Assocoation
- [6] Glover, Paul. 2007. Petrophysics MSc Course Notes. Nottingham, United Kingdom
- [7] Harsono, A. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Edisi-8. Jakarta; Schlumberger Oil Field Services.
- [8] Koesoemadinata, R.P. 1978. Geologi Minyak Bumi. Bandung. Penerbit ITB.

- [9] Mizani, Y.A., 2011, Characterization of Hydrocarbon and Source Rock in Berembang-Karangmakmur Deep Jambi Sub Basin, AAPG International Conference and Exhibition, Milan, Italy, pp. 156- 174.
- [10] Nukefi, Alvey. 2007. Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- [11] Pulunggono A, Cameron N.R, 1984. Sumatran Microplates, Their Characteristics and Their Role in the Evolution of the Central and South Sumatra Basin. Proc.13th Ann.Conv.IPA, Jakarta, p 121 -143.
- [12] Rider, M. 1996. The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition. Interprint Ltd. Malta
- [13] Juhasz, I., 1986. Assesment of the Distributions of Shale, Porosity and Hydrocarbon Saturation in Shaly Sands. 10th Annual European Formation Evaluation Symposium, Paper AA
- [14] Thomas, E.C., Stieber, S.J., 1975. The Distribution of Shale in Sandstones and its Effect upon Porosity. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA) 16th Annual Logging Symposium Tranactions, Paper T.