



## Karakterisasi Batuan *Reservoir* Menggunakan Metode Log-Petrofisika, Geokimia dan Termal pada Sumur I-1 dan I-2 di Daerah 'Y' Sumatera Tengah

Bagus Sapto Mulyatno<sup>1,\*</sup>, Ordas Dewanto<sup>2</sup>, Cinthia Dewi Maharani<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Teknik Geofisika Fakultas Teknik, Universitas Lampung;

Jl Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

\*E-mail korespondensi: <sup>a)</sup> bagussapto.m@gmail.com, <sup>b)</sup> ordasdewanto@gmail.com, <sup>b)</sup> cinthiamaharani55@gmail.com

**Abstrak.** Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menjabarkan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter *reservoir* menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Karakterisasi *reservoir* penting dilakukan untuk mengetahui keadaan bawah permukaan, terutama bagian reservoir minyak dan gas. Dalam penelitian ini digunakan tiga data dan metode sekaligus untuk karakterisasi *reservoir* pada Sumur I-1 dan I-2 di Daerah "Y" Cekungan Sumatera Tengah. Metode yang digunakan adalah metode Log-Petrofisika, Geokimia dan Termal. Interpretasi data log digunakan untuk karakteristik reservoir yang berada pada batuan sand dan memiliki permeabilitas besar, yang dapat dideteksi dengan melihat nilai log gamma ray yang kecil dan *log spontaneous potential* besar. Kandungan hidrokarbon dideteksi dari separasi log NPHI dan RHOB serta nilai resistivitas (log LLD) lebih besar dari 60 Ohm-m. Hasil pengolahan data log menunjukkan bahwa lapisan potensial pada Sumur I-1 (797-893.8) m mempunyai nilai porositas=(25.57-35.86)% dan  $R_w=0.45$  Ohm-m, dan Sumur I-2 (614-615.4)m mempunyai nilai porositas=(26.35-29.72)% dan  $R_w=0.45$  Ohm-m. Metode termal (T3D) dan geokimia digunakan untuk estimasi tingkat maturasi hidrokarbon. Awal maturasi (immature), ditunjukkan dengan indikator geokimia  $R_o=(0,34-0,44)\%$ ,  $T3D=(1-2)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(60-70)^\circ C$ , untuk Sumur I-1 terjadi pada  $Z=(502-629)m$  dan Sumur I-2 pada  $Z=(580-680)m$ . Mature ditunjukkan dengan  $R_o=(0,44-0,73)\%$ ,  $T3D=(10-15)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(90-100)^\circ C$ , untuk sumur I-1 terjadi pada  $Z=(1096-1276)m$  dan sumur I-2 pada  $Z=(1160-1270)m$ . Over mature hanya terjadi pada Sumur I-1 (1595-1699m) dengan  $R_o=0,72-0,91\%$ ,  $T3D=(50-70)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(100-120)^\circ C$ . Gas ditemukan pada Sumur I-1 (1780-1964m) dengan  $R_o=(1,00-2,00)\%$ ,  $T3D=(100-150)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(110-130)^\circ C$ . Kesimpulan yang diperoleh adalah bahwa Sumur I-1 dan I-2 Sumatera Tengah merupakan sumur yang prospek, karena dari hasil karakterisasi diperoleh porositas dan  $S_w$  yang bagus (mengandung hidrokarbon), didukung oleh data termal dan geokimia yang menunjukkan adanya lapisan hidrokarbon yang belum matang dan sudah matang dan gas.

**Kata kunci:** *log-petrofisika, termal, maturasi hidrokarbon, porositas,  $S_w$*

### PENDAHULUAN

Indonesia adalah negara dengan kekayaan alam melimpah. Energi merupakan salah satu kekayaan melimpah di Indonesia, dapat berupa hidrokarbon minyak bumi maupun gas bumi. Hidrokarbon adalah bahan bakar yang berasal dari fosil yang terendapkan dalam tanah dalam waktu lama sehingga mengalami peningkatan temperatur. Peningkatan temperature tersebut merubah susunan kimia zat organik menjadi hidrokarbon baik minyak maupun gas. Metode yang digunakan untuk memperkirakan nilai temperatur adalah dengan konsep aliran panas bumi. Umumnya minyak dan gas bumi berada pada suatu perangkat yang disebut reservoir bersamaan dengan air. Dalam proses eksplorasi hidrokarbon penting untuk mengetahui karakteristik reservoir untuk menjabarkan secara kualitatif maupun kuantitatif karakter reservoir dengan semua data yang ada. Karakteristik reservoir dilakukan untuk mengetahui apakah sumur tersebut produktif atau tidak. Menilai produktif atau tidaknya suatu sumur dapat digunakan: (1) Data log dengan melihat nilai gamma ray rendah yang memiliki arti bahwa lapisan tersebut permeable, nilai LLD untuk mengetahui kandungan pada lapisan, dan sparasi log NPHI dan RHOB; (2) Data temperatur digunakan untuk menentukan tingkat kematangan hidrokarbon yang diperoleh dari hasil perhitungan berdasarkan konsep aliran panas bumi sehingga didapatkan nilai temperatur dan termal tiga dimensi (T3D); (3) Data Geokimia untuk mengetahui keadaan hidrokarbon imature, mature, overmature dengan dasar range nilai  $R_o$ . Jumlah panas pada setiap kedalaman sumur dihitung berdasarkan pengukuran konduktivitas panas batuan, porositas temperature, gradient temperatur, umur, tekanan, litologi dan aliran panas bumi. Penelitian ini menggunakan data log, data thermal, dan data geokimia untuk mengetahui karakteristik reservoir pada sumur I-1 dan I-2 di daerah "Y" Sumatera Tengah.

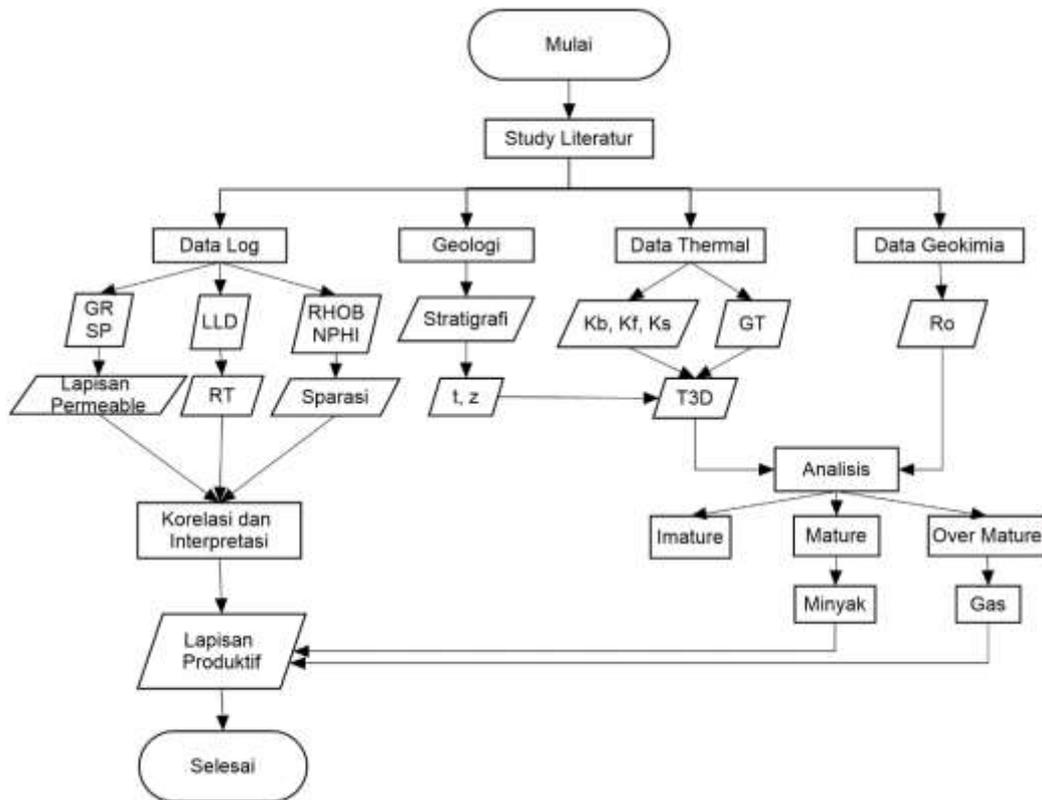
### METODE PENELITIAN

Dalam penelitian ini data yang digunakan adalah data log (gamma-ray, resistivity, neutron porosity, density), data geokimia ( $R_o$ ) dan datatermal (temperatur). Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan software Interactive Petro-physics (IP) dan Thermal 3D, serta pengukurancoring untuk mendapatkan data geokimia ( $R_o$ ). Daerah penelitian adalah Cekungan Sumatera Tengah. Secara rinci diagram alir penelitian iniditunjukkan dalam Gambar 1.

### Konduktivitas Panas Batuan

Hubungan dasar perpindahan panas dengan konduksi dikemukakan oleh J.BJ Fourier yang menyatakan bahwa laju aliran panas secara konduksi dalam suatu bahan sama dengan hasil kali dari tiga buaj besaran konduktivitas termal bahan, luas penampang, dan gradient suhu pada penampangnng tersebut (Purwanto, 2007). Konduksi adalah proses perambatan panas dalam zat yang tidak disertai dengan perpindahan massa yang umumnya terjadi pada zat padat.

Hasil penelitian Gretener tahun 1982 bahwa harga konduktivitas panas pada masing-masing zat berbeda, dan harga konduktivitas pada litologi yang sama juga berbeda. Hal tersebut memiliki arti bahwa konduktivitas dipengaruhi oleh susunan bahan itu sendiri. Satuan Internasional konduktivitas panas batuan adalah W/m°C.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

*Konduktivitas Panas Formasi dan Kelompok Formasi*

Konduktivitas panas formasi (KFM) adalah kemampuan suatu formasi pada sumur untuk menghantarkan panas. Konduktivitas formasi ditentukan dengan rumus sebagai berikut:

$$K_{FM} = \left[ \left( \frac{d_{B1}}{K_{B1}} + \frac{d_{B2}}{K_{B2}} + \dots \right) \times \frac{1}{d_{B1} + d_{B2} + \dots} \right]^{-1} \quad (1)$$

Dimana; KFM = konduktivitas panas formasi (10<sup>-3</sup>cgs), dFM1 = ketebalan litologi-1 (m), dFM2 = ketebalan litologi-2 (m), dFM1+dFM2 = ketebalan formasi (m), KFM1 = konduktivitas panas jenis litologi-1 (10<sup>-3</sup>cgs), KFM2 = konduktivitas panas jenis litologi -2 (10<sup>-3</sup>cgs) dan seterusnya disesuaikan dengan jenis formasinya.

Konduktivitas panas kelompok formasi (K<sub>KFM</sub>) adalah kemampuan suatu kelompok formasi pada sumur untuk menghantarkan panas. Harga konduktivitas panas kelompok formasi dapat didapat dengan persamaan konduktivitas panas kelompok formasi sebagai berikut:

$$K_{KFM} = \left[ \left( \frac{d_{F1}}{K_{F1}} + \frac{d_{F2}}{K_{F2}} + \dots \right) \times \frac{1}{d_{F1} + d_{F2} + \dots} \right]^{-1} \quad (2)$$

Dimana; K<sub>KFM</sub> = konduktivitas panas kelompok formasi (10<sup>-3</sup>cgs), dFM1 = ketebalan formasi-1 (m), dFM2 = ketebalan formasi-2 (m), dFM1+dFM2 = ketebalan kelompok formasi (m), KFM1 = konduktivitas panas formasi-1 (10<sup>-3</sup>cgs), KFM2 = konduktivitas panas formasi-2 (10<sup>-3</sup>cgs) dan seterusnya disesuaikan dengan jenis formasinya.

Konduktivitas panas sumur (K<sub>SM</sub>) adalah konduktivitas panas yang dihitung dari kedalaman akhir sumur sampai dengan permukaan. Cara penentuannya yaitu dengan menjumlahkan masing-masing harga konduktivitas panas formasi yang ada pada sumur tersebut (Subono dan Siswoyo, 1995).

$$K_{SM} = \left[ \left( \frac{d_{FA}}{K_{FA}} + \frac{d_{FB}}{K_{FB}} + \dots \right) \times \frac{1}{DA} \right]^{-1} \quad (3)$$

Dimana; K<sub>SM</sub> = konduktivitas panas yang dihitung dari dalam akhir sumur s/d permukaan (10<sup>-3</sup>cgs), d<sub>FMA</sub>, d<sub>FMB</sub>, d<sub>FMN</sub>= ketebalan formasi A, B s/d N (m atau cm), DA = total kedalaman.

Setiap ruang batuan memiliki temperatur berbeda karena perbedaan harga porositas, tekanan hidrostatik dan konduktivitas panas. Temperatur dapat mempengaruhi zat organik yang terkandung dalam sedimen. Peningkatan temperatur akan mengubah minyak bumi berat menjadi minyak bumi ringan, kemudian menjadi kondensat dan terakhir hanya gas. Tabel 1 menunjukkan keadaan hidrokarbon berdasarkan nilai temperatur (Dewanto, 2001).

**Tabel 1.** Keadaan Hidrokarbon Berdasarkan Temperatur

Temperatur (°C)	Karakteristik Reservoir Migas
50-60	Immature
60-70	Immature
80-90	Immature (+)
90-100	Mature
110-120	Overmature
120-130	Gas

Temperatur reservoir minyak dan gas bumi ditentukan oleh kedalaman dan posisi geologinya. Semakin dalam umumnya makin tinggi temperaturnya. Di lain pihak nilai dari temperatur ini ditentukan oleh gradien temperature. Gradien temperatur dinyatakan dalam °F/100 kaki atau °C/100m. Faktor-faktor yang mempengaruhi gradien geotermal yaitu konduktivitas panas, struktur lokal, dan overpressure (Koesoemadinata, 1978). Adanya panas yang menyebar mengalir dari bawah ke permukaan, menyebabkan ruangan yang dilewati aliran panas tersebut mempunyai temperatur. Rumus gradient temperatur menurut Dresser Atlas (1982) adalah sebagai berikut:

$$\frac{dT}{dZ} = \frac{(T_f - T_m)}{D} \times 100 \quad (4)$$

Dimana;  $dT/dZ$  = gradien temperature (°C/100m),  $T_f$  = temperatur formasi (°C),  $T_m$  = temperatur permukaan (°C),  $D$  = kedalaman formasi (m)

Aliran panas bumi adalah jumlah panas yang mengalir daridalam bumi menuju ke permukaan dengan cara konduksi. Rumus aliran panas bumi menurut Gretener (1982) adalah sebagai berikut:

$$Q = K \frac{dT}{dZ} \quad (5)$$

Dimana;  $cal/cm\mu Q$  = harga aliran panas bumi (HFU atau  $\mu cal/cm^2$  satau  $mW/m^2$ ),  $K$  = konduktivitas panas ( $10^{-3} cal cm^{-1} dt^{-1} °C^{-1}$  atau  $W/m^2 °C$ ),  $dT/dZ$  = gradien temperatur (°C/100m),  $1 HFU = 10^{-6} cal cm^{-2} dt^{-1}$ .

Kapasitas panas dihitung berdasarkan kasus sederhana Lopatin-Waples dan perhitungan Time Temperature Index yang dimodifikasi dengan memasukkan parameter heat flow sehingga total maturase pada suatu ruang batuan diubah menjadi suatu rumusan termal 3 D sebagai berikut:

$$T3D = \sum_{N_{min}}^{N_{max}} Q \times \frac{(\Delta t)_N \times 2^N}{(\Delta Z)_N} \quad (6)$$

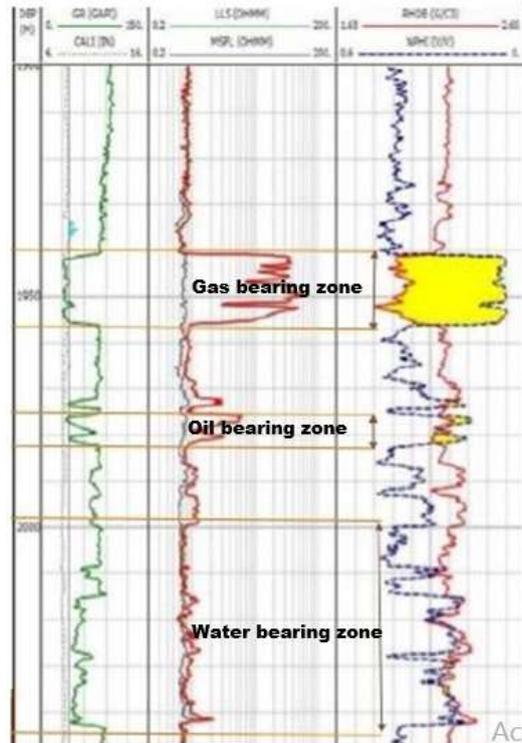
Log Gamma Ray adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Menurut Adi Harsono (1997), tingkat radiasi serpih (shale) lebih tinggi dibandingkan batuan lain karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang tidak permeabel, hal ini terjadi selama proses perubahan geologi batuan. Pada formasi permeabel tingkat radiasi GR lebih rendah, dan kurva akan turun ke kiri. Sehingga log GR adalah log permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel. Jadi jika nilai log gamma ray besar menandakan bahwa lapisan tersebut bersifat impermeabel atau lapisan serpih.

Menurut Riki Pahlevi Zain (2012), log resistivity dijadikan acuan penting ada tidaknya hidrokarbon. Keberadaan hidrokarbon ditandai dengan nilai resistivitas yang tinggi, sedangkan air atau lempung memiliki resistivitas yang rendah.

Gambar 2 menjelaskan adanya perubahan yang diakibatkan oleh gas, oil dan water pada lubang bor (Rahmat dan Dewanto, 2015). Menurut Rahmat dan Dewanto (2015), jika mengandung gas akan diindikasikan nilai log gamma ray akan rendah berkisar kurang dari 60 API, dan nilai log resistivity akan besar lebih dari 100 ohm-meter. Log resistivity bisa kurang dari nilai tersebut apabila adanya persilangan antara log densitas dan neutron dengan separasi besar. Jika mengandung oil akan diindikasikan dengan nilai log gamma ray akan rendah berkisar kurang dari 60 API, dan nilai log resistivity akan berkisar dari 100 ohm-meter. Resistivity bisa kurang dari nilai tersebut apabila adanya persilangan antara log densitas dan neutron dengan separasi kecil. Jika mengandung water akan diindikasikan dengan nilai log gamma ray yang rendah berkisar kurang dari 60 API, dan nilai resistivity akan besar kurang dari 60 ohm-meter dan tidak adanya adanya persilangan antara log densitas dan neutron.

Ketika dikombinasikan dengan interval skala yang berlawanan log neutron dan density dapat digunakan untuk mendeteksi adanya kandungan hidrokarbon yang ditunjukkan oleh adanya cross over (butterfly effect), semakin besar separasi cross over yang ditunjukkan oleh log neutron dan density maka dapat ditafsirkan bahwa hidrokarbon tersebut merupakan gas dan apabila separasinya sedikit lebih kecil maka ditafsirkan bahwa jenis hidrokarbon tersebut merupakan minyak atau air. Selain itu kita juga perlu membandingkan dengan log resistivity, jika resistivitas menunjukkan nilai yang tinggi maka dimungkinkan daerah cross over tersebut merupakan hidrokarbon akan tetapi jika resistivitasnya rendah dimungkinkan zona tersebut merupakan air (Hangga Wijaya, 2014).

Log Neutron mengukur ion hidrogen yang terkandung dalam suatu formasi. Log neutron akan merespon keberadaan hydrogen dalam lapisan batuan sehingga lapisan yang berisi air atau minyak log neutron akan merefleksikan adanya cairan yang mengisi pori-pori batuan, sedangkan log densitas digunakan untuk mengukur densitas dengan memancarkan sinar gamma ke dalam formasi batuan (Cahaya et al, 2015).



**Gambar 2.** Perbedaan Nilai Resistivitas Gas, Minyak dan Air pada Lubang Bor

Vitrinite Reflectance ( $R_o$ ) adalah data geokimia yang diperoleh dari hasil pengukuran  $R_o$  biasanya merupakan indikator untuk memperkirakan tingkat maturasi hidrokarbon, yaitu dengan melihat besarnya refleksi pada coretersebut.

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### Konduktifitas Panas, Gradien Temperatur dan Heat Flow

Tabel 2 menunjukkan gradient temperatur sumur (GT<sub>s</sub>), aliran panas bumi (Heat Flow) pada sumur I-1 dan I-2 berdasarkan pengukuran konduktifitas panas batuan ( $K_B$ ). Tabel 3 menunjukkan hasil pengolahan konduktivitas panas kelompok formasi ( $K_{KF}$ ), gradient temperatur kelompok formasi (GTKF) dan temperatur pada setiap perubahan kedalaman (dz) pada Sumur I-1 berdasarkan  $K_B$ . Tabel 4 menunjukkan hasil pengolahan konduktivitas panas kelompok formasi ( $K_{KF}$ ), gradient temperature kelompok formasi (GT<sub>KF</sub>) dan temperatur pada setiap perubahan kedalaman dz pada sumur I-2 berdasarkan pengukuran  $K_B$ .

**Tabel 2.** Nilai  $K_s$ , GT<sub>s</sub>, Heat Flow

Sumur	$K_s$ (cgs)	GT <sub>s</sub> (°C/100cm)	Q (HFU)
I-1	$5,104 \times 10^{-3}$	0,051	2.750
I-2	$5,491 \times 10^{-3}$	0,046	2.750

Keterangan:  $1 \text{ cgs} = \text{cal cm}^{-1} \text{ dt}^{-1} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

**Tabel 3.** Nilai  $K_{KF}$ ,  $GT_{KF}$ ,  $dT$ ,  $dZ$  pada Sumur I-1

Formasi	Z (m)	$K_{KF}$ (cgs)	$GT_{KF}$ ( $^{\circ}C/100cm$ )	$dT= 10^{\circ}C$ $dZ= \dots m$
Minas Petani Telisa	969	4.53	6.06	165
Sihapas A Sihapas B Pematang S Pematang M	911	6.87	4.00	250
Pematang B Pematang L Basement	84	7.59	3.62	276

**Tabel 4.** Nilai  $K_{KF}$ ,  $GT_{KF}$ ,  $dT$ ,  $dZ$  pada Sumur I-2

Formasi	Z (m)	$K_{KF}$ (cgs)	$GT_{KF}$ ( $^{\circ}C/100cm$ )	$dT= 10^{\circ}C$ $dZ= \dots m$
Minas Petani Telisa	930	4.62	5.53	181
Sihapas A Sihapas B Pematang S Pematang M	432	6.36	4.01	249
Pematang B Pematang L Basement	41.8	7.40	3.45	290

**Vitrinite Reflectance, Temperatur dan T3D**

Hasil pengukuran  $R_o$ , Temperatur, dan T3D pada sumus I-1 dan I-2 di Daerah 'Y' Sumatera Tengah terdapat pada Tabel 5 dan 6. Tabel 5 menunjukkan nilai kedalaman,  $R_o$ , temperatur, dan T3D pada sumur I-1. Tabel 6 menunjukkan data kedalaman,  $R_o$ , temperatur, T3D dan keterangan keadaan hidrokarbon pada sumur I-2.

**Tabel 5.** Nilai  $R_o$ , T dan T3D pada sumur I-1

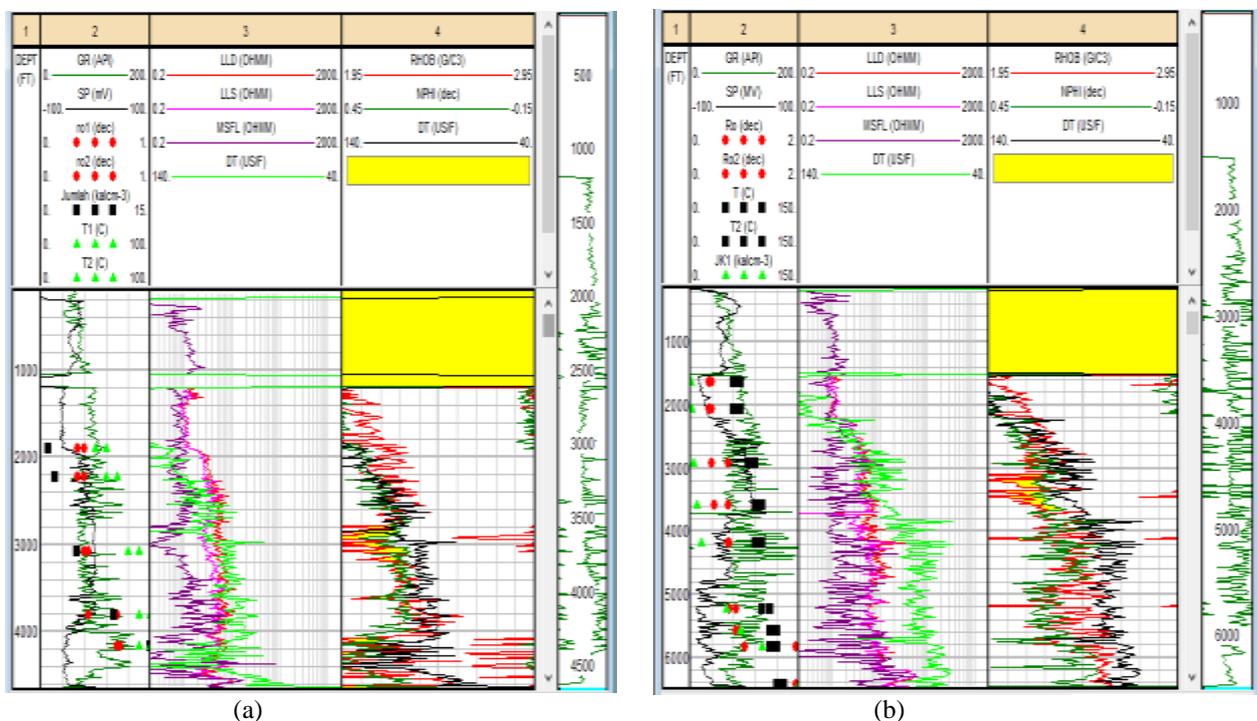
Z (ft)	T3Dx10 <sup>3</sup> (kal/cm <sup>3</sup> )	$R_o$ (%)	T ( $^{\circ}C$ )	Keterangan
1902.877	1	0.34-0.40	50-60	Immature
2230.971	2	0.34-0.40	60-70	Immature
3080.709	5	0.40-0.44	80-90	Immature(+)
3805.774	10	0.44-0.70	90-100	Mature
4166.667	15	0.70-0.73	90-100	Mature

**Tabel 7.** Nilai  $R_o$ , T dan T3D pada sumur I-2

Z (ft)	T3Dx10 <sup>3</sup> (kal/cm <sup>3</sup> )	$R_o$ (%)	T ( $^{\circ}C$ )	Keterangan
1646.982	1	0.35-0.40	60-70	Immature
2063.648	2	0.35-0.40	60-70	Immature
2933.071	5	0.40-0.45	80-90	Immature(+)
3595.800	10	0.45-0.70	90-100	Mature
4186.352	15	0.70-0.72	90-100	Mature
5231.939	50	0.72-0.85	100-110	Over Mature
5574.147	70	0.85-0.91	110-120	Over Mature
5839.895	100	1.00-1.95	110-120	Gas
6443.569	150	1.95-2.00	120-130	Gas

Pada sumur I-1 terdapat material organik yang belum matang pada kedalaman 1902.887 ft pada lapisan impermeable. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran  $R_o$  dan temperature yang memiliki nilai  $R_o$  0.34-0.40 % an T 50-60  $^{\circ}C$ . Pada kedalaman ini data log tidak menunjukkan adanya sparasi dan juga nilai resistivity rendah yaitu 1.42 Ohmm yang tidak menunjukkan adanya hidrokarbon pada lapisan ini. Pada sumur ini terdapat material organik belum matang pada kedalaman 2230.971 ft pada lapisan permeable yang ditandai dengan nilai gamma ray kecil. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran  $R_o$  dan temperature yang memiliki nilai  $R_o$  = 0.34-0.40 % dan T = 60-70  $^{\circ}C$ . Pada kedalaman ini terdapat sparasi log

NPHI dan RHOB yang kecil yang menunjukkan kemungkinan adanya hidrokarbon minyak namun belum matang dan dengan nilai resistivity yang kecil. Selanjutnya terdapat material organik yang belum matang (mendekati matang) pada kedalaman 3080.709 ft pada lapisan permeabel. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.4-0.44\%$  dan  $T=80-90^{\circ}C$ . Pada kedalaman ini data log menunjukkan adanya sparasi antara NPHI dan RHOB yang sedang dan memiliki nilai resistivitas LLD 6.48 Ohm. Dengan melihat adanya sparasi log NPHI dan RHOB lapisan tersebut memiliki kemungkinan mengandung hidrokarbon minyak yang belum matang (mendekati matang). Pada sumus I-1 juga terdapat material organik yang sudah matang pada kedalaman 3805.774 ft pada lapisan impermeabel. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.44-0.70\%$  dan  $T=90-100^{\circ}C$ . Pada lapisan ini tidak terdapat sparasi antara log NPHI dan RHOB dan memiliki resistivitas sebesar 10.9 Ohmm. Selanjutnya pada kedalaman 4166.667 ft terdapat material organik yang matang pada lapisan impermeabel yang ditunjukkan dengan nilai respon gamma ray yang besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.70-0.73\%$  dan  $T=90-100^{\circ}C$ . Pada lapisan ini terdapat sparasi tipis antara log NPHI dan RHOB dan juga sparasi antara LLD dan DT yang menunjukkan adanya hidrokarbon jenis minyak yang sudah matang pada lapisan shale atau disebut oilshale. Nilai resistivitas pada kedalaman 4166.667 ft adalah 2.48 Ohmm. Gambar 3 menunjukkan hasil analisis kualitatif dan kuantitatif data log sumur I-1.



**Gambar 3.** Hasil analisis kualitatif dan kuantitatif data log sumur I-1 (a), (b) Hasil analisis kualitatif dan kuantitatif data log sumur I-2

Pada sumur I-2 terdapat material organik yang belum matang pada kedalaman 1646.982 ft pada lapisan permeabel. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.35-0.40\%$  dan  $T=60-70^{\circ}C$ . Pada kedalaman ini data log tidak menunjukkan adanya sparasi NPHI dan RHOB dan juga nilai resistivity rendah yaitu 0.977 Ohmm yang tidak menunjukkan adanya hidrokarbon pada lapisan ini. Pada sumur ini terdapat material organik belum matang pada kedalaman 2063.648 ft pada lapisan impermeabel yang ditandai dengan nilai gamma ray besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.35-0.40\%$  dan  $T=60-70^{\circ}C$ . Pada kedalaman ini tidak terdapat sparasi log NPHI dan RHOB sehingga tidak memiliki kemungkinan adanya hidrokarbon dan dengan nilai resistivity yang kecil yaitu 1.32 Ohmm. Selanjutnya terdapat material organik yang belum matang (mendekati matang) pada kedalaman 2933.071 ft pada lapisan permeabel. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.4-0.7\%$  dan  $T=80-90^{\circ}C$  Pada kedalaman ini data log menunjukkan adanya sparasi antara NPHI dan RHOB yang sedang dan memiliki nilai resistivitas LLD 3.97 Ohm. Data log pada kedalaman ini menunjukkan tidak terdapat sparasi log NPHI dan RHOB pada lapisan tersebut.

Pada sumur I-2 juga terdapat material organik yang sudah matang pada kedalaman 3595.8005 ft pada lapisan permeabel. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.45-0.70\%$  dan  $T=90-100^{\circ}C$ . Pada lapisan ini terdapat sparasi antara log NPHI dan RHOB



kecil dan memiliki resistivitas sebesar 7.16 Ohmm. Selanjutnya pada kedalaman 4186.352 ft terdapat material organik yang matang pada lapisan permeable yang ditunjukkan dengan nilai respon gamma ray yang besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.70-0.72\%$  dan  $T=90-100^{\circ}C$ . Pada lapisan ini terdapat sparasi tipis antara log NPFI dan RHOB yang menunjukkan adanya hidrokarbon jenis minyak yang sudah matang. Nilai resistivitas pada kedalaman 4166.667 ft adalah 6.35 Ohmm. Pada kedalaman 5232.940 ft terdapat material organik yang matang pada lapisan impermeable yang ditunjukkan dengan nilai respon gamma ray yang besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.72-0.85\%$  dan  $T=100-110^{\circ}C$ . Pada lapisan ini terdapat sparasi tipis antara log NPFI dan RHOB dan juga sparasi antara LLD dan DT yang menunjukkan adanya hidrokarbon jenis minyak yang sudah matang. Nilai resistivitas pada kedalaman 5232.940 ft adalah 6.01 Ohmm. Pada kedalaman 5574.147 ft terdapat material organik yang matang pada lapisan impermeable yang ditunjukkan dengan nilai respon gamma ray yang besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=0.85-0.91\%$  dan  $T=110-120^{\circ}C$ . Pada lapisan ini tidak terdapat sparasi antara log NPFI dan RHOB. Nilai resistivitas pada kedalaman 5574.147 ft adalah 7.16 Ohmm. Pada kedalaman 5839.895 ft terdapat material organik yang matang pada lapisan impermeable yang ditunjukkan dengan nilai respon gamma ray yang besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=1.00-1.95\%$  dan  $T=110-120^{\circ}C$ . Pada lapisan ini tidak terdapat sparasi antara log NPFI dan RHOB. Nilai resistivitas pada kedalaman 5839.895 ft adalah 16 Ohmm. Pada kedalaman 6443.570 ft terdapat material organik yang matang pada lapisan permeable yang ditunjukkan dengan nilai respon gamma ray yang besar. Penentuan adanya material organik belum matang dari hasil penelitian pengukuran Ro dan temperature yang memiliki nilai  $Ro=1.95-2.00\%$  dan  $T=120-130^{\circ}C$ . Pada lapisan ini tidak terdapat sparasi antara log NPFI dan RHOB. Nilai resistivitas pada kedalaman 6443.570 ft adalah 39.2 Ohmm. Gambar 4 menunjukkan hasil analisis kualitatif dan kuantitatif data log sumur I-2.

#### KESIMPULAN

1. Hasil pengolahan data log menunjukkan bahwa lapisan potensial pada:
  - a. Sumur I-1 (2800-3200)ft mempunyai nilai porositas= $(25.57-35.86)\%$  dan  $Rw=0.45$  Ohm-m.
  - b. Sumur I-2 (3200-3800)ft mempunyai nilai porositas= $(26.35-29.72)\%$  dan  $Rw=0.45$  Ohm-m.
2. Hasil metode termal (T3D) dan geokimia digunakan untuk estimasi tingkat maturasi hidrokarbon adalah:
  - a. Awal maturasi (*immature*), ditunjukkan dengan indikator geokimia  $Ro=(0,34-0,44)\%$ ,  $T3D=(1-2)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(60-70)^{\circ}C$ , untuk Sumur I-1 terjadi pada  $Z=(1902-2230)$ ft dan Sumur I-2 pada  $Z=(1646-2063)$ ft.
  - b. *Mature* ditunjukkan dengan  $Ro=(0,44-0,73)\%$ ,  $T3D=(10-15)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(90-100)^{\circ}C$ , untuk sumur I-1 terjadi pada  $Z=(3805-4166)$ ft dan sumur I-2 pada  $Z=(3595-4186)$ ft.
  - c. *Over mature* hanya terjadi pada Sumur I-2 (5231-5574)ft dengan  $Ro=(0,72-0,91)\%$ ,  $T3D=(50-70)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(100-120)^{\circ}C$ . Gas ditemukan pada Sumur I-2 (5839-6443)ft dengan  $Ro=(1,00-2,00)\%$ ,  $T3D=(100-150)\times 10^3$  kal  $cm^{-3}$  dan  $T=(110-130)^{\circ}C$ .

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Terimakasih kepada semua pihak yang telah membantu dalam penulisan paper ini.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Cahaya, et al, Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw Berbagai Metode (Proseeding Seminar Nasional Fisika E-Journal, Jakarta, 2015) Vol 4 p-ISSN: 2476-0654 e-ISSN: 2339-9398.
- Dewanto, O., *Analisa Hubungan Airan Panas Bumi Terhadap Awal Maturasi Hidrokarbon pada Cekungan Minak di Jawa Barat-Utara* (Jurnal Sains dan teknologi Universitas Lampung, Lampung,2001) ISSN 0853-733X Vol. 7 No.3, pp. 29-42.
- Eubank, R.T. and Makki, A.C., *Struktural Geologi of the Central Sumatra Basin* (10<sup>th</sup> Annual Convention Indonesian Petroleum ing, Jakarta, 1981) p. 285-317.
- Harsono, Adi, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* (Schlumberger Oilfield Service Mulia Center, Jakarta, 1997).
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Minera. *Energi dan Sumber Daya Mineral* (<http://www.esdm.berita/migas/40-migas/4215-cadangan-shale-gas-indonesia-teridentifikasi-di-4-wilayah.htm> 1, 2016).
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Minera. *ESDM: Potensi Shale Gas Indonesia Mencapai 574 TCF*. (<http://satunegeri.com/esdm-potensi-shale-gas-indonesia-mencapai-574-tcf/?utmsource=dlvr.it&utmmedium=facebook>, 2016).
- Purwanto, Andikm Analisa Suhu, Konduktivitas, dan Aliran Panas untuk Menafsir Struktur Bawah Prmukaan Daerah Air Putih Lebong Utara (Jurnal Gradien, 2007), Vol.3, pp. 252-256.
- Rahmat, *Evaluasi Formasi dan Kalkulasi Cadangan Minyak Awal (Origin Oil in Place) Berdasar Data Sumur "TM" Lapangan "RM"* (Skripsi Bidang Studi Teknik Geofisika Universitas Lampung, Tidak Dipublikasikan, 2015).



- Subono, S. dan Siswoyo, *Thermal Studies of Indonesian Oil Basin* (CCOP Technical Bulletin, 1995) Vol. 25, pp. 37-54.
- Wibowo, R.A., *Pemodelan Termal Sub-Cekungan Aman Utara Sumatra Tengah* (Tesis Bidang Studi Ilmu Kebumihan Pasca Sarjana ITB, Tidak Dipublikasikan, 1995).
- Wijaya, Hanga, *Petrofisik* (<https://www.academia.edu/9255218/PETROFISIK>, 2014).
- Zain, Riki Pahlevi, *Analisa Multiatribut Seismik untuk Karakteristik Reservoir pada Lapangan Spinel Cekungan Cooper-Eromanga Australia Selatan*. ([www.lib.ui.ac.id/file?file=digital/20313093-S43643Analisa%20petrofisika.pdf](http://www.lib.ui.ac.id/file?file=digital/20313093-S43643Analisa%20petrofisika.pdf), 2012).