

ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENTUKAN POTENSI HIDROKARBON PADA SUMUR ELP-23 LAPANGAN PRABUMULIH MENGGUNAKAN METODE INVERSI

Adi Pratama¹, Prof. Suharno¹, Dr. Ahmad Zaenudin¹

¹Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung, ²Pertamina EP Region Sumatra

Well Logging play an important role in the activities of exploration and exploitation of oil and gas. Well logging is a technique for obtaining subsurface data by using a measuring instrument that is inserted into the wellbore, to evaluate the formation, identification of the characteristics of rocks in the subsurface and petrophysical analysis. Study of petrophysical properties can be done with qualitative analysis (quick look interpretation) and quantitative analysis (calculation) which will then be acquired hydrocarbon zones in the form of productive layer thickness and the depth of the wells.

The research Field is located in Prabumulih on working area PT Pertamina EP Region Sumatra. well logging carried out ELP-23 at a depth of 1374,9528 – 2309,7744 m, which is divided into five zones based on hydrocarbon layer., zone 1 (one), 2 (two), 3 (three), 4 (four), and 5 (five). Where the data processed by using software Geoframe 4.4 with Inversion method .

Cut-off value for hydrocarbon zones in the well is $V_{sh} \leq 27\%$, $\Phi \geq 15\%$, $S_w \leq 75\%$. Research results on the well ELP-23 suggests that hydrocarbon zones in zone 3 (three), 4 (four), and 5 (five) which is the Talang Akar formations. Where the net pay thickness is zone 3: 47.50 m, zone 4: 5,17 m, zone 5: 17,34 m

Keywords: Well Logging, Petrophysical, *Geoframe 4.4*, Cut-Off, net pay

PENDAHULUAN

Untuk menemukan lokasi dengan sumber daya migas yang potensial, perlu dilakukan berbagai kegiatan eksplorasi yang melingkupi berbagai disiplin ilmu. Salah satu pendekatan disiplin ilmu yang dilakukan adalah *petrophysics* yang mengaplikasikan pendekatan geologi dan fisika batuan. Petrofisik merupakan studi yang dilakukan untuk memperoleh sifat fisik batuan (reservoir) dan fluida. Salah satu cara untuk mendapatkan sifat fisik reservoir adalah dengan melakukan *well logging* pada sumur eksplorasi.

Well Logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan dari *Well Logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon. *Well Logging* dapat dilakukan pada saat pengeboran sedang berlangsung maupun pada saat setelah selesai pemboran. Metode *Well Logging* merupakan suatu metode yang dapat memberikan data yang

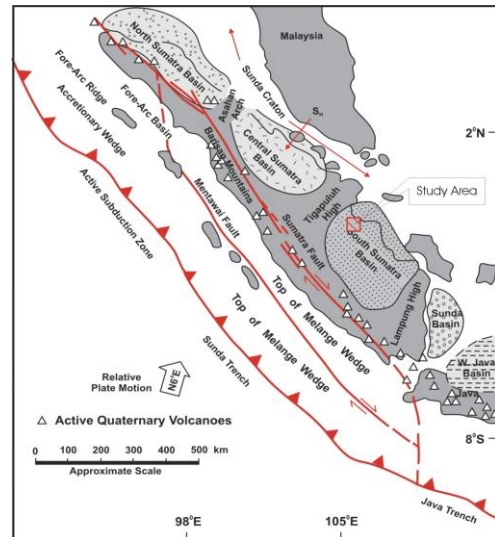
diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya hidrokarbon.

Adapun tujuan dilakukannya Penelitian ini adalah :

1. Melakukan analisis kualitatif pada kurva log sumur ELP-23 untuk mengidentifikasi lapisan produktif.
2. Menentukan Sifat-sifat petrofisik dan fluida yang dicerminkan dalam bentuk nilai-nilai porositas (Φ), permeabilitas (K), dan saturasi air (S_w) melalui analisa kuantitatif.
3. Menentukan besar dan kedalaman potensi hidrokarbon

GEOLOGI REGIONAL

Secara umum, Pulau Sumatra terdiri atas tiga buah cekungan besar. Ketiga buah cekungan itu adalah *North Sumatra Basin*, *Central Sumatra Basin* dan *South Sumatra Basin*. Lapangan Prabumulih terletak di Cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatra Basin*) yang merupakan cekungan tersier berarah barat laut tenggara, Cekungan ini dipisahkan dari Cekungan Sunda pada arah SE oleh **Tinggian Lampung**, dan dipisahkan dari Cekungan Sumatra Tengah oleh **Tinggian Bukit Tiga Puluh** (Gambar 1)



Gambar 1. Struktur Regional Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000.)

Struktur stratigrafi Lapangan Prabumulih terdiri dari 5 (lima) formasi yang secara berurutan dari permukaan yaitu, Formasi Muara Enim, Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, Formasi Baturaja dan Formasi Talang Akar. Pengolahan data logging dan analisa Petrofisika dilakukan di formasi Talang akar yang merupakan formasi paling potensial untuk penghasil hidrokarbon. Formasi Talang Akar berdasarkan hasil penelitian-penelitian terdahulu dipercaya menjadi reservoir yang komersial di Cekungan Sumatera Selatan. Pada Formasi Talang Akar ini dijumpai adanya *sandstone*, batu lempung, pasir gampingan dan lempung dengan sedikit batubara. *Sandstone* bervariasi dengan warna cerah, putih, abu-abu terang, bentuk butir bervariasi dari *angular* hingga *rounded* terdistribusi baik, *quartz* lepas dan pada beberapa lapisan dijumpai

indikasi adanya minyak. Batubara pada formasi talang akar berbentuk *blocky*, *brittle*, kekerasan rendah (*soft*). Batu lempung berwarna abu-abu tua, berbentuk *blocky* dan ada material karbonat.

UMUR	KELOMPOK	FORMASI	TEBAL (m)	LITOLOGI	Fasies		
					TERESTRIAL	LIPIK	NEKTIC DEEP
Kwartar				Pasir, lanau, lempung, aluvial.			
Plistosen	PALEMBANG	Kasai		Kerikil, pasir tuffan, dan lempung konkresi vulkanik, tuff batupung			
Pliosen		Muara Enim	150 - 750	Lempung, lempung pasir, pasir dan lapisan tebal batubara.			
		Air Benakat		Lempung pasir dan napal, banyak pasir dengan glaukonit, kadang gampingan.			
Miosen	TELSA	Gumai	2200	Napal, lempung, serpih, serpih lanauan, kadan-kadang gamping dan pasir tipis, Globigerina biasa terdapat			
		Batu Raja	0-160	Napal, gamping terumbu dan gamping lempungan			
		Talangakar	0-1100	Pasir, pasir gampingan, lempung, lempung pasir sedikit batubara, pasir kasar pada dasar penampang di banyak tempat.			
Oligosen	Lahat		0-300	Tuff ungu, hijau, merah dan coklat, lempung tuffan, breksi dan konglomerat.			
Eosin	Lahat						
Paleosen	Lahat						
Mesozoikum Paleozoikum	Pra-Tersier			Batuan beku aneka warna dan batuan sedimen yang termataforisir tingkat rendah.			

Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Koesomadinata, 1980.)

Petroleum system di cekungan Sumatra Selatan adalah sebagai berikut:

- **Batuan Induk**

Batuan yang dianggap sebagai sumber utama penghasil hidrokarbon di lapangan minyak Prabumulih Barat adalah *shale*/serpih pada Formasi Talang Akar dan Lahat. Batuserpih tersebut dinilai berpotensi karena telah dalam kondisi matang (*mature*), dan telah menggenerasikan hidrokarbon..

- **Batuan Reservoir**

Reservoir utama di lapangan Prabumulih adalah batupasir formasi talang akar yang telah terbukti berproduksi di sumur-sumur existing. Batupasir ini umumnya dari kelompok arenit yang didominasi oleh butiran ketimbang matrik. Penyusun utamanya adalah Kuarsa, sebagian feldspar dan fragmen batuan, sortasi sedang.

- **Batuan Penyekat (Seal)**

Batuan penyekat adalah batuserpih dari formasi Talang akar yang berselang seling dengan reservoir batupasir.

- **Perangkap (Trap)**

Perangkap yang berkembang di Struktur Prabumulih merupakan kombinasi antara perangkap struktur dan stratigrafi

- **Migrasi**

Migrasi Hidrokarbon di Lapangan Prabumulih diperkirakan terjadi secara *insitu migration*. Kematangan batuan induk Formasi Talang akar tercapai di dalaman (*Half-Graben*). Hidrokarbon umumnya terperangkap secara stratigrafi di Lapisan lapisan *rift-climax*. Kemudian pada Plio-Pleistosen, terjadi lagi migrasi (*secondary migration*) melalui pola patahan yang terbentuk pada saat itu.

DATA DAN METODA

Penelitian ini menggunakan data log sumur ELP-23 lapangan Prabumulih yang terdiri dari log GR (*Gamma Ray*), log SP (*Spontaneous Potensial*), log Caliper, log RHOZ (*Density*), log TNPH (*Neutron*), log RXOZ (Resistivitas pada zona terinvasi), HLLD (log resistivitas pada zona tidak terinvasi), HLLS (log resistivitas pada zona transisi), beserta *header log* dan *Cutting log* yang berisi data saat akuisisi log. *Header log* berisi informasi top depth, bottom depth, informasi pengukuran lumpur yang digunakan, BHT (*Bore Hole Temperature*) atau suhu maksimal yang terukur, dan lain- lain. Sedangkan *cutting log* berisi informasi litologi yang berguna untuk membantu interpretasi kualitatif.

Analisa Kualitatif

1. Penentuan Litologi

Dari data log yang sudah dibuat menjadi *composite log*, di interpretasikan berdasarkan bentuk/ defleksi kurva log untuk menentukan litologi formasi pada sumur ELP-23. Kurva log yang digunakan adalah kurva log Gamma Ray (GR) dan kurva log Spontaneous Potensial (SP) yang memiliki karakteristik masing-masing dan sangat membantu dalam menginterpretasikan litologi terutama dalam membedakan litologi yang permeabel dan non permeabel. Untuk lebih akurat, interpretasi bentuk kurva

juga dikorelasikan dengan data *cutting* yang tersedia.

2. Penentuan Fluida Reservoir

Setelah dilakukan interpretasi litologi pada sumur ELP-23 dilakukan interpretasi komposisi fluida reservoir pada sumur ELP-23 dengan menitik beratkan pada batuan yang berporous dan permeabel. Interpretasi komposisi fluida dilakukan berdasarkan defleksi kurva log neutron-densitas, dan log resistivitas untuk menentukan jenis fluida dalam formasi/ reservoir seperti air dan hidrokarbon (minyak dan gas).

3. Penentuan zona reservoir

Penentuan zona bertujuan untuk membantu dalam pembuatan model yang akan dibuat setelah memasukkan parameter- parameter yang dibutuhkan.

Analisa Kuantitatif (*Software Geoframe 4.4*)

1. *Well Composite*

Pembuatan *Well Composite* dilakukan untuk menampilkan kurva-kurva Log agar dapat di interpretasi secara kualitatif atau dengan cara interpretasi pintas (*Quick look interpretation*) dan digunakan untuk analisa kuantitatif.

2. *Utility Plot*

Untuk mendapatkan informasi Litologi secara tepat dari sumur, perlu dilakukan *crossplot* dari parameter Log. Dalam hal

ini digunakan *crossplot* antara RHOZ vs TNPH.

3. *ELANplus*

Elan adalah kependekan dari *Elementary Analysis*. Elanplus merupakan bagian dari perangkat lunak *Geoframe 4.4* buatan Schlumberger. Elan menggunakan kerangka program komputer canggih untuk mengadakan evaluasi data Log secara Interaktif. Evaluasi data dilakukan secara serempak oleh persamaan tanggapan yang ditentukan dari model-model interpretasi. Elan sendiri merupakan program probabilistik dengan solusi balik (Inversi) yang menggunakan Tools (t) & Respon (r) untuk mendapatkan Volume (v). (Harsono, 1997)

A. Pembuatan Model (*Solve Model*)

Sebelum membuat *Solve model*, terlebih dahulu dilakukan perhitungan temperature formasi, dengan memasukan data *Surface temperature*, *Bottom hole temperature (BHT)* dan *Total Depth (TD)* yang biasanya terdapat di *Header Log*. *Solve model* membutuhkan sedikitnya satu komponen volume, dan satu persamaan tanggapan. Komponen volume dalam program *Elanplus* terdiri dari Mineral, batuan (*Rock*) dan Fluida (*Fluid*). Sedangkan untuk Komponen persamaan, terdiri atas *Linear*, *non linear*, *user definable* dan *Geochemical*. Tahap ini merupakan yang paling penting, karna disini akan dicari parameter parameter

perhitungan petrofisik, seperti nilai *Vclay*, *Rw*, *Wet Clay*, Permeabilitas dan Porositas. Pembuatan *solve model* didasarkan dari litologi penyusun formasi di zona penelitian, yaitu *Sand*, *Calcite* dan *Coal*.

B. Kombinasi Model (*Combine Model*)

dan Perhitungan parameter Petrofisika.

Kombinasi model dilakukan untuk mendapatkan sebuah model interpretasi yang rasional dengan menggabungkan model-model yang sudah buat. Kemudian proses akhir dari program *ELANplus* adalah *function*, dimana akan dikeluarkan hasil perhitungan dari parameter petrofisika seperti Porositas, *Vclay*, Saturasi air (*Sw*) dan Permeabilitas.

Penghitungan besar Potensi hidrokarbon

Proses akhir dari semua tahapan diatas adalah untuk mendapatkan besarnya potensi hidrokarbon sumur ELP-23 yang dicerminkan dari besar *Net Pay*. Sebelum dilakukan perhitungan *Net Reservoir Thicknes*, perlu dilakukan pembuatan Zona-zona reservoir Hidrokarbon yang didalamnya terdapat lapisan-lapisan hidrokarbon terlebih dahulu. Kemudian, perhitungan dilakukan dengan menggunakan program *Reservoir Summation*, Pada tahap ini akan dihasilkan ketebalan bersih Seluruh Reservoir Hidrocarbon setelah dilakukan perhitungan menggunakan batasan (*Cut off*). Parameter

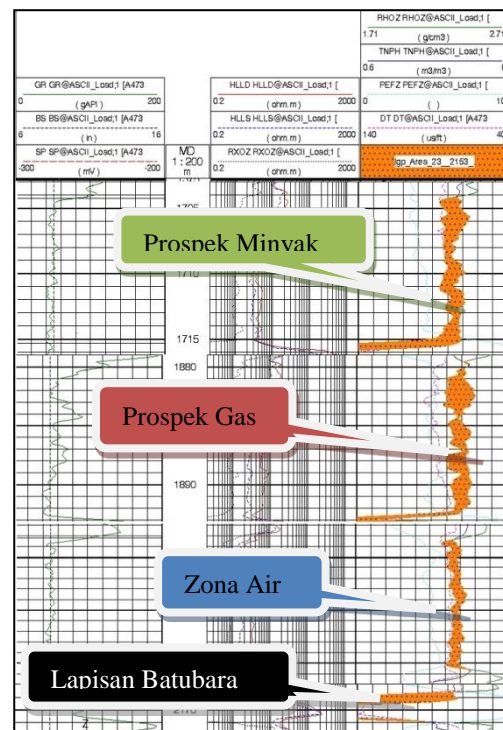
parameter Cut off yang digunakan adalah Volume Clay, Porositas dan Water Saturation

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Kualitatif

Pada Identifikasi litologi batuan pada sumur ELP-23, lapisan reservoir didominasi oleh *Sandstone*. Litologi ini juga bisa dilihat dari data *Cutting Log* dan Crossplot log Densitas dengan Neutron. Sedangkan berdasarkan kurva GR menunjukkan nilai GR menuju pada minimum. Hal ini dapat mengindikasikan bahwa daerah dengan kurva yang mendekati minimum kemungkinan merupakan lapisan reservoir. Dari hasil log neutron (*TNPH*) yang menunjukkan angka yang besar maka dapat diketahui bahwa batuan ini memiliki porositas yang besar. Pada lapisan reservoir, Kurva *Neutron – Density* akan saling memotong dan membentuk separasi. Ini mengindikasikan bahwa lapisan tersebut Permeable dan merupakan lapisan reservoir. Kedua kurva ini memperlihatkan bentukan kolom separasi

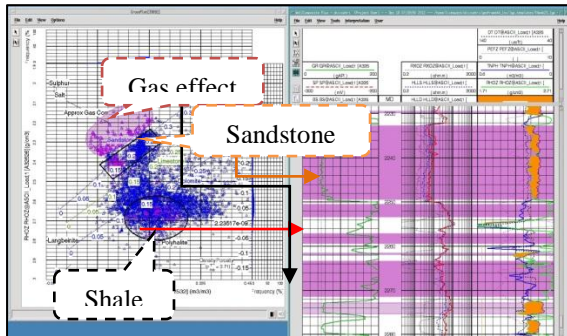
(+) *cross over* yang kecil, hal ini menandakan jenis fluida adalah minyak. Pada Zona Gas, Kedua kurva ini memperlihatkan bentukan kolom separasi (+) *cross over* yang besar (membentuk seperti *butterfly effect*). Zona gas juga ditandai dengan harga porositas neutron yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan menunjukkan adanya separasi yang lebih besar. Zona air pada data *Composite log* dapat dikenali dari log resistivitasnya (kurva *LLD* dan kurva *LLS*).



Gambar 3. Identifikasi zona Minyak, Gas, Air dan Batubara

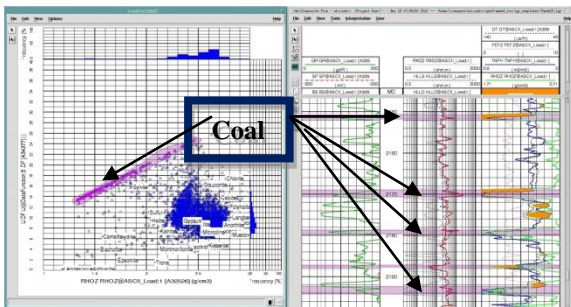
Crossplot

Lapisan reservoir didominasi oleh Sandstone. Litologi ini juga bisa dilihat dari data Cutting Log dan Crossplot RHOB vs TNPH.



Gambar 4. Crossplot RHOB vs TNPH

Lapisan Batubara juga dapat dikenali dengan baik dengan crossplot RHOB vs U, sebaran distribusi titik batubara terpisah jauh dengan batuan lain.



Gambar 5. Crossplot RHOB vs U

Melalui Interpretasi secara kualitatif didapat beberapa Lapisan reservoir hidrokarbon sebagai berikut :

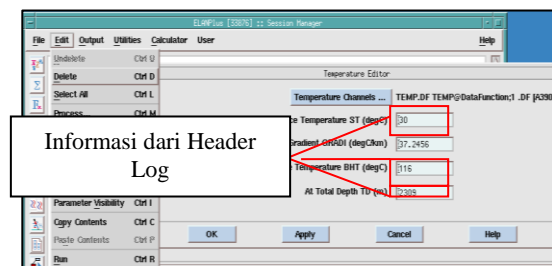
Tabel 1. Lapisan Reservoir berdasarkan Interpretasi Kualitatif dari Composite Log

Kedalaman (m)	Keterangan	Kedalaman (m)	Keterangan
1588 - 1592	Gas	2018 - 2026	Minyak
1652 - 1670	Minyak	2063 - 2066	Gas
1705 - 1715	Minyak	2072 - 2073	Gas
1715 - 1763	Minyak - Gas	2074 - 2075	Gas
1799 - 1802	Minyak	2205 - 2212	Gas
1825 - 1839	Minyak	2221 - 2230	Gas
1855 - 1865	Minyak	2233 - 2238	Minyak
1880 - 1893	Gas	2240 - 2249	Gas
1955 - 1969	Minyak	2273 - 2275	Gas
1973 - 1982	Minyak	2276 - 2279	Minyak Gas
1987 - 1993	Minyak		
1999 - 2010	Air		

Interpretasi Kuantitatif

Untuk menentukan Volume mineral dan Fluida, Porositas dan Permeabilitas kita perlu membuat model berdasarkan data Log dan informasi Lithologi yang kita dapatkan dari interpretasi secara kualitatif. Dari model mineral yang kita buat, nantinya akan dihitung Volume Mineral dan Fluida.

Langkah pertama dalam perhitungan Petrofisika terlebih dahulu diperlukan menghitung temperatur formasi. Langkah untuk menghitung temperatur formasi di *ELANplus*.



Gambar 6. Perhitungan Temperatur Formasi

Prinsip Perhitungan Temperature ini berdasarkan Persamaan :

$$Tf = \frac{DF (BHT - ST)}{TD} + ST$$

dimana; TF adalah Temperature Formasi, DF adalah Kedalaman formasi terukur, BHT adalah Temperatur Dasar Sumur, ST adalah Temperatur Permukaan
Maka, **TF = 37.2456 ° C**

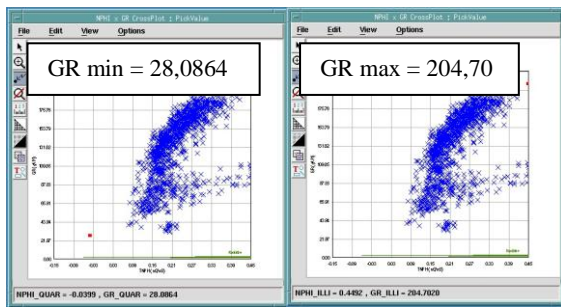
Selanjutnya diperlukan *Equation* dan Volume untuk mendapatkan Model Inversi. Parameter parameter disesuaikan berdasarkan litologi dari masing masing model yang akan dibuat. Setelah Semua Kurva cocok, langkah selanjutnya adalah membuat Zonasi, dan mengedit nilai dari setiap parameter. Dalam analisa Log sumur, perlu dilakukan Zonasi. Karena karakteristik batuan dari setiap kedalaman sumur tidaklah sama sehingga nilai dari setiap parameter yang diperlukan juga akan berbeda.

Di penelitian ini, zonasi dibuat berdasarkan pembacaan langsung Kurva Log dan komposisi Litologi dari tiap kedalaman, sehingga didapatkan 3 Zona, yaitu : Zona 1 : 1400.1 s/d 1605,08 m, Zona 2 : 1605,08 s/d 2038,81 m, Zona 3: 2038,81 s/d 2300,48 m

Hasil rekonstruksi Kurva dari persamaan tanggapan Kurva Log dari tiap Zona, dibandingkan dengan Kurva aslinya. sehingga diperoleh hasil yang mendekati keadaan sebenarnya.

Neutron - Gamma Ray

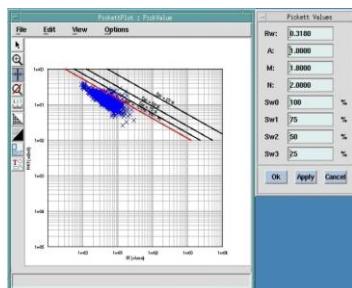
Crossplot *TNPH-GR* dilakukan untuk mendapatkan nilai *GRmin (Sand)* dan *GRmax (Shale)* yang akan digunakan untuk perhitungan *Vshale*.



Gambar 8. Crossplot Neutron-GR

Rw (Resistivity Water)

Dalam perhitungan *Resistivity Water* penulis menggunakan metode *Pickett plot*. Sebelumnya, harus ditentukan terlebih dahulu zona yang dianggap mengandung air sebesar 100%. Dari *cross plot* tersebut akan didapatkan nilai Rw untuk masing-masing zona dimana nilai dari Rw tersebut harus berada pada garis $Sw = 100\%$

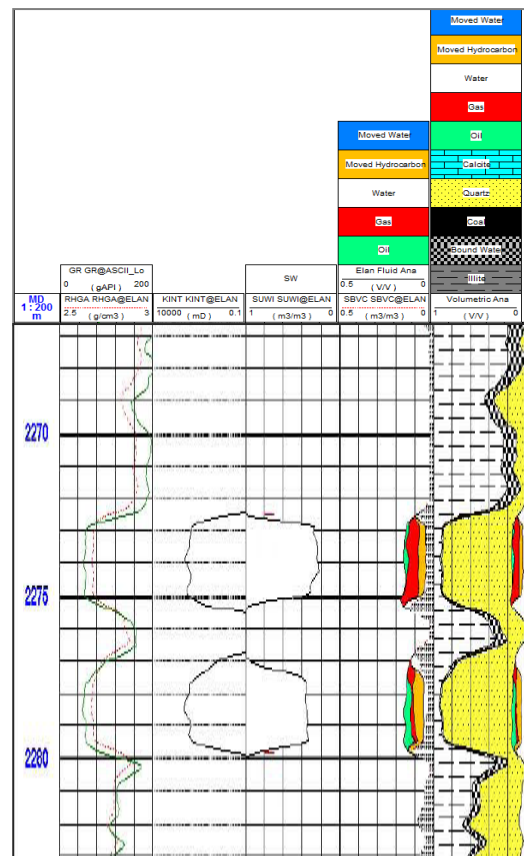


Gambar 9. Pickettplot

A. Combine

Dari 3 model yang sudah dibuat, *Sand*, *Calcite* dan *Coal* selanjutnya adalah menggabungkan ketiga model tersebut agar diperoleh satu model interpretasi yang rasional. Untuk menggabungkan model *Sand*, *Calcite* dan *coal*, digunakan *Linear*

interpolation dengan membuat *Probability ekspresion* dengan *Densitas* sebagai parameternya.



Gambar 10. Contoh model ELAN kedalaman 2270m - 2280m

Penghitungan Potensi Hidrokarbon

Sebelum melakukan perhitungan net pay, terlebih dulu di cari nilai cutoff Porositas, Saturasi air dan Volume clay sebagai batasan yang digunakan.

Perhitungan cutoff didapat dari crossplot antara besaran petrofisika. Berikut besar cutoff yang didapat: cutoff Porositas 15%, cutoff saturasi air 76% dan cutoff volume shale 27%.

Selanjutnya digunakan *well pix* untuk membuat zona baru yang kemudian akan dilakukan perhitungan *Reservoir Property Summation*. Zona yang dibuat berdasarkan lapisan lapisan Hidrokarbon dari tiap kedalaman. Setelah mengidentifikasi lapisan hidrokarbon, kemudian dilakukan perhitungan potensi hidrokarbon dengan menggunakan cutoff sebagai batasan nya untuk mendapatkan besar *net pay* dari sumur ELP-23.

dari 5 zona reservoir, zona 3,4, dan 5 dianggap potensial yang merupakan reservoir batupasir formasi Talang Akar. Pada zona 3 memiliki ketebalan *net pay* 47,50 m, zona 4 memiliki tebal *net pay* 5,17 m dan zona 5 dengan *net pay* setebal 17,34 m. Jadi total ketebalan net pay di sumur ELP-23 sebesar 70,01 m. (Tabel 2)

Evaluasi Hasil dan Data Produksi

Dari hasil pengolahan dan analisa data, maka diketahui bahwa sumur ELP-23 berpotensi akan kandungan

hidrokarbonnya. Pada sumur ELP-23 lapangan Prabumulih, produksi dilakukan sejak bulan Maret 2012 pada kedalaman 2277 – 2280 (m). Berikut hasil produksi sumur ELP-23 terhitung sejak tanggal 4-10 Maret 2012 seperti yang tertera pada Tabel 3.

Kadar air rata-rata:

$$= \frac{\sum KA}{\sum n} = \frac{258}{7} = 36,85 \%$$

Jadi, kadar air rata-rata pada kedalaman 2277-2280 m dari data produksi sumur ELP-23 adalah sebesar 36,85 %, sedangkan dari hasil pengolahan data sumur menggunakan *software Geoframe 4.4* adalah sebesar 40,28 %. Artinya hasil dari analisa Petrofisika menggunakan *software Geoframe 4.4* tidak jauh berbeda dengan data produksi sumur.

Tabel 2. Potensi hidrokarbon di Sumur ELP-23

No.	Zona	Lapisan	Top (m)	Bottom (m)	ϕ (%)	S_w (%)	Vcl (%)	Net Pay (m)
1	3	A3	1588,47	1590,75	0,227	0,5577	0,0897	2,28
2		B3	1652,32	1655,83	0,2108	0,5678	0,1210	3,51
3		C3	1684,02	1685,7	0,1633	0,4827	0,2458	1,68
4		D3	1694,23	1695,45	0,1838	0,4782	0,2482	1,22
5		E3	1703,98	1709,93	0,2015	0,6071	0,1249	5,95
6		F3	1710,69	1712,98	0,204	0,6212	0,0914	2,29
7		G3	1713,74	1715,57	0,2984	0,5938	0,0782	1,83
8		H3	1758,54	1763,73	0,2158	0,6783	0,0908	5,19
9		I3	1855,01	1858,82	0,1901	0,5419	0,1096	3,81
10		J3	1862,48	1863,7	0,2075	0,6834	0,0802	1,22
11		K3	1880,16	1883,97	0,1626	0,5062	0,2104	3,81
12		L3	1884,58	1886,71	0,1669	0,6975	0,1571	2,13
13		M3	1887,47	1891,13	0,1665	0,6914	0,1325	3,66
14		N3	1891,74	1892,66	0,2186	0,6994	0,0814	0,92
15		O3	1954,99	1962,45	0,1889	0,6125	0,0942	7,46
16		P3	1965,5	1966,87	0,2188	0,6419	0,0624	1,37
17		Q3	1972,97	1976,17	0,1768	0,6135	0,1509	3,20
18		R3	1976,48	1977,54	0,1641	0,6595	0,1501	1,06
TOTAL								47,50
19	4	A4	2061,67	2062,73	0,1578	0,5957	0,2143	1,06
20		B4	2063,5	2066,39	0,1671	0,5518	0,1554	2,89
21		C4	2174,29	2175,51	0,1503	0,3097	0,1086	1,22
TOTAL								5,17
22	5	A5	2205,53	2211,93	0,1721	0,2658	0,0977	6,40
23		B5	2221,08	2226,56	0,1591	0,5129	0,0971	5,48
24		C5	2272,74	2275,48	0,1547	0,2689	0,1323	2,74
25		D5	2277,01	2279,75	0,1631	0,4028	0,1313	2,72
TOTAL								17,34

Tabel 3. Data produksi sumur ELP-23

No.	Tanggal	Gross	Minyak (bbl)	Gas (mmscfd)	Kadar Air (%)
1.	4-Mar-12	51	33,15	0,49	35
2.	5-Mar-12	111	43,29	2,48	58
3.	6-Mar-12	145	78,3	1,5	46
4.	7-Mar-12	153	102,51	1,49	33
5.	8-Mar-12	102	76,5	1,29	25
6.	9-Mar-12	102	76,5	1,29	25
7.	10-Mar-12	70	44,8	1,23	36
					258

KESIMPULAN

Setelah melakukan penelitian, maka dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan analisa petrofisik secara kualitatif, terdapat 4 variasi litologi dan mineral pada sumur ELP-23 yaitu *shale* (serpih), *sandstone* (batupasir), *Limestone* dan *Coal* (Batu bara). Sedangkan untuk Jenis fluida formasi adalah minyak, gas dan air
2. Sumur ELP-23 dibagi menjadi 5 (lima) zona, yaitu zona 1 (satu), 2 (dua), 3 (tiga), 4 (empat), dan 5 (lima). Dari Hasil analisa zona hidrokarbon menunjukkan bahwa lapisan produktif terdapat pada zona 3 (tiga), zona 4 (empat), dan zona 5 (lima) yang merupakan Formasi Talang Akar.

3. Nilai dari V_{clay} , Porositas dan Saturasi air di setiap zona produktif untuk sumur ELP-23 adalah berkisar :

Zona 3: V_{clay} : 12,88 % Por: 19,80 %
Sw: 60,74 %

Zona 4: V_{clay} : 15,94 % Por: 15,84 %
Sw: 48,57 %

Zona 5: V_{clay} : 11,46 % Por: 16,22 %
Sw: 36,26 %

4. Tebal *Net Pay* dari setiap zona produktif adalah: Zona 3: 47,50 m; Zona 4: 5,17 m; Zona 5: 17,34 m.
5. Kadar air rata-rata pada kedalaman 2077-2080 m dari data produksi sumur ELP-23 adalah sebesar 36,85 %, sedangkan hasil pengolahan data logging menggunakan software *Geoframe 4.4* adalah sebesar 40,28 %.

SARAN

Berdasarkan hasil analisa yang telah dilakukan, maka disarankan hal-hal sebagai berikut :

1. Dalam menggunakan metode Inversi menggunakan *software Geoframe 4.4*, penentuan model litologi disarankan harus tepat berdasarkan interpretasi kualitatif dan *crossplot* litologi.
2. Perhitungan petrofisik akan lebih tepat apabila didukung dengan ketersediaan data *core*.
3. Hasil perhitungan petrofisik sebaiknya divalidasi dengan data produksi, sehingga besar persentase error dalam pengolahan data bisa diketahui.

DAFTAR PUSTAKA

Asquith, George B. 1976. "*Basic Well Log Analysis for Geologist*". American Association of Petroleum Geologist. Oklahoma.

Asquith, George B. dan Daniel A. Krygowski. 2004. "*Basic Well Log Analysis, 2nd Edition*". Tulsa, Oklahoma: AAPG. *AAPG Methods in Exploration Series 16*.

Bishop, Michele G. 2000. "*South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*". USGS.

<http://pubs.usgs.gov/of/1999/ofr-99-0050/OF99-50S/>

Crain, E. R. 1986. "*The Log Analysis Handbook, volume 1: Quantitative Log Analysis Methods*". Tulsa: Pennwell Books. (out of print)

Crain's Petrophysical Handbook, On-line Handbook,

<http://www.spec2000.net/>

Harsono, Adi. 1997. "*Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*". Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.

Koesumadinata R.P. 1980. "*Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2*". Bandung: ITB

Pertamina. 2012. Bab II: "*Geological Findings and Reviews*". PT. PERTAMINA EP (*Plan of Further Development Prabumulih*, naskah tidak dipublikasi)

Schlumberger. 2009. "*Geoframe ELANplus Advanced Petrophysical Interpretation*". SIS. Jakarta.

Rider, Malcolm. 2002. "*The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*". Scotland: Whittles Publishing.