

EVALUASI FORMASI DAN PERHITUNGAN VOLUME HIDROKARBON PADA FORMASI TALANG AKAR, LAPANGAN S, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Warto Utomo, Arief Rahman dan Mochamad Hisam Adiwilaga

Program Studi Teknik Perminyakan, Diploma III Akademi Minyak dan Gas Balongan Indramayu, Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan, Diploma III Akademi Minyak dan Gas Balongan Indramayu

E-mail: bunk.w.utomo@gmail.com; arief11rahman@gmail.com; adwilaga10@gmail.com

Abstrak

Penelitian telah dilakukan di Lapangan S, Cekungan Sumatera Selatan dengan target evaluasi di Formasi Talang Akar. Formasi Talang Akar merupakan reservoir utama di Cekungan Sumatera Selatan. Evaluasi formasi diperlukan untuk mengetahui kualitas, kuantitas dan potensi reservoir di Formasi Talang Akar. Evaluasi dilakukan melalui analisis petrofisika untuk mendapatkan parameter-parameter, yaitu volume shale, porositas dan saturasi air. Tujuan dari penelitian ini untuk mendapatkan parameter-parameter petrofisika berdasarkan data wireline logging dari sumur di daerah penelitian. Parameter-parameter tersebut digunakan untuk identifikasi zona produktif/potensial di Formasi Talang Akar, pada Lapangan S dengan menghitung volume hidrokarbon. Perangkat lunak yang digunakan adalah Interactive Petrophysys v3.6 (IP v3.6). Hasil penelitian ini adalah, Formasi Talang Akar di daerah penelitian terdapat 12 zona/lapisan reservoir, berturut-turut dari bawah ke atas sebagai berikut I2, II, H, G, F, E, D, C, B1, B, A1, A. Evaluasi formasi di daerah penelitian menghasilkan parameter-parameter petrofisika pada masing-masing zona di Formasi Talang Akar. Parameter tersebut digunakan untuk menghitung volume hidrokarbon (STOIP) masing-masing zona. Nilai STOIP terbesar dari zona B1, yang merupakan zona yang paling produktif/potensial di Formasi Talang Akar, kedua terbaik zona II dilanjutkan dengan I2.

Kata kunci: *Evaluasi Formasi, Porositas, Saturasi Air, Volume Hidrokarbon*

Pendahuluan

Evaluasi formasi dan perhitungan volume hidrokarbon telah dilakukan di Lapangan S, Cekungan Sumatera Selatan dengan target pada Formasi Talang Akar. Formasi Talang Akar merupakan reservoir utama di Cekungan Sumatera Selatan dan sangat menarik untuk dilakukan kajian studi. Perhitungan dalam evaluasi formasi

diperlukan untuk mengetahui kualitas, kuantitas dan potensi reservoir di Formasi Talang Akar.

Evaluasi formasi atau analisis petrofisika, yaitu suatu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah tanah dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur (*wireline logging*). Analisis petrofisika dapat dilakukan dengan interpretasi pintas atau *quick look* dan dengan menggunakan perangkat lunak tertentu. Analisis petrofisika merupakan analisis yang dilakukan untuk memperoleh sifat fisik batuan dan fluida reservoir. Hasil dari analisis petrofisika dapat digunakan untuk menentukan zona produktif/potensial pada zona/lapisan reservoir di Formasi Talang Akar sesuai dengan tujuan penelitian ini.

Metodologi

1. Data

Evaluasi formasi dilakukan terhadap 1 sumur (Sumur S-2) di Lapangan S mengacu data log yang tersedia. Data dalam format .las dan terdiri atas; *Gamma Ray* (GR), *Spontaneous Potential* (SP), *Caliper* (CAL), *Deep Resistivity* (ILD), *Shallow Resistivity* (MSFL), *Density* (RHOB) dan *Neutron* (NPHI). Selain data log, terdapat data *Special Core Analysis* (SCAL) batuan inti sumur yang berada di luar lapangan. Data SCAL mengandung informasi nilai a , m , n pada interval Formasi Talang Akar. Juga, data mudlog dan uji kandungan lapisan (UKL/DST).

2. Pengolahan dan Analisis Data

Pengolahan data dan interpretasi petrofisika dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics* (IP) v3.6. Interpretasi penarikan shale dan sand base line dikontrol/divalidasi dengan data mudlog. Interpretasi porositas, penarikan R_{wa} dan S_w divalidasi dengan data SCAL, UKL/DST, serta *Schlumberger Chart Gen-6*.

Hasil analisis berupa *volume shale*, porositas dan saturasi air. Parameter yang diperoleh dari analisis petrofisika digunakan untuk menghitung cadangan (STOIIP). Terakhir membuat peringkat dari zona/lapisan produktif/potensial berdasarkan nilai STOIIP tersebut.

Hasil Dan Pembahasan

1. Zonasi Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar di daerah penelitian berada di atas Formasi Lemat dan di bawah Formasi Baturaja. Formasi Talang Akar diendapkan pada lingkungan transisi. Litologi tersusun atas perselingan antara batupasir dan batu lempung, serta adanya sisipan batubara. Formasi Talang Akar di daerah penelitian tersusun atas 12 zona, berturut-turut dari bawah ke atas yaitu: I2, I1, H, G, F, E, D, C, B1, B, A1, A.

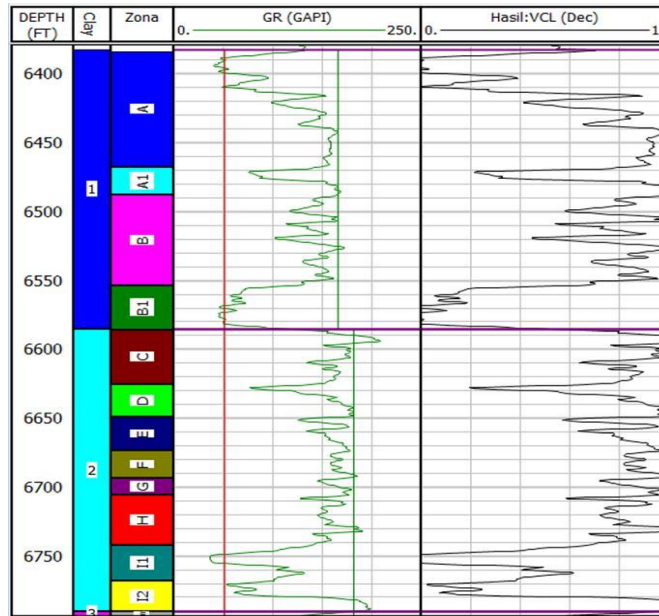
2. Analisis Petrofisika

Pre-kalkulasi terhadap gradien temperatur dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui suhu formasi pada kedalaman tertentu. Hal ini perlu dilakukan karena adanya pengaruh gradien temperatur *bottom hole temperature* (BHT) yang selalu berubah terhadap fungsi dari kedalaman. Perubahan temperatur ini akan mempengaruhi perubahan nilai resistivitas yang akan digunakan dalam menghitung saturasi air. Data BHT diperoleh dari pengukuran pada saat drilling berlangsung. Berdasarkan log *Caliper* dari sumur pada interval target (Talang Akar), tidak dilakukan *environmental correction* karena diameter lubang sumur/*borehole* relatif bagus.

a. Penentuan Volume Shale (Vsh)

Shale mengidentifikasi batuan berbutir halus yaitu batupasir sangat halus, batulanau dan batulempung. Volume shale (Vsh) pada reservoir mempresentasikan kualitas suatu reservoir. Nilai Vsh yang kecil menunjukkan semakin bersih suatu reservoir sehingga memudahkan fluida untuk bergerak mengisi dalam pori-pori demikian sebaliknya.

Perhitungan Vsh pada penelitian ini menggunakan log Gamma Ray (GR). Vsh dari log GR dengan cara menentukan garis minimum (sand baseline) dan garis maksimum (shale baseline) dari nilai GR pada masing-masing interval kedalaman, Gambar 2.



Gambar 2. Penarikan garis minimum (*sand baseline*) dan garis maksimum (*shale baseline*) dari nilai GR.

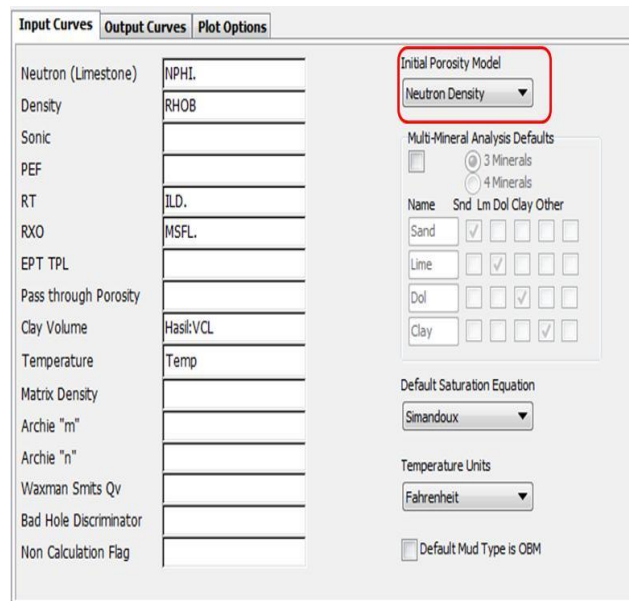
b. Penentuan Porositas (ϕ_{tot} , ϕ_{eff})

Perhitungan porositas ditentukan dari log *Density* (RHOB) dan *Neutron* (NPHI), Gambar 3. Log *Density* mempunyai peran yang dominan terhadap nilai porositas. *Matrix density* (RhoMa) yang digunakan sebesar 2,65 gr/cc (batupasir) dan *dry shale* sebesar 2,78 gr/cc.

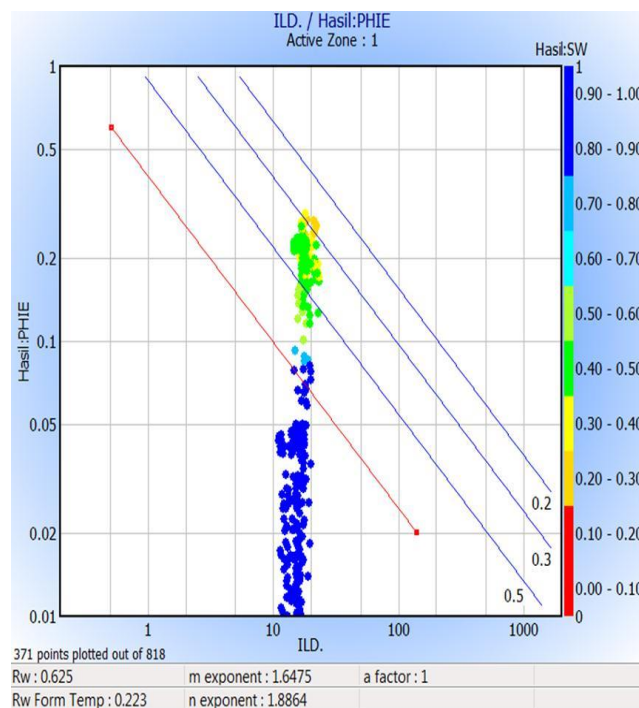
c. Penentuan Saturasi (S_w)

Paramater *Formation Resistivity* (RT) menggunakan *Deep Resistivity* (ILD). Sedangkan *Formation Water Resistivity* (Rwa) berdasarkan pada Log *Porosity-Resistivity* (*Pickett Plot*), Gambar 4. *Schlumberger Chart Gen-6* digunakan dalam konversi salinitas berdasarkan data Rwa dan temperatur yang sudah diperoleh sebelumnya. Perpotongan antara garis Rwa dan temperatur ($^{\circ}F$) dalam *Chart Gen-6* kemudian ditarik garis ke kanan yang menunjukkan ppm salinitas, Gambar 5. Salinitas yang diperoleh sekitar 11.000 ppm, nilai tersebut berada diinterval lingkungan pengendapan transisi (5.000-20.000 ppm), Tabel 1. Sesuai dengan informasi dari regional geologi Formasi Talang Akar diendapkan pada lingkungan transisi. [8], [2]

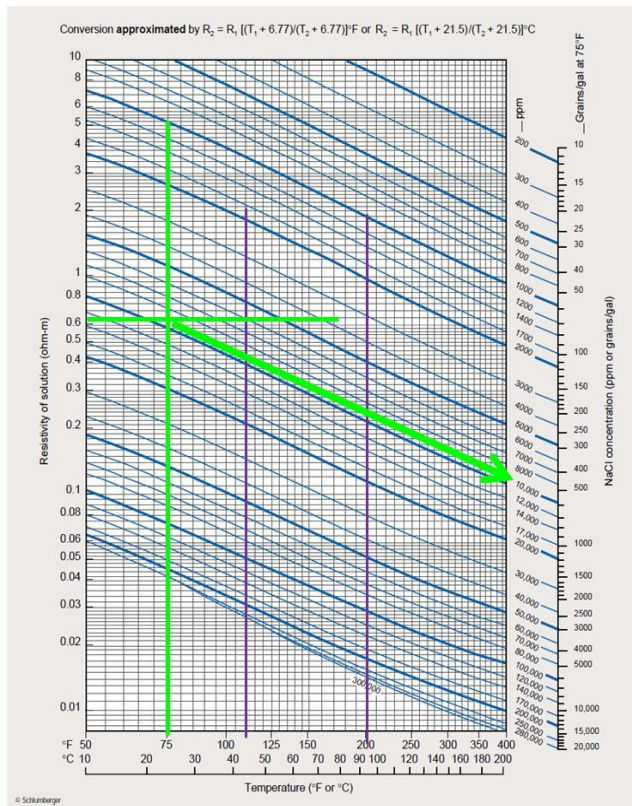
Penentuan *water saturation* / saturasi air dilakukan dengan pendekatan persamaan Simandoux (*shally sand reservoir*). Parameter lain yang digunakan, yaitu (a, m, n) menggunakan data SCAL sumur dari lapangan disekitar Lapangan S. Nilai a=1, m=1.6475, n=1.8864 pada interval Formasi Talang Akar.



Gambar 3. Penentuan porositas dengan model *neutron density*.



Gambar 4. Penarikan *Pickett Plot* pada interval Formasi Talang Akar.



Gambar 5. Penggunaan *Schlumberger Chart Gen-6*, Rwa pada temperature permukaan untuk dikonversi mendapatkan sanilitas air formasi, (Schumberger, 2009). [8]

Tabel 1.
Konsentrasi salinitas dalam ppm di beberapa lingkungan pengendapan, (bachtiar dkk, 2010). [2]

Depositional Environment	Range of Chloride concentration (ppm)
Fresh water	500-1000
Brackish water	1000-5000
Transition (littoral zone)	5000-20000
Marine	20000-40000
Sabkha	>40000
Proven Limstn reservoir	10000-20000
Basement	500-40000

d. *Net to Gross* dan Analisis *Pay*

Cutoff reservoir ditentukan dari plot *effective porosity* (ϕ_{eff}) terhadap *wet shale volume* (V_{wsh}). Sedangkan *cutoff pay* ditentukan dari tiga (3) parameter dalam plot antara *effective porosity* (ϕ_{eff}) terhadap *water saturation* (S_w) terhadap *wet shale volume* (V_{wsh}).

Cutoff yang digunakan, yaitu *wet shale volume* (V_{wsh}) = 0,5 v/v *effective porosity* (ϕ_{eff}) = 0,10 v/v atau 10%, dan *water saturation* (S_w) = 0,6 v/v. *Cutoff* tersebut masih dalam interval yang masih dapat diterima dari yang dianjurkan oleh SKK Migas.

e. Perhitungan Volume Hidrokarbon / STOIIP

Parameter yang diperoleh dari analisis petrofisika, meliputi *netpay*, porositas dan saturasi digunakan untuk menghitung volume hidrokarbon (STOIIP). Data tambahan yang digunakan berupa *Formation Factor* (B_o), berdasarkan data laboratorium nilai B_o di daerah penelitian sebesar 1,32 STB/BBL. Parameter lain yang diperlukan untuk menghitung STOIIP yaitu luas area (A) dalam *acre*. Luas area ditentukan berdasarkan radius pengurasan (r), dengan asumsi setiap lapisan/zona memiliki r yang sama, yaitu sebesar 100 m. Radius pengurasan sebesar 100 m masih dalam interval yang masih dapat diterima dari yang dianjurkan oleh SKK Migas. Bulk volume (V) diperoleh dengan mengalikan luas dan *netpay*. Parameter-parameter sudah diperoleh, dilanjutkan dengan menghitung volume hidrokarbon (STOIIP).

Lima dari dua belas zona di Formasi Talang Akar dikategorikan tidak potensial dan tidak dapat dihitung volume hidrokarbon-nya. Hal ini dikarenakan pada interval ke-5 zona tidak memiliki *netpay*. *Netpay* adalah ketebalan bersih yang terisi oleh hidrokarbon pada suatu zona. Ke-5 zona tersebut adalah H, G, F, E dan C. Tampak dari log bahwa ke-5 zona lebih didominasi oleh litologi lempung/shale.

Tujuh zona sisanya dapat dihitung nilai STOIIP. Nilai STOIIP terbesar ke terkecil berurutan dari zona B1, I1, I2, A, A1, D dan B, Tabel 2.

Tabel 2.
 Nilai STOIP masing-masing zona.

No	Zona	Gross Res (ft)	Net Pay (ft)	VCL (v/v)	Phie (v/v)	SW (v/v)	STOIP
1	A	85,5	13,0	0,11	0,17	0,43	57.783,17
2	A1	20,0	5,5	0,32	0,18	0,45	24.830,47
3	B	66,0	2,0	0,46	0,13	0,48	6.023,16
4	B1	32,0	30,0	0,10	0,22	0,44	168.546,21
5	C	39,5	-	-	-	-	-
6	D	23,0	3,5	0,31	0,18	0,40	17.237,68
7	E	24,5	-	-	-	-	-
8	F	20,5	-	-	-	-	-
9	G	12,5	-	-	-	-	-
10	H	36,5	-	-	-	-	-
11	I1	25,0	19,8	0,23	0,21	0,34	124.390,02
12	I2	23,0	11,8	0,17	0,20	0,39	64.168,54

Kesimpulan

- Terdapat 12 zona/lapisan di Formasi Talang Akar di daerah penelitian.
- Perhitungan *volume shale* (Vsh) pada penelitian menggunakan log *Gamma Ray* (GR), dengan cara menentukan garis minimum (*sand baseline*) dan garis maksimum (*shale baseline*) dari nilai GR pada masing-masing interval kedalaman.
- Porositas ditentukan dengan model dari log *Density* (RHOB) dan *Neutron* (NPHI).
- Paramater *Formation Resistivity* (RT) menggunakan *Deep Resistivity* (ILD) dan *Formation Water Resistivity* (Rwa) berdasarkan pada *Pickett Plot*, *Schlumberger Chart Gen-6* digunakan dalam konversi salinitas.
- Penentuan saturasi air (Sw) dilakukan dengan pendekatan persamaan Simandoux (*shally sand formation*) pada Formasi Talang Akar.
- 7 dari 12 zona dapat dihitung volume hidrokarbon-nya. 3 zona potensial berturut-turut zona B1, I1, I2.

BIBLIOGRAFI

- Asquith, G.B, Gibson, C.R. (1982). *Basic Well Log Analysis for Geologists, The American Association of Petroleum Geologists*. Tulsa: Oklahoma.
- Bachtiar, A., Purnama, Y.S., Nugroho, B., Masyur, M. (2010). *Dry Hole Revival Through Well Post Mortem Evaluation*, Proceedings Indonesian Petroleum Association: Jakarta.
- Dake, L.P. (1985). *Fundamental of Reservoir Engineering*, Elsevier Science B.V: Amsterdam.
- Dwiyono, I.F., Winardi, S. (2014). *Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi*, Prosiding Seminar Nasional Kebumihan: Yogyakarta.
- Ellis, D.V., Singer, J.M. (2007) *Well Logging for Earth Scientist*. Second Edition, Springer: Dordrecht.
- Ginger, D., Fielding, K. (2005). *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin*, Proceedings Indonesian Petroleum Association: Jakarta.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger: Jakarta.
- Schlumberger, (2009). *Log Interpretation Charts*. Schlumberger: Texas.