

NILAI *PAY SUMMARY* FORMASI BANGKO LAPANGAN "STU" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH DENGAN MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA

**Muhammad Adinur P.P.^{1*}, Ildrem Syafri¹, Yuyun Yuniardi¹, Yusi Firmansyah¹,
Dhanny Triamindo²**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran

²Pertamina Hulu Energi Siak-Kampar

*Korespondensi: patrapangestu@gmail.com

ABSTRAK

Energi hidrokarbon sudah menjadi kebutuhan penting dalam kehidupan sehari-hari. Kebutuhan akan hidrokarbon semakin meningkat namun tidak sebanding dengan produksi hidrokarbon itu sendiri sehingga produsen hidrokarbon harus meningkatkan produksi untuk memenuhi permintaan yang ada. Untuk meningkatkan produksi suatu lapangan hidrokarbon, menentukan kandidat reservoir yang baik dari segi kualitas maupun kuantitas merupakan langkah penting yang perlu dilakukan. Tujuan menentukan *pay summary* adalah untuk dapat mengeliminasi sehingga mendapatkan kandidat reservoir terbaik untuk dijadikan target produksi. Untuk menentukan *pay summary* digunakan analisis petrofisika dengan metode deterministik untuk menghitung properti reservoir secara kualitatif dan kuantitatif. Dengan menggunakan analisis petrofisika didapatkan nilai parameter petrofisika sehingga dapat menentukan nilai *cut off* reservoir yang nantinya digunakan untuk menghitung *net pay* sehingga didapatkan tebal suatu reservoir yang bernilai ekonomis. Formasi Bangko di Lapangan "STU" Cekungan Sumatera Tengah memiliki 2 reservoir yaitu Reservoir A memiliki ketebalan *net pay* rata-rata dari tiap sumur sebesar 18.5 feet dengan nilai kandungan shale rata-rata sebesar 0.376 v/v, porositas rata-rata sebesar 17.4%, dan saturasi air rata-rata sebesar 0.46 v/v. Reservoir B memiliki ketebalan *net pay* rata-rata dari tiap sumur sebesar 25.9 feet dengan nilai kandungan shale rata-rata sebesar 0.146 v/v, porositas rata-rata sebesar 25.1%, dan saturasi air rata-rata sebesar 0.25 v/v. Didapatkan dari hasil *pay summary* bahwa Reservoir B di sumur STU-2 merupakan kandidat reservoir terbaik untuk dijadikan target produksi.

Kata Kunci: *pay summary*, petrofisika, reservoir

ABSTRACT

Hydrocarbon energy has become an important need in daily life. The increasing demands of hydrocarbon is not comparable with its production thus hydrocarbon supplier must increase production to meet existing demand. To increase the production of a hydrocarbon field, determining the good reservoir in terms of quality and quantity is an important step that needs to be done. The purpose of determining *pay summary* is to eliminate to get the best reservoir candidate for production target. Petrophysical analysis with deterministic method to calculate reservoir properties qualitatively and quantitatively is required to determine *pay summary*. By using petrophysical analysis to get properties value so that it can determine *cut off* of reservoir which will be used to calculate *net pay* to get thickness of a reservoir with economic value. Bangko Formation in "STU" Field Central Sumatera Basin has 2 reservoirs. Reservoir A has an average *net pay* thickness of each well of 18.5 feet with a mean shale volume value of 0.376 v/v, a mean porosity of 17.4%, and a mean saturation water of 0.46 v/v. Reservoir B has an average *net pay* thickness of each well of 25.9 feet with a mean shale volume value of 0.146 v/v, a mean porosity of 25.1%, and a mean water saturation of 0.25 v/v. Based on *pay summary* results, Reservoir B in the well STU-2 is the best reservoir candidate to be the production target.

Keywords: *pay summary*, petrophysics, reservoir

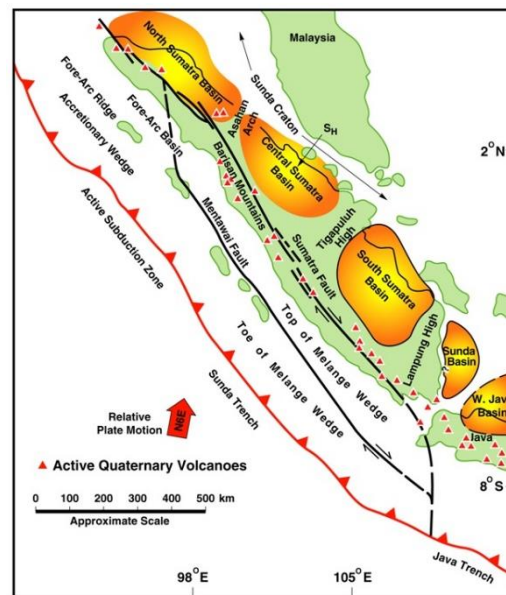
1. PENDAHULUAN

Baik atau tidaknya suatu reservoir dalam formasi dapat diketahui dengan mengetahui nilai parameter petrofisika yang terdapat pada reservoir tersebut. Dengan mengetahui nilai parameter petrofisika dalam suatu reservoir, maka dapat ditentukan kandidat atau target reservoir yang terbaik untuk meningkatkan produksi hidrokarbon. Formasi Bangko merupakan salah satu formasi di Cekungan Sumatera Tengah. Dilakukan perhitungan parameter petrofisika di Formasi Bangko Lapangan “STU” Cekungan Sumatera Tengah sehingga mendapatkan nilai *cut off* parameter petrofisika untuk mengetahui kualitas suatu reservoir serta dilanjutkan perhitungan *pay summary* untuk mengetahui berapa tebal reservoir yang mengandung hidrokarbon (*net pay*). Dari kedua hasil tersebut dilakukan bertujuan untuk mendapatkan kandidat reservoir terbaik di Formasi Bangko.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Tengah merupakan satu dari tiga cekungan yang terdapat di Pulau Sumatera (Gambar 1). Cekungan Sumatera Tengah dikategorikan sebagai *back-arc basin* yang berkembang di sepanjang tepi Barat dan Selatan Paparan Sunda yang terbentuk pada Tersier Awal (Eosen – Oligosen) dan memiliki rangkaian struktur *half graben* sebagai hasil terjadinya proses subduksi antara Lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Benua Eurasia. Cekungan Sumatera Tengah memiliki 2 pola struktur yang berkembang yaitu Utara-Selatan yang terbentuk pada periode Pra-Tersier – Tersier Awal (Eosen – Oligosen), dan Barat Laut-Tenggara yang terbentuk pada periode Miosen – Resen. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah tersusun dari beberapa kelompok dan formasi yang diawali oleh batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Formasi Bangko termasuk dalam Kelompok Sihapas. Secara regional Formasi Bangko didominasi oleh *shale*

yang berfungsi sebagai batuan penyekat untuk formasi di bawahnya, namun pada Lapangan “STU” Formasi Bangko didominasi oleh batupasir dan memiliki beberapa reservoir yang memiliki hidrokarbon yang berasal dari batuan induk dari Formasi *Brown Shale*.



Gambar 1. Peta fisiografi cekungan Pulau Sumatera (Heidrick & Aulia, 1993)

Pada dasarnya, petrofisika adalah studi mengenai sifat fisik dari sebuah batuan, Analisis petrofisika memiliki peran penting untuk mengetahui zona produktif, kedalaman, dan ketebalan suatu zona, jenis fluida dalam reservoir, dan estimasi cadangan hidrokarbon (Asquith, 1982). Analisis petrofisika diawali dengan mendapatkan data bawah permukaan dengan proses data log sumur di lubang pengeboran. Terdapat beberapa parameter yang dikalkulasi dalam melakukan analisis petrofisika untuk mengetahui kualitas suatu reservoir yaitu volume *shale*, porositas, dan saturasi air.

a. Volume *Shale* (Vsh)

Untuk menghitung volume *shale* yang terdapat di suatu reservoir dapat menggunakan data log *gamma ray*. Dalam perhitungannya diperlukan interpretasi formasi yang masih mengandung *shale*.

Jumlah *shale* pada suatu formasi atau reservoir dapat mempengaruhi sifat atau kualitas formasi atau reservoir tersebut seperti mengurangi porositas efektif, mengurangi peremabilitas, dan merubah resistivitas, Perhitungan parameter volume *shale* salah satunya dapat menggunakan metode linear yaitu menghitung indeks *gamma ray* (Asquith, 1982).

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

dengan,

V_{sh} = volume shale
 GR_{log} = *gamma ray* formasi
 GR_{min} = *gamma ray* minimum
 GR_{max} = *gamma ray* maksimum

b. Porositas (ϕ)

Porositas merupakan perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh fluida terhadap volume batuan secara keseluruhan. Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam log yaitu log densitas, log neutron, dan log *sonic*. Perhitungan porositas dapat dilakukan dengan persamaan berikut.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100\%$$

dengan,

ϕ = porositas
 V_p = volume pori
 V_b = volume total batuan

c. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air merupakan perbandingan kuantitas (volume) suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi air merupakan persentase bagian dari suatu pori yang terisi oleh fluida. Dalam kasus ini, dikarenakan pada daerah penelitian Formasi Bangko bersifat *shaly sand* maka persamaan yang digunakan untuk menghitung saturasi air

yaitu menggunakan persamaan Simandoux (1963).

$$SW_{Simandoux} = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (3)$$

dim

ana,

a = *tortuosity*
 m = *cementation exponent*
 n = *saturation exponent*
 R_w = resistivitas air formasi

d. Nilai Cut Off

Nilai *cut off* petrofisika merupakan nilai batas tiap parameter petrofisika yaitu volume *shale*, porositas, dan saturasi air yang digunakan untuk acuan sebagai batas baik atau tidaknya suatu reservoir. Apabila suatu reservoir memiliki nilai parameter yang tidak sesuai dengan nilai *cut off* maka dapat dikatakan reservoir tersebut memiliki kualitas yang kurang baik. Sehingga dapat dikatakan, nilai *cut off* petrofisika berfungsi untuk mengeliminasi lapisan dalam suatu formasi yang tidak berkontribusi dalam evaluasi IOIP serta cadangan reservoir.

3. METODE

Metode yang digunakan dalam analisis petrofisika dalam penelitian ini yaitu metode deterministik dengan dilakukan dua jenis analisis yaitu analisis kualitatif dan analisis kuantitatif. Metode tersebut digunakan terhadap tiga sumur penelitian yang digunakan yaitu sumur STU-1, sumur STU-2, dan sumur STU-3 di Formasi Bangko Lapangan "STU" Cekungan Sumatera Tengah. Metode deterministik dilakukan untuk mengetahui kualitas suatu reservoir. Analisis kualitatif berfungsi untuk menentukan sifat batuan dalam formasi atau reservoir dengan menggunakan data log seperti log *gamma ray*, PEF, log SP, log neutron, dan log densitas. Sedangkan analisis kuantitatif digunakan untuk mengkalkulasi parameter petrofisika tiap formasi atau reservoir sehingga didapatkan nilai *cut off*. Setelah nilai *cut off* ditentukan maka dapat

dilakukan perhitungan *pay summary* sehingga dapat menentukan reservoir mana yang memiliki kualitas yang baik dan tebal reservoir yang bernilai ekonomis (*net pay*).

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Diketahui bahwa Formasi Bangko di Lapangan “STU” didominasi oleh litologi batupasir, namun pada dasarnya batupasir tersebut bersifat *shaly sand* yang menunjukkan adanya kadar batuan serpih yang cukup signifikan. Pada Formasi Bangko terdapat 2 reservoir yang menurun pada 3 sumur penelitian. Berdasarkan hasil kalkulasi parameter petrofisika, didapatkan nilai parameter petrofisika di Formasi Bangko seperti berikut:

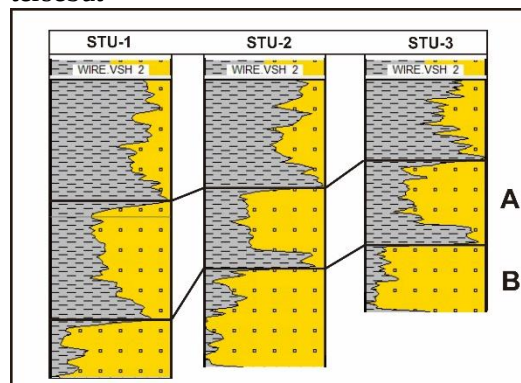
a. Volume Shale (Vsh)

Volume *shale* dihitung untuk mengetahui jumlah kandungan *shale* dalam formasi. Jumlah kandungan *shale* ini dapat mempengaruhi nilai resistivitas, nilai porositas efektif hingga permeabilitas. Metode deterministik linear digunakan dalam perhitungan parameter volume *shale* pada penelitian ini. Metode ini dipilih karena merupakan metode yang paling dasar dan langsung tertuju pada hasil yang diinginkan. Untuk mengetahui indeks *gamma ray* dibutuhkan normalisasi *gamma ray* agar didapatkan nilai *gamma ray* maksimal dan minimal di Lapangan “STU”. Nilai rata-rata kandungan *shale* reservoir di Formasi Bangko tiap sumur yaitu Reservoir A di sumur STU-1 sebesar 0.4 v/v, sumur STU-2 sebesar 0.36 v/v, dan sumur STU-3 sebesar 0.37 v/v; Reservoir B di sumur STU-1 sebesar 0.176 v/v, sumur STU-2 sebesar 0.13 v/v, dan sumur STU-3 sebesar 0.134 v/v (Gambar 2).

b. Porositas (ϕ)

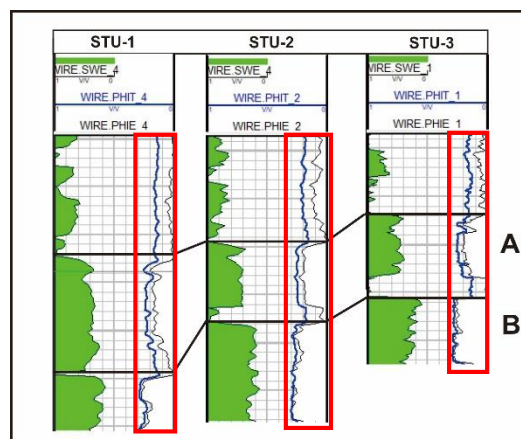
Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode *crossplot* log densitas dan log neutron. Untuk mengetahui besaran nilai porositas untuk *shale*, *dry*

shale, matriks dan fluida sehingga nilai tersebut



Gambar 2. Hasil kalkulasi volume *shale*

dicari terlebih dahulu dengan menggunakan *picking parameter* RHO dan NPHI. Hasil yang didapatkan setelah menghitung porositas yaitu porositas efektif dan porositas total. Nilai rata-rata porositas reservoir di Formasi Bangko tiap sumur yaitu Reservoir A di sumur STU-1 sebesar 16.2%, sumur STU-2 sebesar 19%, dan sumur STU-3 sebesar 0.17%; Reservoir B di sumur STU-1 sebesar 23.5%, sumur STU-2 sebesar 26%, dan sumur STU-3 sebesar 25.8% (Gambar 3).

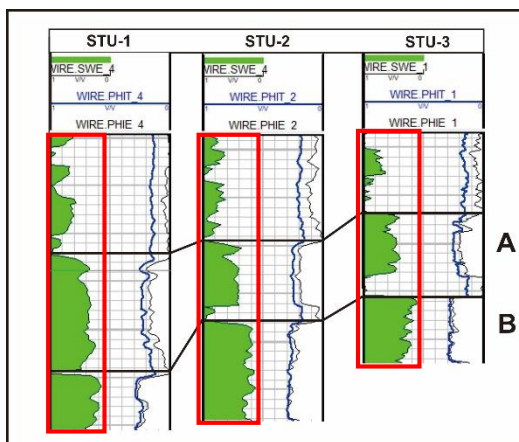


Gambar 3. Hasil kalkulasi porositas

c. Saturasi Air (S_w)

Diketahui bahwa litologi pada daerah penelitian dari Formasi Bangko bersifat *shaly sand*. karena memiliki kandungan *shale* lebih dari 20%. Pada umumnya, persamaan yang digunakan untuk menghitung kadar saturasi air

menggunakan persamaan Archie (1942), namun persamaan tersebut hanya dapat digunakan pada formasi yang terdiri dari *clean sand*. Apabila persamaan Archie (1942) digunakan pada formasi *shaly sand*, maka pembacaan hasilnya pun akan menyebabkan berlebihnya estimasi kadar saturasi air sehingga dapat menyebabkan asumsi yang salah yang harusnya formasi tersebut masih memiliki kandungan hidrokarbon namun dianggap dominan air seluruhnya. Oleh karena itu persamaan yang tepat dalam menghitung kadar saturasi air pada formasi yang bersifat *shaly sand* dan kandungan air formasi yang relatif *saline* yaitu persamaan Simandoux (1963). Nilai rata-rata saturasi air reservoir di Formasi Bangko tiap sumur yaitu Reservoir A di sumur STU-1 sebesar 0.4 v/v, sumur STU-2 sebesar 0.46 v/v, dan sumur STU-3 sebesar 0.516 v/v; Reservoir B di sumur STU-1 sebesar 0.24 v/v, sumur STU-2 sebesar 0.247 v/v, dan sumur STU-3 sebesar 0.263 v/v (Gambar 4).

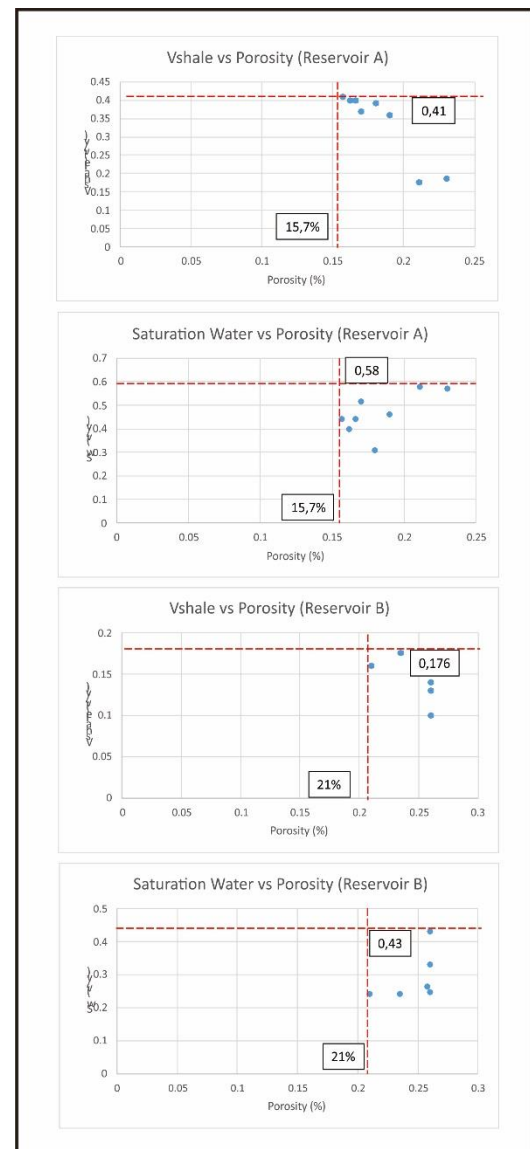


Gambar 4. Hasil kalkulasi saturasi air

d. Nilai *cut off*

Nilai *cut off* untuk ketiga parameter petrofisika seperti volume *shale*, porositas, dan saturasi air ditentukan dengan melakukan *cross plot* antara masing-masing parameter tersebut. *Cross plot* dilakukan dari persebaran nilai parameter petrofisika di Reservoir A dan Reservoir B. Dari masing-masing reservoir dilakukan pembuatan 2 *cross plot* yaitu *cross plot* antara kandungan *shale* dengan porositas

dan saturasi air dengan porositas. Penentuan *cut off* dilakukan berdasarkan batas garis persilangan yang nantinya akan menentukan nilai maksimum kandungan *shale*, nilai minimum porositas, dan nilai maksimum saturasi air tiap reservoir. Reservoir A memiliki nilai *cut off*: kandungan *shale* sebesar ≤ 0.41 v/v, porositas sebesar $\geq 15.7\%$, dan saturasi air ≤ 0.58 v/v. Reservoir B memiliki nilai *cut off*: kandungan *shale* sebesar ≤ 0.176 v/v, porositas sebesar $\geq 21\%$, dan saturasi air ≤ 0.43 v/v (Gambar 5).



Gambar 5. Nilai *cut off* Reservoir A dan Reservoir B

e. Pay Summary

Setelah mendapatkan nilai *cut off*, maka selanjutnya dilakukan perhitungan *pay summary*. *Pay summary* berfungsi untuk dapat mengetahui *net pay* dari suatu reservoir atau dengan kata lain dapat diketahui tebal lapisan reservoir yang bernilai ekonomis. Dalam perhitungannya diawali dengan perhitungan *net to gross* untuk mengetahui kontinuitas reservoir, lalu dilanjutkan dengan penentuan *net sand* untuk mengetahui tebal lapisan batupasir yang *clean*. Setelah itu menentukan *net reservoir* dengan memasukkan nilai *cut off* kandungan *shale* dan porositas untuk menunjukkan tebal lapisan yang bersifat *clean* dan memiliki porositas baik. Tahap akhir yaitu menentukan *net pay* dengan memasukan nilai *cut off* kandungan *shale*, porositas, dan saturasi air untuk menunjukkan tebal reservoir yang memiliki hidrokarbon. Hasil *pay summary* dapat dilihat di Tabel 1.

Tabel 1. Hasil *pay summary* reservoir

SUMUR	FORMASI	DEPTH BOTTOM	DEPTH TOP	PAY SUMMARY								
				NET SAND			NET RESERVOIR			NET PAY		
				GROSS	NET	NTG	GROSS	NET	NTG	GROSS	NET	NTG
STU-1	A	962	1002	40	14.5	0.362	40	11.5	0.287	40	11.5	0.287
	B	1024	1052	28	11	0.393	28	14	0.5	28	14	0.5
STU-2	A	948	982	34	29.5	0.868	34	29.5	0.868	34	27	0.794
	B	990	1041	51	34	0.667	51	34	0.667	51	34.75	0.681
STU-3	A	885	917.5	32.5	23.5	0.723	32.5	16.5	0.508	32.5	17	0.523
	B	927	963	36	27	0.75	36	27	0.75	36	29	0.806

5. KESIMPULAN

Dari penelitian ini dapat disimpulkan beberapa hal, diantaranya:

- Formasi Bangko merupakan formasi yang bersifat *shaly sand* dan di dalamnya terdapat 2 reservoir yang menerus di tiap sumur penelitian yaitu Reservoir A dan Reservoir B.
- Reservoir A memiliki ketebalan *net pay* rata-rata dari tiap sumur sebesar 18.5 *feet* dengan nilai kandungan *shale* rata-rata sebesar 0.376 v/v, porositas rata-rata sebesar 17.4%, dan saturasi

air rata-rata sebesar 0.46 v/v. Reservoir B memiliki ketebalan *net pay* rata-rata dari tiap sumur sebesar 25.9 *feet* dengan nilai kandungan *shale* rata-rata sebesar 0.146 v/v, porositas rata-rata sebesar 25.1%, dan saturasi air rata-rata sebesar 0.25 v/v.

- Reservoir yang memiliki kualitas terbaik yaitu Reservoir B di sumur STU-2 dengan memiliki ketebalan *net pay* mencapai 34.75 *feet* dengan nilai kandungan *shale* sebesar 0.13 v/v, porositas sebesar 26%, dan saturasi air sebesar 0.247 v/v.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada saudara/i HMG 2014 yang selalu memberikan kritik, saran, dan semangat selama penulis melaksanakan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, George. 1990. *Log Evaluation of Shaly Sandstones: A Practical Guide*. Tulsa: AAPG
- Asquith, George and Gibson, Charles. 1982. *Basic Well Log Analysis For Geologist*. Tulsa: AAPG.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K.. 1993. *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin Indonesia*. Proceedings Indonesian Petroleum Association 23rd Annual Convention, Jakarta.
- Koesoemadinata. R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid I Edisi kedua. Bandung: Institut Teknologi Bandung.