



ANALISIS PETROFISIKA DALAM PENENTUAN ZONA HIDROKARBON FORMASI TALANG AKAR LAPANGAN “DR” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN BERDASARKAN DATA BATUAN INTI DAN DATA SUMUR.

M.Naufal Dhia Ramadhan^{1*}, Ildrem Syafri¹, Febriwan Mohamad¹, Muhammad Kurniawan Alfadli¹

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: mnaufal.dhiar@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan DR berada pada formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan. Lapangan tersebut merupakan salah satu lapangan penghasil minyak dan gas bumi yang sudah beroperasi kurang lebih sejak tahun 1973. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan zona prospek hidrokarbon yang memungkinkan dijadikan suatu reservoir hidrokarbon dan menentukan zona produktif dengan mengetahui karakteristik dari data sumur yang ada. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui zona – zona produktif berdasarkan hasil parameter petrofisika seperti saturasi air, porositas, permeabilitas dan kandungan serpih. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah analisa kualitatif dan kuantitatif terhadap data sumur yang berjumlah 4 data sumur. Data log sumur digunakan sebagai dasar dalam penentuan stratigrafi yang divalidasi dengan data *mudlog, data core*. Sebelum menghitung parameter petrofisika dilakukan pembagian zona berdasarkan lapisan *permeable* dan *non-permeable* yang dibagi menjadi 7 zona. Setelah dilakukannya perhitungan petrofisika didapat rata – rata kandungan serpih pada lapangan DR adalah 0.4265 ; nilai porositas rata – rata pada lapangan DR adalah 0.10; nilai saturasi air rata – rata sebesar 0.8926 dan nilai permeabilitas rata – rata sebesar 135.89 mD. Dari 7 zona yang dilakukan perhitungan petrofisika didapatkan bahwa zona D memiliki prospek sebagai reservoir Hidrokarbon yang baik dengan rata – rata porositas 17.8% dengan permeabilitas sebesar 336.21 mD.

Kata Kunci : Petrofisika, Formasi Talang Akar, Kandungan Serpih, Permeabilitas, Porositas, Saturasi Air

ABSTRACT

DR Field is located in TalangAkar formation, Basin of South Sumatra. DR field is one of the oil and gas producing fields that has been operating since 1973. The purpose of this study is to determine the hydrocarbon prospecting zone that allows to be a hydrocarbon reservoir and determine the productive zone by examining the characteristics of existing well data. This study was conducted to specify productive zones based on the results of petrophysical parameters such as water saturation, porosity, permeability and shale content. The method used in this study is a qualitative and quantitative analysis of well data amounting to 4 well data. Well log data is used as a basis for validating the stratigraphic determination with mudlog data and core data. Before evaluating the parameters of petrophysics, the separation of zones based on permeable and non-permeable layers is divided into 7 zones. After the calculation of petrophysics, it has obtained the average of shale volume in the field of DR is 0.4265; the mean porosity value in the DR field is 0.10; the average water saturation value is 0.8926 and the mean permeability value is 135.89 mD. From 7 zones conducted by the calculation of petrophysics, it was concluded that D zone has the prospect as a good hydrocarbon reservoir with 17.8% porosity with 336.21 mD permeability.

Keywords: *Petrophysics, TalangAkar Formation, Shale Volume, Permeability, Porosity, Water Saturation*

1. PENDAHULUAN

Perkembangan dunia industri yang menggunakan bahan bakar minyak di dunia semakin berkembang pesat. Bahkan bisa dikatakan bahwa minyak memegang peran penting dalam roda industri dunia. Di sisi lain jumlah cadangan minyak dunia yang semakin menurun, menuntut pada peran bagi industri minyak untuk meneliti dan menemukan cadangan baru minyak dunia. Dengan itu telah dilakukan beberapa metode yang mendukung perkembangan dibidang eksplorasi baik menggunakan metoda geologi maupun dengan menggunakan metoda geofisika. Maka dengan itu pada hal ini dititikberatkan pada perhitungan hidrokarbon terakumulasi dalam sebuah wadah yang dikenal sebagai reservoir, kondisi reservoir tiap lapangan memiliki sifat fisik (porositas, saturasi, permeabilitas) dan karakteristik yang berbeda, bahkan dalam satu sumur dengan kedalaman berbeda akan menunjukkan sifat fisik yang berbeda – beda pula tergantung pada sejarah pembentukan dan komposisi mineral penyusun tiap formasi. Metode yang digunakan yaitu dengan melakukan analisis kualitatif dan kuantitatif yang dilakukan pada batuan reservoir untuk menginterpretasi kandungan minyak dan gas yang ada pada reservoir. Data core juga digunakan bersamaan dengan data log yang berguna dalam menganalisis ciri dan sifat fisik batuan di bawah permukaan. Reservoir pun dikelompokkan berdasarkan kualitas maupun tingkat produktifitasnya yang ditunjukkan dengan kualitas aliran fluida maupun kemampuan menampung fluida hidrokarbon. Pengelompokan kualitas reservoir ini dilakukan dengan pendekatan petrofisika dalam penentuan zona prospek hidrokarbon yang nantinya akan menjadi parameter dalam penentuan zona dapat dijadikan sebagai reservoir atau tidak. Analisis petrofisika juga bertujuan untuk mengoptimalkan kemungkinan zona hidrokarbon dapat dikembangkan atau tidak dengan

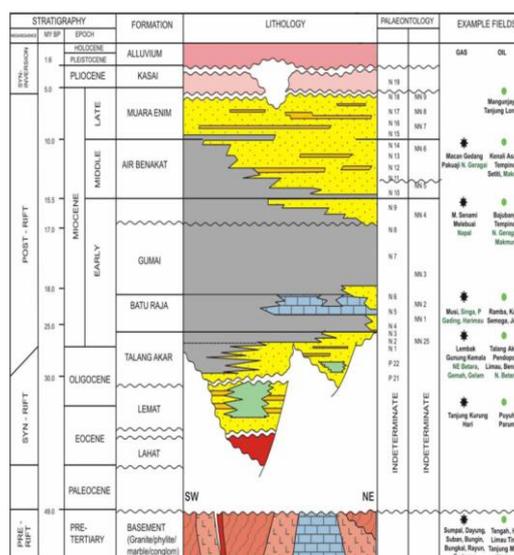
melihat nilai parameter petrofisika yang ada.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

Secara fisiografis Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut – tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan ini merupakan cekungan busur belakang /Back Arc Basin (Blake, 1989).

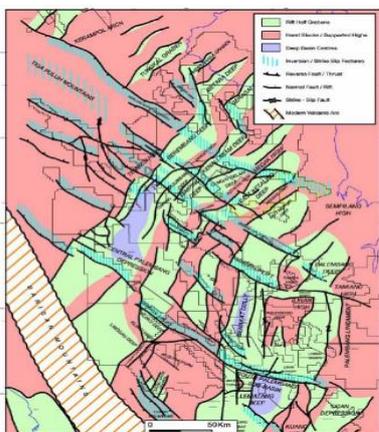
Urutan stratigrafi cekungan sumatera selatan dari umur tertua hingga termuda menurut Ginger & Fielding (2005) dapat dilihat pada (Gambar 2.2). Cekungan Sumatera Selatan biasa disebut dengan suatu daur besar yang terdiri dari fase transgresi dan diikuti dengan fase regresi.



Gambar 2.2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatra Selatan terbentuk selama Awal Tersier (Eosen –

Oligosen) saat sebuah seri dari graben yang terkembang sebagai respon dari sistem subduksi oblique lempeng Samudra India di bawah Lempeng Benua Asia Tenggara yang menghasilkan sistem divergen dengan arah menyamping ke kanan pada cekungan belakang busur. Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005) terdiri atas tiga megasekuean (Gambar 2.3). Pada fase pertama yaitu Syn-rift megasequence (40 – 29 Ma), Fase kedua Post rift megasequence (29 – 5 Ma) kemudian yang terakhir Syn Orogenic / Inversion megasequence (5 Ma – present).



Gambar 2.3. Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005)

2.2. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika diawali dengan perolehan data bawah permukaan yang didapat dari proses *well logging pada* saat pengeboran. Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan beberapa parameter dari suatu batuan yang ada di dalam formasi, diantaranya adalah *Vshale*, Porositas, Saturasi Air dan Permeabilitas.

- a. Porositas dapat diartikan sebagai bagian dari volume total batuan berpori. Log yang digunakan untuk mengukur porositas terutama

adalah log densitas, neutron, sonic (Heysse, 1991).

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

Dalam hal ini : Φ = porositas

V_p = volume pori

V_b = volume total batuan

- b. Perhitungan *Vshale* atau perhitungan kandungan serpih dalam batuan reservoir yaitu dengan menggunakan log *Gamma Ray*. Perhitungan *Vshale* dilakukan sebagai koreksi pada porositas total sehingga didapat porositas efektif batuan Reservoir. Perhitungan *Vshale* dapat dilakukan dengan salah satu metode yaitu metode Linear berdasarkan log *Gamma Ray* dengan persamaan :

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- c. Bagian dari ruang pori yang berisi air disebut kejenuhan air atau saturasi air, ditandai dengan simbol S_w . Sisa bagian pori yang berisi hidrokarbon disebut kejenuhan hidrokarbon, S_h atau sama dengan $(1 - S_w)$. Untuk sebuah reservoir yang seluruh pori-porinya terisi oleh air atau tanpa kandungan hidrokarbon mempunyai $S_w = 100\%$ atau 1,0.
- d. Permeabilitas merupakan kemampuan batuan untuk meloloskan cairan melalui pori-pori dalam batuan tersebut.

Batuan dikatakan permeabel bila mempunyai porositas yang saling berhubungan misalnya pori-pori, vugs, kapiler, retakan, dan rekahan. Parameter yang berpengaruh terhadap permeabilitas adalah ukuran pori, bentuk butiran dan kontinuitas.

- e. Nilai Pancung (*cut-off*) dapat diartikan sebagai suatu batas nilai. Dalam konteks reservoir, merupakan batasan nilai dari parameter reservoir, nilai ini digunakan untuk mngeliminasi volume batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan . Nilai *cut-off* disesuaikan dengan karakter fisik dari reservoir. Nilai ini bersifat subyektif, tergantung dari keputusan peneliti atau perusahaan.

3. METODE

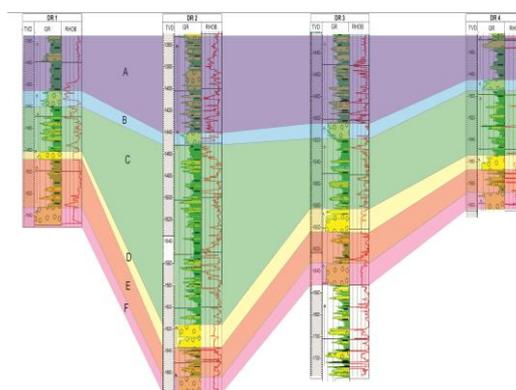
Hal pertama yang dilakukan dalam analisa parameter petrofisika yaitu melakukan *Quality control* yang bertujuan untuk mengevaluasi kualitas log – log yang akan digunakan serta inventarisasi profil sumur. Setelah itu dilakukan tahap Pre-kalkulasi yang bertujuan untuk persiapan sebelum melakukan analisis parameter perhitungan lainnya, konversi satuan data fisika yang didapat saat logging pun termasuk dalam tahap ini serta perhitungan temperatur formasi.

Analisis petrofisika yang dihitung antara lain adalah Vshale, analisis porositas, saturasi air dan permeabilitas. pada analisis parameter pertama dilakukan anlisis Vshale dengan menggunakan beberapa metode yaitu Vsh Linear, Vsh stieber, Vsh Larionov dan Vsh clavier. Setelah didapatkan hasil dari keempat metode tersebut hasilnya akan dikoreksi dengan data core yang bertujuan untuk memastikan perhitungan dari analisis data well

mendekati benar atau sesuai dan menentukan metode mana yang paling cocok digunakan pada batupasir formasi talang akar. Selanjutnya adalah perhitungan porositas batuan yang dilakukan menggunakan data log densitas dan data log neutron. Hasil dari perhitungan porositas juga akan dibandingkan dengan data core yang ada untuk memebandingkan terhadap porositas batuan inti. Selanjutnya, analisis saturasi air (S_w) dengan terlebih dahulu menentukan *tuortosity factor(a)*, *sementation factor (m)* dan *saturation exponen (n)*, resistivitas air (R_w). Analisis saturasi air juga dapat dihitung menggunakan beberapa persamaan yaitu persamaan Indonesia, persamaan Archie, persamaan Simandoux. Pada daerah penelitian direkomendasikan menggunakan persamaan Indonesia ataupun simandoux dikarenakan jenis batupasir formasi talang akar bersifat *shally sand* , tetapi tetap dilakukan perbandingan antara saturasi air hasil perhitungan dengan hasil dari batuan inti.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Petrofisika dilakukan dengan membagi interval menjadi 7 zona sperti pada Gambar 4.1



Gambar 4.1. Zona perhitungan petrofisika

4.1 Analisis Petrofisika

Perhitungan petrofisika dilakukan dengan membagi interval menjadi tujuh zona.

Kandungan serpih

Penentuan *Vshale* pada penelitian ini menggunakan log gamma ray yang dilakukan dengan perhitungan jumlah kandungan *shale* yang berada pada suatu batuan, dalam hal ini perhitungan *Vshale* dilakukan dalam suatu formasi. Kandungan *shale* dalam suatu formasi berpengaruh terhadap kualitas batuan reservoir yang ada pada formasi tersebut. Kemudian masuk pada tahap penentuan baseline atau batas antara gamma ray maksimum dan gamma ray minimum dari lapangan DR. Dalam penentuan *Vshale* metode yang digunakan yaitu dengan membandingkan beberapa metode yang ada seperti metode linear, curved, clavier, stieber dan larionov dengan hasil persentase mineral kuarsa dari core. Perhitungan *Vshale* dilakukan pada setiap interval sumur. Sehingga dihasilkan log volume shale dengan nilai rata-rata 0.4265 di lapangan DR.

Porositas

Porositas dalam penelitian ini menggunakan metode density-neutron. Dalam perhitungan porositas ini membutuhkan besaran nilai porositas untuk shale, dry shale, matriks dan fluida yang didapat dari picking parameter RHOB NPHI dan GR. Setelah melakukan picking parameter untuk menentukan Rho wet clay dan dry clay dilakukan perhitungan porositas total clay. Hasil dari perhitungan tersebut dimasukkan kedalam pengisian parameter porositas agar dapat dijalankan perhitungan porositas masing – masing sumur. Metode yang digunakan dalam perhitungan porositas dibandingkan antara porositas density-neutron, porositas density ataupun porositas neutron dengan data core untuk melihat metode mana yang paling ideal untuk digunakan pada lapangan ini. Hasil yang didapat bahwa porositas

yang paling ideal untuk digunakan yaitu menggunakan porositas density-neutron. Setelah dilakukan perhitungan nilai porositas, hasil tersebut diklasifikasikan menggunakan klasifikasi Koesoemadinata 1980.

Klasifikasi Porositas (Koesomadinata, 1980)	
0 - 5 %	Dapat Diabaikan
5 - 10 %	Buruk
10 - 15 %	Cukup
15 - 20 %	Baik
20 -25 %	Sangat Baik
>25 %	Istimewa

Tabel 4.1 Klasifikasi Porositas Berdasarkan Koesoemadinata, 1980

Perhitungan porositas dilakukan pada setiap interval zona masing – masing sumur. Dihasilkan nilai porositas density-neutron total sebesar 0.99 di lapangan DR. dan dari tiap zona, sebagai berikut Zona A memiliki nilai porositas rata-rata 8.4%, Zona B memiliki nilai porositas rata-rata 10%, Zona C memiliki nilai porositas rata-rata 4.6%, Zona D memiliki nilai porositas rata-rata 17.8%, Zona E memiliki nilai porositas rata-rata 4.6%, Zona F memiliki nilai porositas rata-rata 17.5% dan Zona G memiliki nilai porositas rata-rata 6%.

Saturasi Air

Mendapatkan nilai resistivitas air dengan menggunakan metode *pickett plot*. Metode ini didasarkan pada observasi bahwa nilai R_t (true resistivity) adalah fungsi dari nilai porositas (Φ) dan saturasi air (S_w). Penentuan R_w dilakukan dengan menggunakan log NPHI, RT dan GR.

Kemudian ditentukan titik yang merupakan lapisan pembawa air (*water bearing zone*) dan dari titik tersebut merupakan batas nilai saturasi air ($S_w=1$). Titik

perpotongan garis $S_w=1$ pada resistivitas dianggap sebagai nilai resistivitas air. Nilai resistivitas air (R_w) yang didapat adalah 0,26. Dihasilkan nilai saturasi air total dengan menggunakan persamaan Indonesia sebesar Nilai saturasi air yang diperoleh dari perhitungan tergolong cukup tinggi untuk dijadikan sebagai kandidat reservoir yaitu dengan rata – rata saturasi air di lapangan “DR” adalah 0.8926 atau 89.26%. Dari ketujuh Zona yang ada, hanya zona D yang memiliki saturasi air tidak terlalu tinggi yang masih dapat dijadikan kandidat reservoir dengan rata rata 0.7% atau 70%.

Permeabilitas

Dalam perhitungan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan persamaan regresi linear yang didapat dari hasil *crossplot* antara porositas hasil perhitungan sebelumnya dengan permeabilitas dari data core yang kemudian di regresi, dari hasil kalkulasi permeabilitas didapat rata – rata permeabilitas dari tiap zona yaitu zona A 5.11 mD, zona B 151.18 mD, zona C 8.6 mD, zona D 336.21 mD, zona E 7.47 mD, zona F 306.8 mD dan zona G 135.8 mD.

Nilai Pancung

Nilai pancung untuk kandungan serpih ditentukan berdasarkan distribusi nilai *Vshale*. Penentuan batas nilai pancung ditentukan melalui data yang terlihat dari 2 nilai puncak yang masing – masing memiliki trend yang berbeda. Kemudian barulah didapat nilai pancung untuk kandungan serpih pada tiap sumur. Salah satu contohnya yaitu pada sumur DR 3, nilai pancung yang diperoleh sebesar 0.5 atau 50% yang berarti nilai yang

lebih besar dari 0.5 tidak dianggap sebagai ketebalan batupasir yang bersih dari pengaruh serpih yang dapat dikatakan sebagai reservoir. Nilai pancung porositas ditentukan dengan menggunakan plot silang antara porositas dengan *Vshale* dan plot silang antara porositas dan saturasi air . sama halnya pada sumur DR 3, nilai pancung yang diperoleh sebesar 0.15 atau 15% yang berarti nilai yang lebih kecil dari 0.15 tidak dianggap ketebalan batupasir dengan porositas baik. Nilai pancung untuk saturasi air juga ditentukan melalui plot silang yaitu plot silang antara porositas efektif dengan nilai saturasi air dalam bentuk sebaran titik data, batas nilai pancung pada saturasi air ini ditentukan melalui trend data yang terlihat dari 2 nilai sebaran data yang memiliki trend berbeda. Sama halnya seperti pada sumur DR 3, nilai pancung yang diperoleh sebesar 0.8 atau 80% yang berarti nilai yang lebih besar daripada 0.8 tidak dianggap ketebalan batupasir yang memiliki kandungan hidrokarbon.

4.2 Karakteristik Reservoir

Kandidat reservoir pada formasi yang diteliti yaitu formasi talang akar di lapangan DR terdapat pada batupasir zona D . Reservoir batupasir zona D memiliki rata – rata porositas 17.8% dengan permeabilitas sebesar 336.21 mD yang berarti reservoir tersebut tergolong sangat baik (Koesoemadinata, 1980).

Zona	NTG	Porositas rata - rata	Permeabilitas Rata - rata	Potensi Seal	Kualitas reservoir kumulatif
A	0	0.084	5.11	baik	buruk
B	0.156	0.104	151.182	buruk	baik
C	0.0355	0.046	8.6	baik	buruk
D	0.2775	0.178	336.21	buruk	baik
E	0.01425	0.046	7.47	baik	buruk
F	0.01	0.175	306.8	buruk	baik

Tabel 4.2 Karakteristik Zona Kumulatif

Berdasarkan hasil setiap parameter pengontrol kualitas reservoir tiap zona,

disimpulkan bahwa reservoir batupasir zona D memiliki potensi yang paling baik sebagai reservoir penghasil minyak bumi karena memiliki porositas dan permeabilitas yang baik serta memiliki batuan penyekat di atasnya. (Tabel 4.2).

5. KESIMPULAN

- Perhitungan kandungan serpih pada lapangan DR didapatkan rata – rata dari setiap zona perhitungan yaitu Zona A memiliki nilai volume rata – rata 0.56698, Zona B memiliki nilai volume rata – rata 0.293 , Zona C memiliki nilai volume rata – rata 0.6193, Zona D memiliki nilai volume rata – rata 0.1353, Zona E memiliki rata-rata 0.6566 , Zona F memiliki nilai rata-rata 0.1322 dan Zona G memiliki nilai volume rata – rata 0.5825.
- Perhitungan porositas pada lapangan DR didapatkan rata – rata dari setiap zona perhitungan yaitu Zona A memiliki nilai porositas rata-rata 8.4%, Zona B memiliki nilai porositas rata-rata 10%, Zona C memiliki nilai porositas rata-rata 4.6%, Zona D memiliki nilai porositas rata-rata 17.8%, Zona E memiliki nilai porositas rata-rata 4.6%, Zona F memiliki nilai porositas rata-rata 17.5% dan Zona G memiliki nilai porositas rata-rata 6%.
- Hasil perhitungan rata – rata saturasi air pada setiap zona yaitu zona A 0.9576, zona B 0.9025, zona C 0.9233, zona D 0.7749, zona E 0.9201, zona F 0.8948 dan zona G 0.8750
- Rata – rata permeabilitas hasil perhitungan pada lapangan “DR” adalah 135.89 yang tergolong baik. Dari ketujuh zona yang memiliki permeabilitas paling baik adalah zona D dengan rata – rata permeabilitas sebesar 336.21 mD.

- Zona Prospek Hidrokarbon Formasi Talang Akar lapangan DR yaitu reservoir zona D yang memiliki NTG 0.28 dengan ketebalan mencapai 15 meter dengan porositas rata – rata 17,8% dan Permeabilitas yang sangat baik yaitu 336,21 mD. Zona D juga memiliki nilai saturasi air yang masih dapat menyimpan hidrokarbon dibanding dengan zona lainnya yaitu sebesar 0.77.

UCAPAN TERIMAKASIH

Pertama saya ucapkan terima kasih kepada dosen pembimbing saya Bapak Prof. Dr. Ir. Ildrem Syafri DEA dan Bapak Febriwan Mohamad, S.Si, M.Si. Bapak Aditya Wicaksono selaku pembimbing teknis dan pihak Pertamina EP Asset 2 Prabumulih yang telah membantu dalam penyediaan data. Penulis juga meminta saran kepada pembaca apabila masih ada kesalahan atau kekurangan dalam penulisan artikel ini sekiranya dapat memebrikan koreksi dan masukkan sehingga penulis dapat menjadi lebih baik kedepannya dalam penulisan artikel.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, George and Gibson, Charles. 1982. Basic Well Log Analysis For Geologist. Tulsa : AAPG.
- Ginger, D., dan Fielding, K., 2005, *The Petroleum System and Future Potential of The South Sumatera Basin*, Proceedings Indonesia Petroleum Association, 30th Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association.

Harsono, Adi. 1997. Evaluasi
Formasi dan Aplikasi Log,
Revisi kedelapan, Jakarta.

Koesoemadinata, R. P. 1980. Geologi
Minyak dan Gas Bumi.
Bandung : ITB