



**KORELASI DAN ARAH JALUR MIGRASI ANTARA BATUAN INDUK DAN
RESERVOIR BLOK X SUB CEKUNGAN CINTAMANI BERDASARKAN DATA
BIOMARKER**

***CORRELATION AND MIGRATION PATH DIRECTIONS BETWEEN SOURCE ROCK
AND RESERVOIR BLOCK X SUB CINTAMANI BASED ON BIOMARKER DATA***

**Natalie Lucky Rainy Sihombing^{1*}, Ildrem Syafri¹, Yusi Firmansyah¹, Reza Moh. Ganjar Gani¹,
Bayu Sapta²**

¹ Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

² Pertamina Hulu Energi Ogan Komering

*Korespondensi : natalie16001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Secara administratif daerah penelitian termasuk ke dalam area X. Penelitian ini difokuskan pada sub-basin Cintamani. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengelompokkan sampel-sampel dari batuan induk dan minyak mentah berdasarkan data biomarker, mengetahui Formasi yang efektif menjadi batuan induk dan mengkorelasikan antara batuan sumber dan minyak mentah untuk menentukan asal hidrokarbon dan mengetahui arah jalur migrasi. Metode penelitian dimulai dari tahap persiapan, penelitian, analisis biomarker batuan induk, analisis biomarker minyak mentah, korelasi batuan induk dan minyak mentah hingga arah migrasi. Kemudian sampai pada kesimpulan bahwa sampel minyak mentah dibagi menjadi tiga grup dan sampel batuan induk dibagi menjadi satu grup, Formasi yang efektif menghasilkan hidrokarbon adalah Lahat dan Talang Akar diinterpretasikan bahwa sampel minyak mentah grup III berasal dari batuan induk sub-basin Cintamani dan arah migrasinya Tenggara-Baratlaut.

Kata Kunci : geokimia, batuan induk, migrasi, reservoir, minyak mentah, lingkungan pengendapan dan biomarker.

ABSTRACT

Administratively the study located in the X area. This research is focused on the Cintamani sub-basin. The purpose of this study was to determine whether the samples from source rock and crude oil were classified based on biomarker data, know which formations are effective as source rock and to correlate the source rock and crude oil to determine the origin of hydrocarbons and to determine the direction of the migration path. The research method starts from the preparation stage, research, analysis of source rock biomarkers, analysis of crude oil biomarkers, correlation of the source rock and crude oil to the direction of migration. Then it comes to the conclusion that the crude oil samples are divided into three groups and the source rock samples are divided into one group, formations that are effective in producing hydrocarbons are Lahat and Talang Akar, it is interpreted that the group III crude oil samples originate from the Cintamani sub-basin source rock and the migration direction is Southeast-Northwest.

Keywords: *geochemistry, source rock, migration, reservoir, crude oil, depositional environment, and biomarkers.*

1. PENDAHULUAN

Salah satu sumber daya alam penghasil energi yang paling dibutuhkan adalah minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang dapat ditemukan dan tersimpan ketika terbentuk suatu petroleum system. Petroleum system merupakan sebuah sistem yang menjadi panduan utama dalam eksplorasi hidrokarbon. Sistem ini digunakan untuk mengetahui keadaan geologi dimana minyak dan gas bumi terakumulasi. (Koesoemadinata, 1980). Salah satu bagian dari petroleum system adalah batuan induk atau source rock.

Kebutuhan akan minyak dan gas bumi meningkat setiap tahunnya dan energi alternatif lain juga belum secara merata digunakan di Indonesia sehingga perlu mengetahui potensi-potensi baru minyak dan gas bumi yang bisa dimaksimalkan.

Latar dari penelitian ini adalah guna memahami karakter sumber hidrokarbon dan untuk mengkorelasikan antara batuan sumber dan minyak mentah untuk menentukan asal sumber hidrokarbon pada wilayah studi dan mengetahui arah migrasi hidrokarbon pada daerah penelitian.

Wilayah studi terletak di subcekungan Cintamani. Dalam hal tektonik regional, daerah ini dikelilingi oleh lima subbasin; mereka adalah Lematang, Tanjungmiring, Cintamani, Jantung, dan Meraksa.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Selatan terbentuk dari kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia yang bergerak ke arah utara hingga timurlaut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng berada di sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Selain itu, beberapa lempeng kecil (micro-plate) yang berada di zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan suatu zona tumbukan (konvergensi) dalam berbagai bentuk dan arah. Penunjaman lempeng Indo- Australia tentunya mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, dan struktur batuan di Sumatera Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang (Bishop, 2000). Cekungan Sumatera Selatan termasuk ke dalam cekungan busur belakang (Back Arc Basin) yang terbentuk dari hasil tumbukan lempeng Indo- Australia dengan lempeng Mikro-Sunda. Berdasarkan (Pulonggono, 1984)

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk lacustrine Formasi Lahat dan batuan induk terrestrial coal dan coaly shale pada Formasi Talang Akar. Batuan induk lacustrine diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan terrestrial coal dan coaly shales secara luas pada batas half-graben. Selain itu pada batugamping Formasi Baturaja dan shale dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya

(Bishop, 2000). Formasi Baturaja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada petroleum system (Bishop, 2000).

Dalam cekungan Sumatera Selatan, beberapa Formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada basement, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Sedangkan untuk sub-cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. Basement yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah uplifted dan paleohigh yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada basement ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7%. Untuk Formasi Talang Akar secara umum terdiri dari sandstone, siltstone, dan pengendapan shale. Sehingga sandstone sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada Formasi Talang Akar berkisar antara 15-30% dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000). Pada reservoir karbonat Formasi Baturaja, pada bagian atas merupakan zona yang porous dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relative ketat (tight). Porositas yang terdapat pada Formasi Baturaja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy (Ariyanto, 2011).

3. METODE

Analisis biomarker dilakukan pada 3 (tiga) sampel *oil extract* dan 9 (sembilan) sampel minyak mentah. Parameter yang digunakan dalam penelitian yaitu Sterane (C27-C29), Pr/Ph vs Pr/nC17 dan Hop/Sterane vs Pristane/Phytane. Berdasarkan masing-masing parameter didapatkan interpretasi lingkungan pengendapan, tingkat oksidasi, materia penyusun, tingkat kematangan dan tipe kerogen dari masing-masing sampel.

Setelah itu dilakukan interpretasi arah migrasi melalui imaging pada peta struktur kedalaman basement berdasarkan prinsip migrasi hidrokarbon.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Sampel *oil extract* merupakan sampel yang diambil dari ekstraksi minyak yang terdapat pada batuan masing-masing well. Analisis biomarker *oil extract* dilakukan pada well NAT-2 (TAF), NAT-3 (LAF), dan NAT-1 (U-TAF).

Nilai Sterane C17-C19 pada masing-masing well diplot kedalam diagram triangular guna mengetahui fasies pada masing-masing well yang telah terbagi menjadi lacustrine, estuarine or bay, open marine, higher plant dan plankton (Huang dan Meinchein, 1979).

Hasil dari plot nilai sterane pada diagram triangular menunjukkan bahwa fasies dari Formasi TAF well NAT-2 adalah Terrestrial, Formasi U-TAF well NAT-1 Higher Plant, dan Formasi Lahat well NAT-3 Estuarine/Bay (Diagram 1).

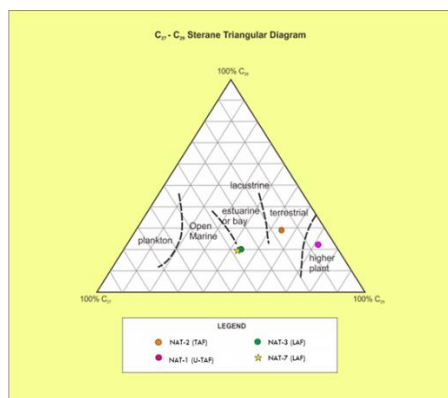


Diagram 1. Diagram Triangular Sterane oil extract untuk menentukan fasies organik (Huang dan Meinschein, 1979).

Parameter pristana/fitana dan pristana/nC17 pada masing-masing well diplot kedalam diagram silang guna mengetahui fasies organik pada masing-masing well yang telah terbagi menjadi highly anoxic, anoxic-suboxic dan oxic (Hwang, 1988).

Hasil dari plot parameter pristana/fitana dan pristana/nC17 pada diagram silang menunjukkan bahwa fasies Formasi TAF dari well NAT-2 adalah suboxic terrestrial, Formasi U-TAF well NAT-1 suboxic marine/lacustrine, dan Formasi LAF well NAT-3 oxic terrestrial (Diagram 2).

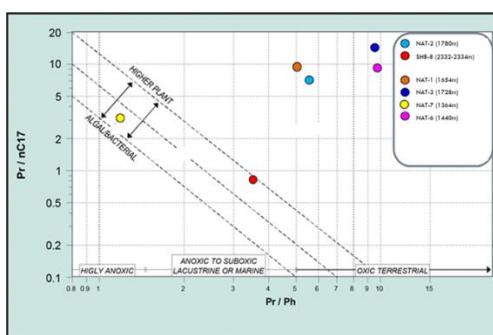


Diagram 2. Plot silang untuk menentukan fasies organik oil extract menggunakan parameter pristana/fitana dan pristana/nC17 (Hwang, 1988).

Parameter hopana/sterana dan pristana/fitana pada masing-masing well

diplot ke dalam diagram silang guna mengetahui fasies organik pada masing-masing well yang telah terbagi menjadi *anoxic to sub-oxic: terrestrial influence*, *highly oxidizing: terrestrial*, *highly anoxic* dan *anoxic to sub-oxic: primary algal* (Sletten, 2003).

Hasil dari plot parameter hopana/sterana dan pristana/fitana pada masing-masing well menunjukkan bahwa fasies organik dari Formasi U-TAF well NAT-1 adalah *anoxic to suboxic* adalah *highly oxic*.(diagram 3).

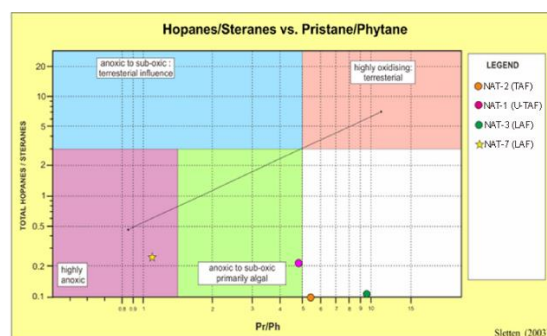


Diagram 3. Diagram silang untuk menentukan fasies organik oil extract menggunakan parameter hopana/sterana vs pristana/fitana (Sletten, 2003).

Sampel *crude oil* merupakan sampel minyak yang terdapat pada masing-masing well. Analisis biomarker *crude oil* dilakukan pada well SHB-1, SHB-2, SHB-3, SHB-4, SHB-5, SHB-8, SHB-6, SHB-7 dan SHB-8

Parameter pristana/fitana dan pristana/nC17 pada masing-masing well diplot kedalam diagram silang guna mengetahui fasies organik pada masing-masing well yang telah terbagi menjadi *highly anoxic*, *anoxic-suboxic* dan *oxic* (Hwang, 1988).

Hasil dari plot parameter pristana/fitana dan pristana/nC17 pada diagram silang menunjukkan bahwa fasies dari well SHB-1, SHB-2, SHB-3, SHB-4,

SHB-5, SHB-8, SHB-6, SHB-7 adalah *anoxic to suboxic marine/lacustrine*, dan well SHB-8 adalah *oxic terrestrial* (Diagram 4).

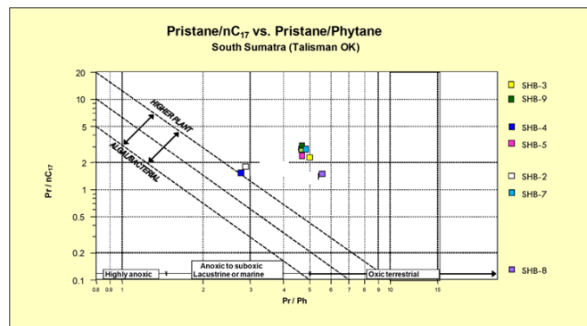


Diagram 4. Plot silang untuk menentukan fasies organik *oil extract* menggunakan parameter pristana/fitana dan pristana/nC₁₇ (Hwang, 1988)

Parameter hopana/sterana dan pristana/fitana pada masing-masing well diplot kedalam diagram silang guna mengetahui fasies organik pada masing-masing well yang telah terbagi menjadi *anoxic to sub-oxic: terrestrial influence*, *highly oxidizing: terrestrial*, *highly anoxic* dan *anoxic to sub-oxic: primary algal* (Sletten, 2003).

Hasil dari plot parameter hopana/sterana dan pristana/fitana pada masing-masing well menunjukkan bahwa fasies organik dari well SHB-1, SHB-2, SHB-3, adalah *anoxic to suboxic: transitional terrestrial influence* dan SHB-4, SHB-5, SHB-6, SHB-7, SHB-8 adalah *anoxic to suboxic: transitional primarily algal* (diagram 5).

Berdasarkan hasil analisis biomarker pada masing-masing well *oil extract*, sampel dikelompokkan menjadi satu grup. Grup I merupakan kelompok sampel yang kematangannya kelewat matang dengan fasies *fluvio-deltaic (oxic-suboxic)*.

Sedangkan hasil analisis biomarker pada masing-masing well *crude oil*, sampel

dikelompokkan menjadi tiga grup. Grup I merupakan kelompok sampel yang kematangannya awal matang dengan fasies *fluvio-deltaic (anoxic-suboxic)*. Grup II merupakan kelompok sampel yang kematangannya matang dengan fasies *fluvio-deltaic (anoxic-suboxic)*. Grup III merupakan kelompok sampel yang kematangannya *post mature* dengan fasies *fluvio-deltaic (oxic-suboxic)*.

Sampel-sampel *oil extract* pada sub-basin Cintamani menunjukkan karakteristik yang kematangannya *post mature* dengan fasies *fluvio-deltaic (oxic-suboxic)*. Sehingga dapat diinterpretasikan bahwa sampel *crude oil* grup III berasal dari batuan induk sub-basin Cintamani.

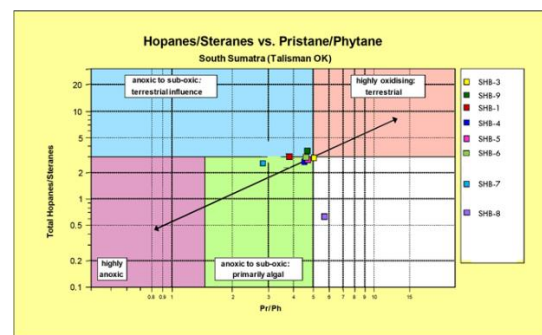
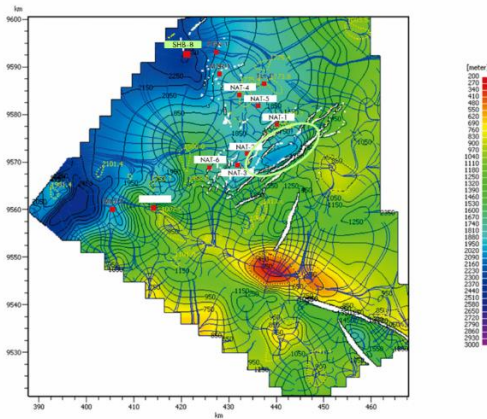


Diagram 5. Diagram silang untuk menentukan fasies organik *oil extract* menggunakan parameter hopana/sterana vs pristana/fitana (Sletten, 2003).

Perkiraan arah jalur migrasi pada sub-basin Cintamani dilakukan dengan cara interpretasi melalui yang dibuat berdasarkan *top basement depth map*. Peta tersebut masih representatif untuk menunjukkan arah migrasi berdasarkan prinsip migrasi hidrokarbon. Hasil interpretasi pada gambar 1 dapat dilihat bahwa arah migrasi sub-basin Cintamani adalah Tenggara-Baratlaut. Sub-Cekungan Cintamani berada diposisi paling selatan. Peta Basement ini menggambarkan kondisi atau arah migrasi saat ini. Posisi well merupakan tinggian, posisi tersebut bukan posisi yang ideal untuk analisis batuan induk.

Semakin dalam semakin efektif data tersebut untuk analisis batuan induk. Posisi cekungan ini sudah terinversi sehingga terdapat anomali dari tingkat kematangan pada masing-masing Formasi.



Gambar 1 Peta Struktur kedalaman basement perkiraan arah fokus migrasi hidrokarbon pada sub-basin Cintamani.

5. KESIMPULAN

Formasi yang merupakan source rock efektif pada Cintamani sub-basin adalah Formasi Lahat dan Talang Akar yang menghasilkan minyak dan gas bumi. Formasi Lahat dan Talang Akar pada Cintamani sub-basin berasal dari lingkungan pengendapan Fluvio-Deltaic.

Berdasarkan hasil analisis biomarker, tingkat kematangan, lingkungan pengendapan dan tingkat oksidasinya, sampel-sampel crude oil dikelompokkan menjadi tiga grup dan oil extract dibagi menjadi satu grup.

Sampel-sampel oil extract pada sub-basin Cintamani menunjukkan karakteristik yang kematangannya post mature dengan fasies fluvio-deltaic (oxic-suboxic). Sehingga dapat diinterpretasikan bahwa sampel crude oil grup III berasal dari batuan induk sub-basin Cintamani.

Hasil interpretasi dari peta orthocontour dapat dilihat bahwa arah migrasi sub-basin Cintamani adalah Tenggara-Barat Laut.

6. DAFTAR PUSTAKA

- Ariyanto, Y., 2011, Pemodelan Impedansi Akustik untuk karakterisasi reservoir pada daerah "X" Sumatera Selatan, Skripsi, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok.
- Bishop, M. G. 2000. "South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System". Open File Report 99-50-S USGS. Colorado
- Pulunggono, A., Haryo A., dan Kosuma, C.G. 1992. "Pre-Tertiary and Tertiary Fault System As A Framework of The South Sumatra Basin: A Study of SAR-MAPS". Proceedings Indonesian Petroleum Association 21st Annual Convention hlm. 339-360. Jakarta: IPA
- Sletten, E.B. 2003. A Comparison of Petroleum From Reservoirs and Petroleum Inclusions in Authogenic Mineral Cement. Norwegia: Oslo University Press
- Tissot, B.P., dan Welte, D.H. 1985. Petroleum Formation and Occurrence Second Revised and Enlarged Edition. Berlin: Springer.