



## POTENSI BATUAN INDUK SUMUR GR-2 DAN GR-3 FORMASI TALANG AKAR, BLOK JAMBI MERANG, SUB CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Grida Viantiska Aprillia<sup>1\*</sup>, Nisa Nurul Ilmi<sup>1</sup>, Reza Mohammad Ganjar Gani<sup>1</sup>,  
Yusi Firmansyah<sup>1</sup>, Edy Sunardi<sup>1</sup>, Yan Irdantyo<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran

<sup>2</sup>JOB Pertamina Talisman – Jambi Merang

\*Korespondensi: gviantisca@gmail.com

### ABSTRAK

Daerah penelitian terletak pada Blok Jambi Merang, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan, dengan analisis yang dilakukan pada Sumur GR-2, dan GR-3. Analisis dilakukan untuk mengetahui karakteristik batuan induk, asal material organik, *biomarker*, dan potensi batuan induk. GR-2 terdapat batuan induk efektif yaitu Formasi Talang Akar (tipe kerogen II/III dan III) dengan asal material organik tumbuhan tingkat tinggi dan fasies organik menunjukkan lingkungan *fluvio-deltaic* dan pada Sumur GR-3 terdapat batuan induk efektif Formasi Talang Akar (tipe kerogen III) dengan asal material organik alga/bakterial dan fasies organik menunjukkan lingkungan *marine*. Batuan induk Formasi Talang Akar Sumur GR-2 memiliki potensi untuk menggenerasikan hidrokarbon utama jenis gas, namun memiliki kemungkinan untuk menggenerasikan hidrokarbon jenis minyak. Sedangkan batuan induk Formasi Talang Akar Sumur GR-3 berpotensi untuk menggenerasikan hidrokarbon hanya jenis gas.

**Kata Kunci :** Geokimia, Batuan Induk, *Biomarker*, Potensi Batuan Induk.

### ABSTRACT

The study area located in Jambi Merang Block, Jambi Sub Basin, South Sumatera Basin, with analysis done on GR-2, and GR-3 wells. Analysis to determine source rock characteristics, the origin of organic matter, biomarker and source rock potential. The GR-2 well Talang Akar Formation is an effective source rock (kerogen type II/III and III) with origin of organic matter is higher plant and organic facies show fluvio-deltaic environment and the GR-3 well Talang Akar Formation is an effective source rock (kerogen type III) with origin of organic matter is algal/bacterial and organic facies show marine environment. Source rock Talang Akar Formation GR-2 well has potential to generate hydrocarbon type gas, but also has a possibility to generate hydrocarbon type oil. Otherwise, source rock Formation Talang Akar GR-3 well has potential to generate hydrocarbon type gas only.

**Keywords:** *Geochemistry, Source Rock, Biomarker, Source Rock Potential.*

### 1. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas telah mengalami perkembangan yang sangat pesat, dengan bertambahnya kebutuhan masyarakat akan minyak dan gas bumi, maka banyak perusahaan yang bergerak di dalam bidang industri minyak dan gas bumi mulai bergerak untuk mengelola, mengeksplorasi serta melakukan pengembangan terhadap hidrokarbon yang sudah ada dan produksi ataupun dalam tahap pencarian cadangan

hidrokarbon yang baru. Teknologi pendukung dalam melakukan kegiatan eksplorasi saat ini sudah mengalami perkembangan, namun diperlukan juga ilmu sains dalam kegiatan eksplorasi, misalnya ilmu geokimia yang dapat mengetahui asal, karakteristik hidrokarbon, migrasi dan lain sebagainya sehingga dapat diketahui batuan yang berpotensi untuk menggenerasikan hidrokarbon yang nantinya dapat digunakan sebagai cadangan hidrokarbon baru. Pada

daerah penelitian, produksi hanya berupa gas dan kondensat saja, sedangkan untuk minyak masih belum dapat diproduksi karena belum ditemukannya bukti atas keberadaan minyak tersebut, sehingga hingga saat ini masih dilakukan upaya – upaya eksplorasi minyak pada daerah penelitian ini. Salah satu upaya untuk mendukung kegiatan eksplorasi tersebut adalah dilakukannya analisis berdasarkan geokimia minyak dan gas bumi, hal ini lah yang menjadi salah satu latar belakang penulis melakukan penelitian yang berkaitan dengan geokimia, terutama pada Blok Jambi Merang, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik batuan induk, *biomarker* batuan induk, serta potensi batuan induk tersebut untuk menggenerasikan hidrokarbon.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian termasuk ke dalam Sub-Cekungan Jambi bagian dari Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang berumur Tersier, terbentuk akibat tumbukan antara *Sundaland* dan Lempeng Hindia. Sub-cekungan Jambi merupakan seri *half graben* yang berumur Paleogen yang berarah timurlaut-baratdaya, hasil dari periode tektonik ekstensional yang dimulai pada Eosen Akhir (Ginger&Fielding, 2005) (**Gambar 1**). Sub-cekungan Jambi memiliki dua pola struktur yang berbeda yaitu pola struktur berarah timurlaut-baratdaya sebagai pengontrol pembentukan graben dan pengendapan Formasi Talang Akar (Megasikeun Syn-Rift) dan pola struktur berarah baratlaut-tenggara yang berkaitan dengan tektonik kompresi yang menghasilkan sesar-sesar dan antiklin (Megasikuen Inversi/Syn-Orogenic). Kemudian seiring dengan melemahnya aktifitas *rifting*, terjadi peningkatan sedimen input pada cekungan ini yang kemudian mengendapkan Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir-Miosen Awal), Formasi Baturaja (Miosen Awal), Formasi Gumai (Miosen Awal-Miosen Tengah),

Formasi Air Benakat (Miosen Tengah), Formasi Muara Enim (Miosen Akhir-Pliosen Awal). (**Gambar 2**) (Ginger&Fielding, 2005).

Menurut De Coster (1974), formasi yang berpotensi sebagai batuan induk pada Cekungan Sumatera Selatan adalah Formasi Talang Akar, Formasi Lemat/Lahat dan Formasi Gumai, namun yang telah terbukti sebagai batuan induk pada Blok Jambi Merang adalah Formasi Talang Akar. Formasi yang berpotensi sebagai *reservoir* yaitu *Basement*, Formasi Lemat, Formasi Talang Akar, dan Formasi Baturaja, namun yang telah terbukti sebagai *reservoir* pada daerah penelitian adalah Formasi Baturaja dan yang terbukti menjadi *seal* adalah Formasi Gumai. (**Gambar 3**)

## 3. METODE

Metode yang dilakukan yaitu dengan menggunakan data *rock eval pyrolysis* pada sampel batuan yang terdiri dari data tiga (3) sumur pada daerah penelitian, digunakan untuk mengetahui kekayaan material organik dengan menggunakan data TOC (*Total Organic Content*) dan *Potential Yield* (S1+S2), tipe kerogen dengan menggunakan data HI (*Hydrogen Index*), dan kematangan material organik dengan menggunakan data Tmax dan %Ro (*Vitrinite Reflectance*) (**Tabel 1**), dan potensi batuan induk untuk menggenerasikan hidrokarbon. Selanjutnya dilakukan analisis untuk mengetahui karakteristik geokimia organik atau *biomarker* yang berasal dari sampel batuan pada sumur GR-2 dan GR-3, yang memiliki data GC dan GC-MS. Analisis biomarker mencakup data Gas Kromatografi (GC) yang terdiri atas distribusi n-alkana, plot silang parameter isoprenoid (Pr/n-C<sub>17</sub> vs Pr/Phy, Pr/n-C<sub>17</sub> vs Phy/n-C<sub>18</sub>), perbandingan rasio Pr/Phy dan Pr/nC<sub>17</sub> yang menunjukkan kontribusi dari tipe material organik tertentu, selain itu menggunakan data Gas Kromatografi-Spektometri Massa (GC-MS) yang terbagi menjadi dua parameter yaitu Sterana dan Triterpana, dimana parameter Sterana analisis yang dilakukan terdiri dari analisis

dengan menggunakan diagram distribusi sterana  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  dan distribusi *mass-fragmentograms* m/z 191 yang dibandingkan dengan Robinson (1987). Sedangkan parameter Triterpana menggunakan analisis data berupa *mass-fragmentograms* m/z 217 yang dibandingkan dengan Robinson (1987). Analisis *biomarker* ini berguna untuk mengetahui tipe material organik, lingkungan pengendapan, dan kematangan dari batuan induk.

## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Kekayaan Material Organik

Analisis kekayaan material organik terhadap sampel batuan menggunakan data ekstrak batuan, Total Organic Content (TOC), *Potential Yield* (S1+S2) (Tabel 1). Pada Sumur GR-2, Formasi Talang Akar memiliki kadar TOC *good – very good* (1,02 – 3,5 wt%) dan kadar PY *poor – good* (1,9 – 8,8 mg HC/g rock). Sedangkan pada Sumur GR-3, Formasi Talang Akar memiliki kadar TOC *fair – good* (0,5 – 1,6 wt%) dan kadar PY *poor* (0,6 – 1,54 mg HC/g rock). Berdasarkan nilai kadar TOC dan PY dapat diketahui kekayaan terhadap material organik dan kemampuan untuk menggenerasikan hidrokarbon, dengan data tersebut dapat diklasifikasikan bahwa sampel batuan pada Formasi Talang Akar Sumur GR-2 dan Sumur GR-3 memiliki potensi sebagai batuan induk yang baik untuk menghasilkan hidrokarbon karena memiliki kekayaan material organik yang cukup baik serta memiliki kemampuan untuk menggenerasikan hidrokarbon seiring dengan meningkatnya tingkat kematangan (Peters dan Cassa, 1994). Namun, sedikit berbeda pada Sumur GR-3 yang memiliki kemampuan untuk menggenerasikan hidrokarbon lebih rendah jika dibandingkan dengan Sumur GR-2, hal ini dapat disebabkan karena pada Sumur GR-3 Formasi Talang Akar telah menggenerasikan hidrokarbon, sehingga kandungan TOC dan PY cenderung rendah. (**Gambar 4**).

### 4.2 Tipe Material Organik

Dalam analisis tipe material organik digunakan data Hydrogen Index (HI) yang dibandingkan dengan data Tmax (pada diagram Van Krevelen). Kandungan hidrogen pada suatu tipe kerogen mengontrol faktor utama batuan dalam menggenerasikan hidrokarbon minyak dan gas (Tissot dan Welte, 1984). Setiap tipe kerogen berasal dari material organik yang berbeda-beda, seperti alga, polen, kayu, dan vitrinit. Berdasarkan analisis yang terdapat pada **Gambar 5** dapat diketahui bahwa sampel batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-2 cenderung memiliki tipe kerogen III dan II/III dengan tingkat kematangan yang telah matang, dan sampel batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 cenderung memiliki tipe kerogen III dengan tingkat kematangan yang telah matang. Dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa Formasi Talang Akar Sumur GR-2 memiliki material organik yang cenderung berasal dari campuran antara alga laut, lemak tanaman dan tumbuhan tingkat tinggi/kayu yang memiliki potensi untuk menggenerasikan hidrokarbon berupa campuran antara gas dan minyak. Sedangkan pada Formasi Talang Akar Sumur GR-3 memiliki material organik yang berasal dari tumbuhan tingkat tinggi/kayu yang memiliki potensi untuk menggenerasikan hidrokarbon berupa gas.

### 4.3 Kematangan Material Organik

Analisis kematangan material organik terhadap sampel batuan menggunakan data Tmax dan %Ro (*vitrinite reflectance*). Pada Sumur GR-2, Formasi Talang Akar memiliki tingkat kematangan *early mature – late mature* (Tmax) dan *immature – peak mature* (%Ro), sedangkan pada Sumur GR-3, Formasi Talang Akar memiliki tingkat kematangan *early mature – late mature* (Tmax) dan *immature – peak mature* (%Ro) (**Gambar 6 (a) & (b)**). Berdasarkan data tersebut dapat diketahui bahwa Formasi Talang Akar pada Sumur GR-2 dan GR-3

merupakan batuan induk efektif untuk menggenerasikan hidrokarbon (Waples, 1985) serta sudah masuk pada *oil window* ( $R_o = 0,6$ ;  $T_{max} = 435^{\circ}C$ ).

#### 4.4 Geokimia Molekular (*Biomarker*)

##### 4.4.1 Gas Kromatografi (GC)

Analisis dilakukan pada fraksi yang berasal dari sampel ekstra batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-2 dan GR-3 yang dilihat dari distribusi *fingerprints* (n-alkana) dan perbandingan rasio nilai isoprenoid.

Berdasarkan distribusi *fingerprints* (n-alkana) pada Formasi Talang Akar Sumur GR-2 dapat diketahui bahwa nilai distribusi maksimum terdapat pada nilai  $nC_{27}$  yang mengindikasikan bahwa kontribusi dominan material organik berasal dari *higher plant (terrigenous)* (Waples, 1985) dan nilai *pristane*, dan jika dibandingkan dengan pola *fingerprints* pada Robinson (1987) memiliki kesamaan pola dengan lingkungan *fluvio-deltaic* (**Gambar 7 (a)**). Sedangkan pada Formasi Talang Akar Sumur GR-3 memiliki nilai distribusi maksimum terdapat pada nilai  $nC_{15} - nC_{17} - nC_{19}$ , hal ini mengindikasikan bahwa kontribusi dominan material organik berasal dari alga laut (Waples, 1985), dan jika dibandingkan dengan pola *fingerprints* pada Robinson (1987) memiliki kesamaan pola dengan lingkungan *marine* (**Gambar 7 (b)**).

Kemudian dilakukan analisis berdasarkan nilai rasio isoprenoid sebagai indikator dari tingkat kehadiran oksigen selama diagenesis (Waples, 1985) berdasarkan data sampel ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-2 dan GR-3. Pada Sumur GR-2 ekstrak batuan Formasi Talang Akar memiliki rasio Pr/Phy sebesar 2,64 – 6,29 serta rasio Pr/ $nC_{17}$  sebesar 0,8 – 4,4, hal ini menunjukkan kontribusi dominan dari material organik asal *terrestrial* (Peters dan Moldowan, 1993). Dan berdasarkan perbandingan antara Pr/ $nC_{17}$  dengan Phy/ $nC_{18}$  dan Pr/Phy dengan Pr/ $nC_{17}$ , dapat diketahui bahwa Formasi Talang Akar menunjukkan kondisi lingkungan atau

tingkat kehadiran oksigen yaitu suboksik-oksik dengan material organik di dominasi berasal dari tumbuhan tingkat tinggi (*higher plant*) dan menunjukkan kerogen humik (*terrestrial*). Sedangkan pada Sumur GR-3 ekstrak batuan Formasi Talang Akar memiliki rasio Pr/Phy sebesar 2,02 – 2,22 serta rasio Pr/ $nC_{17}$  sebesar 0,77 – 1,12, hal ini menunjukkan kontribusi dominan dari material organik asal *marine* (Peters dan Moldowan, 1993). Dan berdasarkan perbandingan antara Pr/ $nC_{17}$  dengan Phy/ $nC_{18}$  dan Pr/Phy dengan Pr/ $nC_{17}$ , dapat diketahui bahwa Formasi Talang Akar menunjukkan kondisi lingkungan atau tingkat kehadiran oksigen yaitu anoksik-suboksik dengan material organik di dominasi berasal dari alga/bakterial dan menunjukkan kerogen sapropelik (*marine*) (**Gambar 8 (a) & (b)**).

##### 4.4.2 Gas Kromatografi-Spektrometri

###### Massa(GC)

Analisis menggunakan data biomarker sterana dan triterpana pada ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3, karena pada Sumur GR-2 tidak terdapat data biomarker sterana dan triterpana.

###### Sterana

Merupakan senyawa yang berasal dari zat sterol yang banyak terdapat di tumbuhan tingkat tinggi (Waples & Machihara, 1991). Berdasarkan distribusi sterana m/z 217 *mass fragmentograms* sampel ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 diketahui bahwa di dominasi oleh  $C_{27}$  Sterana serta hadirnya  $C_{27}-C_{29}$  Sterana yang lengkap diindikasikan menunjukkan lingkungan *marine* (**Gambar 8**). Dan berdasarkan diagram segitiga atas proporsi regular sterana ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$ ) di dominasi oleh  $C_{27}$  Sterana dan menunjukkan fasies organik *open marine* dan asal material organik yaitu laut, dimana nilai proporsi regular sterana berturut – turut yaitu :  $C_{27}$  Sterana (41,56 – 43,01%),  $C_{28}$  Sterana (22,06 – 24,85%), dan  $C_{29}$  Sterana (33,59 – 34,96%) (**Gambar 9**).

### **Triterpana**

Merupakan senyawa jenuh yang umumnya berasal dari bakteri, yang dapat digunakan untuk korelasi dan asal material (Waples, 1985). Selain itu dapat digunakan sebagai indikator kondisi pengendapan dan diagenetiknya (Waples dan Machihara, 1991). Berdasarkan distribusi triterpana  $m/z$  191 *mass fragmentograms* sampel ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 memiliki pola khas yang hampir sama dengan pola khas yang dimiliki oleh *marine* (Robinson, 1987). Hal ini berdasarkan konsentrasi  $C_{30}$  Hopana (*peak 6*) dan  $C_{29}$  Norhopana (*peak 4*) yang tinggi, *tricyclic terpanes* cenderung tinggi yang menunjukkan kondisi pengendapan oksik – suboksik pada lingkungan laut (Robinson, 1987), tingkat *oleanane* tinggi dapat terjadi di Indonesia menurut Phoa dan Samuel (1986); dalam Robinson (1987), tidak terdapatnya  $C_{30}$  *resin derived* (Waples & Machihara, 1991) (**Gambar 10**).

Selain itu, dilakukan pula analisis berdasarkan perbandingan  $C_{30}$  Moretane/Hopana dengan  $T_m/T_s$  untuk mengetahui tingkat kematangan dari sampel ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3. Berdasarkan analisis tersebut dapat diketahui bahwa sampel ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 telah mencapai tingkat kematangan *peak mature*, dimana nilai  $C_{30}$  Moretane/Hopana sebesar 0,13 dan nilai  $T_m/T_s$  sebesar 0,27 – 0,32 (**Gambar 11**).

## **4.5 Potensi Formasi Talang Akar untuk**

### **Menggenerasikan Hidrokarbon**

Dalam menentukan apakah suatu batuan memiliki potensi untuk menggenerasikan hidrokarbon diperlukan data tipe kerogen yang menunjukkan tipe hidrokarbon yang digenerasikan, diasosiasikan dengan sumber material organiknya. Berdasarkan Peters & Cassa (1994), batuan induk tipe kerogen I memiliki nilai HI lebih besar dari

600 mg HC/g TOC, tipe kerogen II memiliki nilai HI 300 – 600 mg HC/g TOC, tipe kerogen II/III memiliki nilai HI 200 – 300 mg HC/g TOC, tipe kerogen III memiliki nilai HI 50 – 200 mg HC/g TOC, dan tipe kerogen IV memiliki nilai HI kurang dari 50 mg HC/g TOC. Dimana tipe kerogen I dan II cenderung menghasilkan hidrokarbon jenis minyak, sedangkan tipe kerogen II/III dapat menghasilkan hidrokarbon baik jenis gas maupun minyak, namun hidrokarbon utamanya adalah gas dan kondensat, sedangkan tipe kerogen III cenderung menghasilkan hidrokarbon jenis gas dan kondensat. Berdasarkan analisis dan data yang ada, dapat diketahui bahwa Formasi Talang Akar Sumur GR-2 merupakan batuan induk dengan tipe kerogen III dan tipe kerogen II/III dengan kandungan HI 101 – 236 mg HC/g TOC, hal ini menunjukkan bahwa pada Formasi Talang Akar Sumur GR-2 ini cenderung menghasilkan hidrokarbon jenis gas dan beberapa dapat menghasilkan hidrokarbon baik jenis gas maupun minyak, namun hidrokarbon utama yang dihasilkan adalah gas, hal ini diindikasikan karena berdasarkan analisis *biomarker* material organik ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-2 cenderung berupa tumbuhan tingkat tinggi (*higher plant*) dengan kondisi lingkungan suboksik – oksik, hal ini juga sesuai bahwa tipe kerogen yang cenderung menghasilkan gas, material organiknya berasal dari tumbuhan darat (kayu) (Peters & Cassa, 1994). Sedangkan untuk Formasi Talang Akar Sumur GR-3 batuan induknya memiliki tipe kerogen III dengan kandungan HI 29 – 163 mg HC/g TOC yang menghasilkan hidrokarbon hanya jenis gas, hal ini diindikasikan karena berdasarkan analisis *biomarker* material organik ekstrak batuan pada Formasi Talang Akar Sumur GR-3 cenderung berupa alga laut, dengan tipe kerogen yang hanya menghasilkan gas namun material organiknya berupa alga laut dapat diindikasikan bahwa pada sampel ekstrak batuan ini telah tergenerasi terlebih dahulu berupa minyak, namun seiring dengan meningkatnya tingkat kematangan,

maka nilai hidrogen indeks pun akan menurun dan pada sampel ekstrak batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 ini telah mencapai *peak mature* (%Ro) dan *late mature* (Tmax). Menurut De Coster (1974), batuan induk Formasi Talang Akar pada Blok Jambi Merang ini memiliki tipe kerogen I-III (bagian utara) dan II-III (bagian selatan), yang dipengaruhi oleh berubahnya lingkungan pengendapan secara gradual dari *fluvial-lacustrine-marginal marine* hingga *shallow marine*.

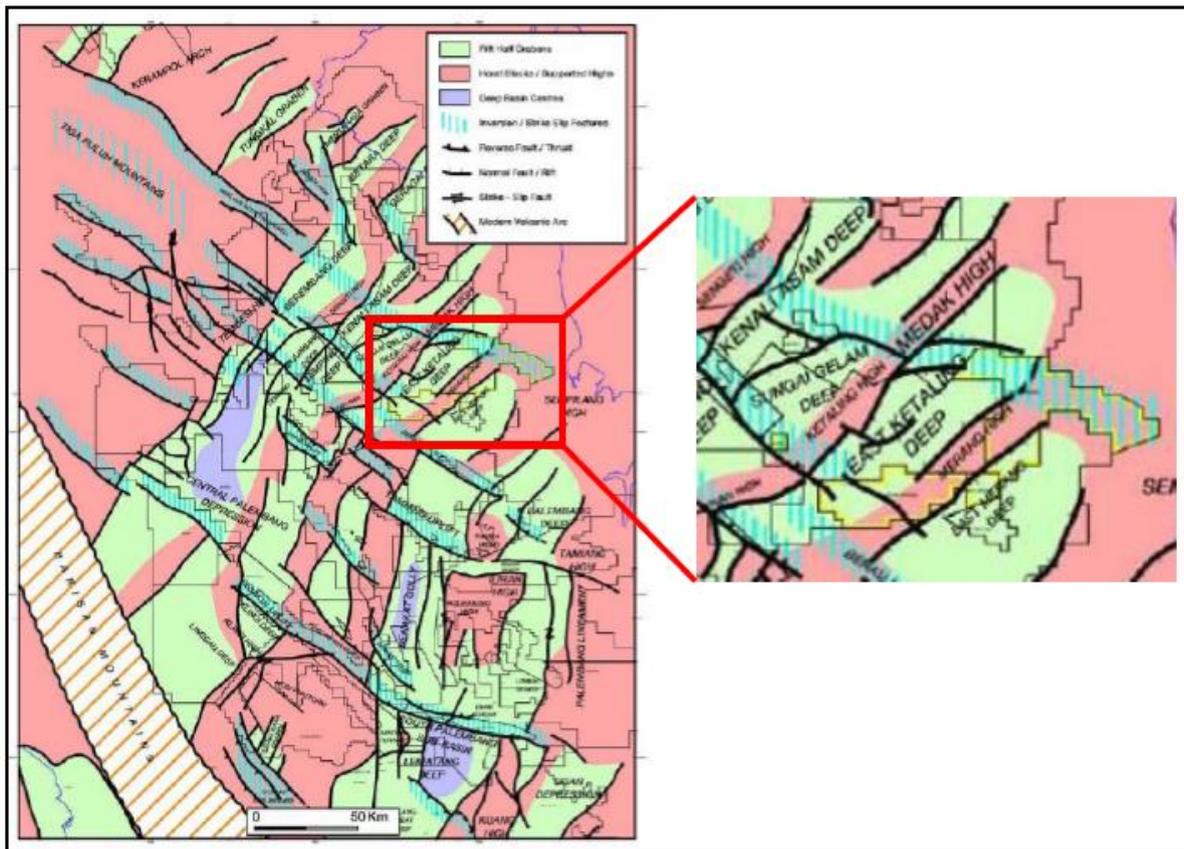
## 5. KESIMPULAN

1. Sampel batuan Formasi Talang Akar Sumur GR-2 dan GR-3 memiliki potensi untuk menggenerasikan hidrokarbon jenis gas, namun sedikit berbeda pada Sumur GR-2 yang juga memiliki potensi untuk menggenerasikan hidrokarbon jenis minyak, karena pada Sumur GR-2 ini memiliki tipe kerogen III dan tipe kerogen II/III, sedangkan pada Sumur GR-3 memiliki tipe kerogen III. (Peters dan Cassa, 1994). Tingkat kematangan Formasi Talang Akar Sumur GR-2 yaitu *early mature – late mature* (Tmax) dan *immature – peak mature* (%Ro), sedangkan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 yaitu *early mature – late mature* (Tmax) dan *immature – peak mature* (%Ro). Dapat diketahui bahwa pada kedua formasi tersebut sudah masuk pada *oil window* (Ro = 0,6; Tmax = 435°C) dan termasuk ke dalam jenis batuan induk efektif (Waples, 1985).
2. Berdasarkan analisis *biomarker* baik GC maupun GC-MS, dapat diketahui bahwa Formasi Talang Akar Sumur GR-2 memiliki kesamaan dengan lingkungan *fluvio-deltaic* (Robinson, 1987) dibawah kondisi lingkungan suboksik – oksik dengan kontribusi dominan dari tumbuhan tingkat tinggi (*higher plant*) dan material organik berasal dari *terrestrial* (humik kerogen). Sedangkan Formasi Talang Akar Sumur GR-3 memiliki kesamaan

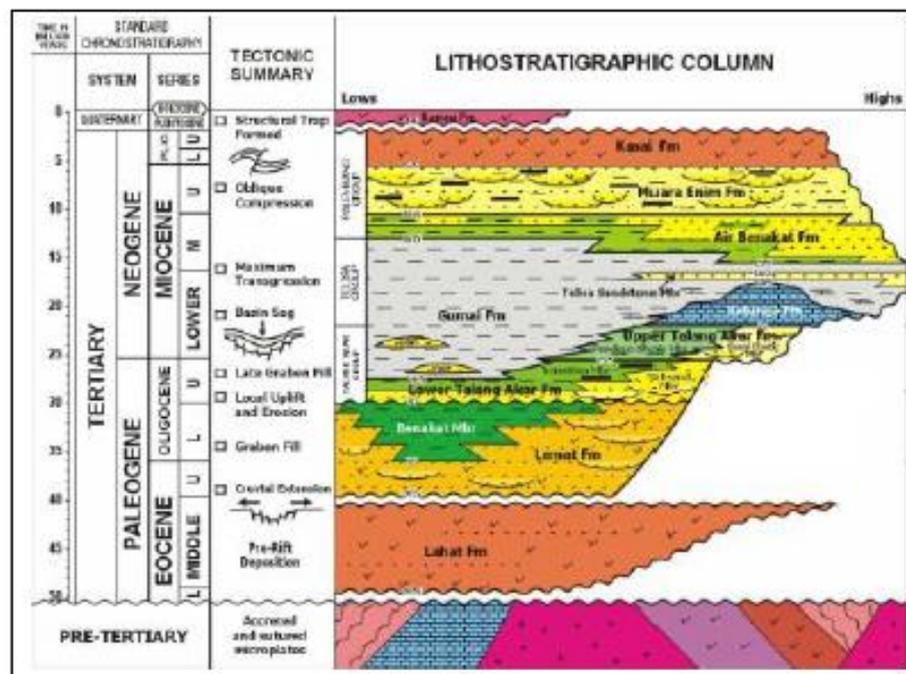
dengan lingkungan *marine* (Robinson, 1987) dibawah kondisi lingkungan anoksik – suboksik dengan kontribusi dominan dari alga/bakterial dan material organik berasal dari *marine* (sapropelik kerogen).

## DAFTAR PUSTAKA

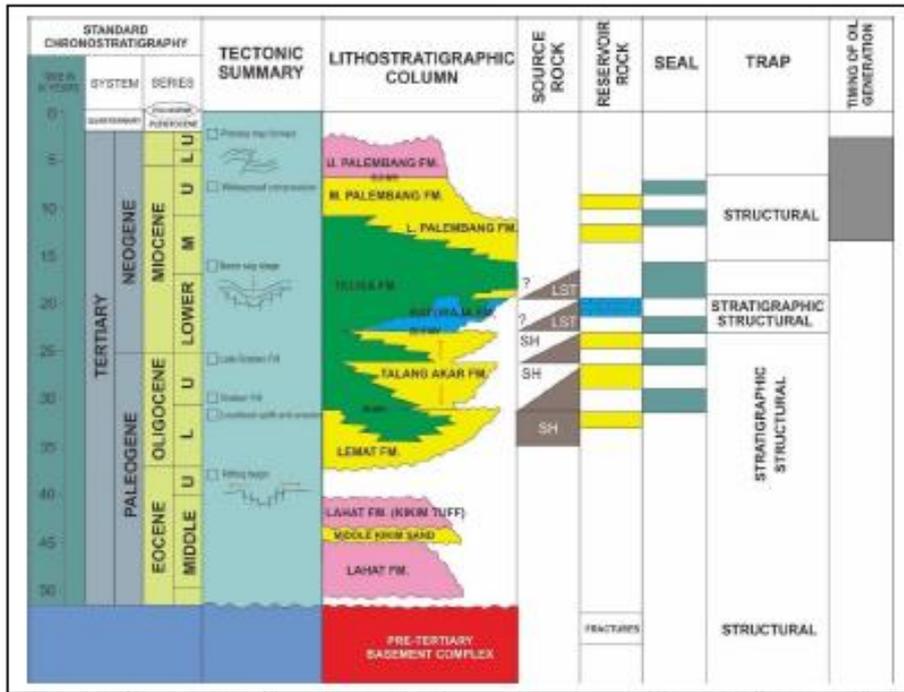
- De Coster, G.L. 1974. *The Geology Of The Central And South Sumatra Basins*. Proceedings Indonesian Petroleum Association Third Annual Convention
- Ginger, D., Fielding, K. 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition, August 2005, 67-89.
- Peters, K.E., dan Moldowan, M.J, 1993. *The Biomarker Guide : Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, New Jersey.
- Peters, K.E., dan Cassa, M.R., 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. AAPG Memoir no. 60.
- Robinson, M. Kevin. 1987. *An Overview of Source Rocks And Oils In Indonesia*. Proceedings Indonesian Petroleum Association Sixteenth Annual Convention. Volume 1: Jakarta, Indonesian Petroleum Association
- Tissot, B.P., dan Welte, D.H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, Berlin.
- Waples, D.W. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Waples, D.W dan Machihara, T, 1991. *Biomarkers for Geologist-A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*. dalam AAPG Methods in Exploration series No. 9, American Association Petroleum Geologist, Tulsa Oklahoma USA.



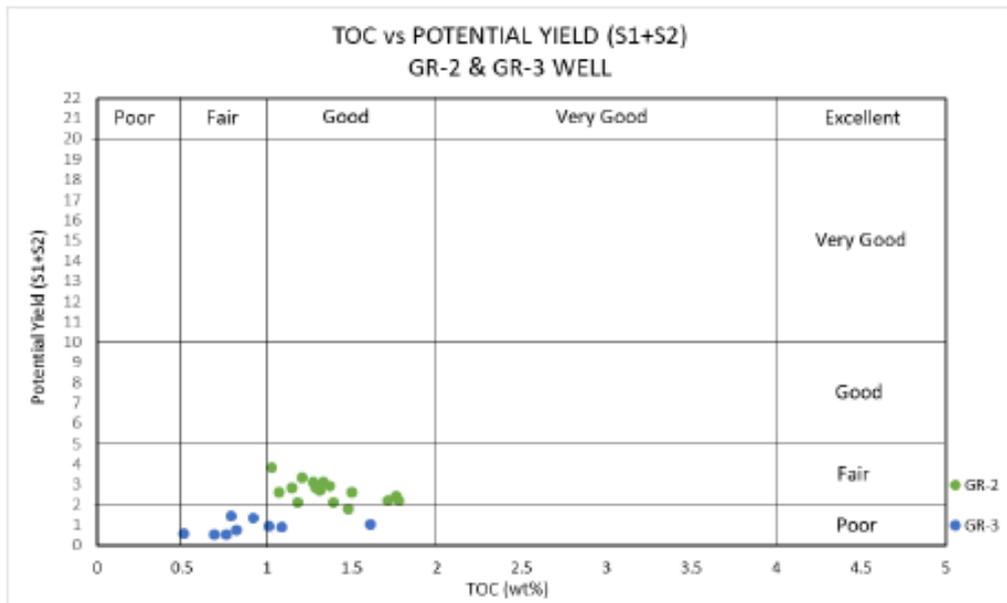
Gambar 1. Peta elemen Struktur Cekungan Sumatera Selatan pada Umur Eo-Oligosen (berarah timur laut-baratdaya) dipotong oleh inversi transpresional Plio-Pleistosen(Ginger & Fielding, 2005)



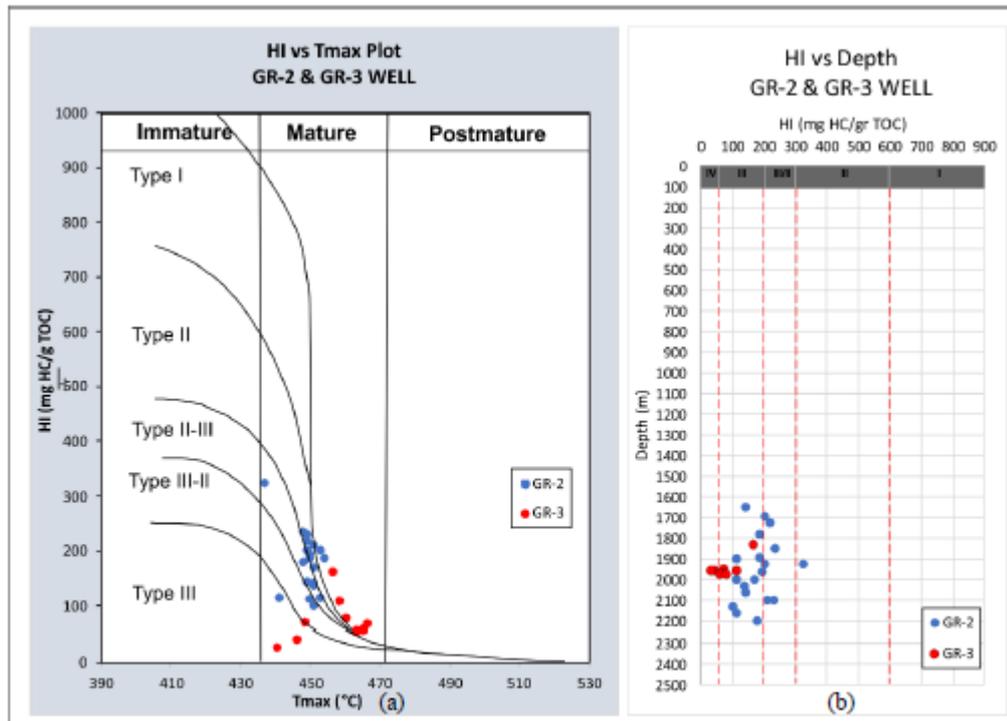
Gambar 2. Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan (dalam Argakoesomah dan Kamal, 2004)



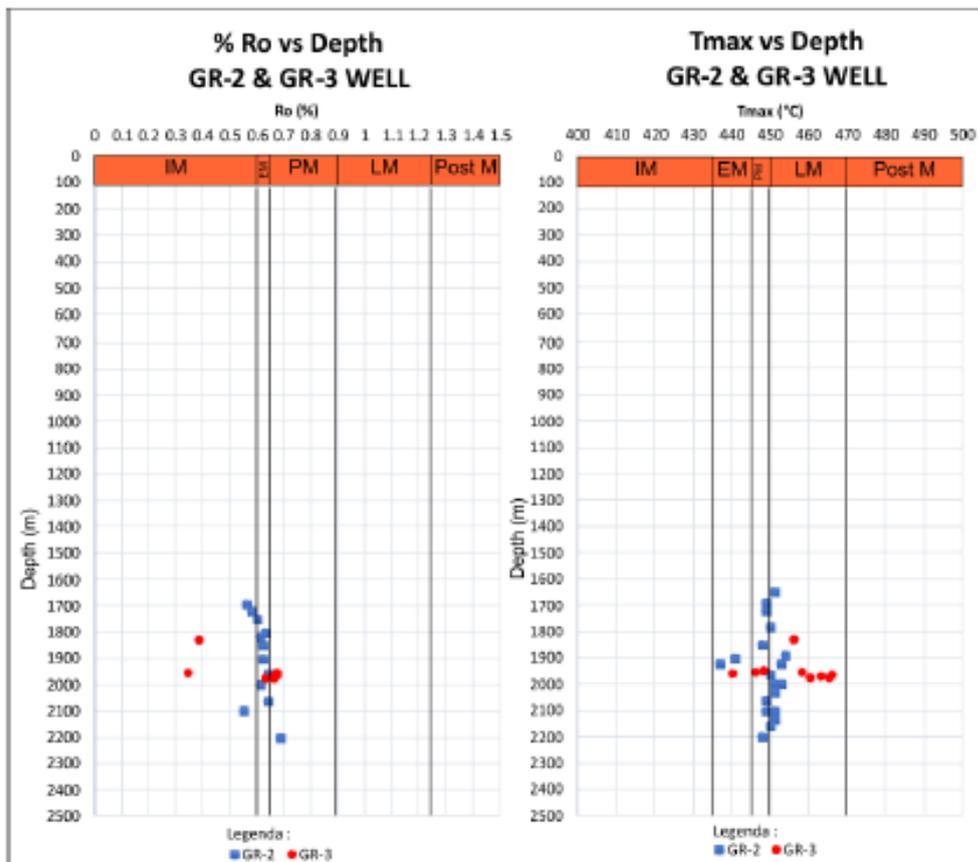
Gambar 3. Tatanan Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974)



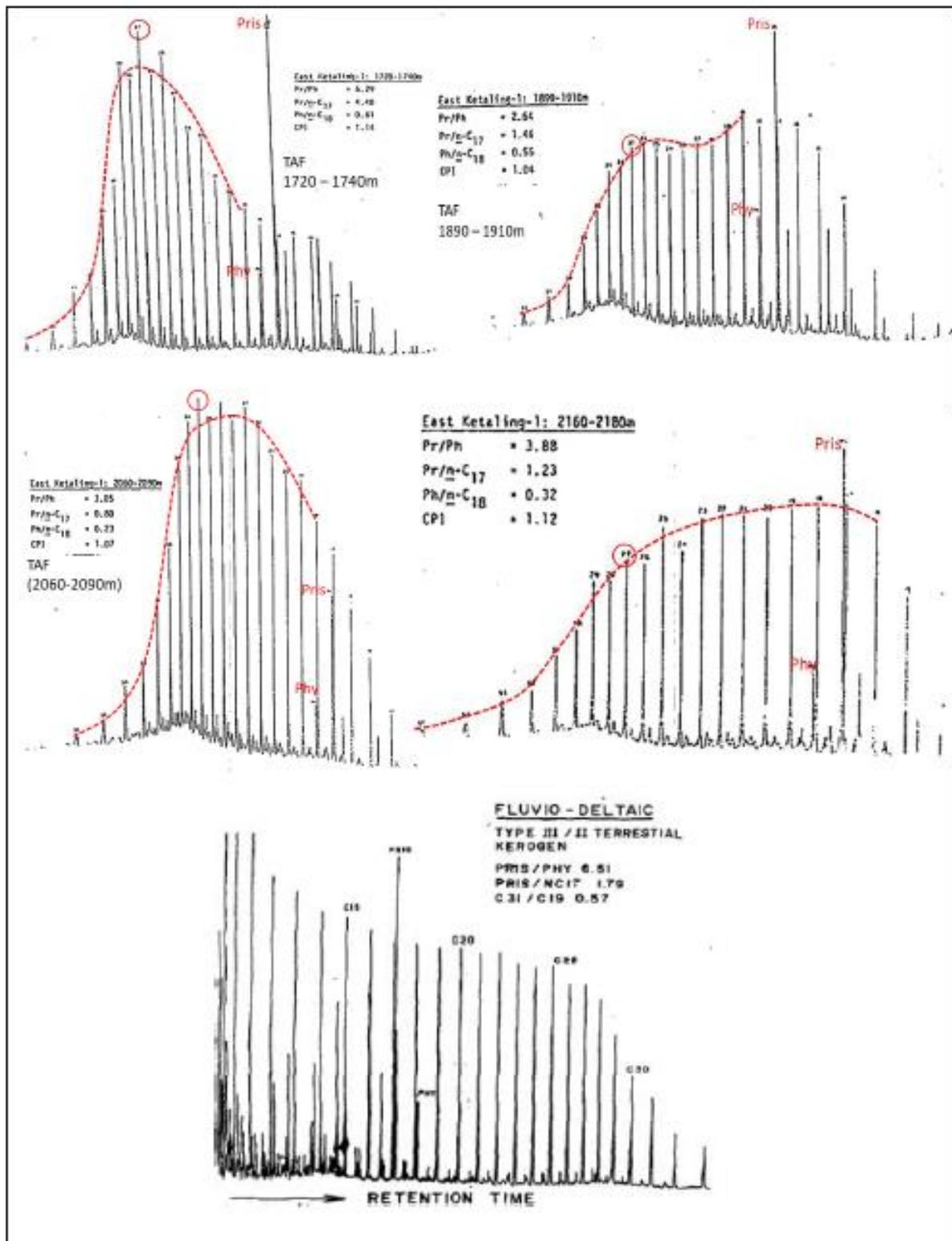
Gambar 4. Perbandingan antara TOC dan PY untuk mengetahui kekayaan material organik (Peters & Cassa, 1994)



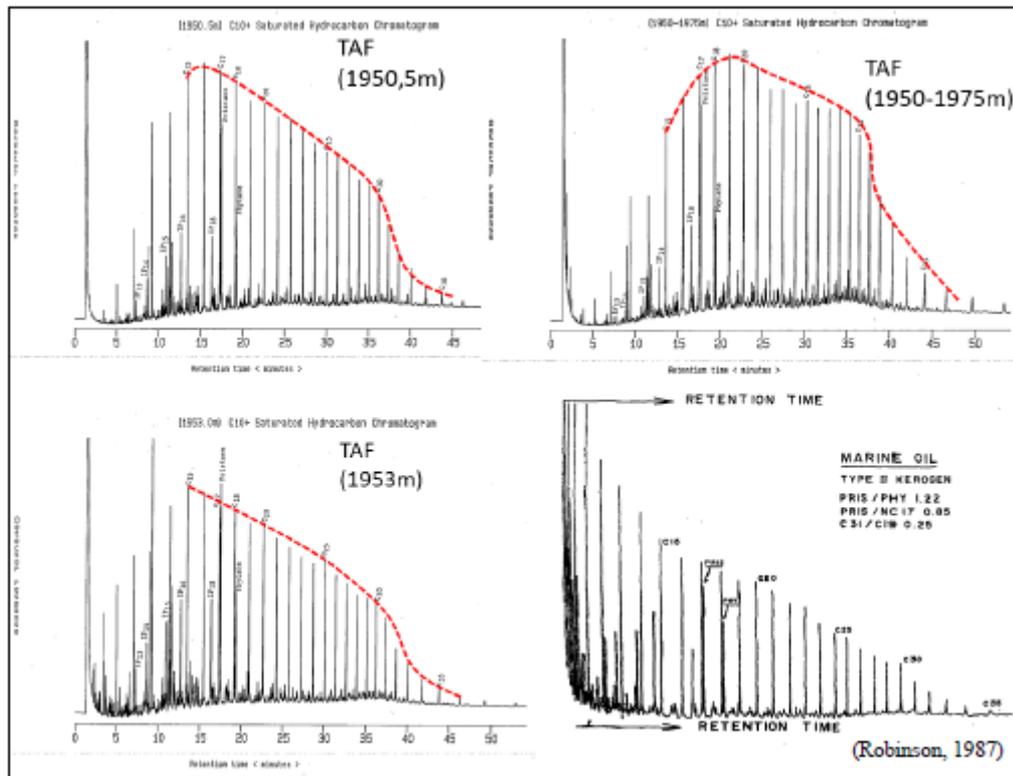
Gambar 5. (a) Perbandingan antara HI dengan Tmax (modifikasi Diagram Van Krevelen dalam Hunt, 1996), (b) Perbandingan antara HI dan kedalaman (Peters dan Cassa, 1994).



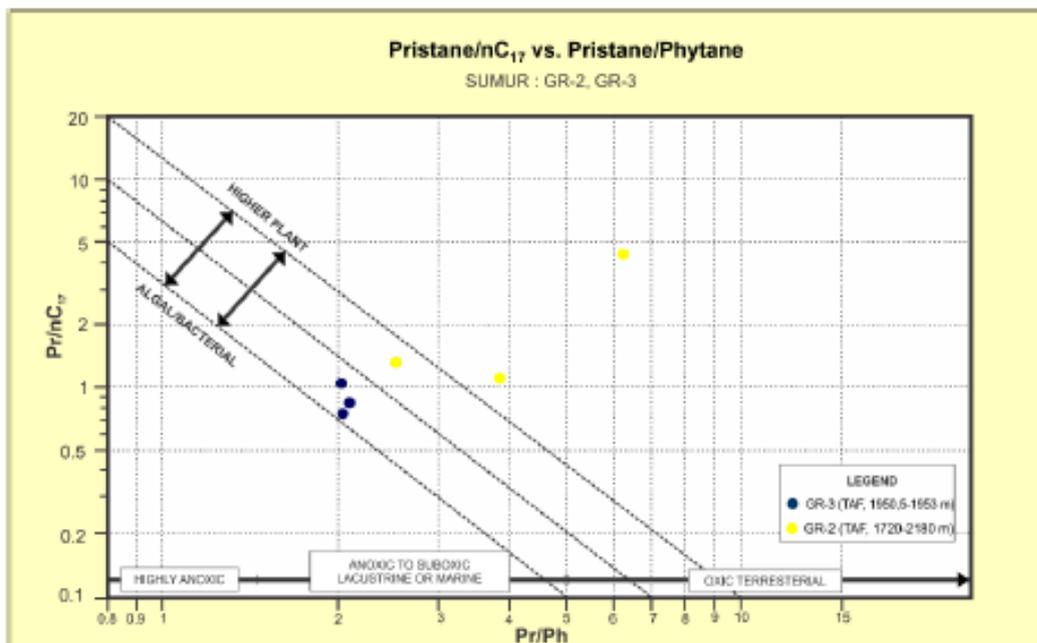
Gambar 6. (a) Perbandingan antara Tmax dengan kedalaman (m), (b) Perbandingan antara %Ro dan kedalaman (Peters dan Cassa, 1994).



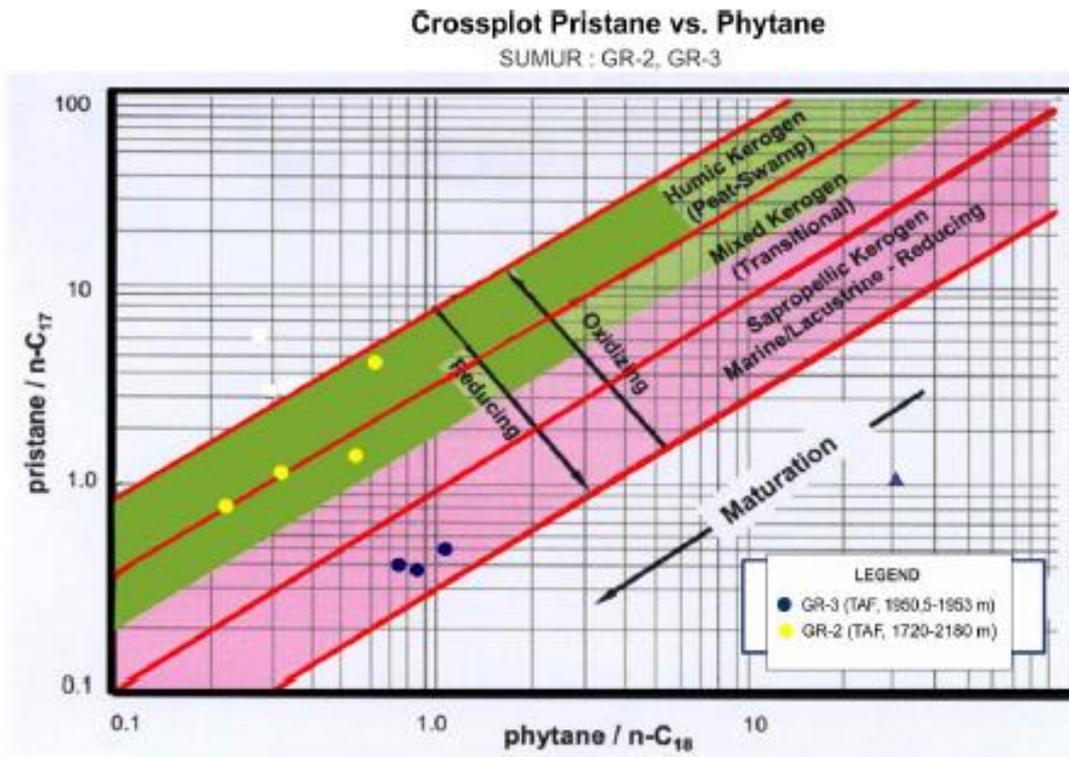
Gambar 7 (a). Distribusi fingerprints GC pada Sumur GR-2 Formasi Talang Akar dibandingkan dengan literatur (Robinson, 1987)



Gambar 7 (b). Distribusi fingerprints GC pada Sumur GR-3 Formasi Talang Akar dibandingkan dengan literatur (Robinson, 1987)

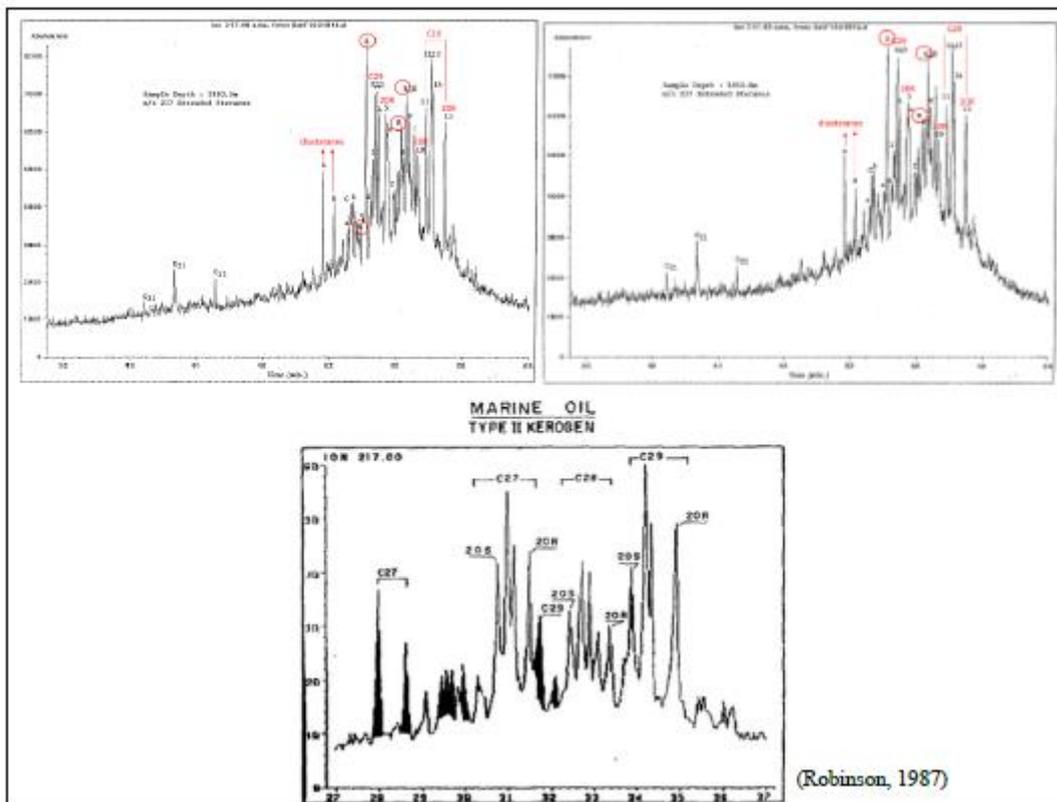


Gambar 8 (a). Crossplot antara pristane/phytane dan pristane/n-C17 pada sumur GR-3 (Hwang, 1988)

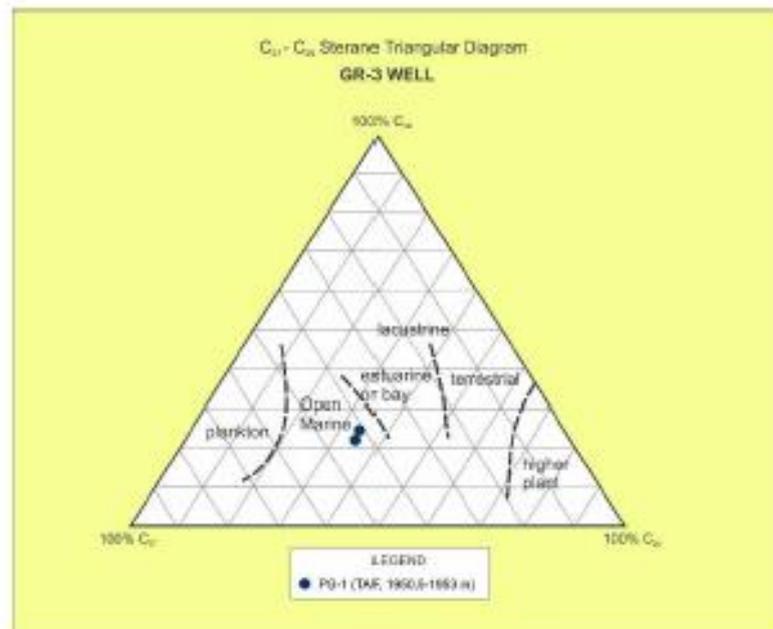


Connan & Cassou, 1980

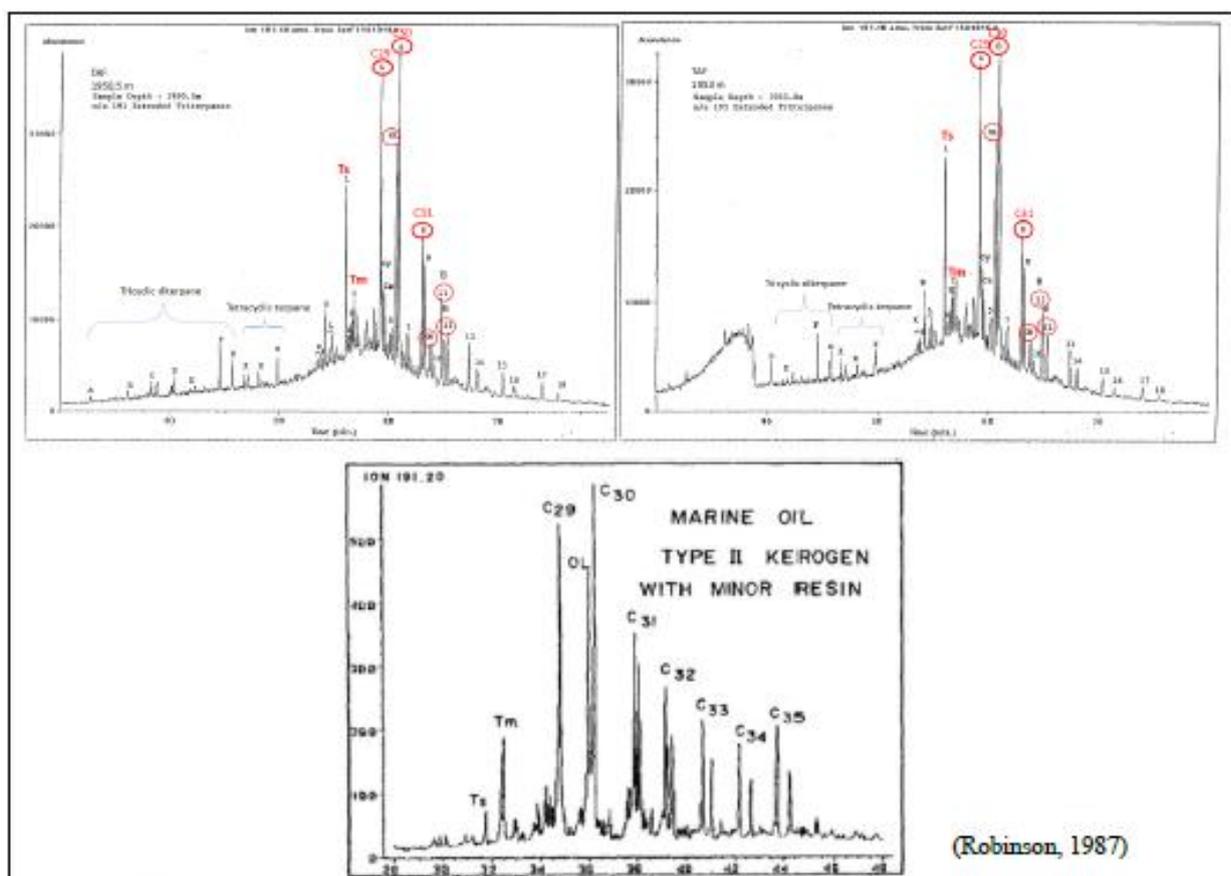
Gambar 8 (b). Crossplot antara Pristane/n-C<sub>17</sub> dan Phytane/n-C<sub>18</sub> pada sumur GR-3 (Connan & Cassou dalam Hunt, 1996)



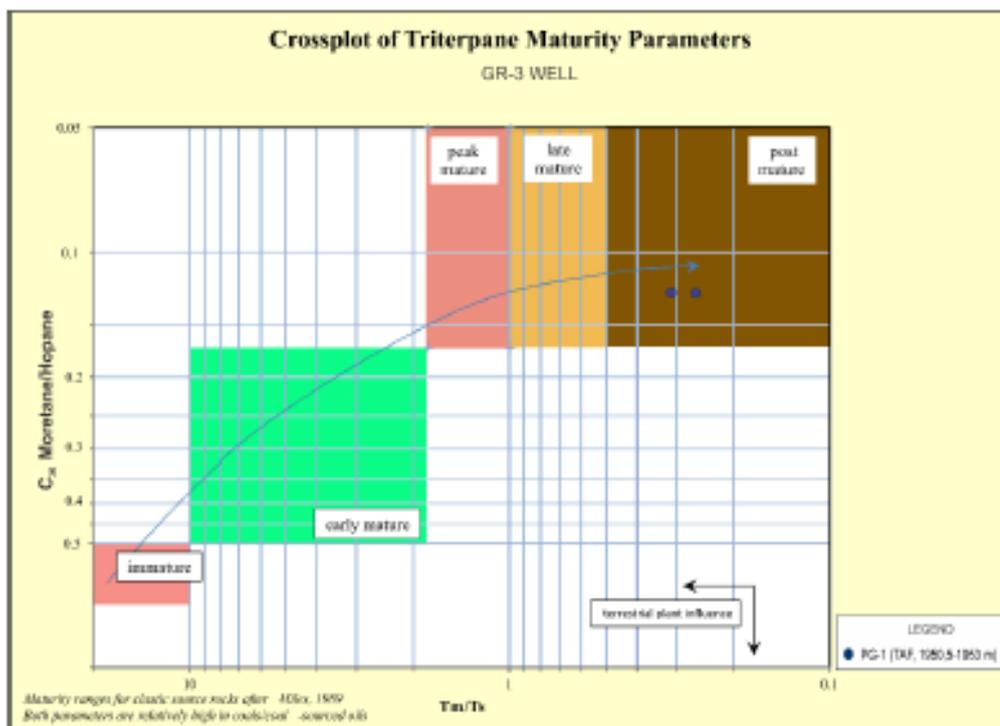
Gambar 8. Distribusi fingerprints Sterana m/z 191 mass fragmentograms pada Sumur GR-3 Formasi Talang Akar dibandingkan dengan literatur (Robinson, 1987)



Gambar 9. Crossplot distribusi Sterana C27-C29 Sumur GR-3 untuk penentuan fasies organik (Huang dan Meinschein, 1979)



Gambar 10. Distribusi fingerprints Triterpana m/z 217 mass fragmentograms pada Sumur GR-3 Formasi Talang Akar dibandingkan dengan literatur (Robinson, 1987)



Gambar 11. Perbandingan antara  $Tm/Ts$  dengan  $C_{30}$  Moretana/Hopana untuk mengetahui tingkat kematangan (Miles, 1989)

Tabel 1. Data sampel batuan Formasi Talang Akar sumur GR-2 dan GR-3

Well	Sample Depth (m)	Formation	Lithology	TOC (wt%)	mg HC/g rock		Potential Yield S1+S2 (mg/g)	HI	Ro (%)	Tmax	Gas Kromatografi			Gas Kromatografi-Spektometri Massa						
					S1	S2					Pris/Phy	Pris/nC17	Phy/nC18	Tm/Ts	C30 Mor C30 Hop	C27	C28	C29		
GR-2	1650	TALANG AKAR	sh, gk brn-gy, slty + coal	1.38	0.23	1.97	2.2	142		451										
	1660		sh, dk brn-gy, slty + coal (sample v.poor?)																	
	1692		sh, ol-gy, calc	0.77						0.56										
	1670		sh, dk brn-gy, slty	0.93																
	1690		sh, med lt gy, slty, calc + lmst, tr + qtz + coal		1.37	7.08	8.5	202			449									
	1720		sh, dk brn-gy, slty, calc, med lt gy coal		1.38	7.02	8.4	218	0.58		449	6.29	4.4	0.61						
	1750		sh med dk gy, slty, calc + med lt gy + coal	0.83						0.6										
	1780		sh, med dk gy + brn dk gy lmst + coal	1.36	0.5	2.54	3	186			450									
	1801		sh, ol-gy, calc	0.96						0.63										
	1820		sh, brn blk/dk gy + coal	0.92						0.61										
	1850		sh, med dk gy/blk gy + lmst + coal		1.51	7.27	8.8	236	0.62		448									
	1890		sh, med dk gy/brn blk + lmst + coal	1.32	0.74	2.48	3.2	187			454	2.64	1.46	0.55						
	1900		sh, brn blk, calc	1.7	0.35	1.95	2.3	114	0.62		441									
	1923		sh, dk brn-gy	1.02	0.53	3.32	3.9	325			437									
	1920		sh, med dk brn gy + brn-blk lmst + sst + qtz-coal	1.14	0.54	2.31	2.9	202			453									
	1960		sh, brn blk to ol-blk + lmst + coal	1.26	0.7	2.46	3.2	195	0.64		450									
	2000		sh dk brn gy	1.77	0.31	2.03	2.3	114	0.61		453									
	2000		sh ol blk + brn gy/ calc + lmst + coal	1.3	0.58	2.21	2.8	170			451									
	2030		sh med dk gy/ol blk, slty, calc + lmst + coal	1.49	0.62	0.03	2.7	136			451									
	2060		sh med dk brn-gy/blk slty calc + lmst + coal	1.17	0.55	1.69	2.2	144	0.64		449	3.05	0.8	0.23						
	2100		sh dk brn-gy	1.2	0.61	2.78	3.4	231	0.55		449									
	2100		sh ol-blk/gy blk, slty, calc + lmst + coal	1.06	0.51	2.23	2.7	210			451									
	2130		sh ol blk v. calc + lignitic calc + lmst + coal	1.47	0.43	1.49	1.9	101			451									
2160	sh brn-blk, slty, calc + lmst + coal	1.75	0.5	1.97	2.5	112			450	3.88	1.23	0.32								
2200	sh brn blk	1.28	0.59	2.3	2.9	179	0.69		448											
2190	sh med lt gy + brn blk lmst + coal	1.55																		
GR-3	1825	dk gy Sh	0.78	0.27	1.27	1.54	163	0.38		456										
	1850	med gy Sh	0.38																	
	1875	med gy Sh	0.44																	
	1900	med gy Sh	0.27																	
	1946	med gy Sh	0.5	0.29	0.36	0.65	72			448										
	1925	dk gy Sh	0.44																	
	1950.5	dk gy Sh	1.08	0.49	0.48	0.97	44	0.67		446	2.04	0.77	0.4	0.32	0.13	43.01	22.06	34.93		
	1953	dk gy Sh	1.6	0.64	0.46	1.1	29			440	2.02	1.12	0.56	0.27	0.13	41.56	24.85	33.59		
	1962	dk gy brn Sh	1	0.32	0.71	1.03	71	0.67		466										
	1963	dk gy brn Sh	0.68	0.2	0.4	0.6	59	0.66		463										
	1970	dk gy Sh	0.75	0.16	0.45	0.61	60	0.66		465										
	1972	dk gy Sh	0.81	0.2	0.64	0.84	79	0.63		460										
1950	dk gy Sh	0.91	0.4	1.01	1.41	111	0.34		458	2.22	0.86	0.38								