

## **KARAKTERISASI SERPIH PADA FORMASI TALANGAKAR SEBAGAI POTENSI *SHALE HYDROCARBON***

Jamaluddin<sup>1\*</sup>, Muh. Fawzy Ismullah Massinai<sup>2</sup>, Erfan Syamsuddin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>China University of Petroleum, Eart China

<sup>2</sup>Program Studi Geofisika, FMIPA Universitas Hasanuddin, Makassar, Indonesia

\*Penulis koresponden. Alamat email: [jamaljamaluddin1994@yahoo.com](mailto:jamaljamaluddin1994@yahoo.com)

### **Abstrak**

Eksplorasi dan eksploitasi di Indonesia saat ini masih terfokus pada energi konvensional hidrokarbon dibandingkan energi nonkonvensional hidrokarbon seperti gas serpih. Gas serpih adalah salah satu energi nonkonvensional yang kaya material organik dan mencapai kematangan, pada kondisi dan tipe tertentu mampu berfungsi sebagai reservoir minyak dan gas. Jendela awal kematangan pada kedalaman 1200-2200 m dan kategori tipe kerogen II/III menghasilkan minyak dan gas.

**Kata kunci:** Formasi Talangakar, Material Organik, Shale Hidrokarbon

### **Abstract**

Exploration and exploitation in Indonesia currently still focused on conventional hydrocarbon energy than the energy of the nonconventional hydrocarbons such as shale gas. Shale gas is one of the energy rich organic material nonconventional and reach maturity, on the conditions and certain types are capable of functioning as a reservoir of oil and gas. The initial maturity of the window at a depth of 1200-2200 m and category II/III kerogen type produces oil and gas.

**Key Words:** Organic Material, Shale Hydrocarbon, Talangakar Formation

### **Pendahuluan**

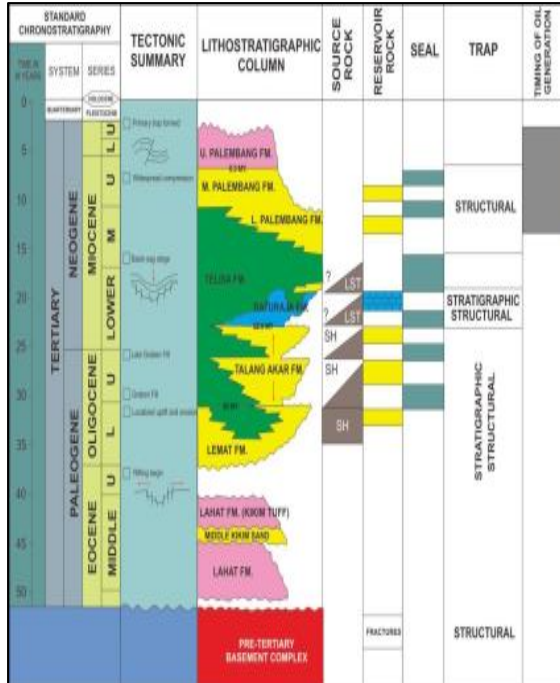
Kebutuhan minyak dan gas bumi dari sumber energi fosil di Indonesia semakin lama semakin meningkat, sedangkan cadangan migas yang dihasilkan dari reservoir konvensional semakin berkurang. Untuk mengantisipasi kekurangan gas, diperlukan eksplorasi akan sumber daya baru (*unconventional resources*), salah satunya adalah shale gas.

Formasi Batuan yang dijadikan fokus pada penelitian ini adalah Formasi Talang Akar. Formasi ini didominasi oleh batupasir pada bagian bawah dan batulempung pada bagian atasnya. Batulempung ini berfungsi

sebagai batuan induk karena memiliki kandungan organik totalnya yang cukup. Secara kematangan, formasi Talang Akar di lokasi ini sudah masuk ke daerah dry gas window dengan  $R_o > 1.4\%$  pada Top Talang Akarnya padahal kedalamannya baru mencapai 4995 ftmd. Dengan informasi seperti itu kemungkinan dulunya lokasi ini pernah berada di daerah dalaman kemudian terjadi pengangkatan sehingga daerah yang masuk *dry gas window* tersebut menjadi relatif lebih dangkal.

Formasi Talangakar diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat. Formasi ini

dibagi menjadi 2 anggota yakni GRM (*grit sand member*) yang tersusun oleh klastika kasar dengan sisipan serpih dan batubara serta anggota TRM (*transitional member*) yang terdapat shale.



**Gambar 1.** Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974).

Lingkungan pengendapan Formasi Talang Akar berada di lingkungan litoral hingga *shallow marine* yang berumur Oligosen Akhir – Miosen Awal. Ketebalan formasi bervariasi antara 100 – 500 meter. Sedangkan kontak antara Formasi Talang Akar dengan Telisa dan anggota Basal Batugamping Telisa adalah *conformable*. Kontak antara Talang Akar dan Telisa sulit di pick dari sumur di daerah palung disebabkan litologi dari dua formasi ini secara umum sama.

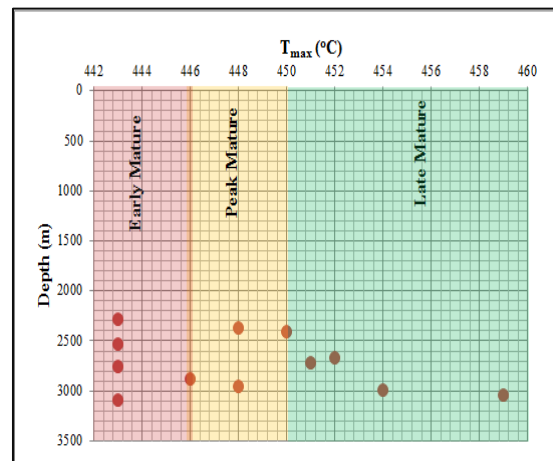
**Metode Penelitian**

Analisis pirolisis dilakukan terhadap percontonya yang mempunyai kandungan TOC lebih besar atau sama dengan 0.5 %. Analisis dilakukan terhadap percontonya yang telah digerus halus seberat kurang lebih 100 mg dengan menggunakan alat Rock Eval-5. Tujuan analisis ini adalah untuk mengetahui kuantitas minyak bumi atau

hidrokarbon bebas ( $S_1$ ), dan kuantitas kerogen ( $S_2$ ) yang keduanya dinyatakan dalam kg/ton dan temperature maksimum ( $T_{maks}$ , °C) yaitu temperature puncak pada saat  $S_2$  pecah. Data HI bila diplot terhadap  $T_{maks}$  (Diagram Van Krevelen) akan memberikan indikasi umum kualitas (tipe) kerogen dan jenis material yang dihasilkan, minyak atau gas.

**Hasil dan Pembahasan**

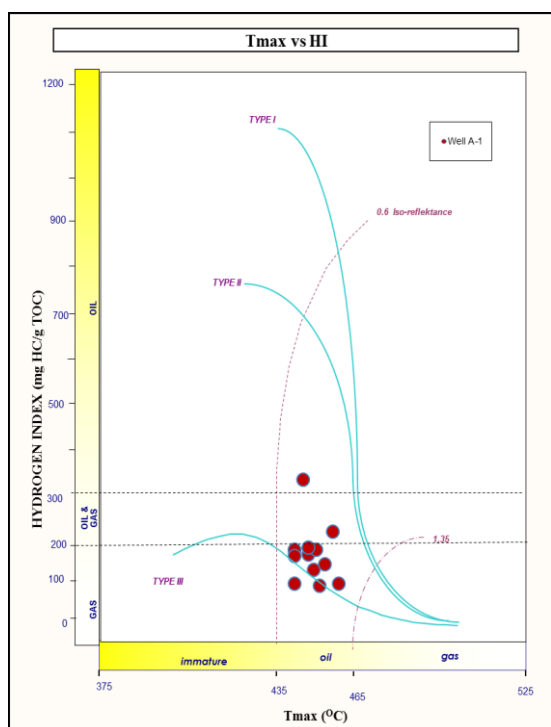
Penentuan kematangan termal sedimen dari sumur A-1 dilakukan dengan metode pengamatan mikroskopis melalui analisis pantulan vitrinit (VR) dan indeks warna spora (SCI). Data hasil pengukuran pantulan vitrinit maupun indeks warna spora menunjukkan hasil yang cukup baik dari segi kuantitas maupun kualitasnya sehingga layak untuk dipergunakan. Kedalaman sumur menunjukkan bahwa interval di atas 1200 m masih berada pada tingkat belum matang (*Immature*) ( $R_o < 0.35\%$ ), interval antara 1200-2200 m pada tingkat awal matang (*early mature*) ( $0.35 < R_o < 0.6\%$ ), dan interval di bawah 2200 m pada tingkat matang (*mature*) secara termal dengan  $R_o > 0.6\%$  (Peters, 1994).



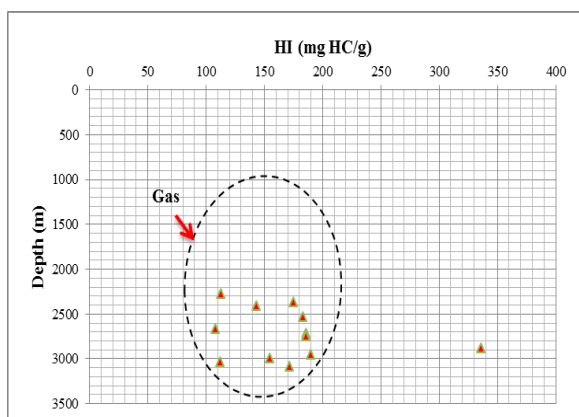
**Gambar 2.** Plot silang antara nilai  $T_{maks}$  terhadap kedalaman.

Penentuan tipe atau kualitas kerogen terhadap sedimen dari Formasi Talangakar dilakukan dengan menggunakan data pengamatan mikroskopis yang berupa komposisi kerogen dan kombinasi antara

$T_{maks}$  dengan Indeks Hidrogen. Dari data pengamatan mikroskopis terlihat bahwa kerogen yang terkandung di dalam serpih teranalisis sebagian besar didominasi oleh bahan organik humik-vitrinitik asal tumbuhan darat. Meskipun demikian, nilai HI sedimen teranalisa menunjukkan nilai tertinggi pada serpih di kedalaman 2885 m (HI=336) yang memberikan indikasi adanya kerogen liptinitik (Tipe II) dengan kapasitas sebagai pembentuk minyak. Serpih yang lain dari Formasi Talangakar teranalisis pada umumnya mengandung kerogen Vitrinitik (Tipe III) yang ditunjukkan oleh nilai HI antara 112 dan 190 dan mempunyai potensi optimum penghasil gas atau kondesat.

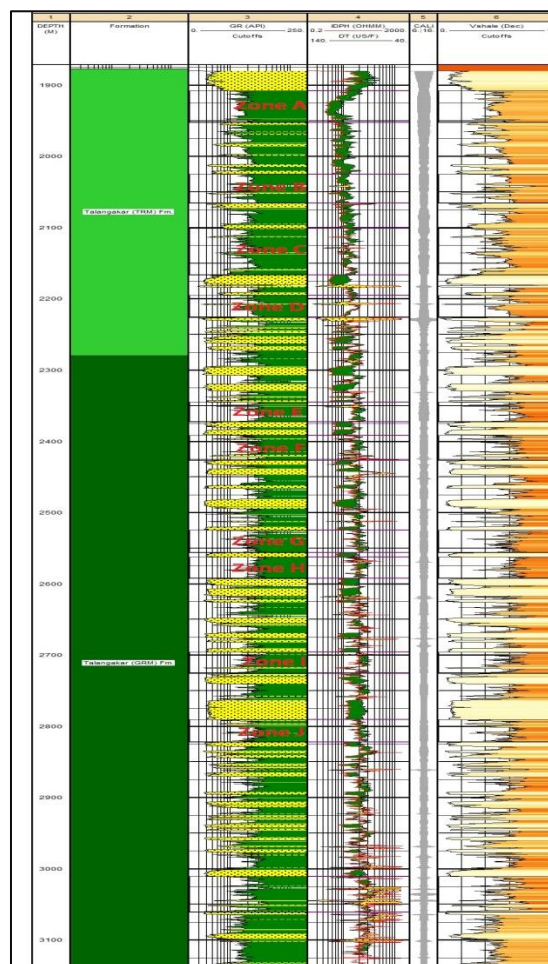


Gambar 3. Diagram Van Krevelen



Gambar 4. Plot silang antara nilai  $T_{maks}$  terhadap kedalaman.

Sumur A-1 dominan mengandung gas pada kedalaman 2280-3085 m. Komposisi kerogen juga dipengaruhi oleh proses pematangan termal, yaitu katagenesis dan metagenesis, yang mengubah kerogen tersebut. Pemanasan bawah permukaan menyebabkan reaksi-reaksi kimia yang memecah fragmen kecil kerogen menjadi minyak. Kerogen sisa juga mengalami perubahan yang tercermin dalam kondisi kimia dan fisiknya. Sejarah diagenesis dan katagenesis kerogen serta kondisi alamiah material organik penyusunnya sangat mempengaruhi kemampuan kerogen memproduksi minyak dan gas.



Gambar 5. Zona interest penelitian

Contoh batuan untuk analisis laboratorium merupakan batuserpih dengan ciri litologi: warna abu-abu hitam sedang, tingkat kekerasan lunak sampai setengah keras,

memiliki tekstur *blocky* dan *slately*. Selain batuserpih, juga dilakukan pengambilan contoh dan analisis laboratorium untuk batulempung dengan ciri fisik: warna setengah abu-abu, dengan tingkat kekerasan keras sampai sangat keras, memiliki tekstur masif.

Formasi Talangakar menutupi Formasi Lemat dan batuan dasar. Susunan lapisannya terdiri terutama dari endapan fluvial dan delta. Adapun bagian atasnya terdiri dari dari serpih, lempung, pasir, dan sisipan-sisipan batubara yang kaya dengan pirit, glaukonit, dan foraminifera.

Nilai kandungan material organik di Formasi Talangakar berkisar antara 1,23-1,66%. Hal ini mengindikasikan bahwa potensi Formasi Talangakar sebagai batuan induk adalah cukup berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon.

Di Cekungan Sumatra Selatan, menurut beberapa peneliti seperti diuraikan oleh Ginger (2005) menyebutkan bahwa nilai TOC Talang Akar bagian Atas bervariasi mencapai 36% dengan nilai Hydrogen Index (HI) antara 200 dan 350 mgHC/g.

**Tabel 1.** Data kematangan dan komposisi kerogen daerah penelitian.

Kedalaman (Meter)	Formasi	Tmaks (°C)	HI (mg/g)	VR (%Ro)	SCI (1-10)
2280	Talang Akar	443	113	0.6	5.6
2365		448	175		6.1
2410		450	143	0.59	
2530		443	183		6
2665		452	108	0.65	
2722		451	186		5.9
2750		443	186		6.1
2885		446	336	0.65	5.9
2952		448	190	0.66	
2994		454	155	0.86	
3040		459	112		
3085		443	172	0.95	6.6
3105		457	225	0.96	6.2

## Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dapat disimpulkan bahwa:

1. Tipe Bahan Organik, batuan sedimen mengandung hidrogen yang umumnya mencerminkan bahwa kerogen terkandung pada batuan Formasi Talangakar adalah tipe II dan tipe III dengan kapasitas cenderung menghasilkan gas.
2. Tingkat Kematangan Termal sedimen dari Formasi Talangakar yang dianalisis tingkat puncak matang (*peak mature*), Ro rata-rata sampel 0,74%.
3. Batuserpih dan batulempung daerah penelitian memiliki kandungan material organik yang cukup (*fair*) untuk dapat menjadi batuan sumber yang baik bagi pembentukan hidrokarbon.
4. Nilai kandungan material organik di Formasi Talangakar berkisar antara 1,23 – 1,66%. Hal ini mengindikasikan bahwa potensi Formasi Talangakar sebagai batuan induk adalah cukup berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon.

**Daftar Pustaka**

- De Coster, G.L.. 1974. *The geology of the Central and South Sumatra*: Proceedings Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention, Jakarta, Indonesia, p. 77-110.
- Ginger, D., Fielding, K., 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin, Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition.
- Peters, K.E., Cassa M.R., 1994, Applied Source Rock Geochemistry, AAPG Memoir 60: The Petroleum System - from Source to Trap
- Van Krevelen, D.W., 1961. Coal. Elsevier, New York. In: The Biomarker Guide, Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History Vol.1, Cambridge University Press, 72- 156