

ANALISIS KUANTITAS, KUALITAS DAN TINGKAT KEMATANGAN BATUAN INDUK FORMASI KLASAFET MENGUNAKAN *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) DAN *ROCK-EVAL PYROLYSIS* (REP) STUDI KASUS SUMUR KYANITE-1

Hastowo Resesiyanto

Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, Universitas Papua
Jl. Gunung Salju Amban Manokwari
Email : h.yanto@unipa.ac.id

Abstract

The Salawati Basin is one of the basins located in the western part of the Bird's Head of Papua Island and is estimated to be of Tertiary. This basin was formed as a result of the activity of the Sorong Fault which began to be active since the Early Pleistocene. One of the rock formations that has the potential to become source rock in the Salawati Basin is the Klasafet Formation. The age of Klasafet Formation is between Middle Miocene and Late Miocene, which consists of claystone and limestone. Geochemical analysis is one of the techniques in interpreting the source rock potential. This analysis consists of three parts, namely the analysis of quantity, quality and maturity level of the source rock. From the results of the quantity analysis of source rock for the Klasafet Formation, the Total Organic Carbon (TOC) value ranges from fair to good. The quality analysis shows that the source rock of the Klasafet Formation tends to produce type III kerogen, while the maturity level analysis of the Klasafet Formation is in the immature-early mature zone.

Keywords: Salawati Basin, Source Rock, Klasafet Formation

Abstrak

Cekungan Salawati merupakan salah satu cekungan yang terletak di bagian barat Kepala Burung Pulau Papua dan diperkirakan berumur Tersier. Cekungan ini terbentuk sebagai akibat dari aktivitas Sesar Sorong yang mulai aktif sejak Awal Pleistosen. Salah satu formasi batuan yang berpotensi menjadi batuan induk pada Cekungan Salawati adalah berada pada Formasi Klasafet. Formasi Klasafet ini berumur Miosen Tengah – Miosen Akhir yang terdiri atas batulempung dengan batugamping. Analisis geokimia merupakan salah satu cara dalam menginterpretasi potensi batuan induk. Analisis ini terdiri atas tiga bagian yaitu analisis kuantitas, kualitas dan tingkat kematangan batuan induk. Dari hasil analisis kuantitas batuan induk Formasi Klasafet didapatkan nilai *Total Organic Carbon* (TOC) berkisar antara *fair* sampai dengan *good*. Analisis kualitas menunjukkan bahwa batuan induk Formasi Klasafet cenderung menghasilkan kerogen tipe III, sedangkan pada analisis tingkat kematangan batuan induk Formasi Klasafet berada pada zona tidak matang sampai dengan awal matang.

Kata Kunci: Cekungan Salawati, Batuan Induk, Formasi Klasafet

PENDAHULUAN

Cekungan Salawati merupakan cekungan berarah Timur-Barat yang berumur Tersier yang terletak di bagian paling barat dari Kepala Burung (*Bird Head's*), Pulau Papua. Luas Cekungan Salawati kurang lebih 5500 km² dan secara geografis, Cekungan Salawati dibatasi oleh Zona Sesar Sorong (SFZ) yang terletak di bagian utara

yang memisahkan lempeng benua Australia di selatan dengan lempeng Samudra Pasifik di bagian utara. Dalam perkembangannya, Cekungan Salawati juga dibatasi oleh Paparan Ayamaru yang berumur Mio – Pliosen di bagian timur dan di bagian selatan oleh adanya antiklin Misool – Onin.

Batuan induk pada Cekungan Salawati, menurut beberapa peneliti seperti Samuel dan Phoa

(1985) serta Hadipandoyo, dkk (2007) tidak hanya pada satu formasi tertentu, melainkan berasal dari beberapa formasi batuan yang dianggap telah matang sebagai batuan induk, seperti pada Batuserpih Formasi Sirga, Klasafet dan Klasaman.

Pada Batuserpih Formasi Sirga dijumpai kerogen Tipe I dan II serta kerogen Tipe IV pada sebagian tempat. Pembentukan minyak pada Formasi Klasafet terjadi selama masa Pliosen Awal sampai dengan Pliosen Akhir dengan menghasilkan kondisi matang dan secara bersamaan membentuk gas-kondensat dan minyak terutama pada bagian selatan cekungan. Sedangkan batuserpih Formasi Klasaman belum menunjukkan tingkat kematangan pada bagian tertentu.

Salah satu cara dalam evaluasi batuan induk adalah dengan melakukan analisa geokimia pada batuan induk tersebut. Analisis geokimia yang utama terbagi menjadi tiga yaitu analisis kualitas, analisis kuantitas dan analisis *thermal maturity*.

Analisis kuantitas menitikberatkan kepada berapa banyak material organik yang terkandung di dalam batuan induk tersebut (*how much is the organic matters*). Analisis kualitas menitikberatkan terhadap tipe dari material organik pada batuan sumber (*what kind of organic matters*). Sedangkan analisis *thermal maturity* menitikberatkan kepada tingkat kematangan dari batuan induk (*how mature is the organic matters*).

METODE PENELITIAN

Metode yang dipergunakan dalam penelitian ini sesuai dengan metodologi yang dideskripsikan oleh Peters dan Cassa (1994), dengan menganalisa data geokimia berupa data TOC dan pirolisis hasil dari uji laboratorium.

Analisis Kuantitas

Untuk melakukan analisis kuantitas suatu batuan induk adalah dengan mempergunakan data TOC. *Total Organic Carbon* merepresentasikan potensi suatu batuan induk untuk menghasilkan minyak dan gas bumi. Nilai ini didapatkan dari sampel batuan yang dihitung setelah proses pirolisis selesai dilakukan.

Peters dan Cassa (1994) telah mengkategorikan batuan induk dari buruk sampai dengan istimewa berdasarkan nilai dari TOC, dimana nilai TOC antara 0 – 0.5 wt% dikategorikan buruk (*poor*), 0.5 – 1 wt% dikategorikan cukup (*fair*), 1 – 2 wt% dikategorikan baik (*good*), 2 – 4 wt% dikategorikan bagus (*very good*) serta batuan induk dengan nilai TOC diatas 4 wt% dikategorikan sebagai batuan induk yang istimewa (*exellent*).

Analisis Kualitas

Untuk analisis kualitas batuan induk adalah dengan mempergunakan nilai dari *Hydrogen Index* (HI) yang berasal dari data *Rock-Eval Pyrolysis*. Tujuan dari analisis ini adalah untuk menentukan

tipe kerogen yang dihasilkan oleh batuan induk tersebut. Menurut Peters dan Cassa (1994), nilai dari *Hydrogen Index* dapat menunjukkan tipe dari kerogen. Terdapat empat tipe dari kerogen yang merepresentasikan produk yang akan dihasilkan oleh batuan induk tersebut.

Analisis Tingkat Kematangan

Dalam analisis tingkat kematangan batuan induk mempergunakan data *Rock-Eval Pyrolysis* berupa nilai *Temperature Maximum* (Tmax). Peters dan Cassa (1994) telah mengklasifikasikan tingkat kematangan batuan induk berdasarkan *Temperature Maximum* dari batuan induk yang *immature* sampai dengan batuan induk *post mature*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Kuantitas

Formasi Klasafet terbentuk pada lingkungan laut dangkal (*inner sublittoral*) sejak pertengahan Miosen ketika terjadi penurunan muka air laut (regresi). Litologi batuan pada Formasi Klasafet di dominasi oleh batulempung, batupasir, batulanau, serpih serta batugamping.

Dalam melakukan analisis kuantitas batuan induk pada Formasi Klasafet, parameter yang dipergunakan adalah nilai dari *Total Organic Carbon* (TOC). Nilai TOC ini kemudian akan diplot versus kedalaman untuk menampilkan trend dan fluktuasi nilai tersebut seiring bertambahnya kedalaman.

Kandungan karbon organik pada Formasi Klasafet berkisar antara *fair* sampai dengan *good* dengan nilai TOC berkisar antara 0.5 sampai dengan 1.19 wt% (Gambar 1). Adanya pembacaan nilai TOC yang tinggi pada bagian bawah dari Formasi Klasafet disebabkan oleh adanya kontaminasi lumpur (*gilsonite*) pada sampel batuan.

Analisis Kualitas

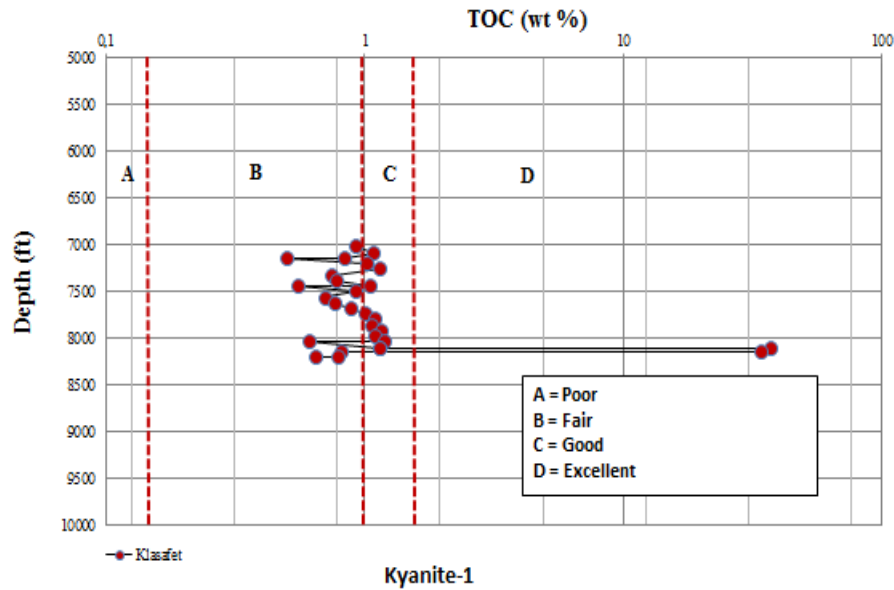
Dalam menentukan kualitas batuan induk Formasi Klasafet, parameter yang dipergunakan adalah nilai dari *Hydrogen Index* (HI). Parameter ini kemudian akan diplot dengan kedalaman untuk menginterpretasikan tipe kerogen dan produk yang dihasilkan pada Formasi Klasafet berdasarkan metode Peters dan Cassa (1994).

Tabel 1. Tipe Kerogen dan produk yang dihasilkan berdasarkan nilai *Hydrogen Index* (Peters dan Cassa, 1994).

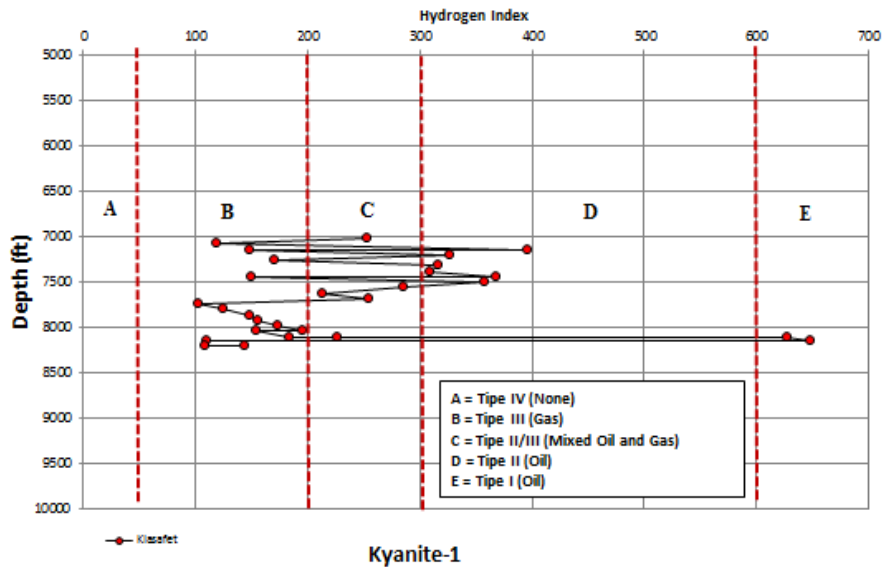
Kerogen Type	HI (mg HC/g TOC)	Main Expelled Product at Peak Maturity
I	>600	Oil
II	300-600	Oil
II/IIb	200-300	Mixed Oil & Gas
III	50-200	Gas
IV	<50	None

Nilai *Hydrogen Index* pada Formasi Klasafet berkisar antara 100 sampai dengan 400 mg HC/g TOC, sehingga pada Formasi Klasafet di dominasi oleh kerogen tipe III. Produk yang dihasilkan pada

formasi ini adalah gas. Adanya pembacaan nilai HI pada bagian bawah dari Formasi Klasafet dikarenakan adanya kontaminasi lumpur (*gilsonite*) pada sampel batuan.



Gambar 1. Nilai *Total Organic Carbon* Formasi Klasafet Sumur Kyanite-1



Gambar 2. Tipe kerogen dan produk yang dihasilkan pada Formasi Klasafet Sumur Kyanite-1

Analisis Tingkat Kematangan

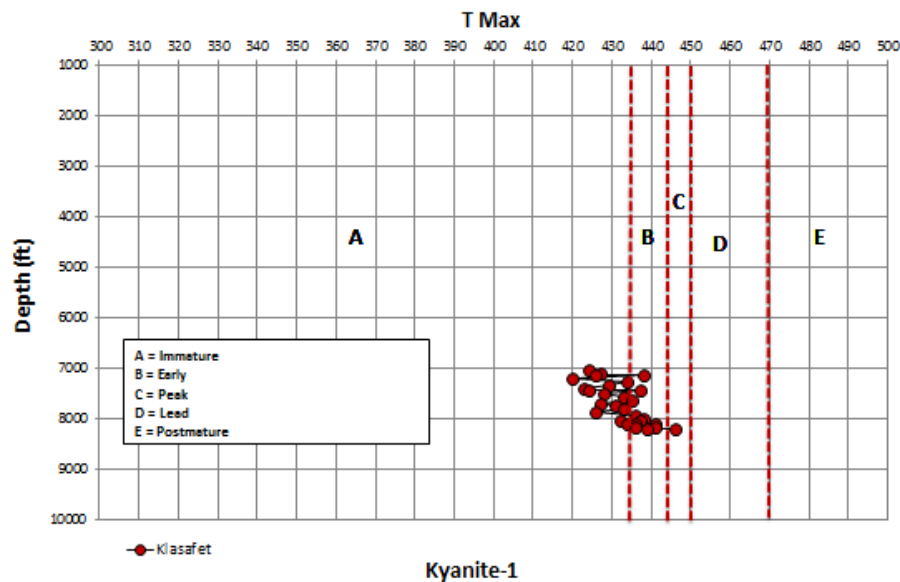
Analisis tingkat kematangan batuan induk Formasi Klasafet mempergunakan parameter *Temperature Maximum* (Tmax) yang didapatkan dari Rock-Eval Pyrolysis. Nilai Tmax dapat dipergunakan dalam menyimpulkan tingkat kematangan batuan sedimen.

Tabel 2. Tingkat kematangan batuan induk berdasarkan nilai *Temperature Maximum* (Peters dan Cassa, 1994).

Stage of Thermal Maturity for Oil	Tmax (°C)
Immature	<435
Mature	

Stage of Thermal Maturity for Oil	Tmax (°C)
Early	435-445
Peak	445-450
Late	450-470
Immature	>470

Tingkat kematangan batuan induk Formasi Klasafet pada sumur Kyanite-1 berada pada zona tidak matang sampai dengan awal matang (*immature-early mature*) dengan nilai temperatur maksimum (Tmax) dari 420 hingga 446 °C. Tingkat kematangan Formasi Klasafet cenderung berada pada bagian bawah dari Formasi Klasafet sedangkan pada bagian atas dari formasi ini masih berada dalam zona belum matang (*immature*).



Gambar 3. Tingkat kematangan Formasi Klasafet Sumur Kyanite-1

KESIMPULAN

1. Nilai TOC batuan induk Formasi Klasafet pada Sumur Kyanite-1 menunjukkan *fair* sampai dengan *good* dengan nilai TOC berkisar antara 0.5 sampai dengan 1.19 wt%.
2. Kerogen yang dihasilkan pada Formasi Klasafet di Sumur Kyanite-1 adalah kerogen tipe III dengan nilai Hydrogen Index berkisar 100 sampai 400 mg HC/g.
3. Analisa tingkat kematangan batuan induk menunjukkan bahwa Formasi Klasafet belum berada pada zona tidak matang sampai dengan awal matang (*immature – early mature*).

DAFTAR PUSTAKA

Samuel, L., Phoa, R. S. K., (1985), Hydrocarbon Source Rock In Salawati Basin, Irian Jaya. Pertemuan Ilmiah Tahunan Ke XIV. Ikatan Ahli Geologi Indonesia.

Hadipandoyo, S., Setyoko, J.H., Suliantara., Guntur, A., Riyanto, H., Saputro, H. H., Harahap, D.M., Firdaus, N, (2007), Kuantifikasi Sumberdaya Hidrokarbon Indonesia. Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi. P.311.

Kostelnik, J., Laughrey, C. (2009), An organic geochemistry database: Evaluating the Marcellus Shale and other potential petroleum source rocks in Pennsylvania.

Peters, K. E., Cassa, M.R, (1994), Applied Source Rock Geochemistry. AAPG Memoir 60.