



**KARAKTERISTIK BATUAN INDUK BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA DAN SEJARAH PEMENDAMAN DI LAPANGAN “RNF” CEKUNGAN SUMATRA UTARA**

**Rena Nur Fauziah<sup>1\*</sup>, Dodi Wirasatia<sup>2</sup>, Nisa Nurul Ilmi<sup>1</sup>,**

**Billy Gumelar Adhiperdana<sup>1</sup>, Edy Sunardi<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>KST Universitas Padjadjaran, Bandung

\*Korespondensi : rena18002@mail.unpad.ac.id

**ABSTRAK**

Lapangan ‘RNF’ merupakan lapangan yang memiliki potensi menghasilkan hidrokarbon yang berlokasi di Cekungan Sumatera Utara. Penelitian dilakukan berdasarkan sumur RNF-3 di Cekungan Sumatera Utara dengan menggunakan metode geokimia. Penelitian dilakukan untuk mengetahui karakteristik dan potensi batuan induk, biomarker, serta sejarah pemendaman yang terjadi. Hasil analisis menunjukkan bahwa batuan induk di daerah penelitian memiliki kemampuan menggenerasikan hidrokarbon. Batuan induk efektif terletak pada Formasi Baong S, Baong SS, Belumai, dan Bampo berdasarkan analisis karakteristik batuan induk dengan organofasies berupa A dan D/E. Berdasarkan analisis biomarker diketahui bahwa sumur RNF-3 Formasi Baong S berasal dari alga dan tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *anoxic*. Memiliki lingkungan pengendapan *transitional(estuarin)-open marine*. Pemodelan cekungan 1D telah dilakukan untuk menganalisis potensi pembentukan hidrokarbon berdasarkan rekonstruksi pemendaman dan sejarah kematangan termalnya. Jendela kematangan awal pada Sumur RNF-3 dimulai pada Formasi Baong SS.

**Kata kunci:** Geokimia, Batuan Induk, Cekungan Sumatera Utara, Biomarker, Sejarah Pemendaman

**ABSTRACT**

*The ‘RNF’ field is field that has potential to produce hydrocarbon on North Sumatra Basin. The research was conducted based on RNF-3 well with geochemical methods to determine the characteristics and potential of the source rock, biomarkers, and burial history. The results of the analysis show that the source rock in the study area has the ability to generate hydrocarbons. The effective source rock is located in the Baong SS, Belumai, and Bampo Formation based on the analysis of characteristics of source rock with organofacies A and D/E. Based on the analysis of biomarker, it is known that the RNF-3 well in the Baong S Formation is derived from algae and higher plant with a transitional depositional environment (estuarin)-open marine. 1D basin modeling has been carried out to analyze the potential for hydrocarbon formation based on the reconstruction of the reservoir and its thermal maturity history. The initial maturity window in the RNF-3 well begins in the Baong SS Formation, while in the RNF-2 well it begins in the Baong S Formation.*

**Keywords:** *Geochemistry, Source Rock, North Sumatra Basin, Biomarkers, Burial History.*

## 1. PENDAHULUAN

Cekungan Sumatra Utara merupakan salah satu cekungan sedimen penghasil minyak dan gas bumi yang telah berproduksi mulai dari tahun 1885 hingga saat ini (Siki dkk., 2016). Menurut Buck dan Mc. Culloh (1994) berdasarkan penelitian batuan induk pada Cekungan Sumatra Utara, dinyatakan Formasi Baong dapat berperan sebagai batuan induk karena didominasi oleh *shales* dan *mudstone*. Selain itu terdapat formasi Bampo serta Peutu dan Belumai yang berpotensi sebagai batuan induk yang baik di cekungan ini (Mobil, 1995). Oleh karena itu perlu dilakukan evaluasi batuan induk.

Dalam mengevaluasi potensi pada batuan induk, terdapat beberapa metode. Salah satu metode yang telah berhasil dikembangkan dan telah digunakan secara intensif untuk mengevaluasi potensi hidrokarbon di suatu daerah adalah metode berupa analisis geokimia (Fletcher dan Bay, 1975). Penerapan analisis geokimia dilakukan untuk memberikan informasi perihal jumlah material organik, tipe material organik, kematangan material organik, asal keterbentukan, arah migrasi, hingga menentukan korelasi dengan hidrokarbonnya (Hunt, 1996). Pada akhirnya analisis geokimia ini akan sangat membantu dalam proses eksplorasi awal.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

Total luas dari Cekungan Sumatra Utara adalah 60.000 km<sup>2</sup> (Davies, 1984). Menurut Barber, dkk. (2005), secara fisiografis, Cekungan Sumatra Utara dibatasi oleh Pegunungan Bukit Barisan di bagian barat, Paparan Malaka di bagian timur, Lengkungan Asahan di bagian selatan, dan Laut Andaman di bagian Utara (Sosromiharjo, 1988). Menurut Barber, dkk (2005), evolusi Cekungan Sumatra Utara dapat dibagi menjadi 4 tahap, diantaranya Fase *Pre-rift* yang mencakup fase awal

pembentukan cekungan. Saat itu, area Cekungan Sumatra Utara sudah merupakan paparan karbonat dan deltaik. Fase *Syn-Rift* atau *Horst and Graben Stage* (Oligosen Awal - Oligosen Akhir) merupakan fase peregangan yang dimulai dari sedimentasi klastik kontinen yang sangat dominan dengan sedimen yang berasal dari barat laut serta timur kemudian dilanjutkan dengan sedimentasi endapan laut dan darat bersamaan dengan transgresi. Fase *Post-Rift* Transgresi (Miosen Awal - Miosen Tengah) merupakan fase saat terjadi transgresi regional. Saat transgresi maksimum terjadi, endapan menjadi dominan berbutir halus dengan sedikit interkalasi butiran klastik yang lebih kasar. Fase *Post-rift* Regresi (Miosen Akhir - Resen) merupakan fase saat regresi terjadi yang menghasilkan dominasi endapan klastik berbutir kasar (pasir) akibat dari pengangkatan Bukit Barisan dan peristiwa volkanisme. Pada Miosen Akhir hingga Plio-Pleistosen, proses tektonik kompresi mulai mendominasi pada Cekungan Sumatra Utara. (Asikin, 2009). Stratigrafi regional Cekungan Sumatra Utara (**Gambar 1**) tersusun atas beberapa formasi dengan urutan dari yang tua ke muda yaitu Batuan Dasar, Formasi Tampur dan Meucampali, Formasi Parapat, Formasi Bampo, Formasi Peutu dan Belumai, Formasi Baong, Formasi Keutapang, Formasi Seurula, dan Formasi Julu Rayeu. *Petroleum system* pada Cekungan Sumatra Utara terdiri dari batuan induk dengan Formasi yang berpotensi adalah Bampo, Baong Bawah, dan Belumai. Untuk *reservoir* formasi yang berpotensi adalah Formasi Belumai, Baong, Keutapang, dan Seurula. Perangkap minyak dan gas pada daerah Cekungan Sumatera Utara umumnya merupakan perangkap kombinasi struktural dan stratigrafi (Pertamina BPKKA, 1996). Batuan tudung regional yang efektif secara umum di Cekungan Sumatera Utara

misalnya Formasi Bampo, Baong, dan Seurula.

### 3. METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode geokimia minyak dan gas bumi. Analisis karakteristik batuan induk berupa kuantitas, kualitas, kematangan hidrokarbon menggunakan diagram Peters & Cassa (1994) serta penentuan organofasies. Selain itu, terdapat analisis biomarker untuk mengetahui lingkungan pengendapan, asal material organik, tingkat oksidasi, dan bahkan kematangan menggunakan hasil yang didapat dari GC dan GCMS. Analisis sejarah pemendaman dari batuan induk pada daerah penelitian juga dilakukan dengan cara permodelan 1D menggunakan *software* Genesis.

## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Karakteristik Batuan Induk

#### 4.1.1 Kuantitas Batuan Induk

Pada sumur RNF-3 berdasarkan analisis kuantitas menggunakan *crossplot* S2 vs TOC (**Gambar 2**) didapatkan bahwa Formasi Baong SS memiliki nilai TOC 0.61-1.78 wt% (*fair-good*) dengan rata-rata 1.08 wt% (*good*) dan nilai S2 sebesar 0.31-3.1 mg HC/g (*poor-fair*) dengan rata-rata 1.05 mg HC/g (*poor*), Formasi Belumai memiliki nilai TOC sebesar 1.02 wt% (*good*) dan nilai S2 sebesar 0.87 mg HC/g (*poor*) serta terdapat Formasi Bampo yang memiliki nilai TOC sebesar 0.61 – 1.21 wt% (*fair-good*) dengan rata-rata 0.87 wt% (*fair*) nilai S2 sebesar 0.38 – 0.94 mg HC/g (*poor*) dengan rata-rata 0.66 mg HC/g (*poor*).

Berdasarkan nilai TOC dan S2 dari sumur RNF-3 maka diketahui bahwa formasi yang berpeluang sebagai batuan induk yang menghasilkan hidrokarbon dan

menggenerasikan hidrokarbon jika kematangannya sudah matang adalah Formasi Baong SS, Formasi Belumai, dan Formasi Bampo. Dapat terlihat bahwa kuantitas meningkat secara relatif seiring dengan meningkatnya kedalaman dan pemendaman yang menyebabkan lingkungan akan semakin anoksik kecuali terdapat keadaan yang memang tidak mendukung seperti halnya tektonik dan keadaan non-indigenous. Litologi pada setiap endapan/formasi sangat menentukan dimana pada formasi yang memiliki nilai TOC yang tinggi sebagian besar adalah serpih yang termasuk batuan sedimen berbutir halus dan memiliki porositas yang buruk sehingga material organik pun dapat terawetkan dengan baik serta memiliki kadar TOC yang juga baik meskipun hasilnya masih dipengaruhi oleh parameter lainnya.

#### 4.1.2 Kualitas Batuan Induk

Analisis kualitas ini disajikan dalam sebuah *crossplot* data Tmax vs HI dan HI vs OI. Berdasarkan hasil *crossplot* pada (**Gambar 3**), didapatkan bahwa Formasi Baong SS memiliki dominasi tipe kerogen III yaitu *gas prone* dan ada juga tipe kerogen II/III yaitu *mixed oil & gas prone*, Formasi Belumai termasuk kerogen tipe III *gas prone*, serta terdapat Formasi Bampo yang termasuk tipe kerogen III yaitu *gas prone* kerogen II/III yaitu *mixed oil & gas prone*. Kerogen Tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas dengan asal material organik yaitu material kayu atau selulosa tanaman. Pengendapan dindikasikan terjadi di lingkungan darat. Kerogen Tipe II/III cenderung menghasilkan hidrokarbon yang berupa campuran minyak dan gas dengan asal material organik adalah percampuran material dari laut seperti alga laut, lemak tanaman serta material dari darat seperti tanaman tingkat tinggi dan selulosa tanaman. Pengendapan diindikasikan terjadi di

lingkungan transisional. Diketahui secara umum nilai HI menunjukkan bahwa semakin berkurang seiring dengan meningkatnya kedalaman dan kematangan.

#### 4.1.3 Tingkat Kematangan

Dari hasil analisis *Depth vs Ro* (**Gambar 4**) didapatkan sumur RNF-3 memiliki *oil window* pada kedalaman 8370 ft di Formasi Baong SS. Sumur RNF-3 tidak memiliki *gas window* karena tidak ada yang mencapai kematangan maksimum. Sedangkan berdasarkan *Depth vs Tmax* (**Gambar 4**) sumur RNF-3 memiliki *oil window* pada kedalaman 8190 ft di Formasi Baong SS. Sumur RNF-3 tidak memiliki *gas window* karena tidak ada yang mencapai kematangan maksimum. Diketahui bahwa secara umum semakin meningkatnya kedalaman suatu formasi maka semakin meningkat pula tingkat kematangannya. Hal ini disebabkan oleh adanya peningkatan temperatur dan tekanan seiring dengan meningkatnya kedalaman.

#### 4.1.4 Organofasies

Klasifikasi organofasies (**Gambar 5**) dilakukan pada sumur RNF-3, di mana setiap organofasies memiliki karakteristiknya masing-masing. Dari hasil analisis didapatkan organofasies pada sumur RNF-3 adalah A dan D/E. Organofasies A memiliki material organik yang berasal dari alga marin dan bakteri dengan litologi karbonat serta *diatomics shales*. Memiliki lingkungan pengendapan berupa marin atau *upwelling zone* sedangkan organofasies D/E berasal dari tumbuhan tingkat tinggi, resin dan lignin dengan litologi dapat berupa *deltaic terrigenous shales* dan *sapropelic coals*. Memiliki lingkungan pengendapan berupa lingkungan darat – coastal plain (wet) (Pepper & Corvi, 1995).

Pada sumur RNF-3 memperlihatkan dari basement hingga sebagian Baong S

memiliki organofasies A, hal ini dikarenakan nilai HI pada endapan/formasi tersebut terbilang besar dengan dominasi batugamping, pada kelompok organofasies ini terjadi transgresi diperlihatkan dengan endapan/formasi yang ketebalannya relatif tipis. Kemudian pada Formasi Baong S terjadi regresi sehingga organofasies berubah menjadi organofasies D/E. Endapan/formasi pada organofasies D/E ini relatif memiliki ketebalan yang tebal dan nilai HI yang relatif lebih kecil dibandingkan organofasies A.

#### 4.2 Potensi Batuan Induk

Pada sumur RNF-3 berdasarkan dari analisis karakteristik batuan induk (**Gambar 6**) didapatkan hasil batuan induk yang efektif adalah Formasi Baong SS dengan litologi serpih, batupasir, dan batulanau. Kemudian Formasi Belumai dengan litologi serpih, batupasir, batulanau, batugamping serta Formasi Bampo dengan litologi serpih, dan batugamping. Pada sumur RNF-3 terdapat oil show di Formasi Baong SS (7656-7754 ft).

#### 4.3 Biomarker dan Isotop Karbon

Analisis biomarker pada sumur RNF-3 dilakukan berdasarkan data yang didapat dari proses *gas chromatography* (GC) dan *gas chromatography – mass spectrometry* (GC-MS). Berdasarkan analisis *gas chromatography* (GC) (**Gambar 7**) menggunakan data n-alkana dan isoprenoida yaitu melalui *crossplot Pr/n17 vs Pr-/Ph* menunjukkan bahwa Formasi Baong S memiliki material organik yang berasal dari alga dan tumbuhan tingkat tinggi, diendapkan pada kondisi *anoxic* hingga *suboxic* di lingkungan lakustrin atau laut. Sedangkan Formasi Baong SS memiliki material organik yang berasal dari tumbuhan tingkat tinggi, diendapkan pada kondisi

*anoxic – suboxic* di lingkungan lakustrin atau laut. Kemudian berdasarkan hasil *crossplot Pristane/n-C17 vs Phytane/n-C18* menunjukkan bahwa Formasi Baong S memiliki material organik yang berasal dari mixed kerogen (transitional) dengan kondisi reduksi atau oksidasi cukup seimbang. Sedangkan formasi Baong SS memiliki material organik yang berasal dari *humic* kerogen (*peat – swamp*) dan *mixed* kerogen (transitional) dengan kondisi oksidasi.

Berdasarkan analisis *gas chromatography – mass spectrometry* (GC-MS) menggunakan data Triterpana (**Gambar 8**) melalui *crossplot Hopanes/Steranes vs Pristane/Phytane* menunjukkan bahwa material organik Formasi Baong SS berasal dari *terrestrial influence* pada kondisi *anoxic-suboxic*. Dari hasil membandingkan rasio Tm/Ts dengan C30 *moratane/hopane* diketahui bahwa tingkat kematangan Formasi Baong SS berada pada fase *immature-peak mature*. Analisis menggunakan data sterana perbandingan antara C27, C28, C29 maka menunjukkan bahwa Formasi Baong SS memiliki dominasi material organik berupa *algae marine* dan *higher plant* dengan lingkungan pengendapannya adalah estuari/lakustrin dangkal dan laut terbuka – lakustin.

Analisis isotop karbon berdasarkan hasil perbandingan  $\delta^{13}\text{C}_{\text{Saturates}}$  dan  $\delta^{13}\text{C}_{\text{Aromatic}}$  (**Gambar 9**) menunjukkan bahwa sumur RNF-3 Formasi Baong S memiliki material organik yang berada di lingkungan laut (*marine*). Dimana isotop karbon yang ada di sumur RNF-3 berdasarkan Lewan dalam Bissada (1993) merupakan isotop ringan yang diindikasikan dengan lingkungan air dangkal (<200 m).

Berdasarkan analisis biomarker dan isotop karbon pada sumur secara keseluruhan RNF-3 memiliki material organik yang berasal dari alga dan tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *anoxic*. Memiliki

lingkungan pengendapan *transitional(estuarin)-open marine*

#### 4.4 Sejarah Pemendaman

Berdasarkan hasil pemodelan 1D sejarah pemendaman sumur RNF-3 (**Gambar 10**) berupa kurva antara umur dan kedalaman yang dikalibrasi dengan trend vitrinit %Ro (LL Model), dapat diinterpretasikan bahwa kecepatan akumulasi sedimen pada Eosen ( $\pm 40$  ma) hingga Oligosen Akhir ( $\pm 25$  ma) cukup cepat ditunjukkan dari grafik yang cukup menunjam, kemudian kecepatan akumulasi melambat dari Oligosen Akhir ( $\pm 25$  ma) hingga Miosen tengah ( $\pm 15$  ma) ditunjukkan dari grafik yang landai. Pada Miosen Tengah ( $\pm 15$  ma -  $\pm 9$  ma) kecepatan akumulasi mengalami percepatan ditunjukkan dari grafik yang sangat menunjam dan pada miosen tengah ( $\pm 9$  ma) hingga Pliosen ( $\pm 2$  ma) akumulasi mengalami pelambatan ditunjukkan dari grafik yang cukup landai dan akhirnya mengalami percepatan kembali dari Pliosen ( $\pm 2$  ma) hingga Recent ( $\pm 0$  ma).

Diketahui bahwa hidrokarbon pada sumur RNF-3 mulai mengalami tingkat kematangan early mature pada Pliosen Akhir ( $\pm 4$  ma) Formasi Baong SS dengan kedalaman  $\pm 8500$  ft, kemudian kematangan peak mature terjadi pada Pliosen Awal ( $\pm 2$  ma) Formasi Belumai dengan kedalaman  $\pm 9400$  ft.

#### 5. KESIMPULAN

Batuan induk efektif pada sumur sumur RNF-3 adalah Baong SS, Belumai, dan Bampo. Sumur RNF-3 memiliki organofasies A dan D/E. Organofasies A mencirikan material organik yang berasal dari *algae marine* dan bakteri, litologinya berupa karbonat serta *diatomics shales* dengan lingkungan pengendapan berupa

*marine* atau *upwelling zone* sedangkan organofasies D/E berasal dari tumbuhan tingkat tinggi, resin dan lignin dengan litologi dapat berupa *deltaic terrigenous shales* dan *sapropelic coals*. Memiliki lingkungan pengendapan berupa lingkungan darat – coastal plain (wet) (Pepper & Corvi, 1995). Penentuan organofasies ini mempertimbangkan hasil dari analisis kualitas batuan induk yang telah dilakukan terutama pada nilai *Hydrogen Index* (HI), kemudian keadaan geologi regional cekungan Sumatera Utara.

Berdasarkan analisis biomarker dan isotop karbon pada sumur RNF-3 memiliki material organik yang berasal dari alga dan tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *anoxic*. Memiliki lingkungan pengendapan *transitional(estuarine)-open marine*. Pada Sumur RNF-3 *early mature* pada Pliosen Akhir ( $\pm 4$  ma) Formasi Baong SS dengan kedalaman  $\pm 8500$  ft, kemudian kematangan *peak mature* terjadi pada Pliosen Awal ( $\pm 2$  ma) Formasi Belumai dengan kedalaman  $\pm 9400$  ft

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan syukur kepada Allah SWT yang dengan izin-Nya penelitian ini dapat terlaksana. Penulis juga menyampaikan rasa hormat kepada pembimbing yang telah membimbing selama pelaksanaan penelitian.

## DAFTAR PUSTAKA

Bahesti, F., Eddy A. S., Nanang A. M., Wuryadi S., Mohammad W., dan F. Nuri. (2013). *Integrated Geochemical, Geomechanical and Geological (3G) Study of Lower Baong shale Formation for Preliminary Shale Gas Prospectivity in the North Sumatra Basin*. SPE Conference Paper, SPE Journal. Texas: Society of Petroleum Engineers.

- Barber, A.J. and De Smet, M.E.M. (2005). Chapter 7: *Tertiary stratigraphy*. In: Barber, A.J., Crow, M.J., & Milsom, J.S., eds, *Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution*, Geological Society, London, Memoirs, p86-97.
- Cole, J. M., & Crittenden, S. (1997). Early Tertiary basin formation and the development of Lacustrine and quasi-lacustrine/marine source rocks on the Sunda Shelf of SE Asia. *Geological Society Special Publication*, 126(April), 147–183.  
<https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1997.126.01.12>
- Gill, R. (1997). *Modern Analytical Geochemistry: An Introduction to Quantitative Chemical Analysis Techniques for Earth, Environmental and Materials Scientists*.  
<https://doi.org/10.4324/9781315844381>
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The petroleum systems and future potential of the South Sumatra basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition*, 67–89.  
<https://doi.org/10.29118/ipa.2226.05.g.039>
- Gorenekli, Y.S. (2018). *Geochemical Characterization of the Lower Pennsylvanian Morrow Shale in the Anadarko Basin of Oklahoma*. University of Oklahoma.
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology* (2nd ed.). New York: W.H. Freeman.
- Pepper, A. S., & Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation.

Part I: oil and gas generation from kerogen. Marine and petroleum geology, 12(3), 291-319.

Pertamina BPPKA. (1996). *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods and Application*. Jakarta: Pertamina BPPKA.

Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. *The Petroleum System - from Source to Trap*, (March), 93–120.

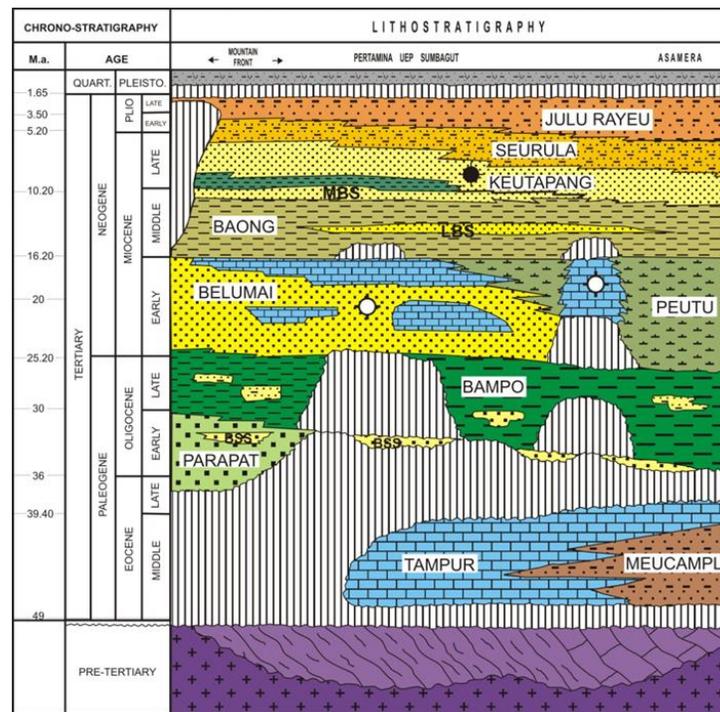
Peters, Kenneth E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004a). *The biomarker guide, Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History* (2nd ed.). <https://doi.org/https://doi.org/10.1>

017/CBO9780511524868

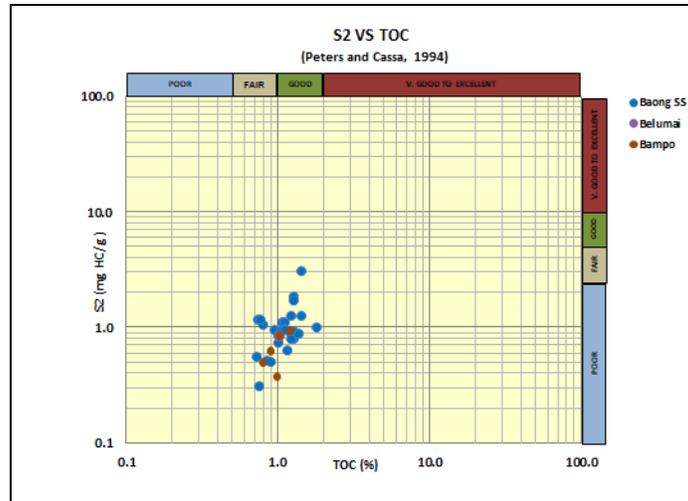
Peters, Kenneth E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004b). The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. In *The Biomarker Guide* (2nd ed.). <https://doi.org/https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>

Waples, D. W. (1985). *Geochemistry in petroleum exploration*. USA: D. Reidel Publishing Company.

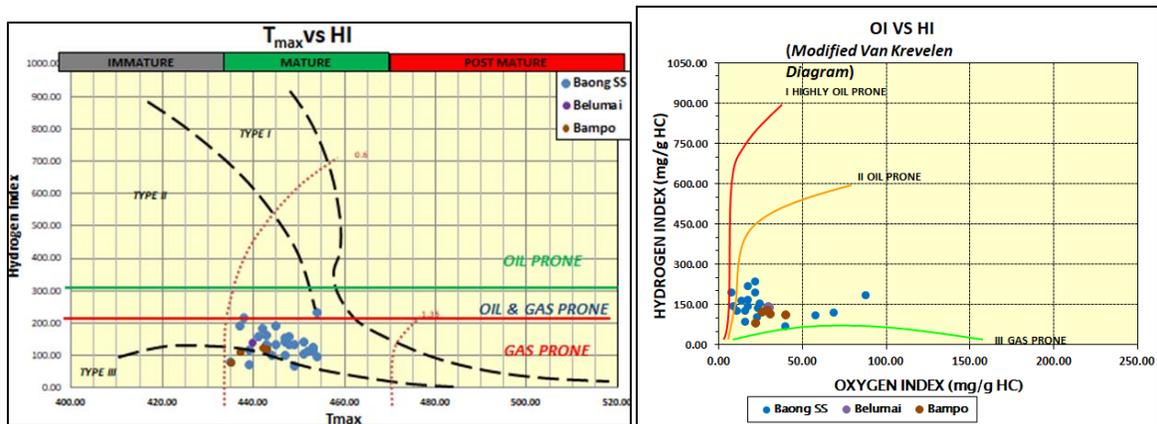
Waples, D. W., & Machihara, T. (1991). *Biomarkers for geologists: a practical guide to the applications of steranes and triterpanes in petroleum geology*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.



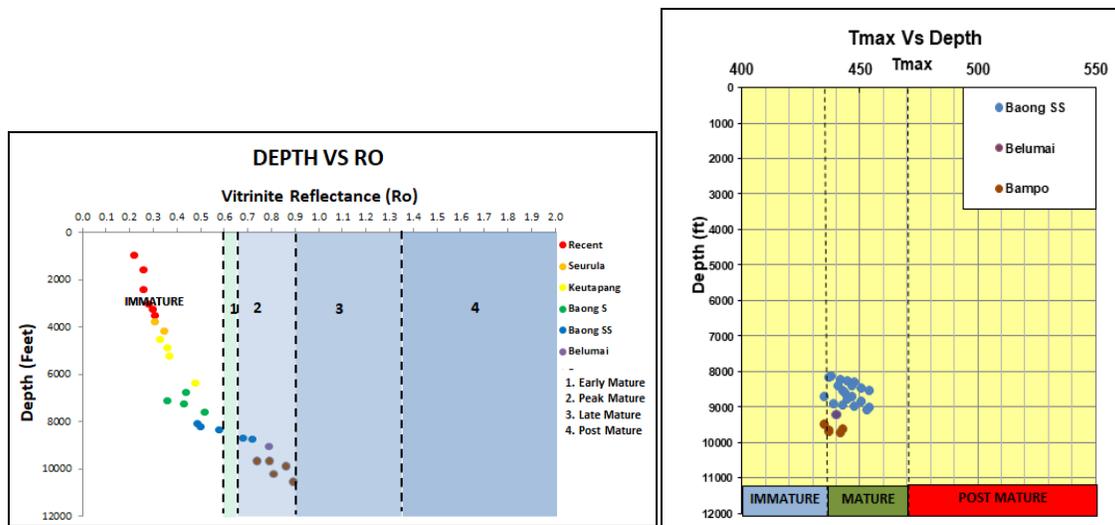
Gambar 1 Stratigrafii umum Cekungan Sumatra Utara (Pertamina-Beicp, 1992)



Gambar 2 Analisis kuantitas sumur RNF-3 (Peters dan Cassa, 1994)

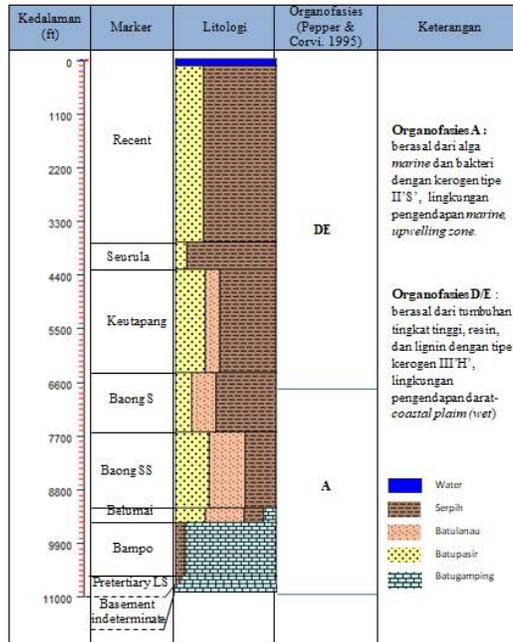


Gambar 3 Analisis kualitas Sumur RNF-3 (Peters dan Cassa, 1994)

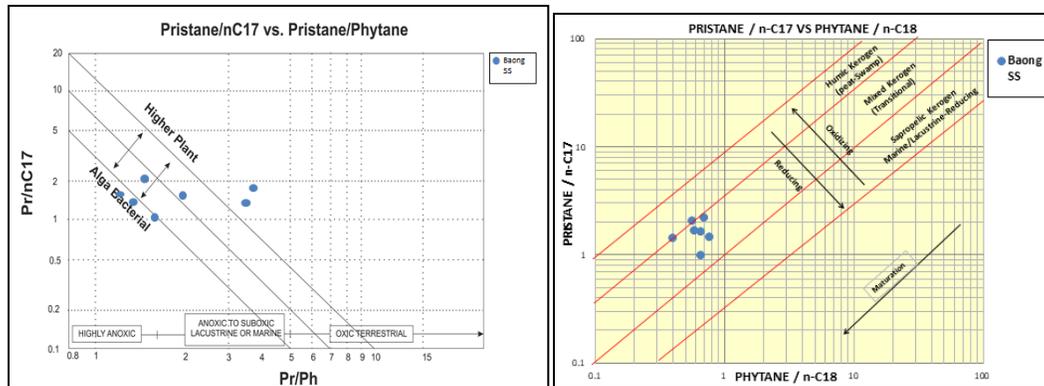


Gambar 4 Analisis kematangan Sumur RNF-3 (Peters dan Cassa, 1994)

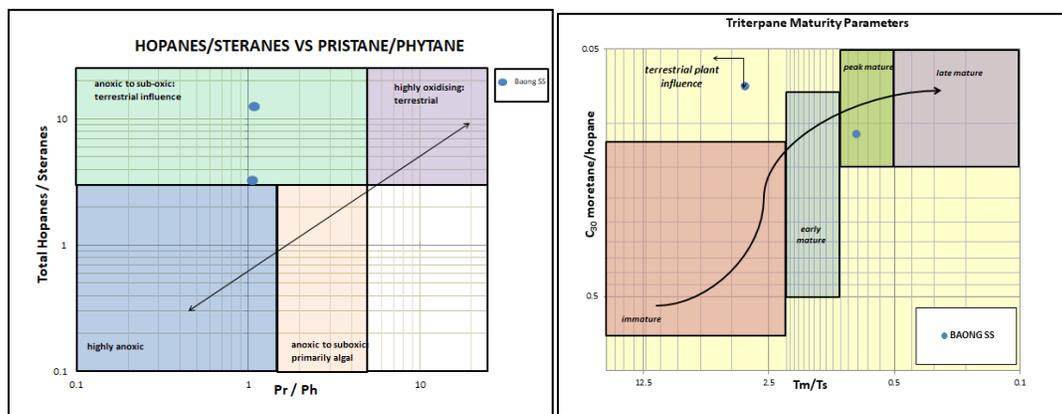
Karakteristik Batuan Induk Berdasarkan Analisis Geokimia dan Sejarah Pemendaman di Lapangan "RNF" Cekungan Sumatra Utara (Rena)



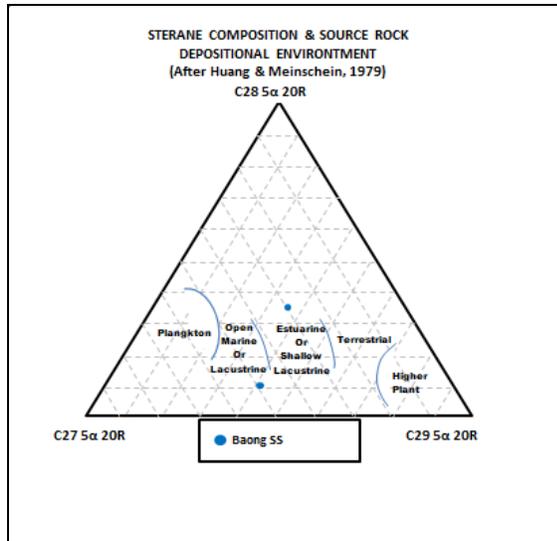
Gambar 5 Organofasies sumur RNF-3



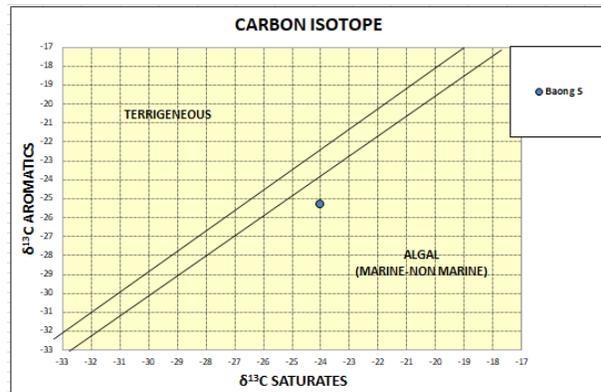
Gambar 6 Analisis Biomarker GC data *n*-alkana dan isoprenoida



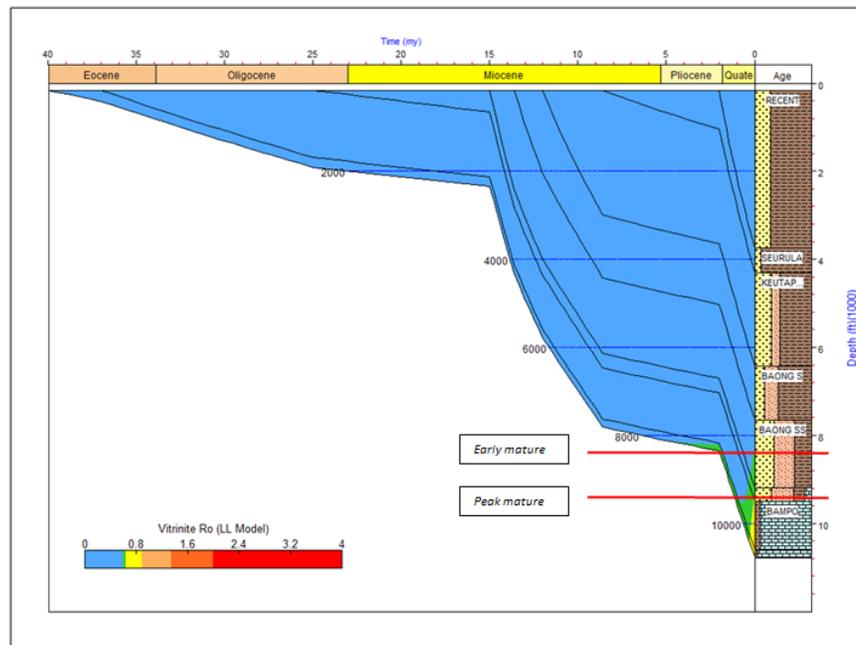
Gambar 7 Analisis Biomarker GC-MS data Triterpana



**Gambar 8** Analisis Biomarker GC-MS data Sterana



**Gambar 9** Analisis Isotop karbon



**Gambar 10** Sejarah Pemandaman sumur RNF-3