



EVALUASI BATUAN INDUK DENGAN ANALISIS GEOKIMIA HIDROKARBON PADA SUB-CEKUNGAN BELUT, CEKUNGAN NATUNA BARAT

Firda Fahriandini^{*1}, Febrie Ekaninggarani², Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

²Medco E&P Indonesia

*Korespondensi: firda19006@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Studi geokimia petroleum berperan dalam menentukan karakteristik batuan induk untuk mempelajari sistem petroleum di sebuah cekungan. Studi ini berfokus pada daerah penelitian yang terletak di Cekungan Natuna Barat sebagai salah satu cekungan produktif di Indonesia. Penelitian ini meliputi karakterisasi batuan induk (kuantitas, kualitas, kematangan, dan kematangan material organik), korelasi batuan-minyak bumi, lingkungan pengendapan, dan sejarah pemendaman cekungan. Sampel batuan induk pada daerah penelitian diambil dari Sumur Bima-1, Bima-2, Bima-3, dan Palu-1. Identifikasi dilakukan dengan analisis geokimia hidrokarbon pada 94 sampel batuan induk, 4 sampel ekstrak batuan induk, dan 1 sampel minyak bumi. Berdasarkan analisis geokimia, Formasi Belut berperan menjadi batuan induk efektif dengan tipe kerogen I dan III yang menghasilkan minyak. Berdasarkan analisis biomarker menggunakan kromatografi gas dan kromatografi gas-spektrometri massa, Formasi Belut terendapkan pada lingkungan lakustrin dengan material berasal dari tanaman tinggi dan kondisi anoksik. Korelasi minyak bumi dan batuan induk menunjukkan adanya korelasi genetik yang positif antara sampel minyak bumi Formasi Udang dan sampel batuan Formasi Belut yang mencirikan adanya migrasi vertikal. Berdasarkan hasil pemodelan sejarah pemendaman, fase kematangan awal dimulai pada Oligosen Awal di Formasi Belut kedalaman 5300 ft dan mencapai puncak kematangan Oligosen Awal di Formasi Belut kedalaman 6000 ft.

Kata kunci: Formasi Belut, Cekungan Natuna Barat, Geokimia, Batuan Induk, Biomarker, Sejarah Pemendaman

ABSTRACT

The study of petroleum geochemistry plays a big role to characterize source rock in order to analyze the petroleum system of a basin. This study focused on understanding the West Natuna Basin, one of Indonesia's productive basins. Source rock characterization (quantity, maturity, and quality of organic matter), geochemical correlation, and one-dimensional basin modeling was done in this study. A total of 94 rock samples, 4 rock extracts, and 1 oil sample from Bima-1, Bima-2, Bima-3, and Palu-1 wells were used to identify. Based on the geochemical study, Belut Formation is the effective source rock typed as kerogen I and III and could generate oil. Based on the biomarker study using gas chromatograph and gas chromatograph-mass spectrometry, Belut Formation is deposited on the lacustrine depositional environment and anoxic condition. The correlation of oil and source rocks shows a positive genetic correlation between the oil sample from Udang Formation and source rock sample from Belut Formation which indicates vertical migration. Based on the one-dimensional basin modeling, it is known that the source rock from Bima-3 well reached its early mature phase in the Early Oligocene at 5300 ft depth, while its peak mature was in the Early Oligocene at 6000ft.

Keywords: Belut Formation, West Natuna Basin, Geochemistry, Source Rock, Biomarker, Burial History

PENDAHULUAN

Produksi minyak tertinggi di Indonesia terjadi pada tahun 1977 yaitu 1686.2 (ribu barel/hari) dan terus mengalami penurunan hingga tahun 2018 yaitu sebesar 800 (ribu barel/hari) yang diperkirakan masih terus akan menurun (SKK Migas, 2018). Pengembangan eksplorasi dan produksi perlu dilakukan guna memenuhi tingginya permintaan terhadap energi minyak dan gas bumi.

Cekungan Natuna Barat merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon produktif di Indonesia yang terletak di bagian Utara Indonesia dengan cadangan mencapai 1320 MMBOE (Doust dan Summer, 2007) (**Gambar 1**). Studi di lapangan ini dilakukan untuk pemahaman lebih lanjut terhadap sistem petroleum Cekungan Natuna Barat sehingga kegiatan eksplorasi dan produksi dapat berlangsung tepat sasaran.

Dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, identifikasi batuan induk menggunakan analisis geokimia merupakan aspek yang difokuskan selain studi reservoir dan sistem petroleum lainnya. Analisis geokimia digunakan untuk mengevaluasi kualitas, kuantitas dan tingkat kematangan batuan induk yang berperan penting dalam proses eksplorasi. (Peters dan Cassa, 1994). Penelitian ini bertujuan untuk menentukan potensi batuan induk serta implikasinya ke dalam sistem petroleum daerah penelitian agar kegiatan eksplorasi dan produksi tepat sasaran.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi

Pembentukan Cekungan Natuna Barat berhubungan dengan terbukanya Laut Cina Selatan (Doust dan Summer, 2007). Cekungan Natuna Barat merupakan cekungan tipe rift intrakontinental pada Paparan Sunda. Keterbentukan cekungan ini merupakan perkembangan dari dua fase tektonik utama yaitu fase ekstensional pada

Eosen – Oligosen dan kompresional pada Miosen (Darman dan Sidi, 2000).

Perkembangan Cekungan Natuna Barat pada fase ekstensional yang terjadi pada kala Eosen – Oligosen dipengaruhi adanya proses tektonik kolisi antara India dan Asia, sedangkan fase kompresional yang terjadi pada Miosen dipengaruhi oleh pergerakan Blok Indocina menuju Paparan Sunda. Orientasi stuktur pada cekungan ini berarah Baratdaya-Timurlaut dan Baratlaut-Tenggara (Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984).

Tektonik Regional

Secara garis besar, pembentukan tatanan struktur Cekungan Natuna Barat dibagi menjadi empat fase tektonik *megasequence* yaitu sebagai berikut (Ginger and Fielding, 2005),

1) *Syn-rift Megasequence*

Pembentukan cekungan mulai terjadi pada Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Terjadinya *pull-apart* menghasilkan pembentukan graben yang berarah relatif barat daya-timur laut. Formasi Belut terendapkan pada fase ini.

2) *Post-rift Megasequence*

Pada fase ini, penyebaran Formasi Gabus Bawah menyebar luas secara regional. Satuan ini mewakili transisi sejarah cekungan dari tektonik *syn-rift* sampai sedimentasi post-rift. Formasi Gabus Bawah merupakan endapan *syn-rift* yang berkembang dengan baik dalam graben berumur Paleogen..

3) *Syn-inversion Megasequence*

Fase ini dimulai pada Oligosen Akhir sampai Miosen Akhir. Bukti pertama dari inversi di Cekungan Natuna Barat terjadi dalam bentuk ketidakselarasan di Formasi Barat dan inversi kedua dimulai dengan fase graben utama. Inversi dimulai dengan patahan graben besar. Formasi yang mengisi cekungan pada fase ini adalah Formasi Barat dan Formasi Arang.

4) *Post-inversion Megasequence*

Inversi berhenti pada Miosen Akhir dan memasuki fase subsiden tenang. Formasi Muda yang berumur dari Miosen Atas sampai Recent ini merupakan sikuen pengendapan termuda yang hadir di Cekungan Natuna Barat. Data seismik yang melewati cekungan ini (**Gambar 2.3**) relatif menunjukkan lapisan-lapisan horizontal dengan kemiringan sudut yang kecil pada bagian cekungan.

Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional di Cekungan Natuna Barat (**Gambar 3**) yang mengacu kepada studi Darman dan Sidi (2000) terdiri dari beberapa formasi dengan urutan dari tua ke muda diawali dengan Formasi Belut yang terendapkan diatas batuan dasar selama proses *rifting* dan terdiri dari perselingan batupasir dan serpih dengan ketebalan yang signifikan. Formasi Gabus tersusun atas perselingan batupasir dan batulempung dengan besar butir halus – sedang, fragmen litik dan feldspar, serta beberapanya masif. Formasi Udang terdiri atas batupasir, batulempung, dengan beberapa batugamping dan batubara. Formasi Barat didominasi oleh batulempung dengan ketebalan yang signifikan dengan adanya penciri endapan marin. Formasi Arang didominasi oleh batupasir kasar sampai halus dan batupasir glaukonitik yang juga menandakan terjadinya pengendapan marin. Formasi Muda terendapkan pada proses transgresi dan didominasi dengan batulempung dengan sedikit serpih dan beberapa perselingan batubara.

Sistem Petroleum Cekungan Natuna Barat

Minyak dan gas pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Gabus, Formasi Udang, dan Formasi Arang. Sumber organik pada sistem petroleum ini merupakan batubara yang ada pada Formasi Lower Arang dan Gabus, serta

serpih lakustrin yang terdapat pada Formasi Belut, Gabus, Barat, dan Arang. Selain itu, batulempung yang banyak dijumpai pada Formasi Belut, Gabus, Barat, dan Arang berperan sebagai batuan penudung (Michael dan Adrian, 1996).

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini mencakup analisis kematangan dengan menggunakan parameter TOC (*Total Organic Carbon*), S₂, dan PY (*Potential Yield*). Analisis kualitas batuan induk menggunakan parameter HI (*Hydrogen Index*) dan *T_{max}*, sedangkan kematangan batuan induk ditentukan dengan parameter pantulan vitrinit (%Ro) dan *T_{max}*.

Analisis terhadap data biomarker dilakukan untuk mengetahui asal material organik, lingkungan pengendapan, dan tingkat oksidasi batuan induk. Data biomarker juga menunjang teknik korelasi minyak bumi dan batuan induk dalam menentukan genetik minyak bumi.

Analisis sejarah pemendaman dilakukan dengan pemodelan 1D dan penyebaran kematangan dilakukan dengan pemetaan bawah permukaan yang ditunjang dengan data seismik.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Geokimia Batuan Induk Kuantitas Material Organik

Kuantitas material organik berdasarkan nilai TOC, (**Gambar 4**) Formasi Arang memiliki nilai TOC 0,25-5,45 dan Formasi Barat memiliki nilai TOC 0,14-2,68 sehingga keduanya dikategorikan *poor-excellent*. Formasi Udang dianalisis berdasarkan data yang didapat dari sumur Bima-1 dan Bima-3 dengan nilai TOC 0,16-0,97 dan tergolong *poor-fair*. Selanjutnya, Formasi Gabus menunjukkan nilai TOC 0,13-2,16 yang tergolong *poor-good*. Kuantitas material organik Formasi Belut memiliki nilai TOC 0,06-7,75 dikategorikan *poor-very good to excellent*.

Berdasarkan plot silang antara TOC dan S₂ (**Gambar 5**), Formasi Arang memiliki nilai S₂ 0.9-1.54, Formasi Barat memiliki nilai 1.39, dan Formasi Udang memiliki nilai 0.88. Ketiga formasi tersebut memiliki nilai S₂ yang dikategorikan *poor*. Sedangkan Formasi Belut memiliki nilai S₂ yang signifikan yakni 0.5-55.06 sehingga termasuk *poor-very good to excellent*.

Berdasarkan plot silang antara TOC dan PY (**Gambar 5**), Formasi Arang memiliki nilai PY 1-1.66, Formasi Barat memiliki nilai 1.48, dan Formasi Udang memiliki nilai 1. Ketiga formasi tersebut memiliki nilai PY yang dikategorikan *poor-fair*. Sedangkan Formasi Belut memiliki nilai PY yang signifikan yakni 1.65-55.61 sehingga termasuk *poor-very good to excellent*. Berdasarkan ketiga plot silang yang telah dianalisis, dapat ditentukan bahwa sampel batuan dengan kuantitas material organik yang tinggi merupakan batuan Formasi Belut dengan interval kedalaman 8090-8765 kaki.

Kualitas Material Organik

Plot silang antara nilai indeks hidrogen dan T_{max} dilakukan untuk meninjau tipe kerogen material organik (**Gambar 6**). Berdasarkan plot tersebut Formasi Arang dan Udang termasuk pada tipe III, sedangkan Formasi Barat termasuk pada tipe II-III. Hasil plot sampel Formasi Belut menunjukkan hasil yang tersebar, menunjukkan tipe kerogen I-III. Peninjauan kualitas material organik menggunakan nilai T_{max} dan HI yang diplot menggunakan diagram tersebut menunjukkan tipe kerogen yang beragam sehingga peninjauan lebih lanjut menggunakan diagram lain perlu dilakukan.

Berdasarkan diagram plot komposisi maseral (**Gambar 7**), dapat dilihat bahwa data menunjukkan persebaran tipe kerogen yang tersebar pada Tipe I dan Tipe III/IV. Sebagian besar sampel termasuk jenis hidrokarbon *oil prone kerogen* dengan sebagiannya termasuk *oil and gas prone*.

Kematangan Material Organik

Berdasarkan plot silang T_{max} dan kedalaman (**Gambar 8**), dapat diketahui bahwa Formasi Belut tergolong memiliki tingkat kematangan *mature* sedangkan sampel Formasi Arang, Barat, dan Udang masih tergolong *immature*. Hasil identifikasi yang sama juga ditunjukkan pada diagram plot silang lainnya, yaitu diagram plot silang T_{max} dan HI (**Gambar 5**). Selain itu, plot silang antara T_{max} dan Ro terhadap kedalaman (**Gambar 8**) menunjukkan bahwa Formasi Belut termasuk pada puncak kematangan sementara Formasi Arang, Barat, Udang, dan Gabus menunjukkan tingkat kematangan *immature*.

Lingkungan Pengendapan dan Asal Material Organik

Data karbon isotop diperoleh berdasarkan hasil analisis terhadap sembilan sampel yang didapat dari sumur Palu-1 dan Bima-3. Data pada Formasi Belut pada Sumur Palu-1 berasal dari material organik *terrigenous* dan Sumur Bima-3 memiliki asal material organik berupa alga (dapat berasal dari marin maupun non-marin) (**Gambar 9**).

Analisis lingkungan pengendapan juga dapat ditinjau menggunakan diagram hopana/sterana terhadap pristana/fitana (**Gambar 9**). Formasi Belut berasal dari sumur Palu-1 berada pada lingkungan pengendapan *anoxic* sampai *sub-oxic* dengan pengaruh *terrestrial* sehingga hasil analisis ini mendukung analisis diagram lainnya. Lalu, kedua data sumur Bima-3 menunjukkan lingkungan yang sama yaitu *anoxic* sampai *sub-oxic*.

Analisis berikutnya dilakukan dengan meninjau puncakkan alkana normal yang dapat dibaca pada data kromatogram. Penentuan asal material organik dilakukan dengan membandingkan karbon ganjil di bawah nC₂₀ terhadap karbon ganjil di atas nC₂₀. Alkana normal dari sampel Sumur Bima-3 menunjukkan Formasi Belut memiliki puncakkan pada C₁₅, C₁₇, dan C₁₉ dibandingkan dengan puncakkan C₂₇, C₂₉,

dan C₃₁ maka dapat disimpulkan bahwa asal material organik merupakan alga (**Gambar 10**).

Selanjutnya, hasil plot silang rasio pristana/nC₁₇ dan fitana/nC₁₈ (**Gambar 11**) menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan pada data Sumur Bima-3 dan Palu-1 memiliki asal material organik yang tipe kerogennya campuran. Hal ini mendukung kemungkinan adanya pengaruh marin pada sampel interval 7720-7754 kaki.

Identifikasi lingkungan pengendapan dengan parameter sterana C₂₇, C₂₈, dan C₂₉ pada diagram segitiga (**Gambar 11**) menunjukkan bahwa sampel kedua sumur Bima-3 terendapkan pada lingkungan terestrial sedangkan sampel sumur Palu-1 terendapkan pada lingkungan lakustrin.

Pada fragmentogram triterpana (m/z 191) sampel ekstrak batuan sumur Bima-3 menunjukkan puncak oleanana yang signifikan sehingga mengindikasikan adanya suplai material tumbuhan tinggi dengan umur tersier (**Gambar 12**). Selain itu, senyawa gamaserana pada sumur Palu-1 dan Bima-3 menunjukkan keterdapatan yang rendah, dimana senyawa ini berkaitan erat dengan lingkungan anoksik dan dianggap mengindikasikan berbagai macam lingkungan. Berdasarkan hal ini, sampel ekstrak batuan tersebut mengindikasikan lingkungan pengendapan lakustrin.

Analisis terpana trisiklik pada sampel ekstrak batuan sumur Bima-3 menunjukkan kehadiran C₁₉ (A dan B) yang lebih signifikan dibandingkan C₂₃ (F), hal ini mencirikan asal material yang bersumber dari lingkungan darat. Hal yang sama dijumpai pada sampel minyak sumur Bima-3 menunjukkan puncak pada C₂₃ (F) yang mengindikasikan sumber material organik dari lingkungan darat (**Gambar 12**).

Analisis yang sama dilakukan pada sampel ekstrak batuan sumur Palu-1, ditunjukkan bahwa keterdapatan C₂₃ (F) yang lebih dominan dibandingkan C₁₉ pada keempat sampel mengindikasikan sumber material berupa algal. Alga yang dimaksud

pada parameter ini tidak mencirikan lingkungan marin ataupun darat, sehingga dengan kedua data ini dapat disimpulkan bahwa alga tersebut merupakan alga air tawar, didukung dengan analisis lain meliputi analisis komposisi maseral, biomarker terpana, sterana, isoprenoid, dan alkana normal. yang menunjukkan bahwa sampel terendapkan pada lingkungan lakustrin.

Data penunjang identifikasi lingkungan pengendapan lainnya adalah data biostratigrafi pada sumur Bima-3 yang dilakukan oleh Noon, dkk (1999) dengan ditemukannya *Achroscopicum* sp, fosil penciri lingkungan pengendapan marin pada kedalaman 7230-8130 ft.

Korelasi Geokimia

Korelasi minyak bumi-batuan induk dapat mengidentifikasi hubungan genetik antara keduanya. Korelasi dilakukan dengan alkana normal, terpana dan sterana. Berdasarkan parameter alkana normal, kedua sampel menunjukkan korelasi positif jika dilihat dari kromatogramnya dimana keduanya menunjukkan puncak yang sama, mengindikasikan asal material alga (**Gambar 12**). Selain itu, diagram pristana/nC₁₇ dan fitana/nC₁₈ dan diagram komposisi sterana juga mendukung hasil korelasi positif dimana kedua diagram (**Gambar 11**) tergolong pada lingkungan pengendapan dan asal material organik yang sama.

Sejarah Pemendaman

Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman yang didukung dengan data kalibrasi pantulan vitrinit dan data suhu, dapat diketahui bahwa hidrokarbon mulai tereksplusi dan memasuki fase *early oil* pada Oligosen Awal (32 juta tahun lalu) dengan kedalaman 5300 kaki dan memasuki tingkat kematangan pada Oligosen Awal (31 juta tahun lalu) pada kedalaman 6000 kaki. Dapat disimpulkan bahwa saat ini (Resen) Sumur Bima-3 mulai memasuki fase *early oil* pada kedalaman 7100 kaki yang merupakan

Formasi Belut dan fase *main oil* pada kedalaman 7800 kaki yang juga termasuk Formasi Belut. Sedangkan Formasi Belut pada kedalaman 9000 kaki sudah termasuk ke dalam fase *late oil* (**Gambar 15**). Hal ini menunjukkan interval kedalaman 7800-9000 ft. dianggap berpotensi sebagai batuan induk paling efektif.

Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan bawah permukaan ditujukan untuk pembuatan peta kematangan pada daerah penelitian dengan tahapan meliputi interpretasi seismik, countouring, konversi peta struktur kedalaman, dan zonasi kematangan.

Hasil dari interpretasi seismik akan diolah menjadi peta bawah permukaan berupa time structure map (**Gambar 5**) yang kemudian dilakukan konversi dari domain waktu menjadi domain kedalaman sehingga didapatkan *depth structure map* (**Gambar 16**).

Profil Kematangan

Kematangan material organik yang didapat berdasarkan data pantulan vitrinit dituangkan ke dalam profil vertikal berupa penampang yang ditunjang menggunakan data lintasan seismik. Profil tersebut dibuat menggunakan data seismik yang melewati titik sumur Bima-3, sebagai sumur dengan data kematangan yang mendukung.

Zonasi kematangan pada Top Belut dilakukan dengan memberi warna pada kedalaman yang diketahui telah memasuki puncak kematangannya (**Gambar 17**). Pembuatan peta kematangan pada daerah penelitian dilakukan dengan *overlay* data kematangan pada peta hasil konversi berupa peta struktur kedalaman *Top Basement*. Sesuai dengan profil kematangan vertikal, zonasi area kematangan didasari dengan data yang sama (**Gambar 18**).

4.1 Implikasi pada Sistem Petroleum

Hasil analisis menunjukkan bahwa formasi yang berpotensi menjadi batuan

induk adalah Formasi Belut. Adanya sampel minyak pada Formasi Udang menunjukkan bahwa formasi tersebut berpotensi sebagai *reservoir*. Adanya korelasi positif pada sampel minyak Formasi Udang dan batuan induk Formasi Belut menunjukkan arah migrasi vertikal pada sumur Bima-3 dengan *border fault* pada graben daerah penelitian sebagai jalur migrasinya.

Didukung dengan studi sistem petroleum Michael dan Adrian (1996), minyak dan gas pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Gabus, Formasi Udang, dan Formasi Arang yang kemudian disimpulkan sebagai reservoir daerah penelitian. Selain itu, batulempung yang banyak dijumpai pada Formasi Belut, Gabus, Barat, dan Arang berperan sebagai batuan penudung (**Gambar 19**).

KESIMPULAN

- 1) Karakteristik batuan induk yang dievaluasi dengan studi geokimia meliputi analisis kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik pada daerah penelitian yang ditinjau pada Sumur Bima-1, Bima-2, Bima-3, dan Palu-1 menunjukkan bahwa batuan induk efektif terdapat pada Formasi Belut yang tersusun atas litologi batulempung sisipan batupasir dan perselingan batupasir dan batulempung, yang termasuk puncak kematangan. Batuan induk tersusun atas dominansi material organik tipe I dan III yang cenderung menghasilkan minyak dan gas.
- 2) Berdasarkan analisis biomarker pada sumur Bima-3 dan Palu-1, minyak bumi dan ekstrak batuan induk Formasi Belut pada daerah penelitian memiliki karakteristik lingkungan pengendapan darat berupa lakustrin pada kondisi anoksik hingga suboksik dengan adanya pengaruh intertidal/marin pada kedalaman 7720-7754 kaki.
- 3) Teknik korelasi yang dilakukan dengan menggunakan biomarker menunjukkan hubungan genetik antara sampel minyak bumi Formasi Udang dan sampel batuan

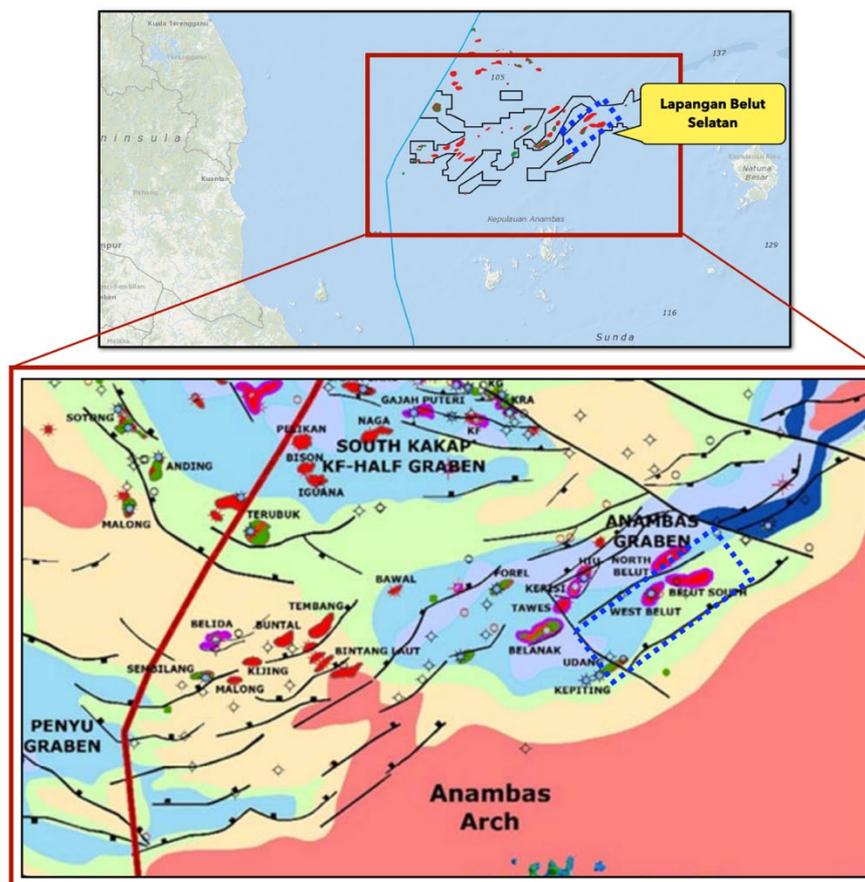
Formasi Belut, sehingga minyak yang ditemukan pada Formasi Udang merupakan minyak yang digenerasikan oleh batuan induk Formasi Belut dan menunjukkan adanya migrasi vertikal.

- 4) Pemodelan 1D sejarah pemendaman pada Sumur Bima-3 menunjukkan bahwa batuan induk memasuki fase awal kematangan pada Oligosen Awal di kedalaman 5300 ft dan mencapai puncaknya di kedalaman 6000ft (32 Ma) pada Oligosen Awal (31 Ma).

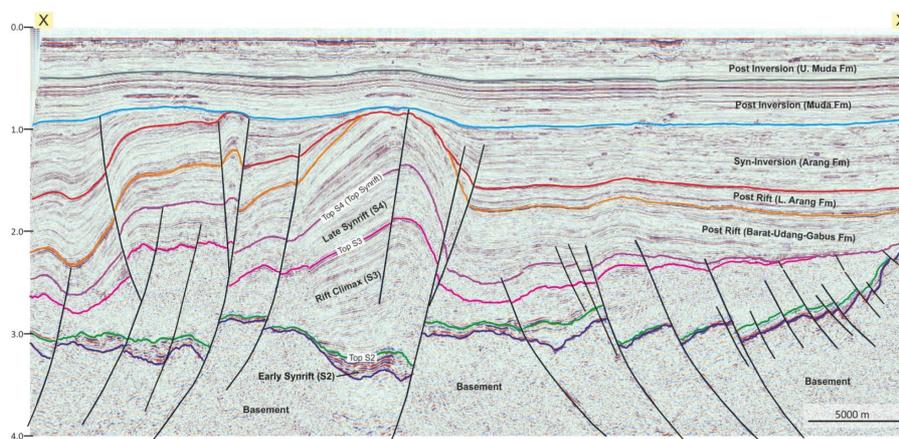
DAFTAR PUSTAKA

- Allen, P. A., & Allen, J. R. (2013). Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment. John Wiley & Sons.
- Bissada, K. K., Elrod, L. W., Robison, C. R., Darnell, L. M., Szymczyk, H. M., & Trostle, J. L. (1993). Geochemical inversion-a modern approach to inferring source-rock identity from characteristics of accumulated oil and gas. *Energy exploration & exploitation*, 11(3-4), 295-328.
- Darman, H. (2000). An outline of the geology of Indonesia. *Lereng Nusantara*. Dembicki Jr, H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin*, 93.(3), hal. 341-356.
- Dembicki, H. (2022). *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier.
- Doust, H., & Sumner, H. S. (2007). Petroleum systems in rift basins—a collective approach in Southeast Asian basins. *Petroleum Geoscience*, 13(2), hal. 127-144.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The petroleum systems and future potential of the South Sumatra Basin.
- Huang, W., & Meinschein, W. G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), hal.739–745.
- Lamba, L., Haryanto, I., Herutomo, D. S., Ilmi, N., & Sunardi, E. (2021). Geologi bawah permukaan dan perhitungan cadangan hidrokarbon dengan metode volumetrik berdasarkan interpretasi data seismik 2d daerah cekungan tanimbar. *Geoscience Journal*, 5(4), 394-404.
- Manur, H., Jacques, J.M. (2014). Deformation Characteristic of West Natuna Basin with regards to Its Remaining Exploration Potential, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 38th Annual Convention*.
- Michael, E., & Adrian, H. (1996). The Petroleum Systems of West Block'B'PSC, South Natuna Sea, Indonesia.
- Moldowan, J. M., Seifert, W. K., & Gallegos, E. J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG bulletin*, 69(8), 1255-1268.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). *Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential elements*.
- Peters, K. E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin*, 70(3), hal. 318-329.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The Biomarker Guide, Volume 2 : Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. In *The Biomarker Guide*. Cambridge University Press.
- Price, P.L. O' Sullivan, T., dan Alexander, R. (1987). The nature occurrence of oil in Seram, Indonesia. *Proceedings 16th Annual Convection and Exhibition, Indonesia Petroleum Association*, hal,141-173.
- Selley, R. C. (1998). *Elements of petroleum geology*. Gulf Professional Publishing.
- Sihombing, E. H., Indra, Y., Waworuntu, R. D., & Priwastono, D. (2019). The Stratigraphy of a Lacustrine Associated Reservoir in the Belut Formation, Block B, West Natuna Basin.

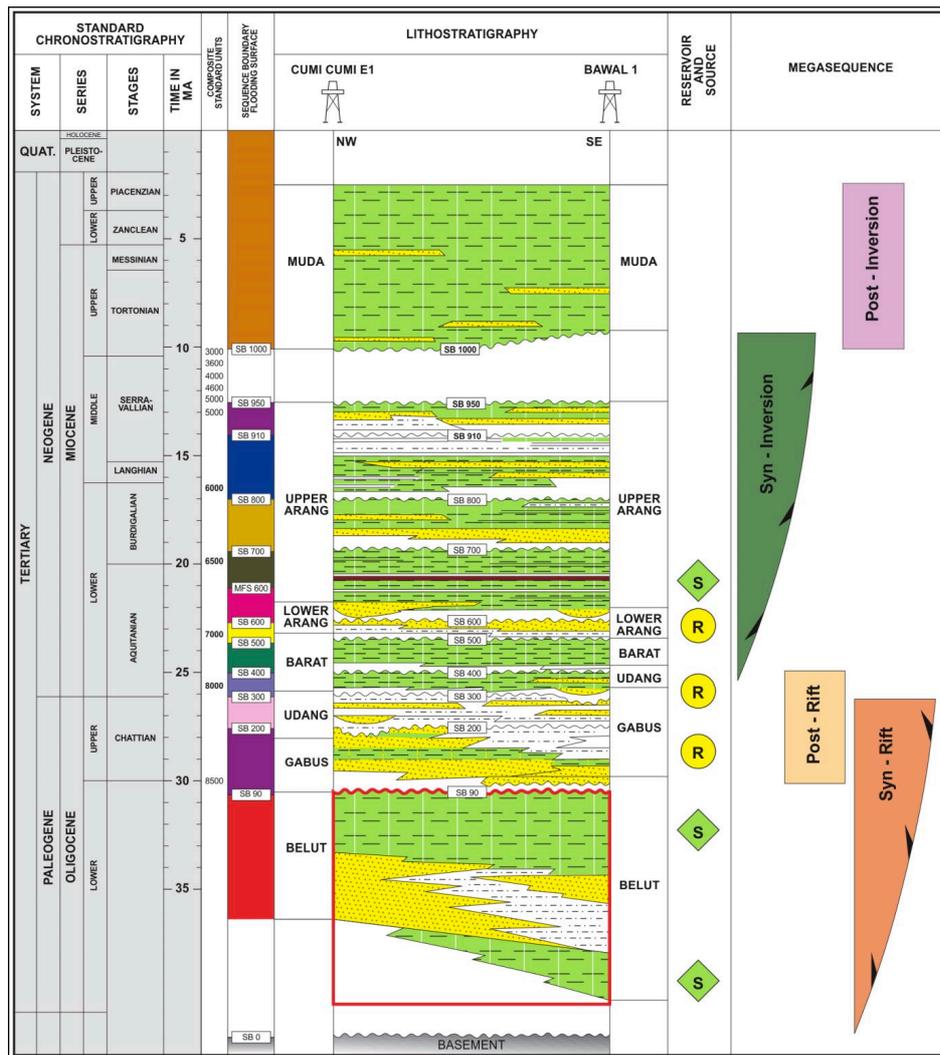
- Sofer, Z. (1984). Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG bulletin*, 68(1), hal. 31-49.
- Waples, D. W. (2015). Source-rock kinetics: the technology, and multiple applications in hydrocarbon exploration.
- Waples, D. W. (1985). Source-Rock Evaluation. *Geochemistry in petroleum exploration*, 93-120.
- Waples, D. W., Curiale, J. A., Beaumont, E. A., & Foster, N. H. (1999). Oil-oil and oil-source rock correlations. *Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology*, 8-1.
- Waples, D. W., & Machihara, T. M. (1991). Biomarkers for geologists. *AAPG methods in exploration series no. 9*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- Welte, D. H., & Tissot, P. (1984). *Petroleum formation and occurrence*. Springer-verlag.
- Wibowo, S. S., & Subroto, E. A. (2020). Studi Geokimia Dan Pemodelan Kematangan Batuan Induk Formasi Talangakar Pada Blok Tungkal, Cekungan Sumatera Selatan. *Bulletin of Geology*, 1(1), 54-64.



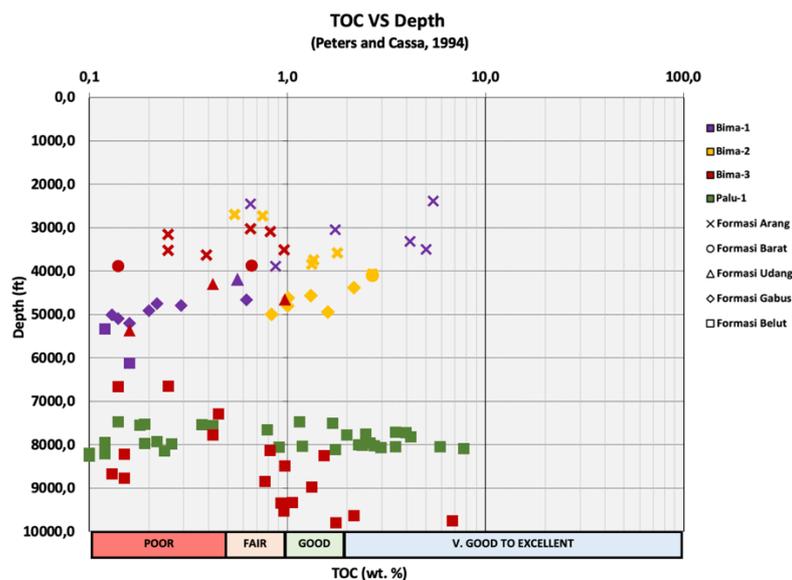
Gambar 1. Peta Lokasi Penelitian dan Tataan Tektonik Cekungan Natuna Barat (Modifikasi dari Manur dan Jacques, 2014)



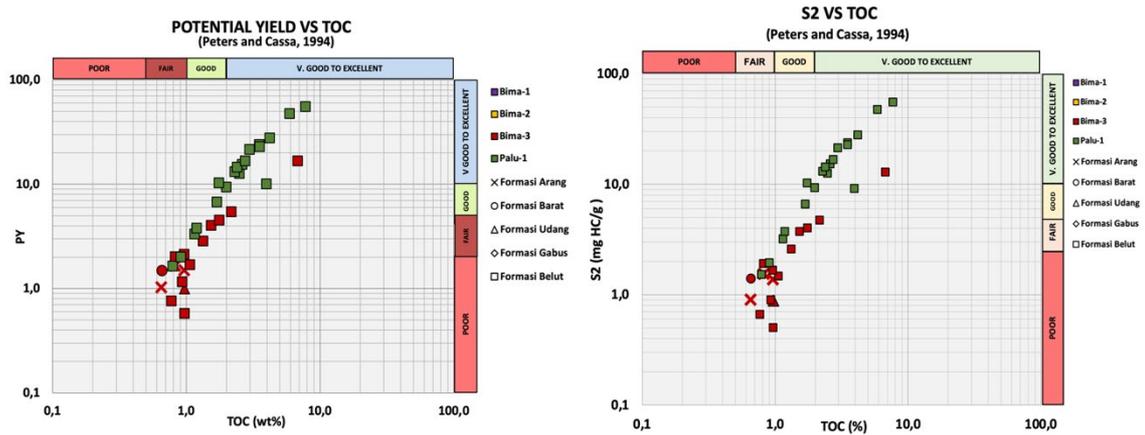
Gambar 2. Penampang seismik menunjukkan fase tektonik di Cekungan Natuna Barat (Sihombing, dkk., 2019)



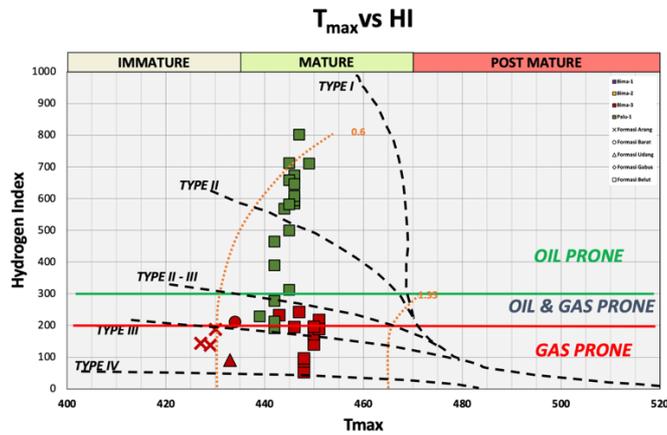
Gambar 3. Kolom Stratigrafi Cekungan Natuna Barat (Darman dan Sidi, 2000)



Gambar 4. Hasil evaluasi TOC dan Kedalaman sebagai kuantitas batuan induk (Peters dan Cassa, 1994)

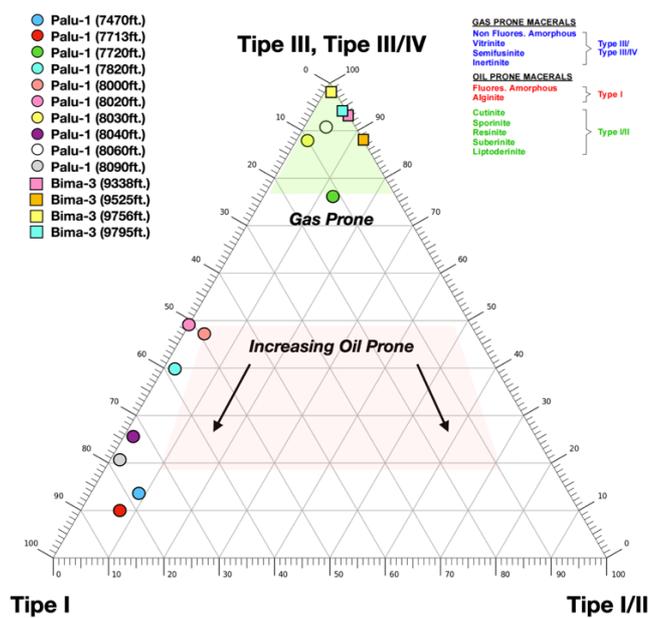


Gambar 5. Hasil evaluasi TOC, PY, dan S2 parameter sebagai kuantitas batuan induk (Peters dan Cassa, 1994)

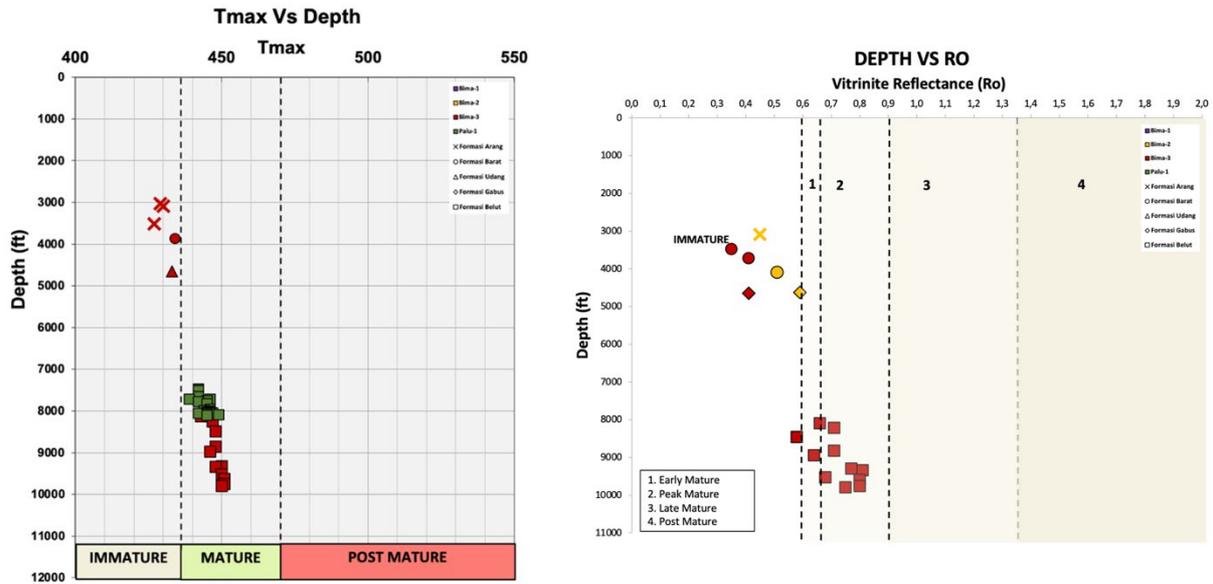


Gambar 6. Plot silang antara Tmax dan HI sebagai parameter kuantitas material organik (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)

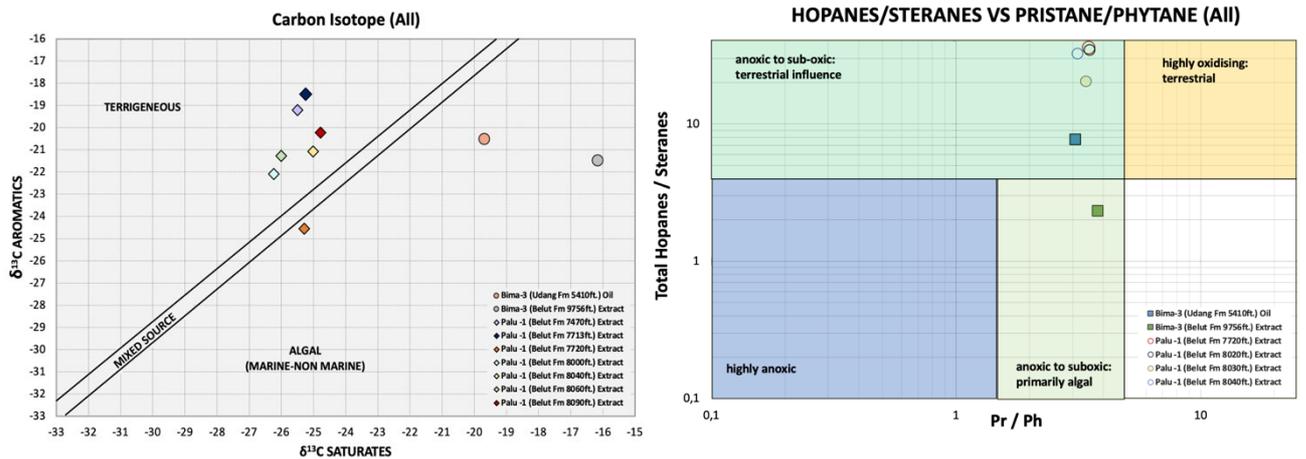
Distribution of Principle Maceral Types



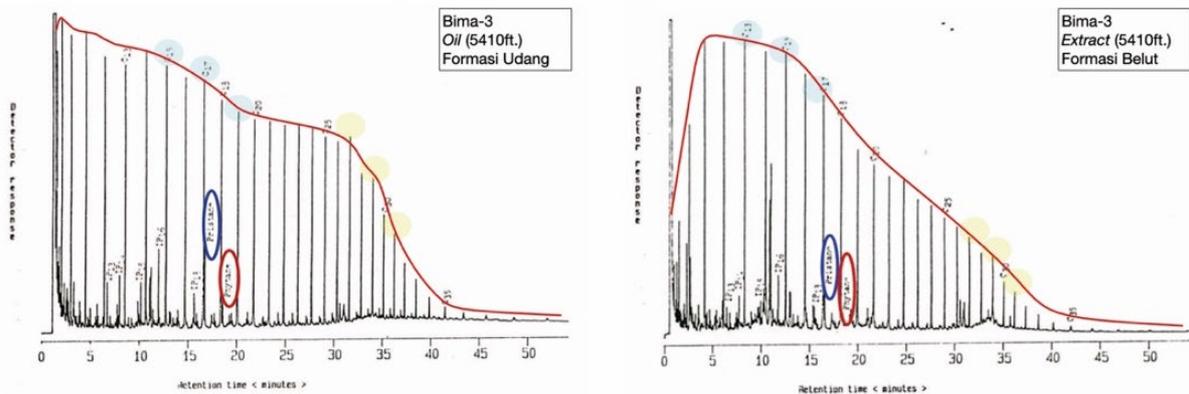
Gambar 7. Diagram ternary tipe kerogen berdasarkan tipe maseral



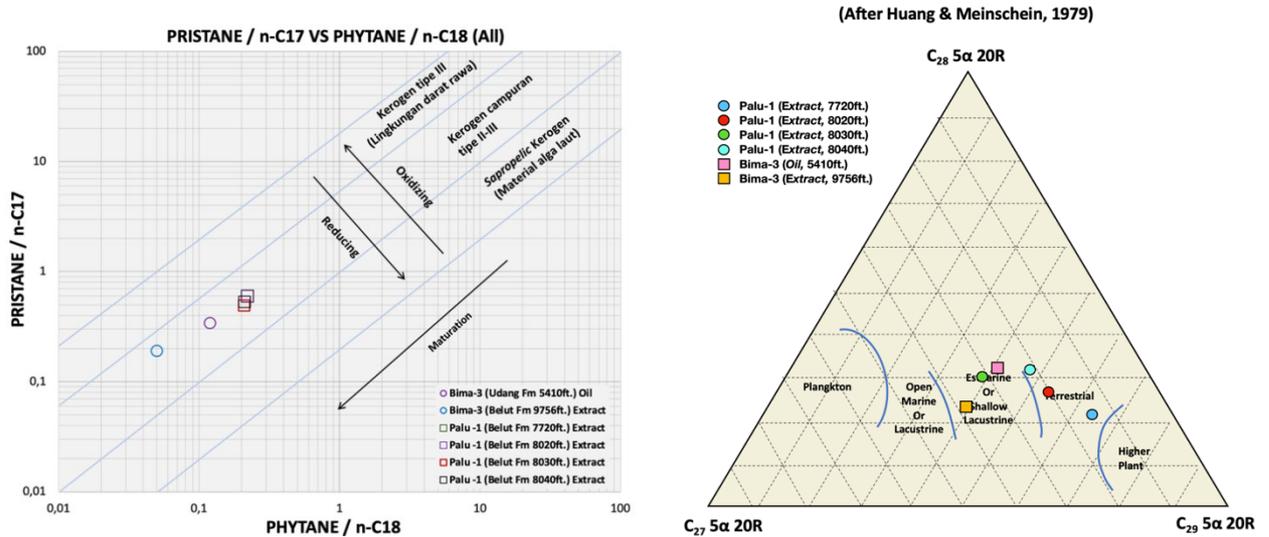
Gambar 8. Plot silang antara Tmax dan Ro terhadap kedalaman sebagai parameter kematangan material organik (Peters dan Cassa,1994)



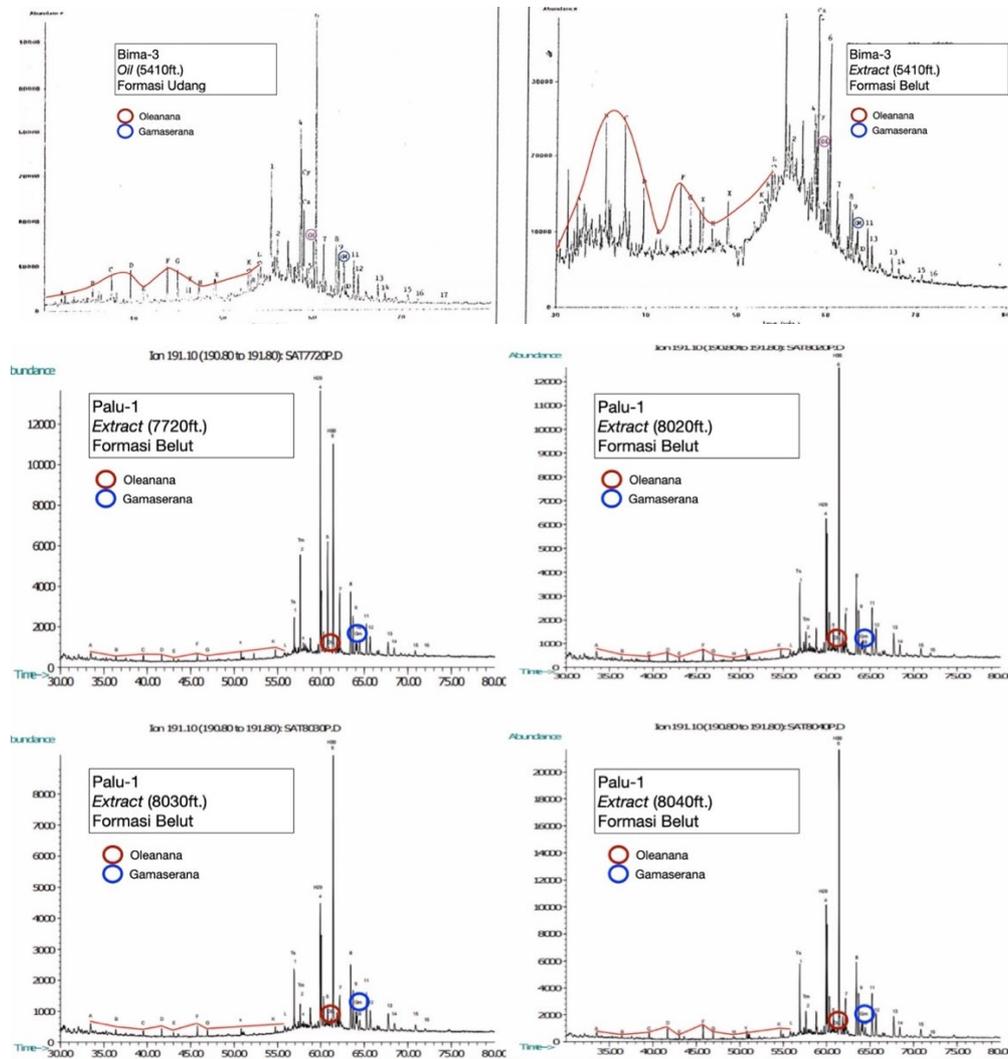
Gambar 9. Plot karbon isotop parameter asal material organik (Sofer, 1984) dan plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana peninjau lingkungan pengendapan



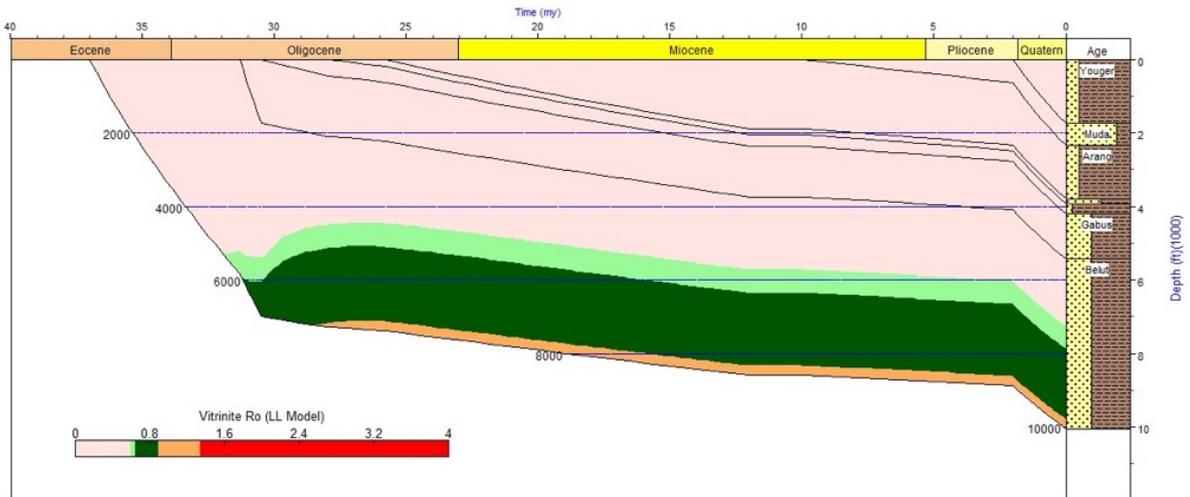
Gambar 10. Kromatogram alkana normal pada sampel sumur Bima-3



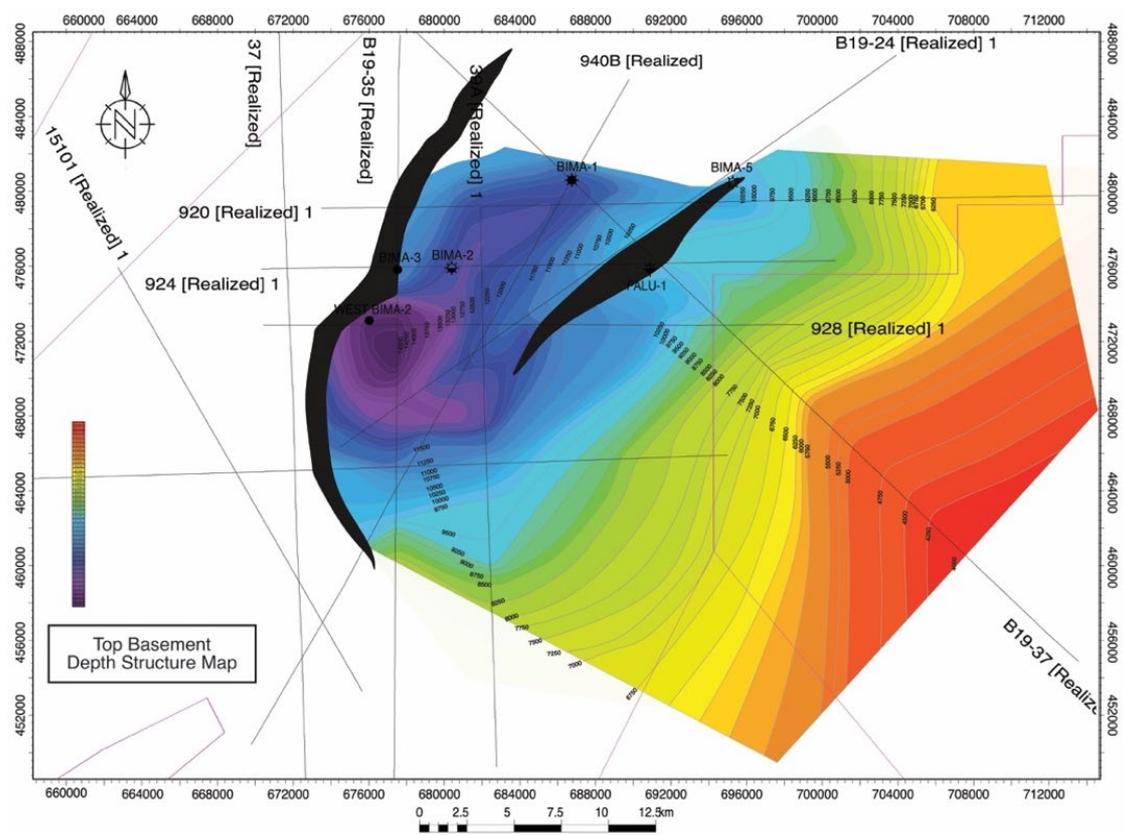
Gambar 11. Plot silang rasio pristana/nC₁₇ dan fitana/nC₁₈ sebagai peninjau asal material organik (Bissada, dkk., 1992) dan Komposisi sterana peninjau lingkungan pengendapan (Waples dan Machihara, 1991)



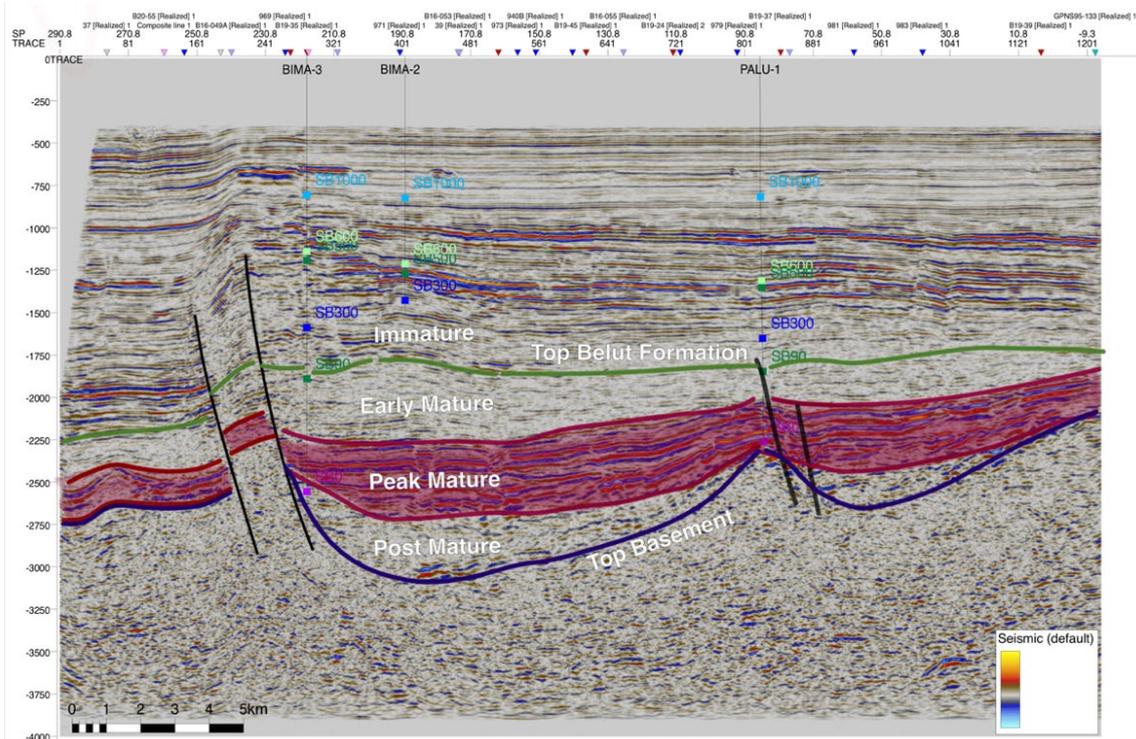
Gambar 12. Fragmentogram triterpana (m/z 191) sumur Bima-3 dan Palu-1 peninjau lingkungan pengendapan



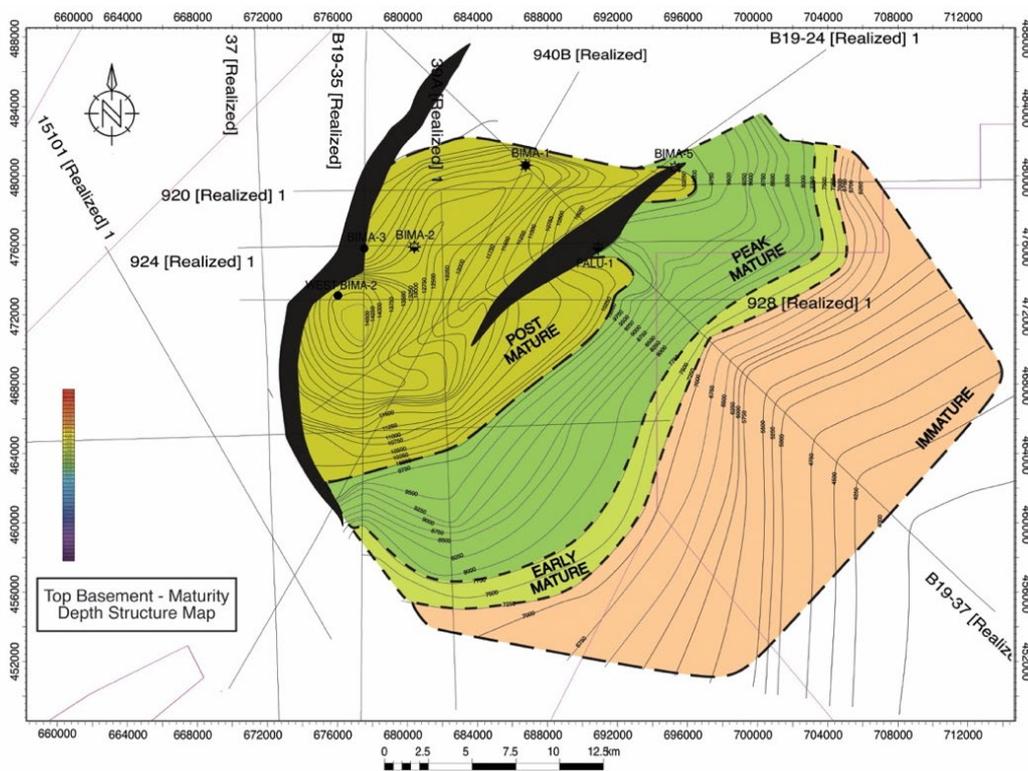
Gambar 13. Pemodelan 1D sejarah pemendaman Sumur Bima-3



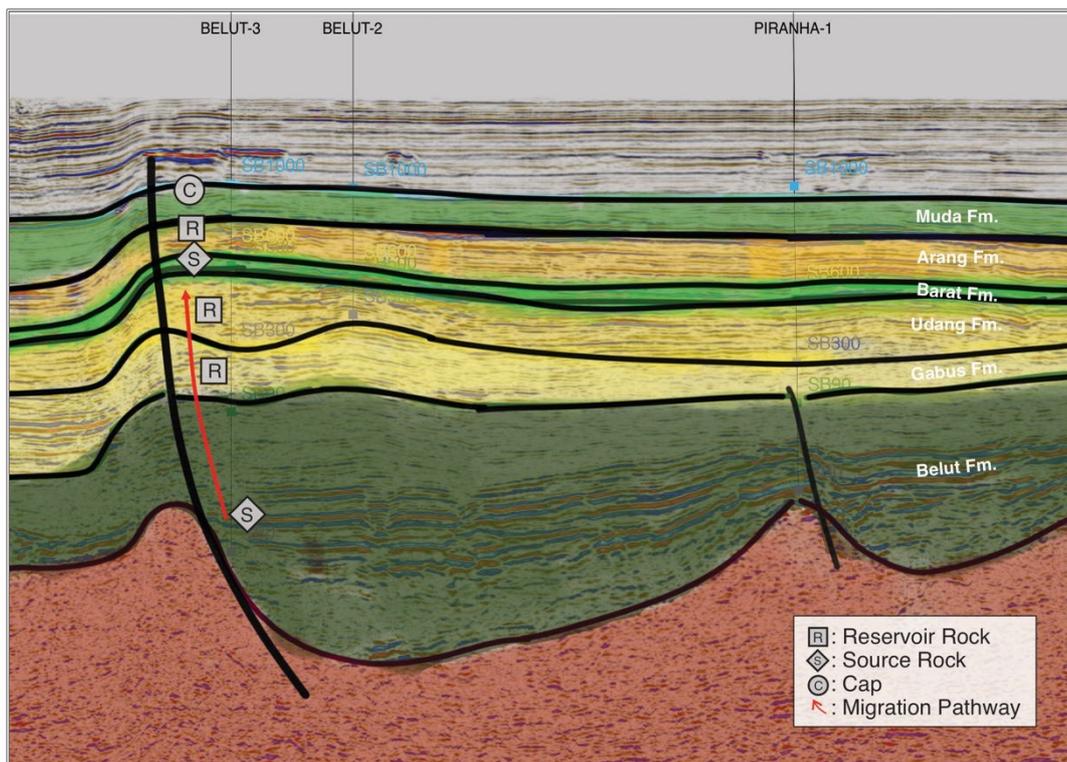
Gambar 14. Peta struktur kedalaman top basement pada daerah penelitian



Gambar 15. Profil kematangan pada daerah penelitian



Gambar 16. Peta kematangan top basement daerah penelitian



Gambar 17. Sistem petroleum pada daerah penelitian