

**KARAKTERISTIK BATUAN INDUK DAN KORELASI MINYAK BUMI
TERHADAP BATUAN INDUK BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA
HIDROKARBON PADA SUMUR PN – 1, GA – 1, DAN GP – 2, NATUNA SEA
BLOCK ‘A’, CEKUNGAN NATUNA BARAT**

Ilham Malik Asytar^{*1}, Ahmad Helman Hamdani¹, Nisa Nurul Ilmi¹, Mona Ausiana²

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

² PT. Geoservices

*Email: ilham19001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Penelitian berlokasi di Natuna Sea Block ‘A’, Cekungan Natuna Barat pada Sumur PN – 1, GA – 1, dan GP – 2. Tujuan penelitian untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk seperti kualitas, kuantitas, kematangan material organik pada setiap formasi dengan metode pirolisis Rock – Eval, TOC, dan reflektansi vitrinit. Analisis biomarker menggunakan parameter normal alkana, isoprenoid, sterana, dan triterpana untuk menentukan tingkat kematangan dan organofasies sehingga dapat mengkorelasikan minyak bumi dan batuan induk. Hasil analisis geokimia menunjukkan bahwa formasi yang masuk ke dalam kategori batuan induk efektif pada sumur PN – 1 dan GA – 1 adalah Formasi Middle Arang dan Upper Gabus. Untuk sumur GP – 2 adalah Formasi Middle Arang, Barat, dan Upper Gabus. Hasil analisis biomarker pada minyak bumi dan batuan induk menunjukkan bahwa sampel minyak bumi GA – 1 (DST – 2) dan GP – 2 (DST – 2) berkorelasi positif dengan sampel batuan induk GP – 2 (8448 ft) Formasi Upper Gabus yang diendapkan di lingkungan transisi (*fluvio deltaic*), suboksik, dan *peak – late mature*. Sampel minyak bumi PN – 1 (DST – 2B) yang berkorelasi negatif dengan seluruh sampel batuan induk berasal dari lingkungan *terrestrial*, oksik, *immature – early mature* mengindikasikan sampel berasal dari batuan induk berbeda yang memungkinkan eksplorasi yang baru dalam daerah penelitian.

Kata Kunci: Cekungan Natuna Barat, Geokimia, Batuan Induk, Biomarker, Korelasi

ABSTRACT

The research was located in the Natuna Sea Block 'A', West Natuna Basin in the PN – 1, GA – 1, and GP – 2 wells. This research was conducted with the aim of knowing the geochemical characteristics of the source rock such as quality, quantity, and maturation of organic matter in each formation using the Rock – Eval pyrolysis method, TOC, and vitrinite reflectance. Biomarker analysis using parameters of normal alkanes, isoprenoid, sterane, and triterpane as parameter to determine the degree of maturity and organofacies so that it can correlate between oil and source rock. The results of the geochemical analysis shows that the formations classified into the category of effective source rock in wells in the PN – 1 and GA – 1 wells are the Middle Arang and Upper Gabus Formations. For the GP – 2 wells are the Middle Arang, Barat, and Upper Gabus Formations. The results of biomarker analysis on oil and source rock shows that the oil samples GA – 1 (DST – 2) and GP – 2 (DST – 2) are positively correlated with the source rock samples GP – 2 (8448 ft) of the Upper Gabus Formation deposited in transitional environment (fluviodeltaic), suboxic, peak – late mature. The PN – 1 (DST – 2B) petroleum samples which are negatively correlated with all indicated source rock samples came from the terrestrial environment, oxic, immature – early mature which indicates that sample came from other source rock which generates new exploration possibilities in the research area.

Keywords: West Natuna Basin, Natuna Sea

PENDAHULUAN

Bahan bakar fosil yaitu minyak dan gas bumi merupakan sumber energi penting yang banyak berkontribusi dalam menyokong serta memenuhi konsumsi energi di dunia. Meskipun saat ini sudah tersedia sumber energi alternatif, Indonesia sendiri masih sangat bergantung pada bahan bakar fosil. Minyak bumi sebagai sumber daya alam tak terbarukan merupakan energi konvensional yang masih dibutuhkan oleh masyarakat dengan kuantitas terbanyak saat ini (Miles, 1989). Dengan demikian, tingginya kebutuhan akan sumber energi tersebut perlu diiringi dengan adanya upaya kegiatan eksplorasi untuk menemukan cadangan migas yang baru.

Cekungan Natuna Barat merupakan salah satu cekungan penghasil minyak dan gas bumi yang terletak disebelah timur Sumatera Utara diantara Malaysia dan Kalimantan (**Gambar 1**). Cekungan Natuna Barat ini telah terbukti menghasilkan minyak dan gas bumi dengan keberadaan petroleum sistem yang berkembang di cekungan tersebut (Darman dan Sidi, 2000). 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 melakukan kegiatan eksplorasi, studi perlu dilakukan sebagai langkah awal. Salah satu studi yang diperlukan untuk kegiatan eksplorasi ialah studi geokimia hidrokarbon. Analisis geokimia hidrokarbon berdasarkan (Hunt, 1979), digunakan untuk mengetahui karakteristik batuan induk dan minyak bumi meliputi aspek kuantitas, kualitas, serta tingkat kematangan. Selain itu, studi geokimia hidrokarbon dengan metode korelasi antara

minyak bumi dan batuan induk juga dapat digunakan untuk mengetahui asal minyak bumi tersebut. Pengetahuan mengenai karakteristik dari minyak bumi dan batuan induk tersebut akan mempermudah pemahaman tentang komponen sistem minyak bumi (*petroleum system*). Dengan demikian, studi ini akan dapat mengurangi risiko kegagalan eksplorasi minyak bumi.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Natuna Barat berdasarkan geologi regionalnya, terletak pada kurang lebih diantara Malay Peninsula Basin dan Pulau Kalimantan yang terbentuk pada *Intra-continental rift basin* pada Paparan Sunda (Darman dan Sidi, 2000). Secara fisiografis, Cekungan Natuna Barat dibatasi oleh *Khorat Swell* di sebelah utara, Paparan Sunda di sebelah selatan, Busur Natuna dan Kepulauan Natuna di sebelah timur, Cekungan Penyu di bagian Barat Daya, dan Cekungan Malay di bagian Barat Laut.

Keterbentukan cekungan ini merupakan perkembangan dari dua fase tektonik utama yaitu fase ekstensional pada Eosen – Oligosen dan kompresional pada Miosen. Pada fase ekstensional pada kala Eosen – Oligosen dipengaruhi adanya proses tektonik kolisi antara India dan Asia (Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984). Pada fase ini mengakibatkan terjadinya *rifting / pull-apart* yang menghasilkan terbentuknya graben dan setengah graben pada Cekungan ini. Sedangkan, fase kompresional yang terjadi pada Miosen dipengaruhi oleh pergerakan Blok Indochina menuju Paparan Sunda (Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984). Orientasi struktur pada cekungan ini berarah Baratdaya – Timurlaut dan

Baratlaut – Tenggara (Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984)

Tektonik Regional

Secara garis besar, perkembangan Cekungan Natuna Barat dibagi menjadi empat fase tektonik megasikuen (Darman dan Sidi, 2000) (**Gambar 2**), yaitu:

1. *Syn-rift Megasequence*

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

2. *Post-rift Megasequence*

Pada fase ini, yaitu sedimen yang terendapkan pada saat sesar – sesar normal yang mengontrol terjadinya *rifting* tidak aktif lagi. Penyebaran Formasi Gabus menyebar luas secara regional. Satuan ini menandakan transisi sejarah cekungan dari fase tektonik *syn-rift* hingga sedimentasi *post-rift*.

2. *Syn-inversion Megasequence*

Fase ini dimulai pada Oligosen Akhir sampai Miosen Akhir. Pada fase ini mengakibatkan terbentuknya sesar naik, sesar geser, dan struktur inversi. *Tectonic inversion* dicirikan oleh *unconformity* dari Formasi Barat dan Formasi Middle Arang. Tektonik inversi yang terjadi pada regional cekungan merupakan penyebab terjadinya antiklin. Formasi yang mengisi cekungan pada fase ini adalah Formasi Udang, Barat dan Formasi Arang.

3. *Post-inversion Megasequence*

Pada fase ini, *tectonic inversion* berhenti pada Miosen Akhir dan memasuki fase subsiden tenang.

Terendapkan Formasi Muda yang merupakan sikuen pengendapan termuda pada Cekungan Natuna Barat berumur dari Miosen Atas sampai *recent*.

Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional di Cekungan Natuna Barat (**Gambar 3**) berdasarkan (Darman Sidi, 2000), terdiri dari beberapa formasi dengan urutan tua ke muda diawali dengan *basement* atau batuan dasar yang memiliki komposisi berupa batuan beku plutonik seperti kuarsit, granit, gneiss, serta batuan metasedimen dan metavulkanik seperti argillite dan metakonglomerat. 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 adalah perselingan batupasir dan batulempung dengan besar butir halus – sedang, fragmen litik dan feldspar, serta terkadang massif dengan lingkungan pengendapan adalah *fluvial* dan *fluvial-deltaik*. Formasi Udang terdiri atas batupasir, batulempung, dengan beberapa batugamping dan batubara. Formasi Barat didominasi komposisinya merupakan batulempung sisipan batupasir. Ditemukan endapan marine pada formasi ini yang ditandai dengan serbuk tanaman air tawar pada bagian bawah formasi. Formasi Arang terdiri dari batuan pasir kasar sampai halus dan “*glauconitic sandstone*” menunjang terjadinya pengendapan marine serta terdapat beberapa perlapisan batubara. Formasi Muda terendapkan pada proses transgresi dan didominasi dengan batulempung dengan sedikit serpih dan beberapa perselingan batubara.

Petroleum System Cekungan Natuna Barat

Batuan induk pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Belut, Udag, Barat Gabus, Arang. Sumber material organik pada sistem petroleum ini merupakan batubara yang ada pada Formasi Arang dan Gabus, serpih lakustrin yang terdapat pada Formasi Belut, Gabus, Barat, dan Arang (Michael dan Adrian, 1996)

Reservoir terdapat pada Formasi *Lower Gabus Sandstones*, *Upper Gabus Sandstones*, serta *Lower Arang*. Batuan penudung pada cekungan ini adalah Formasi Barat dan Arang yang memiliki batuan shale. Dorongan pada proses inversi yang kuat membuat formasi ini adalah formasi fault-seal (Redjoso dan Riadji, 2013). Penyebaran yang luas dari Arang shale juga menyediakan *effective regional seal rock* untuk *Lower Arang Sandstone*.

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini dengan menganalisis dari karakteristik batuan induk, ekstrak batuan induk dan minyak bumi dari sampel *core*, *SWC* (*Side Well Core*), serta *cutting* berdasarkan analisis geokimia hidrokarbon yaitu berupa faktor kuantitas, kualitas, dan tingkat kematangan menggunakan metode *Rock Eval Pirolisis* (S2, PY atau *Potential Yield* dan HI atau *Hydrogen Index*), TOC (*Total Organic Carbon*) dalam menentukan kuantitas dan kualitas, serta *Reflectance Vitrinite* (Ro %) dan *Tmax* sebagai parameter tingkat kematangan.

Analisis terhadap data biomarker dilakukan untuk mengetahui *organofasies* (asal material organik dan lingkungan pengendapan), kondisi oksidasi, serta tingkat kematangan dalam menentukan genetika minyak bumi dengan metode gas kromatografi (GC) dan gas kromatografi –

spektometri massa (GC – MS). Selanjutnya, berupa interpretasi korelasi antara ekstrak batuan induk dan minyak bumi dengan mengelompokkan karakteristik dari kedua kelompok sampel tersebut berupa persamaan dari *organofasies*, tingkat oksidasi dan tingkat kematangan. Dari hasil korelasi tersebut maka dapat dikatakan apakah terjadi korelasi positif atau negatif.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Geokimia Batuan Induk

Kuantitas Material Organik

Kuantitas material organik berdasarkan plot silang antara TOC dan S2, kandungan TOC pada sampel batuan induk yang diperoleh dari sumur PN – 1, (**Gambar 4**) menunjukkan dominansi nilai kuantitas batuan induk dalam menghasilkan hidrokarbon yaitu *fair - good* (0.5 – 2 %wt TOC). Dimana pada sumur PN – 1 yang memiliki nilai *good* terdapat pada Formasi Middle Arang, dan Formasi Upper Gabus. Pada Formasi Middle Arang kedalaman 5668 ft memiliki nilai TOC sebesar 1.88 % (*good source rock potential*) dengan litologi yang berbeda dari sampel lainnya yaitu berupa *carbonate shale rock* dan pada Formasi Upper Gabus maksimum nilai TOC yaitu *good* (1.07 %wt pada kedalaman 9200 - 9300 ft). Selain itu, terdapat 3 selipan sampel batubara pada Formasi Middle Arang pada kedalaman (5700 – 5800, 6400 – 6500, dan 6500 – 6600 ft) yang memiliki TOC 58,1 – 65.65% dengan S2 *very good - excellent*. Untuk Formasi Lower Arang memiliki TOC bernilai 0.86 wt% (*fair*), Formasi Barat bernilai 0.8 wt% (*fair*), dan Gajah memiliki nilai TOC 0.82 wt% (*fair*). Namun, untuk keseluruhan sumur PN – 1 berdasarkan S2 berupa *poor – fair source rock potential* (S2 = < 5 mg/g).

Pada sumur GA – 1 (**Gambar 4**) berdasarkan nilai TOC sumur ini memiliki nilai kuantitas berupa *fair-good* (TOC 0.5 – 1.0 wt% dan 1.0 – 2.0 wt%), dengan nilai TOC maksimum bernilai *good* pada Middle Arang (TOC 1.14 %wt pada kedalaman 2160 ft) dan Formasi Upper Gabus (TOC 1.04 %wt pada kedalaman 4720 ft) sehingga dua formasi tersebut dapat menjadi *effective source rock* apabila sudah matang. Sedangkan, pada Formasi Lower Arang, Barat, dan Middle Gabus memiliki TOC 0.5 - 1 % yang dapat diklasifikasikan sebagai *fair*. Berdasarkan analisis Rock – Eval Pirolisis sumur ini memiliki potensi sumber yang buruk atau *poor source potential* ($S_2 < 2\text{mg/g}$).

Pada Sumur GP – 2 (**Gambar 4**) berdasarkan hasil pirolisis *rock – eval* dari 28 sampel menunjukkan nilai TOC kisaran 0.8 - 1.5 wt% yaitu *fair – good*, pada formasi Middle Arang, Lower Arang, Barat, dan Upper Gabus cukup kaya yaitu TOC 1 – 1,5 % (*good*) sehingga dapat menjadi *effective source rock*. Kekayaan material organik pada Formasi Gajah, Middle Gabus, dan Lower Gabus umumnya (TOC 0.5 – 1.0 wt%) yaitu diklasifikasikan sebagai *fair*. Potensi batuan induk berdasarkan nilai S_2 menunjukkan nilai S_2 kurang dari 5 mg/g sehingga batuan induk dikategorikan sebagai *poor - fair source potential*. Dimana Formasi Upper Gabus dan Formasi Barat memiliki *fair source potential* dan Formasi Middle Arang, Lower Arang, Gajah, Middle Gabus, dan Lower Gabus memiliki potensial batuan induk berdasarkan S_2 yaitu *poor* ($S_2 < 2\text{mg/g}$). Selain itu, terdapat tiga interval lapisan batubara pada Formasi Middle Arang yang menunjukkan nilai TOC 58 – 69%. Untuk sumber batu bara bernilai *very good – excellent* dengan S_2 sekitar 200 mg/g

memiliki komposisi litologi berupa *claystone* dengan selipan batubara.

Berdasarkan persebaran nilai PY dan TOC pada setiap sumur pada rentang kedalaman (meter) menurut Peters dan Cassa (1994) (**Gambar 5**), menyatakan bahwa kekayaan material organik dominan berupa *fair – good* (TOC 0.5 - 1% dan 1 – 2 %) dengan kategori *good* pada Formasi Middle Arang dan Upper Gabus pada sumur PN – 1 serta GA – 1. Sedangkan, sumur GP – 2 pada Formasi Middle Arang, Barat, dan Upper Gabus. Selain itu, terdapat 3 selipan batubara ditandai dengan nilai TOC yang termasuk kedalam *very good – excellent* pada Formasi Middle Arang di sumur PN – 1 dan GP – 2. Selain itu, berdasarkan nilai *Potential Yield* (PY) berdasarkan kedalaman (Peters dan Cassa, 1994) menunjukkan bahwa dominasi *potential generation* pada kisaran *poor – fair*. Dimana kategori *good source potential* hanya ditemukan pada sumur PN – 1 Formasi Middle Arang serta sumur GP – 2 Formasi Barat. Untuk selipan batubara memiliki nilai PY > 200 mg/g masuk kedalam kategori *very good – excellent*.

Kualitas Material Organik

Plot silang antara nilai indeks hidrogen dan T_{max} dilakukan untuk mengetahui tipe kerogen material organik. Pada sumur PN – 1 (**Gambar 6**) Formasi Middle Arang terdapat nilai *Hydrogen Index* (HI) tinggi pada *coal* (HI = 368 – 409) yang dapat disugestikan termasuk *oil prone capacity*. Pada sampel batuan induk lainnya memiliki nilai HI yang lebih kecil dari *coal* (HI = 191 – 301), nilai HI tersebut menunjukkan kerogen tipe II – III sehingga dapat diinterpretasikan berupa *mixed (oil/gas generating potential)*. Pada Formasi Lower Arang memiliki nilai HI sebesar 262 yaitu termasuk kedalam tipe

kerogen II – III (HI = 200 – 300) yang menghasilkan *mixed (oil/gas generating potential)*. Formasi Barat memiliki *oil/gas generating capability* atau *mixed* berdasarkan nilai HI (HI = 284) termasuk tipe kerogen II – III. Formasi Upper Gabus memiliki *Hydrogen Index* rendah (HI = 119 – 121) dan hanya pada interval 9200 – 9400 yang memiliki kapabilitas sebagai sumber gas dengan kuantitas kecil (tipe kerogen III). Sedangkan, pada Formasi Gajah diindikasikan dapat berupa *marginal oil prone* (HI = 293).

Pada sumur GA – 1 (**Gambar 6**) yaitu pada Formasi Middle Arang termasuk kedalam tipe kerogen III (*gas prone*), sedangkan pada Formasi Lower Arang termasuk kedalam tipe kerogen II – III (HI = 212). Pada Formasi Barat terdapat tipe kerogen III (*gas prone*) dan tipe kerogen II – III (*oil – gas prone/mixed*). Formasi Upper Gabus didominasi oleh tipe kerogen III (*gas prone*). Formasi Middle Gabus memiliki tipe kerogen III atau *gas prone* (HI = 105) dan tipe kerogen II – III atau *oil – gas prone/mixed* (HI = 250). Keduanya memiliki tingkat kematangan yang sama yaitu *early mature*.

Pada sumur GP – 2 (**Gambar 6**) terdapat 3 formasi yang berada di *off scale* atau diluar dari skala plot HI vs Tmax dimana nilai Tmax ≤ 400 ° C akibat *lean organic* sehingga tidak perlu diperhatikan lebih dalam. Formasi tersebut diantaranya yaitu Formasi Gajah, Formasi Middle Gabus, dan Lower Arang. Pada Lower Gabus memiliki nilai HI (HI = 145 – 155) mengindikasikan dapat mengenerasikan hidrokarbon berupa gas. Hal tersebut terjadi juga pada Formasi Lower Arang. Pada Formasi Lower Gabus memiliki nilai HI yang rendah (HI = 62 – 123) sehingga hanya dapat mengenerasikan *gas* (tipe kerogen III) dengan jumlah yang kecil.

Formasi Middle Arang memiliki nilai *Hydrogen Index* yang rendah pada *claystone* (HI = 45 – 61) sehingga kapabilitasnya hanya dapat mengenerasikan jumlah kecil dari gas tetapi *coals* pada Formasi Middle Arang memiliki nilai HI yang lebih tinggi (HI = 289 – 321) yang mengindikasikan memiliki kualitas dalam mengenerasikan *oil* karena termasuk kedalam tipe kerogen II – III (*oil – gas prone* atau *mixed*) dan tipe kerogen II (*oil prone*). Nilai HI pada Formasi Barat termasuk tinggi (HI = 255 – 319) yang mengindikasikan sumber memiliki potensi dalam mengenerasikan minyak. Pada Formasi Upper Gabus nilai HI maksimal sebesar HI = 387 pada kedalaman 7160 – 7260 termasuk kedalam tipe kerogen II (*oil prone*). Selain itu, terdapat tipe kerogen II – III (*mixed/oil – gas prone*) pada kedalaman 7460 – 7560 ft (HI = 213) berupa *early mature* (Tmax 442 ° C) dan sisanya berupa tipe kerogen III (*gas prone*) dengan kisaran HI (HI = 171 – 197).

Tingkat Kematangan Material Organik

Kematangan menggunakan parameter plot silang Tmax dan kedalaman serta %Ro dan kedalaman. Pada sumur PN – 1 Berdasarkan nilai Tmax terhadap kedalaman (**Gambar 7**), sumur PN – 1 memiliki tingkat kematangan *immature – early mature* dimana *early mature* pada Formasi Middle Arang (Tmax 438 - 440° C), Barat (Tmax 441° C), dan nilai Tmax tertinggi pada Formasi Lower Arang (Tmax 443° C). Sedangkan, pada Formasi Upper Gabus (kedalaman 2800 – 2830 m atau 9200 – 9400 ft) dan Formasi Gajah (kedalaman 3291 m atau 10800 ft) memiliki nilai Tmax yang terdepresi oleh *organic lean*. Berdasarkan nilai vitrinit (Ro) (**Gambar 7**) memiliki tingkat kematangan *immature – peak mature* dimana *early*

mature terdapat pada sampel Formasi Middle Arang (kedalaman 5900- 6000 ft atau 1798 m), Upper Gabus (kedalaman 10400 – 10500 atau 3170 m), dan Middle Gabus (kedalaman 11200 -11300 ft atau 3413 m) serta *peak mature* pada sampel Upper Gabus (kedalaman 9200 – 9300 ft atau 2804 m). Sehingga, dapat disimpulkan bahwa sumur PN – 1 memiliki material organik yang masuk kedalam *oil window* ($Ro = 0.6 - 1.35$) pada Formasi Middle Arang, Upper Gabus, dan Middle Gabus.

Pada sumur GA – 1 berdasarkan nilai Ro (**Gambar 8**) menunjukkan bahwa seluruh sampel termasuk kedalam *immature* (nilai $Ro < 0.6 \%$), sedangkan nilai T_{max} (**Gambar 8**) menunjukkan kisaran tingkat kematangan berupa *immature* hingga *early mature*. Hal tersebut ditunjukkan pada persebaran nilai *vitrinite reflectance* (Ro) terhadap kedalaman (Gambar 4.13) menunjukkan hal yang sama yaitu semua formasi pada sumur GA – 1 berupa *immature* ($Ro < 0.6\%$) serta persebaran nilai T_{max} terhadap kedalaman (Gambar 4.14) menunjukan Formasi Middle Arang (kedalaman 2420 ft), Barat (kedalaman 12800 m atau 4200ft), Formasi Upper Gabus (kedalaman 5009 ft atau 1526 m dengan $T_{max} 435^{\circ}C$), dan Formasi Middle Gabus memiliki tingkat kematangan *early mature*.

Pada sumur GP – 2 berdasarkan Ro terhadap kedalaman (**Gambar 9**) menunjukkan bahwa tingkat kematangan berupa *immature* dan *peak mature*. Dimana Formasi Middle Arang, Lower Arang, Barat, dan Upper Gabus memiliki tingkat kematangan *immature*, sedangkan Formasi Lower Gabus, Middle Gabus, dan Gajah memiliki tingkat kematangan *peak mature* ($Ro 0.65 - 0.9\%$). Sehingga dapat disimpulkan bahwa diatas 7400 ft atau 2300 m menunjukkan tingkat kematangan yang

telah memasuki *oil window* yaitu dengan kisaran nilai $Ro 0.6 - 1.35\%$.

Persebaran nilai T_{max} terhadap kedalaman pada sumur GP – 2 (**Gambar 9**) menunjukkan tingkat kematangan yang bervariasi. Formasi Middle Arang memiliki tingkat kematangan *immature* ($T_{max} 435^{\circ}C$), Formasi Barat memiliki tingkat kematangan *early mature* ($T_{max} 439 - 441^{\circ}C$), dan Formasi Upper Gabus memiliki tingkat kematangan *early – peak mature* ($T_{max} 439 - 446^{\circ}C$). Sedangkan, pada Formasi Lower Arang, Middle Gabus, dan Lower Gabus nilai T_{max} mengalami penurunan atau depresi dikarenakan *lean organic* sehingga nilai T_{max} yang didapat pada saat dilakukannya pirolisis akan mengalami depresi dibandingkan sampel lainnya.

Analisis Biomarker Batuan Induk

Analisis biomarker digunakan untuk melakukan interpretasi terhadap lingkungan pengendapan, asal material organik, dan tingkat kematangan. Data yang akan digunakan dalam analisis biomarker ini adalah alkana normal, isoprenoid, sterana, triterpana.

Analisis Gas Kromatografi (GC)

Hasil metode gas kromatografi (GC) digunakan untuk mengetahui kualitas kedua ekstrak batuan induk yaitu SWC sample GA – 1 (5009 ft) Upper Gabus dan Core 4 GP - 2(8448.9ft) Middle Gabus menggunakan parameter Alkana Normal, isoprenoid, Ph/C18 vs Pr/C17, dan Pr/Ph.

Alkana Normal

Berdasarkan distribusi alkane normal sampel ekstrak batuan induk kedalaman 5009 ft pada Formasi Upper Gabus, Sumur GA – 1 (**Gambar 10**) dapat

menunjukkan lingkungan pengendapan dan asal material organik, dapat dilihat dari puncak alkana normal. Pada sampel tersebut menunjukkan adanya satu puncak pada nomor karbon sebelum C22. Hal ini mengindikasikan asal material organik alga laut atau lakustrin (Tissot dan Walte, 1984).. Selain itu, nilai CPI (*Carbon Preference Index*) pada sampel ekstrak batuan induk di kedalaman 5009 ft adalah 1,10 bahwa sampel tersebut mendekati nilai 1.0 sehingga masuk kedalam *early mature* / tahap awal matang (Miles 1989)

Ekstraksi batuan induk pada kedalaman 8448 ft, Formasi Upper Gabus, sumur GP – 2 (**Gambar 10**) berdasarkan distribusi alkane normal menunjukkan adanya satu puncak (*unimodal*) dengan nomor karbon puncak sebelum C22 yaitu C16. Hal ini mengindikasikan asal material organik berupa alga baik *lacustrine* atau *marine* (Tissot dan Walte, 1984). Sampel ini dapat diinterpretasi sudah matang yaitu tahap awal matang (*early mature*) dilihat dari nilai CPI (CPI = 1,10) (Miles, 1989).

Isoprenoid

Nilai *pristine/phytane* (**Gambar 11**) sampel ekstrak batuan induk kedalaman 5009 ft pada sumur GA – 1 menunjukkan nilai 2,20 dan pada kedalaman 8448 ft sumur GP – 2 menunjukkan nilai 3,0 sehingga disimpulkan berada pada lingkungan *suboxic* (Pr/Ph kisaran 1 – 3) serta berdasarkan Plot Ph/C18 vs Pr/C17 (adaptasi dari Connan dan Cassou, 1980) yaitu termasuk *mixed kerogen* / *transitional*

kondisi *suboxic*. Hal tersebut menunjukkan sampel batuan induk pada Formasi Upper Gabus dan Middle Gabus memiliki kemiripan yang terindikasi memiliki asal material organik berupa campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi.

Analisis Biomarker Gas Kromatografi – Spektometri Massa (GC – MS)

Fraksi *saturated* dan *aromatic* setelah dilakukannya *Liquid Chromatography* (LC) pada sampel ekstrak batuan induk dianalisis dengan metode gas kromatografi-spektometri massa (GC-MS). Pada sampel batuan induk hanya terdapat data sumur GP – 2 (8448.9ft).

Triterpana

Pada (**Gambar 12**) menunjukkan pola triterpana trisiklik dengan nilai C19 dan C23 tinggi yang mengindikasikan lingkungan transisi (Zumberge, 1987). Selain itu, adanya oleanana dipercaya berasal dari berbagai jenis tanaman darat (*Angiospermae*) yang memproduksi banyak getah atau *resin*. Sehingga keterdapatannya menjadi indikasi adanya transportasi dari lingkungan darat umumnya berada pada fasies *deltaic*. Selain itu, terdapat *Bicadinanes* yang beranotasi 'R'. Bicadinane ditemukan hanya pada sedimen yang mengandung getah pohon Damar dari famili Dipterocarpaceae. Biomarker ini terdapat pada sedimen dari lingkungan darat yang ditandai dengan oleanana yang tinggi. Kelompok senyawa ini sering terdapat dalam minyak sumber *mature fluvio – deltaic sourced oil*.

Parameter kematangan triterpana dihasilkan dari perbandingan C30 moretana / hopana dengan Tm (Trisnorhopana) / Ts (Trisnorneohopana) (**Gambar 12**), dimana pada plot tersebut didapatkan bahwa tingkat

kematangan pada *oil generation* diatas *peak zone/peak mature*.

Sterana

Nilai sterana C27, C28, dan C29 pada sampel ekstrak batuan induk sumur GP – 2 (C27 = 39,95 ; C28 = 24,54 ; C29 = 35,95). Berdasarkan hasil plot sterana (**Gambar 13**) menunjukkan Formasi Upper Gabus pada sumur GP – 2 (8448 ft) terindikasi berasal dari lingkungan pengendapan transisi antara darat dan laut yaitu *estuarine* atau *shallow lacustrine* menurut (Huang dan Meinschein, 1979). Dapat juga dilihat pada data kromatograf hasil metode GCMS pada m/z 217 Steranes (**Gambar 13**)

Hal tersebut, didukung oleh hasil plot rasio pr/ph terhadap hopana/sterana (**Gambar 4.28**) yang diadaptasi dari Didyk dkk. (1978) dan Volkman (2005). Formasi Upper Gabus terindikasi bersifat anoksik – suboksik dengan material organik campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi. (**Gambar 14**)

Perbandingan isomerisasi sterana C29 $\alpha\beta\beta R + S / \alpha\alpha\alpha S + R$ dan C29 $\alpha\alpha\alpha S / \alpha\alpha\alpha R$ (**Gambar 4.30**) dapat menunjukkan tingkat kematangan dari sampel. Sampel ekstrak batuan GP – 2 (8448 ft) menggunakan metode ini memiliki kematangan yang lebih kecil yaitu memiliki tingkat kematangan *early mature – peak mature* yang dekat dengan *clastic isomerisation pathway* yang menandakan terjadinya transportasi material organik layaknya butiran sedimen. (**Gambar 14**)

4.3 Analisis Biomarker Minyak Bumi

Analisis biomarker minyak bumi dilakukan terhadap 3 sampel *crude oil* dengan 3 sumur berbeda yaitu pada kedalaman 5207 – 5284 ft (Formasi Middle Arang) sumur PN – 1, kedalaman 3827 –

3889 ft (Formasi Upper Gabus) sumur GA – 1, dan kedalaman 7386 – 7434 ft (Formasi Upper Gabus) sumur GP – 2.

Analisis Gas Kromatografi (GC)

Alkana Normal

Distribusi alkana normal sampel DST – 2B sumur PN – 1 pada kedalaman 5207 – 5284 ft (**Gambar 15**) merupakan saturated GC bukan whole oil GC sehingga menunjukkan normal alkana yang sangat sedikit. Isoprenoid asiklik relatif lebih banyak daripada n – alkana, terutama Pristane. Selain itu, sangat sedikit hidrokarbon yang dicatat di atas C20 sehingga tercatat nilai lilin/ wax rendah. Nilai CPI (Carbon Preference Index) pada sampel minyak bumi memiliki nilai 1,17 %. sehingga dapat disimpulkan bahwa sampel minyak bumi adalah *early mature* menurut CPI (Miles, 1989).

Distribusi alkana normal sampel DST – 2 sumur GA – 1 pada kedalaman 3827 – 3889 ft (**Gambar 15**) memiliki satu puncak (*unimodal*) kromatogram pada nomor karbon sebelum C22 dan nilai pada karbon <C20 mendominasi. Hal ini mengindikasikan sampel minyak bumi memiliki asal material organik alga. Berdasarkan nilai CPI yang rendah mendekati CPI 1,0 maka dapat disimpulkan bahwa sampel minyak sudah matang.

Pada sampel GP – 2 DST 2 (7386 - 7434ft) (**Gambar 15**) N- alkana hadir dari C5 – C25 dengan distribusi *unimodal* berbeda yang memuncak pada kisaran bensin / *light oil*. Nilai karbon < C20 lebih dominan yang menunjukkan material asal terdapat alga. Isoprenoid asiklik lebih kecil dibandingkan dengan n-alkana yang merupakan tanda kematangan termal yang tinggi. Alkana aromatik dan siklik berlimpah di kisaran bensin terutama *toluena* dan *methylcyclohexane*.

Kandungan lilin atau *wax content* sangat rendah dan terdapat sedikit representasi alkana > C₂₀, minyak ini cenderung berperilaku sebagai kondensat yaitu minyak yang sangat ringan (*light oil*) sehingga DST – 2 merupakan *light oil*, *mature paraffinic oil*.

Isoprenoid

Berdasarkan plot Plot Ph/C₁₈ vs Pr/C₁₇ (adaptasi dari Connan dan Cassou, 1980) (**Gambar 16**) menunjukkan Formasi Upper Gabus sumur GA – 1 dan GP – 2 memiliki *mixed kerogen* yaitu material organik berasal dari campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi. Berdasarkan nilai Pr/Ph sampel minyak bumi GP – 2 memiliki nilai (pris : phy = 4,8) sehingga menandakan didepositkan pada kondisi *suboxic* - *oxic* seperti lingkungan *fluvial* atau *shallow lacustrine*, sedangkan Pr/Ph pada sumur GA – 1 yaitu 3 berupa *suboxic*. Dimana dominasi tumbuhan tingkat tinggi pada sumur GP – 2 terlihat lebih besar dibanding sumur GA – 1. Pada Formasi Middle Arang sumur PN – 1 sampel DST 2-B diendapkan pada lingkungan oksik serta nilai rasio Pr/Ph sangat tinggi yaitu 10.91 menandakan lingkungan *very oxic* yaitu dapat berupa *peat swamp*.

Analisis Gas Kromatografi – Spektometri Massa (GC – MS) Triterpana

Berdasarkan triterpana trisiklik pada m/z 191 extended triterpanes sampel PN – 1 (DST – 2B) (**Gambar 17**) menunjukkan nilai C₁₉ yang dominan dan C₂₁ rendah daripada C₂₀ (C₁₉>C₂₀>C₂₁). Selain itu, C₂₃ tidak mendominasi sehingga dapat disimpulkan sampel minyak pada sumur PN – 1 (DST – 2B) berasal dari lingkungan *terrestrial*. Selain itu, pada Triterpana m/z/191(**Gambar 17**) ditemukan

oleanana dan *bicadinanes* menunjukkan kelompok senyawa ini sering terdapat dalam minyak sumber *mature fluvio – deltaic sourced oil*.

Pada Formasi Upper Gabus, sumur GA – 1 sampel minyak bumi DST – 2 (**Gambar 17**) dan GP – 2 sampel minyak bumi DST – 2 (**Gambar 17**) menunjukkan pola triterpana trisiklik yang sama yaitu didominasi oleh C₁₉ dan C₂₃ sehingga dapat disimpulkan lingkungan pengendapan berupa transisi. Ditemukan *oleanana* (OL), *Bicadinanes* (R) dan *gammacerane* (Gm). Nilai gammacerane (Gm) yang tinggi menunjukkan kondisi lingkungan pengendapan berupa *hypersaline* dalam keadaan sangat *anoxic*. Selain itu, pada sampel GA – 1 (DST – 2) kontribusi trisiklin terpanes (A – L) menengah hingga tinggi, dimana C₂₈ dan C₂₉ (K dan L) yang menonjol mengkarakterisasikan sumber berupa alga dan/atau maturitas yang tinggi, kelompok senyawa ini juga mengindikasikan kontribusi sumber berasal dari *fluvio – deltaic*. Sedangkan, sampel GP – 2 (DST – 2) pada m/z 191 *extended triterpane* (**Gambar 17**) hadir *tricyclic diterpenoids* (C₁₉ – C₂₉ atau A – L), dimana nilai karbon yang lebih rendah memiliki kelimpahan yang dominan, hal tersebut menandakan sumber minyak berada pada lingkungan *fluvio – deltaic* dengan tingkat kematangan yang tinggi.

Parameter kematangan triterpana dihasilkan dari perbandingan C₃₀ moretana/hopana dengan T_m (Trisnorhopana) / T_s (Trisnorneohopana) (**Gambar 18**) dimana pada plot tersebut didapatkan bahwa tingkat kematangan sampel minyak sumur PN – 1 (DST – 2B) masuk kedalam zona *immature*. Sedangkan, sampel minyak sumur GA – 1 (DST – 2) masuk kedalam *peak – late*

mature, dan sampel minyak sumur GP – 2 (DST – 2) masuk kedalam *peak mature*.

Sterana

Berdasarkan distribusi C_{27} , C_{28} , dan C_{29} (**Gambar 19**), sampel minyak PN – 1 (DST – 2B) berada pada lingkungan pengendapan *terrestrial*. Hal tersebut dapat dilihat dari dominan nilai C_{29} yaitu (59.93) menunjukkan *terrestrial influence* yang tinggi dan dapat dilihat pada kromatogram m/z 217 steranes dimana *peak* C_{29} mendominasi. (**Gambar 19**). Sedangkan, pada sampel minyak GA – 1 (DST – 2) (**Gambar 19**) dan GP – 2 (DST – 2) (**Gambar 19**) dominasi berupa C_{27} serta C_{29} menandakan material organik berasal dari campuran fitoplanton laut dan tumbuhan tingkat tinggi. Sehingga sampel ini berasal di lingkungan transisi yaitu perbatasan *estuary* atau *shallow lacustrine* dengan *open marine* atau *deep lacustrine*. Dapat dilihat pada kromatogram m/z 217 steranes (**Gambar 20**) *peak* C_{27} dan C_{29} yang mendominasi

Didukung oleh hasil plot rasio pr/ph terhadap hopana/sterana (**Gambar 19**) yang diadaptasi dari Didyk dkk. (1978) dan Volkman (2005). Sampel minyak PN – 1 (DST 2-B) berada pada *terrestrial* dengan oksidasi tinggi sedangkan sampel minyak GA – 1 (DST 2) dan GP -2 (DST 2) di lingkungan anoksik – suboksik, dimana sampel GA – 1 (DST 2) lebih didominasi material organik oleh alga dibanding GP – 2 (DST 2). Dilihat dari C_{27} sampel GA – 1 lebih besar sedangkan sampel GP – 2 lebih besar C_{29} dibanding C_{27} .

Perbandingan isomerisasi sterana C_{29} $\alpha\beta R+S/\alpha\alpha\alpha S+R$ dan $C_{29}\alpha\alpha\alpha S/\alpha\alpha\alpha R$ (**Gambar 21**) Sampel ekstrak batuan PN – 1 menunjukkan tingkat kematangan *early mature*. Rasio $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ sterane 20S : 20 R rendah mengindikasikan *early mature*

generation. Pada sampel GA -1 menunjukkan tingkat kematangan *peak – late mature*. Sampel GP – 2 berdasarkan menunjukkan sudah memasuki *peak mature*.

Korelasi Batuan Induk dan Minyak Bumi

Korelasi batuan induk dan minyak bumi adalah suatu proses pengukuran dan perbandingan karakteristik batuan induk dan minyak bumi sehingga diperoleh persamaan material asalnya (*origin material*) (Waples, 1985). Korelasi dilakukan dengan alkana normal, isoprenoid, terpana dan sterana.

Berdasarkan hasil analisis biomarker *organofasies* (material input dan lingkungan pengendapan), tingkat kematangan, yang dapat dilihat pada (**Gambar 22**). Dapat disimpulkan bahwa sampel minyak bumi GA – 1 (DST – 2) dan GP – 2 (DST – 2) memiliki korelasi positif dengan sampel batuan induk GP – 2 (8448 ft) atau memiliki famili yang sama berdasarkan kesamaan. Hal tersebut, mengindikasikan bahwa sampel minyak GA – 1 (DST – 2) dan GP – 2 (DST – 2) dihasilkan dari batuan induk yang sama pada GP – 2 (8448 ft).

Sampel batuan induk GA – 1 (5009 ft) diperlukannya analisis lebih lanjut karena tidak adanya data GC – MS, tetapi berdasarkan data Gas Kromatografi (GC) memiliki kesamaan dengan sampel minyak bumi GA – 1 (DST – 2) dan GP – 2 (DST – 2) sehingga adanya kemungkinan berkorelasi positif.

Sedangkan, sampel minyak PN – 1 (DST – 2B) memiliki korelasi negatif dengan semua batuan induk yang mengindikasikan bahwa sampel minyak bumi tidak dihasilkan dari kedua sampel

batuan induk melainkan dari batuan induk yang lain.

Sintesis Geologi dan Implikasi pada Sistem Petroleum

Berdasarkan hasil evaluasi batuan induk serta biomarker disimpulkan bahwa formasi yang memiliki potensi terbaik dalam menjadi batuan induk yaitu Formasi Upper Gabus yang berumur *Late Oligocene* dan Formasi Middle Arang yang berumur *Early Miocene*. Dua Formasi tersebut diklasifikasikan sebagai *effective source rock* (Waples, 1985), merupakan batuan sedimen yang telah menghasilkan hidrokarbon. Adanya korelasi positif pada sampel minyak bumi Upper Gabus pada sumur PN – 1, GA – 1, dan GP – 2 dengan batuan induk menunjukkan arah migrasi dapat mengikuti arah patahan yang selaras dengan posisi sumur – sumur daerah penelitian yaitu Baratdaya – Timurlaut. Selain itu, jebakan atau *trap* diperkirakan berupa perangkap stratigrafi dan struktur. Dimana perangkap stratigrafi pada cekungan ini diperkirakan terbentuk pada fase *syn – rift* pada lapisan sandstone pada Formasi Barat berupa *crevasse splay* dan *pinch-out stratigraphic* pada kala Miosen Awal. Formasi Barat shale merupakan *effective regional seal rock* untuk Formasi Upper Gabus. Sementara itu, perangkap struktural cekungan berupa antiklin yang diperkirakan dapat menjadi perangkap hasil migrasi batuan induk bersumber Formasi Middle Arang setelah adanya fase inversi.

Berkaitan dengan *tectonic event*, diketahui bahwa pengendapan Formasi Upper Gabus pada megasikuen post rift, sedangkan Middle Arang pada megasikuen *syn inversion*. Hal tersebut, berdampak pada kekayaan material organik dimana nilai TOC Formasi Upper Gabus lebih baik

dibanding Formasi Middle Arang dikarenakan pada saat proses pengendapan Formasi Upper Gabus sedimen yang terendapkan pada saat sesar – sesar normal yang mengontrol terjadinya rifting tidak aktif lagi (*post rift*), sedangkan pada Formasi Middle Arang terendapkan saat terjadinya *tectonic inversion* yaitu terbentuknya sesar naik, sesar geser, dan struktur inversi (*syn inversion*). Selain itu, Pola pengendapan Formasi Upper Gabus hampir seragam dan hadir menyeluruh pada cekungan sebelum proses inversi mendahuluinya. Sehingga formasi ini merupakan target utama eksplorasi dari Cekungan Natuna Barat.

Berdasarkan tingkat kematangan yaitu nilai Tmax dan vitrinit (%Ro) Formasi Upper Gabus lebih matang (*early mature – peak mature*) dibanding Formasi Middle Arang (*early mature*), dapat dilihat dari stratigrafinya dimana Formasi Upper Gabus terendapkan lebih awal atau memiliki kedalaman yang lebih dalam.

Hasil analisis biomarker menunjukkan Formasi Upper Gabus berasal dari lingkungan transisi (*fluvio deltaic*) didukung bahwa ditemukannya batupasir pada Formasi Upper Gabus *ripple cross lamination* dan *cross bedding* bawah menunjukkan pengaruh energi rendah diinterpretasi sebagai endapan di *fluvio – deltaic* yang terakumulasi pada bagian graben dangkal.

KESIMPULAN

1. Berdasarkan hasil evaluasi batuan induk disimpulkan bahwa formasi yang memiliki potensi terbaik dalam menjadi batuan induk yang dikategorikan menjadi *effective source rock* (Waples, 1985).

- a. Formasi Middle Arang memiliki tipe kerogen tipe II – III (*oil – gas prone*) dan tipe III (*gas prone*) berpotensi menghasilkan minyak dan gas serta terdapat selipan batubara pada sumur PN – 1 dan GP - 2. Untuk potensi terbaik terdapat pada sumur PN – 1 tepatnya kedalaman 5668 ft (TOC 1.88%) dengan litologi shale merupakan tipe II – III kerogen (*oil – gas prone*).
 - b. Formasi Upper Gabus mengandung material organik yang berasal dari campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi serta kerogen tipe III (*gas prone*), tipe II – III (*oil – gas prone*), dan pada sumur GP – 2 terdapat tipe II (*oil prone*) sehingga berpotensi menghasilkan minyak dan gas. Untuk potensi terbaik terdapat pada sumur GP - 2 tepatnya kedalaman 7160 - 7260 ft (TOC 1.13%) dengan litologi *claystone* merupakan tipe II kerogen (*oil prone*).
 - c. Formasi Barat dikategorikan sebagai *effective source rock* hanya pada sumur GP – 2 yang memiliki kadar TOC 1 – 2 wt% yaitu *good source potential* dengan tipe kerogen II – III (*mixed prone*). Untuk potensi terbaik berada pada kedalaman 5960 – 6060 (TOC 1.55 wt%) dengan litologi *claystone*
2. Sampel minyak bumi GA – 1 (DST – 2) dan GP – 2 (DST – 2) dari reservoir Formasi Upper Gabus memiliki korelasi positif dengan sampel batuan induk GP – 2 (8448 ft) Formasi Upper Gabus atau memiliki famili yang sama yaitu memiliki lingkungan pengendapan transisi (*fluvio – deltaic*), material organik campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi (*mixed kerogen*), kondisi suboksik – anoksik, dan tingkat kematangan tinggi (*peak – late mature*).
 4. Sampel batuan induk GA – 1 (5009 ft) diperlukannya analisis lebih lanjut karena tidak adanya data GC – MS.
 5. Sampel minyak PN – 1 (DST – 2B) dari reservoir Formasi Middle Arang memiliki korelasi negatif dengan semua batuan induk yaitu memiliki lingkungan pengendapan *terrestrial*, material organik tumbuhan tingkat tinggi (*human kerogen*), kondisi sangat oksik, dan tingkat kematangan *immature – early mature*. Sehingga mengindikasikan bahwa sampel minyak bumi tidak dihasilkan dari kedua sampel batuan induk melainkan dari batuan induk yang lain sehingga terdapat batuan induk *effective* berbeda *petroleum system* yang menghasilkan kemungkinan eksplorasi yang baru dalam daerah penelitian sehingga perlu untuk diteliti lebih lanjut.

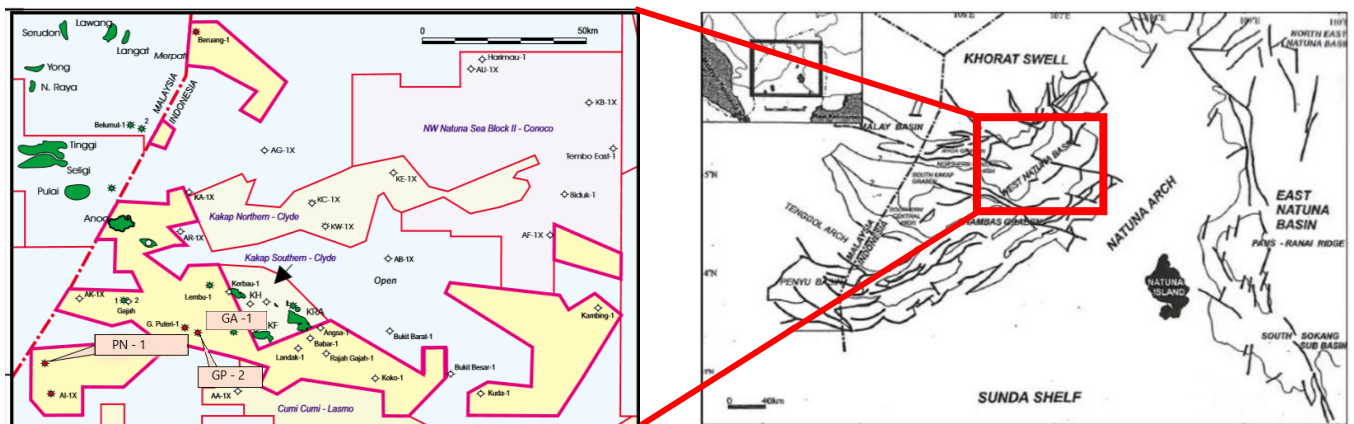
UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Prof. Dr. Ir Ahmad Helman Hamdani dan Ibu Nisa Nurul Ilmi, S.Si., M.Sc atas arahan dan bimbingannya selama penelitian berlangsung. Kemudian terima kasih banyak kepada PT Geoservices serta pembimbing teknis Ibu Mona Ausiana yang telah mengizinkan penggunaan data untuk penelitian ini.

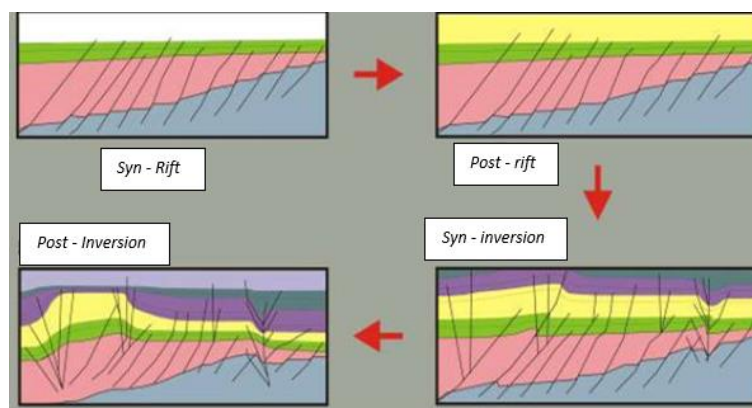
DAFTAR PUSTAKA

- Connan, J. dan Cassou A.M. 1980. *Properties of Gases and Petroleum Liquids Derived From Terrestrial Kerogen at Various Maturation Levels*, Geochim
- Darman, H., & Sidi, F. H. (2000). *An Outline of the Geology of Indonesia*. Jakarta: Publikasi Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- Espitalie et al., 1977. *Rapid Method for Characterizing the Source Rocks, Their Petroleum Potential and Their Degree of Evolution*. Review of the French Petroleum Institute, 32, 23-42.)
- Gluyas J.G (2004). *Petroleum geoscience*. Blackwell, Oxford, 359 p.
- Huang, J.M dan Meischein, W.G. 1979. *The Sterols as Ecological Indicators* *Geochim.Cosmochim.Acta* 43,739-745
- Hunt, J.M. 1979. *Petroleum and Geology*.
- H, Tjia. Published 30 December 1998. *Geology. A Late Cretaceous hot spot arches up continental crust of the northern Sunda Shelf into the Malay Dome*.
- Ilona. 2006. *3-D Structural Architecture and Evolution of the West Natuna Basin, Indonesia*
- Langford, F. F. and Blanc-Valleron, M.-M. 1990. *Interpreting Rock-Eval Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolizable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon*. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 74, 799-804
- Michael, E., & Adrian, H. (1996). *The Petroleum Systems of West Block'B'PSC, South Natuna Sea, Indonesia*.
- Miles, J. A. 1989. *Ilustrated Glossary of Petroleum Geochemistry*. Oxford Univ Press, 137pp
- Murti, N., Minarwan dan Darman, H. 2015. *The geology of Indonesia/Natuna*
- Peters, K.E. dan Moldowan, J.E. 1993. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall
- Peters, K.E dan Cassa, M.R. 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*, The PT Geoservices, Internal Plot for Geochemistry Hydrocarbon Section. Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir: Tulsa.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004a). *The Biomarker Guide, Volume 1: Biomarkers and Isotopes in The Environment and Human History* (2nd ed., Vol. 1). Cambridge University Press.
- Philp. 1985. *Petroleum Formation and Occurrence*. R. P. Philp. First published: 10 September 1985. <https://doi.org/10.1029/EO066i037p00643>.)
- Powell and McKirdy (1973). *Relationship between Ratio of Pristane to Phytane, Crude Oil Composition and Geological Environment in Australia*. T. G. POWELL & D. M. McKIRDY. Nature Physical Science 24
- Prince dkk. 1987. *Characteristics of biomarker compounds in Chinese crude oils*. In: Kumar RK, Dwivedi P, Banerjee V, Gupta V (eds) *Petroleum geochemistry*
- PT Geoservices.2015. *Internal report for geochemistry*
- Redjoso dan Riadji. 2013. *Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi Volume 4 Nomor 2 Agustus 2013*. Jakarta: IATMI
- Rullkotter, Philip. 1981. *Characteristics of biomarker compounds in Chinese crude oils*. In: Kumar RK,

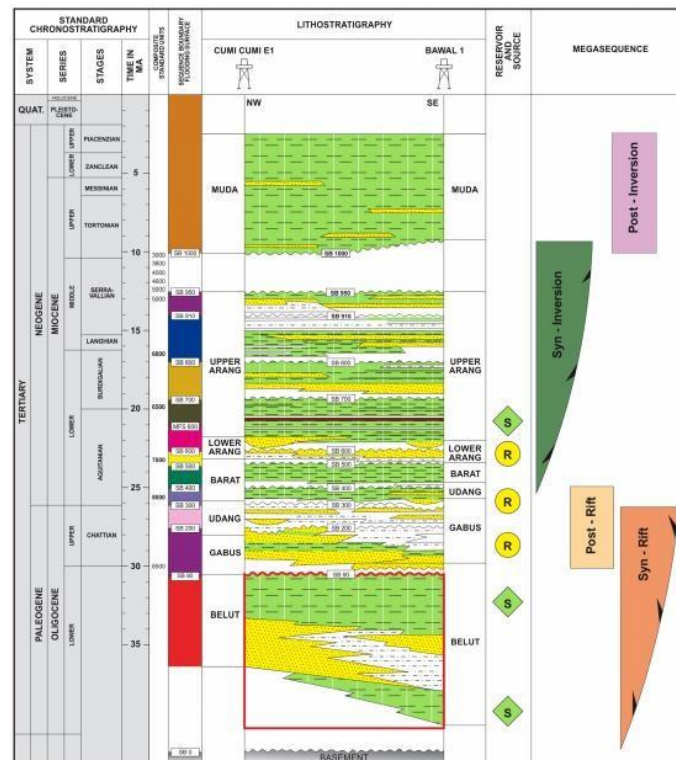
- Dwivedi P, Banerjee V, Gupta V
(eds) Petroleum geochemistry
- Satjana, A. H. 2008. *Professional HAGI Course : Natuna Petroleum Geology*.
File pdf
- Soppanata, M.A. 1996. Buku Praktikum Geokimia Hidrokarbon. Universitas Trisakti: Jakarta
- Tissot, B. P., dan Welte, D. H. (1984): *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer Berlin Heidelberg
- Volkman, J. K. (2005): *Sterols and other triterpenoids: source specificity and evolution of biosynthetic pathways*, Organic Geochemistry, 36(2), 139-159.
- Waples, D. (1985): *Geochemistry in Petroleum Exploration*, Springer Netherlands, Dordrecht.
- Waples, D.W. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation : Boston
- Waples, D.W. dan Machihara, T. 1991. *Biomarkers for Geologists-a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology*. American Association Petroleum Geologist Methods in Exploration Series 9.
- Wongsosantiko, A., & Wirojudo, G. (1984). Tertiary tectonic evolution and related hydrocarbon potential in the Natuna area. 13th Annual Convention (pp. 161- 183.). Jakarta: Proceedings of Indonesian Petroleum Association.
- Zumberge. 1987 . *Prediction of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: A multivariate statistical approach*: Geochimica et Cosmochimica Acta



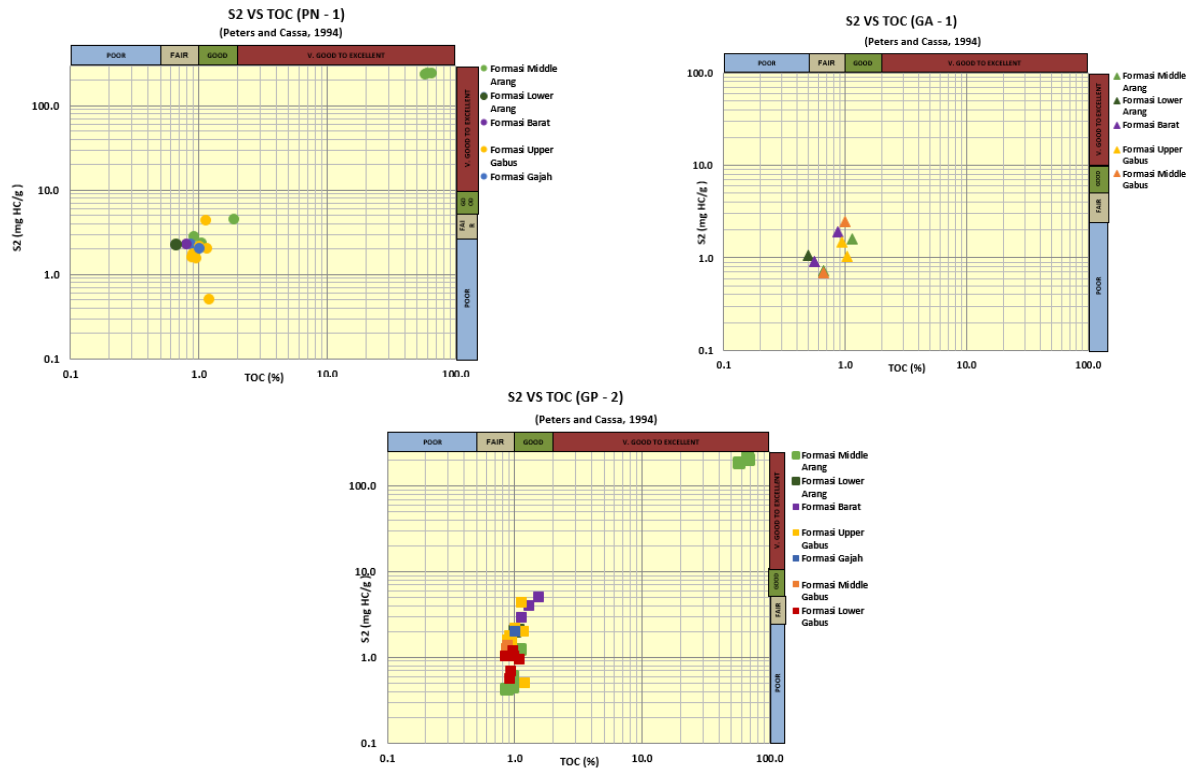
Gambar 1. Lokasi dan Fisiografis Daerah Penelitian (PT. Geoservices) (Tjia, 1998)



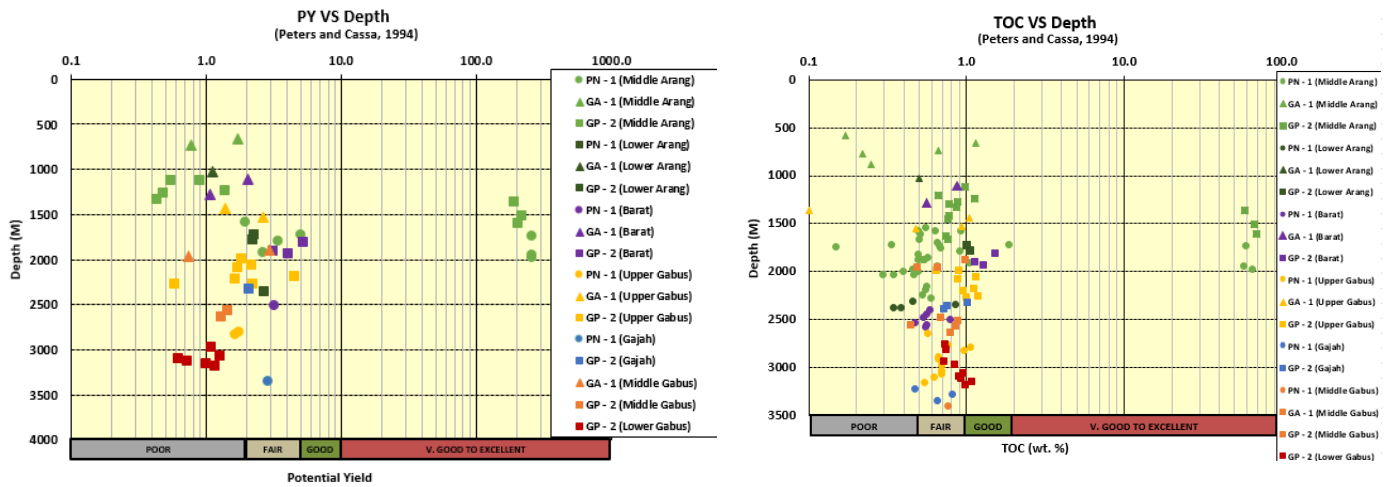
Gambar 2. Basin Evolution of West Natuna Basin (Ilona, 2006)



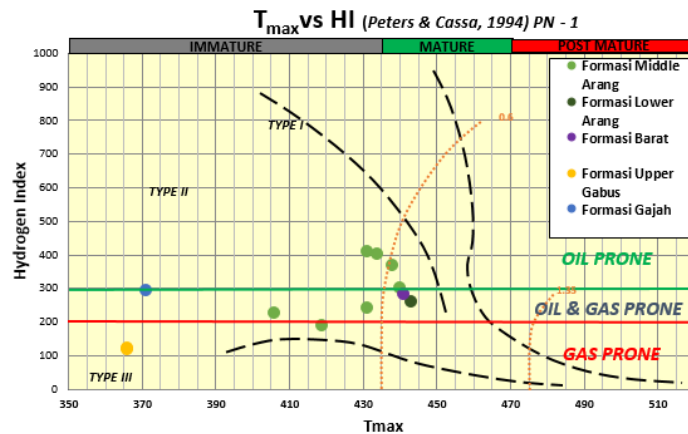
Gambar 3. Stratigrafi Regional Cekungan Natuna Barat (Satyana. A, 2008)

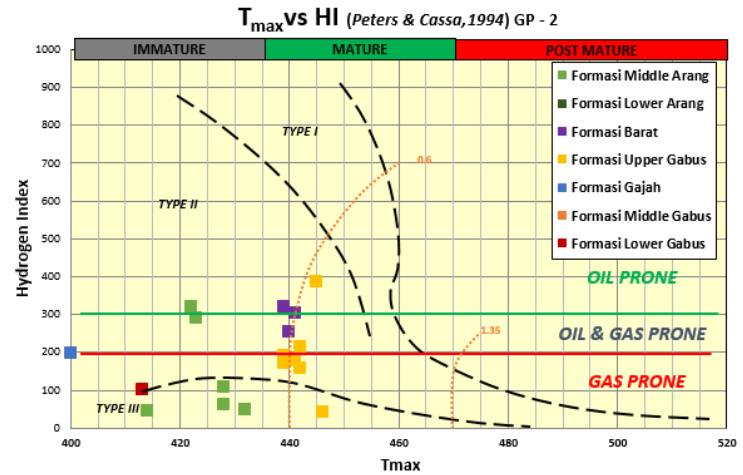
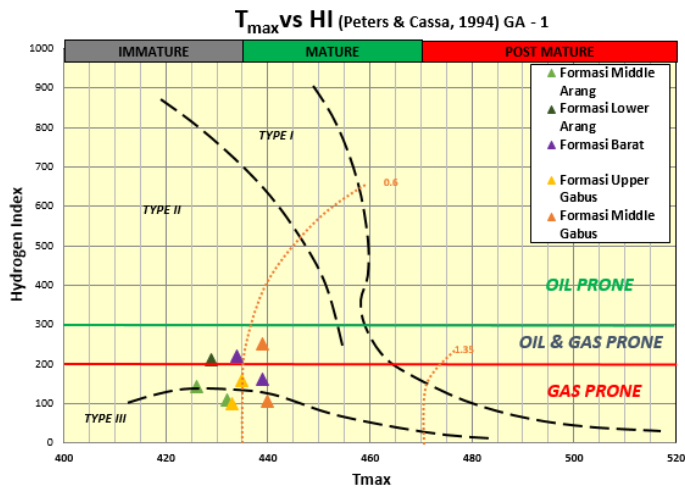


Gambar 4. Kekayaan material organik S2 vs TOC sumur PN – 1, GA – 1, dan GP - 2

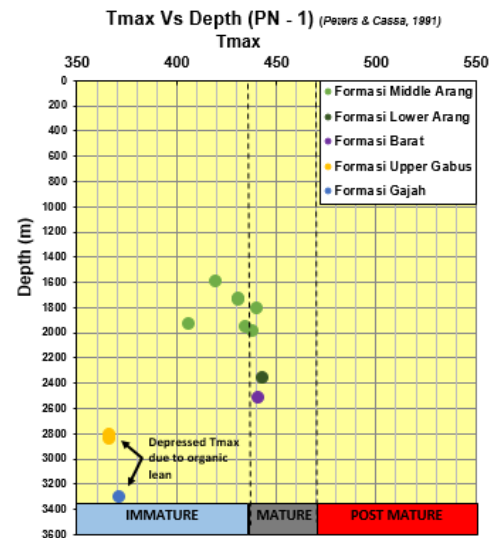
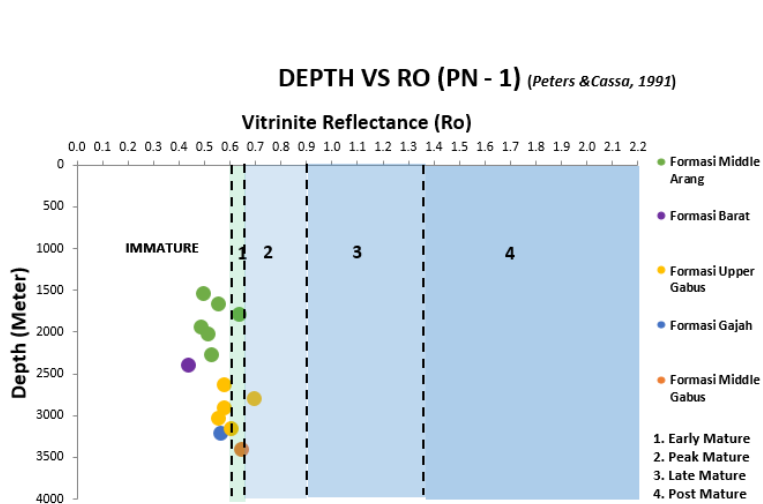


Gambar 5. Persebaran nilai PY dan TOC sumur PN – 1, GA – 1, dan GP - 2

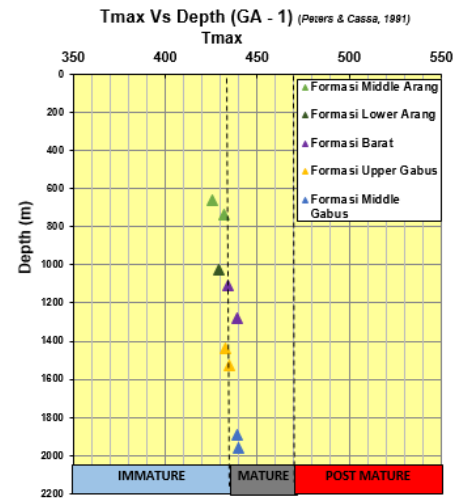
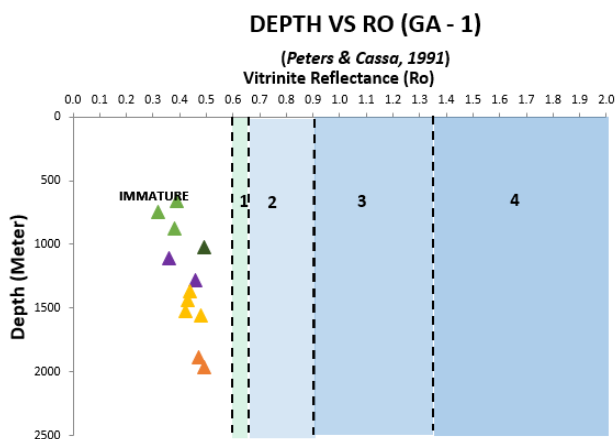




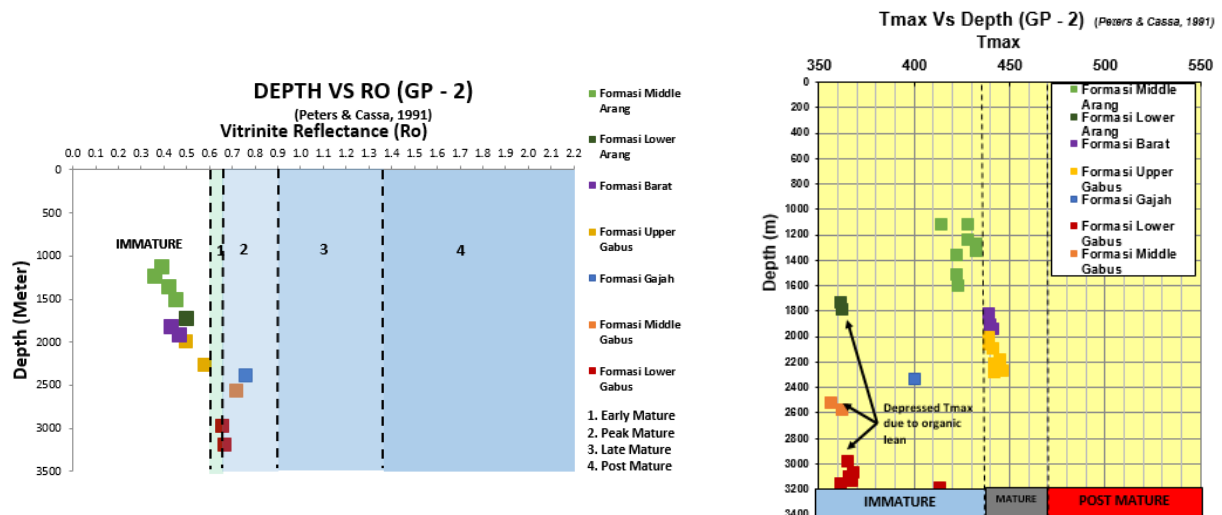
Gambar 6. Tipe Material Organik HI vs Tmax sumur PN – 1, GA – 1, dan GP - 2



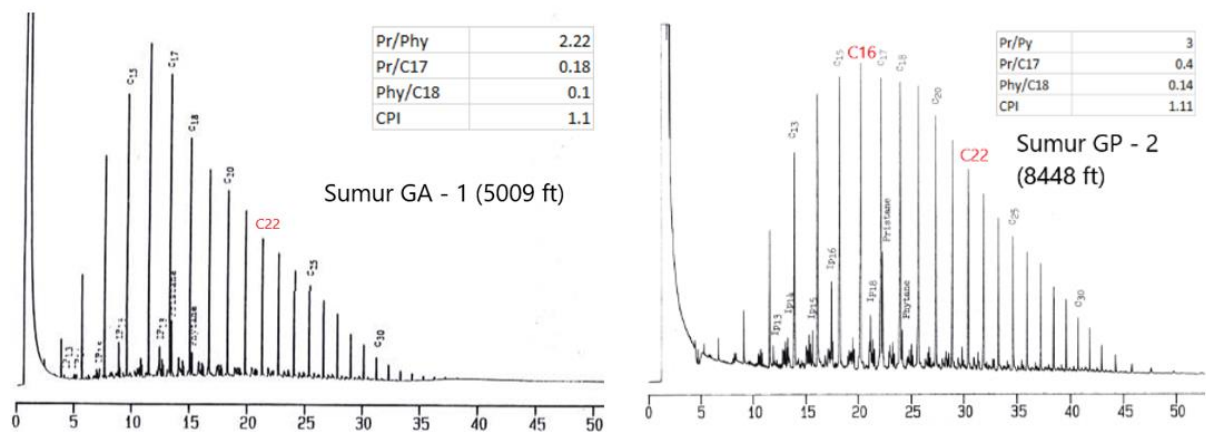
Gambar 7. Tingkat kematangan Tmax dan Ro sumur PN – 1



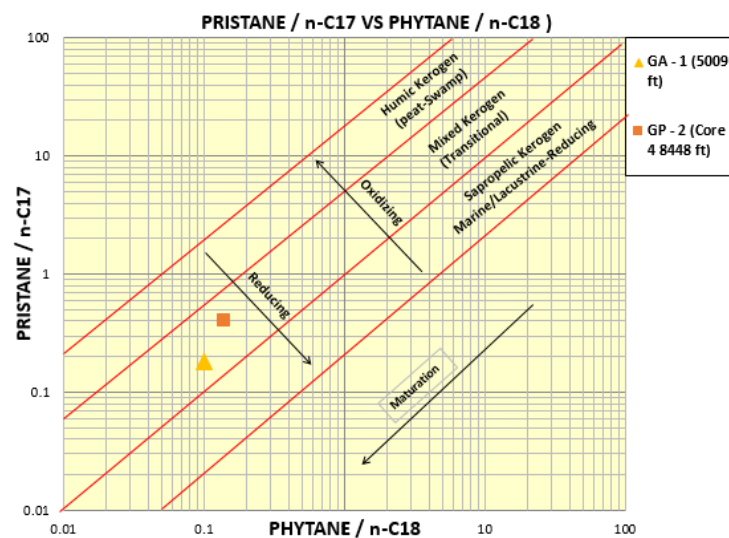
Gambar 8. Tingkat kematangan Tmax dan Ro sumur GA – 1



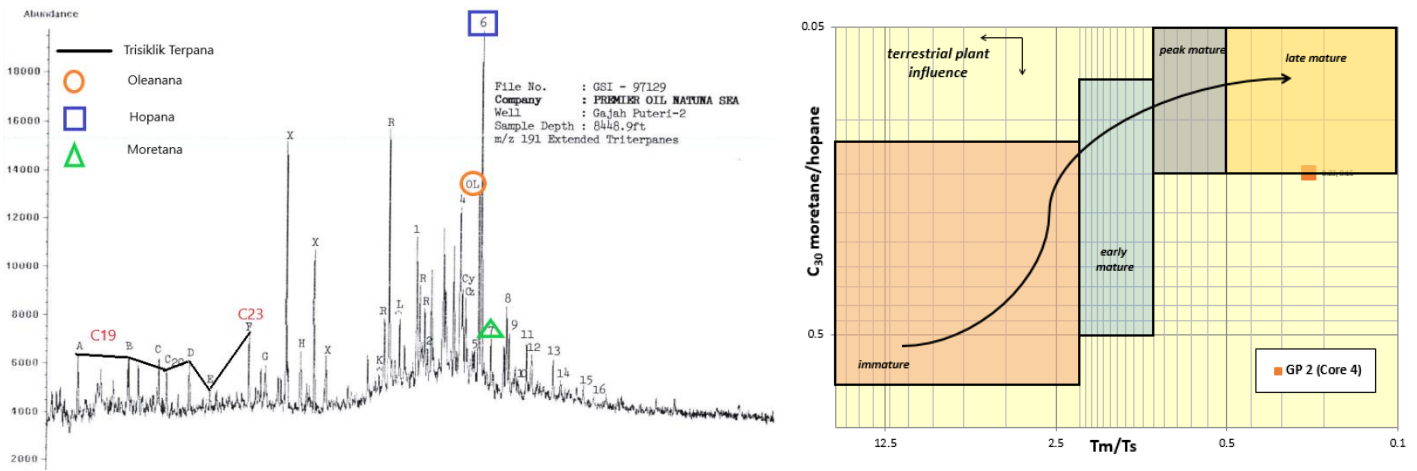
Gambar 9. Tingkat kematangan Tmax dan Ro sumur GP – 2



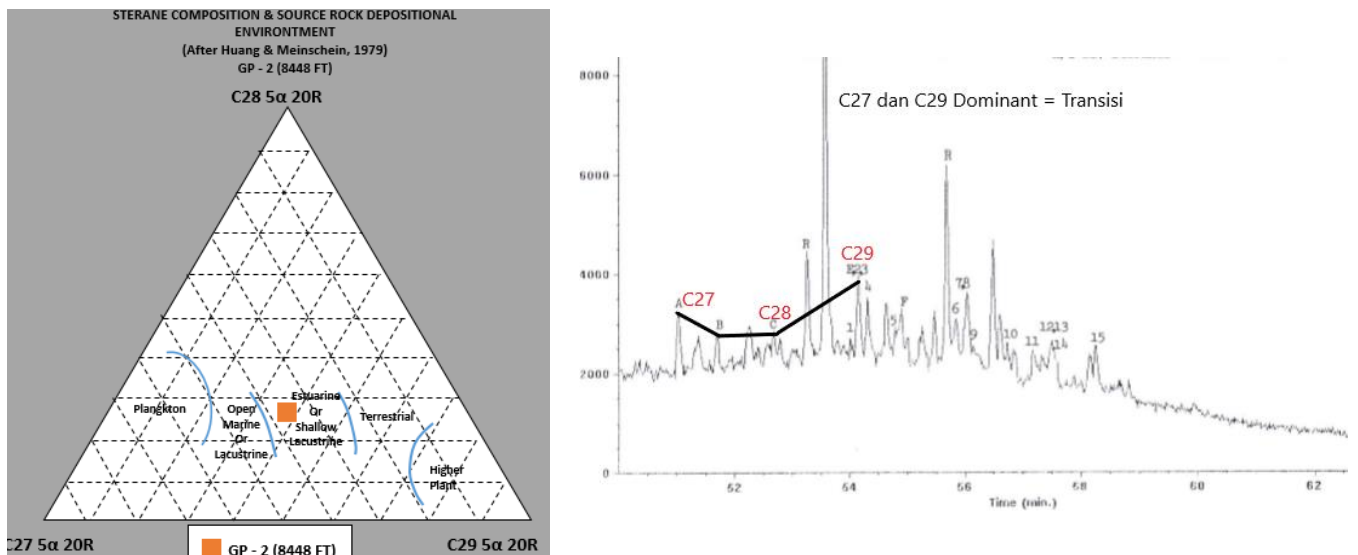
Gambar 10. Kromatogram alkana normal batuan induk sumur GA – 1 (5009 ft) dan sumur GP – 2 (8448 ft)



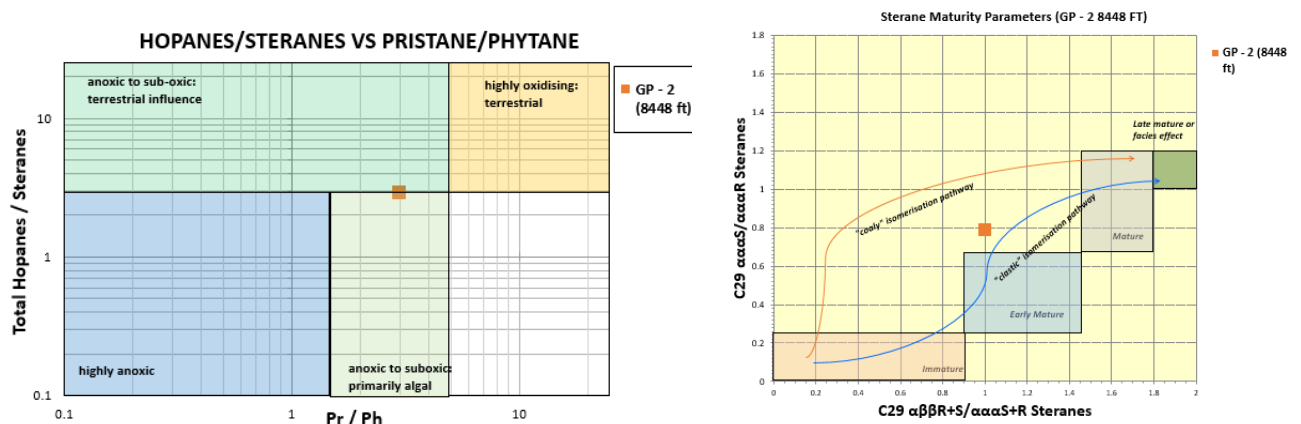
Gambar 11. Plot Ph/C18 vs Pr/C17 sampel batuan induk sumur GA – 1 dan GP – 2



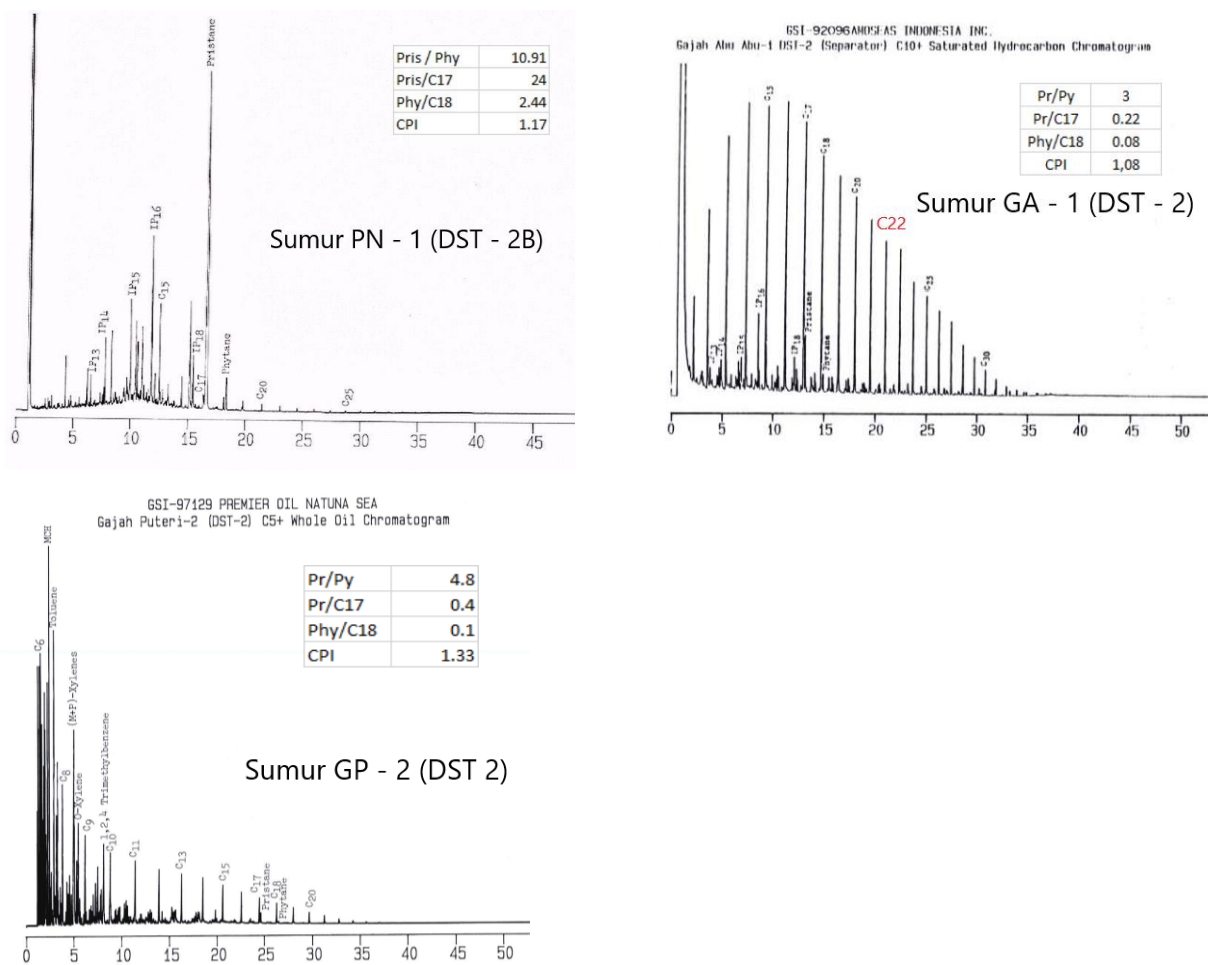
Gambar 12. Fragmentogram triterpana batuan induk GP – 2 (8448 ft) Formasi Upper Gabus dan Plot antara C30 moretana/hopana dengan Tm/Ts pada sampel ekstrak batuan induk sumur GP – 2 (8448 ft)



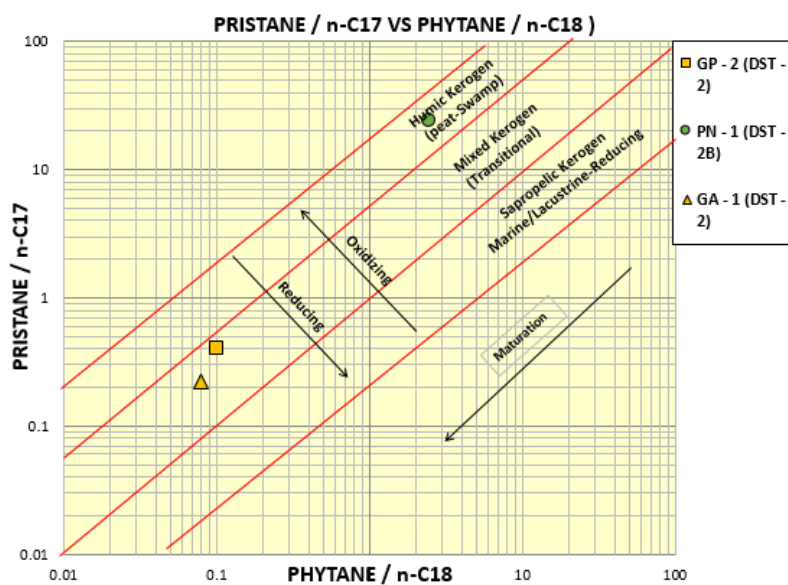
Gambar 13. Diagram termer sterana sampel batuan induk GP – 2 (8448 ft) dan Fragmentogram sterana m/z 217 Steranes sumur GP – 2 (8448 ft)



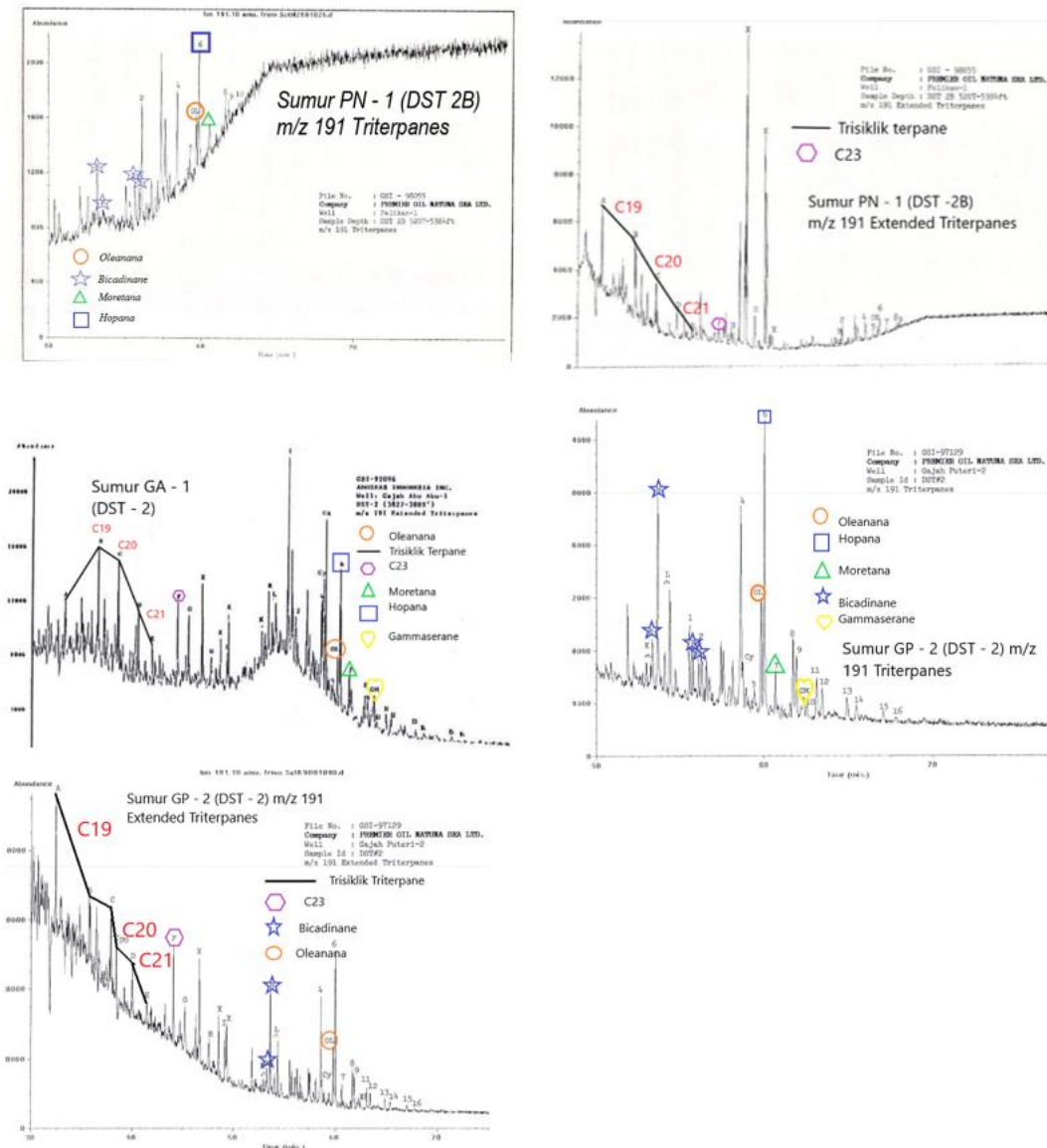
Gambar 14. Plot rasio pr/ph terhadap hopana/sterana GP – 2 (8448 ft) dan Plot antara isomerisasi sterana C29 αββR+S/αααS+R dan C29αααS/αααR pada sumur GP – 2 (8448 ft)



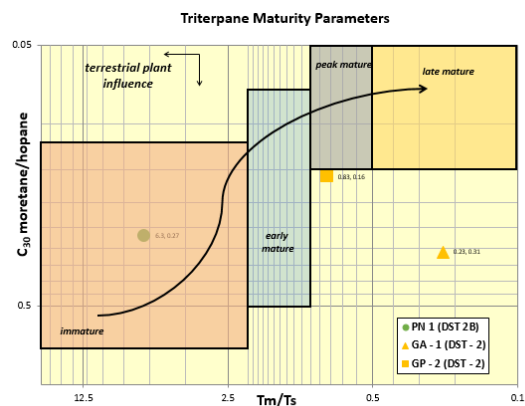
Gambar 15. Kromatogram normal alkana minyak bumi sumur PN – 1 (DST – 2B), GA – 1 (DST – 2) dan GP – 2 (DST – 2)



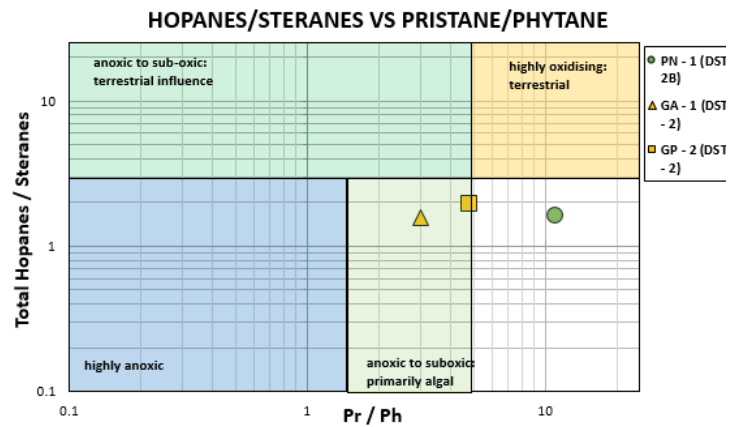
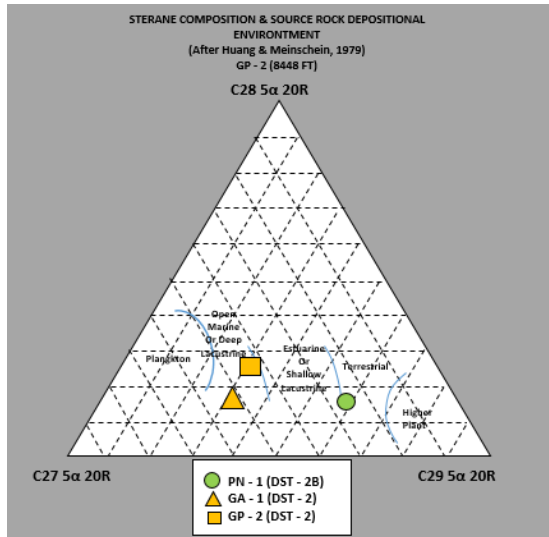
Gambar 16. Plot rasio fitana (ph)/C18 vs pristana (pr)/C17 sampel minyak bumi



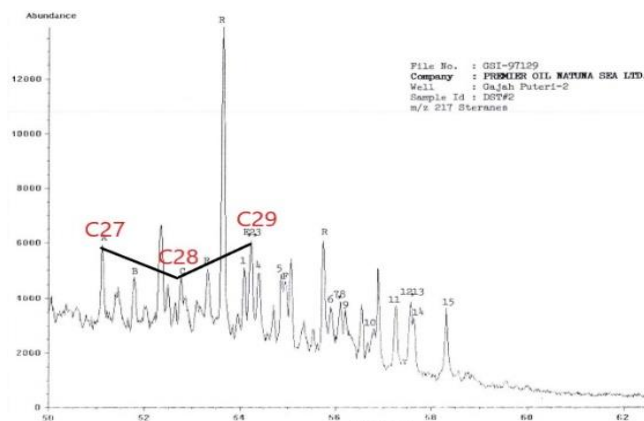
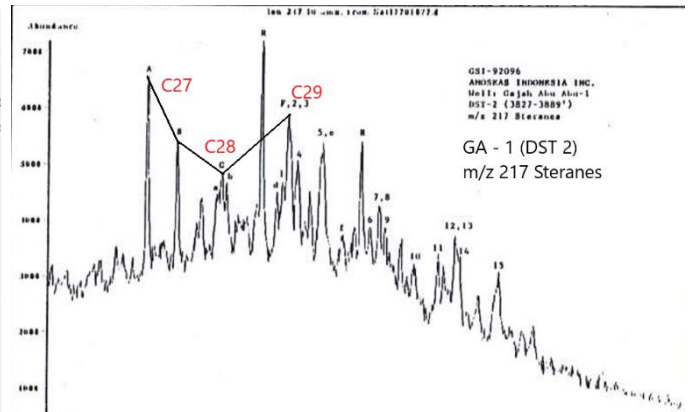
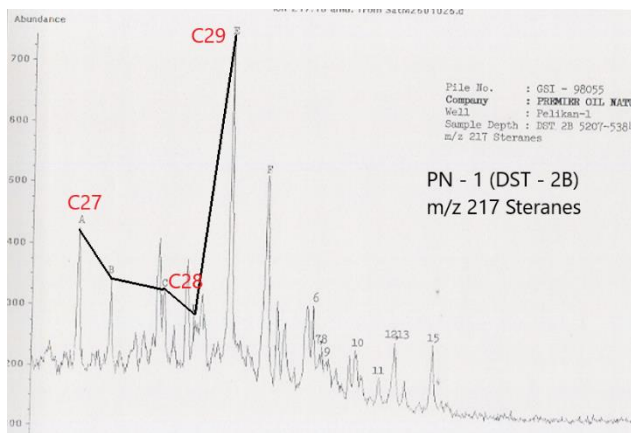
Gambar 17. Fragmentogram triterpana (m/z 191) sampel minyak bumi sumur PN – 1 (DST – 2B), GA – 1 (DST – 2), dan GP – 2 (DST -2)



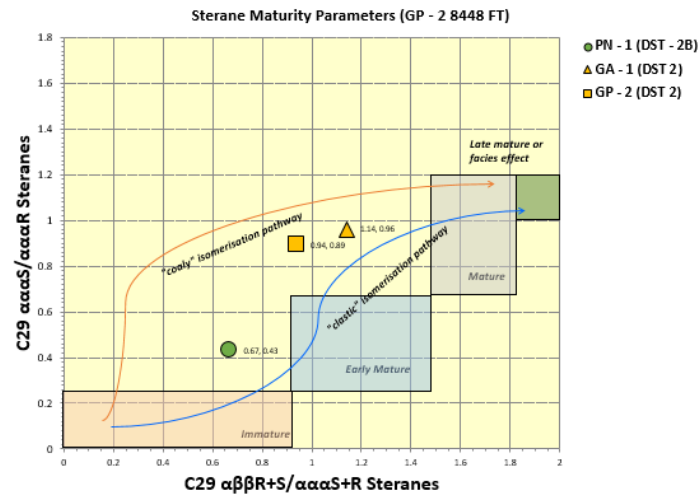
Gambar 18. Plot antara C₃₀ moretana/hopana dengan T_m/T_s pada sampel minyak bumi (Miles, 1989)



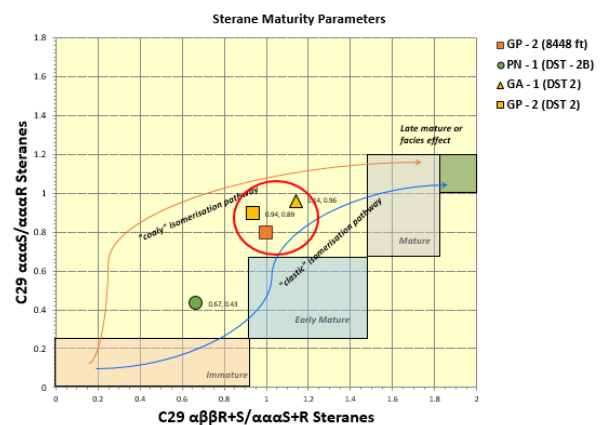
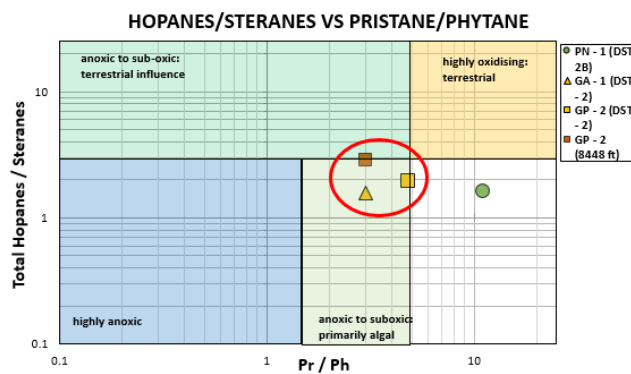
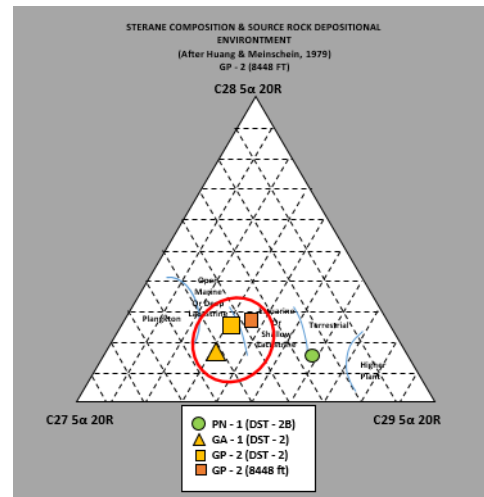
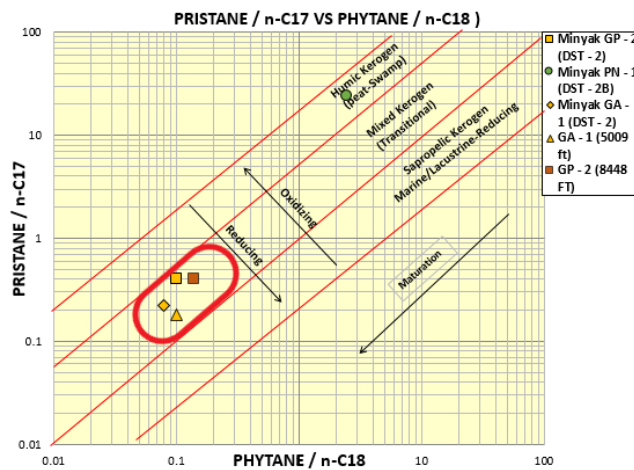
Gambar 18. Diagram termer sterana dan Plot rasio pr/ph terhadap hopana/sterana sampel minyak PN – 1, GA – 1, dan GP – 2



Gambar 19. Fragmentogram sterana m/z 217 sampel minyak bumi sumur PN – 1 (DST – 2B), GA – 1 (DST – 2), dan GP – 2 (DST – 2)



Gambar 20. Plot antara isomerisasi sterana $C_{29} \alpha\beta R+S/\alpha\alpha S+R$ dan $C_{29}\alpha\alpha S/\alpha\alpha R$ pada sampel minyak PN – 1, GA – 1, dan GP – 2



Gambar 21. Korelasi minyak bumi dan ekstrak batuan induk