

Pemetaan Bawah Permukaan dan Analisis Tektonostratigrafi, Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur

Vydia Ridha Ariati^{1*)}, Fahrudin¹, Ahmad Syauqi Hidayatillah¹, Rizzasila Widiartha²

¹Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, Semarang

²Pertamina Hulu Energi Nunukan Company

Abstrak

Cekungan Jawa Timur adalah salah satu cekungan minyak dan gas bumi di Indonesia. Analisis tektonostratigrafi pada cekungan ini dilakukan untuk mengetahui kontrol tektonik terhadap pengendapan yang terjadi melalui pemetaan bawah permukaan. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode deskriptif analitis dengan data yang digunakan adalah data sumur, data *checkshot*, data *cutting*, data *core*, dan data penampang seismik 2D. Pada sumur VRA-1 terbagi menjadi 4 formasi, sedangkan pada sumur VRA-2 terbagi menjadi 2 formasi. Sikuen stratigrafi dan lingkungan pengendapan diinterpretasi dari masing-masing formasi. Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat terendapkan di *isolated platform*, Formasi Tuban Shale terendapkan di *isolated platform*, Formasi Ngrayong terendapkan di *shelf*, dan Formasi Wonocolo terendapkan di *deep marine*. Pada daerah penelitian ditemukan sesar inversi dan sesar naik dengan arah relatif timur-barat mengikuti Pola Sakala. Struktur ini mempengaruhi pengendapan Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur. Secara tektonostratigrafi, daerah penelitian terdiri dari tiga fase. Fase pertama adalah fase *prerift* yang menghasilkan batuan dasar. Fase kedua adalah fase *synrift* yang menghasilkan unit batuan karbonat (Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat). Sedangkan fase ketiga adalah fase *postrift* atau *syn-inversion* yang menghasilkan Formasi Tuban Shale, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo.

Kata kunci: Analisis Tektonostratigrafi; Cekungan Jawa Timur; Pemetaan Bawah Permukaan.

Abstract

East Java Basin is one of the oil and gas basins in Indonesia. The tectonostratigraphy analysis was conducted to determine the tectonic control of sedimentation through the subsurface mapping. The method is a descriptive-analytical method that consists of well data, checkshot, cutting, core, and 2D seismic cross-sectional data. The VRA-1 well is divided into 4 formations, while the VRA-2 well is 2 formations. Sequence stratigraphy and depositional environment were interpreted from each formation. The Kujung Formation and Tuban Carbonate Formation were deposited on the isolated platforms, Tuban Shale Formation on the isolated platform, Ngrayong Formation in the shelf, and Wonocolo Formation in deep marine. There is an inversion fault and reverse fault with a relatively east-west direction following the Sakala Pattern found in this area. Those structures affected the deposition of Ariati Block, East Java Basin. In conclusion, based on tectonostratigraphy, the research area consists of three phases. The first phase is the pre-rift phase that produced the basement. The second phase is the syn-rift phase that produced carbonate rock units. Whereas the third phase is the post-rift phase or syn-inversion that produced Tuban Shale, Ngrayong, and Wonocolo Formation.

Keywords: Tectonostratigraphy Analysis; East Java Basin; Subsurface Mapping.

PENDAHULUAN

Cekungan Jawa Timur adalah *extensional inversion basin* dengan karakteristik *basement* yang berbeda. *Basement* cekungan ini adalah hasil tumbukan dari zona transisi Sundaland dengan mikrokontinen Gondwana pada *Late Cretaceous* (Fahrudin, dkk., 2018). Cekungan Jawa Timur adalah salah satu cekungan minyak

dan gas bumi di Indonesia. Cekungan Jawa Timur merupakan salah satu dari cekungan awal di Indonesia yang telah dieksplorasi sejak akhir tahun 1800. Cekungan ini telah dieksplorasi selama 130 tahun, telah memproduksi minyak dan gas selama 114 tahun, dan hingga saat ini, Cekungan Jawa Timur masih sangat menarik untuk dieksplorasi. Cekungan ini merupakan

*) Korespondensi : vydiaridha@gmail.com

“titik panas” untuk eksplorasi hidrokarbon di Indonesia (Satyana dan Purwaningsih, 2003).

Cekungan Jawa Timur berlokasi di batas tenggara dari Sundaland. Cekungan Jawa Timur memiliki sejarah geodinamik yang aktif. Cekungan ini berubah dari *oceanic basin* yang berlokasi di sebelah selatan dari zona subduksi di Kapur Akhir, hingga saat ini cekungan ini menjadi *back-arc basin* yang berada di utara dari busur vulkanik. Terdapat tiga konfigurasi struktural utama dari utara ke selatan yaitu: *Northern Platform*, *Central Deep*, dan *Southern Uplift* (Satyana dan Purwaningsih, 2003). Tektonik regional dari Jawa Timur mendukung adanya bukti tumbukan antara *micro-plate* dan Sundaland. Tumbukan ini diperkirakan dimulai dari Kapur Akhir hingga Eosen Tengah. Dua arah struktur mayor yang ditemukan di daerah Jawa Timur adalah: E-W *Sakala Trend* dan NE-SW *Meratus Trend*. Berdasarkan stratigrafi dan umur tertua dari pengendapan satuan sedimentasi di cekungan, diketahui bahwa umur *Sakala Trend* sedikit lebih tua dibanding *Meratus Trend* (Sribudiyani dkk., 2003). *Basement* dari Cekungan Jawa Timur terbagi menjadi beberapa *horst* dan *graben* yang berarah NE-SW. *Basement* yang terbagi ini mengakomodasi pengendapan dari sedimen *synrift* dan *postrift* berumur Paleogen dan mengakomodasi perkembangan dari karbonat (Satyana dan Purwaningsih, 2003).

Pengetahuan yang lebih baik mengenai karakteristik cekungan sangat penting sebelum melakukan eksplorasi (Sribudiyani dkk., 2003). Dalam mempelajari karakteristik suatu cekungan, dapat dilakukan analisis berupa analisis tektonostratigrafi. Analisis ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh tektonisme suatu cekungan terhadap pengendapan sedimen yang mengisi cekungan tersebut.

METODOLOGI

Metode yang diaplikasikan pada penelitian pada umumnya merupakan analisis menggunakan data sekunder. Analisis dilakukan dengan mengoperasikan *software* Petrel 2009 yang dapat menampilkan log-log sumur dan penampang seismik.

Analisis Kualitatif Data Sumur

Metode analisis ini dilakukan untuk mengetahui litologi yang menyusun Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur berdasarkan dua sumur, yaitu VRA-

1 dan VRA-2. Penentuan litologi penyusun pada penelitian ini berdasarkan pada karakteristik penyusun litologi. Data sumur yang dipakai dalam analisis ini adalah *wireline log*, mencakup *log gamma ray (GR)*, *log spontaneous potential (SP)*, *log resistivitas*, *log densitas*, *log neutron*, *log sonic*, dan *log photoelectron*, serta data *cutting* dan *core*.

Analisis Sikuen Stratigrafi

Data yang digunakan antara lain data *wireline log*, *cutting*, dan *core*. Data sumur digunakan untuk mengetahui elektrofases dari stratigrafi. Elektrofases ini dilihat dari kecenderungan pola dari *log Gamma Ray*. Data interpretasi elektrofases kemudian dilengkapi dengan data jenis litologi beserta karakteristiknya dari data *cutting* dan data *core* untuk mendapatkan interpretasi lingkungan pengendapan.

Analisis Seismik Stratigrafi

Seismik stratigrafi diperlukan untuk mengetahui kondisi geologi di bawah permukaan berdasarkan karakteristik reflektor seismik pada penampang seismik 2D. Analisis ini diawali dengan *well seismic tie* untuk menentukan kedalaman formasi pada penampang seismik. Selanjutnya dilakukan *picking* struktur geologi, serta horizon yang diperoleh dari data sumur. Masing-masing horizon kemudian dibuat peta struktur kedalaman dan peta *isochore*.

Analisis Tektonostratigrafi

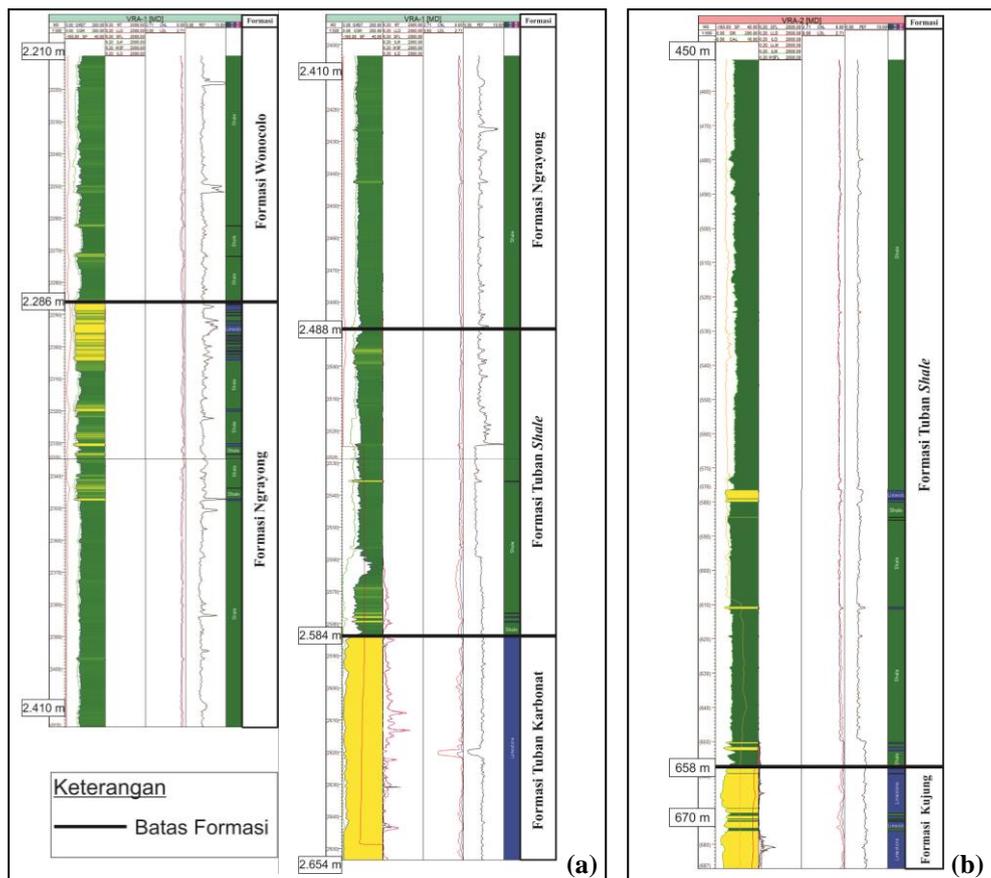
Pengaruh struktur geologi dalam proses pengendapan sedimen di daerah penelitian dilakukan dengan menganalisis hasil peta *isochore* masing-masing formasi batuan.

HASIL

Litologi Penyusun

Pada sumur VRA-1 ditemukan 4 formasi batuan (Gambar 1 (a)), yaitu Formasi Tuban Karbonat, Formasi Tuban *Shale*, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo.

Formasi pertama ditunjukkan pada kedalaman 2.584 m MD. *Wireline log* pada kedalaman ini menunjukkan karakteristik batugamping, sesuai dengan *cutting* dan *core* berupa batugamping masif. Batugamping ini terdiri dari *foraminiferal packstones* dan *wackestones* dengan *mudstones*, *rudstones*, serta *algal boundstones*. Formasi ini diinterpretasikan ekuivalen dengan Formasi Tuban Karbonat.



Gambar 1. Identifikasi Formasi Sumur (a) VRA-1 (b) VRA-2.

Formasi kedua ditunjukkan pada kedalaman sekitar 2.488 m MD hingga 2.584 m MD. *Wireline log* pada kedalaman ini menunjukkan adanya batulempung dengan sisipan lapisan batupasir dan batugamping. Berdasarkan data *cutting* dan data *core*, interval ini tersusun dari batulempung yang didasari oleh batugamping yang masif. Formasi ini diinterpretasikan merupakan ekuivalen dari batas atas Formasi Tuban Shale.

Formasi ketiga ditunjukkan pada kedalaman sekitar 2.286 m MD hingga 2.488 m MD. *Wireline log* pada kedalaman ini menunjukkan adanya perselingan litologi batulempung, batupasir, dan batugamping. Data *cutting* dan data *core* dari kedalaman ini menunjukkan batulempung dengan lapisan tipis batupasir, lapisan tipis batugamping, serta dolomit. Formasi ini diinterpretasikan merupakan ekuivalen dari batas atas Formasi Ngrayong.

Formasi keempat ditunjukkan pada kedalaman sekitar 2.210 m MD hingga 2.286 m MD. *Wireline log* pada kedalaman ini menunjukkan adanya litologi batulempung.

Berdasarkan data *cutting* dan data *core*, pada kedalaman ini terdapat litologi batulempung dengan sisipan batugamping, batulanau, dan lapisan tipis batupasir sangat halus. Formasi ini diinterpretasikan merupakan ekuivalen dari batas atas Formasi Wonocolo.

Pada sumur VRA-2 ditemukan 2 formasi (Gambar 1 (b)). Formasi tersebut antara lain Formasi Kujung dan Formasi Tuban Shale. Formasi pertama ditunjukkan pada kedalaman di bawah 658 m MD. *Wireline log* pada kedalaman ini menunjukkan karakteristik batugamping. Berdasarkan data *cutting* dan data *core*, interval ini tersusun oleh batugamping. Batugamping pada formasi ini terdiri dari *packstones*, *wackestones*, *mudstones*, *grainstones*, *chalky carbonate*, dan *crystalline carbonate*. Formasi ini diinterpretasikan ekuivalen dengan batas atas Formasi Kujung.

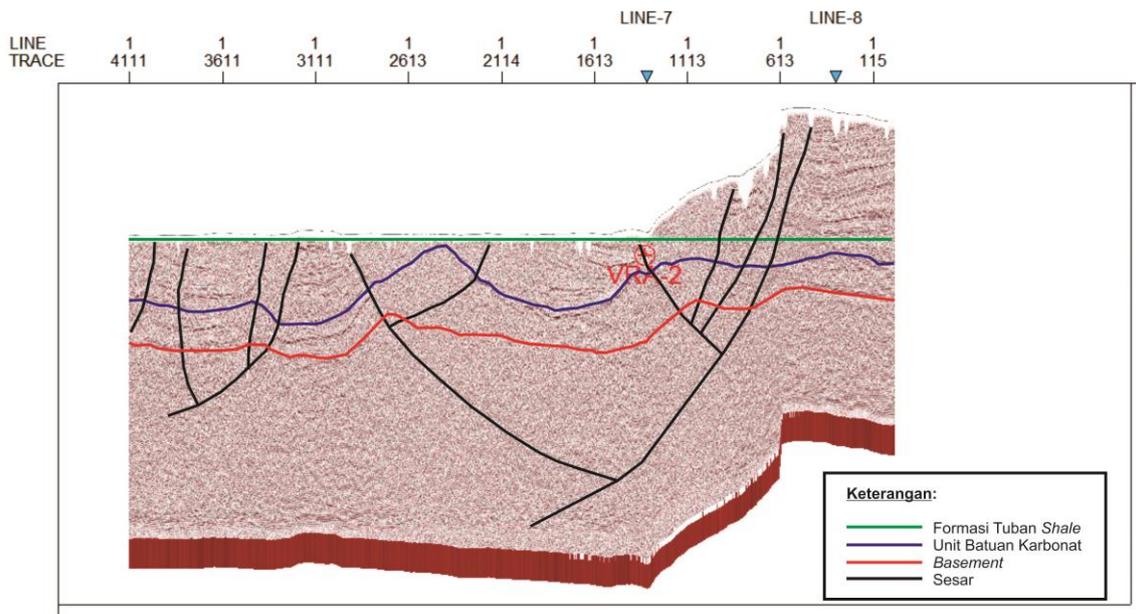
Formasi kedua berada pada kedalaman di atas 658 m MD. *Wireline log* pada kedalaman ini menunjukkan adanya litologi batulempung. Berdasarkan data *cutting* dan data *core*, pada kedalaman ini dijumpai batulempung dengan

lapisan tipis batugamping, dan lapisan batupasir lanauan yang jarang. Formasi ini diinterpretasikan merupakan ekuivalen dari Formasi Tuban *Shale*.

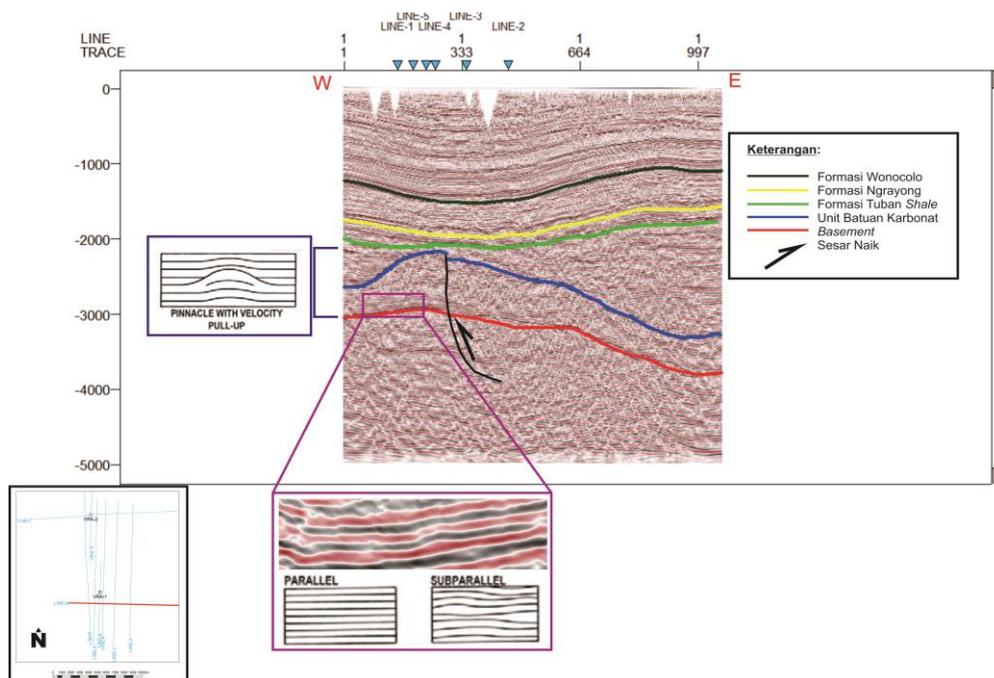
Analisis Seismik Stratigrafi Data Penampang Seismik 2D

Di penelitian, terdapat dua formasi yang memiliki litologi berupa batuan karbonat yaitu Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat.

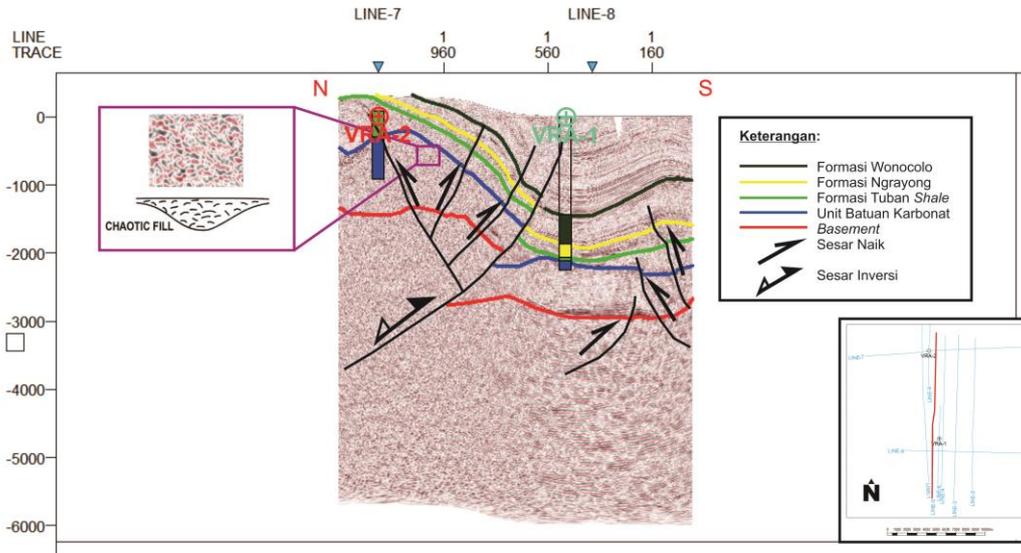
Formasi ini memiliki kedalaman yang jauh berbeda pada kenampakan penampang seismik 2D, namun saat dilakukan *flattening* pada horizon Tuban *Shale* dapat dilihat bahwa kedua formasi ini berada pada kedalaman yang sama sehingga diinterpretasikan batugamping penyusun Formasi Kujung berkembang menerus hingga umur Formasi Tuban (Gambar 2). Oleh karena itu, kedua formasi ini disetarakan menjadi unit batuan karbonat.



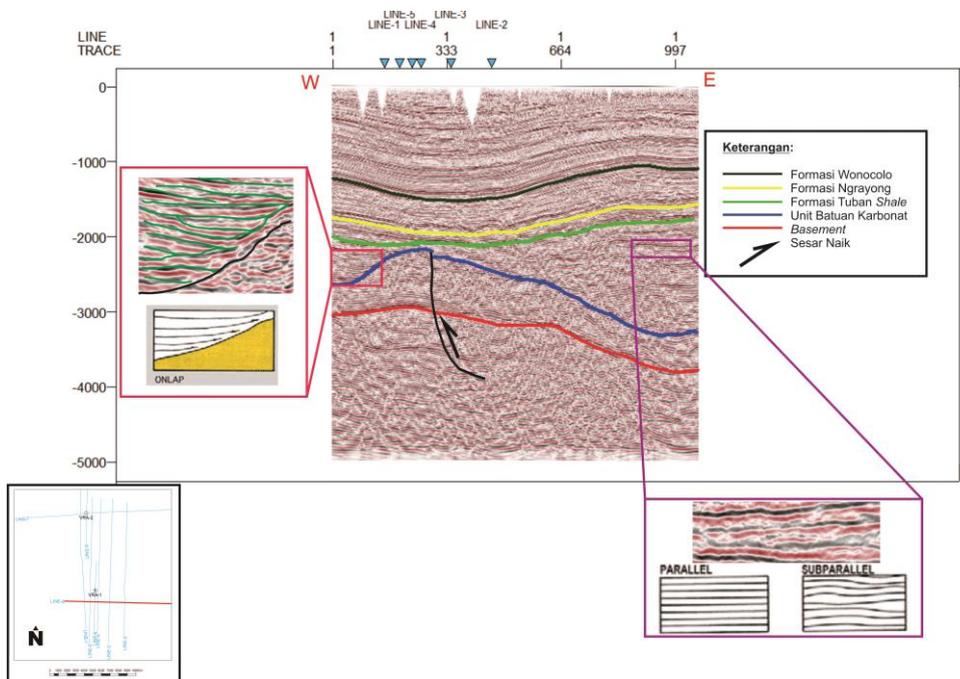
Gambar 2. Unit Batuan Karbonat dengan *flattening* Formasi Tuban *Shale* pada Line-1.



Gambar 3. Konfigurasi Seismik Unit Batuan Karbonat Line-8



Gambar 4. Konfigurasi Seismik Unit Batuan Karbonat Line-5



Gambar 5. Konfigurasi Seismik Formasi Tuban Shale Line-8

Unit batuan karbonat memiliki batas bawah yang ditentukan oleh seismik stratigrafi yaitu dengan adanya perbedaan konfigurasi penampang seismik 2D antara unit ini dengan unit dibawahnya. Batas atas pada unit batuan karbonat ditentukan oleh data sumur dan seismik stratigrafi. Berdasarkan data seismik stratigrafi, unit batuan karbonat dibatasi oleh adanya *onlap* dari unit diatasnya. Unit batuan karbonat memiliki konfigurasi internal berupa *parallel-subparallel* dan *chaotic* serta memiliki bentuk eksternal berupa *mound* yang menunjukkan bentuk *carbonate build up* (Gambar 3 dan 4).

Formasi Tuban *Shale* memiliki batas bawah yang ditentukan oleh data sumur dan seismik stratigrafi yaitu dibatasi oleh adanya *onlap*. Batas atas pada unit Formasi Tuban Shale ditentukan oleh data sumur. Formasi Tuban Shale memiliki konfigurasi internal berupa *parallel-subparallel* dan *sigmoid* (Gambar 5 dan 6). Formasi Ngrayong memiliki batas bawah dan batas atas yang ditentukan oleh data sumur. Formasi Ngrayong memiliki konfigurasi internal berupa *parallel-subparallel* (Gambar 7).

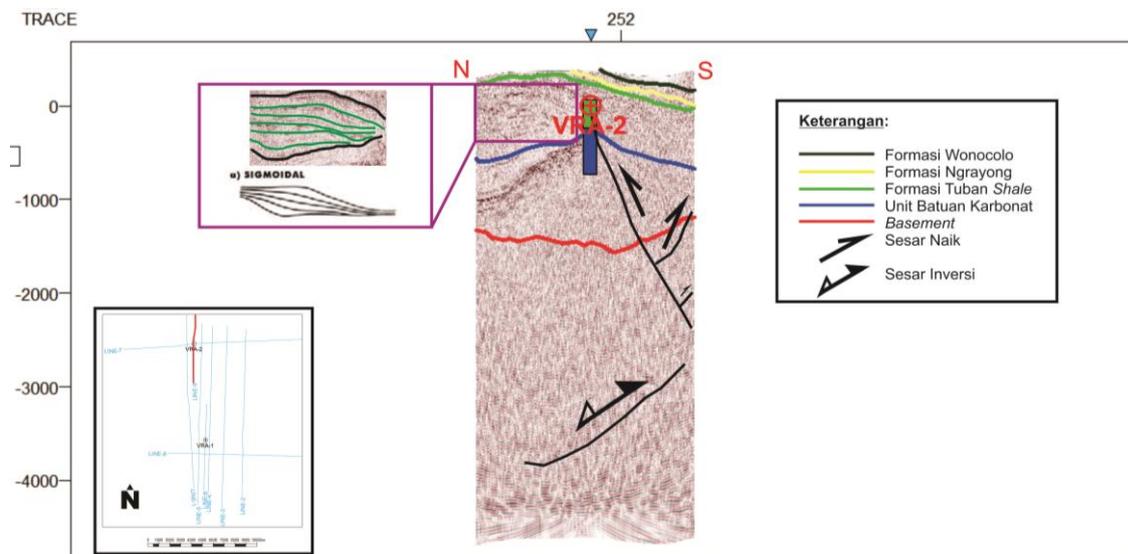
Formasi Wonocolo memiliki batas bawah dan batas atas yang ditentukan oleh data sumur.

Formasi Wonocolo memiliki konfigurasi internal berupa *parallel-subparallel* (Gambar 8).

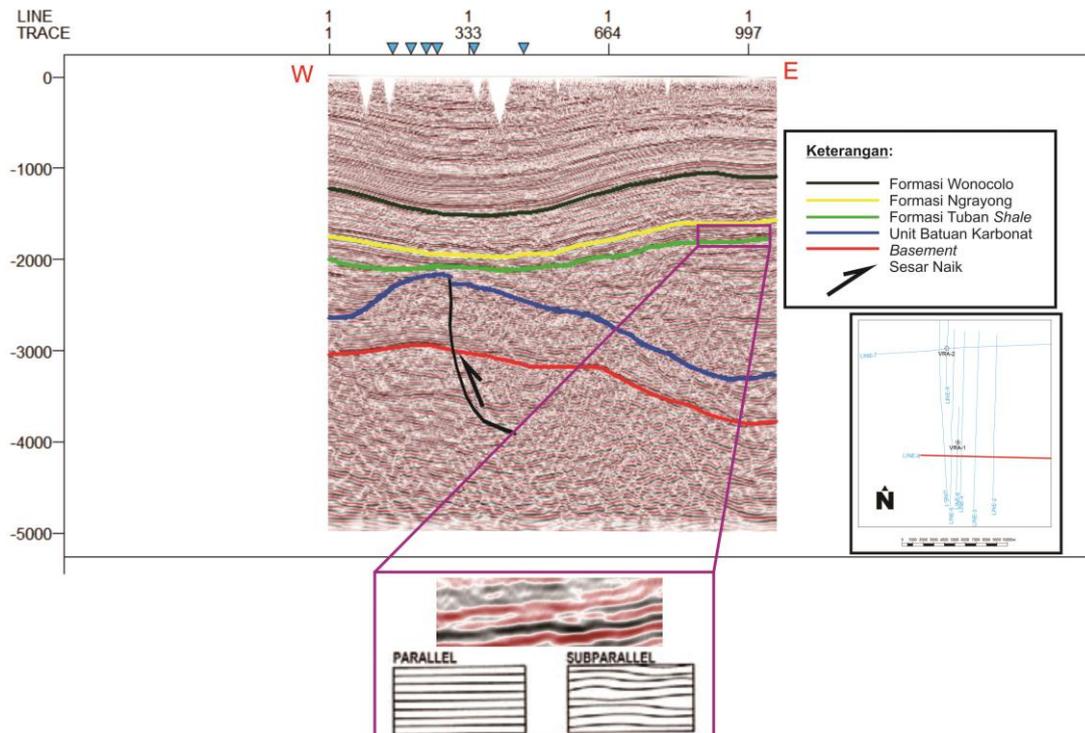
Analisis Sikuen Stratigrafi dan Lingkungan Pengendapan

Pada data log sumur VRA-1 dapat ditemukan tujuh sistem *tract* yang dapat dilihat berdasarkan pola elektrofases (Gambar 9 (a)). Sistem *tract* pertama dibatasi oleh adanya batas *transgressive surface* 1 (TS1). Litologi di bawah batas sistem

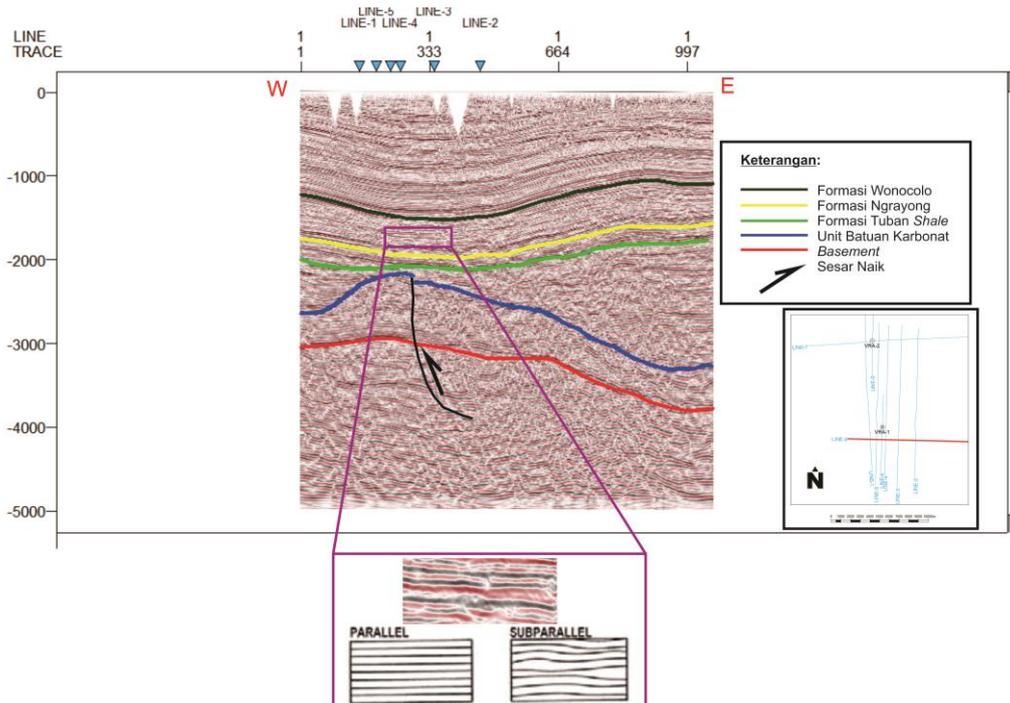
tract ini adalah litologi batugamping masif yang terdiri dari *foraminiferal packstones* dan *wackestones* dengan *mudstones*, *rudstones*, dan *algal boundstones*. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *cylindrical* dengan fase *keep up carbonate* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *lowstand system tract* (LST).



Gambar 6. Konfigurasi Seismik Formasi Tuban Shale Line-9



Gambar 7. Konfigurasi Seismik Formasi Ngrayong Line-8



Gambar 8. Konfigurasi Seismik Formasi Wonocolo Line-8.

Sistem *tract* kedua dibatasi oleh adanya batas *flooding surface* 1 (FS1). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung dengan sisipan lapisan batupasir dan batugamping. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *symmetrical* dengan fasies *reworked offshore bar* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *transgressive system tract* (TST).

Sistem *tract* ketiga dibatasi oleh adanya batas *sequence boundary* 1 (SB1). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung dengan sisipan lapisan batupasir dan batugamping. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *funnel* dengan fasies *shoreface* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *highstand system tract* (HST).

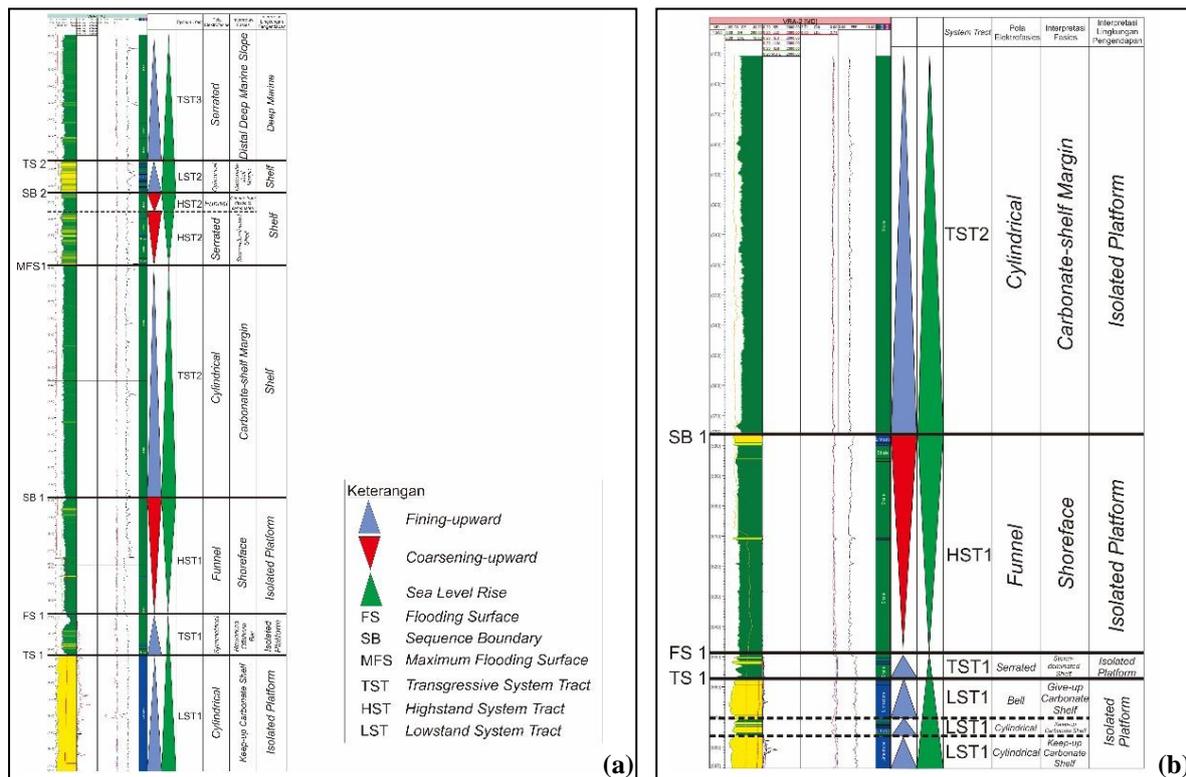
Sistem *tract* keempat dibatasi oleh adanya batas *maximum flooding surface* 1 (MFS1). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung yang tebal. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *cylindrical* dengan fasies *carbonate-shelf margin* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *shelf*. Pada sistem *tract* ini

diinterpretasikan termasuk ke dalam *transgressive system tract* (TST).

Sistem *tract* kelima dibatasi oleh adanya batas *sequence boundary* 2 (SB2). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung dengan sedikit lapisan batupasir dan batugamping. Sistem *tract* ini memiliki dua pola elektrofases yaitu *serrated* dengan fasies *storm-dominated shelf* dan *funnel* dengan fasies *change from clastic to carbonates*. Sistem *tract* ini diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *shelf*. Dan diinterpretasikan termasuk ke dalam *highstand system tract* (HST).

Sistem *tract* keenam dibatasi oleh adanya batas *transgressive surface* 2 (TS2). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batugamping, batupasir, dan batulempung. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *cylindrical* dengan fasies *carbonate shelf margin* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *shelf*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *lowstand system tract* (LST).

Sistem *tract* ketujuh dibatasi oleh adanya batas *transgressive surface* 2 (TS2). Litologi di atas batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung dengan sisipan lapisan batupasir dan batugamping. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *serrated* dengan



Gambar 9. Interpretasi Sikuen Stratigrafi (a) Sumur VRA-1 (b) Sumur VRA-2

fasies *distal deep marine slope* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *deep marine*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *transgressive system tract* (TST).

Pada data log sumur VRA-2 dapat ditemukan empat sistem *tract* yang dapat dilihat berdasarkan pola elektrofases (Gambar 9 (b)). Sistem *tract* pertama dibatasi oleh adanya batas *transgressive surface* 1 (TS1). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batugamping masif yang terdiri dari *packstones*, *wackestones*, *mudstones*, *grainstones*, *chalky carbonate*, dan *crystalline carbonate*. Sistem *tract* ini terdiri dari tiga bagian yang memiliki pola elektrofases *cylindrical*, *cylindrical*, serta *bell* yang diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *lowstand system tract* (LST).

Sistem *tract* kedua dibatasi oleh adanya batas *flooding surface* 1 (FS1). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung dengan sisipan lapisan batupasir dan batugamping. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *serrated* dengan fasies *storm*

dominated shelf dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *transgressive system tract* (TST).

Sistem *tract* ketiga dibatasi oleh adanya batas *sequence boundary* 1 (SB1). Litologi di bawah batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung dengan sisipan lapisan batupasir dan batugamping. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *funnel* dengan fasies *shoreface* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *highstand system tract* (HST).

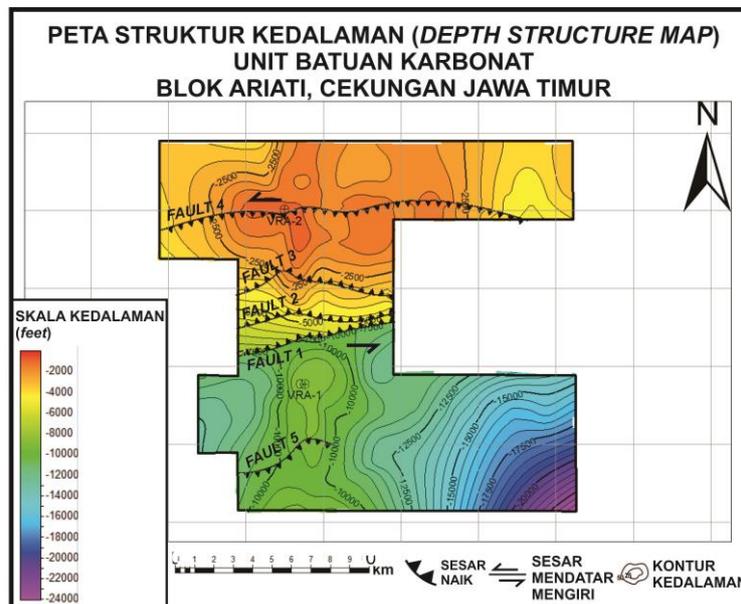
Sistem *tract* keempat dibatasi oleh adanya batas *sequence boundary* 1 (SB1). Litologi di atas batas sistem *tract* ini adalah litologi batulempung yang tebal. Sistem *tract* ini memiliki pola elektrofases *cylindrical* dengan fasies *carbonate-shelf margin* dan diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan pengendapan *isolated platform*. Pada sistem *tract* ini diinterpretasikan termasuk ke dalam *transgressive system tract* (TST).

PEMBAHASAN
Struktur Geologi

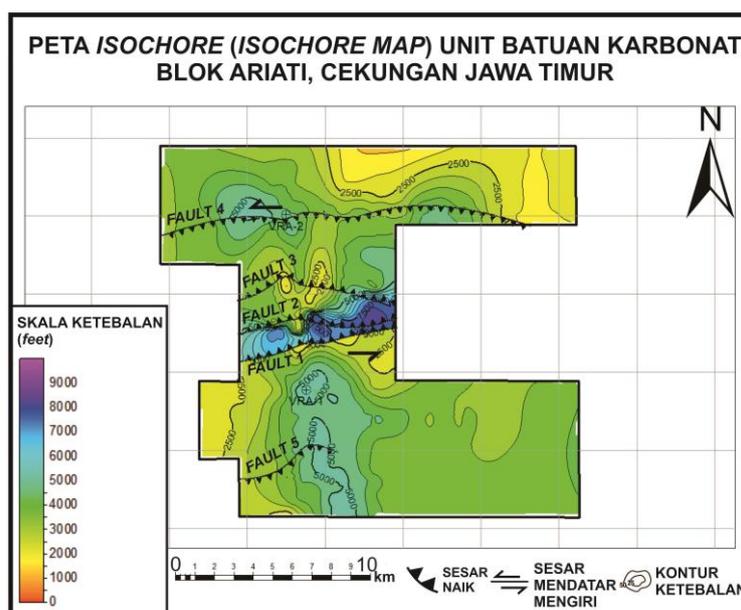
Proses tektonik pada Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur telah menghasilkan deformasi batuan yang terlihat sebagai struktur geologi. Berdasarkan data penampang seismik 2D, ditemukan struktur geologi berupa sesar. Kenampakan struktur sesar pada seismik ini ditunjukkan oleh ketidakmenerusan lapisan, reflektor seismik secara lateral terputus dan bergeser.

Pada daerah penelitian, sesar yang ditemukan adalah sesar yang bergerak searah dengan

kemiringan bidang sesar atau sering disebut *dip-slip fault*. Sesar yang terdapat pada daerah penelitian ini diidentifikasi sebagai sesar naik. Terdapat 6 sesar yang ditemukan pada daerah penelitian yaitu, *Fault 1* (sesar inversi), *Fault 2*, *Fault 3*, *Fault 4*, *Fault 5*, dan *Fault 6*. Deformasi yang terjadi akibat sesar ini melibatkan batuan dasar dan bukan hanya lapisan sedimen di atasnya. Oleh karena itu, sesar pada daerah penelitian ini disebut bersifat *thick-skinned*. Struktur yang terdapat pada Blok Ariati ini memiliki arah timur-barat atau mengikuti pola Sakala (Gambar 10).



Gambar 10. Peta Struktur Kedalaman Unit Batuan Karbonat



Gambar 11. Peta Isochore Unit Batuan Karbonat

Tektonostratigrafi

Fase *prerift* terjadi sebelum adanya fase ekstensional berupa *rifting*. Pada daerah penelitian rifting terjadi pada umur Paleogen. Hal ini mengindikasikan bahwa fase *prerift* terjadi sebelum umur Paleogen tersebut atau dapat disebut Pra-Paleogen. Menurut Bransden, dkk(1992), fase *prerift* adalah zona akresi yang disebabkan oleh kolisi antara Lempeng Mikro Laut Jawa Timur dengan Lempeng Eurasia bagian tenggara pada Kapur Akhir. Litologi yang termasuk kedalam fase *prerift* pada daerah penelitian ini adalah batuan dasar atau *basement* berupa batuan metamorf. Litologi ini menunjukkan kenampakan *chaotic* pada penampang seismik 2D. Kenampakan *chaotic* disebabkan oleh densitas yang tinggi sehingga susah terbaca oleh seismik.

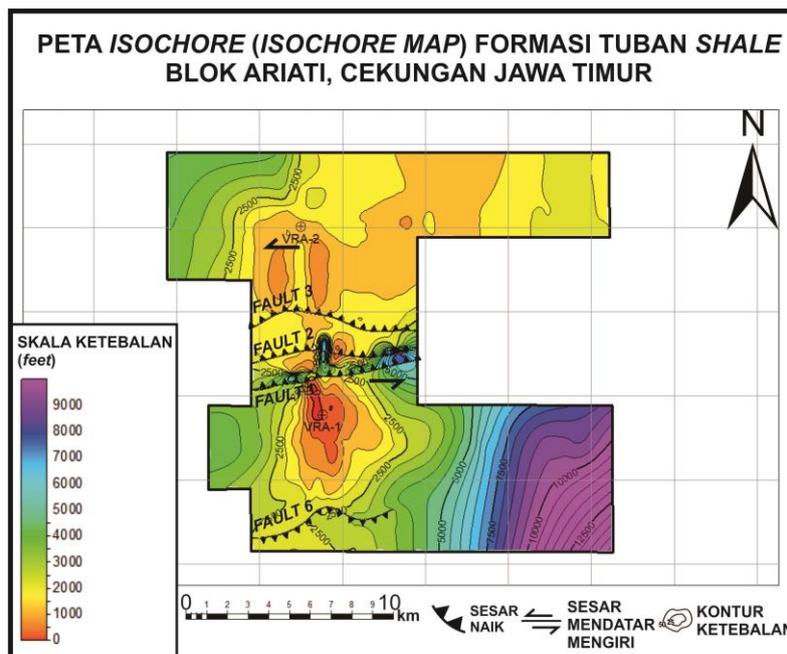
Pada fase *synrift*, analisis geometri endapan *synrift* adalah hal yang dilakukan untuk mengetahui tektonostratigrafi pada daerah penelitian. Geometri endapan *synrift* pada Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur dapat dilihat melalui data peta *isochore* formasi yang diinterpretasikan terbentuk saat terjadinya fase *synrift* yaitu unit batuan karbonat yang terdiri dari Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat (Gambar 11).

Pada daerah penelitian terlihat terdapat sesar yang mempengaruhi proses sedimentasi. Hal ini dilihat dari adanya pola penebalan yang terjadi

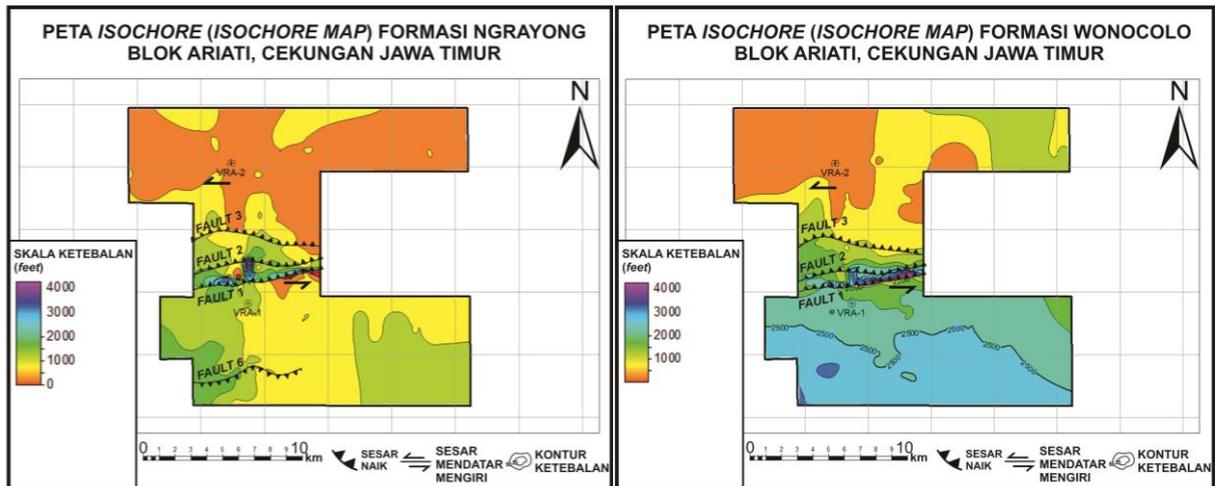
ke arah bidang sesar yaitu pada sesar *Fault 1*. *Fault 1* memiliki arah timur-barat yang relatif sama dengan arah dari pola struktur Sakala. Sesar ini mempengaruhi geometri endapan *synrift* di daerah penelitian. Berdasarkan peta *isochore* terlihat terdapat perbedaan ketebalan yang awalnya tipis di bagian utara, lalu menebal, dan kemudian berubah menjadi tipis kembali di selatan peta. Perbedaan ketebalan lapisan pada fase *synrift* disebabkan karena sedimen mengisi cekungan yang terbentuk akibat sesar yang terus bergerak. Perbedaan ketebalan ini dibatasi oleh sesar pembatas (*border fault*) yaitu *Fault 1*. Adanya pola penebalan di peta *isochore* unit batuan karbonat membuktikan bahwa unit tersebut benar termasuk dalam fase *synrift*.

Pada fase *postrift* atau *syn-inversion*, analisis geometri endapan *postrift* atau *syn-inversion* adalah hal yang dilakukan untuk mengetahui tektonostratigrafi pada daerah penelitian. Geometri endapan *postrift* atau *syn-inversion* pada Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur dapat dilihat melalui data peta *isochore* formasi yang diinterpretasikan terbentuk saat terjadinya fase *postrift* atau *syn-inversion* yaitu Formasi Tuban *Shale*, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo (Gambar 12 dan 13).

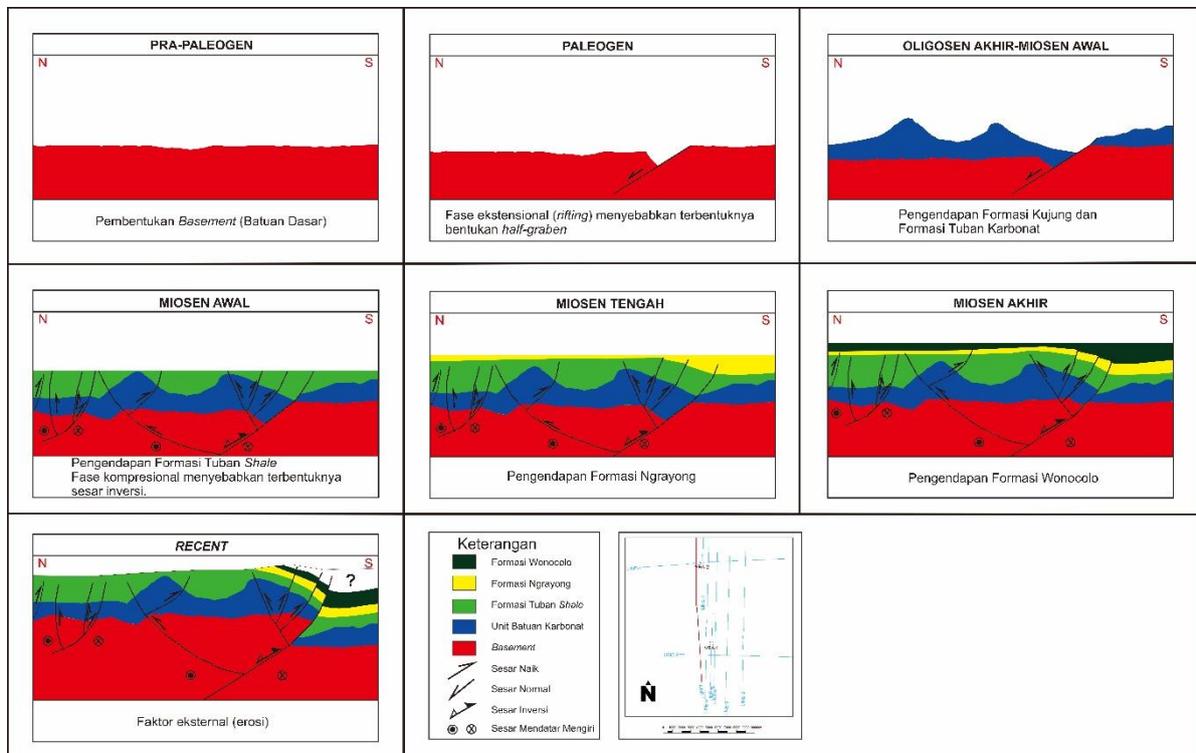
Pada daerah penelitian dapat terlihat bahwa berdasarkan peta *isochore* tidak terlihat adanya perbedaan ketebalan, ditandai dengan warna kontur yang cenderung sama pada peta.



Gambar 12. Peta *Isochore* Formasi Tuban *Shale*



Gambar 13. Peta Isochore Formasi Ngrayong dan Formasi Wonocolo



Gambar 14. Rekonstruksi Sejarah Geologi Daerah Penelitian

Adanya sedikit perbedaan ketebalan lapisan di sekitar area *Fault 1* yang ditunjukkan dengan ditemukannya area yang berbeda warna kontur pada fase *postrift* atau *syn-inversion* disebabkan karena sedimen mengisi cekungan yang terbentuk akibat sesar normal pada fase ekstensional sebelumnya. Berdasarkan atas tidak adanya pola penebalan yang signifikan pada peta *isochore* Formasi Tuban Shale, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo maka dapat membuktikan bahwa ketiga unit tersebut benar

termasuk ke dalam fase *postrift* atau *syn-inversion*.

Pada fase *postrift* atau *syn-inversion* ini, diinterpretasikan terbentuk pula struktur geologi berupa sesar yaitu *Fault 2*, *Fault 3*, *Fault 4*, *Fault 5*, dan *Fault 6* sebagai hasil dari fase kompresional pada daerah penelitian. Sesar ini merupakan sesar naik dengan arah timur-barat yang relatif sama dengan arah dari pola struktur Sakala. Namun, sesar ini tidak terlalu mempengaruhi geometri endapan *postrift* atau *syn-inversion*. Hal ini diinterpretasikan terjadi

karena pergerakan sesar tidak cepat sehingga pengendapan masih dapat berlangsung dengan ketebalan yang relatif sama.

Rekonstruksi sejarah geologi dilakukan untuk mengetahui urutan kejadian geologi yang terjadi pada daerah penelitian (Gambar 14). Rekonstruksi sejarah geologi Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur dimulai pada Pra-Paleogen. Sebelum periode Paleogen, diinterpretasikan pada daerah penelitian terbentuk basement atau batuan dasar. Pada periode Paleogen, sesar mayor berarah timur-barat aktif. Sesar pada periode ini merupakan hasil dari *dip-slip extensional structural*. Tektonik pada periode Paleogen menyebabkan terbentuknya morfologi half graben pada daerah penelitian. Pada Oligosen Akhir hingga Miosen Awal terbentuk unit batuan karbonat yaitu Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat. Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat terdiri dari litologi batugamping yang menunjukkan kenampakan *carbonate build up* pada penampang seismik 2D. Pada Miosen Awal, mulai terjadi inversi pada Cekungan Jawa Timur. Tektonik inversi ini berhubungan dengan subduksi yang berubah arah dari timurlaut-baratdaya selama Kapur Akhir hingga Tersier Awal menjadi pola utara-selatan sampai saat ini (Satyana dan Purwaningsih, 2003). Pada Miosen Awal, terjadi transisi dari ekstensi berubah menjadi kontraksi serta terendapkan Formasi Tuban Shale. Pada Miosen Tengah, terbentuk Formasi Ngrayong dan pada Miosen Akhir terbentuk Formasi Wonocolo. Rekonstruksi pada daerah penelitian diakhiri dengan adanya faktor eksternal berupa erosi.

KESIMPULAN

Berdasarkan dari hasil analisis didapatkan kesimpulan bahwa Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur tersusun dari Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat yang terendapkan di lingkungan pengendapan *isolated platform*, Formasi Tuban Shale yang terendapkan di lingkungan pengendapan *isolated platform*, Formasi Ngrayong hasil pengendapan lingkungan *shelf*, dan Formasi Wonocolo terendapkan di lingkungan pengendapan *deep*

marine. Struktur geologi yang berkembang pada Blok Ariati, Cekungan Jawa Timur adalah sesar inversi serta sesar naik dengan arah relatif timur-barat dan diinterpretasikan mengikuti pola Sakala. Secara tektonostratigrafi, daerah penelitian terdiri dari tiga fase. Fase pertama adalah fase *prerift* yang menghasilkan *basement* atau batuan dasar. Fase kedua adalah fase *synrift* yang menghasilkan endapan unit batuan karbonat (Formasi Kujung dan Formasi Tuban Karbonat). Sedangkan fase ketiga adalah fase *postrift* atau *syn-inversion* yang menghasilkan endapan Formasi Tuban Shale, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada JOB Pertamina-Petrochina East Java yang telah memberikan kesempatan penulis mengolah data Tugas Akhir dan atas bantuan berupa bimbingan yang telah diberikan.

DAFTAR PUSTAKA

- Fahrudin, Nugroho, H., Winarno, T., Hasibuan, Z. H., Suprayetno, J., Firmansyah, R., Muhajir, dan Kadarusman, A., 2018. The Influence of Fault and Stress Contributed On Overpressure Mechanism For Neogen Formation (Mundu, Wonocolo, Ngrayong) East Java Basin, Indonesia. *MATEC Web of Conferences* 159 (2018).
- Satyana, A. H. dan Purwaningsih, M. E. M., 2003. Geochemistry Of The East Java Basin: New Observations On Oil Grouping, Genetic Gas Types And Trends Of Hydrocarbon Habitats, *Indonesian Petroleum Association, 29th Annual Convention Proceedings, 2003*.
- Sribudiyani, Muchsin, N., Ryacudu, R., Kunto T., Astono P., Prasetya, I., Sapiie, B., Asikin, S., Harsolumakso, A. H., dan Yulianto I., 2003. The Collision Of The East Java Microplate And Its Implication For Hydrocarbon Occurrences In The East Java Basin, *Indonesian Petroleum Association, 29th Annual Convention Proceedings*, hal. 335-346.