



GEOLOGI BAWAH PERMUKAAN DAN PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON
DENGAN METODE VOLUMETRIK BERDASARKAN INTERPRETASI DATA SEISMIK 2D
DAERAH CEKUNGAN TANIMBAR

Lisa Lamba¹, Iyan Haryanto¹, Dwi Sunu Herutomo², Nisa Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹Program Studi Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

²KST UNPAD

Korespondensi: lisa17002@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Daerah Cekungan Tanimbar termasuk kedalam Busur Banda Luar yang terdiri dari serangkain kepulauan beserta palung laut dalam dan kompleks *fold-thrust-belt* sebagai hasil dari evolusi tektonik yang kompleks. Penemuan lapangan migas di bagian selatan Busur Banda serta hasil analog dengan bagian utara Kontinen Australia mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon di area ini. Namun belum banyak penelitian serta studi mendalam mengenai daerah ini. Studi ini dilakukan untuk menginterpretasi keadaan bawah permukaan berdasarkan data seismik serta perhitungan cadangan potensi hidrokarbon dengan menggunakan metode volumetrik. Hasil penelitian menggambarkan bahwa daerah penelitian berada pada zona tektonik kompleks yang berlangsung selama Mesozoikum, Neogen hingga Kuartar, ditunjukkan dengan struktur sesar naik yang berkembang pada asosiasi *fold-thrust-belt* serta sesar normal yang umumnya berkembang pada Kontinen Australia. Stratigrafi yang berkembang analog dengan yang ditemukan pada bagian utara Cekungan Bonaparte, namun dengan ketebalan yang minim. Ditemukan dua *closure* yang tersebar di bagian selatan dan utara daerah penelitian dengan kemungkinan reservoir Formasi Plover Atas berumur Jura. Hasil perhitungan cadangan hidrokarbon berupa gas (IGIP) dengan metode volumetrik sebesar 7,51 Tcf pada lead 1, dan untuk lead 2 sebesar 60,64 Tcf.

Kata kunci: Interpretasi seismik, Busur Luar Banda, Struktur Geologi.

ABSTRACT

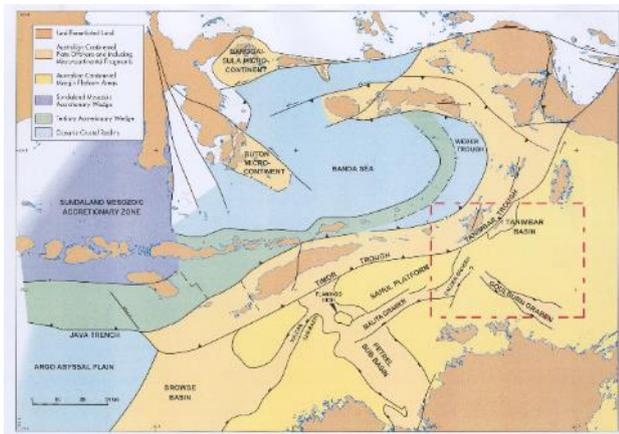
Tanimbar Basin is the region of Banda Outer Arc, comprises a series of islands with deep-water trough and fold-thrust-belt complexes as a result of complex tectonic evolution history. The discovery of an oil and gas field in the southern part of the Banda Arc and analogues with the northern Australian Continent indicates the potential hydrocarbons in this area. However, since this area is frontier, there has not been much research and details study of this area. This study was conducted to identify subsurface conditions and the calculation of potential hydrocarbon in place using volumetric method. The results delineate that the research area has a complex development tectonic history since Mesozoic, Neogene to Quaternary, indicated by thrust complexes associate in the fold-thrust-belt and multiple normal faults trend that generally develop on the Australian Continent. Stratigraphy in this area analogous to that found in the northern part of Bonaparte Basin but in minimal thickness. Two closures found in the southern and northern parts of the study area with a probable Jurassic Plover Formation as a reservoir. The results of the hydrocarbon calculation reserves in the form of gas (IGIP) using the volumetric method are 7,51 Tcf in lead 1, and 60,64 Tcf in lead 2.

Keywords : Interpretasi seismik, Busur Luar Banda, Struktur Geologi.

1. PENDAHULUAN

Berdasarkan Satyana, (2012) dari 128 cekungan yang ada, 74 cekungan dengan status belum/tidak dilakukan pengeboran. Hal ini secara tidak langsung dapat menjelaskan bahwa Indonesia masih memiliki banyak potensi hidrokarbon yang belum terjamah, utamanya di timur daerah Indonesia. Namun, kebutuhan akan migas masih tetap tinggi, seiring dengan semakin meningkatnya populasi penduduk serta perkembangan ekonomi. Maka untuk menjaga

kebutuhan energi tetap terpenuhi, perlu dilakukan eksplorasi serta pengembangan pada lapangan-lapangan baru dengan melakukan studi geologi-geofisika yang mendalam mengenai lokasi yang sekiranya memiliki cadangan, salah satunya dengan menggunakan metode seismik. Baru-baru ini ditemukan salah satu cadangan migas terbesar di Indonesia Timur tepatnya di Blok Masela yang terbukti menghasilkan 10,7 TCF gas (SKK MIGAS, 2019). Potensi lainnya juga ditemukan di bagian utara dan timur laut Blok Masela, utamanya pada sepanjang sisi



Gambar 2. Latar belakang geologi daerah penelitian (Barber *et al.*, 2003).

Selanjutnya penyebaran *terrane* dari tepi Gondwanaland pada Trias Akhir hingga Jura Akhir (Metcalf, 1998) yang menghasilkan 4 blok pecahan, dimana kemungkinan blok keempat menempati posisi Laut Banda saat ini. Periode terakhir adalah kolisi antara Utara Kontinen Australia dan Kepulauan Indonesia (*Banda Arc*) yang berbatasan dengan Sunda Plate dimulai sekitar 25 Ma. Menghasilkan reaktivasi sesar normal Mesozoik pada selatan *Australian continental margin* (Ohara *et al.*, 2015) serta beberapa zona di daerah penelitian meliputi *volcanic arc* yang dikenal dengan “*inner Banda Arc*” serta prisma akresi yang dikenal dengan “*Outer Banda Arc*” (*Seram-Kai-Tanimbar-Timor island arc*).

2.2 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Cadangan pada dasarnya terbagi atas cadangan mula-mula yang terhitung dan nyata di dalam reservoir yang disebut *Hydrocarbon In Place* dan cadangan yang memiliki nilai ekonomis atau dapat diproduksi secara ekonomis yang disebut *Recoverable Reserve* (Rukmana & Kristanto, 2012).

Berdasarkan ketersediaan data, maka dalam penelitian ini hanya dapat dilakukan perhitungan cadangan mula-mula hidrokarbon pada kandidat reservoir dengan berdasarkan persamaan IGIP dan OGIP. Oleh Rubiandini (2004), persamaan dituliskan sebagai berikut :

$$OOIP = 7758Bbl \frac{(Vb) (\phi)(1 - Swi)}{Boi} \dots\dots (1)$$

$$IGIP = 43560Mcf \frac{(Vb) (\phi)(1 - Swi)}{Bgi} \dots\dots (2)$$

Keterangan :

IOIP = *Initial oil in place*, (STB, stock tank barrels)

IGIP = *Initial Gas in Place* (SCF, Standart Cubic Feet)

7758 = Faktor konversi acre.ft ke barrels

43560 = Faktor konversi dari acre.ft ke cubic.ft

Vb = *Volume bulk* dari reservoir (acre.ft)

Φ = Porositas, (% atau desimal)

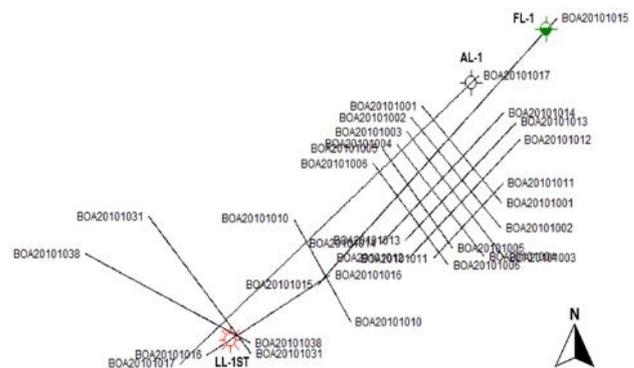
Sw = Saturasi air, (% atau desimal)

Boi = *Oil formation volume factor* (STB/bbls)

Bgi = *Gas formation volume factor* (SCF/cuft)

3. METODE

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis refleksi seismik, analisis horizon dan patahan serta analisis fasies seismik pada 16 penampang seismik 2D dengan marker yang berasal dari 3 sumur (gambar 3). Proses pengikatan atau korelasi data sumur dengan data seismik dilakukan dengan metode *time-depth correlation*. Sementara penentuan daerah *lead* didasarkan pada analisis peta struktur bawah permukaan. Peta struktur yang dibuat meliputi peta struktur waktu dan peta struktur kedalaman dengan menggunakan metode *gridding* serta *time depth conversion*. Dalam melakukan perhitungan cadangan hidrokarbon, penulis menggunakan metode volumetrik.



Gambar 3. Basemap data seismik 2D dan data sumur

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Kerangka Struktur Geologi

Evolusi tektonik daerah penelitian melatarbelakangi kompleksitas kerangka struktur area ini. Diantaranya fase pemekaran pada Mesozoikum yang kemudian diikuti dengan fase kompresional akibat kolisi antara *Banda Arc* dan Kontinen Australia. Menghasilkan *fold-thrust-belt* pada *Banda Outer Arc*, Timor-Tanimbar *trough* serta *normal faults* lainnya yang ditemukan pada *Australian continental margin*. Beberapa sesar normal yang terbentuk lebih awal juga mengalami reaktivasi sebagai akibat dari adanya kolisi selama Pliosen-Plistosen. Secara regional, sistem sesar normal umumnya dijumpai pada bagian *foreland* atau pada *Australian continent*, sementara sistem sesar naik beserta asosiasinya ditemukan pada zona *fold-thrust-belt (FTB)* di barat daerah penelitian (gambar 4). Penampang seismik daerah penelitian menunjukkan gejala tektonik utama yang berkaitan dengan perkembangan Cekungan Tanimbar dijelaskan sebagai berikut:

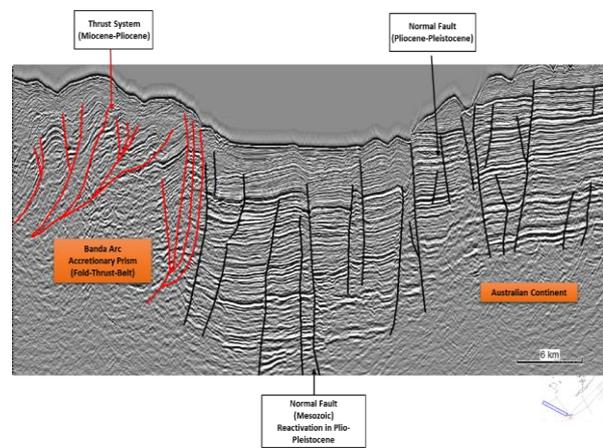
1. Sesar Normal Berarah Timur laut-Barat daya

Sesar normal berarah timur laut-barat daya (gambar 5) sangat banyak ditemukan di daerah penelitian, utamanya pada bagian selatan. Hampir keseluruhan sesar ini hanya memotong sedimen Kenozoikum dengan sedikit pergeseran (*displacement*) sehingga diperkirakan hanyalah sesar minor. Namun beberapa sesar ini terlihat terhubung dengan beberapa sesar normal mayor dan mengakibatkan pergeseran yang besar hingga ke sedimen berumur Mesozoikum, akibat adanya reaktivasi sesar tua selama Pliosen-Plistosen. Keterbentukan tren sesar normal ini utamanya disebabkan oleh *flexural bending* pada Kontinen Australia dalam rejim ekstensional yang terjadi yang terjadi secara lokal akibat adanya periode tektonik kolisi antara Kontinen Australia dengan *Eurasian Plate* selama Pliosen-Plistosen.

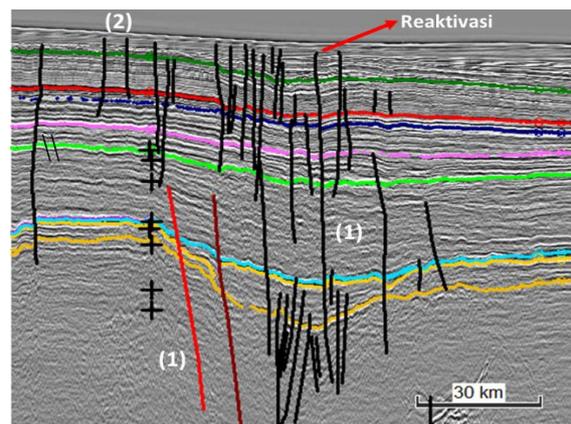
2. Sesar Normal Berarah Barat-Timur

Utamanya sesar normal ini terdapat pada bagian tengah cekungan dan memotong strata Mesozoikum. Tipe sesar normal yang dijumpai menunjukkan tektonik sin-ekstensi sehingga diperkirakan pembentukan tren sesar ini terjadi

pada fase awal pembentukan cekungan yakni pada periode tektonik ekstensional selama Mesozoikum dan berkaitan dengan *breakup* pada tepi timur Gondwanaland. Pada penampang seismik AL20101017 (gambar 6) terlihat jelas sesar ini menghasilkan struktur terban (*graben*) yang menghasilkan adanya *unconformity* berumur Kapur. Beberapa dari sesar normal ini kemudian mengalami reaktivasi menjadi sesar naik dan membentuk lipatan (gambar 7), beberapanya terhubung dengan tren sesar normal yang telah dijelaskan diatas (poin pertama).



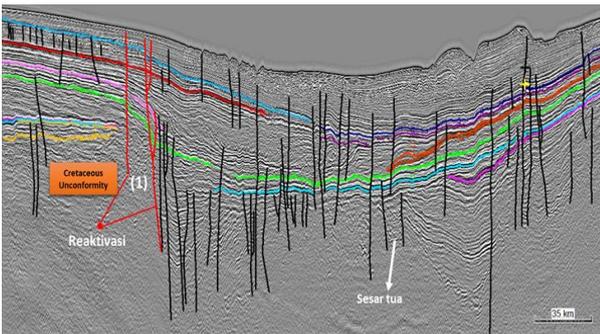
Gambar 4. Kerangka struktur geologi daerah penelitian berdasarkan interpretasi penampang seismik berarah barat-timur



Gambar 5. Struktur geologi di selatan daerah penelitian menunjukkan sistem sesar normal berarah timur laut-barat daya yang ditandai nomor 2 dan hubungannya dengan sistem sesar normal berarah barat-timur yang ditandai nomor 1.

3. Sesar Naik dan Lipatan

Umumnya kenampakan *thrusting* dengan sumbu barat-timur ditemukan dibagian barat daerah penelitian dan berasosiasi dengan *Fold-Thrust-Belt* (gambar 4). Sistem sesar ini diperkirakan berkaitan dengan periode tektonik kompresi pada Tersier Akhir akibat adanya kolisi antara Kontinen Australia dengan Busur Banda sehingga menghasilkan pembentukan prisma akresi. Selanjutnya, berdasarkan korelasi stratigrafi Cekungan Tanimbar dengan Kepulauan Tanimbar (Charlton 2008), suksesi Mesozoikum yang ditemukan di bawah permukaan, terungkap di Kepulauan Tanimbar. Sehingga dapat disimpulkan bahwa kemungkinan besar terangkatnya suksesi Mesozoikum di Kepulauan Tanimbar dilatarbelakangi oleh pensesaran naik dan membentuk zona *Fold-Thrust-Belt*.

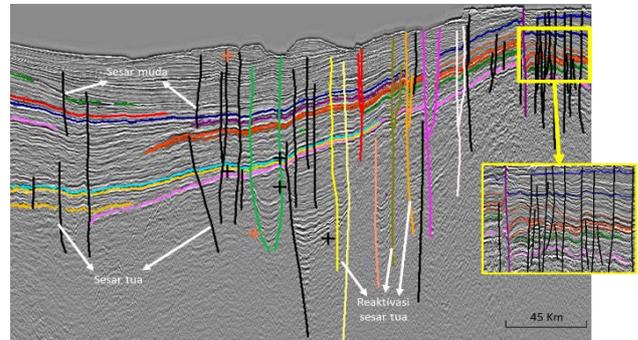


Gambar 6. Analisis struktur geologi penampang AL20101017 yang memotong timur laut-barat daya daerah penelitian menunjukkan adanya perkembangan sistem sesar normal berarah barat-timur. Sistem sesar ini membentuk struktur terban (*graben*) dan mengakibatkan *unconformity* pada umur Kapur ditandai dengan warna merah.

4.2 Analisis Fasies Seismik

Proses analisis seismik stratigrafi dengan menggunakan parameter Ramsayer (1979) ini dilakukan untuk menginterpretasi paleogeografi pada saat proses pengendapan. Dipilih beberapa lintasan seismik yang mewakili seluruh *marker* formasi serta melalui sumur terdekat yakni pada

lintasan AL20101017, lintasan LCL20101016. Dimana pada lintasan tersebut, juga dipasangkan dengan data *marker* sumur AL-1, FL-1 dan LL-1ST.



Gambar 7. Analisis struktur geologi penampang FL20101015 yang memotong timur laut-barat daya daerah penelitian menunjukkan adanya perkembangan sistem sesar normal berarah barat-timur. Sistem sesar ini terlihat bergabung dengan sistem sesar normal berarah timur laut-barat daya akibat adanya reaktivasi pada umur Neogen.

1. Lintasan AL20101017

Lintasan seismik ini berada pada bagian utara daerah penelitian dan memotong lokasi sumur AL-1. Fasies seismik terbagi menjadi 6 unit (tabel 1).

Berdasarkan hasil analisis pada penampang seismik lintasan AL20101017, terlihat adanya proses perubahan pengendapan yang kemungkinan menuju pusat cekungan yang ditandai dengan adanya terminasi *downlap* pada beberapa horizon. Juga ditambah dengan geometri cekungan yang menunjukkan dalaman. Fasies seismik menunjukkan paleogeografi daerah ini adalah lingkungan laut dangkal hingga laut dalam (*neritic-bathyal*).

2. Lintasan LCL20101016

Lintasan seismik ini berada pada bagian selatan-barat daya daerah penelitian dan memotong lokasi sumur LL-1. Fasies seismik terbagi menjadi 6 unit (tabel 2).

Berdasarkan analisis pada penampang seismik lintasan LCL-20101016, secara keseluruhan, terlihat adanya proses perubahan

pengendapan dari perairan dangkal (*shelf*) ke arah laut dalam (*slope*) selama Kapur sebelum terjadi proses kenaikan muka air laut yang mengakibatkan adanya pendangkalan lingkungan pengendapan pada bagian atas fasies ini.

Tabel 1. Unit fasies seismik lintasan AL-20101017

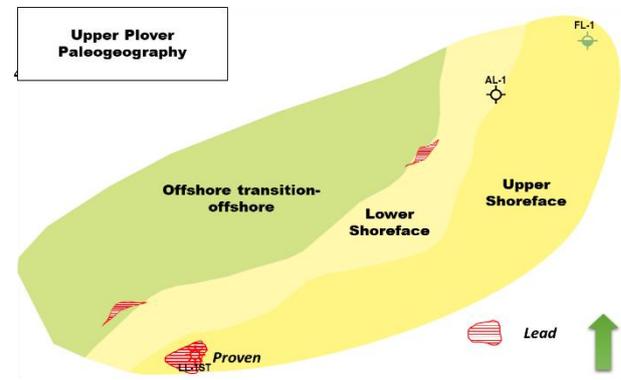
Seismic Facies	Ref configuration	Ref continuity	Amplitude and frequency	Bounding Relationship	Interpretation	Example
C-C/P	Parallel-wavy paralel	High continuity	High amplitude, high frequency	Concordance	Open marine, innermiddle sublittoral	
C-DWN /SIG	Subparalel Berangsur menjadi sigmoid	High-medium continuity	High to medium amplitude, high to low frequency	Concordance Downlap	Inner to middle sublittoral	
C-DWN /SIG	Subparalel Berangsur menjadi sigmoid	Medium continuity	Medium amplitude, medium frequency	Concordance Downlap	Inner to outer sublittoral	
E-DWN /SIG	Subparalel Berangsur menjadi sigmoid	Medium continuity	Medium amplitude, medium frequency	Erotional Downlap	Outer neritic, middle-outer sublittoral	
C-C/SP	Subparalel & Clinoform	High to medium continuity	High amplitude, high to medium frequency	Concordance	Outer neritic, outer sublittoral-upper bathyal	
C-C/SP	Subparalel	High continuity	High amplitude, high frequency	Concordance	Proximal marine, middle neritic?	
TL-ET/P	Parallel to wavy paralel	High continuity	High amplitude, high to medium frequency	Top lap Erotional?	Restricted marine lagoon?	

Tabel 2. Unit fasies seismik lintasan LCL-20101016

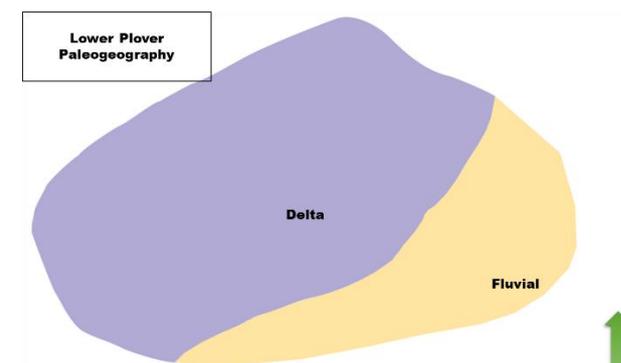
Seismic Facies	Ref configuration	Ref continuity	Amplitude and frequency	Bounding Relationship	Interpretation	Example
ET-C/SP	Subparalel wavy paralel	High-semi cont	Medium-low amplitude, high frequency	Erotional can Concordance	Shallow Marine	
C-C/SP	Subparalel	High semi cont	high amplitude, high frequency	Concordance	Shallow Marine	
ET-DWN/SIG	Subparalel gradual sigmoid	Semi Cont	high amplitude, high-low frequency	Erotional Downlap	Middle to outer neritic	
C-C/SP (1)	Subparalel	Semi Cont	High-medium amplitude, medium-low frequency	Concordance	Middle neritic	
C-C/CL (2)	Clinoform	Low Cont	Low amplitude, low frequency	Concordance	Prograding shelf	
C-C/HC (3)	Hummocky	High-medium cont	Medium-low amplitude, medium frequency	Concordance	Upper bathyal	
C-ET/SP	Subparalel to dimming chaotic	Medium to low cont	Medium amplitude, low frequency	Concordance Erotional?	Shelfal with very strong terrestrial influence. Shoreface to offshore	

4.3 Analisis Paleogeografi

Setelah dilakukan analisis fasies seismik pada keseluruhan lintasan dan formasi, lebih lanjut dilakukan analisis paleogeografi pada formasi kandidat reservoir dalam hal ini Formasi Plover Atas dan batuan induk dalam hal in Formasi Plover Bawah. Hasil analisis fasies seismik pada Formasi Plover Atas mengindikasikan lingkungan pengendapan *shoreface* hingga *offshore* seperti yang terlihat pada gambar 11. Sedangkan Formasi Plover Bawah mengindikasikan lingkungan pengendapan *fluvial-deltaic* seperti yang ditampilkan pada gambar 12.



Gambar 11. Model Paleogeografi Formasi Plover Atas

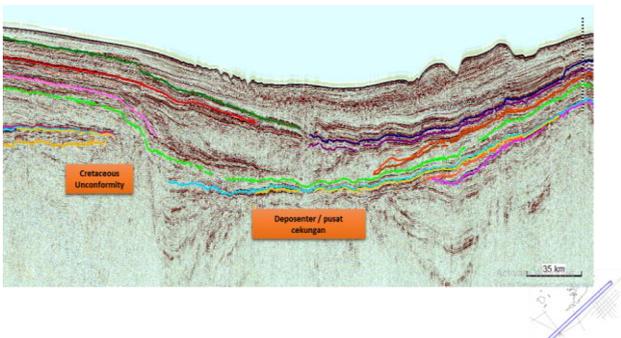


Gambar 12. Model Paleogeografi Formasi Plover Bawah

4.4 Analisis Horizon

Dalam menginterpretasi batas horizon, penulis menggunakan 3 lintasan seismik yang mewakili daerah penelitian dan juga memotong sumur AL-1, FL-1 dan LL-1ST yang tersebar

pada bagian utara dan selatan daerah penelitian. Hasil penarikan horizon, menunjukkan perubahan daerah yang semakin tinggi ke arah utara-timur laut, hal ini terlihat pada gambar 13. Sesuai dengan teori bahwa hidrokarbon bermigrasi ke daerah yang lebih tinggi, maka kemungkinan area di bagian Utara-Timur laut dapat menjadi arah migrasi hidrokarbon dikarenakan tekanan yang lebih rendah. Hal tersebut dapat terjadi apabila ada reservoir dengan *trap* dan *seal* yang baik. Sementara penurunan ke arah dalaman, terlihat pada bagian tengah daerah penelitian, sehingga diperkirakan daerah dalaman tersebut adalah pusat cekungan (gambar 13). Sisi timur Cekungan terlihat adanya perubahan ke daerah yang semakin landai. Namun semakin ke selatan, semakin terlihat bahwa daerah landai dibagian barat berasosiasi dengan zona tumbukan yang menghasilkan tinggian (FTB) seperti yang ada pada gambar 14. Terjadi penipisan sukseksi sedimen dari selatan daerah penelitian ke arah utara-timur laut bersamaan dengan perubahan ke daerah yang lebih tinggi. Peristiwa penting lainnya yang terekam adalah *unconformity* yang kemungkinan besar dilatarbelakangi oleh peristiwa tektonik *Continent Break-up* pada Jura Tengah (Callovian).

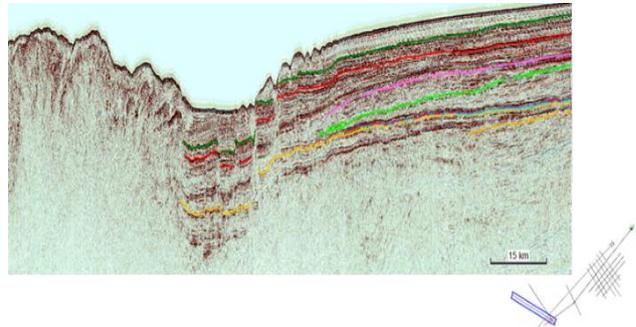


Gambar 13. Penampang seismik lintasan AL20101017 yang memotong bagian timur laut-barat daya daerah penelitian menunjukkan adanya perubahan dari daerah dalaman atau pusat cekungan (deposenter) ke tinggian.

4.5 Analisis Peta Struktur Bawah Permukaan

Dalam penelitian ini peta yang dibuat adalah peta struktur waktu dan kedalaman dengan

menggunakan *Lower Plover Fm* sebagai potensial *source rock*, dan *Top Plover Fm* sebagai potensial reservoir.



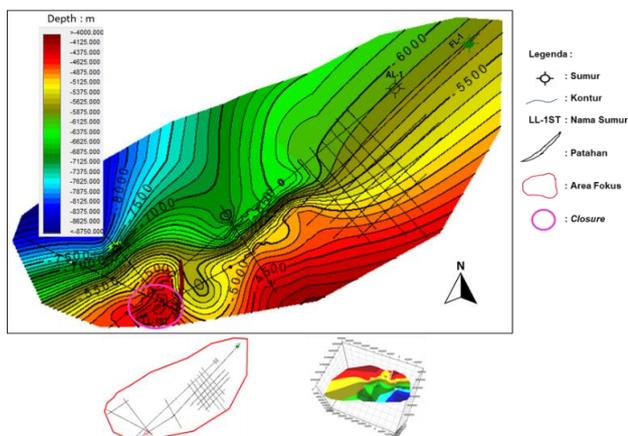
Gambar 14. Penampang seismik yang memotong barat-timur daerah penelitian bagian selatan menunjukkan kenampakan asosiasi daerah tinggian atau *fold-thrust-belt*.

1. Peta Struktur *Lower Plover*

Beberapa kenampakan yang muncul pada peta ini (gambar 15) diantaranya kenampakan tinggian yang berkembang di selatan dan tenggara daerah penelitian dan membentuk *closure* yang diinterpretasikan sebagai zona antiklin. Berdekatan pada area tersebut tepatnya di tengah kedua tinggian, terlihat adanya dalaman yang diperkirakan merupakan zona sinklin yang kemudian dipotong oleh patahan mayor. Semakin ke utara-timur laut dan barat daya daerah penelitian, terlihat adanya penipisan lapisan. Hal ini sejalan dengan yang tergambar pada lintasan seismik, dimana terlihat semakin menipisnya horizon pada area utara-timur laut. Struktur geologi yang ditemukan berupa sesar utama yang memotong Formasi *Lower Plover* berarah hampir utara-selatan ditemukan di selatan daerah penelitian. Sedangkan beberapa sesar minor lainnya berarah timur laut-barat daya.

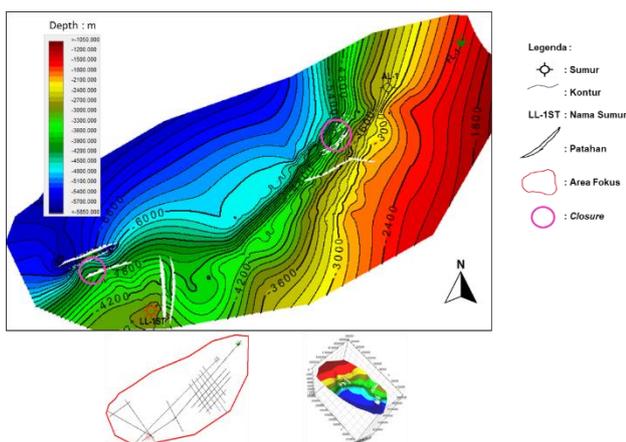
2. Peta Struktur *Top Plover*

Peta struktur Formasi *Top Plover* (gambar 16) menunjukkan bahwa daerah bagian timur laut lebih tinggi dibanding dengan daerah bagian selatan. Sedangkan daerah bagian barat lebih dalam. Kemungkinan cebakan hidrokarbon terlihat pada bagian utara dan selatan-barat



Gambar 15. Peta struktur kedalaman Formasi Lower Plover

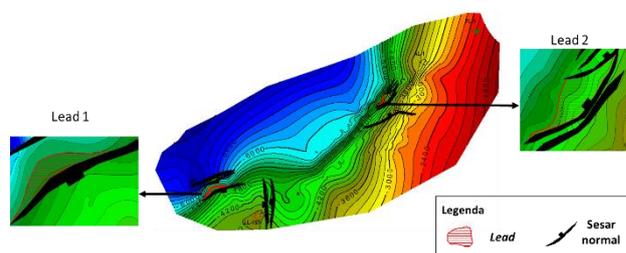
daerah penelitian. Adanya dua sesar besar yang mengapit daerah tinggi di bagian utara dapat membentuk cebakan hidrokarbon. Sedangkan di selatan terlihat adanya bentukan *closure* yang dibatasi sesar normal. Kemenerusan lapisan terlihat masih ada namun secara gradual menipis ke arah utara daerah penelitian. Hal ini ditandai dengan adanya kenampakan perubahan tebal ke tipis pada peta. Struktur geologi yang ditemukan berupa sesar-sesar utama yang memotong Formasi Top Plover pada daerah penelitian umumnya berarah hampir utara-selatan dengan beberapa sesar besar lainnya berarah barat laut-tenggara dan barat-timur.



Gambar 16. Peta struktur kedalaman Formasi Top Plover

4.6 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Penentuan *lead* dilakukan dengan berdasar pada hasil pemetaan geologi bawah permukaan yang telah dilakukan sebelumnya pada horizon yang berpotensi sebagai reservoir yakni Batupasir dari Formasi Plover Atas. Potensi ini telah terbukti menghasilkan pada beberapa lapangan di sekitar daerah penelitian. Ditemukan adanya dua *lead* berdasarkan peta struktur kedalaman bawah permukaan Formasi Plover Atas seperti yang terlihat pada gambar 17. Perhitungan cadangan hidrokarbon mula-mula pada reservoir dijelaskan sbb :



Gambar 17. Zona *lead* pada peta struktur kedalaman Formasi Plover Atas

1. Perhitungan Cadangan *lead 1 Sand_Plover*

Lead 1 pada horizon *Sand_Plover* ditemukan di selatan daerah penelitian (gambar 17) oleh adanya kenampakan *three-way closure*. Digunakan data hasil analisis petrofisika pada Formasi Plover sebagai berikut :

$$\text{Porositas } (\emptyset) = 0.340950853 = 34\%$$

$$\text{Saturasi air } (Swi) = 0.611621907 = 61\%$$

$$Bgi = 0.003465 \text{ SCF/cuft}$$

$$\text{Volume bulk (VB)} = 4,510,504.25 \text{ acre.ft}$$

Dikarenakan potensi hidrokarbon yang ditemukan adalah gas, maka digunakan perhitungan cadangan dengan menggunakan persamaan *initial gas in place (IGIP)* sesuai persamaan (2) seperti dibawah ini :

$$IGIP = 43560 \frac{(4510504.25) (0.340951)(1 - 0.611621907)}{0.003465}$$

$$IGIP = 7,508.552738863 \text{ BCF}$$

2. Perhitungan Cadangan *lead 2 Sand_Plover*

Lead 2 pada horizon *Sand_Plover* ditemukan pada bagian utara daerah penelitian (gambar 17).

Digunakan data hasil analisis petrofisika pada Formasi Plover sebagai berikut:

$$\text{Porositas } (\phi) = 0.340950853 = 34\%$$

$$\text{Saturasi air } (S_{wi}) = 0.611621907 = 61\%$$

$$B_{gi} = 0.003465 \text{ SCF/cuft}$$

$$\text{Volume bulk (VB)} = 36,429,380.87 \text{ acre.ft}$$

Dikarenakan potensi hidrokarbon yang ditemukan adalah gas, maka digunakan perhitungan cadangan dengan menggunakan persamaan *initial gas in place* (IGIP) sesuai persamaan (2) seperti dibawah ini :

$$\text{IGIP} = 43560 \frac{(36,429,380.87) (0.340951)(1 - 0.611621907)}{0.003465}$$

$$\text{IGIP} = 60,643.3144466 \text{ BCF}$$

4.7 Petroleum System

Evolusi tektonik kompleks pada zaman Kapur, Miosen hingga Kuarter pada daerah penelitian berpengaruh besar pada perkembangan *petroleum system*, termasuk *thermal maturity*, *oil generation* dan juga pembentukan *trapping* pada daerah ini. Berikut adalah saran mengenai sistem petroleum yang kemungkinan berkembang di daerah penelitian.

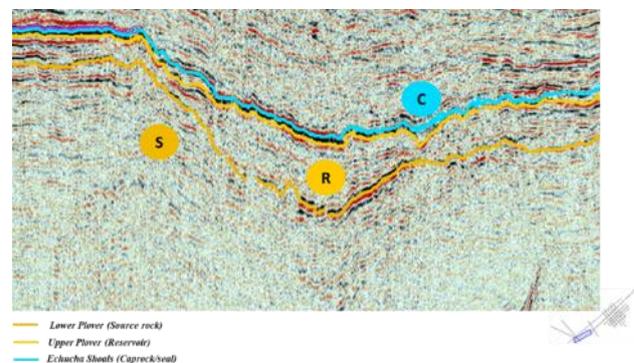
1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan sedimen klastik yang berasal dari umur Jura-Kapur ditemukan di daerah penelitian, kemungkinan dapat menjadi kandidat batuan induk. Formasi Plover bagian bawah yang terbukti menghasilkan gas di selatan daerah penelitian (Lapangan Abadi) terlihat juga menerus ke daerah penelitian. Potensi lainnya adalah dengan ditemukannya *shale* dari Formasi Woniwogi pada utara daerah penelitian yang kemungkinan dapat mengenerasikan hidrokarbon dalam bentuk gas.

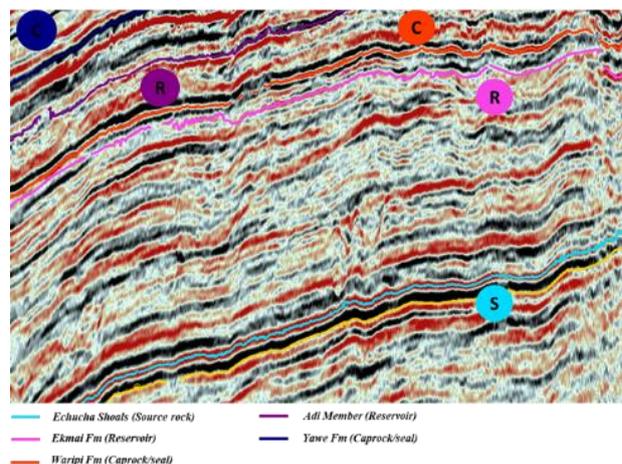
2. Reservoir

Batuan reservoir utama (*primary objective*) yang diajukan berupa batupasir Formasi Plover bagian atas yang juga terbukti menjadi wadah bagi hidrokarbon gas pada Lapangan Abadi (gambar 19). Namun dikarenakan ketebalan yang minim di daerah penelitian, kemungkinan

tidak dapat berfungsi sebagai reservoir yang baik. Berdasarkan hal ini, maka diajukan kemungkinan reservoir sekunder (*secondary objective*) berupa batupasir dari Formasi Ekmai yang berumur Kapur Akhir ataupun batupasir Adi member yang berumur Oligosen (gambar 20). Persebaran reservoir Formasi Plover utamanya ditemukan tebal di selatan dan makin menipis ke tengah dan utara daerah penelitian. Sementara persebaran reservoir Formasi Ekmai dan Adi member dominan ditemukan di bagian tengah hingga menerus ke utara daerah penelitian.



Gambar 19. Potensi *petroleum system* pada reservoir batupasir Formasi Plover.



Gambar 20. Potensi *petroleum system* pada reservoir Formasi Ekmai dan Adi member.

3. Batuan penudung (*Seal*)

Formasi Echucha Shoals diperkirakan dapat menjadi regional *seal* yang baik. Litologi formasi ini utamanya merupakan *claystone* yang *impermeable* sehingga dapat menjadi batuan

penudung yang baik bagi reservoir berumur Jura. Sedangkan untuk reservoir berumur lebih muda seperti batupasir Ekmai dan Adi member diharapkan adanya *intraformation seal*.

4. Cebakan (*Trap*)

Sejak daerah penelitian umumnya berada di kontinen Australia yang dikontrol oleh sistem sesar normal, maka diharapkan sesar normal dapat menjadi *trap* yang baik di area ini. Sesar normal major di daerah penelitian banyak tersebar di utara dan selatan daerah penelitian. Dua sesar utama akibat *breakup continental margin* selama Jura-Kapur kemungkinan besar dapat menjadi *trap* bagi reservoir Jura di selatan daerah penelitian. Sedangkan sesar normal di utara dan tengah daerah penelitian diharapkan dapat menjadi perangkap bagi reservoir Formasi Ekmai dan Adi member.

5. Migrasi

Batuan induk dari Formasi Plover kemungkinan dapat bermigrasi melalui zona lemah akibat sesar-sesar normal yang terbentuk pada umur Kapur dan kemudian reaktivasi pada Neogen. Sementara itu untuk batuan induk dari Formasi Woniwogi, diperkirakan juga dapat menghasilkan gas yang kemudian bermigrasi melalui zona lemah akibat sesar normal yang berkembang di utara daerah penelitian.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dari penelitian yang telah dilakukan pada daerah penelitian, maka penulis dapat menarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Cekungan Tanimbar memanjang di TL-BD dan berada di Busur Banda Luar. Cekungan ini diisi sedimen berumur Jura hingga Tersier yang menebal ke arah selatan-barat. Ditemukan adanya batuan sedimen yang analog dengan Bonaparte Utara namun kedua tidak menerus dengan ketebalan yang baik, sehingga kemungkinan besar tidak dapat menghasilkan hidrokarbon secara signifikan. Reservoir lain yang dapat menjadi *secondary objective* adalah Batupasir Ekmai atau Batupasir Adi Member dengan sumber

hidrokarbon dari Wessel Group yang berumur lebih tua dari Plover (Kambrian).

2. Kerangka struktur geologi area studi di bagi kedalam tiga kelas utama yakni; (1) Sistem sesar normal yang dikontrol oleh periode tektonik ekstensional selama Jura-Kapur pada Kontinen Australia yang menjadi cikal-bakal keterbentukan Cekungan ini. (2) Sistem sesar normal yang disebabkan adanya *flexural bending* pada Kontinen Australia yang berkaitan dengan periode tektonik kolisi. (3) Sistem sesar naik dan asosiasi *fold-thrust-belt* yang berkembang pada barat daerah penelitian akibat periode tektonik kompresional selama Tersier-Kuarter. Seluruh sistem sesar ini saling berkaitan dan masih berlanjut aktivitasnya sampai hari ini. Sistem sesar normal pada daerah penelitian dapat berfungsi sebagai perangkap yang baik di daerah penelitian. Kemungkinan ditemukannya *stratigraphic trap* dapat dipertimbangkan pada area *unconformity* antara batupasir Formasi Plover dengan *shale* dari Formasi Echucha Shoals, dimana hidrokarbon terperangkap dibawah *unconformity*.
3. Hasil perhitungan cadangan hidrokarbon (IGIP) untuk *lead 1* sebesar 7,508.55 BSCF atau 7,51 TCF dan untuk *lead 2* sebesar 60,643.31 BSCF atau 60,64 TCF. Perlu diketahui untuk jumlah akumulasi yang tercantum di atas belum sepenuhnya dapat diambil secara keseluruhan ke permukaan. Diperlukan studi lebih lanjut dari berbagai bidang ilmu terapan lainnya sehingga jumlah yang tertera dalam perhitungan dapat di peroleh secara ekonomis.

DAFTAR PUSTAKA

- Barber, *et al.*, 2003. *Paleozoic and Mesozoic Petroleum Systems In The Timor And Arafura Seas, Eastern Indonesia*, Proceedings, Indonesian Petroleum Association 29th Annual Convention & Exhibition, October 2003

- Bradshaw *et al.*, 1990. *The Cambrian To Permo-Triassic Arafura Basin, Northern Australia*. Apea Journal, 30(1), 107–127
- Charlton, T., 2008. *The Banda Arc: Geology and Petroleum Potential*, <http://www.manson.demon.co.uk/bandaforearcstru.html>
- Hutchinson, C.S., 1989. *Geological Evolution Of South-East Asia*. Clarendon Press, Oxford.
- Mclennan, *et al.*, 1990. *The Geology and Petroleum Potential Of The Western Arafura Sea*. The Apea Journal, 30(1), 91–127
- Metcalf, I., 1998. *Palaeozoic and Mesozoic Geological Evolution Of The SE Asian Region: Multidisciplinary Constraints And Implications For Biogeography*. In: Hall, R. and Holloway, J.D. (Eds), *Biogeography And Geological Evolution Of SE Asia*, 25–41.
- Ohara, *et al.*, 2015. *The Structural Evolution of Babar-Selaru Region in the Southern Banda Outer Arc, Eastern Indonesia*, IPA15-G-180, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 39th Annual Convention and Exhibition.
- P., C., H., Veeken, 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Handbook of Geophysical Exploration, Volume 37. xi + 509 pp. Amsterdam, Boston, Heidelberg, London: Elsevier.
- Ramsayer, G.R. 1979. *Seismic Stratigraphy, A fundamental Exploration Tool*. Offshore Technology Conference (OTC) 3568. Houston
- Rubiandini. 2004. *Drilling Fluid Design and Solid Control Course*. Bandung.
- Rukmana, Kristanto, dan Cahyoko Aji. 2012. *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Satyana, A. 2012. *Informasi Data Cekungan Indonesia*. Badan Geologi Indonesia, <https://geology.esdm.go.id/cekungan/intro> Diakses pada 13 Februari 2021
- Sangree, *et al.*, 1979. *Interpretation of Depositional Facies from Seismic Data*. Society of Exploration Geophysics vol 44. No. 2. Houston.
- SKK MIGAS., 2019. *Potensi di Blok Masela, dalam: Bisnis.com, 2019. Ini Perkiraan Cadangan Migas Blok Masela Setelah Kontrak Pengelolaannya Habis, diakses melalui <https://ekonomi.bisnis.com/read/20190715/44/1124384/ini-perkiraan-cadangan-migas-blok-masela-setelah-kontrak-pengelolaannya-habis-pada-18-maret-2021>*