

# Pemetaan Bawah Permukaan dan Perhitungan Prospek Sumber Daya pada Daerah Lapangan “A” di Cekungan Bonaparte Formasi Plover

Milena Henriques Martins <sup>(1, a)</sup>, Isnani Agriandita<sup>(2)</sup>, M. Syaifudin <sup>(1)</sup> dan C. Prasetyadi <sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup>Program Studi Magister Teknik Geologi, Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta

<sup>(2)</sup>Program Studi Diploma-III Teknik Perminyakan, Akademi Minyak dan Gas Balongan

<sup>(a\*)</sup> E-mail : [milenacamel@gmail.com](mailto:milenacamel@gmail.com)

Diterima (16 Juni 2021), Direvisi (31 Desember 2021)

**Abstract.** This field is located in the North Bonaparte Basin, a joint development area between the government of Timor-Leste and the Australian Government in Timor Sea. The formation commonly found in the northern Bonaparte Basin as a reservoir is the Plover Formation with Jurassic sandstone lithology. In petrophysical analysis of the Plover Formation reservoir used three wells, one (1) horizon, and used 2D seismic consisting of 7 seismic lines. The results of the petrophysical interpretation are based on the porosity cut off value ( $\emptyset$ ) = 0.12, Water saturation ( $S_w$ ) = 0.6, Boi = 1.38. The calculation of hydrocarbon resources is carried out after the subsurface geological interpretation process has been completed. The results of the calculation of hydrocarbon resources obtained sub-surface maps include, Top Structure, Net to Gross Map, Map Overlay Map Top Structure Lowest Know Gas. Based on the results of calculations using the volumetric method in the plover formation, the original gas in place (GIIP) value in the Plover Formation, A1 well is 61,287 RCF. A8 well is 29,912 RCF, A14 well is 13,144 RCF and surface hydrocarbons are; well A1 of 44,410 SCF. well A8 is 21,676 SCF, well A14 is 9,525 SCF.

**Keyword:** Bonaparte Basin, Plover Formation, volumetric Calculation, Subsurface Mapping.

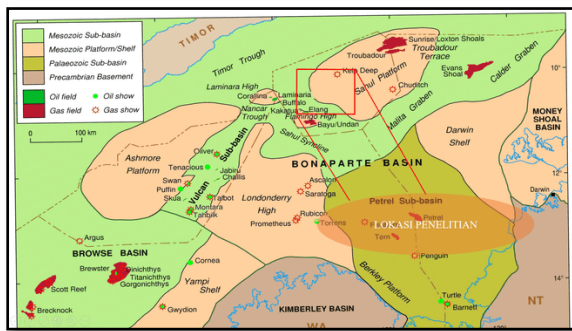
**Abstrak.** Lapangan ini berada pada Cekungan Bonaparte Utara, wilayah pengembangan bersama antara pemerintah Timor-Leste dengan Pemerintah Australia di perairan Laut Timor. Formasi yang umum di jumpai pada Cekungan Bonaparte utara sebagai reservoir yaitu Formasi Plover dengan litologi batu pasir yang berumur Jurasik. Analisis petrofisik pada daerah penelitian menggunakan tiga sumur dan satu horizon yaitu Formasi Plover, serta seismik 2D yang terdiri dari 7 lintasan seismik. Hasil interpretasi petrofisika pada berdasarkan nilai *cut off* porositas ( $\emptyset$ )= 0.12, Boi = 1.38 Saturasi air ( $S_w$ )=0. Kegiatan perhitungan sumber daya hidrokarbon dilakukan setelah proses interpretasi geologi bawah permukaan telah selesai. sehingga dapat diketahui kuantitas dari minyak dan gas bumi yang ada pada daerah penelitian. Hasil perhitungan sumber daya hidrokarbon diperoleh peta di bawah permukaan meliputi *Top Structure*, *Peta Net To Gross*, *Peta Overlay Peta Top Structure Lowest Know Gas*. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan metode volumetric pada formasi plover diperoleh nilai *original gas in place (GIIP)* pada Formasi Plover, sumur A1 sebesar 61.287 RCF, sumur A8 sebesar 29.912 RCF, sumur A14 sebesar 13.144 RCF dan hidrokarbon di surface sebesar; sumur A1 sebesar 44.410 SCF. sumur A8 sebesar 21.676 SCF, sumur A14 sebesar 9.525 SCF.

**Kunci Kata:** Cekungan Bonaparte, Formasi Plover, Perhitungan Sumber daya, Peta Bawah Permukaan

## PENDAHULUAN

Perhitungan Reservoir berfungsi untuk menghasilkan data perhitungan sumber daya hidrokarbon, yaitu *gross sand* dan *net sand*. *Gross sand* merupakan data yang didapatkan dengan data ketebalan lapisan reservoir dalam kondisi kotor dimana ketebalan ini

belum dikurangi dengan besarnya *volume shale (VSh)*. *Net sand* merupakan peta yang dibuat dengan data ketebalan lapisan reservoir yang tidak memiliki komposisi *shale* berdasarkan *cutoff Vsh*.



Gambar 1 Lokasi Map [2]

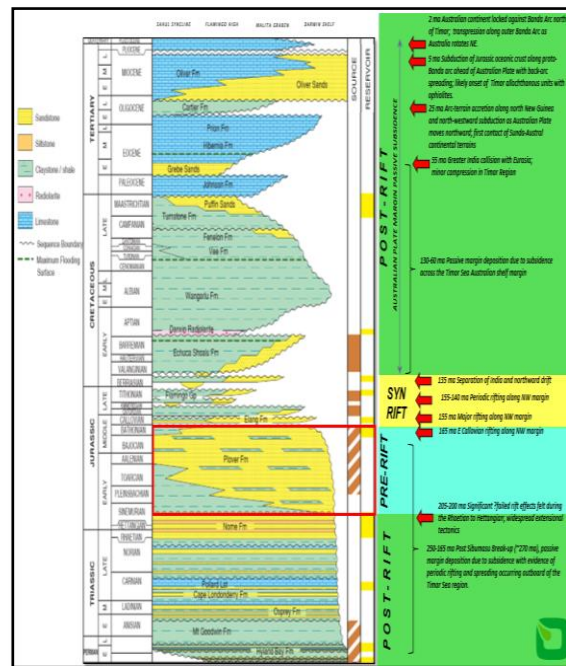
## Geologi Regional

Cekungan Bonaparte terletak diantara paparan kontigen Australia dengan paparan Eurasia (*Sundaland*), berada dilepas pantai (*offshore*) luas area kira-kira 270.000 Km<sup>2</sup> di bagian Utara *margin continent* Australia. Luas Cekungan berkisar 15 Km<sup>2</sup> pada umur *Phanerozoic*, sedimen batuan karbonat dan *siliciclastic* serta lingkungan pengendapan laut (*marine* dan *fluvial*).

Cekungan Bonaparte mengalami dua proses yaitu di umur *Paleozoic* cekungan Bonaparte mengalami fase ekstensi dan fase kedua umur akhir *Triassic* cekungan Bonaparte mengalami fase kompresi. Batas - batas Cekungan Bonaparte terdiri dari: Utara berbatasan dengan Timor Gap (*offshore*) Selatan berbatasan dengan Darwin Australia, Barat berbatasan dengan laut lepas Indonesia.

## Stratigrafi

Stratigrafi cekungan Bonaparte dimulai dari umur Permian sampai ke neogen. Susunan stratigrafi cekungan bonaparte bagian Utara antara lain sebagai berikut :



Gambar 2. Statigrafi cekungan Bonaparte utara [5]

## Umur Triassik

Transgesi di awal Triassic menunjukkan deposisi marine *claystone* (mat Goodwin Formation), di atas Sahul platform dan di sebelah utara di tempat yang sekarang adalah palung Timor dan pulau Timor.

## Umur Jurassik

Umur Jurasik bawah sampai Jurassik atas terdiri dari shale dan batupasir Formasi Plover/Elang equvalen formasi. formasi Plover sangat tebal bisa bertindak sebagai Batuan Induk dan batuan reservoir yang sangat baik.

## Umur Creataceous

Umur Creataceous bawah sampai atas terdiri dari batuan serpih (shale stone) pada, Flamingo Group, Echoca Shoals, sampai Darwin. Batuan serpih sangat tebal bisa berperan sebagai bantuan induk maupun batuan penutup.

## Umur Tertiary

Umur Tertiary dibagi lagi menjadi umur Paleogen dan Neogen. Paleogen terdiri dari umur Paleosen, Eosen dan Oligosen. Neogen dibagi menjadi Miosen dan Pliosen. Formasi

Oliver merupakan formasi muda yang terdiri dari batu gamping.

### Well Logging

*Well logging* sebagai data hasil rekaman yang menggunakan parameter-parameter fisika dalam lubang bor terhadap kedalaman sumur. Data kurva *logging* tersebut dapat di konversi untuk memberikan informasi secara kualitatif. Adapun jenis *log* yang digunakan adalah Log *Gamma Ray* untuk mengetahui nilai radiasi alami dari formasi yang berfungsi sebagai pemisah antara *shale* dan *non-shale*, Log *Calliper* untuk mengetahui diameter lubang bor, Log Densitas berfungsi untuk mengukur densitas elektron dari formasi, Log *Sonic* untuk mengukur waktu transit dalam bentuk gelombang yang dipancarkan dan diterima, dan Log *Resistivity* sebagai media untuk mengetahui tingkat resistivitas dari batuan.

### Pemetaan Geologi Bawah Permukaan

Peta geologi bawah permukaan adalah peta yang menggambarkan bentuk maupun kondisi geologi bawah permukaan yang bersifat kuantitatif (menggambarkan garis yang menghubungkan antara titik-titik dengan nilai yang sama) dan bersifat dinamis. Pemetaan geologi bawah permukaan sendiri lebih mengacu kepada sifat kuantitatif dari peta-peta yang dihasilkan, dimana sifat kuantitatif tersebut dinyatakan dengan garis *iso*. Garis ini menyatakan bahwa titik-titik yang mempunyai nilai sama yang terdapat dalam suatu bidang permukaan (lapisan) atau dalam interval antar dua bidang perlapisan. Adapun peta geologi bawah permukaan yang akan dibuat diantaranya:

1. Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*) peta struktur waktu dilakukan setelah proses picking horizon selesai, karena pada peta struktur waktu data yang digunakan adalah data seismik dengan domain TWT (*Two Way Time*) yang didapatkan dari hasil *picking horizon* dan struktur pada *line seismik* dua dimensi. Peta ini menggambarkan kondisi struktur bawah permukaan berdasarkan *line*

*seismik* dua dimensi yang diinterpretasikan.

2. Peta Struktur Kedalaman (*Depth Structure Map*) Peta Struktur Kedalaman merupakan peta yang dibuat berdasarkan hasil konversi dari peta struktur waktu. Peta ini digunakan sebagai acuan kedalaman yang sebenarnya.

### Perhitungan Sumber daya Hidrokarbon

Dalam melakukan perhitungan sumber daya hidrokarbon, metode yang penulis gunakan adalah dengan menggunakan metode Volumetrik. Prinsip dasar dari metode volumetrik adalah dengan menganggap reservoir hidrokarbon sebagai suatu bentuk wadah yang volumenya dapat dihitung berdasarkan rumus yang ada. Sebelum melakukan perhitungan sumberdaya beberapa parameter-parameter guna untuk melakukan perhitungan, yaitu seperti porositas, saturasi air, *bulk reservoir volume* dan faktor volume formasi.

### Perhitungan Hydrocarbon Initial in Place (HCIP)

Perhitungan *Hydrocarbon Initial in Place* untuk menghitung volume minyak atau gas saat masih berada di dalam reservoir / dibawah permukaan bumi (*sub-surface*)

### Perhitungan Initial Oil in Place (OOIP)

Setelah bulk volume reservoir dihitung, maka dapat menentukan besarnya initial oil in place dengan persamaan 1 :

$$OIIP = 7758 V_b \times NTG \times \phi \times S_w \quad (1)$$

Keterangan:

OIIP = Initial oil in place, Bbl

$V_b$  = Bulk volume reservoir, acre/ft

$\phi$  = Porositas, fraksi

$S_w$  = Saturasi air mula-mula,

fraksi 7758 = Faktor konversi bbl/acre.ft

### Perhitungan minyak di permukaan bumi

Minyak di permukaan bumi adalah volume minyak awal, telah berada diatas permukaan bumi (*surface*) yang dapat dicari dengan persamaan 2:

$$\text{Oil@surface} = \frac{7758 \text{ Vb} \times \text{NTG} \times \emptyset \times \text{Sh}}{\text{Boi}} \quad (2)$$

Keterangan:

Oil @ surface = oil at surface, Bbl

Vb = Bulk volume reservoir, acre/ft

$\emptyset$  = Porositas, fraksi

Swi = Saturasi air mula-mula, fraksi

Boi = Faktor volume formasi

7758 = Faktor konversi bbl/acre.ft

### Perhitungan Initial Gas in Place (IGIP)

Setelah volume bulk reservoir dihitung, maka dapat menentukan besarnya initial gas in place dengan persamaan 3:

$$\text{IGIP} = \frac{43560 \times \text{Vb} \times \emptyset \times (1 - \text{Sw})}{\text{Boi}} \quad (3)$$

Keterangan:

Vb = Bulk volume reservoir, acre/ft

$\emptyset$  = Porositas, fraksi

Sw = Saturasi air mula-mula, fraksi

Boi = Faktor volume formasi

43560 = Faktor konversi bbl/acre.ft

## METODE PENELITIAN

Metode penelitian ini menggunakan metode analisis kualitatif dengan menggunakan data berupa log sumur dan data seismik 2D dengan 7 lintasan seismik. Dari data tersebut dilakukan beberapa analisis berupa analisis litologi, analisis Well Log, Analisa data sesmik serta pembuatan peta geologi bawah permukaan, dan menghitung Prospek pada sumber daya hidrokarbon daerah penelitian.

## HASIL DAN PEMBAHAAN

### Pemetaan Geologi Bawah Permukaan

Analisis data pemetaan geologi bawah permukaan merupakan tahap yang dilakukan, setelah terkumpulnya data data yang mendukung penelitian. Analisis data pemetaan geologi bawah permukaan sangat bergantung kepada ketersediaan data seperti data seismik, data sumur, geologi regional dan data penunjang lainnya. Kualitas dan

kuantitas data seismik merupakan faktor terpenting dalam analisis ini. karena semakin bagus data seismik yang digunakan maka akan semakin mempermudah pula dalam menganalisa dan menginterpretasi peta bawah permukaan daerah telitian. Tahapan yang harus dilalui diantaranya:

1. Input sumur A1, A8, A14 berikut properti kelengkapan lainnya, seperti koordinat, KB (*Kelly Bushing*), dan kedalaman total masing-masing sumur.
2. Input data lintasan seismik dua dimensi dengan 7 line seismic dengan format SEG-Y.

### Analisa Kualitatif Data Log

Berdasarkan data log yang dimiliki, dilakukan beberapa analisis berupa analisis kuanlitatif yang terdiri dari interpretasi litologi, interpretasi kandungan hidrokarbon ataupun fluida dan juga korelasi antara sumur. Analisis data log akan menghasilkan interpretasi litologi yang akan mewakili masing-masing sumur. kombinasi dari densitas, netron, mikroresistivitas, resistivitas dan log GR dapat digunakan untuk mencari porositas, saturasi air dan hidrokarbon, volume serpih dan litologi matriks [4].

### Interpretasi keberadaan Hidrokarbon

Keberadaan hidrokarbon dapat diketahui dari kombinasi pola *Log Density* dan *log Neutron* yang terbaca. Apabila fluida tetersebut adalah air, maka pola *Log Density* dan *log Neutron* memperlihatkan spasi yang cukup besar. Apabila fluida tersebut adalah minyak maka pola *Log Density* dan *log Neutron* memperlihatkan spasi yang lebih kecil dari air. Sedangkan apabila hidrokarbon tersebut adalah gas, maka pola *Log Density* dan *log Neutron* memperlihatkan *crossover* (persilangan).

Selain merujuk pada nilai *Log Density* dan *Log Neutron*, perlu juga memerhatikan terhadap pola *Log Resistivity* yang sebelumnya telah dianalisis lapisan batuan yang berpotensi sebagai reservoir. Batuan

reservoir yang mengandung hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai *resistivity* yang lebih besar, deflaksi ke arah kanan (Harsono, 1998). Semakin besar nilai *resistivity* yang ditunjukkan maka dapat diinterpretasikan keterdapatan hidrokarbon berupa gas, disebabkan sifat gas yang tidak konduktif, semakin kecil nilai *resistivity* yang ditunjukkan maka dapat diinterpretasikan keterdapatan fluida berupa air. Sedangkan untuk keterdapatan minyak sendiri, ditunjukkan oleh pola *resistivity* yang lebih kecil daripada gas namun lebih besar daripada air.

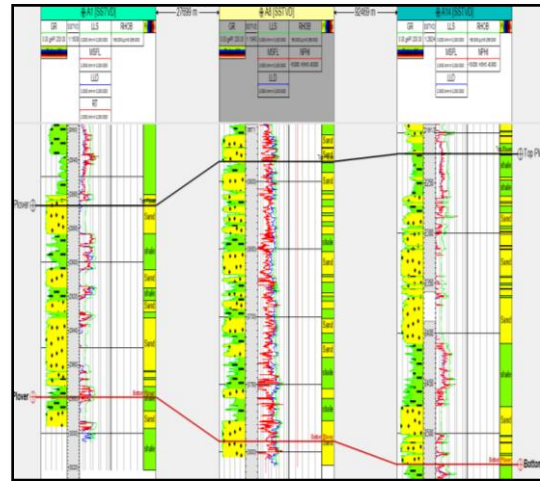
Sumur A1 dapat diinterpretasikan kandungan hidrokarbon berada pada Formasi Plover. Diinterpretasikan adanya *Gas Oil Contact* (GOC) pada sumur A1 ada pada kedalaman 2860m TVDSS dan *lowest Know Gas* (LKG) ada pada kedalaman 2980 m TVDSS.

Sumur A8 dapat diinterpretasikan kandungan hidrokarbon berada pada Formasi Plover. Diinterpretasikan keterdapatan *Gas Oil Contact* (GOC) pada sumur A8 ada pada kedalaman 3566m TVDSS dan *lowest Know Gas* (LKG) ada pada kedalaman 3810m TVDSS.

Sumur A14 dapat diinterpretasikan kandungan hidrokarbon berada pada Formasi Plover. Diinterpretasikan keterdapatan *Gas Oil Contact* (GOC) pada sumur A14 ada pada kedalaman 4279m TVDSS dan *lowest Know Gas* (LKG) ada pada kedalaman 4482 m TVDSS.

### Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan setelah dilakukan pentuan posisi *well top* dari masing-masing sumur yang ada. Analisis ini merupakan pencerminan penyebaran horizon / formasi dari daerah penelitian secara lateral. Korelasi yang dilakukan berdasarkan pendekatan *litostratigrafi*, dimana fokus litologi yang dipakai adalah satuan batupasir. Berdasarkan hasil analisis korelasi sumur pada daerah penelitian, dapat dilihat adanya struktur tinggian dan rendahat dari Sumur A1 hingga sumur A8 ke sumur A14. (Gambar 3).



Gambar 3 Korelasi log sumur A1, A8, A14

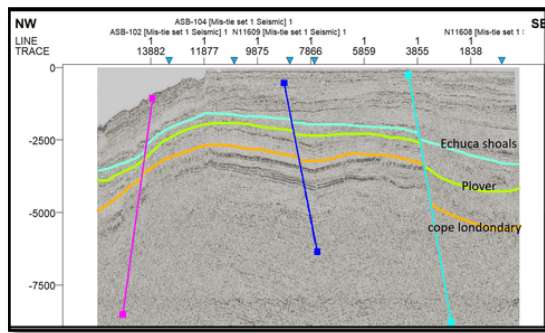
### Interpretasi Horizon dalam data seismic

Analisis dan interpretasi geologi bawah permukaan yang dilakukan menggunakan seismic 2D 7 Line seismic pendekatan data log sumur A14, digunakan sebagai acuan kedalaman dalam melakukan interpretasi pada lintasan seismic. Dengan memperhatikan ciri-ciri reflektor seismic dan hasil *well seismic tie*. Khususnya pegikatan masing masing *well top* pada masing horizon lintasan seismic interpretasi kemenerusan (*picking horizon*) dapat dilakukan.

### Interpretasi Structure Geologi dalam Data seismic

Dengan menggunakan data seismic yang dengan kenampakan penerusan patahan (*picking fault*) dilakukan sepanjang batas zona di Formasi Plover. Penerusan patahan sendiri dilakukan dengan memperhatikan perbedaan bentuk reflektor kemenerusan lapisan batuan. Dari hasil penelusuran sesar yang telah dilakukan. Terdapat tiga sesar yang dapat diinterpretasikan dan ditandai pada lintasan seismic.





**Gambar 4** Hasil Interpretasi Line Seismik Asb 102 dan N11608

### Analisa Peta Struktur Waktu dan Struktur Kedalaman

*Time structure map* merupakan peta yang dibuat berdasarkan data lintasan seismic yang telah diikatkan dengan data sumuran, dimana kedalaman yang ada masih dalam satuan waktu (TWT). proses berikutnya adalah mengonversi peta struktur waktu ke dalam bentuk kedalaman (meter). proses ini menggunakan persamaan model kecepatan (*velocity model*) yang diperoleh dari data chekshoot sumur A14. Digunakan Dua jenis kecepatan dalam penjerjaan yaitu data kecepatan hasil survey permukaan data kecepatan seismic). dari data kecepatan hasil survey bawah permukaan (*data chekshoot log sonic*). Proses yang digunakan dalam mengonversi peta struktur waktu ke kedalaman yaitu dengan digunakan dalam mengoveri *Time Depth Conversion* (TDC). Pemetaan geologi bawah permukaan pada penelitian ini dapat dilakukan pada satu horizon, Formasi Plover.

### Perhitungan dan Analisa Prospek Sumber Daya Hidrokarbon pada lapangan penelitian

Daerah *prospek* pada lapangan penelitian dilakukan berdasarkan pemetaan geologi bawah permukaan yang sebelumnya telah selesai dilakukan intreperetasi, berdasarkan intrepretasi data seismic dan data sumuran yang ada pada lapangan penelitian, dapat diidentifikasi adanya lapisan yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon yaitu Formasi Plover.

### Analisa petrofisik

Dari data *cut off* didapat nilai porositas sebesar ( $\phi$ ) = 0.12, Saturasi air ( $S_w$ ) = 0.6.  $V_{cl}$  = 0.7  $Bo_i$  = 1.38 (A.J.Hodgson dan M.S. Kamel 1989), dari nilai *cut off* tersebut maka dapat dihitung ketebalan *net sand* dan *net pay*. Untuk lebih lengkapnya pada masing-masing titik bor bisa dilihat pada **Tabel 1** dan **Tabel 2**.

**Tabel 1.** Data petrofisik pada masing-masing titik bor untuk zona Net Reservoir

well	Cut-Off Por dan Vsh (Net Reservoir Zone)				
	Netsand	N/G	Av PHIE	Av SW	Av VCL
	(TVDSS)	Fraksi			
A1	66.46	0.573	0.164	0.962	0.096
A8	68.25	0.432	0.084	0.475	0.094
A14	0.5	0.002	0.113	0.326	0.027

**Tabel 2.** Data petrofisik pada masing-masing titik bor untuk zona Net Pay

well	Cut-Off SW (Net Pay Zone)				
	Netsand	N/G	Av PHIE	Av SW	Av VCL
	(TVDSS)	Fraksi			
A1	3.01	0.026	0.167	0.359	0.263
A8	57.75	0.366	0.088	0.438	0.096
A14	0.5	0.002	0.113	0.326	0.027

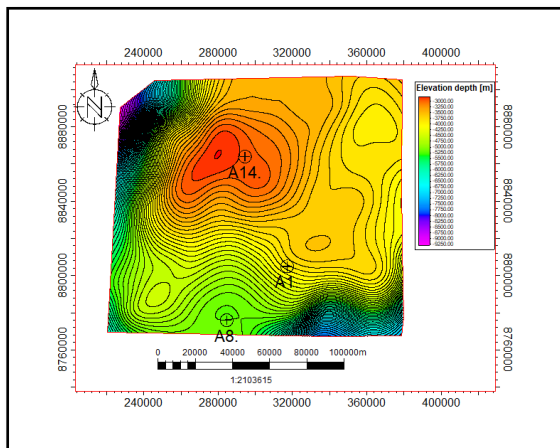
### Daerah Prospek Formasi Plover

Sistem hidrokarbon yang dijumpai di daerah *prospek* ini dibentuk oleh tinggian pada daerah penelitian. Reservoir utama pada daerah ini adalah lapisan batupasir. Daerah *Prospek* Formasi Plover diinterpretasikan memiliki kandungan akumulasi hidrokarbon berupa gas, untuk perhitungan sumber daya hidrokarbon dimulai dengan pembuatan peta *top structure* dari horizon Formasi Plover yang sebelumnya telah diketahui keberadaan hidrokarbonnya. *Volum bulk* sendiri dicari terlebih dahulu luas (A) dan ketebalan (h) dari daerah *Prospek* horizon Formasi Plover.

### Peta *top structure* Formasi Plover

Peta *Top Structure* merupakan suatu peta kontur yang dibuat berdasarkan nilai top

dari setiap horizon Formasi Plover (Gambar 5).

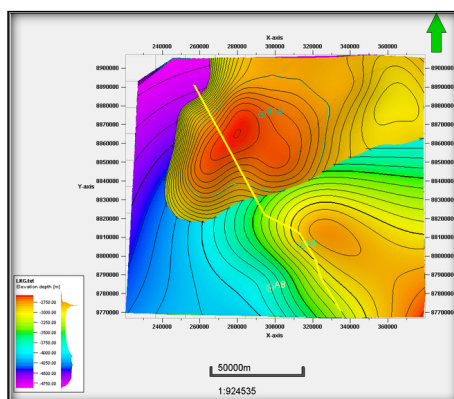


**Gambar 5** Peta top structure Formasi Plover

Berdasarkan Gambar 5 volume bulk sebesar 40.955 acre/ft yang didapatkan dari luas area dikali dengan ketebalan formasi.

### Peta Top Structure dan peta LKG Formasi Plover

Peta overlay Top Structure dan peta LKG Formasi Plover merupakan peta yang didapatkan dari hasil hasil top structure dan bottom lowest know gas, untuk mengetahui daerah closure yang diinterpretasikan. (Gambar 6).



**Gambar 6** Top Structure dan peta LKG Formasi Plover

### Perhitungan Initial Gas in place (GIIP)

Untuk menghitung sumber daya gas maka data yang dibutuhkan meliputi: volume bulk (Vb), porositas ( $\Phi$ ), saturasi air mula-mula ( $S_{wi}$ ) dan faktor volume formasi gas mula-mula ( $B_{gi}$ ). Data porositas, saturasi air mula-mula didapatkan dari analisa

petrofisika yang dapat pada tabel 2 bagian Net Pay untuk masing-masing sumur.

## KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dari penelitian yang telah dilakukan pada Formasi Plover cekungan Bonaparte utara dapat disimpulkan:

1. Stuktur geologi yang berkembang pada Lapangan "X" Formasi terjadi pada periode Triassic dan Neogene. selain itu tipe perangkap berupa structural trap, yang menyebabkan terjebakanya hidrokarbon.
2. Berdasarkan perhitungan sumber daya hidrokarbon yang telah dilakukan dapat diketahui besarnya nilai original gas in place (GIIP) pada Formasi Plover, sumur A1 sebesar 61.287 RCF, sumur A8 sebesar 29.912 RCF, sumur A14 sebesar 13.144 RCF dan hidrokarbon di surface sebesar; sumur A1 sebesar 44.410 SCF, sumur A8 sebesar 21.676 SCF, sumur A14 sebesar 9.525 SCF.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] A.J.Hodgson dan M.S. Kamel "Well completion report basic data volume". Timor Leste. 1989
- [2] Barrett, A.G, A.L Hinde, and J.M Kennard, in press. "Undiscovered resource Assessment methodologies and application to the Bonaparte Basin". 2004
- [3] G. Asquith, dan C. Gibson, "Basic Well Log Analysis" The American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Oklahoma. 1982
- [4] Harsono, A. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Schlumberger Oil Field, Edisi ke 8, Jakarta. 1997
- [5] Timor Gap. "Prospectivity Assessment Analysis Crocodile 3D". Timor Leste. 2018.