



**ZONA POTENSI HIDROKARBON RESERVOIR FORMASI PLOVER ATAS
MENGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN GAS CHROMATOGRAPH
PADA LAPANGAN “NT”, CEKUNGAN BONAPARTE UTARA,
PROVINSI MALUKU**

Nadiyah Tan^{1*}, Billy G. Adhiperdana¹, Shaskia Putri², Nisa Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

²Researcher

*Korespondensi : nadiyahrasyatan@gmail.com / nadiyah17003@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lapangan “NT” terletak pada Cekungan Bonaparte Utara, *Offshore* Laut Timor, Provinsi Maluku. Cekungan Bonaparte Utara merupakan salah satu cekungan di Indonesia Timur yang menjanjikan untuk keterdapatan hidrokarbon. Fokus penelitian berada pada Formasi Plover Atas yang merupakan target reservoir. Penelitian dilakukan untuk mengetahui zona potensi hidrokarbon berdasarkan jenis fasies dan parameter petrofisika terhadap kualitas reservoir lapangan “NT”. Metode yang dilakukan dalam penelitian yakni analisis kualitatif dan kuantitatif berdasarkan data *well log*, dan *mudlog*. Penentuan fasies dan lingkungan pengendapan didapatkan dari laporan sumuran dan log fasies sedimen. Dari hasil analisis didapatkan enam jenis litofasies dengan interpretasi lima asosiasi fasies yakni Fasies Batupasir Masif (*Upper Shoreface*), Fasies Batupasir Laminasi (*Middle Shoreface*), Fasies Batupasir Bioturbasi serta Fasies Perselingan Batupasir dan Batulempung (*Lower Shoreface*), Fasies Batulempung Laminasi (*Offshore Transition*), dan Fasies Batulempung Masif (*Offshore*). Hasil penelitian menunjukkan Fasies III terendapkan pada lingkungan *Upper Shoreface* yang mana berdasarkan hasil analisis petrofisika, fasies ini merupakan kandidat reservoir yang baik hal ini dilihat dari nilai kandungan serpih sebesar 15%, porositas 10.6% dan saturasi air 32%. Selain itu, hasil perhitungan *pay summary* menunjukkan nilai *net pay* sebesar 0.94 pada sumur NT-1, 0.62 pada NT-2 dan 1 pada sumur NT-3. Sedangkan fasies lainnya bukan kandidat reservoir karena hasil perhitungan *net pay* menunjukkan nilai lebih kecil dari fasies III atau 0.

Kata Kunci : Formasi Plover Atas, Cekungan Bonaparte Utara, Fasies, Reservoir, Petrofisika.

ABSTRACT

“NT” field is located in Northern Bonaparte Basin, *Offshore* Timor Sea, Moluccas Province. Northern Bonaparte Basin is one of the basin area in East Indonesia that has considerable hydrocarbon potential. This research is focus on the Upper Plover Formation as the target reservoir. This study objectives are to determine the potential hydrocarbon zone based on facies and the petrophysical values parameter to reservoir

quality on “NT” area. The method that has been used in this area are by qualitative and quantitative analyses using well log data, and mudlog. Determination of facies and depositional environment from final well report and sediment facies log. Based on the analysis results, there are six types of lithofacies with five interpreted facies association which are Massive Sandstone Facies (Upper Shoreface), Laminated Sandstone Facies (Middle Shoreface), Biotubated Sandstone Facies and Interbedded Sandstone with Claystone Facies (Lower Shoreface), Laminated Claystone Facies (Offshore Transition), and Massive Claystone Facies (Offshore). The results of this study shows that Facies III (Massive Sandstone) that deposited in the Upper Shoreface which based on the petrophysical analysis, Facies III has good reservoir candidate with the value of volume shale 15%, porosity 10.6% and water saturation 32%. Besides that, net pay calculation shows 0.94 for NT-1, 0.62 for NT-2 and 1 for NT-3. Meanwhile, the other reservoir are not reservoir candidates because the net pay calculations shows lower value than facies III or 0 value.

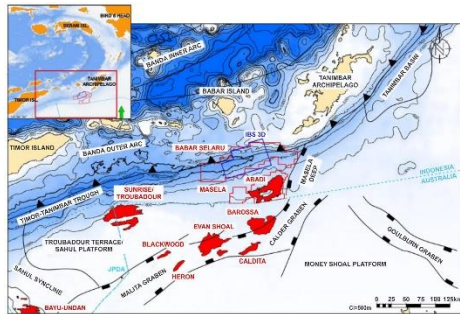
Keywords : Upper Plover Formation, Northern Bonaparte Basin, Facies, Reservoir, Petrophysic.

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan energi yang masih paling dibutuhkan saat ini, karena memiliki nilai kalori yang tinggi, sifat fluida yang mudah disimpan dan didistribusikan, serta dapat dijadikan bahan baku untuk keperluan lain (Koesoemadinata, 1980). Hal ini mendorong perusahaan minyak dan gas untuk mengembangkan konsep-konsep baru untuk memaksimalkan produksi pada lapangan minyak dan gas yang sudah ada dan juga tetap melakukan eksplorasi untuk menemukan lapangan minyak dan gas yang baru. Penelitian dilakukan di Cekungan Bonaparte Utara, Indonesia Timur khususnya di Busur Luar Banda yang memiliki tatanan geologi cukup kompleks namun sangat menjanjikan untuk keterdapatan hidrokarbon (**Gambar 1**). Hal ini telah dibuktikan pada lapangan sekitar Cekungan Bonaparte Utara yang memiliki tatanan dan sejarah geologi

yang sama dan terbukti memiliki reservoir produksi pada formasi Plover dengan umur Jura pada Lapangan Greater Sunrise.

Salah satu studi yang dilakukan guna mempertahankan atau meningkatkan angka produksi minyak dan gas bumi yaitu peninjauan produktivitas sumur yang direpresentasikan dengan karaktersitik reservoir pada suatu lapangan minyak dan gas bumi. Studi karakteristik reservoir dilakukan dengan pendekatan analisis petrofisika menggunakan metode deterministik yaitu memasukkan nilai parameter yang terdapat pada batuan untuk menghitung properti reservoirnya. Metode yang digunakan adalah analisis kuantitatif dan kualitatif menggunakan data log sumur, data *mudlog/cutting* dan data petrofisik. Data log sumur menjadi dasar dalam pembuatan kerangka stratigrafi dan divalidasi dengan data *mudlog* dan data *core*.



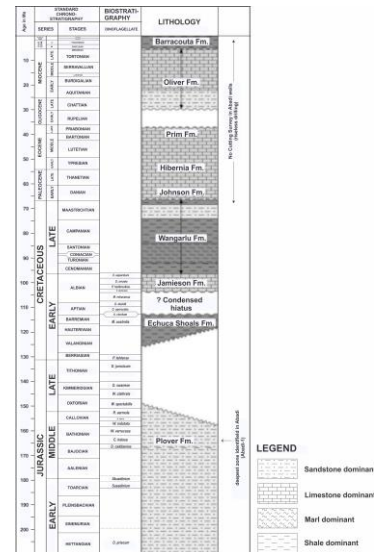
Gambar 1. Peta geografi daerah Tanimbar dan Cekungan Bonaparte Utara (after Ohara, dkk., 2015 dalam Ohara, dkk., 2016).

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

Cekungan Bonaparte Utara terdapat di barat laut Sub-cekungan Petrel yang mengandung suksesi Mesozoikum dan Kenozoikum yang tebal. Dua *depocenter* utama dari Zaman Jura Akhir hingga Kapur Awal ditemukan pada Malita Graben dan Calder Graben dan Sahul Sinklin termasuk Palung Nancar yang memanjang ke barat. *Depocenter* ini diapit ke utara oleh Sahul Platform dan di selatan oleh Tinggian Londonderry (Whittam, dkk., 1996 dalam Barber, dkk., 2003).

Stratigrafi regional Cekungan Bonaparte Utara terdiri atas beberapa formasi (**Gambar 2**), pada penelitian ini hanya dikaji Formasi Plover Atas. Formasi Plover umumnya tersusun oleh batupasir yang cukup dominan dan berselingan dengan batulempung. Formasi Plover dibagi menjadi dua unit, Plover Bawah dan Plover Atas. Plover Bawah merupakan sikuen silikaklastik *fluvio-deltaic*, sedangkan Plover Atas merupakan sikuen fasies laut dangkal hingga *shoreline* (pantai) (Barber dkk., 2003).



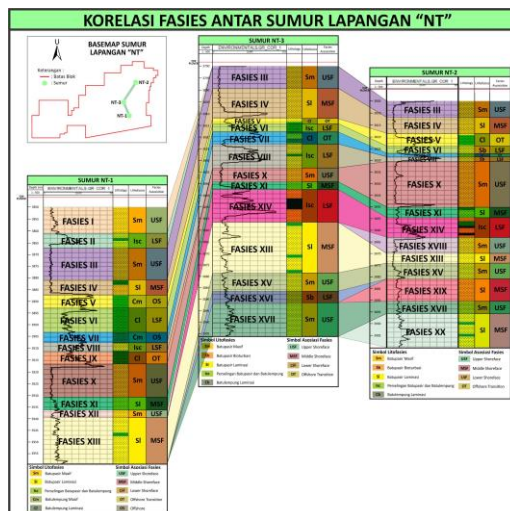
Gambar 2. Kolom stratigrafi dari lapangan Abadi (umur oleh Haq, dkk., 1988, zonasi palinologi oleh Helby, dkk., 1987, dan Laurie, Foster, 2001 dalam Nagura, dkk., 2003).

Formasi Plover Atas pada daerah penelitian terdapat pada tiga sumur yang berdasarkan hasil analisis litofasies pada log fasies sedimen dan laporan akhir pengeboran sumur tersusun atas enam litofasies yakni : batupasir masif (Sm), batupasir laminasi (Sl), batupasir bioturbasi (Sb), perselingan batupasir dan batulempung (Isc), batulempung laminasi (Cl), dan batulempung masif (Cm) yang mengalami perulangan pada interval tertentu yang dapat dilihat pada (**Tabel 1**). Litofasies yang memiliki kesamaan atau kemiripan karakteristik diinterpretasi fasies pengendapannya yakni fasies *upper shoreface* (batupasir masif), *middle shoreface* (batupasir laminasi), fasies *lower shoreface* (batupasir bioturbasi dan perselingan batupasir dan batulempung), fasies *offshore transition* (batulempung laminasi), dan fasies *offshore* (batulempung masif). Hasil analisis

litofasies merupakan bahan pertimbangan untuk korelasi fasies pada sumur-sumur di Lapangan “NT”. Jalur korelasi dibuat untuk mengetahui hubungan posisi antar sumur. Jalur korelasi dibuat dari arah selatan menuju utara (Sumur NT-1 dan NT-3) dan menuju ke timur laut (Sumur NT-2). Dari hasil korelasi didapatkan hubungan lateral dari masing-masing paket batuan silikaklastik fasies I – fasies XX yang dapat dilihat pada (Gambar 3).

Tabel 1. Kedalaman interval litofasies pada setiap sumur lapangan “NT”.

SUMUR NT-1		SUMUR NT-2		SUMUR NT-3	
FASIES	DEPTH (m)	FASIES	DEPTH (m)	FASIES	DEPTH (m)
Sm 1	3845-3862	Sm 1	3805-3811	Sm 1	3793-3799.75
Isc 1	3862-3866	SI 1	3811-3819	SI 1	3799.75-3812.4
Sm 2	3866-3882.9	CI 1	3819-3824	CI 1	3812.4-3814.2
SI 1	3882.9-3887.4	Sb 1	3824-3827.6	Isc 1	3814.2-3818
Cm 1	3887.4-3894.9	CI 2	3827.6-3828.5	CI 2	3818-3823.1
CI 1	3894.9-3905.7	Sb 2	3828.5-3831.4	Isc 2	3823.1-3832.9
Cm 2	3905.7-3910	Sm 2	3831.4-3851.6	Sm 2	3831.9-38339.6
Isc 2	3910-3913.6	SI 2	3851.6-3855.8	SI 2	3839.6-3843.8
CI 2	3913.6-3918.6	Isc 1	3855.8-3864.6	Isc 3	3843.8-3855.8
Sm 3	3918.6-3932.6	Sm 3	3864.6-3869.5	SI 3	3855.8-3879.5
SI 2	3932.6-3938	SI 3	3869.5-3873	Sm 3	3879.5-3885.2
Sm 4	3938-3941	Sm 4	3873-3881.4	Sb	3885.2-3892.3
SI 3	3941-3959	SI 4	3881.4-3890	Sm 4	3892.3-3905
		Sm 4	3890-3895.8		
		SI 5	3895.8-3910		



Gambar 3. Korelasi Fasies Sumur NT-1, NT-2 dan NT-3 pada Lapangan “NT”.

2.2 Petroleum System

Petroleum system merupakan bagian penting dalam eksplorasi minyak dan gas bumi. *Petroleum system* adalah konsep yang mencakup semua elemen dan proses dari geologi perminyakan, dan semuanya secara genetis berasal dari batuan induk yang aktif dan memungkinkan hidrokarbon terakumulasi (AAPG, 2015). Elemen geologi berupa batuan induk (*source rock*), batuan waduk (*reservoir*), jebakan baik struktur maupun stratigrafi dan lapisan tudung (*seal rock*), sedangkan proses yang terjadi berupa *generation*, migrasi dan akumulasi.

Batuan Induk (Source Rock)

Menurut Waples tahun 1985, batuan induk merupakan batuan sedimen berbutir halus yang kaya bahan organik yang dapat menghasilkan hidrokarbon dan lebih lanjut lagi mengeluarkannya (*expulsion*). Penemuan hidrokarbon Lapangan “NT” terdapat pada *Sahul Platform* dengan *depocenter* dan batuan induk berasal dari Formasi Plover Jura Awal – Tengah (campuran tipe 2 dan tipe 3) yang telah matang (Brooks dkk., 1996).

Batuan Waduk (Reservoir Rock)

Batuan waduk (*reservoir rock*) adalah batuan yang memiliki kemampuan untuk menyimpan fluida di dalam pori-porinya, sehingga fluida (baik air, minyak dan gas) dapat terakumulasi (AAPG, 2019). Reservoir pada Lapangan “NT” terdiri dari urutan batupasir dan *mudstone* di bagian atas dari Formasi Plover Jura Tengah.

Batupasir reservoir umumnya dicirikan oleh komposisi kuarsa yang sangat matang, mewakili kualitas reservoir dengan porositas dan permeabilitas yang cukup bervariasi yang dikontrol oleh pengendapan dan diagenesa (Nagura dkk., 2003).

Tipe Jebakan (Trap)

Evolusi tektonik terjadi pada Cekungan Bonaparte membentuk *paleo high* yang merupakan struktur utama telah mengalami reaktivasi dan modifikasi oleh *rifting* yang saling menyusul pada Jura Akhir – Kapur Awal dan pada Neogen. Lapangan "NT" dibatasi oleh sesar pada timur, dan terbagi menjadi dua bagian, blok utara dan blok selatan, oleh sesar normal berarah Timur – Barat. Pergerakan di sepanjang batas sesar ke selatan dan timur mendekat ke suksesi reservoir Plover terhadap Serpih Kapur Awal dari Formasi Echuca Shoals menjadi lapisan tudung utama.

Jalur Migrasi

Pada daerah selatan dari Busur Luar Banda dengan batuan induk (*Source Rock*) Trias Akhir – Jura memiliki hidrokarbon yang keluar (*expelled*) sejak Miosen dengan hidrokarbon yang terperangkap dan terakumulasi pada struktur Antiklin *Thrust* Miosen.

Lapisan Tudung (Seal Rock)

Pada Cekungan Bonaparte, formasi yang berperan sebagai lapisan penutup adalah Formasi Echuca Shoals. Formasi Echuca Shoals memiliki litologi yang impermeabel sehingga baik sebagai penghalang agar hidrokarbon tidak bermigrasi lebih lanjut.

3. DATA DAN METODE

Data yang digunakan pada penelitian terdiri atas tiga sumur yakni sumur NT-1, NT-2 dan NT-3 yang cukup lengkap untuk menentukan zona potensi hidrokarbon, meliputi : data las log sumuran, laporan analisis rutin batuan inti, deskripsi batuan inti, log fasies sedimen, dan laporan akhir pengeboran sumur. Data utama yang dianalisis adalah data las log sumuran yang terdiri atas log *gamma ray* (GR), *caliper* (CAL), *bit size* (BS), *spontaneous potential* (SP), resistivitas (MSFL, LLS dan LLD), densitas (RHOB), neutron (NPHI) dan *photoelectric formation* (PEF).

Penelitian dilakukan pada data tiga sumur dengan bantuan perangkat lunak Geologi v.7 menggunakan metode terbagi atas :

- A. Analisis kualitatif untuk penentuan jenis hidrokarbon dengan membandingkan proporsi molekul gas.
- B. Analisis kuantitatif untuk mengetahui properti batuan yakni kandungan serpih, porositas dan saturasi air menggunakan data *well log*.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Petrofisika.

a. Kandungan Serpih (Volume Shale)

Volume serpih (*Volume of Shale*) merupakan kandungan serpih (*shale*) di dalam formasi. Kandungan serpih yang terkandung dalam formasi akan mempengaruhi nilai resistivitas, porositas dan permeabilitas. Perhitungan volume serpih menggunakan log *gamma ray* yang

telah melalui koreksi lingkungan sebelumnya. Penentuan nilai indeks *gamma ray* dengan mencari nilai *gamma ray* maksimum dan minimum dari sumur di lapangan "NT" sehingga mengetahui batas antara *gamma ray* batupasir dan serpih. Metode yang digunakan dalam penentuan serpih adalah metode *linear* karena metode tersebut cocok dengan jenis batuan penyusun formasi dan sesuai dengan presentase volume serpih berdasarkan *mudlog*. Adapun persamaanya sebagai berikut (Asquith, dkk 1982) :

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min}$$

Hasil perhitungan kandungan serpih dengan metode linear dapat dilihat pada (Tabel 2.). Berdasarkan nilai rata-rata *volume shale* disimpulkan lapangan "NT" memiliki jumlah *volume shale* yang beragam. Hal ini disebabkan oleh proses pengendapan masing-masing fasies yang berbeda-beda karena dipengaruhi oleh fluktuasi air laut. Dari nilai rata-rata nilai *volume shale* pada setiap fasies didapatkan Fasies Batupasir Laminasi (Fasies IV) memiliki nilai kandungan lempung terendah. Di samping itu ada juga fasies lain yaitu Fasies Batupasir Masif (Fasies III dan Fasies X) yang memiliki kandungan lempung yang rendah. Sehingga diinterpretasikan bahwa pada saat fase pengendapan fasies tersebut diendapkan pada lingkungan dengan energi tinggi sehingga sedikit material halus yang terendapkan. Sedangkan untuk Fasies Batulempung Laminasi (Fasies IX) memiliki kandungan

lempung yang tinggi disebabkan saat fase pengendapan fasies tersebut diendapkan pada lingkungan dengan energi relatif rendah dan berarus tenang sehingga material halus seperti lempung banyak terendapkan.

Tabel 2. Tabulasi perhitungan nilai kandungan serpih pada setiap interval fasies lapangan "NT".

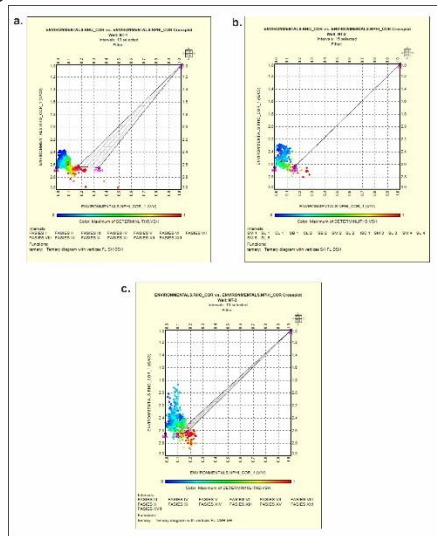
FASIES	VSH			
	NT-1	NT-2	NT-3	RATA-RATA
FASIES I	0.170842			0.179813
FASIES II	0.565588			0.564542
FASIES III	0.030255	0.304115	0.013184	0.115851333
FASIES IV	0.027493	0.022715	0.070699	0.040302333
FASIES V	0.828226	0.435719	0.730746	0.664897
FASIES VI	0.450761	0.4038	0.398803	0.417788
FASIES VII	0.788204	0.1858	0.866471	0.613491667
FASIES VIII	0.58707	0.782978	0.51245	0.627499333
FASIES IX	0.790494			0.790494
FASIES X	0.054907	0.111974	0.071123	0.079334667
FASIES XI	0.153744	0.124579	0.1438	0.140707667
FASIES XII	0.089821			0.089821
FASIES XIII	0.180795	0.018391	0.151405	0.116863667
FASIES XIV		0.405486	0.590282	0.497884
FASIES XV		0.085832	0.128437	0.1071345
FASIES XVI			0.195865	0.195865
FASIES XVII		0.136726	0.274437	0.2055815
FASIES XVIII		0.064938		0.064938
FASIES XIX		0.128186		0.128186
FASIES XX		0.245262		0.245262

b. Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori dengan volume total batuan (Asquith & Krygowski, 2004). Metode yang digunakan dalam perhitungan porositas yang terdapat di lapangan "NT" yaitu metode neutron-densitas. Perhitungan porositas menggunakan kombinasi antara log NPHI dan RHOB. Dimana log NPHI mengukur jumlah ion H^+ yang tertangkap oleh formasi sedangkan log RHOB mengukur porositas *bulk* dari formasi. Pengukuran menggunakan dua log ini akan menghasilkan porositas yang ada dalam suatu formasi baik porositas primer maupun porositas sekunder.

Porositas neutron-densitas dihitung menggunakan Bateman-Konen. Penentuan nilai porositas menggunakan bantuan 4 parameter yaitu SH (*shale*),

DSH (*dry shale*), MA (matriks) dan Fluida sehingga nilai-nilai tersebut dicari terlebih dahulu menggunakan *picking parameter* RHO, NPHI, dan GR yang ditampilkan pada (**Gambar 6.**).



Gambar 6. *Picking parameter* pada : (a) Sumur NT-1; (b) Sumur NT-2 dan; (c) Sumur NT-3.

Hasil perhitungan porositas dengan metode neutron-densitas dapat dilihat pada (**Tabel 3.**). Berdasarkan nilai rata-rata porositas yang menggunakan metode densitas-neutron, disimpulkan lapangan “NT” mengalami peningkatan nilai porositas pada Fasies Batupasir Laminasi (Fasies IV) hal ini didukung oleh ukuran butir pasir dimana secara kualitatif memiliki porositas baik. Sedangkan pada Fasies Batulempung Laminasi (Fasies IX) memiliki kandungan lempung yang tinggi sehingga ruang antar butiran tertutup. Dapat disimpulkan bahwa Fasies Batupasir Laminasi dan Fasies Batupasir Masif (Fasies III, Fasies IV, Fasies X, Fasies XI, Fasies XIX) memiliki prospek lebih baik

Adapun persamaanya sebagai berikut (Asquith, dkk 1982) :

$$\Phi N - d = \sqrt{\frac{\Phi d^2 + \Phi N^2}{2}}$$

dibandingkan sisa fasies lainnya pada Lapangan “NT”. Hal ini dikarenakan pada Fasies Batupasir Laminasi dan Fasies Batupasir Masif memiliki lebih sedikit material halus seperti lempung sehingga nilai porositas lebih besar. Dengan besarnya porositas yang berarti ruang antar butir semakin besar maka fasies-fasies dapat menyimpan fluida baik air, maupun minyak dan gas.

Tabel 3. Tabulasi perhitungan porositas efektif rata-rata pada setiap interval fasies lapangan “NT”.

FASIES	PHE				Klasifikasi Koesoemadinata (1980)
	NT-1	NT-2	NT-3	RATA-RATA	
FASIES I	0.035331			0.035331	Dapat diabaikan
FASIES II	0.024988			0.024988	Dapat diabaikan
FASIES III	0.102951	0.084999	0.131661	0.106537	Cukup
FASIES IV	0.100729	0.126956	0.089182	0.1056233	Cukup
FASIES V	0.003924	0.052531	0.008638	0.02169767	Dapat diabaikan
FASIES VI	0.04141	0.016423	0.039131	0.03232133	Dapat diabaikan
FASIES VII	0.002336	0.0200994	0.005779	0.0094048	Dapat diabaikan
FASIES VIII	0.007554	0.017013	0.04891	0.02449233	Dapat diabaikan
FASIES IX	0.003204			0.003204	Dapat diabaikan
FASIES X	0.06645	0.134555	0.138362	0.11312233	Cukup
FASIES XI	0.04005	0.140067	0.133846	0.10465433	Cukup
FASIES XII	0.068665			0.068665	Buruk
FASIES XIII	0.057922	0.120013	0.110052	0.09599567	Buruk
FASIES XIV		0.044179	0.020852	0.0325155	Dapat diabaikan
FASIES XV		0.089246	0.101911	0.0955785	Buruk
FASIES XVI			0.131016	0.131016	Cukup
FASIES XVII		0.098234	0.093482	0.095858	Buruk
FASIES XVIII		0.099676		0.099676	Buruk
FASIES XIX		0.105454		0.105454	Cukup
FASIES XX		0.036303		0.036303	Dapat diabaikan

c. Saturasi Air

Pori-pori reservoir dapat terisi oleh fluida. Fluida tersebut dapat berupa air, minyak atau gas. Penentuan nilai kejenuhan hidrokarbon (1-Sw) dengan menghitung saturasi air (Sw) terlebih dahulu. Tingkat kejenuhan air pada lapangan “NT” menggunakan persamaan Indonesia karena formasi pada sumur-sumur di lapangan ini terdiri dari litologi *shaly sand*.

Adapun persamaanya sebagai berikut :

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2}$$

Penentuan nilai saturasi air dibutuhkan beberapa parameter seperti resistivitas air formasi (R_w) pada temperatur tertentu. Nilai R_w didapat dari hasil *picket plot* antara log NPHI terkoreksi dan log RT yang menggunakan data porositas efektif dan R_t (*True Resistivity*) sebagai *axis*. Metode ini didasari observasi bahwa nilai R_t (*True Resistivity*) adalah fungsi dari nilai porositas (Φ) dan saturasi air (S_w). Nilai tortuositas (a), faktor sementasi (m), serta eksponen kejenuhan (n) menggunakan nilai standar pengukuran untuk batupasir yang didapat dari nilai konvensional yang dikemukakan oleh Archie (1942) dimodifikasi setelah Asquith (1980) dalam Asquith, dkk (2004) yang dapat dilihat pada (Tabel 4.). Hasil perhitungan saturasi air di Lapangan “NT” dan dari tiap waktu pengendapan dapat dilihat pada (Tabel 5.).

Tabel 4. Data nilai input untuk perhitungan SW pada setiap sumur di lapangan “NT”.

SUMUR	RW	RTsh	a	m	n	METODE
NT-1	0.08716	28.473	0.81	2	2	INDONESIA
NT-2	0.04592	77.096	0.81	2	2	INDONESIA
NT-3	0.08748	33.945	0.81	2	2	INDONESIA

Tabel 5. Tabulasi perhitungan nilai SW pada setiap interval fasies lapangan “NT”.

FASIES	SWE			
	NT-1	NT-2	NT-3	RATA-RATA
FASIES I	0.808096			0.808096
FASIES II	0.739585			0.739585
FASIES III	0.405069	0.30859	0.265311	0.32632333
FASIES IV	0.513203	0.127212	0.528037	0.389484
FASIES V	0.983518	0.447631	0.984446	0.80519833
FASIES VI	0.838156	0.606562	0.775938	0.74021867
FASIES VII	0.995732	0.286767	0.990048	0.75751567
FASIES VIII	0.997778	0.8093	0.82583	0.877636
FASIES IX	0.997047			0.997047
FASIES X	0.865555	0.094421	0.296009	0.41866167
FASIES XI	0.826036	0.094807	0.476786	0.46587633
FASIES XII	0.867484			0.867484
FASIES XIII	0.733289	0.063018	0.518241	0.43818267
FASIES XIV		0.576938	0.948565	0.7627515
FASIES XV		0.159621	0.548953	0.354287
FASIES XVI			0.415785	0.415785
FASIES XVII		0.082326	0.851945	0.4671355
FASIES XVIII		0.154488		0.154488
FASIES XIX		0.070468		0.070468
FASIES XX		0.404609		0.404609

Berdasarkan nilai rata-rata saturasi air, Fasies III, Fasies IV, Fasies X, Fasies XI, Fasies XVI, dan Fasies XIX memiliki nilai saturasi air paling tinggi 46% dimana dapat disimpulkan saturasi hidrokarbon lebih besar bila $(1-S_w)$. Dari hasil analisis litofasies, asosiasi fasies, lingkungan pengendapan didapatkan enam fasies ini merupakan kandidat reservoir yang baik dengan asosiasi fasies Upper Shoreface dan Middle Shoreface. Hal ini kemudian akan dikonfirmasi dengan data *chromatograph* dari data *mudlog* untuk meyakinkan keterdapatn hidrokarbon dan juga jenisnya baik minyak maupun gas yang terdapat pada fasies-fasies tersebut.

d. Pay Summary

Perhitungan *pay summary* digunakan untuk menghitung *net sand*, *net reservoir* dan *net pay* pada setiap interval yang diteliti. Nilai pancung yang telah diperoleh dapat dilihat pada (Tabel 6.) digunakan untuk menentukan nilai *net to gross ratio* agar mengetahui kontinuitas dari sebuah

reservoir. Oleh karena itu, dibutuhkan nilai *net thickness* sebagai *input* dari *net to gross ratio*. Sehingga dapat mengindikasikan fraksi *gross* batuan yang *clean* dan berpori yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon yang potensial.

Tabel 6. Tabulasi nilai pancung di Lapangan “NT”.

CUT OFF	LOG	TIPE	NILAI	SATUAN
POROSITY	PHIE	>=	0.06	V/V
SAT	SWE	<=	0.5	V/V
CLAY	VSH	<=	0.22	V/V

Tabel 7. Hasil perhitungan *pay summary* pada setiap interval fasies di Lapangan “NT”.

SUMUR	UNIT FASIES	PAY SUMMARY									
		DEPTH (m)		NET SAND (m)			NET RESERVOIR (m)			NET PAY (m)	
		BOTTOM	TOP	GROSS	NET	NTG	GROSS	NET	NTG	GROSS	NET
NT-1	FASIES I	3845	3862	17	14.51	0.85	17	2.29	0.13	17	1.98
	FASIES II	3862	3866	4	0	0	4	0	0	4	0
	FASIES III	3866	3882.9	16.9	16.51	0.98	16.9	16.2	0.96	16.9	15.9
	FASIES IV	3882.9	3887.4	4.5	4.5	1	4.5	4.5	1	4.5	3.76
	FASIES V	3887.4	3894.9	7.5	0	0	7.5	0	0	7.5	0
	FASIES VI	3894.9	3905.7	10.8	0	0	10.8	0	0	10.8	0
	FASIES VII	3905.7	3912	6.3	0	0	6.3	0	0	6.3	0
	FASIES VIII	3912	3913.6	1.6	0	0	1.6	0	0	1.6	0
	FASIES IX	3913.6	3918.6	5	0	0	5	0	0	5	0
	FASIES X	3918.6	3922.6	4	13.48	0.96	4	10.3	0.75	4	0
	FASIES XI	3922.6	3938	15.4	4.96	0.92	15.4	0.40	0.09	15.4	0.59
	FASIES XII	3938	3941	3	2.52	0.84	3	2.13	0.71	3	0
NT-2	FASIES XIII	3941	3959	18	15.24	0.85	18	6.25	0.35	18	2.13
	FASIES XIV	3959	3961	2	3.74	0.62	2	3.74	0.62	2	3.74
	FASIES XV	3961	3962	1	0	0	1	0	0	1	0
	FASIES XVI	3962	3964	2	2.89	0.58	2	2.89	0.58	2	2.89
	FASIES XVII	3964	3972.6	8.6	0.23	0.08	8.6	0.23	0.06	8.6	0.23
	FASIES XVIII	3972.6	3982.9	10.3	0.9	0.2	10.3	0	0	10.3	0
	FASIES XIX	3982.9	3983.4	0.5	0	0	0.5	0	0	0.5	0
	FASIES XX	3983.4	3985.6	2.2	15.74	0.93	2.2	18.7	0.93	2.2	18.7
	FASIES XXI	3985.6	3985.8	0.2	4.2	1	0.2	4.2	1	0.2	4.2
	FASIES XXII	3985.8	3989.6	3.8	2.66	0.3	3.8	2.66	0.3	3.8	2.66
	FASIES XXIII	3989.6	3999.5	9.9	4.04	0.95	9.9	4.04	0.95	9.9	4.04
	FASIES XXIV	3999.5	3999.5	0	3.5	1	0	3.5	1	0	3.5
NT-3	FASIES XXV	3999.5	3999.5	0	7.71	0.92	0	5.89	0.7	0	5.89
	FASIES XXVI	3999.5	3999.5	0	8.5	0.97	0	8.5	0.97	0	8.5
	FASIES XXVII	3999.5	3999.5	0	5.8	1	0	5.8	1	0	5.8
	FASIES XXVIII	3999.5	3999.5	0	14.7	0.51	0	14.7	0.51	0	14.7
	FASIES XXIX	3999.5	3999.5	0	6.75	0.75	0	6.75	0.75	0	6.75
	FASIES XXX	3999.5	3999.5	0	12.7	0.06	0	10.6	0.83	0	12.7
	FASIES XXXI	3999.5	3999.5	0	1.8	0	0	1.8	0	0	1.8
	FASIES XXXII	3999.5	3999.5	0	3.8	0.46	0	3.8	0.46	0	3.8
	FASIES XXXIII	3999.5	3999.5	0	5.1	0	0	5.1	0	0	5.1
	FASIES XXXIV	3999.5	3999.5	0	9.8	0.05	0	9.8	0.05	0	9.8
	FASIES XXXV	3999.5	3999.5	0	6.7	0.59	0	6.7	0.59	0	6.7
	FASIES XXXVI	3999.5	3999.5	0	4.2	0.83	0	4.2	0.83	0	4.2

4.2 Zona Potensi Hidrokarbon

Zona potensi reservoir hidrokarbon ditentukan dengan memperhatikan hasil analisis yang telah dilakukan pada pembahasan sub-bab sebelumnya. Potensi jenis hidrokarbon pada reservoir Formasi Plover Atas didapat dari analisis data *chromatograph*. Dimana sebelumnya telah ditandai fasies-fasies optimis berdasarkan analisis kualitatif pada separasi log

densitas-neutron sebagai zona permeabel kemudian analisis kuantitatif yakni perhitungan petrofisika berupa kandungan serpih, porositas dan saturasi air. Hasil analisis akan dikorelasikan dengan data *chromatograph*. Data *chromatograph* (Tabel 8.) didapat dari *mud log* yang dapat digunakan untuk pengujian kemurnian zat tertentu. *Chromatograph* juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi suatu senyawa. Kolom gas *chromatograph* pada *mud log* terapat grafik gas C1 (metana) C₂H₆, grafik gas C3 (propana) C₃H₈, grafik gas nC₄ (n-butana) dan grafik gas iC₄ (i-butana).

Tabel 8. Nilai total gas *chromatograph* (ppm) pada setiap sumur lapangan “NT”.

WELL	DEPTH (m)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)
NT-1	-	298873	27402	8605	1802	1494
	-	295656	44990	16062	3464	4415
NT-2	3830	12301.5	868.8	315.9	57.3	91.3
	3867	11054.2	586.4	204.1	36.8	57
	3894	24428.3	1181.8	413.1	78.3	121.7
	3900	17143	811.1	297.3	58.3	91.2
	3912	13801.3	668.5	246.7	48.3	78.1
	3812	13158	328.5	83.8	14.2	30.2
	3812.2	5190.6	243.2	83.8	14	30.2
	3813	3735.9	182.5	68.6	12.3	27.8
	3815	7087.5	230.2	79	13	28
	3821	13082.4	626.6	217.4	40.8	65.8
NT-3	3871	18094	843	297	57	90
	3886.2	25373	1260	460	88	151
	3929	5883.8	438.9	363.6	49	194.5
	3943	3101.3	378.8	270.9	24.7	156.6

Data *chromatograph* dilakukan perbandingan proporsi molekul gas yang terdapat pada setiap sumur pada Lapangan “NT” yang terdapat pada (Tabel 9.). Pada sumur NT-1 tidak diketahui secara pasti interval kedalaman gas *chromatograph* yang dianalisis namun dipastikan terdapat pada interval Formasi Plover Atas. Data *chromatograph* akan dilakukan perbandingan gas dan setelahnya akan di-plot pada Tabel *Rectangular Plots*

Chromatograph (Tabel 10.) yang akan memberi kesimpulan potensi hidrokarbon pada Lapangan “NT” yakni berupa gas.

Tabel 9. Nilai gas ratio dari data gas chromatograph (ppm) pada setiap sumur lapangan “NT”.

WELL	DEPTH (m)	C1/C2	C1/C3	C1/C4
NT-1	-	10.90	34.73	200.05
	-	6.57	18.41	66.97
NT-2	3830	14.16	38.94	134.73
	3867	18.85	54.16	193.93
	3894	20.67	59.13	200.72
	3900	21.13	57.66	187.97
	3912	20.64	55.94	176.71
NT-3	3812	40.05	157.01	435.69
	3812.2	21.34	61.94	171.87
	3813	20.47	54.46	134.39
	3815	30.79	89.71	253.12
	3821	20.88	60.18	198.82
	3871	21.46	60.92	201.04
	3886.2	20.14	55.16	168.03
	3929	13.40	16.18	30.25
	3943	8.19	11.45	19.80

Tabel 10. Tabel *Rectangular Plots Chromatograph*.

Ratio	Oil	Gas	Unproductive
C1/C2	2-10	10-35	<2 and >35
C1/C3	2-14	14-82	<2 and >82
C1/C4	2-21	21-200	<2 and >200

Hasil analisis data *chromatograph* menyimpulkan keterdapatn hidrokarbon gas pada interval kedalaman tertentu dan setelah dikonfirmasi kandidat reservoir yakni Fasies III dengan asosiasi fasies *Upper Shoreface* dan Fasies IV dengan asosiasi fasies *Middle Shoreface* yang terdapat pada kedalaman 3811 – 3819 m merupakan zona potensi hidrokarbon yang terdapat pada Formasi Plover Atas.

5. KESIMPULAN

Hasil perhitungan petrofisika, didapatkan nilai pancung Lapangan “NT” *volume shale* sebesar 30%, porositas 6% dan saturasi air sebesar 50%. Disimpulkan fasies *Upper Shoreface* merupakan reservoir yang cukup baik, diikuti fasies *Middle Shoreface* sehingga disimpulkan menjadi kandidat reservoir, sedangkan fasies lainnya yakni fasies *Lower Shoreface*, fasies *Offshore Transition* dan fasies *Offshore* dieliminasi dari kandidat reservoir. Zona potensi hidrokarbon ditentukan dari hasil analisis kualitatif dan kuantitatif reservoir kemudian dikorelasikan dengan *gas chromatograph* yang menunjukkan potensi hidrokarbon pada Lapangan “NT” merupakan gas pada Fasies III (*Upper Shoreface*) dan Fasies IV (*Middle Shoreface*).

DAFTAR PUSTAKA

- Amir, V., Hall, R., Elders, F. C., 2010. *Structural Evolution of the Northern Bonaparte Basin*, Northwest Shelf Australia. 34th IPA Ann. Conv. Exhib.
- Asquith, G., & Gibson, C., 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologists: USA.
- Barber, P., Carter, P., Fraser, T., Baillie, P., and Myers K., 2003. *Paleozoic and Mesozoic Petroleum Systems in the Timor and Arafura Seas*, Eastern Indonesia, 29th IPA Ann. Conv. Proceed.
- Boggs, Sam, J. R., 1995. Principles of Sedimentology and

- Stratigraphy. University of Oregon, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey.
- Brooks, D. M., Goody, A. G., O'Reilly, J. B., McCarty, K. L., 1996. *Discovery and Petroleum Geology of the Banyu-Undan Gas-Condensate Field: Timor Gap Zone of Cooperation, Area "A"*, 25th IPA Ann Conv. Proceed.
- Catuneanu, O., 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*.
- Catuneanu, O., Galooway, W. E., Kendall, C. G. ST. C., Miall, A. D., Posamentier, H. W., Strasser, A., Tucker, M. E., 2011. "*Sequence Stratigraphy: Metodology and Nomenclature*". Newletter on Stratigraphy, Stuttgart, Vol. 44/3, 173-245.
- Indonesia, K. S. S., 1996. *Sandi Stratigrafi Indonesia. Ikatan Ahli Geologi Indonesia: Indonesia*.
- Kendall, C. G. ST. C., 2003. *Siliciclastic Stacking Pattern*. SEMP Strata, Tulsa.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi (Jilid 1 Ed)*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Nagura, H., Suzuki, I., Teramoto, T., Hayashi, Y., Yoshida, T., Bandjarnahor, HMP., Kihara K., Swiecicki, T., and Bird, R., 2003. *The Abadi Gas Field*, 29th IPA Ann. Conv. Proceed
- Ohara, M., Perdana, L., A., Saputra, A., Himsari, A., Fujimoto, M., 2016. *Neogene Hydrokarbon Prospectivity of The Frontier Offshore Tanimbar Region in the Southern Banda Outer Arc, Eastern Indonesia*. 40's IPA Ann. Conv. Proceed.
- Posamentier, H.W., 2010. *Sequence Stratigraphy Concepts and Application Relevant to Exploration and Development*.
- Walker, R. G., & James, N. P., 1992. *Facies Model: Response to Sea Level Change*. Geological Association of Canada.
- Wentworth, C. K. (1992). A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments. *Journal of Geology*, XXX, 377–392.