

Evaluasi Batuan Induk pada Sumur Loku-1 dan Alpha-1A, dan Penentuan Rekomendasi Area untuk Eksplorasi Rinci pada Cekungan Taliabu

Dzul Fadli Badaruddin, dan Achmad Fahrudin

Pusat Survei Geologi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Jl. Diponegoro, No. 57, Bandung, Jawa Barat

Artikel Info:

Naskah Diterima:
6 Mei 2021

Diterima setelah perbaikan:
22 Juli 2021

Disetujui terbit:
30 Agustus 2021

Kata Kunci:

cekungan Taliabu
Loku-1
Alpha-1A
evaluasi batuan induk
rekomendasi area

ABSTRAK

Cekungan Taliabu merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang mempunyai potensi minyak dan gas bumi. Hal ini dibuktikan dengan adanya rembesan gas di bagian utara Pulau Mangole dan gas pada pemboran sumur Loku-1. Rembesan gas di permukaan bumi dan pemboran sumur, merupakan indikasi yang menunjukkan batuan induk pada cekungan ini telah matang dan menghasilkan gas. Oleh karena itu, tujuan penelitian ini untuk melakukan evaluasi batuan induk yang telah mengalami kematangan termal pada fase katagenesis dan metagenesis pada pemboran sumur Loku-1 dan Alpha-1A, serta menentukan rekomendasi area untuk eksplorasi rinci pada Cekungan Taliabu. Metode evaluasi potensi batuan induk dilakukan pada tiga parameter, yaitu; kekayaan, tipe kerogen, dan kematangan. Penentuan rekomendasi area untuk eksplorasi rinci dilakukan dengan menggabungkan hasil evaluasi batuan induk efektif pada sumur Loku-1 dan Alpha-1A, rembesan gas yang muncul di permukaan dan gas di sumur Loku-1, serta peta geologi permukaan. Hasil penelitian menunjukkan, batuan induk efektif ditemukan pada Formasi Buya berumur Jura Tengah pada sumur Loku-1 dengan tebal 131 m pada kedalaman 2727 - 2858 m, dengan kematangan awal Ro pada kedalaman 2727 m adalah 0,58%. Tipe kerogen terdiri dari tipe II, II/III, dan III yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi. Pada pemboran sumur Alpha-1A tidak ditemukan adanya potensi batuan induk. Konsep *play* Cekungan Taliabu menunjukkan arah migrasi hidrokarbon berasal dari bagian utara Cekungan Taliabu, ke arah tengah dan selatan Cekungan Taliabu yang lebih tinggi. Kesimpulan penelitian ini, rekomendasi area untuk eksplorasi rinci selanjutnya, terletak pada darat dan laut bagian timur dan timur laut Pulau Taliabu dan utara Pulau Mangole.

© LPMGB - 2020

PENDAHULUAN

Cekungan Taliabu merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang mempunyai potensi hidrokarbon. Hal ini dibuktikan dengan adanya rembesan gas di bagian utara Pulau Mangole dan gas pada pemboran sumur Loku-1, yang keduanya merupakan gas termogenik (Garrard, dkk., 1998).

Korespondensi:

E-mail: dzul.b@esdm.go.id (Dzul Fadli Badaruddin)

Gas yang ditemukan pada sumur Loku-1 tersusun oleh C1 - C4, serta dapat mengalir sebesar 1,68 MMSCF/hari (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990). Secara administrasi cekungan ini terletak pada Kabupaten Kepulauan Sula, Provinsi Maluku Utara (Gambar 1). Publikasi mengenai evaluasi batuan induk serta rekomendasi area untuk eksplorasi rinci pada Cekungan Taliabu, sampai pada saat ini belum ditemukan literatur yang membahasnya. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan dengan tujuan

untuk melakukan evaluasi batuan induk yang telah mengalami kematangan termal pada fase katagenesis dan metagenesis di sumur Loku-1 dan Alpha-1A, serta menentukan rekomendasi area untuk eksplorasi rinci selanjutnya, dengan menggunakan parameter batuan induk.

BAHAN DAN METODE

Evaluasi batuan induk pada Cekungan Taliabu dilakukan pada sumur Loku-1 dan Alpha-1A, meliputi tiga parameter, yaitu : kekayaan, tipe kerogen, dan kematangan pada fase katagenesis dan metagenesis dengan menggunakan parameter Tmax (Peters & Cassa, 1994) dan pantulan vitrinit / Ro yang ditunjukkan pada Tabel 1 (Dayal & Mani, 2017). Katagenesis adalah fase pembentukan minyak disertai dengan gas, ditunjukkan dengan nilai pantulan vitrinit / Ro 0,5 - 2,0 % (Tissot & Welte, 1984 dalam Peters & Cassa, 1994, dan Horsfield & Rullkotter, 1994). Metagenesis adalah zona gas kering, ditandai dengan nilai pantulan vitrinit / Ro (2,0 - 4,0 %) (Tissot & Welte, 1984 dalam Peters & Cassa, 1994).

Penentuan rekomendasi area untuk eksplorasi rinci dilakukan dengan menggabungkan hasil evaluasi batuan induk efektif pada sumur Loku-1

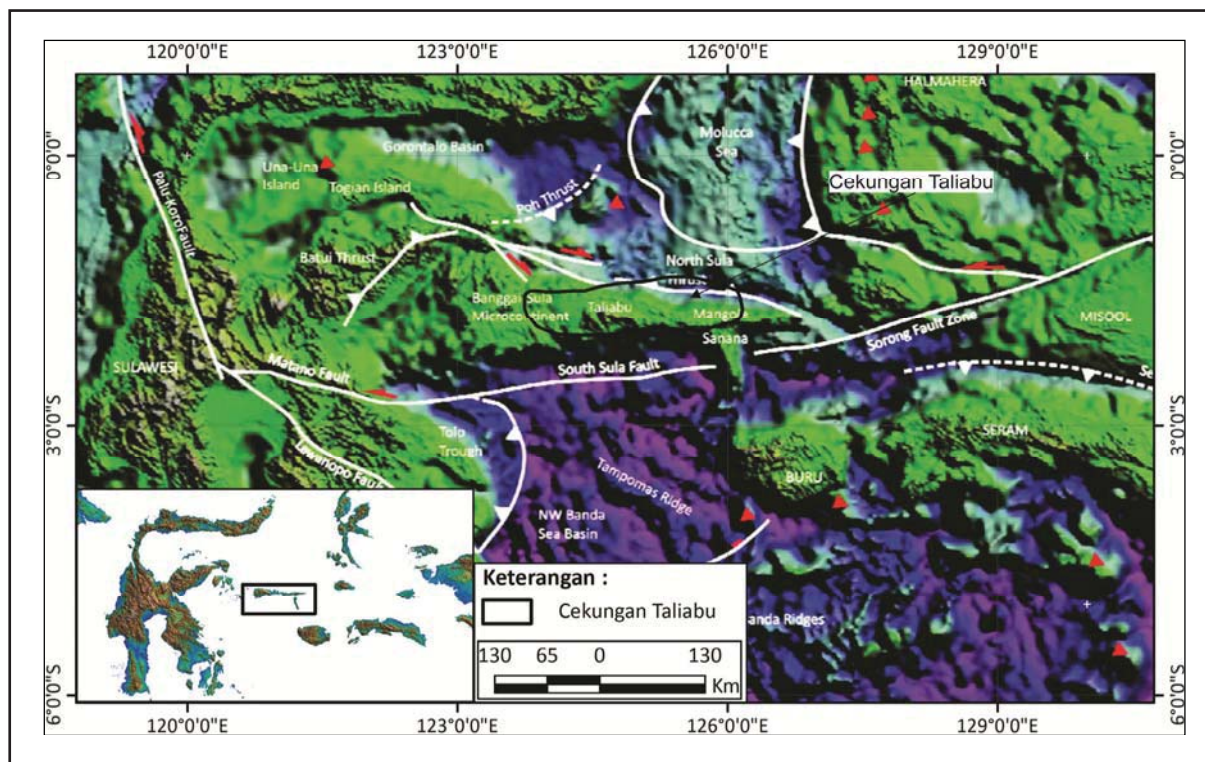
dan Alpha-1A, rembesan gas yang muncul di permukaan dan gas di sumur Loku-1, serta peta geologi permukaan lembar Banggai (Supandjono & Haryono, 1993) dan lembar Sanana (Surono & Sukarna, 1993).

Hasil evaluasi batuan induk efektif pada formasi target dijadikan sebagai acuan utama dalam penentuan rekomendasi area. Penentuan rekomendasi area dilakukan agar kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi untuk selanjutnya (seperti akuisisi seismik, gaya berat, dan rembesan mikro) difokuskan pada area terpilih.

A. Geologi Regional

1. Tektonik

Watkinson, dkk. (2011) menyatakan bahwa kontinen mikro Banggai-Sula (meliputi Pulau Peleng, Pulau Banggai, Pulau Taliabu, dan Pulau Mangole) terletak pada lengan timur Sulawesi yang merupakan pertemuan tiga lempeng Pasifik, Australia, dan Eurasia (Gambar 1). Kesamaan stratigrafi antara kontinen mikro Banggai-Sula dan kontinen Australia memunculkan gagasan bahwa kontinen mikro tersebut berasal dari Irian Jaya bagian barat atau berasal dari Papua New Guinea (Pigram, dkk., 1985; Garrard, dkk., 1988). Hal ini telah



Gambar 1
Lokasi cekungan Taliabu (Modifikasi dari Rudyawan & Hall, 2012, dan Kementerian ESDM, 2020).

Tabel 1
Kematangan batuan induk berdasarkan parameter pantulan vitrinit / Ro (Dayal & Mani, 2017)

Tipe Kerogen	Kematangan Termal (%)	Hidrokarbon Yang Dihasilkan
Tipe I	0,6 – 0,9	Minyak
	0,9 – 1,3	Kondensat gas
	1,3 – 2,6	Gas
Tipe II	0,5 – 0,9	Minyak
	0,9 – 1,3	Kondensat gas
	1,3 – 2,6	Gas
Tipe II/III	0,6 – 1,0	Minyak / kondensat gas
	1,0 – 1,3	Kondensat gas dan gas
	1,3 – 2,6	Gas
Tipe III	0,6 – 1,0	Gas / kondensat
	1,0 – 2,6	Gas
Tipe IV	Bukan sumber hidrokarbon	Sedikit gas

menjadi konsep yang telah lama digunakan, bahwa kontinen mikro terlepas dari lempeng kontinen bagian utara Australia di New Guinea dan bergerak ke arah barat (Pigram, dkk., 1985; Garrard, dkk., 1988) disepanjang sesar Sorong yang kemungkinan dipengaruhi juga oleh pergerakan lempeng Laut Filipina (Hall dkk., 1995; Hall, 1996). Konsep ini didukung oleh adanya kesamaan umur dan tipe batuan dasar, pada Mesozoikum ditemukan adanya ketidakselarasan yang merupakan awal *rifting* Australia bagian utara dan New Guinea (Pigram, dkk., 1984 dan 1985, dalam Garrard, dkk., 1988).

Pada Paleogen Awal, bagian barat Peleng, Taliabu, dan Mangole (bersama dengan bagian lengan timur laut Sulawesi) mengalami pengangkatan dan menyebabkan sedimen Jura mengalami erosi. Sedimentasi pada Banggai- Sula pada Paleogen Akhir ditandai dengan pengendapan transgresi batupasir fragmen basal pada Pulau Peleng bagian barat yang kemungkinan pada Eosen Akhir. Kemudian pada Oligosen - Miosen Tengah diikuti oleh pengendapan karbonat yang menutupi seluruh Banggai - Sula (Garrard, dkk., 1988).

Watkinson, dkk. (2011), menyatakan bahwa pergerakan mikro kontinen Banggai- Sula ke arah barat mengalami tumbukan dengan lengan timur Sulawesi, tetapi untuk waktunya masih menjadi perdebatan. Umumnya diperkirakan terjadi pada Neogen (Simandjuntak & Barber, 1996),

Miosen (Hamilton, 1979), Miosen Awal - Tengah (Bergman dkk., 1996), Miosen Tengah (Sukamto & Simandjuntak, 1983; Simandjuntak, 1986), Miosen Tengah sampai Pliosen (Garrard, dkk., 1988), dan Miosen Akhir (Silver dkk., 1983; Davies, 1990; Smith & Silver, 1991; Parkinson, 1998).

Rudyawan & Hall (2012) menyatakan bahwa Hall, dkk. (2009) dan Spakman & Hall (2010) mengemukakan bahwa Banggai-Sula tidak dipotong dari New Guinea, tetapi merupakan bagian dari Sula Spur yang bertabrakan dengan Lengan Utara Sulawesi pada Miosen Awal dan mengalami peregangan pada Miosen Tengah, yang disebabkan oleh adanya subduksi *rollback* terhadap Banda.

Sebelah utara kontinen mikro Banggai - Sula dibatasi oleh lempeng samudera Maluku. Pengendapan batuan sedimen mengalami obduksi dengan kemiringan perlapisan ke utara yang terjadi pada sedimen Mesozoikum - Tersier. Lebih jauh ke utara diketahui batuan sedimen berasosiasi dengan ultrabasa dan vulkanik (Letouzey, dkk., 1983, dalam Garrard, dkk., 1988). Umur obduksi ini masih menjadi perdebatan, kemungkinan Miosen atau Pliosen - Kuartar. Pengangkatan dan erosi pulau Taliabu pada hari ini, kemungkinan terjadi akibat adanya sesar naik ini. Gempa bumi dan getaran yang terjadi di sepanjang utara dan selatan pulau Taliabu dan Mangole mengindikasikan proses pengangkatan ini masih berlangsung (Garrard, dkk., 1988).

Sesar normal Pliosen Akhir hingga Pleistosen, sebagian disebabkan oleh relaksasi tekanan kompresi, yang menyebabkan penurunan pada selat Peleng. Pengangkatan Kepulauan Peleng, Banggai, dan Taliabu terjadinya relatif baru. Erosi saat ini terjadi pada batuan berumur Miosen yang tersingkap pada bagian barat Pulau Peleng serta pada batuan dasar dan batuan berumur Jura yang tersingkap pada bagian timur Pulau Peleng dan Pulau Banggai (Garrard, dkk., 1988).

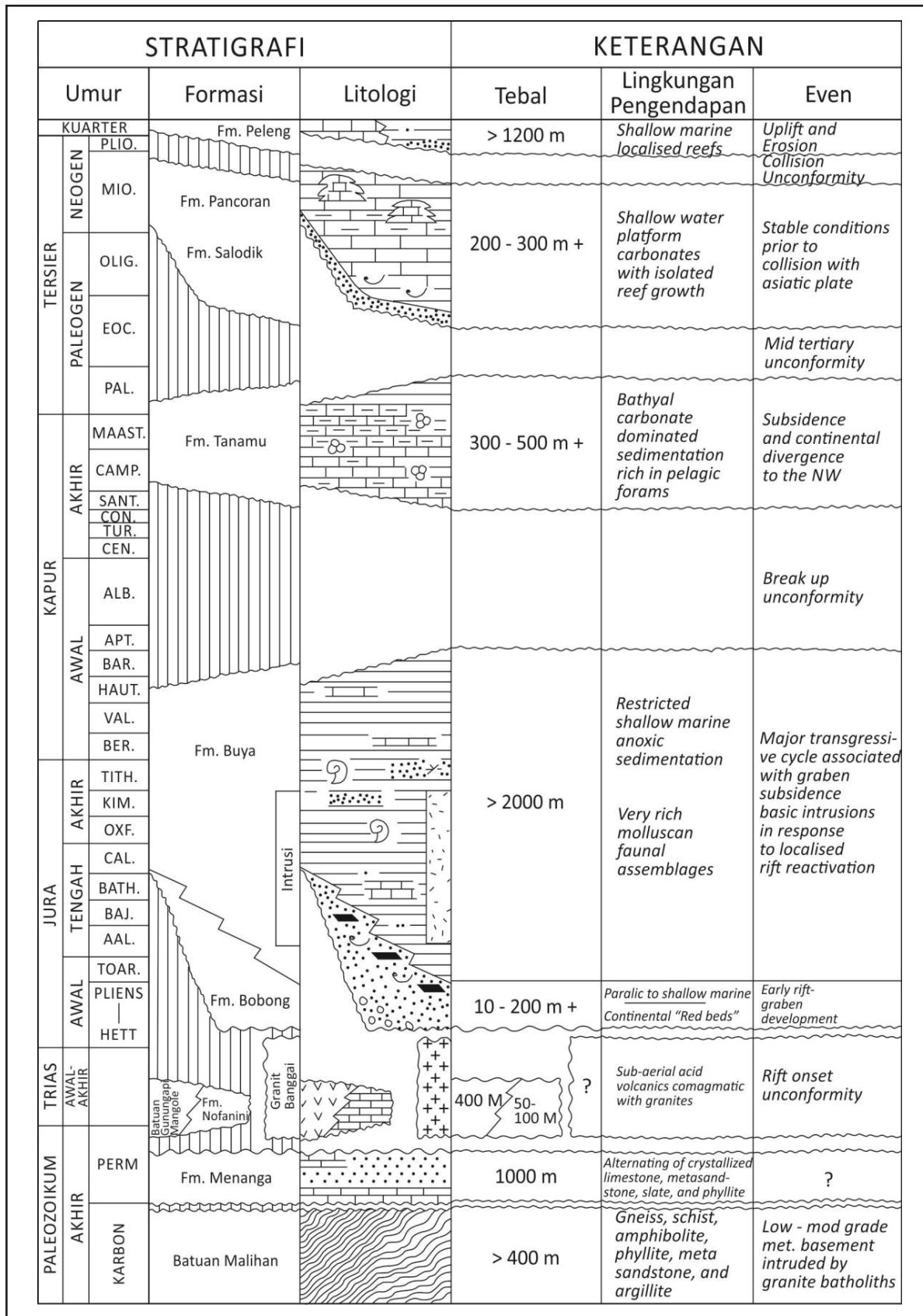
2. Stratigrafi Regional

Stratigrafi kontinen mikro Banggai - Sula (Gambar 2) tersusun oleh batuan yang berumur Paleozoikum hingga Kuartar (Suroso & Sukarna, 1993, Supandjono & Haryono, 1993 dan Garrard, dkk., 1988). Sebaran batuan pada cekungan Taliabu pada permukaan ditunjukkan pada Gambar 3. Batuan tertua adalah Batuan Malihan tersusun oleh genes, sekis, amfibolit, batupasir malihan dan argilit. Penentuan umur dengan metode radiometri pada sekis, menunjukkan umur Batuan Malihan adalah 305 ± 6 juta tahun atau setara umur Karbon (Sukanto, 1975, dalam Garrard, dkk., 1988). Ferdian, dkk. (2010) melakukan penentuan umur zircon, diperoleh umur 321 dan 337 juta tahun yang lalu. Penentuan umur menggunakan kedua metode tersebut, menunjukkan umur Batuan Malihan adalah Karbon (*Visean - Kasimovian*). Secara tidak selaras di atas Batuan Malihan diendapkan Formasi Menanga yang tersusun oleh perselingan batugamping hablur, batupasir malih, batusabak, dan filit dengan ketebalan sekitar 1000 m dan diperkirakan berumur Perm (Ngadenin, 2016, Suroso & Sukarna, 1993). Granit Banggai terdiri dari granit, granodiorit, diabas dan basal. Penentuan umur dengan metode radiometri menunjukkan umur Granit Banggai 235 ± 10 sampai dengan 245 ± 25 juta tahun lalu (Sukanto, 1975 dalam Ngadenin 2016). Ferdian, dkk. (2010) melakukan penentuan umur menggunakan metode zircon, menunjukkan Permian Akhir - Trias Akhir (*Carnian*). Penentuan umur menggunakan K- Ar pada sumur Loku-1 (Gambar 4) menunjukkan Granit Banggai berumur 191 ± 8 juta tahun lalu (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990). Penentuan umur Granit Banggai berdasarkan ketiga parameter tersebut, menunjukkan Perm Akhir - Jura Awal (*Toarcian*). Granit ini merupakan reservoir pada cekungan ini, ditandai dengan adanya reservoir berupa rekahan yang terisi oleh gas pada pemboran sumur Loku-1 (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990). Batuan Gunungapi Mangole terdiri atas

batuan gunungapi, tuf, tuf lapilli, dan ignimbrit dengan tebal lebih dari 100 m. Penentuan umur menunjukkan 210 ± 25 juta tahun yang lalu (Sukanto, 1975), serta mengindikasikan umur yang hampir sama dengan Granit Banggai (Garrard, dkk., 1988). Batuan Gunungapi Mangole ditindih tidak selaras oleh Formasi Bobong. Pada bagian barat Pulau Mangole, Gunungapi Mangole ditemukan berselingan dan ditindih dengan batugamping Formasi Nofanini (Garrard, dkk., 1988).

Formasi Bobong tersusun oleh lapisan merah kontinen, perselingan konglomerat, batupasir kuarsa, batupasir litik, serta serpih dengan sisipan batubara, dengan tebal formasi sekitar 1000 m (Garrard, dkk., 1988). Pemboran sumur Alpha-1A (Gambar 5), umur Formasi Bobong adalah Jura Awal - Jura Tengah (*L. Pliensbachian - E. Bajocian*), dengan tebal formasi pada sumur ini adalah 86 m. Ferdian, dkk. (2010) melakukan penentuan umur menggunakan zircon menunjukkan 195 juta tahun yang lalu atau Jura Awal (*Sinemurian*). Penentuan umur Formasi Bobong menggunakan kedua parameter tersebut adalah Jura Awal - Jura Tengah (*Sinemurian - E. Bajocian*). Batupasir Formasi Bobong dapat menjadi batuan reservoir pada cekungan ini, dengan porositas 8-19% dan permeabilitas 0,3-29 mD (Septiandi, dkk., 2006). Formasi Buya tersusun oleh serpih bersisipan batupasir, batugamping, napal dan konglomerat (Suroso & Sukarna, 1993). Pada pemboran sumur Loku-1, Formasi Buya tersusun oleh batulumpur dengan sisipan dolomit, batulanau dan batupasir, dan batugamping pada bagian bawah, dengan tebal formasi ini adalah 2056 m (Gambar 4). Pada pemboran sumur Alpha-1, formasi ini tersusun oleh batulumpur sisipan dolomit, dengan tebal formasi 379 m. Umur Formasi Buya adalah Jura Tengah - Kapur Awal (*Bathonian - Barremian*) (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990). Formasi Tanamu tersusun oleh napal, batugamping dan serpih, dengan tebal formasi 300 - 500 m. Umur formasi ini adalah Kapur Akhir (*Santonian / Coniacian - Campanian / Maastrichtian*). Batugamping Formasi Tanamu berpotensi menjadi batuan reservoir dengan prositas 4,3 % - 26,5 % dan rata-rata 12,7% (Garrard, dkk., 1988). Basal dan diabas, kemungkinan berumur Jura Akhir, yang menerobos Granit Banggai dan Formasi Bobong.

Formasi Salodik tersusun oleh batugamping dengan sisipan pasir, dengan ketebalan 500 m. Karbonat platform ditemukan dengan *minor*



Gambar 2
 Stratigrafi cekungan Taliabu (Modifikasi dari Ngadenin, 2016, Ferdian, dkk., 2010, B.P. Petroleum Development Ltd., 1990, dan Garrard, dkk., 1998).

batulumpur dan setempat terbentuk batugamping terumbu. Porositas batuan ini berkisar 0,2 - 33,8%, sehingga dapat juga menjadi target batuan reservoir. Umur formasi ini adalah Eosen - Miosen Tengah (Supandjono, dkk., 1986, dalam Garrard, dkk., 1988). Formasi Pancoran tersusun oleh batugamping dengan lapisan tipis batulempung dan batupasir, dengan tebal formasi 200 - 300 m. Umur formasi ini adalah Miosen Awal - Tengah, dan dapat dikorelasikan dengan bagian atas Formasi Salodik pada Banggai dan Luwuk. Pada beberapa tempat ditemukan perkembangan batugamping terumbu (Garrard, dkk., 1988). Formasi Peleng/Luwuk tersusun oleh batugamping terumbu tersusun oleh koral, moluska, dan ganggang (Ngadenin, 2016). Satuan batuan termuda, yaitu pada Kala Holosen diendapkan aluvium yang tersusun oleh pasir, kerikil, kerakal, dan lumpur.

HASIL DAN DISKUSI

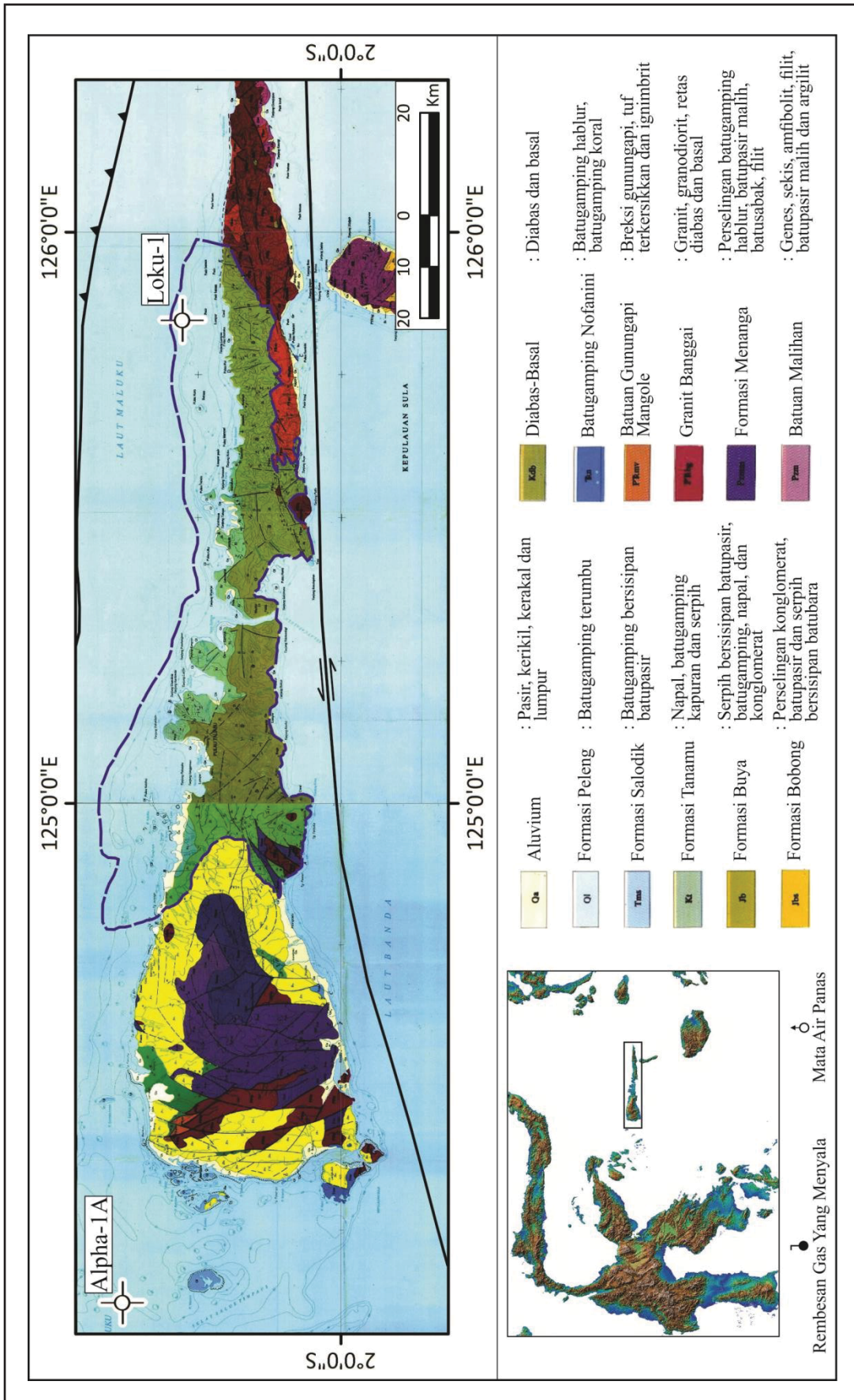
A. Sumur Loku-1

Hasil evaluasi batuan induk (Gambar 6), menunjukkan batuan induk yang efektif ditemukan pada Formasi Buya berumur Jura Tengah dengan ketebalan 131 m pada kedalaman 2727 - 2858 m, dan diendapkan pada lingkungan *inner sublittoral*. Batuan induk efektif adalah batuan induk yang telah membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon (Waples, 1985, dalam Subroto, 2012). Ada beberapa indikasi yang menunjukkan hal tersebut, seperti pada beberapa interval ditemukan adanya gas pada pemboran sumur ini. Evaluasi parameter kekayaan, menunjukkan nilai TOC berkisar antara *fair* (0,57 - 0,89 wt. %), hidrokarbon bebas (S1) menunjukkan nilai *poor* (< 0.5), dan komposisi S2 menunjukkan nilai *poor* (0,85 - 2,21). Tipe kerogen menunjukkan Formasi Buya pada interval ini terdiri dari tipe II, II/III dan III, yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi. Penentuan kematangan batuan induk efektif dilakukan dengan mengamati kehadiran minyak dan gas yang terjadi selama pemboran. Kehadiran gas metana (C1), etana (C2), dan propana (C3) ditemukan pada interval 2684 m, sedangkan minyak bumi pada interval 778 - 2864 m tidak ditemukan. Pada interval 2901 - 2903 m ditemukan gas yang terdiri atas metana (C1), etana (C2), propane (C3), iso butana (iC4), dan normal butane (nC4) pada rekahan Granit Banggai (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990). Gas yang ditemukan pada interval 2684 dan 2901 - 2903 m diinterpretasi berasal dari Formasi Buya.

Berdasarkan kehadiran gas pada pemboran sumur, serta menggunakan parameter Ro, maka kematangan batuan induk efektif ditemukan pada interval 2727 - 2858 m, dengan nilai awal kematangan pada Ro 0,58 %. Kematangan Ro 0,58 - 0,74 %, menunjukkan gas pada interval ini, terbentuk pada fase katagenesis. Penentuan parameter kematangan menggunakan Tmax tidak digunakan pada sumur ini, disebabkan pada interval 1856 - 2614,5 m dengan nilai Tmax > 435°C tidak ditemukan adanya tanda gas yang signifikan. Hal ini berbeda dengan parameter kematangan Ro, pada kedalaman sama memberikan informasi interval ini belum memasuki jendela kematangan. Terjadi perdebatan mengenai nilai batas parameter kekayaan untuk dikategorikan sebagai batuan induk yang bagus. Dembicki Jr., 2009, menyatakan nilai TOC dan S2 akan berkurang seiring dengan bertambahnya kematangan batuan induk. Pada sumur Loku-1, nilai TOC adalah *fair - good* dan S2 adalah *poor*, sudah dapat dijadikan sebagai nilai batas untuk kekayaan batuan induk pada Cekungan Taliabu, yang didasarkan dengan parameter kematangan, serta kehadiran gas C1 - C4 pada pemboran sumur.

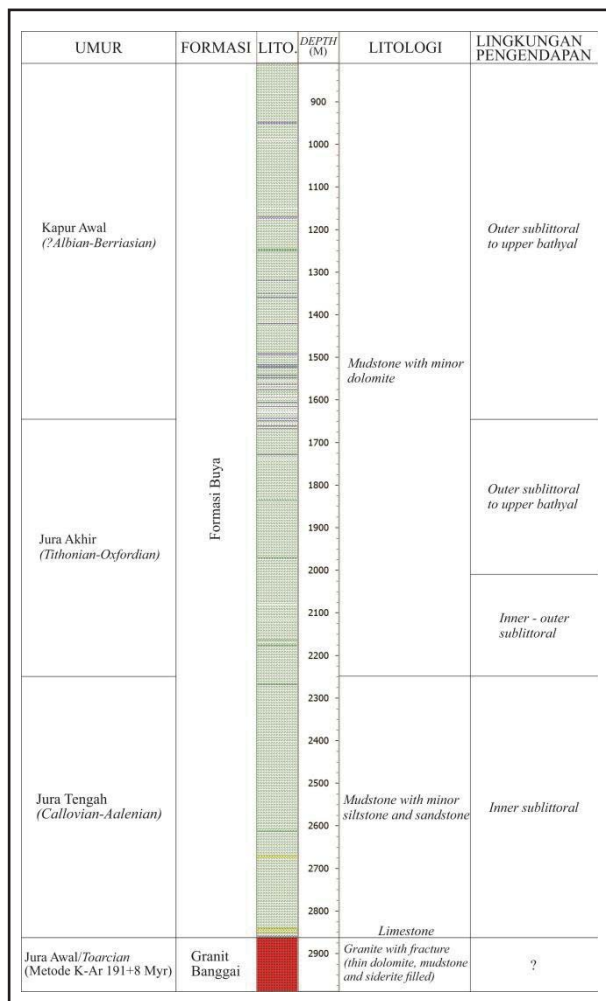
Batuan induk berupa *mudstone* yang mengisi rekahan pada Granit Banggai menunjukkan kekayaan batuan pada umumnya *poor*, yang ditunjukkan oleh nilai TOC (0,05 - 0,24 wt. %), S1 (0,01 - 0,1), dan S2 (0,08 - 0,41). Akan tetapi ada 1 interval pada 2913 m, yang menunjukkan nilai TOC *fair* (0,7 wt. %). Parameter tipe kerogen menunjukkan interval ini merupakan tipe kerogen III yang memiliki kecenderungan untuk menghasilkan gas. Parameter kematangan menunjukkan batuan induk telah memasuki jendela kematangan. Hasil evaluasi untuk interval ini tidak direkomendasikan untuk menjadi target batuan induk walaupun parameter kematangan menunjukkan interval ini telah memasuki jendela kematangan. Hal ini didasarkan, *mudstone* hanya mengisi rekahan pada Granit Banggai sehingga penyebaran lateral dari interval ini tidak dapat diidentifikasi dengan akurat.

Hasil evaluasi potensi batuan induk pada Formasi Buya berumur Jura Tengah - Kapur Awal pada kedalaman 806 - 2614,5 m, menunjukkan batuan pada interval ini tidak berpotensi menjadi batuan induk. Hal ini ditunjukkan oleh parameter kematangan Ro yang belum memasuki jendela kematangan.



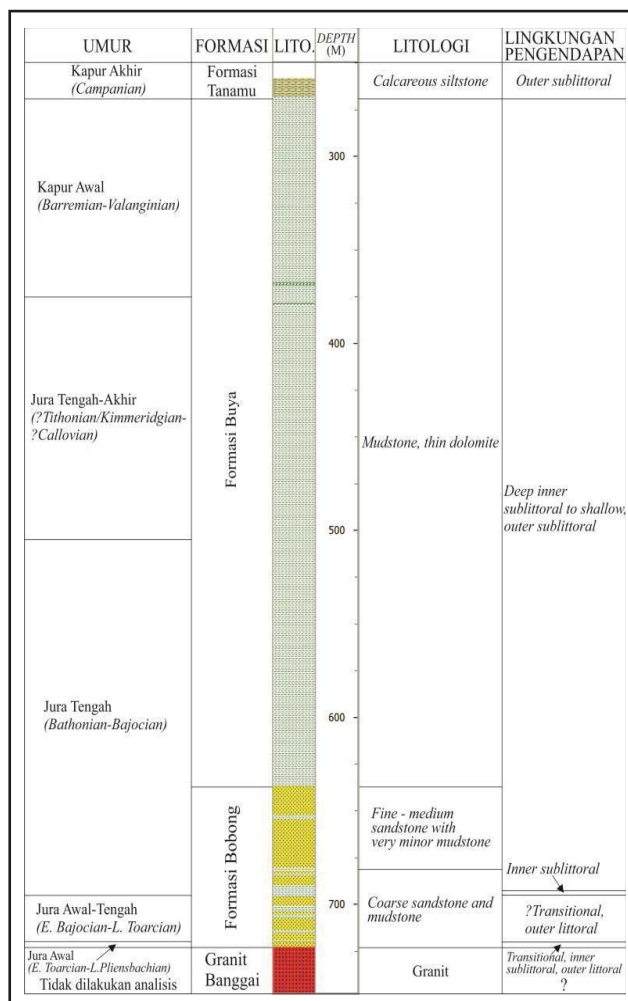
Gambar 3

Sebaran batuan pada Cekungan Taliabu (Modifikasi dari lembar Banggai (Supandjono dan Haryono, 1993) dan lembar Sanana (Surono dan Sukarna, 1993)). Garis biru putus – putus menunjukkan rekomendasi area untuk eksplorasi rinci pada cekungan Taliabu.



Gambar 4

Stratigrafi sumur Loku -1 (Modifikasi dari B.P. Petroleum Development Ltd., 1990).



Gambar 5

Stratigrafi sumur Alpha -1A (Modifikasi B.P. Petroleum Development Ltd., 1990).

B. Sumur Alpha-1A

Evaluasi batuan induk pada sumur Alpha-1A (Gambar 7), tidak menunjukkan adanya interval batuan yang memiliki potensi untuk menjadi batuan induk. Hal ini ditunjukkan oleh beberapa parameter. Parameter kekayaan batuan induk pada Formasi Tanamu berdasarkan nilai TOC, S1, dan S2 menunjukkan *poor*, serta parameter kematangan berupa Tmax dan Ro menunjukkan formasi ini belum memasuki jendela kematangan. Pada Formasi Buya, parameter kekayaan TOC menunjukkan nilai *fair - good*, serta nilai S2 menunjukkan *poor - fair*. Parameter kematangan Tmax dan Ro menunjukkan Formasi Buya belum memasuki jendela kematangan. Pada interval 637,5 m, parameter kematangan menunjukkan nilai Ro telah memasuki jendela kematangan dengan nilai Ro 0,8, akan tetapi nilai Ro ini adalah hasil *reworking* sehingga tidak dapat

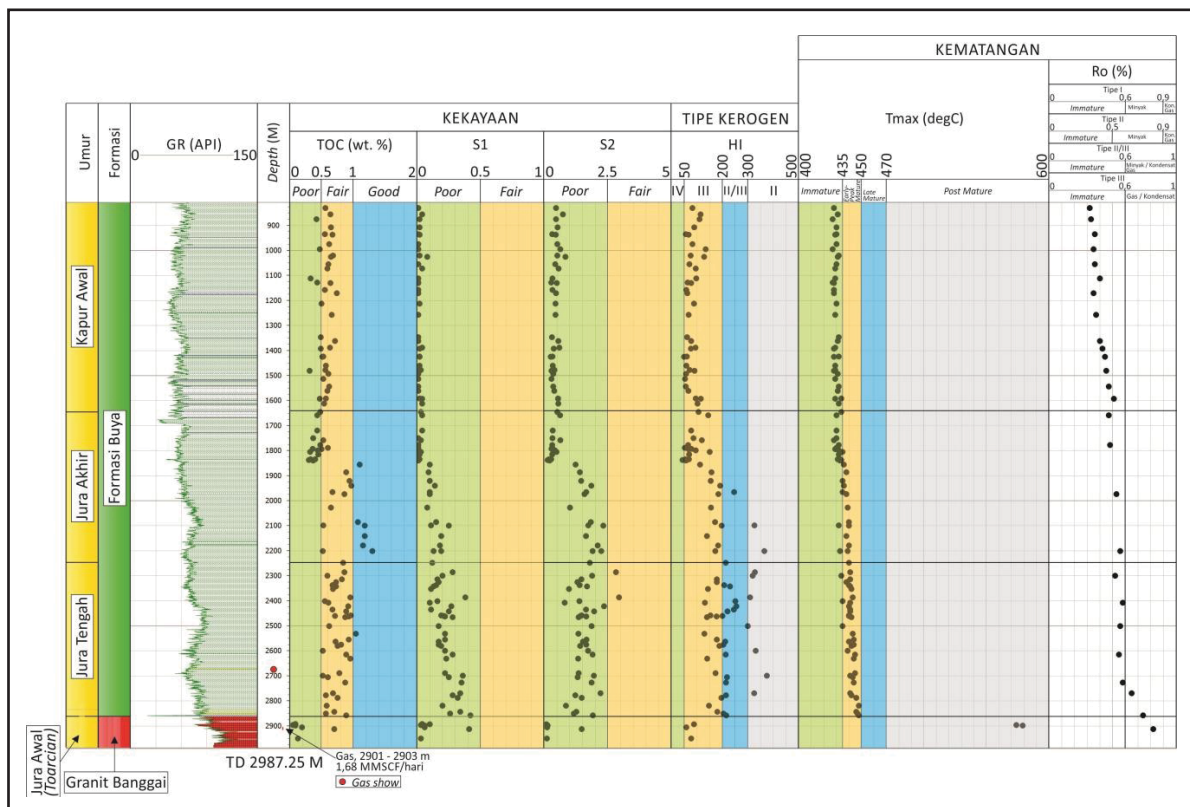
digunakan. Pada Formasi Bobong, parameter kekayaan TOC, S1, dan S2 menunjukkan *poor - fair*. Tipe kerogen formasi ini adalah tipe III, sehingga dalam melakukan evaluasi kematangan batuan induk menggunakan parameter Ro, yang menunjukkan kematangan batuan induk belum memasuki jendela kematangan. Pada interval 715 m, parameter kematangan menunjukkan Ro 1%, namun nilai Ro merupakan hasil *reworking* sehingga tidak dapat digunakan. Pada sumur Alpha-1A, dilakukan peninjauan hasil pembacaan gas, untuk mengetahui komposisi minyak dan gas yang ditemukan selama pemboran. Hasil pembacaan gas menunjukkan komposisi gas pada interval 291 - 752 m hanya ditemukan gas metana (C1). Gas metana pada sumur Alpha-1A terbentuk pada fase diagenesis, yang ditunjukkan dengan nilai parameter kematangan Ro < 0,6 %. Oleh karena itu, semakin

memperkuat indikasi pada pemboran sumur Alpha-1A tidak ditemukan potensi batuan induk yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi pada fase katagenesis dan metagenesis.

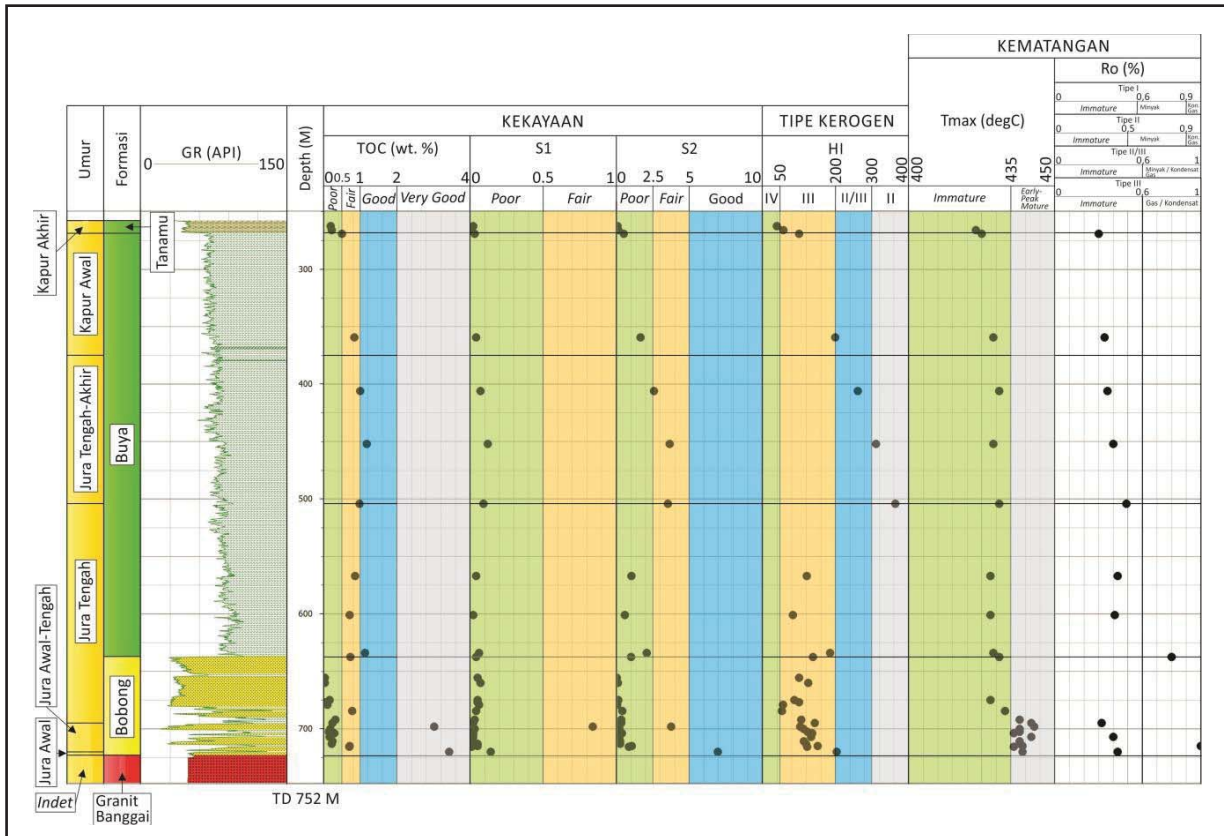
C. Rekomendasi Area Untuk Eksplorasi Rinci

Potensi batuan induk tidak ditemukan pada pemboran sumur Alpha-1A. Hal ini disebabkan batuan pada Formasi Bobong, Formasi Buya, dan Formasi Tanamu belum memasuki jendela kematangan. Proses yang menyebabkan batuan induk pada sumur ini belum memasuki jendela kematangan, kemungkinan dipengaruhi oleh adanya pengangkatan dan diikuti oleh erosi yang terjadi pada Paleogen Awal (Garrard, dkk., 1988). Pengangkatan yang terjadi, menyebabkan batuan pada sumur Alpha-1A tidak mendapat pengaruh yang besar dari temperatur dan tekanan yang berperan dalam proses pematangan batuan induk. Penampang seismik menunjukkan perlapisan batuan pada sumur ini dalam posisi yang relatif datar (Gambar 8), dengan kedalaman lapisan bawah Formasi Buya yaitu 637 m. Pada sumur Loku-1, jendela kematangan batuan induk Formasi Buya pada interval 2727 m, sehingga jika dibandingkan

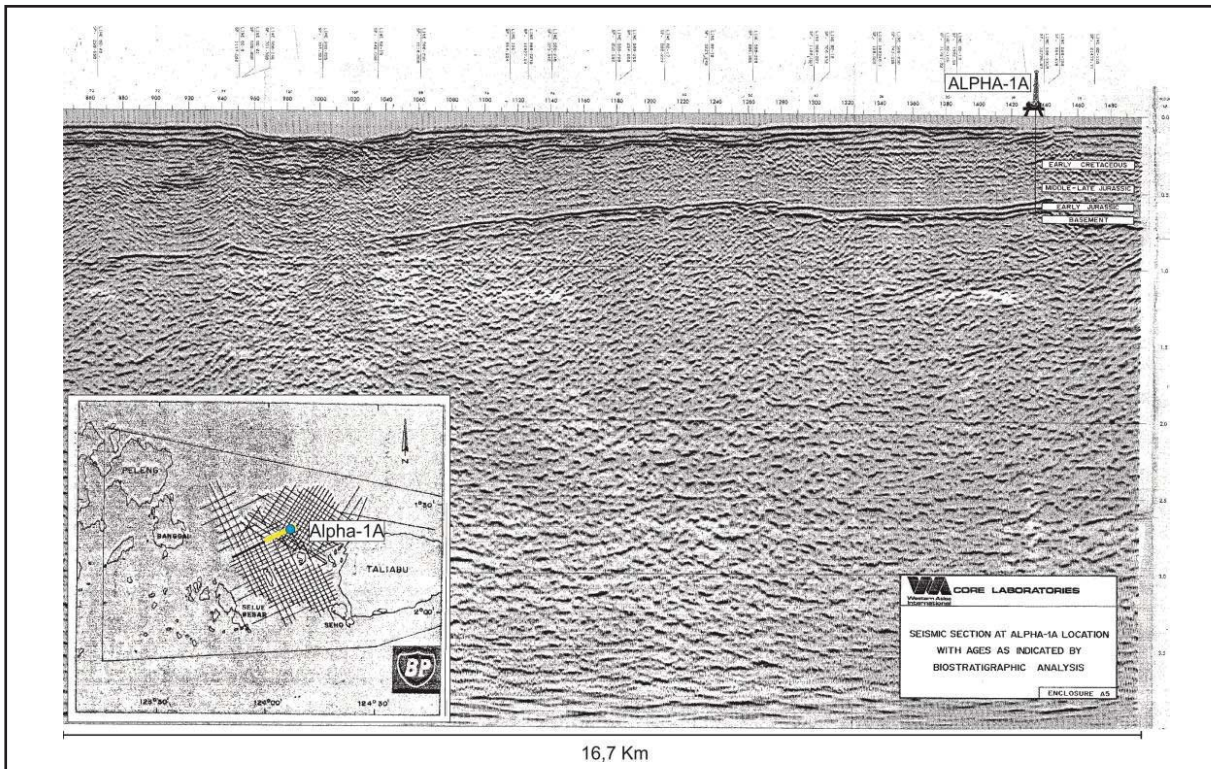
dengan kedalaman 637 m pada sumur Alpha-1A, merupakan dangkal dan belum memasuki jendela kematangan. Penampang seismik pada pemboran sumur Loku-1, menunjukkan perlapisan sedimen dengan kemiringan ke arah cekungan di bagian utara, sehingga proses kematangan batuan induk dan migrasi dapat terjadi ke arah tengah dan selatan cekungan (Gambar 9). Pengangkatan yang terjadi pada sumur Alpha-1A, diinterpretasi akan terjadi juga pada bagian barat laut pulau Taliabu yang ditunjukkan dengan tersingkapnya Formasi Buya sebagai batuan termuda pada lokasi ini (Gambar peta geologi 3). Formasi Buya pada bagian barat Pulau Taliabu hanya tersingkap setempat dan tidak menunjukkan penyebaran yang merata. Hal ini berbeda dengan penyebaran Formasi Bobong pada bagian timur pulau Taliabu dan bagian utara pulau Mangole yang tersebar secara merata. Formasi Buya yang muncul pada barat laut pulau Taliabu hanya setempat dan menempati lokasi yang tidak terlalu luas jika dibandingkan dengan batuan yang lebih tua (Formasi Bobong, Batuan Gunungapi Mangole, Granit Banggai, Formasi Menanga, dan Kompleks Batuan Malihan). Oleh karena itu, Formasi Buya yang belum matang dan ditemukan hanya setempat



Gambar 6
Geokimia batuan induk pada Sumur Loku -1 (Modifikasi dari B.P. Petroleum Development Ltd., 1990, Peters & Cassa, 1994, dan Dayal & Mani, 2017).



Gambar 7
Geokimia batuan induk pada Sumur Alpha-1A (Modifikasi dari B.P. Petroleum Development Ltd., 1990, Peters & Cassa, 1994, dan Dayal & Mani, 2017).



Gambar 8
Penampang seismik pemboran sumur Alpha-1A (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990).

pada bagian barat laut pulau Taliabu, menyebabkan lokasi ini tidak direkomendasikan untuk menjadi area eksplorasi selanjutnya.

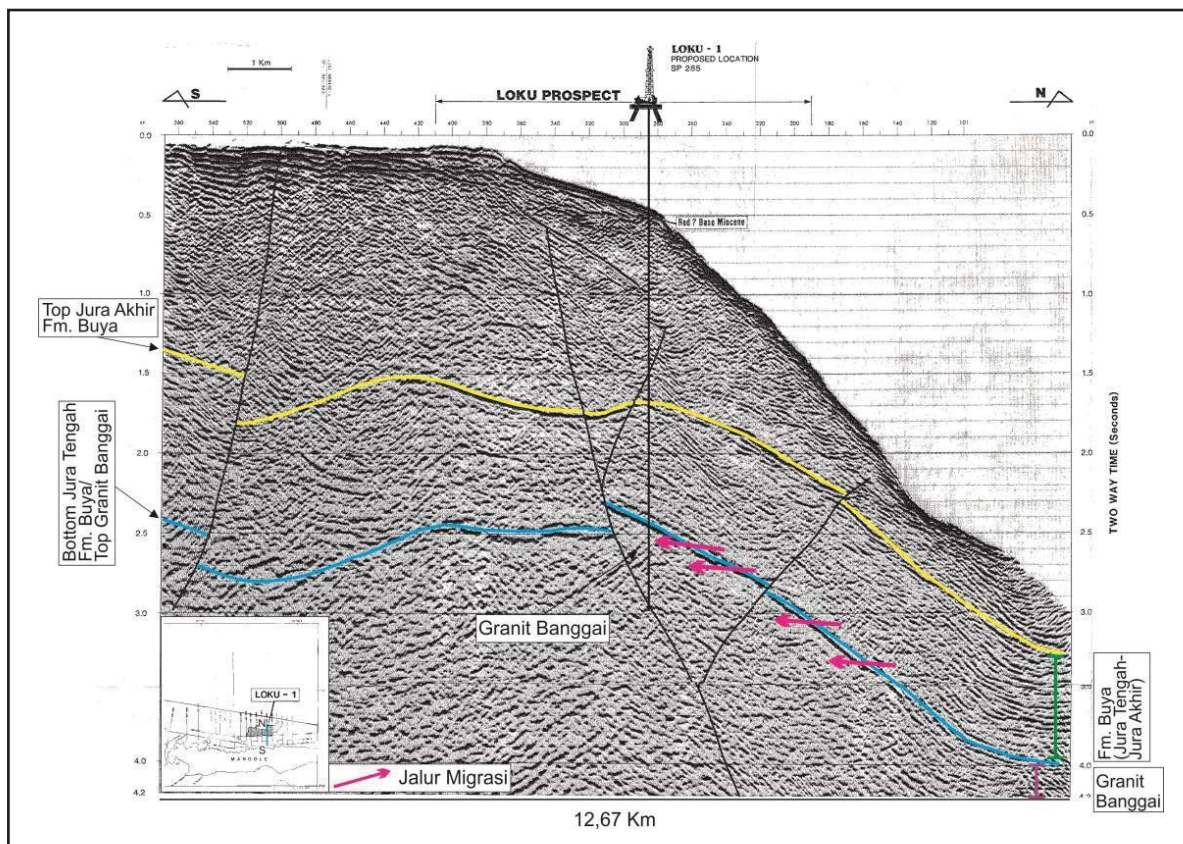
Rembesan gas pada Cekungan Taliabu tersebar pada beberapa lokasi (Gambar 10). Rembesan gas pada Air Made, Minaluli Utara, Minaluli Selatan, Saniahaya, Madapia, dan Falabisahaya, muncul pada Formasi Buya dan Formasi Tanamu di permukaan. Evaluasi batuan induk yang telah dilakukan menunjukkan rembesan gas yang terdapat pada cekungan Taliabu berasal dari Formasi Buya pada umur Jura Tengah. Garrard, dkk. (1988) melaporkan adanya kemungkinan adanya rembesan minyak atau gas pada Bolohut dan Lede, akan tetapi pada peta geologi Lembar Banggai (Gambar 3), rembesan ini tidak ditemukan.

Konsep *play* cekungan Taliabu, menunjukkan arah migrasi hidrokarbon berasal dari lokasi yang lebih dalam di utara ke arah selatan yang lebih tinggi (Gambar 9, 11, dan 12). Penentuan rekomendasi area didasarkan pada penyebaran Formasi Buya di permukaan yang merupakan batuan induk efektif pada cekungan Taliabu, serta keterdapatannya rembesan gas di permukaan dan pada pemboran sumur Loku-1.

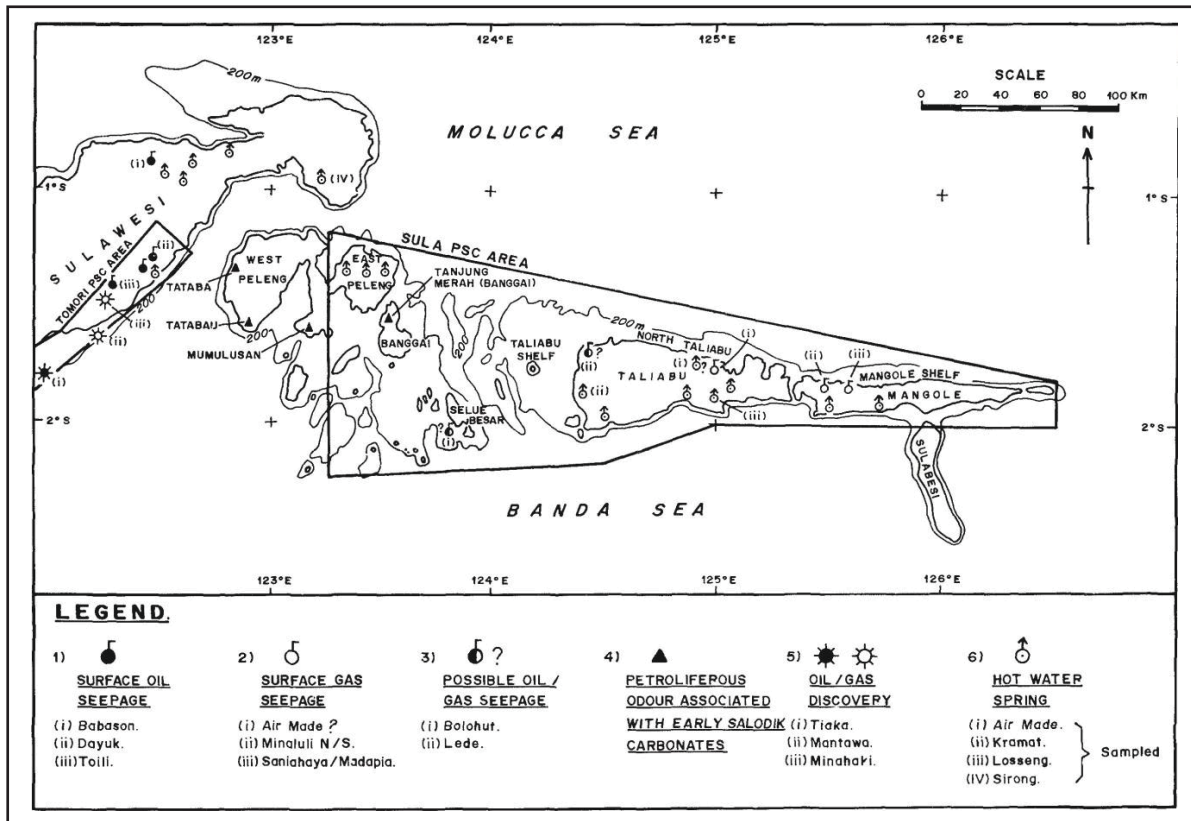
Oleh karena itu, rekomendasi area untuk eksplorasi selanjutnya terletak pada darat dan laut bagian timur dan timur laut pulau Taliabu dan utara pulau Mangole (Ditunjukkan oleh garis biru putus - putus pada Gambar 3). Minyak dan gas bumi yang berasal dari Formasi Buya, diinterpretasi akan mengalami migrasi ke beberapa batuan reservoir yang telah diidentifikasi oleh Garaard, dkk., 1988, yaitu Formasi Bobong, Formasi Tanamu, dan Formasi Salodik (Gambar 11 dan 12), serta reservoir yang bersifat rekahan (B.P. Petroleum Development Ltd., 1990) pada Granit Banggai seperti pada sumur Loku-1 (Gambar 9) dan konsep *play* pada Gambar 12.

KESIMPULAN DAN SARAN

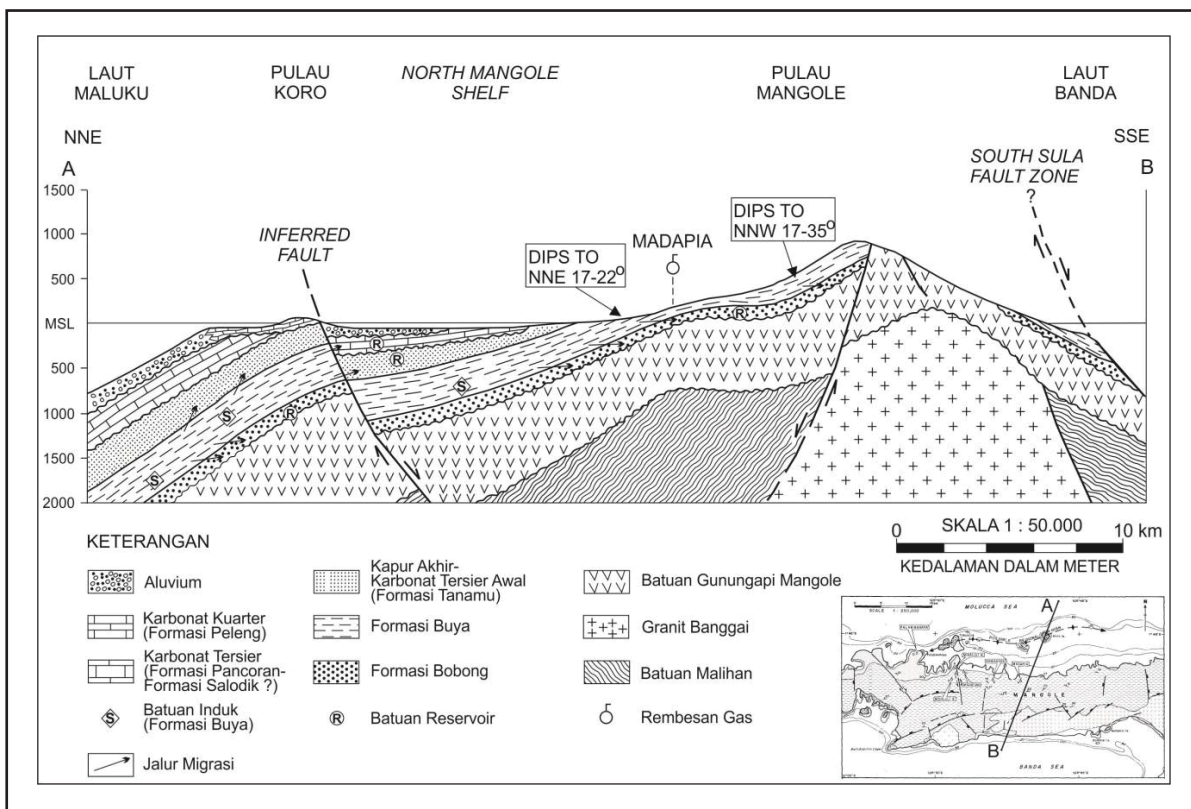
Evaluasi batuan induk pada Cekungan Taliabu, menunjukkan Formasi Buya pada sumur Loku-1 yang berumur Jura Tengah merupakan batuan induk efektif dengan tebal 131 m pada interval 2727 – 2858 m dan terendapkan pada *inner sublittoral*. Kematangan batuan induk dimulai pada interval 2727 m dengan nilai pantulan vitrinit / R_o 0,58 %. Tipe kerogen terdiri atas tipe II, II/III, dan III yang



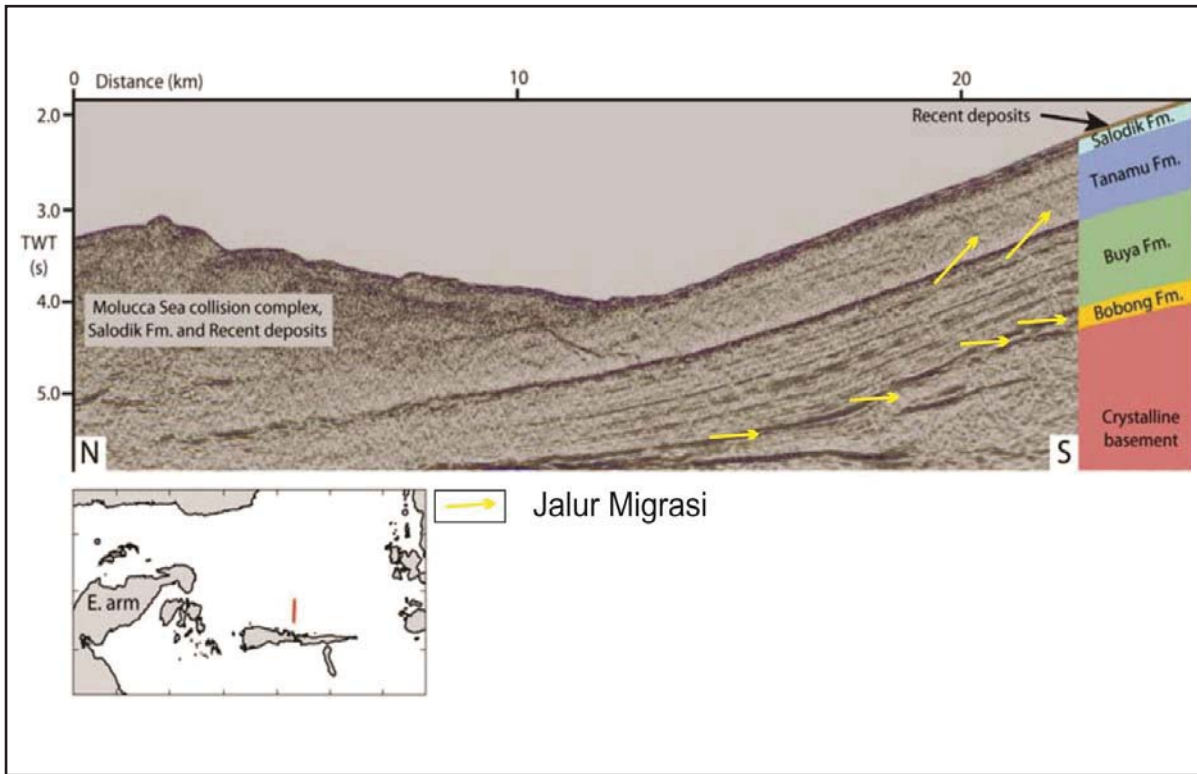
Gambar 9
Penampang seismik pemboran sumur Loku-1 (Modifikasi dari B.P. Petroleum Development Ltd., 1990).



Gambar 10
Peta sebaran rembesan minyak dan gas bumi (Garrard, dkk., 1988).



Gambar 11
Konsep play cekungan Taliabu (Modifikasi dari Garrard, dkk., 1988).



Gambar 12
Konsep *play* cekungan Taliabu (Modifikasi dari Watkinson, dkk., 2011).

dapat menghasilkan minyak dan gas bumi. Pemboran sumur Loku-1 pada interval 2684 m ditemukan tanda gas yang terdiri atas metana (C1), etana (C2), dan propana (C3), dan pada interval 2901 - 2903 m ditemukan gas yang terdiri dari metana (C1), etana (C2), propane (C3), iso butana (iC4), dan normal butana (nC4). Pada sumur Alpha-1A yang tersusun oleh Formasi Bobong, Formasi Buya, dan Formasi Tanamu, tidak ditemukan adanya batuan yang berpotensi sebagai batuan induk. Konsep *play* cekungan Taliabu menunjukkan arah migrasi hidrokarbon berasal dari bagian utara Cekungan Taliabu, ke arah tengah dan selatan Cekungan Taliabu yang lebih tinggi. Rekomendasi area untuk eksplorasi rinci selanjutnya, terletak pada darat dan laut bagian timur dan timur laut Pulau Taliabu dan utara Pulau Mangole.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Pusat Survei Geologi dan Pusdatin Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, yang telah memberikan akses data untuk mengolah dan mempublikasikan hasil penelitian ini.

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
TOC	Total organic carbon	%
C1	metana	
C2	etana	
C3	propana	
iC4	iso butana	
nC4	normal butana	
S1	<i>Amount of Free Hydrocarbon</i>	mgHC/g
S2	<i>Amount of Hydrocarbon</i>	mgHC/g
Tmax	maksimum temperatur	°C

KEPUSTAKAAN

- B.P. Petroleum Development Ltd.**, 1990. *Final Well Report of Loku-1, offshore Sula islands*: Unpublished.
- B.P. Petroleum Development Ltd.**, 1990. *Final Well Report of Alpha-1A, offshore Sula islands*: Unpublished.
- Dayal, A. M. & Mani, D.**, 2017. *Shale gas exploration and environmental and economic impacts*. UK: Elsevier.
- Dembicki, Jr., H.**, 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisal. *AAPG Bulletin*, 93(3), pp. 341-356.
- Ferdian, F., Decker, J., Morton, A. & Fanning, M.**, 2012. *Provenance of east Sulawesi and Banggai Sula zircons - preliminary result*, Indonesian Petroleum Association.
- Ferdian, F., Hall, R. & Watkinson, I.**, 2010. *A structural re-evaluation of the north Banggai-Sula area, eastern Indonesia*. Indonesia, Indonesian Petroleum Association.
- Garrard, R. A., Supandjono, J. B. & Surono, S.**, 1988. *The geology of the Banggai-Sula microcontinent, eastern Indonesia*. Indonesia, Indonesian Petroleum Association.
- Guntoro, A.**, 1998. *The effect of collision of the Banggai-Sula microcontinent to the tectonic development in central Indonesia region*. Kuala Lumpur, Malaysia, Geological Society of Malaysia (GSM).
- Hall, R. & Wilson, M.**, 2000. Neogene suture in eastern Indonesia. *Journal of Asian Earth Sciences*, 18(6), pp. 781-808.
- Hinschberger, F., Malod, J.-A., Rehault, J.P., Villeneuve, M., Royer, J.Y., & Burhanuddin, S.**, 2005. Late cenozoic geodynamic evolution of eastern Indonesia. *Tectonophysics*, 404(1-2), pp. 91-118.
- Horsfield, B. & Rullkotter, J.**, 1994. Diagenesis, catagenesis, and metagenesis of organic matter. In: *The Petroleum System--From Source to Trap*, AAPG Special Volumes, pp. 189-199.
- Ngadenin, N.**, 2016. Kajian geologi, radiometri, dan geokimia Granit Banggai dan Formasi Bobong untuk menentukan daerah potensial uranium di pulau Taliabu, Maluku Utara. *Eksplorium*, 37(1), pp. 13-26.
- Peters, K. E.**, 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70(3), pp. 318-329.
- Peters, K. E. & Cassa, M. R.**, 1994. Applied source rock geochemistry. In: *The petroleum system-form source to trap*: American Association of Petroleum Geologist.
- Pigram, C. J., Supandjono, J. B. & Surono, S.**, 1985. Origin of the Sula platform, eastern Indonesia. *Geology*, Volume 13, pp. 246-248.
- Rudyawan, A. & Hall, R.**, 2012. *Structural reassessment of the South Banggai-Sula area: No Sorong fault*. Indonesia, Proceedings Indonesian Petroleum Association.
- Satjana, A.**, 2017. *Future petroleum play types of Indonesia: regional overview*. Indonesia, Indonesian Petroleum Association.
- Satjana, A. & Zaitun, S.**, 2016. *Origins of oils and gases at Banggai-Sula microcontinent, eastern Sulawesi-north Mollucas: constraints from biomarkers and isotope geochemistry-implications for further explorations of Cenozoic and pre-cenozoic objectives*. Indonesia, Indonesian Petroleum Association.
- Septriandi, S., Syafri, I., Adriana, Y. & Ferdian, F.**, 2006. *Jurassic sandstone characteristic of Bobong Formation in Taliabu island, eastern Indonesia: outcrop and petrography observations*. Indonesia, Indonesian Petroleum Association.
- Sherwood, O. A., Travers, P. D. & Dolan, M. P.**, 2013. Compound-specific stable isotope analysis of natural and produced hydrocarbon gases surrounding oil and gas operations. *Comprehensive analytical chemistry. Comprehensive Analytical Chemistry*, Volume 61, pp. 347-372.
- Subroto, E.**, 2012. *Pengenalan geokimia petroleum*. Bandung: ITB Press.
- Sunarjanto, D. & Widjaja, S.**, 2013. Potential development of hydrocarbon in basement reservoirs in Indonesia. *Indonesian Journal on Geoscience*, 8(3), pp. 151-161.
- Supandjono, J. & Haryono, E.**, 1993. *Peta geologi lembar Banggai, Sulawesi-Maluku*. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Surono, S. & Sukarna, D.**, 1993. *Peta geologi lembar Sanana, Maluku*. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Tissot, B. P. & Welte, D. H.**, 1984. *Petroleum formation and occurrence*: Springer-Verlag.
- Usman, E. & Panuju**, 2013. Study of gas potency based on gravity anomaly modeling and seismic profile analysis at Banggai-Sula basin. *Bulletin of*

the Marine Geology, 28(2), pp. 51-60.

Waples, D., 1985. *Geochemistry in petroleum exploration*. Boston: International Human Resources Development.

Watkinson, I. M., Hall, R. & Ferdian, F., 2011. Tectonic re-interpretation of the Banggai-Sula-Molucca sea margin, Indonesia. The SE Asia gateway : History and tectonics of the Australia-Asia collision. *Geological Society*, Volume 355, pp. 203-224.