

Identifikasi Potensi Batuan Induk pada Sumur Parang G-1 Berdasarkan Analisis Geokimia dan Analisis Stratigrafi di Cekungan Biliton

¹Dwi Azisyarlina, ¹Lia Nurfitriana Wati, ¹Adam Muhady Mushwil, ¹Zet Linda Allo'labi,
¹Fadhilah Rifdahana, ²Dzul Fadil Badaruddin

¹Program Studi Geofisika, Fakultas MIPA, Universitas Mulawarman
²Pusat Survei Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral

Manuscript received: 12 Juni 2024; Received in revised form: 20 Agustus 2024; Accepted: 25 Agustus 2024

Email azisyarlinadwi@gmail.com

ABSTRACT

Hydrocarbons, especially oil and natural gas, are important energy sources for modern civilization. Rising global demand is driving intensive and innovative hydrocarbon exploration. This research was conducted in the Belitung Basin, South Sumatra, to determine the potential of the parent rock of the Palang G-1 well and determine the thickness of the formation based on stratigraphic analysis of the Belitung Basin. The geochemically described data is secondary data that has been processed and adopted by the Geological Survey Center of the Ministry of Energy and Mineral Resources. The research results indicate that the source rock with the highest potential for hydrocarbon production is found in the Talang Akar Formation, based on several parameters such as kerogen type, TOC content, and maturity level. However, the hydrocarbons in this well are not yet fully mature and require further investigation. Stratigraphic analysis revealed that the Non-Marine Clays Formation has a thickness of 2200 ft. The Talang Akar transition layer is defined as the transition contact with the Air Benakat formation. Based on drilling data, the Talang Akar Formation has a thickness of 1300 ft. The massive sand Talang Akar Formation has a thickness of 1000 ft. The Non-Marine Clay Layer has a thickness of 1800 ft.

Keywords: *Formation, Hydrocarbons, Stratigraphy, Source Rock, Parang G-1 Well, Biliton Basin,*

ABSTRAK

Hidrokarbon, khususnya minyak dan gas alam, merupakan sumber energi yang sangat penting bagi peradaban modern. Permintaan global yang terus meningkat mendorong eksplorasi hidrokarbon yang intensif dan inovatif. Penelitian ini dilakukan di sumur Parang G-1 di cekungan Biliton, untuk mengetahui batuan induk yang memiliki potensi hidrokarbon yang baik serta mengetahui ketebalan formasi berdasarkan analisis stratigrafi. Data yang dianalisis secara geokimia merupakan data sekunder yang telah diolah dan diambil dari Pusat Survei Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Hasil penelitian menunjukkan bahwa batuan induk yang memiliki potensi yang paling besar untuk produksi hidrokarbon ditemukan pada Formasi Talang Akar berdasarkan beberapa parameter seperti tipe karogen, kandungan TOC, dan tingkat kematangan. Meskipun hidrokarbon di sumur tersebut belum sepenuhnya

matang dan memerlukan investigasi lebih lanjut. Berdasarkan analisis stratigrafi didapatkan bahwa pada Formasi *Non-Marine Clays* berada pada kedalaman memiliki ketebalan 2200 kaki. Formasi Talang Akar *Transition* didefinisikan sebagai kontak transisi dengan Formasi Air Benakat, sesuai dengan data pengeboran yang menunjukkan bahwa formasi Talang Akar memiliki ketebalan 1300 kaki. Formasi Talang Akar *Massive Sand* memiliki ketebalan 1000 kaki. Formasi *Non-Marine Clays* memiliki ketebalan 1800 kaki.

Kata Kunci: *Formasi, Hidrokarbon, Stratigrafi, Batuan Induk, Sumur Parang G-1, Cekungan Biliton*

1. PENDAHULUAN

Indonesia juga dikenal sebagai negara dengan potensi sumber daya alam yang besar, termasuk potensi hidrokarbon [1]. Seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi, eksplorasi dan pengembangan sumber daya minyak dan gas menjadi semakin penting [2]. Daerah yang menjadi sasaran penelitian dan eksplorasi adalah Cekungan Belitung yang memiliki potensi geologi menyimpan hidrokarbon dalam jumlah besar [3].

Cekungan Biliton adalah salah satu dari cekungan Tersier yang terletak di batas tenggara Kraton Sunda, yang terbentuk selama periode utama ekstensional Eosen – Oligosen dan mengalami penurunan atau sag pada zaman Miosen [4]. Cekungan ini diklasifikasikan sebagai cekungan prospek yang menjanjikan untuk eksplorasi hidrokarbon [5].

Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk mengetahui batuan induk yang memiliki potensi hidrokarbon yang baik di sumur Parang G-1 serta mengetahui ketebalan formasi berdasarkan analisis stratigrafi.

2. MATERI DAN METODE

Indonesia berada di zona pertemuan tiga lempeng tektonik utama, yaitu lempeng Eurasia, Indo-Australia, dan Pasifik. Interaksi konvergen antara lempeng-lempeng ini mengakibatkan pembentukan cekungan sedimen. Wilayah yang berfungsi sebagai

area untuk akumulasi material sedimen. [6]. Berdasarkan informasi Survei Geologi Kementerian ESDM (2022), terdapat 128 cekungan sedimen di Indonesia, dimana 42% sebanyak 54 cekungan telah dieksplorasi dan diklasifikasikan sebagai cekungan produksi, cekungan potensial dan cekungan penemuan. Salah satu Cekungan Sedimen yang ada di Indonesia adalah Cekungan Biliton yang terletak di Laut Jawa Barat, 350 km timur laut Jakarta dan 150 km dari pantai barat daya Kalimantan, serta di sebelah utara Kepulauan Karimunjawa dan di sebelah tenggara Pulau Biliton.

Cekungan Biliton - *Biliton Ridge* merupakan salah satu rangkaian Cekungan Tersier (Palembang, Sunda, Palung Seribu Utara, Asri, Arjuna, Oliivi, Vera, dll) yang terletak di tepi tenggara Kawah Sunda dan berasal dari masa perpanjangan Eosen – utama hingga oligosen kemudian terjun ke zaman Miosen. Termasuk daerah penghasil minyak Arjuna, Sunda dan Asri terletak kurang lebih 200 km ke arah barat daya dan barat. Secara geografis Cekungan Biliton terletak antara 118,2° - 111,2° BT dan 3,5° - 5° LS [7].



Gambar 1. Peta Lokasi Cekungan Biliton [7]

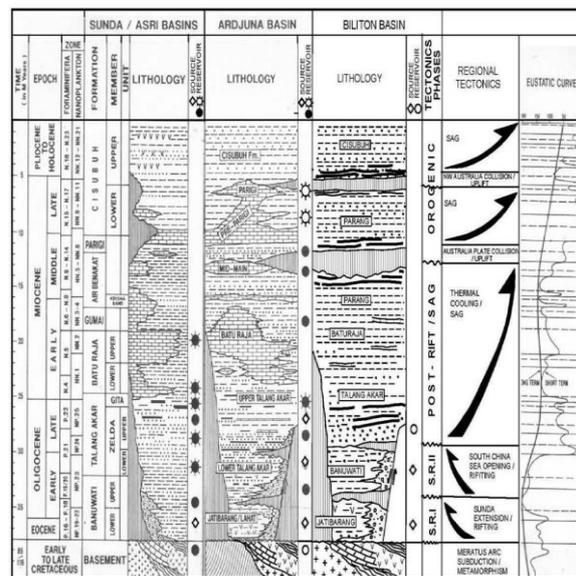
2.1 Stratigrafi Cekungan Biliton

Cekungan Biliton mengalami 5 peristiwa tektonik utama yang mempengaruhi perkembangan struktural cekungan ini yaitu : Kapur akhir hingga awal Eosen (100-56 juta tahun)-Metamorfisme regional selama subduksi dan perkembangan Busur Meartus, serta saat kala paleosen mengalami deformasi, pengangkatan, erosi dan pendinginan [1].

1. Eosen (50-40 juta tahun) ditandai dengan lempeng India bertabrakan dengan Eurasia dan perubahan pergerakan relatif Lempeng Pasifik. Hal ini menyebabkan tepi selatan kawah Sunda semakin melengkung.
2. Oligosen Tengah (34-30 juta tahun lalu) ditandai oleh pemisahan Laut Cina Selatan serta terjadinya akresi di wilayah Kalimantan Utara. Selain itu, tepi lempeng Australia di kawasan New Guinea mengalami tumbukan dengan sejumlah kompleks busur.
3. Pada Miosen Tengah (17-10 juta tahun lalu), proses keretakan di Laut Cina Selatan berakhir dengan terjadinya tumbukan antara pecahan benua Gondwana (Australia Utara/Papua Barat) dan wilayah timur Sunda.
4. Miosen Akhir (7-5 juta tahun) - Australia Barat Seiring berkembangnya Cekungan Sunda dan Busur Indonesia, laut bertabrakan dengan Kawah Sunda [1].

Deformasi regional sedimen marginal pasif benua Sunda terjadi pada Zaman Kapur

Akhir. Metamorfisme rendah-sedang ini merupakan bagian dari batuan dasar kawasan Cekungan Biliton (misalnya Sari1, Jusni-1). Episode tektonik pertama yang dapat diperluas (Eosen) memulai fase pertama keretakan yang diamati di Biliton dan secara analog Cekungan Arjuna di selatan, yang disebut fase "Rift I". Peristiwa tektonik lainnya (Oligosen tengah) memicu fase keretakan lainnya, yang jika dianalogikan dengan sepupu Arjuna disebut lagi fase "Crift II". Sedimen yang diendapkan pada tahap Rift I disebut "Syn-Rift I" dan sedimen yang diendapkan pada tahap Rift I disebut "Syn-Rift I" dan sedimen yang diendapkan pada tahap Rift II disebut "Syn Rift II" dapat dilihat pada Gambar 2.2 [1].



Gambar 2. Stratigrafi PSC Biliton (berdasarkan sumur Parang G-1) serta Hubungannya dengan Sunda dan Arjuna Basin yang Berada disekitarnya [1]

2.2 Litostratigrafi Cekungan Biliton dan Lingkungan Pengendapan

Batuan dasar Laut Jawa bagian barat tersusun atas batuan beku dan batuan metamorf. Mengadopsi istilah stratigrafi dari cekungan terdekat, maka sukseksi Formasi pra Miosen di wilayah Pulau Belitung terdiri atas Formasi Basement, Formasi Jatibaran (*syn-*

rift I), dan Formasi Banuwati (*syn-rift* II), Formasi Batu Raja dan Talang Akar [6].

1. Formasi Jatibaran (*Syn-Rift* I)

Suksesi benua Paleosen dan Eosen yang terdiri dari klastik lakustrin bergantian, vulkaniklastik dan vulkanik ekstrusif (lava, tufa) yang diendapkan dalam *halfgrabens* terisolasi selama fase *Syn-Rift* I. Sebagian besar *half-grabens* yang dipetakan memiliki jatibarang menutupi ruang bawah tanah di bagian yang lebih dalam, dan di beberapa kasus, isian *syn-rift* yang dominan. Hal ini tidak berada di atas basement struktural tertinggi; namun, tidak diketahui apakah basement tertinggi telah mengalami erosi setelahnya atau tidak. Formasi ini terletak di Lapangan Jatibarang di Jawa darat, dan menghasilkan hidrokarbon. Formasi jatibarang G-1 Parang terdiri dari suksesi batulempung berbintik-bintik merah-coklat, batupasir, dan kerikil, dan tidak memiliki biostratigrafi yang kuat. Formasi dianggap berasal dari benua berdasarkan warnanya dan kemungkinan besar mewakili beberapa bentuk fasies kipas marginal, fluvial, atau aluvial [6].

2. Formasi Banuwati (*Syn-Rift* II)

Formasi ini mirip dengan Formasi Banuwati di cekungan Sunda dan Asri, serta Formasi Talang Akar Bawah di cekungan Arjuna. Formasi Banuwati di sumur G-1 Parang terdiri dari suksesi batupasir, batulanau, dan batulempung belang-belang, dan mengandung kolom tebal minyak sub-komersial di daerah O lepas pantai PSC *Northwest Java*. Formasi ini menghasilkan sedikit hidrokarbon di cekungan Sunda. Interval tebal serpih lakustrin di cekungan ini telah dikorelasikan menggunakan metode geokimia untuk menjadi batuan sebagai sumber hidrokarbon utama. Beberapa sumur di cekungan Arjuna telah menembus interval *syn-rift* II, yang disebut Formasi Talang Akar Bawah,

ketika interval ini ditelusuri secara lateral dari depocentre keretakan ke pengaturan margin cekungan. Interval ini terdiri dari suksesi batupasir, serpih belang-belang, dan konglomerat yang tidak terlalu berbeda dengan yang dilihat di sumur G-1 Parang. Bahkan di bagian terdalam depocentre Arjuna, tidak ada reflektor onlapping frekuensi rendah yang terlihat pada seismik, berbeda dengan cekungan Biliton, Asri, Sunda, dan Palung Seribu Utara. Inti dinding samping dan stek konvensional menampilkan suksesi batupasir berbutir kasar hingga kerikil, serpih berbintik [6].

3. Formasi Bentuk Talang - Post Rift/Rift Sag

Formasi Talang Akar sebagian besar pasca keretakan terdiri dari rangkaian batupasir, serpih, batulanau, dan batubara yang tidak sesuai dengan Formasi Banuwati, di mana Formasi Talang Akar berada langsung di ruang bawah tanah, tidak seperti Banuwati yang terletak di sisi keretakan. Formasi ini mengandung banyak hidrokarbon di cekungan Sunda, Asri, dan Arjuna yang berdekatan. Ini setara dengan Talang Akar Atas di cekungan Arjuna dan Sunda. Formasi Talang Akar di sumur Parang G-1 terdiri dari suksesi atas yang didominasi oleh serpih hijau-abu-abu hingga coklat-abu-abu dan kadang-kadang Stratigrafi Pasca Miosen [6].

2.3 Batuan Induk dan Parameter Kematangan suatu Batuan Induk

Batuan induk merupakan salah satu parameter utama dalam *petroleum system*, berperan sebagai penghasil hidrokarbon atau batuan sumber. Dalam kajian sistem petroleum, banyak peneliti bahkan menempatkan batuan induk sebagai komponen prioritas yang paling penting untuk keberadaan hidrokarbon. Batuan induk umumnya memiliki ukuran butir yang halus

dan tersusun atas material klastik, karbonat, serta karbon organik. Kandungan karbon organik dalam batuan induk menjadi faktor utama yang menentukan kualitasnya. Semakin tinggi kandungan karbon organik yang dimiliki, semakin baik pula kualitas batuan induk tersebut [6].

Menurut Waples (1985), batuan induk dengan kandungan organik lebih dari 0,5% memiliki kemampuan untuk menghasilkan hidrokarbon dalam kapasitas terbatas hingga baik. Sebagai komponen utama dalam pembentukan hidrokarbon, batuan induk memegang peran yang sangat penting. Oleh karena itu, penelitian terhadap kandungan organik, tingkat kematangan, serta distribusi batuan induk dalam suatu cekungan menjadi hal yang krusial untuk dilakukan [8].

Menurut Walters (2017) batuan induk dapat diklasifikasikan menjadi lima kategori berdasarkan kandungan material organiknya (*Total Organic Carbon* atau TOC). Kategori tersebut meliputi *Poor Source Rock* dengan kandungan TOC sebesar 0-0,5 wt.%, *Fair Source Rock* dengan TOC 0,5-1 wt.%, *Good Source Rock* dengan TOC 1-2 wt.%, *Very Good Source Rock* dengan TOC 2-4 wt%, dan *Excellent Source Rock* dengan kandungan TOC lebih dari 4 wt.% [9].

Batuan dengan kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) kurang dari 0,5 wt.% dianggap memiliki potensi hidrokarbon yang sangat rendah sehingga dapat diabaikan. Sementara itu, batuan dengan kandungan TOC antara 0,5 wt.% hingga 1,0 wt.% memiliki kemampuan yang terbatas dalam menghasilkan hidrokarbon [10]. Kerogen pada batuan dengan kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) kurang dari 1% umumnya telah mengalami oksidasi, sehingga potensi untuk menghasilkan hidrokarbon menjadi terbatas. Sebaliknya, batuan dengan TOC lebih dari 1 wt.% memiliki potensi yang besar untuk membentuk hidrokarbon. Kandungan TOC yang melebihi 2 wt.% menunjukkan lingkungan yang sangat reduktif, yang mengindikasikan potensi hidrokarbon yang sangat baik [11].

Tabel 1. Tipe kerogen dan asal material organik [12] [13]

Tipe Maseral	Kerogen	Asal Material Organik
Alganit	I	Alga airtawar
Eksinit	II	Polen, spora
Kutinit	III	Lapisan lilin tanaman
Resinit	IV	Resin tanaman
Liptinit	V	Lemak tanaman, alga laut
Vitrinit	VI	Material tumbuhan tingkat tinggi
Inertinit	VI	Arang, material teroksidasi

Tabel 2. Tipe Kerogen, Potensi hidrokarbon serta jumlah hidrogen [14]

Tipe	Potensi Hidrokarbon	Jumlah Hidrogen
I	Minyak	Melimpah
II	Minyak dan gas	Sedang
III	Gas	Sedikit
IV	Tidak berpotensi	Tidak ada

Vitrinite reflectance adalah parameter yang digunakan sebagai indikator tingkat kematangan organik, yang dilambangkan dengan R_o (*Reflectance in Oil*). Nilai *Vitrinite Reflectance* diperoleh dari kemampuan kerogen untuk memantulkan cahaya [15].

Metode untuk menentukan *Vitrinite Reflectance* dilakukan melalui analisis kerogen. Sebelum analisis, lokasi terlebih dahulu dipreparasi dengan cara dibersihkan, diselubungi resin, dan dihaluskan permukaannya. Pengukuran pantulan dilakukan dengan memanfaatkan cahaya dengan panjang gelombang 546 nm pada permukaan kerogen, yang kemudian diamati menggunakan mikroskop fotometer [16].

Semakin tinggi tingkat kematangan kerogen, semakin besar nilai pantulan cahayanya. Pada tahap diagenesis, kerogen hanya memantulkan sedikit cahaya, sehingga nilai *Reflectance in Oil* (Ro) berada di bawah 0,5%, yang tergolong dalam kategori *Immature* [5]. Skala *Vitrinite Reflectance*, yang digunakan sebagai parameter untuk menilai tingkat kematangan batuan induk, dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Skala *vitrinite reluctance* sebagai Parameter Kematangan Batuan Induk [17]

Ro (%)	Tingkat Kematangan
< 0.6	Immature
0.6-0.65	Early mature
0.65-0.90	Peak mature
0.91-1.35	Late mature
>1.35	Postmature

2.4 Metode Penelitian

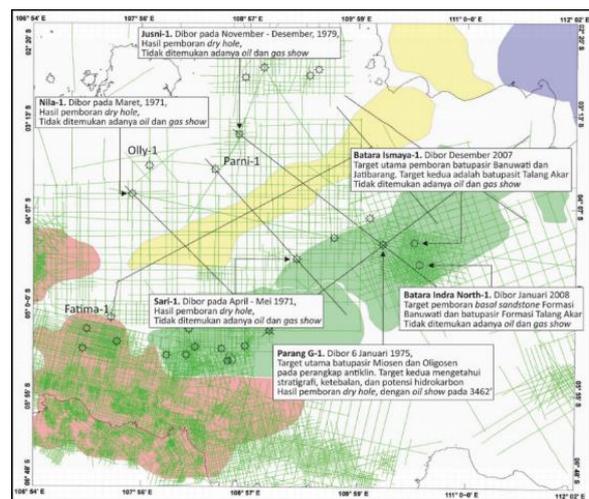
Data pada penelitian ini diambil dan telah diolah dari *Pusat Survei Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral*. Pengeboran dilakukan di sumur Parang G-1 yang berada di sebelah selatan *offshore* provinsi Kalimantan Tengah, pada tanggal 6 Januari 1975. Pada penelitian ini menggunakan analisis geokimia dengan beberapa parameter yaitu klasifikasi Peters dan Cassa (1994) dan Waples (1985) berdasarkan pada tipe karogen, kandungan TOC, tingkat kematangan, dan ketebalan berdasarkan analisis stratigrafi. Pada penelitian ini di fokuskan untuk melakukan interpretasi dari hasil data yang telah di olah untuk mengetahui potensi batuan induk serta statigrafi yang ada pada Lokasi pengeboran.



Gambar 3. Lokasi Sumur Parang G-1

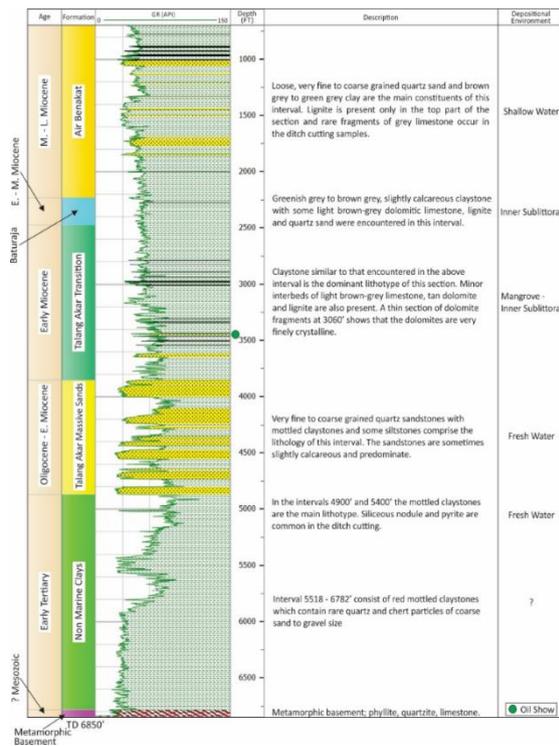
3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil



Gambar 4. Lokasi Penelitian

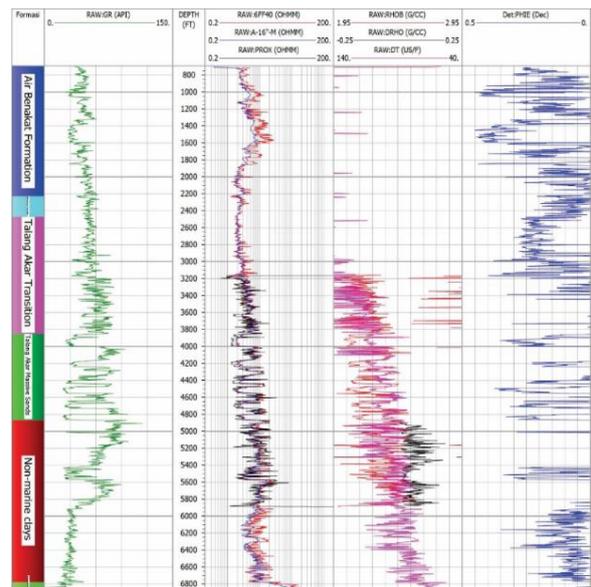
Cekungan Biliton merupakan cekungan intra-kraton dengan potensi hidrokarbon yang besar. Hal ini dibuktikan dengan penemuan beberapa sumur minyak dan gas di wilayah ini. Berdasarkan gambar tersebut adanya *oil show* pada sumur Parang G-1 menunjukkan bahwa potensi hidrokarbon di Cekungan Biliton masih ada.



Gambar 5. Stratigrafi Sumur Parang

Pada **Gambar 6.** Menunjukkan bahwa sumur Parang G-1 dari stratigrafi tertua tersusun oleh batuan berumur Tersier Awal yang terdiri dari litologi batulempung dengan lingkungan pengendapan *non-marine*. Litologi tertua ditunjukkan oleh basement metamorf yang terdiri dari formasi Talang Akar (tersusun oleh batupasir), formasi Talang Akar Transisi, formasi Baturaja dan litologi termuda ditunjukkan oleh formasi Air Benakat.

Berdasarkan analisis data pengeboran dengan korelasi stratigrafi didapatkan bahwa *Formasi Non-Marine Clays* berada pada kedalaman antara 0-2200 kaki dengan ketebalan 2200 kaki. Formasi Talang Akar *Transition* didefinisikan sebagai kontak transisi dengan Formasi Air Benakat, hal ini sesuai dengan data pengeboran yang menunjukkan bahwa formasi Talang Akar berbatasan dengan formasi Air Benakat pada kedalaman 3800 kaki dengan ketebalan 1300 kaki. Formasi Talang Akar massive sand berada pada kedalaman antara 3800-4800 kaki dengan ketebalan 1000 kaki.



Gambar 6. Data Pengeboran Sumur Parang

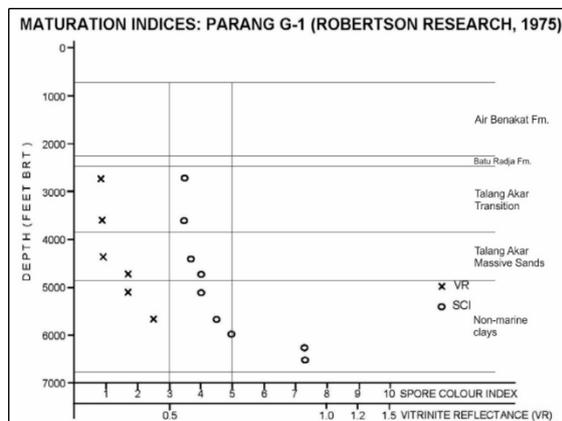
Formasi *Non-Marine Clays* berada pada kedalaman antara 4800-6800 kaki dengan ketebalan 1800 kaki. Potensi batuan penyimpan diidentifikasi pada lapisan *Non-Marine Clays*, yang mencakup Formasi Talang Akar dan Formasi Air Benakat. Zona penutup (*caprock*) kemungkinan terdapat pada zona transisi Talang Akar. Batuan dasar (*bedrock*) terdeteksi di Formasi Talang Akar dan lapisan *Non-Marine Clays*.

Tabel 4.1 Korelasi Kematangan Kerogen dengan Parameter SCI dan TA

Correlation of SCI & TAI with Other Parameters

Vitrinite Reflectance (%Ro)	Spore Coloration Index (SCI)	Thermal Alteration Index (TAI)	Pyrolysis Tmax (°C)	Generalized Hydrocarbon Zone
0.4	4	2	0.4	Immature
0.5	5	2.3	0.5	Immature
0.6	6	2.6	0.6	Oil
0.8	7.4	2.8	0.8	Oil
1	8.1	3	1	Oil
1.2	8.3	3.2	1.2	Oil & Wet Gas
1.35	8.5	3.4	1.35	Wet Gas
1.5	8.7	3.5	1.5	Wet Gas
2	9.2	3.8	2	Methane
3	10	4	3	Methane
4	10+	4	4	Overmature

Analisis kematangan batuan induk di sumur ini dilakukan berdasarkan beberapa parameter, seperti *Vitrinite Reflectance* (VR), *Spore Coloration Index* (SCI). Berdasarkan parameter VR pada kedalaman 2260-5880 ft (Tabel 4.1 dan Gambar 7) menunjukkan potensi batuan induk belum memasuki kriteria kematangan dengan indeks %Ro < 0,5. Adapun berdasarkan nilai SCI pada kedalaman 2260-6780 ft (Tabel 4.1 dan Gambar 7) menunjukkan pada bagian atas formasi Non-Marine Clays, formasi Talang Akar, Formasi Baturaha, dan formasi Air Benakat belum matang. Adapun batuan induk yang sudah memasuki kriteria kematangan berada pada lapisan yang lebih dalam yaitu 5900 ft dengan nilai SCI yaitu 7-7,5 (Tabel 4.2).



Gambar 7. Grafik Kematangan Batuan Induk berdasarkan parameter pantulan *Vitrinite Reflectance* (VR), *Spore Coloration Index* (SCI),

Pada **Gambar 8** merupakan grafik kematangan batuan di Sumur Parang G-1, sumbu x menunjukkan parameter VR (*Vitrinite Reflectance*) dan SCI (*Spore Colour Index*) dan sumbu y menunjukkan kedalaman. Pada grafik menunjukkan simbol bulatan merupakan SCI dan simbol silang atau x merupakan VR. Dimana VR dan SCI yang tinggi berada pada kedalaman antara 2500-6800, dengan nilai VR dan SCI yang bervariasi.

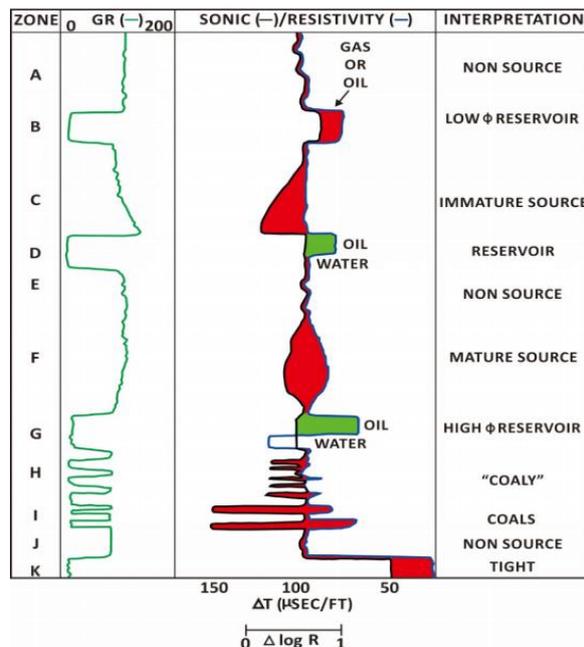
Tabel 4.2 Parameter Kematangan Batuan Induk Sumur Parang G-1

Lokasi No. or Lokasi Depth (Feet)	Type of Sample	Lithology	Maximum Palaeo. Temp (°F)	V.R. (%)	S.C Index
2260-760	Ctgs	Gy sh	175	0.29	03-May
2760-3600	"	Lt gy-brn sh	176	0.27	03-May
3600-4540	"	Ditto	185	0.28	3.5-4
4540-4800	"	Crs snd	181	0.37	4
4860-5400	"	Mtl gy-red mdst	213	0.36	4
5680-5880	"	Ditto	213	0.45	4.5
5900-6300	"	Ditto	-	*	5 and 7-7.5
6350-6780	"	Ditto	184	*	7-7.5

Tabel 4.3. TOC (*Total Organic Carbon*) Sumur Parang G-1

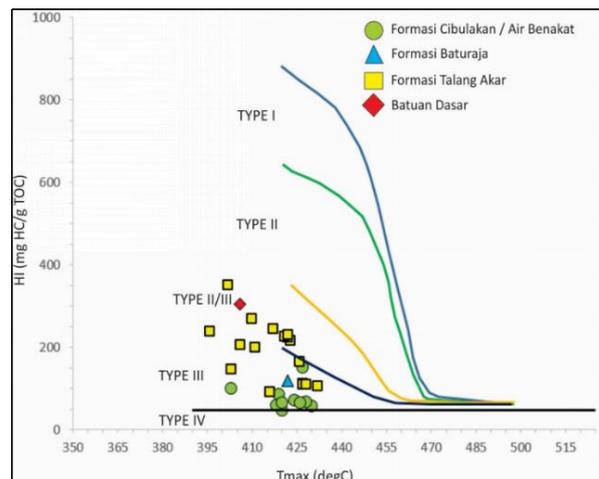
LOKASI NUMBER	DEPTH FEET	TYPE OF SAMPLE	LITHOLOGY	MAXIMUM PALAEO-TEMP (°F)	ORGANIC CARBON % OF ROCK
1	2260-760	Ctgs	Gy sh/mdst+mmr sst+coal	175	2.11
* 2	2760-3600	"	Lt gy-brn sh/mdst	176	0.43
* 3	3600-4540	"	Ditto	185	0.56
4	4540-4800	"	Crs snd+mmr gy sh+sst	181	0.71
5	4800-5240	"	Mtl gy-red mdst+mmr gy sh+coal	213	0.45
* 6	5260-5400	"	Med gy sh/mdst	-	1.67
7	5680-5880	"	Mtl gy-red mdst+mmr gy sh+sst	203	0.61
8	5900-6300	"	Mtl red/brn/pp/lt ol-gy sl calc mdst	-	0.08
9	6350-6780	"	Ditto	184	0.22

Berdasarkan **Tabel 4.3** parameter kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) pada Sumur Parang G-1 yang dilakukan di 9 lokasi menunjukkan potensi batuan induk dari *poor* hingga *very good*. Pada lokasi 1 dan 6 merupakan lokasi yang memiliki kandungan TOC yang sangat berpotensi sebagai hidrokarbon adapun pada lokasi 2,3,4,5, dan 7 masih terdapat potensi kemungkinan hidrokarbon walaupun TOC yang didapatkan kecil.



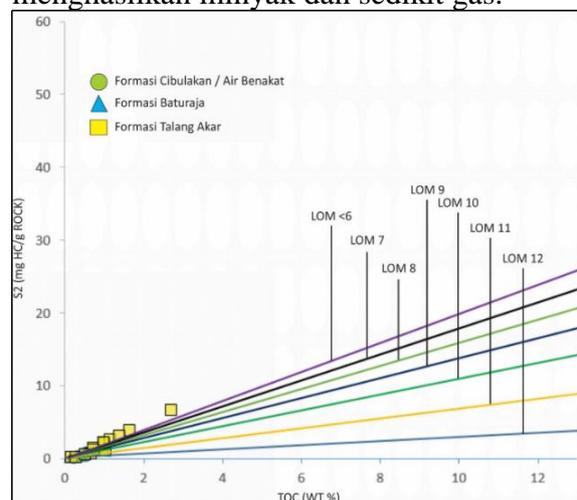
Gambar 8. Data Logging Sumur Parang G-1

Berdasarkan Gambar 9. Data sumur bor mengidentifikasi potensi sumber daya hidrokarbon yang signifikan, mencakup cadangan gas alam, air, dan minyak mentah. Interpretasi zona berdasarkan *log sonic* dan resistivitas menunjukkan Zona A memiliki nilai *sonic* rendah dan resistivitas tinggi pada *log sonic* dan resistivitas menunjukkan kemungkinan batuan reservoir yang mengandung gas. Zona D kombinasi nilai reservoir sedang pada log porositas dan resistivitas air tinggi pada log resistivitas air menunjukkan kemungkinan reservoir air. Zona F dikarenakan nilai reservoir tinggi pada log porositas dan resistivitas air rendah pada log resistivitas air menunjukkan kemungkinan reservoir minyak. dan Zona G Nilai reservoir sangat tinggi pada log porositas dan resistivitas air rendah pada log resistivitas air menunjukkan kemungkinan reservoir minyak dengan potensi tinggi.



Gambar 9. Grafik Indeks Kerogen Berdasarkan Tipe

Variasi simbol pada grafik menunjukkan variasi formasi di cekungan Biliton. Terlihat bahwa formasi dominan pada tipe II, II/III dan III adalah formasi Talang, sementara formasi Baturaja dan Air Benakat terdiri dari tipe kerogen III. Berdasarkan tipe kerogen pada tipe II dan III berasal dari material organik seperti polen, spora, lapisan lilin tanaman, resin tanaman, lemak tanaman, alga laut dan material tingkat tinggi lainnya. Material organik kerogen tipe II maupun tipe III memiliki kemampuan untuk menghasilkan hidrokarbon. Kerogen tipe II memiliki kemampuan tinggi untuk menghasilkan minyak dan sedikit gas sedangkan kerogen tipe III memiliki kemampuan sedang untuk menghasilkan minyak dan sedikit gas.



Gambar 10. Grafik Nilai LOM Batuan Induk

Grafik tersebut menunjukkan tiga formasi geologi utama, yaitu Formasi Cibulakan/Air Benakat, Formasi Baturaja, dan Formasi Talang Akar. Setelah penentuan tipe kerogen maka dilakukan penentuan nilai LOM dengan menggunakan data *Total Organic Carbon* (TOC) dan S₂. Formasi Cibulakan/Air Benakat, ditandai dengan garis berwarna hijau memiliki kandungan TOC moderat hingga rendah (< 2 %) dengan nilai S₂ yang rendah. Formasi Baturaja yang ditandai dengan garis berwarna biru memiliki kandungan TOC lebih tinggi dari Air Benakat (1-4%) dan nilai S₂ yang menunjukkan potensi sedang. Pada formasi Talang Akar yang ditandai dengan garis berwarna kuning memiliki kandungan TOC yang signifikan dan nilai S₂ yang juga tinggi. Sehingga memiliki potensi hidrokarbon yang baik.

3.2 Pembahasan

Berdasarkan analisis stratigrafi di sumur Parang G-1 didapatkan beberapa potensi seperti batuan reservoir, batuan penutup, dan batuan induk di beberapa formasi. Potensi batuan reservoir dapat ditemukan pada *Non-Marine Clays*, Formasi Talang Akar dan Formasi Air Benakat. Hal ini karena litologi pasir kuarsa berbutir halus, sedang, atau kasar di miliki oleh ketiga formasi yang dimana berpotensi menjadi batuan reservoir karena porositas serta permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirkan fluida hidrokarbon. Adapun potensi batuan penutup dapat ditemukan pada formasi Talang Akar transition, karena Formasi terdiri dari batu lempung abu-abu kehijauan hingga abu-abu kecoklatan yang bersifat kedap air. Batulempung ini berpotensi menjadi batuan penutup karena dapat mencegah fluida hidrokarbon keluar dari batuan reservoir. Sedangkan batuan induk ditemukan di Formasi Talang Akar dan *Non-Marine Clays*. Ini karena di kedua formasi tersebut sama sama di temukan litologi serpihan lignit dan juga ditemukan serpihan batu kapur (Formasi Talang Akar) yang mengandung bahan organik yang dapat

diubah menjadi minyak bumi dan gas alam. Meskipun beberapa zona menunjukkan kematangan batuan yang belum ideal, adanya *oil show* pada interval 3462 dan potensi TOC yang baik pada beberapa lokasi menunjukkan bahwa eksplorasi lebih lanjut dapat menghasilkan hidrokarbon yang ekonomis.

Zona minyak yang lebih dalam memiliki potensi terbesar untuk menghasilkan minyak dan gas, dimana formasi Talang Akar memiliki potensi tertinggi. Secara umum pada grafik dan tabel kematangan batuan didapatkan bahwa seiring bertambahnya kedalaman maka nilai VR dan SCI juga akan bertambah dan TCI (pemanasan alterasi) juga akan meningkat yang di iringi dengan peningkatan temperatur *pyrolysis*. ini menandakan bahwa semakin dalam maka akan terjadi pemanasan yang menyebabkan tingkat kematangan batuan semakin matang. Sehingga zona tersebut merupakan zona hidrokarbon yang potensial dan ekonomis. Untuk hidrokarbon menjadi matang dan ekonomis, diperlukan kondisi kematangan yang lebih tinggi (nilai VR di atas 0.5% hingga 1.3%) dan lebih banyak interval dengan nilai TOC yang tinggi. Berdasarkan analisis hasil sumur parang G-1 menunjukkan potensi yang ada tetapi belum sepenuhnya matang.

Selain itu berdasarkan tipe kerogen tipe II dan III merupakan tipe kerogen yang potensial untuk pembentukan hidrokarbon berdasarkan material organik penyusunnya. Kerogen tipe II dan III dominan menunjukkan berada di Formasi Talang Akar dan Air Benakat. Sementara untuk Formasi *Non-Marine Clays* tidak disebutkan karena beberapa faktor diantaranya, formasi ini umumnya terbentuk di lingkungan darat seperti danau, sungai, dan rawa yang tidak mewakili grafik tersebut, karena fokus grafik berada di lingkungan formasi laut yang terbentuk pada masa eosen. Selain itu secara garis besar, umumnya kerogen *Non-Marine Clays* termasuk tipe III yang dapat berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon, terutama gas. Potensi hidrokarbon pada kerogen tidak

hanya bergantung pada tipe kerogen, tetapi juga pada faktor lain seperti tingkat kematangan, karena semakin matang kerogen, semakin besar potensi hidrokarbonnya. Selain itu juga dipengaruhi tekanan dan temperatur dimana tekanan dan temperatur tinggi dapat mempercepat konversi kerogen menjadi hidrokarbon. dan fasies sedimen dapat mempengaruhi komposisi kerogen dan potensi hidrokarbonnya.

4. KESIMPULAN

1. Dari Analisis pada sumur Parang G-1 mengungkapkan bahwa batuan induk yang memiliki potensi yang paling besar untuk produksi hidrokarbon ditemukan pada Formasi Talang Akar berdasarkan beberapa parameter seperti tipe kerogen, kandungan TOC, dan tingkat kematangan. Meskipun hidrokarbon di sumur tersebut belum sepenuhnya matang dan memerlukan investigasi lebih lanjut.
2. Berdasarkan analisis data pengeboran dengan korelasi stratigrafi didapatkan bahwa *Formasi Non-Marine Clays* memiliki ketebalan 2200 kaki. Formasi Talang Akar *Transition* memiliki ketebalan 1300 kaki, hal ini karena Formasi Talang Akar *Transition* sebagai kontak transisi dengan Formasi Air Benakat. Adapun Formasi Talang Akar *massive sand* memiliki ketebalan 1000 kaki. Formasi *Non-Marine Clays* memiliki ketebalan 1800 kaki.

5. UCAPAN TERIMAKASIH

Ucapan terima kasih kami tujukan kepada Pusat Survei Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang telah memberikan izin untuk mempublikasikan karya tulis ilmiah ini. Ucapan terima kasih juga kami tujukan kepada teman-teman yang sudah membantu membuat dan menyelesaikan penelitian ini.

6. REFERENSI

- [1] R. Heryanto and H. Hermiyanto, (2006), Potensi batuan sumber (source rock) hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatera Tengah, *Jurnal Geologi Indonesia*, vol. 1, no. 1, pp. 37–48.
- [2] N. Tan, B. Adhiperdana, *et al.*, (2021), Zona Potensi Hidrokarbon Reservoir Formasi Plover Atas Menggunakan Analisis Petrofisika dan Gas Chromatograph Pada Lapangan 'NT', Cekungan Bonaparte Utara, Provinsi Maluku, *Padjadjaran Geoscience Journal*, vol. 5, no. 3.
- [3] H. Dembicki Jr., (2017), Source Rock Evaluation in Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production. Amsterdam: Elsevier Publishing Company, p. 129.
- [4] S. Gafoer, C. Amin, and S. Satiogroho, (1992), Geological Map of Indonesia, Palembang Sheet, Scale 1:1.000.000, Geol. Res. Dev. Center of Indonesia.
- [5] I. Halim, R. A. Amir, M. Nashir, I. Syafri, N. N. Ilmi, and W. B. Raharjo, (2017), A Comprehensive Geochemical Study Using Pyrolysis Analysis and Migration Pathway Map to Evaluate Source Rock Potential in Talang Akar Formation, Jambi SubBasin, South Sumatra, Indonesia, in *AAPG Annual Convention and Exhibition*, pp. 1–17.
- [6] M. Hafiz, I. Setiadi, and P. Nugraha, (2023), Interpretasi Geologi Berdasarkan Hasil Pemodelan 2D dan 3D Bawah Permukaan Cekungan Biliton Berdasarkan Analisis Data Gaya Berat, *Jurnal Geologi Kelautan*, vol. 21, no. 2, pp. 81–83.
- [3] R. Ahmad and P. Suhandri, (2017), Karakteristik Petroleum di Cekungan Biliton, *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, vol. 62, no. 1, pp. 33–48.

- [4] B. Situmorang, (2015), Geologi Cekungan Billiton: Tinjauan Struktur dan Stratigrafi, *Jurnal Geologi Indonesia*, vol. 10, no. 1, pp. 145–162.
- [5] S. Widodo, H. Prasetyo, and A. Kurniawan, (2019), Analisis Tektonik dan Sedimentasi Cekungan Billiton, *Jurnal Riset Geologi*, vol. 14, no. 2, pp. 87–104.
- [6] J. S. Boogs, (2006), *Principle of Sedimentology and Stratigraphy*, 4th ed. Pearson Education.
- [7] A. Hartwig, R. di Primio, Z. Anka, and B. Horsfield, (2012), Source Rock Characteristics and Compositional Kinetic Models of Cretaceous Organic Rich Black Shales Offshore Southwestern Africa, *Organic Geochemistry*, vol. 51, no. 2, pp. 17–34.
- [8] D. W. Waples, (1985), *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: International Human Resources Development Corporation, p. 232.
- [9] C. C. Walters, (2017), Origin of Petroleum, in *Springer Handbook of Petroleum Technology*, C. S. Hsu, Ed., New York: Springer Publishing Company, pp. 359–379.
- [10] H. I. Wicaksana, F. A. T. Laksono, and A. R. Alam, (2018), The Problematical Solution of Shale Gas Exploitation as Alternative Energy for National Independent Oil and Gas, in *Indonesian Petroleum Association Convention and Exhibition*, Jakarta, Indonesia: AAPG Datapages Search and Discovery, pp. 30–38.
- [11] A. Millayanti, A. R. Aprianto, R. F. Fauzan, and M. U, (2019), Anggara, Evaluation of Organic Matters, Hydrocarbon Potential and Thermal Maturity of Source Rocks Based on Geochemical and Statistical Methods: Case Study Miocene of the Seblat and Lemau Formation, Bengkulu Basin, *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*.
- [12] W. R. P. Rahmola, (2018), The Organic Geochemistry of Oil Shale: Potential Source Rock of Galugur Unit in Kapur IX Intramontane Basin, West Sumatra, in *Indonesian Petroleum Association Convention and Exhibition*, Jakarta, Indonesia: AAPG Datapages Search and Discovery, pp. 227–247.
- [13] S. Sampurno, J. Grant, A. Siregar, and C. Murray, (2016), Biliton PSC: Four Wells Later and Still a Mystery, in *Proceedings, Indonesian Petroleum Association Technical Symposium*, Indonesia.
- [14] D. I. Purnama, Y. S. Putra, M. Muhardi, N. Hayati, and A. Triwerdhana, (2020), Identifikasi Potensi Batuan Induk pada Formasi Santul di Sub Cekungan Tarakan, Kalimantan Utara, *Prisma Fisika*, vol. 8, no. 1, pp. 1–4.
- [15] E. A. Subroto, (2018), Petroleum Geochemistry Study in a Sequence Stratigraphic Framework in the Simenggaris Block, Tarakan Basin, East Kalimantan, Indonesia, in *Indonesian Petroleum Association Convention and Exhibition*, Jakarta, Indonesia: AAPG Datapages Search and Discovery, pp. 421–433.
- [16] H. Xiao, M. Li, J. Liu, F. Mao, D. Cheng, and Z. Yang, (2019), Oil-Oil and Oil-Source Rock Correlations in the Muglad Basin, Sudan and South Sudan: New Insights from Molecular Markers Analyses, *Marine and Petroleum Geology*, vol. 103, no. 1, pp. 351–365.
- [17] P. C. Wang, S. Z. Li, L. L. Guo, S. H. Jiang, I. D. Somerville, S. J. Zhao, B. D. Zhu, J. Chen, L. M. Dai, Y. H. Suo, and B. Han, (2016), Mesozoic and Cenozoic Accretionary Orogenic Processes in Borneo and Their Mechanisms, *Geological Journal*, vol. 51, no. 1, pp. 464–489.