

KARAKTERISTIK RESERVOIR BATUAN KARBONAT FORMASI BATURAJA BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DI LAPANGAN 'TI' CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Edy Soesanto¹, Ani Handayani², Dzikri Walisyah Djama³

^{1,2,3}Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Bhayangkara Jakarta Raya

E-mail: edy.soesanto@dsn.ubharajaya.ac.id , 202010255014@mhs.ubharajaya.ac.id ,
202010255011@mhs.ubharajaya.ac.id

INFO ARTIKEL

Riwayat Artikel:

Received :08-12-2024

Revised :26-12-2024

Accepted :04-01-2025

Keywords: Facies,
Petrophysics, Baturaja
Formation, Jambi Sub
Basin, Depositional
Environment, Well log.

DOI:10.62335

ABSTRACT

Currently, oil and gas still play an important role as fuel in the industry. The 'TI' field is located in the Jambi Sub Basin, South Sumatra, which is one of the hydrocarbon-producing areas. The research area focuses on the Baturaja Formation. The processed data is in the form of wireline logs from 4 wells, core data and also mudlog data from TI-1 well. In the analysis of facies and depositional environments there are 3. In the subarcose interval in the off reef depositional environment on the open shelf. Furthermore, the second is foraminifera facies with limestone characteristics containing fine sand grains. This facies is found in the reef core depositional environment. Third, there is a coral mudstonedolostone facies with characteristics of few siltstones to fine sand grains found in the outer lagoonal depositional environment. Based on petrophysical calculations, the cut off value of Vsh is 40%, the cut off phie is 3%, and the cut off sw is 70%. From the results of the analysis and comparison of each well, it can be concluded that the TI-1 and TI-2 wells in the reef core depositional environment and also the outer lagoonal have the best quality with good hydrocarbon content. So that in the future further exploration and development can focus on these facies to increase the effectiveness of field development.

ABSTRAK

Minyak dan gas bumi saat ini masih berperan penting sebagai bahan bakar dalam industri. Lapangan 'TI' terletak pada Sub Cekungan Jambi, Sumatera Selatan merupakan salah satu daerah penghasil hidrokarbon. Daerah penelitian berfokus pada Formasi

Baturaja. Data yang diolah berupa wireline log dari 4 sumur, data core dan juga data mudlog dari Sumur TI-1. Pada analisis fasies dan lingkungan pengendapan terdapat 3. Pada interval subarkose di lingkungan pengendapan off reef pada bagian open shelf. Selanjutnya yang kedua terdapat fasies foraminifera wackestone dengan karakteristik batugamping yang mengandung butiran pasir halus. Pada fasies tersebut terdapat di lingkungan pengendapan reef core. Ketiga, terdapat fasies coral mudstone-dolostone dengan karakteristik batulanau yang sedikit sampai butiran pasir halus yang terdapat di lingkungan pengendapan outer lagoonal. Berdasarkan perhitungan petrofisika didapatkan nilai cut off vsh sebesar 40%, cut off phie sebesar 3%, dan cut off sw sebesar 70%. Hasil analisis dan perbandingan pada setiap sumur, dapat disimpulkan secara keseluruhan bahwa sumur TI-1 dan TI-2 terdapat di lingkungan pengendapan reef core dan juga outer lagoonal memiliki kualitas terbaik dengan kandungan hidrokarbon yang baik. Sehingga untuk masa yang akan datang dalam eksplorasi dan pengembangan lebih lanjut dapat berfokus pada fasies tersebut untuk meningkatnya efektifitas pengembangan lapangan.

PENDAHULUAN

Menurut Mirzani (2001) Sub Cekungan Jambi berpotensi menghasilkan hidrokarbon dengan rasio kesuksesan 51% dan sudah terbukti merupakan cekungan yang produktif penghasil hidrokarbon. Penelitian dilakukan pada Lapangan 'TI' yang berupa reservoir minyak dan gas dalam petroleum system dengan litologi batuan karbonat yang terdapat pada Formasi Baturaja. Berdasarkan penelitian reservoir terdapat batuan karbonat dengan persentase 40%. Diagenesa batugamping akibat proses pertumbuhan secara insitu maupun sebagai hasil diagenesis material karbonat setelah deposisi sehingga menjadi tantangan tersendiri dalam eksplorasi hidrokarbon pada batugamping.

Analisis petrofisika dilakukan untuk menentukan karakterisasi pada reservoir berdasarkan data log sumur dan data core serta data mudlog sebagai validator hasil analisis. Pada penelitian ini, penulis tertarik untuk meneliti Formasi Baturaja dengan litologi batugamping yang terbentuk akibat adanya kenaikan dan turunnya muka air laut hingga menjadi salah satu reservoir yang baik. Selain itu penelitian ini memastikan terdapatnya kandungan hidrokarbon sehingga dapat dijadikan rekomendasi sumur pengembangan dan mengoptimalkan eksplorasi di lapangan penelitian.

Geologi Regional

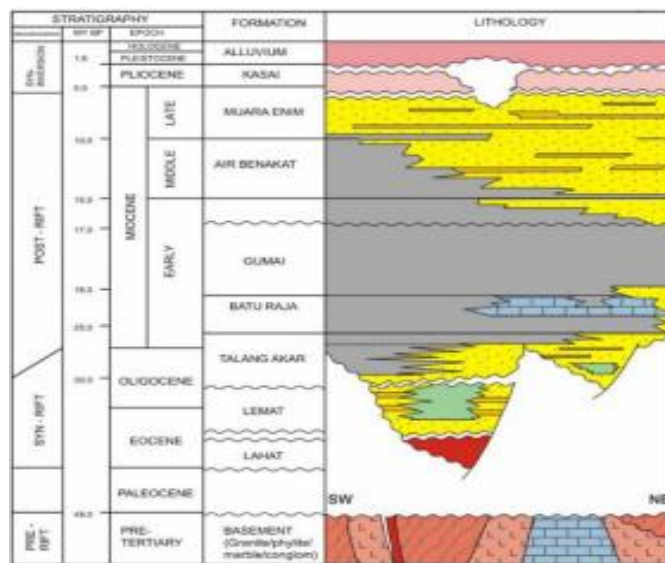
a. Fisiografi

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan Tersier asimetris yang berarah barat laut-tenggara, dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat

daya Paparan Sunda yang berada di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta terdapat pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Dimensi maksimum dari Cekungan Sumatera Selatan diperkirakan mencapai 117.000 km² (De Coster, 2018). Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang berada di belakang busur di sepanjang tepian Paparan Sunda. Hal tersebut terbentuk akibat tumbukan antara Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Benua Eurasia (De Coster, 2018).

b. Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan tersusun atas Batuan Dasar, Formasi Lahat dan Lemat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Objek penelitian penulis adalah Formasi Baturaja. Penampang stratigrafi yang dibuat mengatasi suatu perbedaan terhadap penamaan satuan litostratigrafi yang sering digunakan oleh beberapa perusahaan minyak yang beroperasi pada Cekungan Sumatera Selatan



Gambar Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

Berawal dari Pra - Tersier terdapat interkalasi kompleks batuan beku, batuan metamorf, dan batuan sedimen yang membentuk basement untuk cekungan Sumatera Selatan telah disederhanakan menjadi basement NW-SE pada masing-masing variabel komposisi dan umur. Pada kelompok ini batuan dasar cekungan terdiri dari batuan yang berumur Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum, Mesozoikum, dan batuan karbonat yang bermetamorfosa.

Transgresi yang terjadi pada Formasi Baturaja di lingkungan laut berlanjut pada Miosen awal dengan deposisi serpih laut yang lebih dalam di atas graben dan kondisi laut dangkal diatas tinggi intra cekungan dan Sebagian besar sisi timur cekungan.

Produksi karbonat berkembang pesat akibat dari pengendapan batugamping baik pada platform di tepi cekungan dan juga sebagai terumbu pada tertinggi intra basin yang halus. Diagenesa batugamping akibat proses pertumbuhan secara insitu maupun sebagai hasil diagenesis material karbonat setelah deposisi sehingga menjadi tantangan dan hal yang menarik dalam eksplorasi hidrokarbon pada batugamping serta pada penelitian ini. Karbonat yang berkualitas tinggi juga muncul di cekungan bagian selatan, tetapi tidak jarang juga di sub cekungan Jambi di bagian Utara. Hal tersebut akibat dari masuknya sedimen ke utara dan banyak lagi paparan yang jelas dari peningkatan bioherm porositas sekunder ke selatan dan timur (Ginger, 2018).

a. Gamma Ray Log

Log gamma ray adalah hasil dari rekaman radioaktif alami pada suatu formasi. Alat ini mengukur radiasi alami pembentukan sinar gamma. Clay atau shale mengandung suatu isotop radioaktif yang tinggi, sehingga menghasilkan kurva sinar gamma yang tinggi. Untuk batupasir atau batugamping memiliki isotop radioaktif yang lebih sedikit, sehingga menghasilkan kurva sinar gamma yang rendah. Pada gamma ray log adalah suatu hasil rekaman rekaman pulsa-pulsa energi radiasi yang tinggi terjadi karena terdiri dari tiga unsur yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Potassium (K) yang ada pada suatu batuan formasi. Gamma ray log dapat mengidentifikasi suatu kandungan lapisan yang memiliki tingkat kandungan radioaktif yang tinggi, yaitu shale.

b. Neutron Log

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi.

c. Densitas Log

Log densitas mengukur kerapatan elektron suatu formasi. Perangkat logging adalah alat kontak yang memancarkan sinar gamma dari sumber. Sinar gamma yang dipancarkan bertabrakan dengan elektron formasi dan menyebar. Detektor, yang terletak pada jarak tetap dari sumber paha, menghitung jumlah sinar gamma yang kembali.

d. Sonik Log

Log Sonik merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sumber bunyi (transmitter) dan alat penerima (receiver) akan mencatat lamanya

e. Spontaneous Potential

Log Pada dasarnya log ini digunakan untuk menentukan zona permeabel dan zona impermeabel dengan melihat defleksi pada grafik log yang dihasilkan. Jika pada zona impermeabel, maka ditunjukkan kurva log ini cenderung menunjukkan pola

garis lurus yang terus menerus (shale baseline), sehingga jika ditunjukkan pola kebalikannya disebut sand base line. Log ini digunakan untuk mengidentifikasi zona yang permeabel atau tidak dan menunjukkan kurva defleksi. Jika zona permeabel, maka kurva SP Log membuat shale base shale (garis sambung), dan seterusnya untuk kebalikannya.

METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini merupakan reservoir batuan karbonat yang terdapat pada lapangan "TI", Formasi Baturaja Sub Cekungan Jambi. Data yang digunakan pada penelitian ini terdiri atas 4 log sumur penelitian, data sidewall core, dan mudlog.

Pengolahan data wireline log digunakan untuk mengetahui paket-paket endapan batuan tiap formasi. Pola penumpukan pada pertumbuhan karbonat merupakan pola yang dapat diindikasikan dari log gamma ray dimana kala kondisi platform tergenang oleh muka air laut dalam pembentukan karbonat terdapat tiga tahap yaitu catch up, keep up, dan give up.

Analisis asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan bertujuan untuk mengetahui dan memahami terkait perkembangan fasies dan lingkungan pengendapan yang dapat terjadi pada tipe reservoir daerah penelitian tepatnya di Formasi Baturaja, Cekungan Sumatera Selatan. Pada asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan ini dilakukan berdasarkan data litofasies pada deskripsi batuan yang dimiliki dari ketersediaan pada data core. Penentuan Fasies dan lingkungan Pengendapan ini berdasarkan klasifikasi (Pomar, 2004).

Terakhir melakukan analisis petrofisika menggunakan software Interactive Petrophysics v3.6 untuk mengetahui nilai dan parameter petrofisika yang merupakan suatu metode yang digunakan untuk menjelaskan tentang karakteristik suatu batuan yang berada di bawah permukaan. Analisis petrofisika ini merupakan salah satu hal yang sangat penting untuk mengetahui potensi hidrokarbon yang produktif, kedalaman dan ketebalan suatu zona hidrokarbon, jenis fluida yang terkanudng dalam reservoir, dan estimasi cadangan hidrokarbon pada suatu formasi (Asquith, 1982). Analisis petrofisika dapat dilakukan dua analisis yang meliputi analisis kualitatif (identifikasi zona reservoir, jenis litologi, dan potensi hidrokarbon) dan analisis kuantitatif (Kandungan serpih, porositas efektif, dan saturasi air). Setelah itu mendapatkan hasil akhirnya yaitu net pay.

HASIL DAN PEMBAHASAN

a. Analisis Litofasies dan Elektrofases

Terdapat tiga fasies yang berkembang pada sumur daeran penelitian yang telah ditentukan berdasarkan hasil pengamatan dari analisis litofasies dan elektrofases. Fasies tersebut antara lain, ialah:

1. Subarkose

Pola Cylindrical berada pada Formasi Baturaja yang menunjukkan bahwa litologi pada formasi ini bersifat sangat non-radioaktif dengan lapisan yang cukup tipis.

Sifat kecenderungan non-radioaktif ini dapat disebabkan oleh batuan karbonat yang disusun oleh beberapa material yang berasal dari makhluk hidup seperti fosil organisme dan lainnya yang tidak memiliki sifat radioaktif, Pola cylindrical ini juga dapat mengindikasikan energi pengendapan yang cenderung sama setiap waktunya. Pada pola ini menunjukkan kemungkinan untuk bertumbuhnya karbonat seiring dengan kondisi muka air laut (keep-up) karena menunjukkan suatu pengendapan yang konstan dengan energi pengendapan yang relatif tinggi dengan muka air laut yang relatif stabil.

2. Foraminifera Wackestone

Fasies foraminifera wackestone memiliki kenampakan dari respon gamma ray log yang menunjukkan pola funnel. Dapat diinterpretasikan bahwa pola tersebut terjadi karena adanya perubahan energi suatu pengendapan yang berasal dari energi tingkat rendah ke arah energi tingkat tinggi. Ketika terjadi perubahan energi pada pola ini dapat menunjukkan pola progradasi. Hal tersebut diakibatkan karena adanya penurunan muka air laut. Fasies Foraminifera Wackestone memiliki pola funnel dengan defleksi semakin ke kiri menunjukkan dominasi litologi berbutir kasar. Pola ini terbentuk akibat pasokan sedimen lebih besar dibandingkan dengan ruang akomodasinya, hal ini menunjukkan adanya regresi atau akibat dari penurunan muka air laut relatif. Pada kondisi tersebut akan memungkinkan terbentuknya kondisi yang ideal terhadap pertumbuhan karbonat (catch-up carbonate).

Pola Cylindrical berada pada Formasi Baturaja yang menunjukkan bahwa litologi pada formasi ini bersifat sangat non-radioaktif dengan lapisan yang cukup tipis. Sifat kecenderungan non-radioaktif ini dapat disebabkan oleh batuan karbonat yang tersusun oleh material-material yang berasal dari makhluk hidup seperti fosil organisme dan lainnya yang tidak memiliki sifat radioaktif, Pola cylindrical ini juga dapat mengindikasikan energi pengendapan yang cenderung sama setiap waktunya. Pada pola ini menunjukkan kemungkinan untuk bertumbuhnya karbonat seiring dengan kondisi muka air laut (keep-up) karena menunjukkan suatu pengendapan yang konstan dengan energi pengendapan yang relatif tinggi dengan muka air laut yang relatif stabil.

3. Coral Mudstone-Dolostone

Coral Mudstone-Dolostone memiliki bentuk pola cylindrical yang diasosiasikan dengan pengendapan yang memiliki kecenderungan konstan atau relative stabil. Sehingga bisa terlihat kontask tegas pada bagian atas dan bawah dari pola tersebut. Berdasarkan dari pola tersebut menunjukkan bahwa pengendapan yang konstan dengan energi pengendapan yang relatif tinggi dengan muka air laut yang relatif stabil. Pada pola ini menunjukkan kemungkinan untuk bertumbuhnya karbonat seiring dengan kondisi muka air laut (keep-up).

b. Analisis Petrofisika

1. Kandungan Serpih

Berdasarkan dari kenampakan histogram pada gamma ray log, penentuan terhadap nilai minimum gamma ray dan maximum gamma ray ditentukan dari hasiln histogram tersebut. Penarikan garis minimum gamma ray dan maximum gamma ray dengan nilai persentil. Nilai persentil yang digunakan adalah 10% menunjukkan nilai minimum gamma ray dan nilai persentil 95% menunjukkan nilai maximum gamma ray, sedamngkan nilai persentil 50% menunjukkan nilai median dari rata-rata nilai GR keseluruhan. Hasil penentuan dari nilai minimum gamma ray dan maximum gamma ray tersebut didapatkan nilai yang sudah ditentukan sebelum perhitungan pada parameter kandungan serpih.

Berdasarkan penelitian ini, penulis akan memilih hasil perhitungan yang memberikan nilai lebih pesimistik pada tiap parameternya. Histogram yang ditampilkan diatas didapatkan perhitungan menggunakan metode linear yang didapatkan nilai rata-rata kandungan serpih dengan Metode Linear pada Tabel 4.1 dari sumur TI-1 sebesar 38.2%, sumur TI-2 sebesar 18.8%, sumur TI-3 sebesar 42.1% dan TI-4 sebesar 20.9%.

Tabel 1 Hasil kandungan serpih tiap sumur

Sumur	Kandungan Serpih			
	<i>Linear</i>	<i>Clavier</i>	<i>Stiber</i>	<i>Old Rock</i>
TI-1	38.2%	38%	38%	37.9%
TI-2	18.8%	18.6%	18.7%	18.5%
TI-3	42.1%	41.8%	41.9%	41.7%
TI-4	20.9%	20.7%	20.6%	20.7%

Pada Tabel 1 digunakan untuk membuktikan bahwa Metode Linear adalah metode yang ideal untuk formasi yang memiliki dominasi batugamping. Metode Clavier digunakan Ketika ditemukan litologi formasi yang di dominasi oleh batupasir, kemudian Metode Larionov dan Metode Stiber digunakan pada formasi yang didominasi oleh batuserpih. Sehingga hasil nilai dari kandungan lempung berdasarkan tiga metode tersebut akan lebih rendah dibandingkan metode linear.

2. Porositas Efektif

Berdasarkan dari perhitungan nilai porositas didapatkan dengan perhitungan menggunakan metode Neutron-density. Crossover atau separasi yang terbentuk antara log neutron dan log density menggambarkan adanya suatu lapisan yang memiliki porositas.

Hasil histogram yang sudah didapatkan menunjukkan nilai porositas efektif dari reservoir pada batuan karbonat menunjukkan perbedaan nilai porositas efektif tiap sumur. Secara keseluruhan sumur pada lapangan "TI"

memiliki nilai porositas 19.1% - 30.5%. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978), karakteristik porositas tersebut termasuk pada klasifikasi yang baik (good) sampai istimewa (excellent) yang ditunjukkan bahwa sumur TI-2 dan TI-4 memiliki nilai porositas dengan istimewa (excellent). Hasil dari porositas efektif ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2 Hasil Porositas Efektif

Sumur	PHIE	Klasifikasi Koesomadinata (1978)
TI-1	21.5%	Sangat baik (<i>very good</i>)
TI-2	28.4%	Istimewa (<i>excellent</i>)
TI-3	19.1%	Baik (<i>good</i>)
TI-4	30.5%	Istimewa (<i>excellent</i>)

3. Saturasi air

Pada perhitungan ini merupakan bagian atau presentase volume pori yang berisi air adalah salah satu factor dalam menentukan potensi terkait estimasi cadangan hidrokarbon.

Pada perhitungan nilai saturasi air untuk lapisan reservoir karbonat ini digunakan persamaan (Archie,1950) (dengan nilai $m = 2$, $n = 2$, dan $a = 1$ yang merupakan variabel dari batuan karbonat, serta nilai resistivitas air (R_w) yang diperhitungkan dari interpretasi Log Spontaneous Potential dan juga data R_{mf} yang tersedia dari header log. Selain itu juga Data temperature juga merupakan data yang dibutuhkan untuk mengolah saturasi air, namun data temperatur sudah dimasukkan pada tahap pre-kalkulasi. Resistivitas air pada penelitian ini juga didapatkan dari hasil picket plot resistivitas dan porositas efektif Perhitungan saturasi air memiliki beberapa perbandingan dari beberapa metode yang digunakan di antaranya Metode Archie (1952), Simandoux (1963), dan Indonesia (1971). Metode Archie (1952) bekerja paling baik pada batuan karbonat, sedangkan pendekatan Simandoux (1963) baik digunakan pada formasi shaly sama halnya dengan pendekatan Indonesia (1971) yang bekerja lebih baik di formasi shaly pada formasi fresh water.

Berdasarkan dari kalkulasi tersebut. Maka dihasilkan bahwa persentase dari saturasi air di tiap sumur formasi memiliki perbedaan nilai. Perbandingan tiap metode yang digunakan dalam perhitungan saturasi air juga yang menyebabkan terjadi perbedaan nilai. Pada sumur TI-1 didapatkan nilai 51.8% dengan metode Archie, 51.3% dengan metode Indonesia, dan 51.2% dengan metode Simandoux. Pada tabel 3 hasil dari saturasi air pada tiap sumur.

Tabel 3 Hasil Perhitungan saturasi air pada tiap sumur

Sumur	Saturasi Air		
	Archie	Indonesia	Simandoux
TI-1	49.2%	49.2%	49.2%
TI-2	51.8%	51.3%	51.2%
TI-3	64.3%	64%	63.7%
TI-4	51.5%	51.3%	51.2%

Maka jika dibandingkan dari ketiga metode tersebut. Hasil dari kalkulasi Metode Archie menunjukkan nilai yang lebih pesimistik dibandingkan dengan metode lainnya.

Penentuan cut off kandungan lempung dan porositas reservoir dapat menggunakan cara crossplot antara porositas efektif untuk mengetahui jumlah kandungan lempung yang terkandung pada porositas batugamping dan kandungan lempung hasil perhitungan pada sumbu X dan Y, cut off tersebut ditentukan oleh sebaran data terbesar dengan begitu maka didapatkan nilai cut off porositas 0.01 v/v dan Vsh 0.4v/v.

Penentuan cut off pada saturasi air reservoir pada penelitian ini menggunakan cara crossplot porositas efektif dan saturasi air pada sumbu X dan Y, cut off ditentukan oleh sebaran data terbesar. Maka didapatkan nilai cut off pada saturasi air sebesar 0.7 (v/v).

4. Lumping

Lumping atau disebut juga pembungkalan merupakan analisis yang dilakukan guna mengetahui ketebalan bersih dari suatu reservoir dengan menggunakan nilai penggal sehingga dapat digunakan sebagai penentu suatu zona yang mengandung hidrokarbon yang berpotensi memiliki nilai yang produktif.

Tabel 4 Perbandingan reservoir tiap sumur

Nama Sumur	Gross (ft)	Net Res (ft)	Net Pay (ft)	Net To Gross	Kualitas Porositas
TI-1	35	10.5	4	0.114	Sangat baik
TI-2	55.5	17	17	0.306	Istimewa
TI-3	53.5	4	4	0.075	Baik
TI-4	36.5	9	7.5	0.205	Istimewa

Tahap terakhir dalam menganalisis suatu reservoir adalah membandingkan seluruh sumur untuk mendapatkan potensi hidrokarbon yang besar. Setelah dimasukkan nilai cut off dari tiap parameter yang telah diolah sebelumnya, sehingga berdasarkan Tabel 4 memiliki kesimpulan bahwa total keseluruhan ketebalan sumur TI-2 dan TI-4 lebih besar dibandingkan dengan sumur TI-1 dan TI- 3. Sama halnya juga untuk hasil dari net pay yang dari sumur TI-2 dan TI-4

lebih besar dibandingkan dengan sumur TI-1 dan TI-3. Hasil yang ditampilkan menunjukkan bahwa sumur TI-2 dan TI-4 memiliki potensi yang lebih baik untuk diproduksi.

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis dan pengolahan data yang telah dilakukan, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut.

1. Berdasarkan data yang tersedia terdapat tiga litofasies yang berkembang di daerah penelitian, yaitu terdapat litologi subarkose, wackestone, dan mudstonedolostone.
2. Analisis kualitatif dalam menentukan zona reservoir karbonat pada tiap sumur menggunakan data wireline log, data batuan inti, dan data mudlog. Maka didapatkan zona formasi baturaja sebagai daerah penelitian pada sumur TI-1, TI-2, TI-3, dan TI-4. Analisis elektrofases berdasarkan pola gamma ray log yang terdapat pada Formasi Baturaja Sumur TI1 dapat diinterpretasikan terdapat tiga jenis pola elektrofases yaitu funnel, cylindrical dan bell.
3. Pertama terdapat fasies Kemudian fasies pada interval subarkose di lingkungan pengendapan off reef pada bagian open shelf. Selanjutnya yang kedua terdapat fasies foraminifera wackestone dengan karakteristik batugamping yang mengandung butiran pasir halus. Pada fasies tersebut terdapat di lingkungan pengendapan reef core. Ketiga, terdapat fasies coral mudstone-dolostone dengan karakteristik batulanau yang sedikit sampai butiran pasir halus yang terdapat di lingkungan pengendapan outer lagoonal.
4. Analisis kuantitatif yang telah dilakukan dalam menentukan parameter petrofisika ditentukan dengan kandungan serpih (vsh), porositas efektif (phie), dan saturasi air (sw). Dalam menghitung ketiga parameter tersebut, masing-masing menggunakan metode yang pesimistik dan sesuai dengan litologi pada batuan karbonat.
5. Setelah dimasukkan nilai cut off dari tiap parameter yang telah diolah sebelumnya, maka dari Tabel 4.4 dapat disimpulkan bahwa hasil dari total keseluruhan ketebalan sumur TI-2 dan TI-4 lebih besar dibandingkan dengan sumur TI-1 dan TI3. Sama halnya juga untuk hasil dari net pay yang dari sumur TI-2 dan TI-4 lebih besar dibandingkan dengan sumur TI-1 dan TI-3. Hasil yang ditampilkan menunjukkan bahwa sumur TI-2 dan TI-4 memiliki potensi yang lebih baik untuk diproduksi dengan ketebalan net pay TI-2 yaitu 17.00 ft dengan hasil yang didapat dari net to gross sebesar 0.306 dan TI-4 yaitu 7.05 dengan nilai net to gross yang dihasilkan sebesar 0.205.
6. Setelah dilakukan analisis dan perbandingan pada setiap sumur, dapat disimpulkan secara keseluruhan bahwa sumur TI-2 terdapat di lingkungan pengendapan reef core dan juga outer lagoonal memiliki kualitas terbaik dengan kandungan hidrokarbon yang baik. Sehingga untuk masa yang akan datang dalam eksplorasi dan pengembangan lebih lanjut dapat berfokus pada fasies tersebut untuk meningkatnya efektifitas pengembangan lapangan.

DAFTAR PUSTAKA

- Ariyanto, P., dan Kusdiantoro, F., 2014. Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment Evaluation in Lematang Area, South Sumatera, Proceeding, Indonesia Petroleum Association, 38 Th Annual Convention & Exhibition.
- Archie, G. E. 1950. Introduction to Petrophysics. AAPG Bulletin.
- Asquith, George and Gibson, Charles. 1982. Basic Well Log Analysis for Geologist. Tulsa: AAPG.
- Bemmelen, R.W. Van., 1949. The Geology of Indonesia, Vol. 1 A, Government Printing Office, the Hague
- Bishop, M.G., 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The LahatTalang Akar-Cenozoic Total Petroleum System.
- Brown and Fisher. 1977. Stratigraphic framework and sedimentary systems; System Tract dalam <http://sepmstrata.org> (Diakses pada Februari 2022)
- Bloch.S, Empirical Prediction of Porosity and Permeability in Sandstones, AAPG Bulletin, V.75, No.7, July 1991, P. 1145-1160
- De Coster, G.L., 1974, the Geology of The Central and South Sumatra Basin, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Third Annual Convention, June 1974.
- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. American Association of Petroleum Geologists Memoir, p. 108-121. Firmansyah, Y., Riaviandhi, D., & Gani, R. M. G. (2016). Sikuen Stratigrafi Formasi Talang Akar Lapangan "Dr", Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Bulletin of Scientific Contribution: GEOLOGY, 14(3), 263-268.
- Hyne Norman J., Geologi for petroleum exploration drilling and production, Mc Graw Hill, inc, New York 1984.
- Ginger David and Kevin Fielding. 2005. The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basin. Proceedings Indonesian Petroleum Association Thirtieth Annual Convention and Exhibition Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Indonesia.
- Harsono, A., 1997, Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi 8, Schlumberger Oilfield Service, Jakarta.
- Luqman, F., Haryanto, I., Firmansyah, Y., Gani, R. M. G., & Indriyanto, Y. (2019). Tektonostratigrafi Berdasarkan Analisis Seismik 2D Pada Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Geoscience Journal, 3(1), 18-28.
- Koesoemadinata. 1980. Geologi Minyak dan Gas Bumi. ITB. Bandung.
- R. P. Koesoemadinata, Geologi minyak dan gas bumi, Edisi kedua, Penerbit IITB, Bandung, 1980.
- Rider, M. 2002. The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. RiderFrench Consulting Ltd. Scotland.
- Rider, Malcom.1986, The Geological Interpretation of Well Logs. Blackie. London
- Rosadi, Y. 1995. Interpretasi Data Well Logging. Institut teknologi Bandung. Bandung
- Walker, R.G., 1992, Facies Models, Second Edition, Geological Association of Canada, Canada.