



ZONA PROSPEK RESERVOIR HIDROKARBON BERDASARKAN DATA WELL LOG DI LAPANGAN “CK” FORMASI BATURAJA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Viska Salsanur Anisa Ginanjar¹, Undang Mardiana¹, Febriwan Mohamad¹, Andika Widyasari²

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Jatinangor

² Medco E&P Indonesia

*Korespondensi: viska18001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lapangan CK merupakan salah satu lapangan minyak bumi yang berlokasi di Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini difokuskan pada Formasi Baturaja sebagai zona prospek reservoir. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan, mengetahui sifat petrofisika reservoir sehingga dapat mengkaitkan hubungannya dengan fasies yang ada di Lapangan CK. Penelitian ini dilakukan menggunakan data sumur (5 sumur), data *mudlog*, data *core*, data *well test*, dan *depth structure map*. Berdasarkan hasil analisis elektrofasis, terdapat 5 fasies dari Lapangan CK 5 fasies, yaitu (1) Fasies *Packstone 1*, (2) Fasies *Wackestone 1*, (3) Fasies *Packstone 2*, (4) Fasies *Wackestone 2*, (5) Fasies *Packstone 3* dengan lingkungan pengendapan *back reef lagoon* (Pomar, 2004) atau *inner ramp* (Nichols, 2009). Tebal *net pay* untuk masing-masing sumur berurutan dari CK-1 hingga CK-5 adalah 139,5 ft, 98 ft, 85 ft, 120 ft, dan 29,5 ft dengan rata-rata nilai *Vsh* adalah 3%, 4%, 3%, 3%, dan 5%; Rata-rata nilai ϕ adalah 25%, 25%, 27%, 29%, dan 27% kualitas sangat baik – istimewa (Koesoemadinata, 1978); Rata-rata nilai *Sw* pada tiap sumur adalah 35%, 34%, 30%, 26%, dan 40%. Hasil evaluasi kalkulasi petrofisika didapatkan zona potensi hidrokarbon lebih baik pada Zona *Upper* Baturaja yang menyebar baik di bagian tengah lapangan CK.

Kata kunci: *Well log*, Petrofisika, Elektrofasis, Formasi Baturaja

ABSTRACT

*CK oil field is located in South Sumatera Basin. This research is focused on Baturaja Formation as a prospect reservoir zone. The objective of this research is to find out about the facies and depositional environment, and petrophysic characteristics. This research was conducted using well data, mud log data, core data, well test data, and depth structure map. Net pay thickness on each well in sequence from CK-1 until CK-5 are 139,5 ft, 98 ft, 85 ft, 120 ft, and 29,5 ft with average number of *Vsh* are 3%, 4%, 3%, 3%, and 5% ; Average number of ϕ are 25%, 25%, 27%, 29%, and 27% very good quality – excellent (Koesoemadinata, 1978) ; Average number of *Sw* on each well are 35%, 34%, 30%, 26%, and 40%. Based on electrofacies analysis, there are 5 facies from CK, that are (1) *Packstone Facies 1*, (2) *Wackestone Facies 1*, (3) *Packstone Facies 2*, (4) *Wackestone Facies 2*, (5) *Packstone Facies 3* with *back reef lagoon* environment deposition (Pomar, 20014) or *inner ramp* (Nichols, 2009). Petrophysical calculation evaluation results obtained potential hydrocarbon zone is better on Baturaja upper zone where the zone had a good distribution direction on the middle zone of the CK field..*

Keywords: *Well log, Petrophysics, Electrofacies, Baturaja Formation.*

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Peningkatan pertumbuhan populasi manusia di Indonesia mempengaruhi juga peningkatan pertumbuhan kebutuhan terhadap energi dalam berbagai aspek penggunaan. Salah satu energi yang masih menduduki posisi teratas sebagai energi yang paling banyak dikonsumsi adalah energi yang berasal dari fosil yaitu minyak dan gas bumi. Berdasarkan Rencana Strategis (Renstra) Kementerian ESDM Tahun 2015–2019, cadangan minyak bumi Indonesia akan habis dalam 13 tahun mendatang akibat cadangan yang mengalami penurunan sejak tahun 2012. Oleh karena itu, dibutuhkan penemuan-penemuan cadangan migas baru di Indonesia.

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki potensi hidrokarbon besar karena berdasarkan data geologi dan geofisika oleh Badan Geologi tahun 2009 telah ditemukan bahwa terdapat 128 cekungan sedimen yang mempunyai potensi ekonomi. Salah satunya adalah Cekungan Sumatera Selatan sebagai salah satu cekungan sedimen tersier di Indonesia yang telah terbukti memiliki potensi minyak dan gas bumi. Salah satu formasi yang memiliki potensi sebagai lapisan reservoir adalah Formasi Baturaja yang didominasi oleh batuan karbonat berumur Miosen Awal.

Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan di Lapangan "CK" yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan dengan ketebalan Formasi Baturaja yang baik serta kondisi kandungan lempung yang sedikit sehingga dapat diindikasikan sebagai zona prospek hidrokarbon yang baik.

Penentuan zona prospek hidrokarbon tersebut dapat dilakukan dengan cara melakukan evaluasi formasi. Evaluasi formasi dengan menggunakan metode analisis petrofisika dan analisis elektrofisies berdasarkan data *well log* dapat memberikan hasil sebaran nilai petrofisika untuk mengidentifikasi karakter fisik batuan bawah permukaan baik secara analisa kualitatif dan

kuantitatif, mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan sehingga dapat dilakukan penentuan fasies yang memiliki potensi akumulasi hidrokarbon yang paling baik (*interest zone*) untuk menentukan arah pengembangan lapangan selanjutnya.

1.2. Tujuan

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

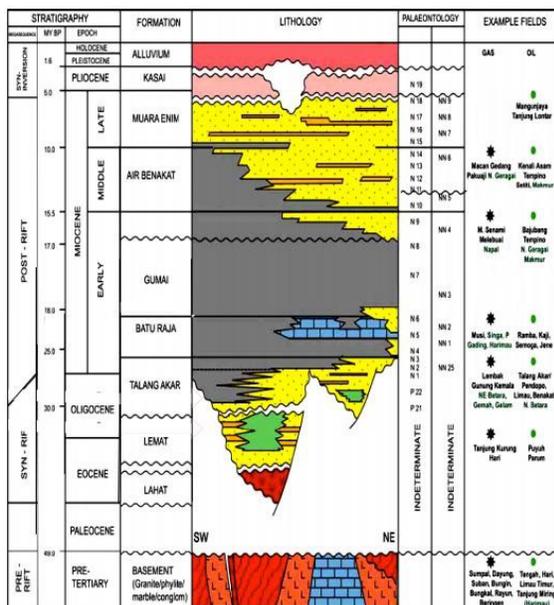
1. Mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan yang berkembang di Formasi Baturaja Lapangan "CK".
2. Mengetahui sifat petrofisika batuan reservoir baik secara kualitatif maupun secara kuantitatifnya (volume shale, porositas, saturasi air) pada Lapangan "CK".
3. Mengetahui penentuan zona prospek hidrokarbon pada Lapangan "CK".
4. Mengetahui penyebaran fasies yang menjadi *interest zone* untuk penentuan kemungkinan titik pengeboran pengembangan Lapangan "CK" selanjutnya.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

Secara fisiografis, Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan tersier yang memiliki arah barat laut – tenggara. Secara stratigrafi regional, Cekungan Sumatera Selatan adalah cekungan yang disusun oleh sedimen tersier yang terendapkan diatas batuan berumur pra-Tersier (Gambar). Cekungan Sumatera Selatan mengalami suatu siklus besar yaitu diawali oleh fase transgresi (kenaikan muka air laut) dan diakhiri fase proses regresi (turunnya muka air laut). Fase transgresi ini terus berjalan hingga Miosen Awal dan membentuk Formasi Baturaja yang terendapkan selaras diatas Formasi Talang Akar, namun pada bagian barat disebabkan oleh tidak berkembangnya Formasi Talang Akar, maka Formasi Baturaja ini terendapkan langsung diatas batuan dasar secara tidak selaras. Formasi ini didominasi oleh litologi batugamping, baik batugamping

terumbu maupun batugamping detritus. Bagian atas formasi ini terdiri dari batuan karbonat sedangkan bagian bawahnya umumnya merupakan serpih dengan lapisan tipis batugamping. Beberapa distribusi fasies batugamping yang terdapat dalam Formasi Baturaja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Formasi ini telah terbukti menjadi reservoir batuan karbonat yang dapat menghasilkan minyak dan gas.



Gambar 1 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan. (Ginger dan Fielding, 2005)

2.2 Fasies Karbonat

Fasies adalah sebuah tubuh batuan yang dicirikan oleh kombinasi litologi, struktur biologi atau fisika yang membedakan tubuh batuan tersebut dengan batuan yang ada di atasnya, dibawahnya atau dibagian lain yang lateral (Walker, 1992).

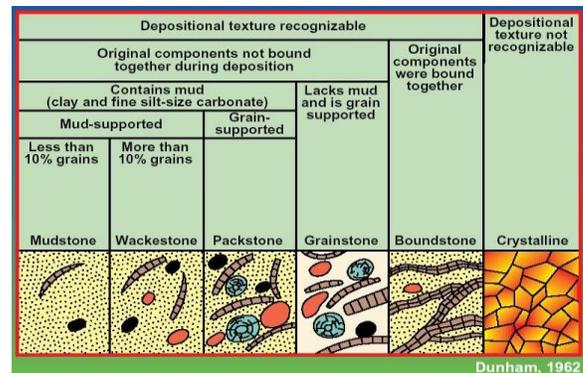
Batuan karbonat adalah batuan dengan kandungan material karbonat lebih dari 50% yang tersusun dari partikel karbonat klastik yang tersemankan atau karbonat kristalin hasil presipitasi langsung, sedangkan batugamping adalah batuan yang mengandung kalsium karbonat hingga 95%. Sehingga dapat disimpulkan bahwa tidak semua batuan karbonat

dapat dikatakan sebagai batugamping. Menurut Tucker (1990) komponen penyusun batugamping dibedakan atas butiran (*grain*), matriks (*matrix*), dan semen (*cement*).

2.2.1 Klasifikasi Batuan Karbonat

Batuan karbonat berdasarkan tekstur pengendapannya dan penyusunnya seperti lumpur, butiran dan organisme oleh Dunham (1962) diklasifikasikan kedalam beberapa kelompok (Gambar), yaitu:

- Didominasi oleh lumpur, terdiri dari:
 - Mudstone* (jumlah butiran <10%)
 - Wackestone* (jumlah butiran > 10%)
- Didominasi oleh butiran, terdiri dari:
 - Packstone* (mengandung matriks)
 - Grainstone* (seluruhnya berupa butir)
- Komponen yang saling terikat pada waktu pengendapan dicirikan oleh struktur tumbuh: *Boundstone*
- Tekstur pengendapan tidak teramati dengan jelas karena sudah berubah menjadi kristal: *Crystalline*.

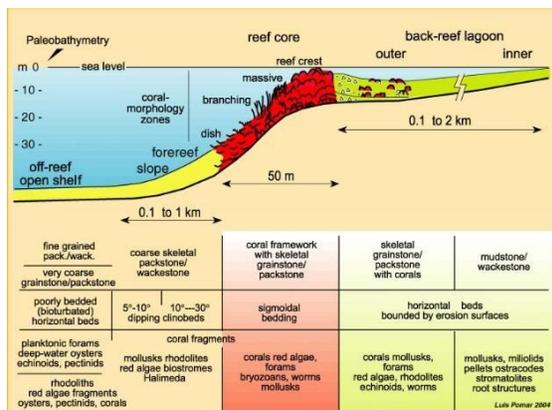


Gambar 2 Klasifikasi batuan karbonat (Dunham, 1962). (Amuzigi.com)

2.2.2 Lingkungan Pengendapan Karbonat

Berdasarkan Pomar (2004) dalam SEPMstrata, fasies model karbonat dibagi menjadi empat, yaitu dari arah darat ke laut yang merupakan fasies laguna belakang terumbu (*back reef lagoon*). Fasies *Reef core* adalah fasies dimana terumbu tumbuh dan menjadi sumber sedimen karbonat. Fasies *reef*

slope adalah fasies yang terdapat dimuka dari inti terumbu ke arah laut terbuka (Gambar 3).



Gambar 1 Model terumbu karbonat dan asosiasi fasiesnya (Pomar, 2004). (SEPMstrate, 2015)

2.3 Konsep Dasar Well Log

Well Log adalah suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang bor untuk evaluasi formasi dan identifikasi dari ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1958). Terdapat beberapa jenis log yang digunakan dalam eksplorasi minyak dan gas bumi khususnya dalam penelitian ini, yaitu:

1. Log Resistivitas

Log resistivitas mengukur resistivitas dari formasi, apakah lapisan tersebut resistan saat dilewati arus listrik (Rider, 2002). Peran utama dari log resistivitas adalah untuk identifikasi fluida apakah hidrokarbon atau air. Ketika saturasi hidrokarbon meningkat (saturasi air menurun), maka resistivitas formasi meningkat.

2. Log Gamma Ray (GR)

Log Gamma Ray (GR) mengukur radioaktif dalam formasi dan dapat digunakan untuk identifikasi litologi dan untuk korelasi zona (Asquith, 1982). Sebagai indikator pertama untuk litologi,

log GR sangat berguna untuk mengetahui dimana *shale* terdapat.

3. Log Densitas

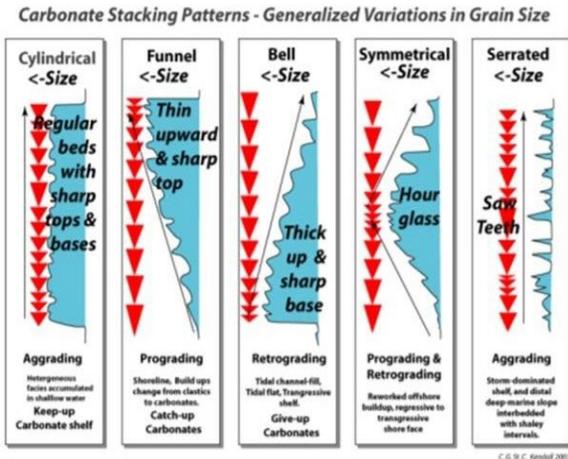
Log densitas merekam bulk density formasi (Rider, 2002). Log densitas menurut Asquith (1982) digunakan untuk menentukan litologi formasi, mendeteksi gas-bearing zones. Selain itu, menurut Rider (2002) log densitas dapat digunakan untuk menentukan nilai porositas dengan mengetahui densitas matriks dan densitas fluidanya.

4. Log Neutron

Log neutron merupakan log porositas yang mengukur konsentrasi hidrogen dalam formasi (Asquith, 1982). Prinsip log tersebut mengukur kandungan air formasi. Kegunaan log neutron menurut Rider (2002) adalah untuk mengukur porositas dan sebagai pembeda antara gas dan minyak.

2.4 Analisis Elektrofasis

Log sumur memiliki beberapa motif dasar yang dapat menjadi indikasi karakteristik suatu lingkungan pengendapan, *supply sediment*, dan perubahan energi pengendapan (Walker & James, 1992). Analisa elektrofasis dilakukan dengan menganalisa motif dan karakteristik kurva-kurva dari *well log* sehingga dapat diinterpretasikan lingkungan pengendapan dan arsitektur fasies secara lateral dan vertikal pada formasi tersebut. Motif log yang diamati tersebut adalah kurva gamma ray. Menurut Kendal (2003), beberapa motif dasar log sumur yang dapat menceritakan karakteristik suatu lingkungan pengendapan yaitu: *cylindrical*, *funnel*, *bell*, *symmetrical*, dan *serrated* (Gambar 4).



Gambar 2 Bentuk kurva log Gamma ray yang dapat menjadi indikasi proses dan lingkungan pengendapan (Kendall, 2003)

• **Cylindrical Shaped**

Cylindrical menunjukkan energi yang relatif konstan selama pengendapan yang kontinu. Pola *cylindrical* diinterpretasikan sebagai fase agradasi (suplai sedimen = ruang akomodasi). Pola log seperti ini dapat menjadi indikasi bentuk *keep up carbonat shelf*. *Keep up* adalah ketika laju pertumbuhan terumbu sama dengan laju kenaikan muka air laut relatif.

• **Funnel Shaped**

Bentuk *funnel* yang dapat diasosiasikan sebagai *coarsening upward* yang dicirikan dengan perubahan nilai log GR dari kecil menjadi besar (Kendall, 2003). Pola funnel dapat menjadi indikasi fase progradasi (suplai sedimen > ruang akomodasi) yang terjadi ketika regresi (muka air laut relatif turun). Pola log seperti ini dapat mengindikasikan bentuk *Catch-up Carbonates*. *Catch-up Carbonates* adalah kondisi dimana air laut mengalami pendangkalan, kemudian laju pertumbuhan terumbu mengejar laju penurunan muka air laut, sehingga pada akhirnya pertumbuhan terumbu sama dengan penurunan muka air laut relatif dan menunjukkan litologi semakin keatas, klastik menuju karbonat.

• **Bell Shaped**

Bentuk *bell* ini selalu diasosiasikan sebagai *fining upward*. Pola ini dicirikan dengan perubahan nilai log GR dari besar menjadi kecil. Pola *bell shape*

diinterpretasikan sebagai fase retrogradasi (suplai sedimen < ruang akomodasi) yang terjadi ketika transgresi (muka air laut relatif naik). Pola log seperti ini mengindikasikan bentuk *Give-up Carbonates*. *Give up carbonate* adalah ketika kondisi air laut mengalami pendalaman, kemudian lalu pertumbuhan terumbu tidak mampu mengimbangi laju kenaikan muka air laut, sehingga terumbu tenggelam dan kemudian mati. Pola ini menunjukkan rentang ukuran butir yang menurun dimana fraksi butir halus dalam artian lempung makin banyak ke arah atas.

• **Symmetrical Shaped**

Bentuk *Symmetrical* merupakan kombinasi antara bentuk *bell-funnel*. Kombinasi *coarsening upward* kemudian diikuti *fining upward* ini dapat dihasilkan oleh proses bioturbasi.

• **Serrated Shaped**

Pola *serrated* diinterpretasikan sebagai fase agradasi dan terjadi pada daerah *storm dominate shelf*, dan *distal deep marine slope interbedded with shaley intervals*.

2.5 Analisis Petrofisika

Analisa petrofisika merupakan suatu evaluasi rekaman logging sumur-sumur eksplorasi untuk mengetahui sifat-sifat petrofisik batuan seperti besar kandungan lempung, porositas batuan, dan saturasi air. Analisis petrofisika terdiri atas analisis kualitatif dan analisis kuantitatif.

2.5.1. Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif ini didasarkan pada bentuk atau defleksi kurva log yang terekam dan dipengaruhi oleh faktor litologi dan kandungan di dalam batumannya. Pengamatan dilakukan secara cepat berupa:

1. Identifikasi zona reservoir

- Kurva gamma ray yang rendah menunjukkan kandungan serpih rendah.
- Profil resistivitas: pemisahan antara kurva-kurva resistivitas yang memiliki kedalaman investigasi yang berbeda akan menunjukkan bahwa rembesan dari lumpur telah terjadi sehingga lapisan itu bersifat permeabel.

2. Identifikasi zona reservoir

- Kurva gamma ray yang rendah menunjukkan kandungan serpih rendah.
- Profil resistivitas: pemisahan antara kurva-kurva resistivitas yang memiliki kedalaman investigasi yang berbeda akan menunjukkan bahwa rembesan dari lumpur telah terjadi sehingga lapisan itu bersifat permeabel.

3. Identifikasi zona hidrokarbon

- Kurva resistivitas dalam menunjukkan nilai yang tinggi, maka dapat menjadi indikasi keterdapatan hidrokarbon. Sebaliknya, jika kurva resistivitas dalam menunjukkan nilai yang rendah, maka kemungkinan zona tersebut merupakan air.

4. Identifikasi jenis hidrokarbon

- Lapisan yang mengandung gas akan cepat dikenal dari pembacaan porositas neutron yang rendah dan nilai densitas yang rendah. Hal ini diindikasikan oleh zona yang disebut *cross over* yaitu ketika terdapat dua kurva porositas yang saling bersilangan. Semakin besar separasi *cross over* maka dapat ditafsirkan bahwa fluida tersebut adalah gas dan apabila separasinya sedikit lebih kecil maka ditafsirkan bahwa jenis fluida tersebut adalah minyak atau air.

2.5.2. Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif dilakukan dengan menggunakan rumus untuk menghitung parameter-parameter reservoir. Parameter yang dihitung tersebut, yaitu:

1. Volume shale (Vsh)

Kandungan serpih atau volume *shale* merupakan persentasi dari kandungan *shale* yang ada dalam suatu batuan. Berikut merupakan beberapa metode untuk perhitungan volume *shale*:

- Linear

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

Keterangan,

I_{GR} = Indeks GR

GR_{log} = pembacaan log GR

GR_{min} = pembacaan minimum log GR

GR_{max} = pembacaan maksimum log GR

- Clavier

$$V_{sh} = 1,7\sqrt{3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2}$$

- Stieber

$$V_{sh}$$

- Larionov Tersier

$$V_{sh} = 0,083(2^{(3,7 I_{GR})} - 1)$$

- Larionov *Old Rock*

$$V_{sh} = 0,33(2^{(2 I_{GR})} - 1)$$

- Neutron-Densitas

$$V_{sh} = \frac{(X1 - X0)}{(X2 - X0)}$$

Dimana:

$$X0 = NPHI_{ma}$$

$$X1 = NPHI + M1 \times (RHOB_{ma} - RHOB)$$

$$X2 = NPHI_{sh} + M1 \times (RHOB_{ma} - RHOB_{sh})$$

$$M1 = \frac{NPHI_{fl} - NPHI_{ma}}{RHOB_{fl} - RHOB_{ma}}$$

Keterangan,

$NPHI$ = Porositas neutron pada log

$NPHI_{ma}$ = Porositas neutron matriks batuan

$NPHI_{sh}$ = Porositas neutron batuan serpih

$NPHI_{fl}$ = Porositas neutron fluida

$RHOB$ = Densitas pada log

$RHOB_{ma}$ = Densitas matriks batuan

$RHOB_{sh}$ = Densitas batuan serpih

$RHOB_{fl}$ = Densitas fluida

- Gamma Ray- Neutron Densitas (GRND)

V_{sh}

Keterangan:

V_{shGR} = Volume shale linier

V_{shND} = Volume shale neutron-densitas

2. Porositas (ϕ)

Menurut Harsono (1997), Porositas merupakan bagian dari volume total batuan yang berpori dan tidak terisi oleh benda padat. Porositas sangat penting diketahui untuk mengetahui berapa banyak ruang yang tersimpan dalam batuan sebagai gambaran presentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas. Berikut merupakan beberapa metode untuk perhitungan porositas:

- Neutron

$$\phi_{N_{corr}} = (1.02 \times NPHI) + 0,0425) - (NPHI_{sh} \times V_{sh})$$

- Densitas

$$\phi_{D_{corr}} = \phi_D - RHOB_{sh} \times V_{sh}$$

Dengan,

$$\phi_D = \frac{RHOB_{ma} - RHOB}{RHOB_{ma} - RHOB_{fl}}$$

- Neutron-Densitas

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{(\phi_{corr})^2 + (\phi_{corr})^2}{2}}$$

3. Saturasi Air (S_w)

Saturasi Air adalah rasio dari volume yang terisi oleh cairan tersebut dengan volume porositas total (Harsono,1997). Saturasi air perlu diketahui untuk

mengetahui apakah fraksi volume dalam ruang pori terisi oleh minyak atau gas atau air. Semakin kecil nilai saturasi air pada batuan memungkinkan fluida hidrokarbon (minyak atau gas) lebih banyak. Berikut merupakan beberapa metode untuk perhitungan saturasi air:

- Archie

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\Phi^m \times R_t}}$$

Keterangan,

- n = Eksponen saturasi, nilainya bervariasi dari 1.8 sampai 2.5 namun umumnya diasumsikan menjadi 2.

μ_{dm} = Faktor sementasi

R_t = Resistivitas formasi sebenarnya (*uninvaded zone resistivity measurement*)

ϕ = Porositas efektif

a = Faktor *turtousity*

R_w = Resistivitas air formasi

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi^2}{R_w \cdot R_t}} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Keterangan,

R_t = Resistivitas formasi sebenarnya (*uninvaded zone resistivity measurement*)

R_{sh} = Resistivitas batuan serpih

- Indonesia

$$S_w = \frac{F}{\sqrt[n]{R_t}} \frac{1}{\left[\frac{V_{sh}^{(1-0.5V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right]}$$

2.6 Cut Off dan Net Pay

Cut off pada reservoir merupakan suatu nilai batas dari parameter reservoir. Nilai *cut off* digunakan untuk mengeleminasi volume batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan dalam memperhitungkan cadangan hidrokarbon. Beberapa definisi yang berhubungan dengan ketebalan reservoir adalah sebagai berikut:

- **Gross reservoir:** mengacu pada unit stratigrafi yang menjadi zona reservoir dan tidak berhubungan dengan fluida dalam formasi dimana lapisan telah mengalami *cut off* volume shale.
- **Net reservoir:** menunjukkan interval total dari kualitas batuan reservoir dalam ketebalan *gross* yang dapat memproduksi fluida. *Net reservoir* ini merupakan lapisan *gross reservoir* yang telah mengalami proses *cut off* porositas.
- **Net pay:** zona net pay merupakan zona produktif reservoir yang tersaturasi hidrokarbon sehingga lapisan ini adalah *net reservoir* yang telah mengalami proses *cut off* saturasi air.

2.7 Penentuan Kontak Fluida

Penentuan batas kontak fluida antara zona fluida yang masing-masing disebut sebagai *Gas-Oil Contact* (GOC), *Oil-Water Contact* (OWC), dan *Gas-Water Contact* (GWC). Penentuan OWC penting karena akan berpengaruh pada proses infiltrasi sumur. Saat memproduksi minyak, OWC menjadi batas kedalaman terbawah untuk menghindari air. Penentuan atau perkiraan batas (*contact*) dapat dilakukan dengan menggunakan data atau kombinasi data berikut:

- Data hasil interpretasi log (log resistivitas dan log neutron densitas, dan evaluasi saturasi air).
- Data RFT (*Repeat Formation Tester*), yaitu data *gradient* tekanan *static*
- Data analisa fluida reservoir, terutamasifat-sifat fisiknya
- Data batuan inti.

3. METODE

3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian

Lokasi penelitian ini berada pada Lapangan minyak dan gas milik PT Medco Energi. Kajian penelitian tersebut berada di Lapangan "CK", Formasi Baturaja, Cekungan Sumatera Selatan.

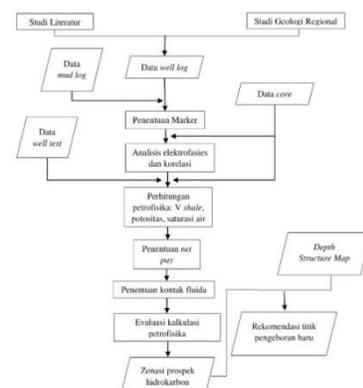
3.2 Bahan dan Alat Penelitian

Adapun bahan dan alat yang digunakan untuk penelitian ini yaitu:

1. Data Sumur yang terdiri dari 5 data sumur, yaitu sumur CK-1, CK-2, CK-3 CK-4, dan CK-5. Masing-masing pada data tersebut terdapat variasi log yang meliputi Log Gamma Ray, Densitas, Neutron, dan Resistivitas meliputi ILD, SFLU, dan MSFL.
2. Data Routine Core Analysis (RCAL) dan Spesial Core Analysis (SCAL) pada sumur CK-2.
3. Data *well test* pada sumur CK-1, CK-2, CK-3 CK-4, dan CK-5
4. Data *mud log* pada sumur CK-1, CK-2, dan CK-3.
5. Data *Depth Map Structure* yang merupakan *top* dari Formasi Baturaja.
6. *Software* Microsoft Excel.

3.3 Prosedur Penelitian

Penelitian ini dilakukan dalam beberapa tahapan (Gambar 5). Adapun rincian dari tahap pengolahan data yang dilakukan adalah sebagai berikut:



Legenda
 □ : Data
 □ : Proses

Gambar 3 Diagram Alir Penelitian

a. Analisis Elektrofases

Pertama menentukan litofasies menggunakan deskripsi data *core* dan deskripsi litologi data *mud log*. Kemudian analisis elektrofases menggunakan data sumur Gamma ray yang dibantu oleh data sumur ILD dan data Neutron-Densitas. Dilanjutkan dengan menentukan *marker* setiap fasies beserta pola pengendapan dan asosiasi fasiesnya. Kemudian dapat ditentukan kesimpulan mengenai lingkungan pengendapan pada lapangan penelitian. Kemudian melakukan korelasi tiap sumur dari hasil analisis elektrofases.

b. Analisis Petrofisika

Perhitungan petrofisika yang pertama dilakukan adalah perhitungan *volume shale*, kemudian porositas efektif, kemudian perhitungan saturasi air. Dilanjutkan dengan melakukan *Lumping* untuk menentukan *net pay*.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Fasies dan Lingkungan Pengendapan

4.1.1. Penentuan Marker

Berdasarkan analisis kualitatif data sumur yang dibandingkan dengan data *mud log* kurang lebih terdapat 3 sampai 4 formasi yang terdapat di setiap sumur, yaitu Formasi Gumai dengan litologi *shale*, Formasi Baturaja dengan litologi batugamping, Formasi Pre-klastik Baturaja dengan litologi batupasir dan Formasi Pra-Tersier Basement dengan litologi batuan metamorf dengan *marker* setiap formasi (Tabel 1).

Tabel 1 Marker formasi tiap sumur

Sumur	Marker Formasi (ft)			
	Gumai	Baturaja	Pre-Klastik Baturaja	Pra-Tersier Basement
CK-1	2430 – 3123 ft	3123 – 3322 ft	-	3329 – 3455 ft
CK-2	3050 – 3135 ft	3135 – 3342 ft	3342 – 3232 ft	3432 – 3525 ft
CK-3	3100 – 3200 ft	3200 – 3440 ft	3440 – 3600 ft	-
CK-4	3050 – 3135 ft	3135 – 3305 ft	3305 – 3500 ft	3500 – 3560 ft
CK-5	3100 – 3198 ft	3198 – 3387 ft	3387 – 3490 ft	3490 – 3634 ft

4.1.2. Analisis Elektrofases

1. Litofasies

Analisis litofasies diambil dari data *core* CK-2 dan data *mud log* CK-3. Dari data

tersebut didapatkan bahwa litofasies batuan karbonat yang ada di Lapangan CK Formasi Baturaja adalah *wackestone* dan *packstone* (Dunham, 1962). Litofasies *wackestone* memiliki berukuran sangat halus hingga halus, warna putih pucat-cream, kekerasan sedang-keras, tekstur *chalky*, memiliki kandungan *sparite*, *mikrit*, *glaukonit*, *bioklastik* alga merah terdapat fosil jejak dan fosil cetak. Litofasies *packstone* memiliki berukuran halus hingga sedang, warna putih pucat-cream, kekerasan sedang-keras, tekstur *chalky*, memiliki kandungan *sparite*, *mikrit*, *glaukonit*, *bioklastik* alga merah terdapat fosil jejak dan fosil cetak.

2. Elektrofases

Analisis elektrofases dilakukan pada sumur CK-2 dan CK-3 karena pengambilan data dalam penentuan fasies yang ada dilakukan pada kedua sumur tersebut dan juga kedua sumur tersebut memiliki nilai ketebalan Formasi Baturaja yang tinggi sehingga dapat merepresentasikan keterbentukan batuan karbonat Formasi Baturaja pada Lapangan CK. Dari hasil elektrofases kedua sumur tersebut didapatkan hasil yang sama bahwa Lapangan CK terdiri dari lima fasies (Gambar 7) (Gambar 8), yaitu:

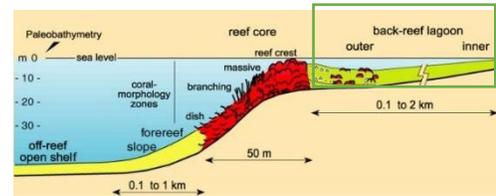
- 1) Fasies 1 – *Packstone 1* menunjukkan terjadinya penurunan muka air laut sehingga mengurangi kandungan *mud* yang ada dengan fasies pengendapan *back reef outer lagoon* serta elektrofases cenderung *funnel – cylindrical*.
- 2) Fasies 2 – *Wackestone 1* menunjukkan terjadinya kenaikan muka air laut sehingga menambah kandungan *mud* yang ada dengan fasies pengendapan *back reef inner lagoon* serta elektrofases cenderung *bell*.
- 3) Fasies 3 – *Packstone 2* menunjukkan terjadinya penurunan muka air laut sehingga mengurangi kandungan *mud* yang ada dengan fasies pengendapan

back reef outer lagoon serta elektrofases cenderung *funnel*.

- 4) Fasies 4 – *Wackestone 2* menunjukkan terjadinya kenaikan muka air laut sehingga menambah kandungan *mud* yang ada dengan fasies pengendapan *back reef inner lagoon* serta elektrofases cenderung *bell*.
- 5) Fasies 5 – *Packstone 3* menunjukkan terjadinya penurunan muka air laut sehingga mengurangi kandungan *mud* yang ada dengan fasies pengendapan *back reef outer lagoon* serta elektrofases cenderung *funnel*.

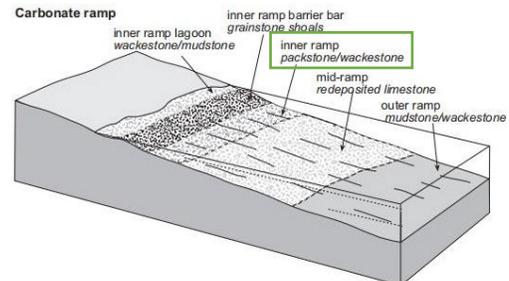
3. Lingkungan Pengendapan

Perubahan muka air laut menjadi salah satu yang cukup berpengaruh dalam pertumbuhan batuan karbonat. Sehingga apabila di klasifikasikan lebih detail lagi menurut lingkungan pengendapan karbonat oleh Pomar (2004) maka karbonat pada Lapangan CK ini tumbuh di daerah *back reef outer-inner lagoon* (Gambar 6) dengan pola pengendapan yang berubah-ubah akibat perubahan muka air laut dari *wackestone* hingga *packstone*. Menurut Pomar (2004), *Back-reef lagoon* merupakan fasies yang mengarah lebih ke darat dan berupa lapisan horizontal yang dibatasi dengan permukaan erosi. *back-reef lagoon* dibagi menjadi dua yaitu *back-reef outer lagoon* dan *back-reef inner lagoon*. Fasies yang terbentuk pada daerah *back-reef outer lagoon* diantaranya adalah skeletal grainstone/ packstone dengan koral dan juga terdiri dari koral moluska, foraminifera alga merah, rhodolites, echinoida. Sedangkan fasies yang terbentuk pada daerah *back-reef inner lagoon* diantaranya adalah *mudstone/wackestone* dan juga dapat dijumpai moluska, millolids, stromatolit, dan struktur akar (Pomar,2004).



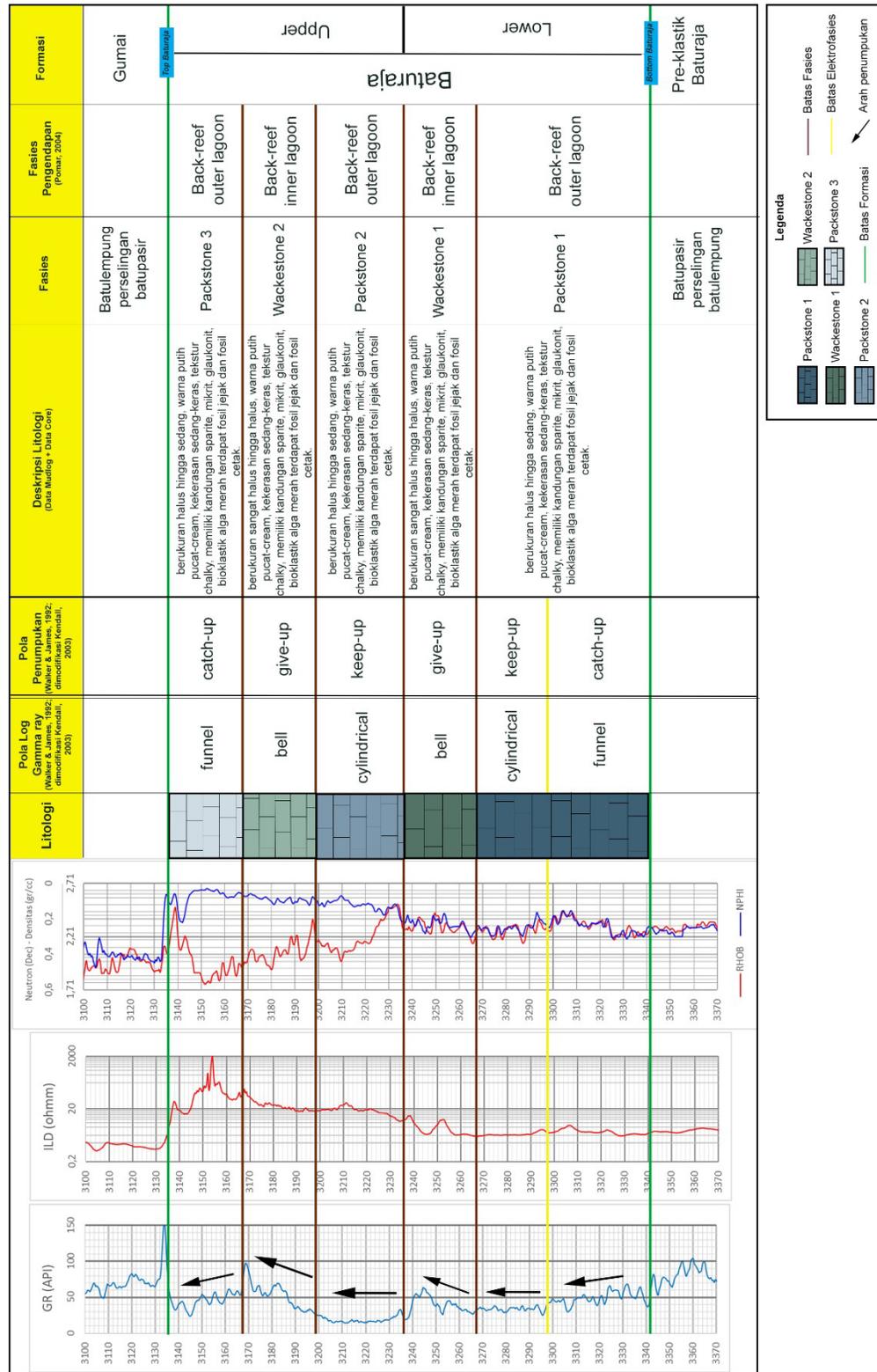
Gambar 4 Lingkungan pengendapan karbonat Lapangan CK berdasarkan klasifikasi oleh Pomar (2004)

Sedangkan berdasarkan asosiasi fasies karbonat menurut Nichols (2009), fasies yang dapat dijumpai di Lapangan CK yaitu *wackestone* dan *packstone* sehingga lingkungan pengendapan Lapangan “CK” berada di *inner ramp*. *Inner ramp* adalah zona dangkal yang sebagian besar dipengaruhi oleh gelombang dan atau aktivitas pasang surut. Fasies pantai sepanjang garis pantai dicirikan dengan pengendapan material yang lebih kasar di *channel* dan lumpur karbonat di dataran pasang surut (Tucker & Wright, 1990). (Gambar 9).



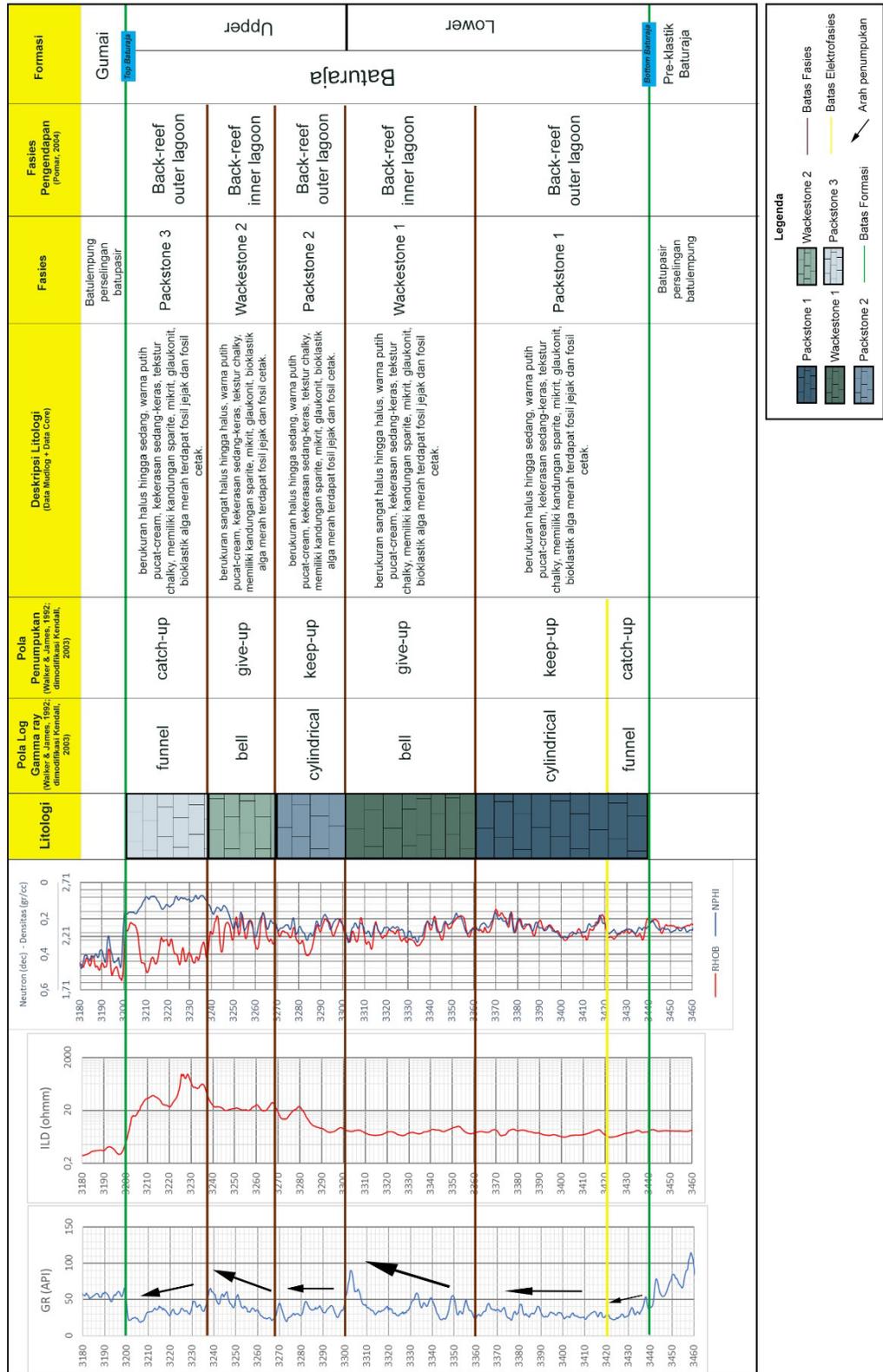
Gambar 5 *Inner Ramp*; Lingkungan pengendapan karbonat di Lapangan CK berdasarkan pembagian fasies karbonat oleh Nichols (2009)

**Kolom Elektrofasiess Sumur CK-2
Lapangan CK, Cekungan Sumatera Selatan**



Gambar 6 Analisis Elektrofasiess sumur CK-2

Kolom Elektrofasiess Sumur CK-3
Lapangan CK, Cekungan Sumatera Selatan



Gambar 7 Analisis Elektrofasiess sumur CK-3

4.2 Karakteristik Petrofisika

Pada penelitian ini, parameter-parameter petrofisika akan ditentukan dari sumur CK-2 dan CK-3 yang merupakan sumur kunci.

4.2.1. Volume shale

Data *mud log* yang terdapat pada sumur CK-2 dan CK-3 menunjukkan Formasi Baturaja merupakan formasi yang terdiri dari litologi batugamping bersih dimana tidak ditemukan lapisan sisipan berupa *shale* pada formasi ini. Sehingga untuk menentukan metode volume *shale* yang paling cocok dengan Lapangan CK dapat dicari pada hasil perhitungan volume *shale* yang memiliki nilai paling rendah dimana perhitungan tersebut menunjukkan formasi dengan kandungan lempung paling sedikit.

Setelah dilakukan percobaan berbagai macam metode untuk perhitungan volume *shale*, metode Larionov Tersier memberikan hasil yang paling *clean* sehingga metode tersebut dianggap metode yang paling cocok untuk Lapangan CK.

Pehitungan volume *shale* untuk kelima sumur menggunakan metode Larionov Tersier menghasilkan nilai seperti pada (Tabel 2).

Tabel 2 Nilai Vshale tiap sumur

Sumur	Rata-rata (%)
CK-1	3
CK-2	6
CK-3	3
CK-4	3
CK-5	3

4.2.2. Porositas

Uji metode perhitungan porositas dilakukan pada sumur CK-2 karena CK-2 memiliki data porositas yang tersaji dalam data *core*. Setelah dilakukan pencocokan antara perhitungan porositas dengan data *core*, didapatkan bahwa metode yang paling cocok untuk Lapangan CK adalah metode Neutron-Densitas karena metode tersebut memiliki tingkat kecocokan yang tinggi dengan nilai Porositas *core* daripada metode

lainnya. Perhitungan porositas Lapangan CK menggunakan metode Neutron-Densitas dengan parameter $RHOB_{ma} = 2,71$; $RHOB_{fl} = 1$ yang merupakan variabel dari batuan karbonat dan fluida *fresh water* menghasilkan nilai seperti pada (Tabel 3).

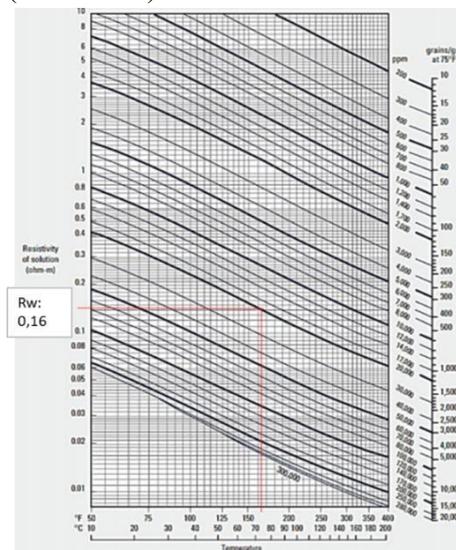
Tabel 3 Nilai porositas tiap sumur

Sumur	Rata-rata (%)	Kualitas (Koesoemadinata, 1978)
CK-1	25	Sangat baik
CK-2	25	Sangat baik
CK-3	27	Istimewa
CK-4	29	Istimewa
CK-5	26	Istimewa

4.2.3. Saturasi Air

Uji perhitungan metode saturasi air dilakukan pada sumur CK-3 karena sumur CK-3 memiliki data *well test* yang dapat dicocokkan dengan hasil perhitungan.

Sebelum dilakukan perhitungan saturasi air diperlukan parameter resistivitas air formasi (R_w) terlebih dahulu. Nilai R_w ditentukan menggunakan *plot Chart Schlumberger* dengan parameter nilai salinitas air 21.000 ppm yang didapatkan dari data *well test* dan temperatur formasi 163°F sehingga didapatkan nilai R_w adalah 0,16 (Gambar 10).



Gambar 8 Penentuan nilai R_w menggunakan *Chart Schlumberger*

Berdasarkan hasil uji perhitungan menggunakan ketiga metode tersebut, didapatkan hasil yang sama antara metode Archie dengan metode Indonesia yang sudah terbukti cocok dengan data *well test*. Berdasarkan data *mud log* penelitian dilakukan pada formasi bersih didukung dengan nilai volume shale yang tidak melimpah (<30%), maka metode yang paling direkomendasikan untuk digunakan pada Lapangan CK adalah metode Archie karena pada dasarnya metode Archie dibuat untuk formasi dengan *clean porous rock* (Archie, 1942).

Perhitungan saturasi air menggunakan metode Archie dengan parameter nilai $m = 2$, $a = 1$, dan $n = 2$ yang merupakan variabel dari batuan karbonat menghasilkan nilai seperti pada (Tabel 4).

Tabel 4 Nilai saturasi air tiap sumur

Sumur	Rata-rata (%)
CK-1	45
CK-2	68
CK-3	67
CK-4	44
CK-5	86

4.3 Zonasi Prospek Hidrokarbon

Zonasi prospek hidrokarbon dilakukan dengan nilai *cut off* volume shale $\leq 30\%$, porositas $\geq 10\%$, dan saturasi air $\leq 70\%$ sehingga didapatkan zona *net pay*. Hasil analisis tersebut menunjukkan seperti pada (Tabel 5).

Tabel 5 Net Pay Lapangan CK

Sumur	Gross reservoir (ft)	Net Reservoir (ft)	Net pay (ft)	Parameter Net Pay						NTG (%)
				Rata-rata Vsh (%)	Rata-rata ϕ (%)	Kualitas Porositas (%)	Koeseoeminadina (1978)	Rata-rata Sw (%)	Rata-rata Sh (%)	
CK-1	206	206	157	3	25	Sangat Baik		35	65	76
CK-2	207	207	106	4	25	Sangat Baik		34	66	47
CK-3	240	240	85	3	27	Istimewa		30	70	35
CK-4	170	170	120	3	29	Istimewa		26	74	71
CK-5	189	189	29,5	5	27	Istimewa		40	60	16

Urutan kualitas sumur dari yang paling baik adalah CK-1 diikuti oleh CK-4, CK-2, CK-3, dan CK-5

4.3.1. Penentuan Kontak Fluida

Penentuan GOC dan OWC daerah penelitian dilakukan dengan mengkombinasikan interpretasi log resistivitas, log neutron-densitas, evaluasi saturasi air, dan data *well test*. Hasil analisis tersebut menghasilkan nilai seperti pada (Tabel 6).

Tabel 6 Kontak fluida pada setiap sumur.

Keterangan: tanda (-) menunjukkan tidak tersedianya data KB sehingga GOC dan OWC

Sumur	MD		KB (ft)	TVDSS	
	GOC (ft)	OWC (ft)		GOC (ft)	OWC (ft)
CK-1	3226	3265	268	2958	2997
CK-2	3226	3241	251	2975	2990
CK-3	3240	3288	290	2950	2998
CK-4	3238	3275	-	-	-
CK-5	3222	3232	-	-	-

Pada dasarnya, GOC dan OWC pada satu reservoir yang sama maka akan menghasilkan satu titik nilai GOC dan OWC karena fluida bersifat mengikuti wadahnya. Sehingga GOC dan OWC pada kelima sumur harusnya sama. Titik GOC dan OWC dari kelima sumur tersebut menunjukkan titik kedalaman yang berbeda namun tidak terlalu jauh satu sama lainnya. Penentuan kontak fluida untuk Lapangan CK dapat disimpulkan pada titik kedalaman yang paling dalam dari kelima titik GOC dan OWC sumur. Sehingga didapatkan bahwa GOC pada reservoir lapangan CK adalah 2975 ftSS dan OWC adalah 2998 ftSS.

4.3. Evaluasi Kalkulasi Petrofisika

Hasil perhitungan sifat petrofisika untuk kelima fasies yang ada di lapangan CK adalah seperti pada (Tabel 7).

Tabel 7 Rata-rata nilai sifat petrofisika pada setiap fasies dari kelima sumur (urutan dari lapisan tertua-termuda)

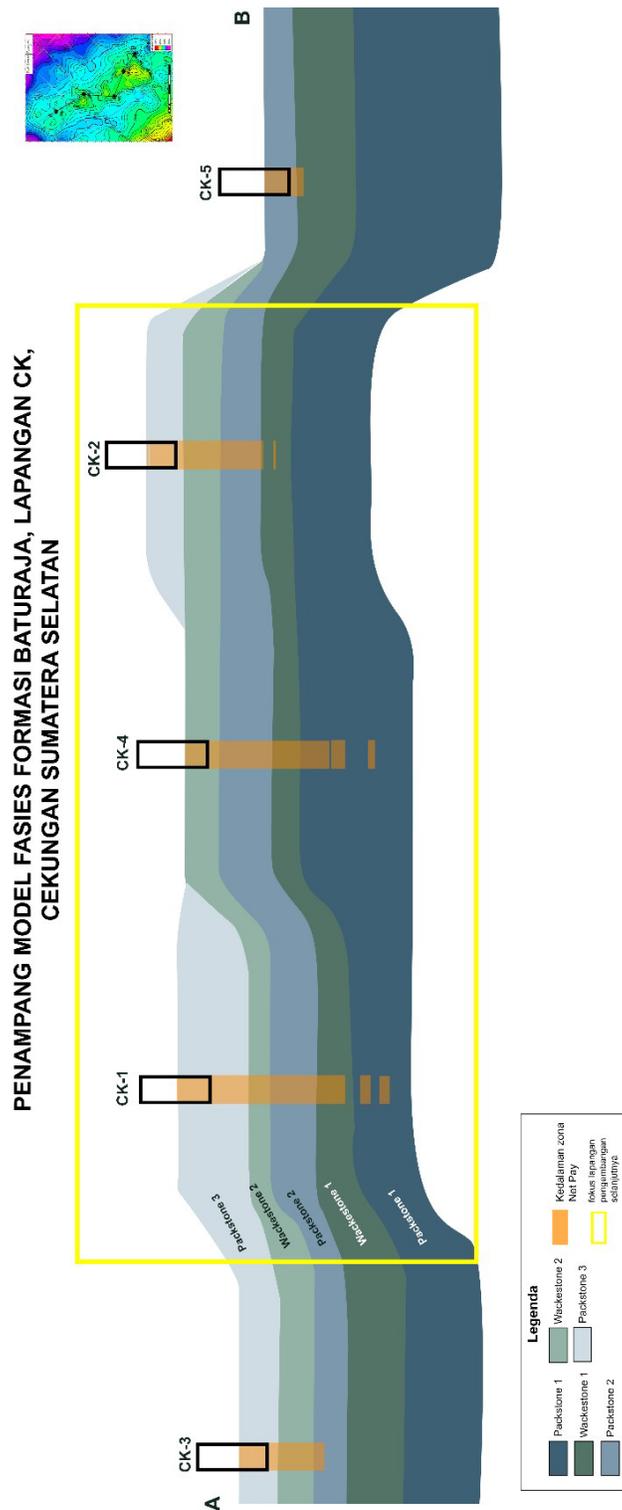
Fasies	Rata-rata Vsh (%)	Rata-rata porositas (%)	Rata-rata Sw (%)	Rata-rata Sh (%)
packstone 1	3	27	86	14
wackestone 1	4	27	65	35
packstone 2	2	27	39	61
wackestone 2	5	25	34	66
packstone 3	4	25	26	74

Perbedaan nilai yang signifikan terdapat pada nilai saturasi air. Nilai saturasi air cenderung tinggi pada fasies *Packstone 1* hingga *Wackestone 1* dan cenderung lebih rendah pada fasies *Packstone 2* hingga *Packstone 3*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa hidrokarbon yang baik terakumulasi pada zona *Packstone 2*, *Wackestone 2*, dan *Packstone 3* yang terletak di bagian atas Formasi Baturaja (*Upper Baturaja*). Maka dapat disimpulkan bahwa Zona *Upper Baturaja* merupakan *interest zone*. Oleh karena itu, untuk pengembangan lapangan selanjutnya dapat berfokus pada fasies tersebut.

4.4. Penentuan Titik Sumur Bor Baru

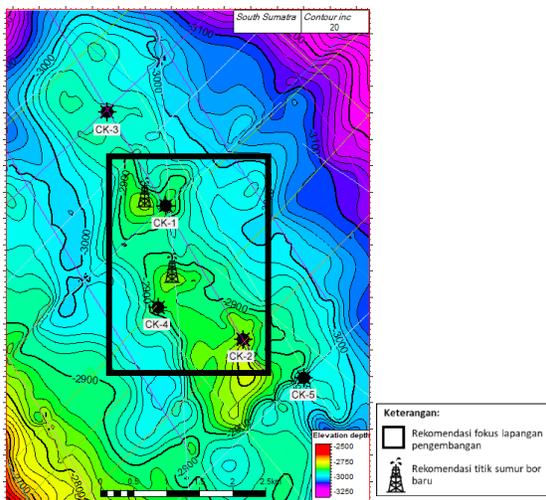
Kemenurusan pola penebalan lapisan reservoir sama dengan pola penebalan lapisan formasi yaitu ke arah barat laut dan timurlaut karena seluruh lapisan Formasi Baturaja cenderung termasuk kedalam zona reservoir. Oleh karena itu, arah pengembangan lapangan selanjutnya dapat dilakukan ke arah barat laut atau timurlaut daripada ke arah selatan.

Hasil analisis korelasi (Gambar 11) fasies didapatkan bahwa rekomendasi titik pengeboran baru dapat difokuskan di jalur antara sumur CK-3 – CK-1 – CK-4 – CK-2 yaitu pada bagian tengah lapangan karena diantara sumur tersebut terdapat penyebaran fasies *Packstone 2*, *Wackestone 2*, dan *Packstone 3 (Upper Baturaja)*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa daerah untuk titik sumur bor pengembangan lapangan selanjutnya difokuskan pada bagian tengah lapangan terbukti oleh keberadaan ketebalan *net pay* yang baik. Selain itu, titik pengeboran dekat sumur CK-5 tidak direkomendasikan karena ketebalan *net pay* di sumur CK-5 tipis dan fasies *Packstone 2*, *Wackestone 2*, dan *Packstone 3* dari sumur CK-2 tidak menerus ke CK-5. Hal tersebut terbukti pada hasil perhitungan *net pay* dimana sumur CK-5 memiliki ketebalan yang paling tipis dibandingkan sumur lainnya.



Gambar 9 Fokus untuk lapangan pengembangan selanjutnya berada dibagian tengah Lapangan CK dilihat dari penampang model fasies relatif baratlaut - tenggara

Berdasarkan hasil analisis tersebut maka titik rekomendasi sumur pengembangan lapangan selanjutnya untuk mendapatkan cadangan migas sebaiknya berada pada zona tinggian atau puncak antiklin. Karena zona antiklin adalah lipatan keatas pada lapisan batuan seperti lengkungan kubah di sebuah bangunan. Minyak dan gas bermigrasi ke lapisan berpori dan permeabel terlipat yang naik keatas sehingga minyak dan gas tidak dapat lolos karena lapisan di atasnya adalah lapisan *impermeable* (Baker Hughes INTEQ, 1996). Demikian, titik tersebut berada pada dekat CK-1 dan CK-4 (Gambar 12).



Gambar 10 Zona prospek untuk penentuan titik sumur bor selanjutnya dan rekomendasi titik sumur bor

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

- Berdasarkan hasil analisis fasies dan elektrofasis dengan pola bell, funnel, dan cylindrical diindikasikan terdapat 5 fasies, yaitu (1) Fasies *Packstone 1*, (2) Fasies *Wackestone 1*, (3) Fasies *Packstone 2*, (4) Fasies *Wackestone 2*, (5) Fasies *Packstone 3*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa pertumbuhan karbonat Lapangan CK berada pada lingkungan pengendapan *back reef inner – outer lagoon* (Pomar, 2004) yang terbentuk akibat perubahan muka air laut yang intensif sedangkan

menurut Nichols (2009) termasuk kedalam zona *inner ramp*.

- Hasil analisis kuantitatif perhitungan petrofisika (volume *shale*, porositas efektif, dan saturasi air) *net pay* pada setiap sumur didapatkan (Tabel 8):

Tabel 8 parameter petrofisika Lapangan CK

Sumur	Vsh (%)	Φ (%)	Sw (%)	Sh (%)	NTG (%)	Net Pay (ft)
CK-1	3	25	35	65	79	139,5
CK-2	4	25	34	66	47	98
CK-3	3	27	30	70	35	85
CK-4	3	29	26	74	71	120
CK-5	5	27	40	60	16	29,5

- Berdasarkan pengamatan zonasi potensi hidrokarbon dari perhitungan dengan petrofisika, didapatkan bahwa zona kandungan hidrokarbon potensial berada pada Fasies *Packstone 2*, *Wackestone 2*, dan *Packstone 3*
- Arah pengembangan lapangan selanjutnya dapat difokuskan ke arah barat laut atau timurlaut daripada ke arah selatan. Rekomendasi lapangan sumur bor difokuskan pada bagian tengah daerah penelitian karena hasil korelasi elektrofasis menunjukkan fasies *Packstone 2*, *Wackestone 2*, dan *Packstone 3* menyebar di daerah tersebut.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada PT Medco Energi yang telah mengizinkan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G.B. 1982. Basic Well Log Analysis for Geologists. Oklahoma: AAPG, Methods in Exploration Series.
- Baker Hughes INTEQ. 1996. Surface Logging Systems. United States of America.
- De Coster, G.L. 1974. The Geology of the Central and South Sumatera Basin. Proceeding Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention.
- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. American Association of Petroleum Geologists Memoir, p. 108-121.
- Dwiyono, I. F., & Winardi, S. 2014. Kompilasi metode water saturation dalam evaluasi formasi. In Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7, Yogyakarta (pp. 30-31).
- Ellis, D.V. dan Julian, M. 2008. Well Logging For Earth Scientist 2'nd Edition. Dordrecht, The Netherland : Springer
- Ginger, D., dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin. Proceeding 30th Annual Convention and Exhibition.
- Harsono, Adi. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Jakarta : Schlumberger Oilfield Service
- Kendall. 2003. Carbonate and Relatives Change in Sea Level. Mar. Geol. 44
- Koesoemadinata, R.P. 1978. Geologi Minyak dan Gas Bumi. Bandung: ITB.
- Krygowski, D. 2012. Archie, Hingle, and Pickett Plot: Determining Fluid Saturation for Fun and Profit. The Discovery Grup. Inc. Colorado.
- Miall, Andrew D. 2010. The Geology of Stratigraphic Sequence, 2nd edition. London: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Nichols, G. 2009. Sedimentology and Stratigraphy. John Wiley & Sons.
- Parsaulian, G. E., Mohamad, U. M. F., & Indriyanto, Y. 2018. Fasies pengendapan batuan karbonat formasi baturaja di lapangan gs, sub cekungan jambi, sumatra selatan. Geoscience Journal, 2(5), 426-440.
- Pomar, Luis. 2004. Cabonate Facies Architecture. Diakses melalui tautan <http://sepnmstrata.org> (diakses 23 Februari 2022)
- Rider, M. 2002. The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Rider-French Consulting Ltd. Scotland.
- Schon, J. 2015. Basic Well Logging and Formation Evaluation-eBooks and textbooks from bookboon.com