

**ZONA PERSEBARAN RESERVOIR HIDROKARBON
INTERVAL BATUPASIR TELISA UMUR MIOSEN AWAL
PADA LAPANGAN RIDHO-CAHYA,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Ridho Cahya Fajar Sugiharto^{1*}, Ildrem Sjafri¹, Reza Mohammad Ganjar Gani¹,
Yusi Firmansyah¹**

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: ridho19001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Penelitian dilakukan pada interval reservoir Batupasir Telisa lapangan Ridho-Cahya yang merupakan reservoir produktif setelah Formasi Baturaja dan Talang Akar pada Cekungan Sumatera Selatan. Formasi Batupasir Telisa merupakan formasi dengan karakteristik reservoir yang padat dan memiliki permeabilitas di bawah <1 mD. Penelitian dilakukan untuk menentukan persebaran reservoir dengan menentukan litostratigrafi, jenis fasies dan perhitungan analisis petrofisika berdasarkan data dari 21 sumur penelitian. Hasil analisis batuan inti menunjukkan bahwa litofasies penyusun reservoir Batupasir Telisa adalah 3 litofasies yaitu: batupasir halus laminasi, batupasir halus berlumpur *hummocky cross stratified*, dan batulempung berlembar. Berdasarkan analisis batuan inti, dan elektrofases, asosiasi fasies pada interval reservoir Batupasir Telisa diinterpretasikan berada pada lingkungan pengendapan *Lower Shoreface* pada sistem laut dangkal menunjukkan arah umum pengendapan Barat Daya – Timur Laut. Nilai properti reservoir batupasir telisa di Lapangan Ridho adalah volume serpih berkisar antara 11,2% - 32,7%, porositas efektif berkisar antara 16,3% - 28%, dan saturasi air berkisar antara 27,5% - 52,6%. Nilai properti reservoir batupasir telisa pada di Lapangan Cahya adalah volume serpih berkisar antara 8,7% - 24,3%, porositas efektif berkisar antara 13,1% - 25,6%, dan saturasi air berkisar antara 28,4% - 52%. Rekomendasi pengerjaan Lapangan Ridho-Cahya dapat disimpulkan bahwa pada Lapangan Ridho memiliki persebaran reservoir baik pada bagian timur sedangkan untuk Lapangan Cahya memiliki persebaran reservoir baik pada bagian timur laut. Pengerjaan tahap produksi pada Interval Reservoir Batupasir Telisa adalah pengerjaan rekahan hidrolik untuk mengatasi permasalahan formasi batupasir yang rapat. Alternatif lain adalah dilakukan pembuatan sumur horizontal. Namun kedua rekomendasi ini perlu dilakukan studi lanjut guna menentukan metode paling sesuai untuk mencapai *recovery factor* terbaik dan mempertimbangkan aspek lain seperti biaya dan geomekanika minyak & gas bumi.

Kata kunci: Batupasir Telisa, Cekungan Sumatera Selatan, Asosiasi Fasies, Lower Shoreface, Persebaran Reservoir.

ABSTRACT

The study was conducted at the Telisa sandstone reservoir intervals of the Ridho-Cahya field which is a productive reservoir after the Baturaja and Talang Akar Formations in the South Sumatra Basin. The Telisa Sandstone Formation is a formation with tight reservoir characteristics and has a permeability below <1 mD. The study was conducted to determine the distribution of the reservoir by determining lithostratigraphy, facies types and calculation of petrophysical analysis based on data from 21 research wells. The results of core rock analysis show that the lithofacies that make up the Telisa Sandstone reservoir are 3 lithofacies namely: finely laminated sandstone, finely muddy hummocky cross stratified sandstone, and sheety claystone. Based on core rock analysis, and electrofacies, the facies associations at the Telisa Sandstone reservoir interval are interpreted to be in the Lower Shoreface depositional environment of the shallow marine system indicating a general direction of deposition from Southwest – Northeast. Reservoir property values for telisa sandstones in the Ridho Field are shale volume ranging from 11.2% - 32.7%, effective porosity ranging from 16.3% - 28%, , and water saturation ranged from 27.5% - 52.6%. Reservoir property values for Telisa sandstones in the Cahya Field are shale volume ranging from 8.7% - 24.3%, effective porosity ranging from 13.1% - 25.6, and water saturation ranged from 28.4% - 52%. It can be recommend that the Ridho-Cahya Field has a good reservoir distribution in the eastern part, while the Cahya Field has a good reservoir distribution in the northeast. Recommended work on the production phase at the Telisa Sandstone Reservoir Interval is hydraulic fracturing to overcome the problem of tight sandstone formations. Another alternative is to make horizontal wells. However, these two recommendations need further study to determine the most suitable method to achieve the best recovery factor and consider other aspects such as costs and oil & gas geomechanics.

Keywords: *Telisa Sandstone, South Sumatra Basin, Facies Association, Lower Shoreface, Reservoir Distribution*

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Selatan dikenal sebagai cekungan matang, dan memiliki potensi hidrokarbon yang signifikan, dengan keberadaan *early mature oil* dan *mature oil* yang melimpah. Setelah diproduksi reservoir hidrokarbon Baturaja dan Talang Akar, ditemukan reservoir di interval batupasir Telisa yang terbukti *Proven & favorable reservoir*. Formasi ini cenderung memiliki butiran batupasir yang halus dan memiliki porositas yang baik, sehingga memungkinkan akumulasi hidrokarbon dalam jumlah substansial. Batupasir telisa dicirikan dengan keberadaannya diapit oleh Formasi Gumai (Telisa Shale). Namun salah satu tantangan dalam formasi ini yaitu Batupasir Telisa termasuk batupasir yang rapat. Hal ini telah dibuktikan dalam berbagai uji coba yang dilakukan. Diperlukan adanya teknik khusus untuk optimalisasi pengembangan produksi pada interval batupasir telisa. Pada cekungan ini, terdapat Lapangan Ridho-Cahaya yang merupakan lapangan produksi untuk interval batupasir telisa.

Formasi ini diendapkan dekat dengan garis pantai pada fase selama post-rift Cekungan Sumatera Selatan dan menjadi salah satu target pengembangan di Cekungan Sumatera Selatan. Sehingga diperlukan analisis fasies pada reservoir interval batupasir telisa menggunakan metode batuan inti, mudlog dan log sumur, dapat dilakukan untuk menentukan area prospek dan selanjutnya dapat dijadikan rekomendasi untuk tujuan optimasi pengembangan lapangan.

GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Sumatera Selatan merupakan bagian dari Cekungan back arc di bagian barat dari Sundaland dengan umur sekitar Pliosen – Miosen Tengah. Cekungan Sumatera Selatan dengan luas 330 x 510 berbatasan berbatasan di bagian

timur laut dengan paparan sunda (Sunda Shelf), bagian tenggara dengan tinggian lampung (Lampung High), bagian barat daya dengan bukit barisan, dan bagian barat laut dengan pegunungan dua belas & Tiga Puluh. Pembentukan Cekungan Sumatra Selatan dapat diurutkan berdasarkan 3 fase *megasequences*, yaitu: *Syn-Rift Megasequence*, *Post-Rift Megasequence*, dan *Syn-Orogenic / Inversion Megasequence*.

Tektonik Regional

Berdasarkan tektonostratigrafinya, pergerakan tektonik pada Cekungan Sumatra Selatan mulai berkembang pada Tersier dan ditandai dengan adanya *Continental Wrench* dan *Continental Margin Sag* pada busur belakang Cekungan Sumatra Selatan. Urutan evolusi dan pergerakan tektonik pada Cekungan Sumatra Selatan yaitu:

- Evolusi Tektonik pada umur Paleozoik – Mesozoik.
Endapan sedimen yang berada pada umur tersebut bermetamorfosa, terlipat, dan terpatahkan menjadi bongkahan struktur. Pada evolusi ini, terdapat pula intrusi batolit granit yang menjadi pola dasar pada struktur cekungan. Evolusi ini membentuk sesar geser dengan arah barat laut – tenggara. Evolusi ini berkaitan dengan pembentukan *Sundaland*.
- Evolusi Tektonik pada umur Kapur Akhir.
Fase ekstensi pada Cekungan Sumatra Selatan ini membentuk *graben* dan *horst* yang berarah utara – selatan. Evolusi ini terjadi bersamaan dengan adanya hasil orogenesis berumur Mesozoik dan hasil pelapukan batuan berumur Pra-Tersier sehingga membentuk struktur tua yang mengontrol pembentukan Formasi Pra-Talang Akar.
- Evolusi Tektonik pada Pliocene – Pleistocene.
Fase kompresi yang menyebabkan adanya perubahan pengendapan

menjadi regresi. Terjadi pembentukan struktur perlipatan dan sesar yang terlihat pada konfigurasi geologi saat ini.

Stratigrafi Regional

Cekungan Sumatra Selatan disusun oleh beberapa formasi seperti Formasi Lahat dan Lemat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Formasi tersebut tersusun seperti pada (**Gambar 1**). Objek dari penelitian ini adalah Formasi Batupasir Telisa.

Petroleum System Cekungan Sumatra Selatan

Berdasarkan *petroleum system*nya, Cekungan Sumatra Selatan memiliki *petroleum system* yang lengkap, yaitu:

- Batuan Induk (*source rock*)
Hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Selatan dipercaya berasal dari lakustrin pada Formasi Lahat dan sisipan serpih di batubara pada Formasi Talang Akar (Sarjono & Sardjito, 1989).
- Batuan Reservoir (*reservoir*)
Beberapa formasi yang dapat dijadikan reservoir pada Cekungan Sumatra Selatan adalah Formasi Talang Akar, Baturaja, dan Telisa. Penelitian ini berfokus pada Formasi Baturaja sebagai reservoir.
- Batuan Penutup (*seal*)
Batuan penutup pada Cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan serpih yang cukup tebal yang berada tepat diatas Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai.
- Jebakan Hidrokarbon (*trap*)
Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh antiklin yang berasal dari arah barat laut – tenggara, sehingga menjadi jebakan yang pertama ditemukan. Selain itu, adanya struktur yang dikontrol oleh sesar naik dan pengangkatan akhir

Pegunungan Barisan juga mempengaruhi jebakan hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Selatan.

- Migrasi (*generation and migration*)
Migrasi hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Selatan terjadi secara vertical dan horizontal oleh batuan pada Formasi Lahat, Talang Akar, dan beberapa kasus pada Formasi Baturaja.

TINJAUAN PUSTAKA

A. LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN FASIES SEDIMEN

Lingkungan pengendapan adalah permukaan atau tempat akumulasi serangkaian aktivitas fisik, kimia, dan biologi terhadap area lingkungan kontak secara langsung terhadap batasan yang ada disekitarnya (Selley, 1985). Fasies sedimen merupakan produk dari lingkungan pengendapan, karena itu dalam melakukan interpretasi lingkungan pengendapan suatu batuan sedimen dapat digunakan parameter-parameter fasies

Geometri Fasies dari Analisis Data Elektrofasis

Geometri merupakan bentukan fasies secara lateral maupun secara vertikal, umumnya geometri tergantung dari proses pengendapan yang berlangsung pada lingkungan pengendapannya. Geometri fasies dapat dicirikan oleh respon log sinar gamma. Menurut Walker dan James (1992), tanpa adanya data batuaninti, penentuan fasies pada *subsurface* tidak tepat sehingga pada penelitian ini bersifat menduga berdasarkan bentuk kurva log karena memiliki kemiripan dengan suksesi perubahan ukuran butir. Pola log ini dibagi menjadi 5 tipe pola menurut Kendal dkk, (2003), : *Cylindrical shape (blocky pattern)*, *funnel shape*, *bell shape*, *symmetrical shape (crescentic pattern)* dan *serraated shape (irregular pattern)*.

Deskripsi Batuan Sedimen

Deskripsi batuan sedimen termasuk

pada litologi yang dibentuk oleh ukuran butir, sortasi, bentuk, dan tekstur yang akan mencirikan tingkat energi dan proses sedimentasi yang ada pada lingkungan pengendapan. Struktur sedimen dalam lingkungan pengendapan dapat memberikan indikasi dari kedalaman, level energi, kecepatan hidrolik dan arah arus. Struktur sedimen dapat dibagi menjadi *pre-depositional sedimentary structure*, *syn-depositional sedimentary structure*, *post-depositional sedimentary structure* dan *biogenic structure* (fosil jejak) (Selley, 1985). Kehadiran fosil jejak atau bioturbasi dapat mencirikan suatu sub-lingkungan pengendapan tertentu

Lingkungan Pengendapan *Shoreface*

Kompleks *Shoreface* terdiri dari sedimen yang curam ke arah laut yang membentang dari tanda surut hingga hampir datar pada bagian laut dalam, biasanya berukuran sekitar 10–20 m kedalaman air. *Shoreface* dapat terjadi di pantai regresif dan transgresif. Pengaturan muka pantai didominasi oleh energi gelombang. *Shoreface* dibagi menjadi tiga sub lingkungan (dari ke arah laut ke arah darat): *Upper*, *Middle*, dan *Lower Shoreface*. Itu batas-batas antara zona-zona ini, dan antara muka pantai bawah dan lepas pantai, tidak selalu ditentukan dengan jelas (Reinson, 1984). Misalnya, dengan dominasi badai yang lebih besar, dasar gelombang efektif diturunkan ke kedalaman mendekati dasar gelombang badai.

B. Log Sumur

Untuk mengetahui nilai fisik batuan, salah satu cara yang dapat dilakukan adalah dengan melakukan analisis log sumur / *well logging*. Dari data log sumur tersebut, analisis petrofisika dapat dilakukan untuk mengetahui porositas dan saturasi air pada suatu formasi. Terdapat tiga tipe log yang digunakan dalam melakukan analisis petrofisika, yaitu:

- **Log Spontaneous Potential (SP)**

Log ini bekerja dengan memberikan *record* dari perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat dalam lubang bor.

- **Log Resistivitas**

Log ini digunakan untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori di sepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Resistivitas terbagi menjadi 3 jenis berdasarkan pengukurannya, yaitu: *resistivity shallow*, *resistivity medium*, dan *resistivity deep*.

- **Log Gamma Ray**

Log ini digunakan untuk mendapatkan nilai radioaktif alami pada batuan. Unsur radioaktif yang terbaca oleh log ini adalah Thorium (Th), Potassium (K), dan Uranium (U). Log ini juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan melakukan korelasi antar formasi

- **Log Density**

Densitas yang diukur oleh log ini adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan, termasuk kandungan fluida yang terdapat pada pori batuan tersebut..

- **Log Neutron**

Log Neutron adalah log yang termasuk dalam kategori Nuclear Log yang dilakukan untuk mendapatkan nilai konsentrasi hidrogen ada formasi dan mengukur porositas dengan cara mengukur indeks hidrogen pada pori-pori batuan. Semakin berpori batuan, maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi pula indeks hidrogennya.

▪ Log Sonic

Log Sonic adalah log yang termasuk dalam *Acoustic Log* yang berfungsi untuk mengukur kelambatan / jeda waktu dari batuan pada formasi. Log ini berfungsi untuk mengukur waktu yang diperlukan gelombang suara yang berasal dari *transmitter*, kemudian bergerak pada formasi, hingga gelombang diterima kembali oleh *receiver*.

C. Interpretasi Petrofisika

Kandungan Lempung (*Vshale*) atau Kandungan Serpih (*VClay*)

Dalam melakukan analisis petrofisika, perhitungan *Vshale* atau *VClay* adalah hal yang penting untuk dilakukan sebelum melakukan perhitungan lainnya. Perhitungan *Vshale* / *VClay* yang pertama dilakukan adalah dengan menggunakan log *gamma ray*, dengan rumus:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots(1)$$

$$I_{GR} = Vshale \dots\dots\dots(2)$$

di mana;

Vshale = kandungan serpih

I_{GR} = Index *Gamma ray*

GR_{log} = nilai *gamma ray* pada formasi

GR_{min} = nilai *gamma ray* terkecil pada formasi (pada litologi batu pasir atau karbonat)

GR_{max} = nilai *gamma ray* terbesar pada formasi (pada litologi *shale*)

Porositas Efektif (PHIE)

Sebelum mendapatkan nilai porositas efektif, diperlukan mengetahui nilai porositas total pada formasi tersebut. Porositas total adalah perbandingan keseluruhan ruang kosong yang ada pada batuan terhadap volume batuan. Porositas total dan porositas efektif pada batuan dapat diukur dengan menggunakan persamaan berikut:

▪ Log Densitas (RHOB)

Porositas Total:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \dots\dots\dots(3)$$

Porositas Efektif:

$$\phi_{Deff} = \phi_D - (Vsh \times \phi_D) \dots\dots\dots(4)$$

di mana:

ϕ_D = Porositas berdasarkan nilai densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks

ρ_b = Densitas formasi

ρ_{fl} = Densitas fluida

▪ Log Neutron (NPHI)

Porositas total:

$$\phi_N = (1.02 \times N_{log}) + 0.0425 \dots\dots\dots(5)$$

Porositas efektif :

$$\phi_{Neff} = \phi_N - (Vsh \times Neutron Shale) \dots\dots\dots(6)$$

di mana:

ϕ_N = Porositas berdasarkan nilai neutron

N_{log} = Nilai neutron pada formasi

Neutron Shale = Nilai neutron pada formasi yang paling *shaly*

Persamaan yang digunakan pada penelitian ini adalah perhitungan berdasarkan Log Neutron dan Density

Saturasi Air (Sw)

Saturasi merupakan jumlah pori dalam batuan yang terisi oleh *liquid*, seperti hidrokarbon dan air. Biasanya nilai saturasi ditampilkan dalam bentuk persentase. Perhitungan saturasi air digunakan untuk mengetahui saturasi hidrokarbon yang terkandung dalam formasi.

$$S_h = 1 - S_w \dots\dots\dots(7)$$

Perhitungan saturasi air memiliki

banyak metode perhitungan,

bergantung dengan kandungan lempung, lingkungan pengendapan, dan faktor lainnya, persamaan tersebut adalah :

▪ Persamaan Archie (1963)

$$SW_{Archie} = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots(8)$$

- Persamaan Simandoux

$$SW_{Simandoux} = \frac{a \times R_w}{2 \times \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \times \phi^m}{a \times R_w \times R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \dots \dots (9)$$

$SW_{Indonesia} =$

$$\left\{ \frac{\sqrt{\frac{R_t}{V_{sh}(1-0.5 \times V_{sh})}}}{\left(\frac{V_{sh}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \sqrt{\frac{\phi^{2n}}{a \times R_w}}} \right\}^{(2/n)} \dots \dots (10)$$

dimana:

Sw = Saturasi air

a = *Turtuosity Factor*, Nilai pergerakan fluida pada batuan (1)

m = *Cementation Exponent*, Nilai padatan batuan (1.5 – 2.5)

n = *Saturation Exponent*, Nilai kemampuan batuan menerima fluida (1.8 – 2.0)

R_w = Resistivitas air pada formasi R_t = *True Resistivity* pada formasi

ϕ = Porositas

R_{sh} = Resistivitas *shale* pada formasi

V_{sh} = Volume *shale* pada formasi

Pada penelitian ini, persamaan yang digunakan sebagai perbandingan saturasi air adalah Archie, Simandoux, dan Indonesia.

METODE PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui persebaran zona reservoir pada lapangan ‘Ridho- Cahya’. Untuk mencapai tujuan tersebut, maka penelitian ini diawali oleh studi pustaka dan tahap pengumpulan data, selanjutnya, dilakukan tahap pengolahan data sehingga terbentuklah analisis sebagai berikut:

Analisis Fasies

Analisis ini terdiri dari analisis lithofasies dari batuan inti dan analisis elektrofases dari data log sehingga didapatkan jenis fasies dan lingkungan pengendapan pada lapangan ‘Ridho Cahya’. Jenis fasies dan lingkungan pengendapan yang didapatkan diasosiasikan sehingga dapat menghasilkan fasies interval batupasir telisa.

Korelasi Marker Litostratigrafi

Korelasi data log dilakukan dengan korelasi marker litostratigrafi *Bottom Gumai*, *Top Batupasir Telisa*, *Bottom Batupasir Telisa*, *Top Baturaja*. Korelasi ini sebagai gambaran pengendapan dan kondisi geologi yang terjadi pada daerah penelitian.

Analisis Petrofisika

Analisis ini terdiri dari perhitungan sifat fisik batuan seperti volume serpih, porositas, dan saturasi air untuk melakukan validasi dari interpretasi yang dilakukan sebelumnya dan menentukan kontak fluida sebagai penentu dalam pemetaan bawah permukaan

Pemetaan Bawah Permukaan

Setelah didapatkan data korelasi dan analisis petrofisika, selanjutnya dilakukan pembuatan peta penggambaran 2D dari daerah penelitian. Peta yang akan disusun yaitu peta ketebalan *gross-sand* dan *net sand*, peta porositas batuan, peta saturasi air, dan peta *Netpay*. Setelah dibuat peta 2D, lalu dibuat mekanisme pembentukan lapangan dan rekomendasi untuk pengembangan lapangan berdasarkan data yang ada.

HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Fasies dan Elektrofases Daerah Penelitian

Analisis fasies pada daerah penelitian berfokus pada batuan inti Sumur RC-106, RC-203, RC-224, RC-232, kemudian dilakukan korelasi berdasarkan data elektrofases pada sumur di sekitar sumur yang memiliki data batuan inti. Data pendukung yang digunakan adalah data *mud log*.

Batupasir Halus Laminasi

Litofasies ini menjadi kandidat reservoir yang baik pada Formasi Batupasir Telisa pada lapangan ‘Ridho- Cahya’. Tekstur dari fasies ini cenderung

halus-sangat halus. Terdapat struktur laminasi dan bioturbasi. Kesimpulan awal lingkungan pengendapan berdasarkan fasies didukung oleh hasil analisis elektrofases dari sumur ini. Teramati bentuk *Cylindrical Shape* yang mengindikasikan adanya aggrading, sehingga lingkungan pengendapan yang dapat disimpulkan berada pada lingkungan muka air laut sedang stabil dan berada pada lingkungan transisi karena struktur laminasi

Batupasir Halus Berlumpur *Hummocky Cross-Stratified*

Litofasies ini menjadi penciri utama Lingkungan *Lower Shoreface* pada Formasi Batupasir Telisa pada lapangan 'Ridho-Cahya'. Tekstur dari fasies ini cenderung sangat halus. Kenampakan pada fasies ini sudah bercampur dengan batulempung. Kesimpulan awal lingkungan pengendapan berdasarkan fasies didukung oleh hasil analisis elektrofases dari sumur ini. Teramati bentuk *Funnel Shape* yang mengindikasikan adanya kenaikan muka air laut.

Batulempung Berlembar (Shale)

Litofasies ini menjadi penciri berakhirnya Formasi Batupasir Telisa pada lapangan 'Ridho-Cahya'. Tekstur dari fasies ini cenderung batulempung. Kesimpulan awal lingkungan pengendapan berdasarkan fasies didukung oleh hasil analisis elektrofases dari sumur ini. Teramati bentuk *Funnel Shape* yang mengindikasikan adanya kenaikan muka air laut

B. Korelasi Litostratigrafi

Pada penelitian ini, korelasi litostratigrafi dibatasi hanya pada interval penelitian yaitu interval Reservoir Batupasir Telisa atau batas *Bottom Gumai* (BG) sampai dengan *Top Baturaja* (TB). Terdapat 21 sumur yang dikorelasikan dengan menggunakan lima jalur korelasi

dengan empat arah korelasi. Keempat arah korelasi tersebut adalah jalur korelasi Barat laut - Tenggara sebanyak dua jalur, jalur korelasi Barat Daya – Timur Laut sebanyak satu jalur, jalur korelasi Utara - Selatan sebanyak satu jalur, jalur korelasi Barat - Timur sebanyak satu jalur. Berdasarkan geologi regional Cekungan Sumatera Selatan, arah sedimentasi berlangsung dari arah barat daya menuju timur laut dan berdasarkan analisis peta *Isopach* didapatkan bahwa arah sedimentasi berlangsung Barat daya menuju timur laut. Oleh karena itu, arah korelasi Barat laut - tenggara digolongkan sebagai *strike section*, sementara arah korelasi Barat daya – timur laut digolongkan sebagai *dip section*.

Dari hasil korelasi fasies, diperoleh hasil bahwa fasies yang telah dijelaskan sebelumnya secara lateral memiliki penyebaran yang relatif membentuk *bar*.

C. Petrofisika Daerah Penelitian

Perhitungan *V_{Shale}*

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka nilai volume serpih dari masing-masing sumur adalah

Tabel 1. Perhitungan Volume Serpih

Sumur	Rata- Rata Volume Serpih (%)
RC-016	28.1
RC-018	32.7
RC-029	20.4
RC-031	24
RC-049	32
RC-089	24.3
RC-092	14.6
RC-096	26.1
RC-106	20.7
RC-128	16.9
RC-152	18.2
RC-203	20.6
RC-204	23.6
RC-224	11.2
RC-232	15.4
RC-232	17.6
RC-257	7
RC-262	8.7
RC-273	15.3
RC-301	16.1
RC-303	16.2

Perhitungan Porositas Efektif

Formasi penelitian adalah Formasi Batupasir Telisa yang memiliki litologi dominan batupasir, maka densitas matriks yang digunakan adalah densitas

batupasir yaitu 2,65. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka nilai porositas dari masing-masing sumur adalah:

Tabel 2. Perhitungan Porositas Batuan

Sumur	Rata- Rata Porositas Batuan (%)
RC-016	21.7
RC-018	16.3
RC-029	14.6
RC-031	22.7
RC-049	24.3
RC-089	13.1
RC-092	18.6
RC-096	22.4
RC-106	23.1
RC-128	26.3
RC-152	17.9
RC-203	28
RC-204	21.4
RC-224	20.1
RC-232	22.9
RC-232	21.2
RC-257	25.8
RC-262	25.6
RC-273	17.7
RC-301	24.2
RC-303	20.8

Perhitungan Saturasi Air

Pada penelitian ini, perhitungan saturasi air dengan 3 metode, yaitu perhitungan saturasi air dengan metode Archie, metode Simandoux, dan metode Indonesia. Berdasarkan data dari *Special Core Analysis*, Nilai a yang digunakan adalah 1, nilai m yang digunakan adalah 1.8, sedangkan nilai n yang digunakan adalah 1.8. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka nilai porositas dari masing-masing sumur adalah

Tabel 3. Perhitungan Saturasi Air

Sumur	Rata-Rata Saturasi Air (%)
RC-016	31.1
RC-018	35.5
RC-029	46.2
RC-031	24.1
RC-049	32.9
RC-089	52
RC-092	48.2
RC-096	39.4
RC-106	38.7
RC-128	52.6
RC-152	33.2
RC-203	33.2
RC-204	27.5
RC-224	30.6
RC-232	30.3
RC-232	31.6
RC-257	35.6
RC-262	29.9
RC-273	44.4
RC-301	28.4
RC-303	39.4

Penentuan Kontak Fluida

Pada Lapangan Ridho, terdapat jenis kontak fluida berupa LTO. Data LTO didapat dari hasil tes produksi yang sudah dilakukan bahwa pada kedalaman -2851 TVDSS sudah 99% WC (Water Content) yang menandakan bahwa pada kedalaman tersebut sudah mengandung air.

Pada Lapangan Cahya, terdapat jenis kontak fluida berupa *Oil Water Contact* (OWC). Data OWC didapat dari data *completion log* yang menyertakan terdapat batas antara air dan minyak pada kedalaman - 2629 TVDSS.).

Nilai Cut-off

Dari hasil analisis histogram ditentukan nilai *Cut-Off* untuk Lapangan Ridho yaitu *Volume Shale* sebesar 0.25, porositas batuan sebesar 5%, Saturasi air sebesar 59%. Sedangkan untuk Lapangan Cahya yaitu *Volume Shale* sebesar 40%, porositas batuan 5,5%, dan saturasi air sebesar 59%.

Pemetaan Bawah Permukaan

Hasil dari pemetaan bawah permukaan didapat bahwa rekomendasi pengerjaan Lapangan Ridho-Cahya berdasarkan pemetaan bawah permukaan yaitu Peta *Isopach*, Peta *Net sand*, Peta Porositas

Batuan, Peta Saturasi Air, dan Peta Net Oil Pay. Hasil pemetaan dapat disimpulkan bahwa pada Lapangan Ridho memiliki persebaran reservoir baik pada bagian timur sedangkan untuk Lapangan Cahya memiliki persebaran reservoir baik pada bagian timur laut. Pengerjaan tahap produksi pada Interval Reservoir Batupasir Telisa adalah dengan pengerjaan *Fracking / Hydraulic Fracturing job* untuk mengatasi permasalahan formasi batupasir yang rapat (*Tight Formation*). Selain dilakukan *Fracking*, dapat dilakukan pembuatan *horizontal well*. Namun kedua rekomendasi ini perlu dilakukan studi lanjut guna menentukan metode paling sesuai untuk mencapai *recovery factor* terbaik dan mempertimbangkan aspek lain seperti biaya dan geomekanika minyak & gas bumi.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi yang telah dilakukan, dapat disimpulkan beberapa hal, sebagai berikut:

1. Litostratigraafi yang menyusun interval Reservoir Batupasir Telisa Lapangan Ridho-Cahya terbagi menjadi 4 yaitu *Bottom Gumai*, *Top Batupasir Telisa*, *Bottom Batupasir Telisa*, dan *Top Baturaja*.
2. Jenis fasies yang terdapat pada interval Reservoir Batupasir Telisa Lapangan Ridho-Cahya adalah fasies Lower Shoreface. Geometri fasies pada interval Reservoir Batupasir Telisa adalah Bar.
3. Nilai properti batuan reservoir Batupasir Telisa di Lapangan Ridho adalah volume serpih berkisar antara 11,2% - 32,7%, porositas efektif berkisar antara 16,3% - 28%, dan saturasi air berkisar antara 27,5% - 52,6%. Nilai properti batuan reservoir Batupasir Telisa di Lapangan Cahya adalah volume serpih berkisar antara 8,7% - 24,3%, porositas efektif berkisar antara 13,1% - 25,6%, dan

saturasi air berkisar antara 28,4% - 52%.

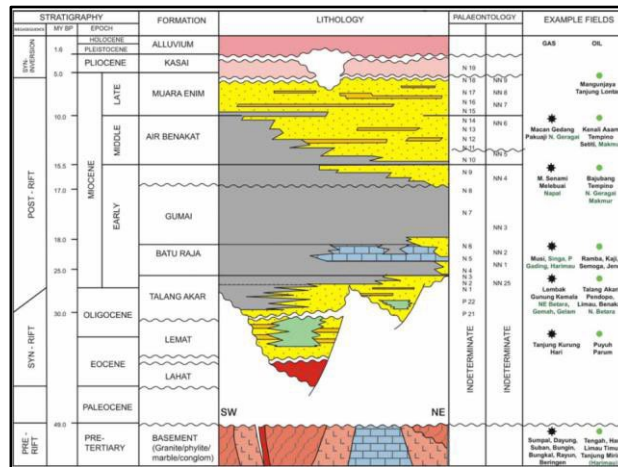
4. Rekomendasi pengerjaan Lapangan Ridho-Cahya berdasarkan pemetaan bawah permukaan yaitu Peta *Isopach*, Peta *Net sand*, Peta Porositas Batuan, Peta Saturasi Air, dan Peta Net Oil Pay. Hasil pemetaan dapat disimpulkan bahwa pada Lapangan Ridho memiliki persebaran reservoir baik pada bagian timur sedangkan untuk Lapangan Cahya memiliki persebaran reservoir baik pada bagian timur laut. Pengerjaan tahap produksi pada Interval Reservoir Batupasir Telisa adalah dengan pengerjaan *Fracking / Hydraulic Fracturing job* untuk mengatasi permasalahan formasi batupasir yang rapat (*Tight Formation*). Selain dilakukan *Fracking*, dapat dilakukan pembuatan *horizontal well*. Namun kedua rekomendasi ini perlu dilakukan studi lanjut guna menentukan metode paling sesuai untuk mencapai *recovery factor* terbaik dan mempertimbangkan aspek lain seperti biaya dan geomekanika minyak&gas bumi

DAFTAR PUSTAKA

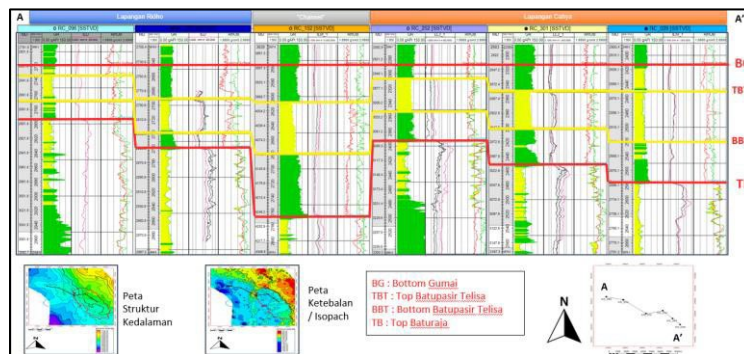
- Asquith, G. B., Gibson, C. R., Henderson, Steven., & Hurley, N. F. (2004). Basic well log analysis.
- Argakoesoemah, R. M. I. (2018). Telisa shallow marine sandstone as an emerging exploration target in Palembang High, South Sumatra Basin. 1(August 2005), 101–120.
- Kendall, C. G., Posamentier, H. W., Ross, C. A. dan Van Wagoner, J. C. (2003): Sea-Level Changes: An Integrated Approach:

- Tulsa, OK, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication No.42, 47-69.
- Koesoemadinata, R.P., 1980, Geologi Minyak dan Gas Bumi Jilid 1 Edisi ke II, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Selley, R.C., 1985, Ancient Sedimentary Environment, 3rd edition, Cornell University Press, New York
- Walker, R.G., and James, N.P., 1992, Facies Models : Respon to Sea Level

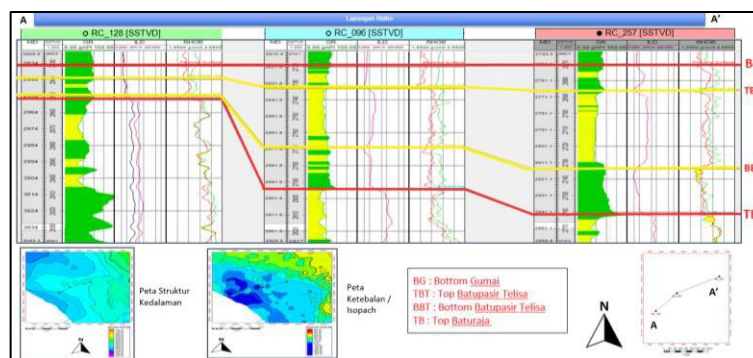
Zona Persebaran Reservoir Hidrokarbon Interval Batupasir Telisa Umur Miosen Awal Pada Lapangan Rdho-Cahaya, Cekungan Sumatera Selatan (Ridho)



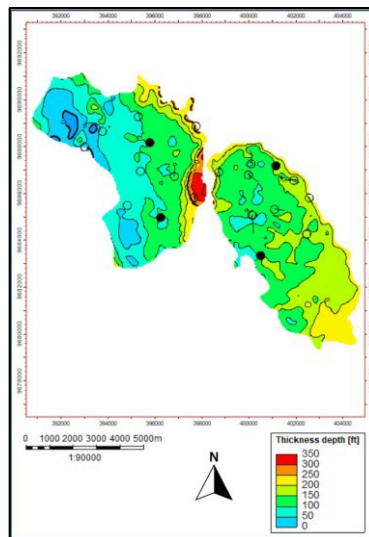
Gambar 1 Kolom stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (David Ginger, 2005).



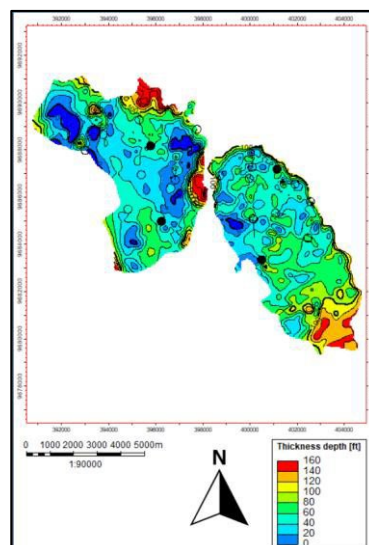
Gambar 2 Korelasi litostratigrafi arah Barat Laut-Tenggara (Strike Section)



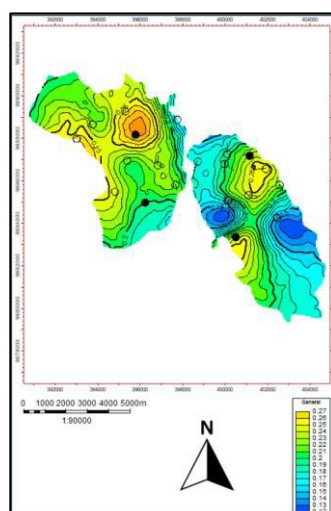
Gambar 3 Korelasi litostratigrafi arah Barat Daya – Timur Laut (Dip Section)



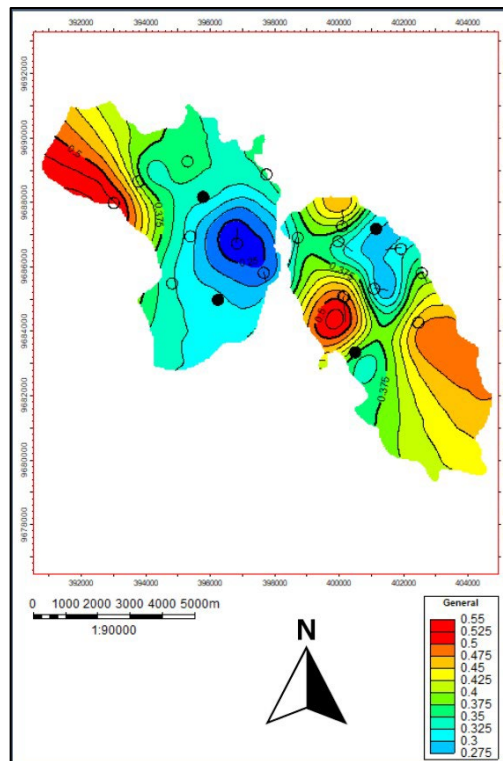
Gambar 4 Peta Isopach interval Reservoir Batupasir Telisa (BG-TB) fasies: *Lower Shoreface*



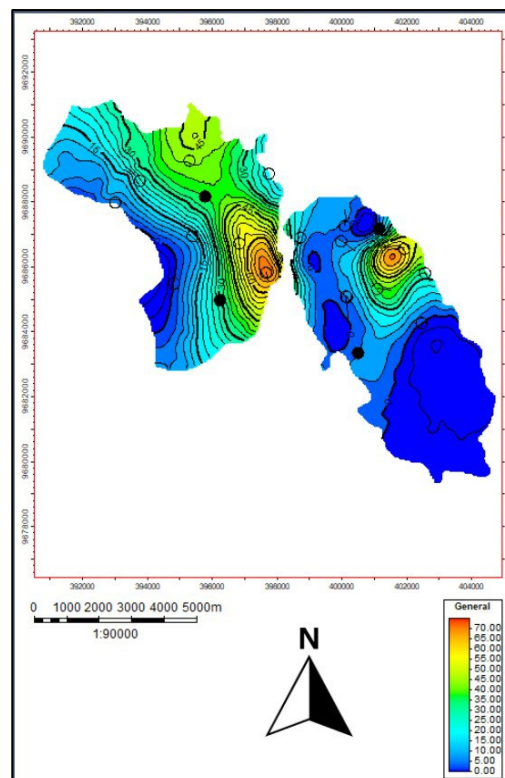
Gambar 5 Peta Netsand Lapangan Ridho-Cahya



Gambar 6 Peta Porositas Batuan Lapangan Ridho-Cahya



Gambar 7 Peta Saturasi Air Lapangan Ridho-Cahaya



Gambar 8 Peta Netpay Lapangan Ridho-Cahaya