

Artikel**Evaluasi Cadangan Reservoir menggunakan Data Log, Core, dan Seismik Lapangan MP, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan****Michael M.Pandia¹, Bagus Adhitya^{1*}, dan Jarot Wiratama²**¹Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi, Jl. Jambi-Ma. Bulian KM15, Mendalo Darat, Jambi, 36361²Program Studi Teknik Pertambangan, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi, Jl. Jambi-Ma. Bulian KM15, Mendalo Darat, Jambi, 36361

*Korespondensi : Bagusadhitya@unja.ac.id

Abstrak: Cekungan Sumatra Selatan adalah cekungan belakang busur Tersier yang terbentuk akibat interaksi Lempeng Indo-Australia dan Lempeng Eurasia. Cekungan ini merupakan salah satu cekungan yang memiliki potensi hidrokarbon di Indonesia. Lapangan penelitian MP fokus kepada formasi Talang Akar sebagai reservoirnya, terutama pada lapisan 3rd. Untuk meningkatkan laju produksi minyak, dapat dilakukan berbagai metode, salah satunya *Enhanced Oil Recovery*. Metode EOR ini adalah metode tersier di mana produksi dilakukan dengan injeksi material luar ke dalam formasi untuk meningkatkan laju produksi bila *Recovery Factor* sudah lebih dari 30% (sudah tidak bisa lagi menggunakan metode *primary* dan *secondary*). Untuk menentukan metode EOR yang cocok digunakan, perlu dilakukan *Screening Criteria*. *Screening Criteria* dapat dilakukan apabila karakteristik minyak dan formasi sudah diperoleh, di mana pada penelitian ini karakteristik minyak berupa data sekunder, sedangkan karakteristik formasi dianalisis sendiri. Melalui pemodelan 3D *grid* dan *cut-off* petrofisika, diperoleh nilai OOIP 42.3 MMSTB di lapisan 3rd. Setelah dicocokkan dengan data kumulatif produksi, dapat disimpulkan bahwa metode EOR dapat dilakukan di lapangan penelitian. Melalui proses *EOR Screening Criteria*, diperoleh bahwa metode EOR yang paling cocok diterapkan di lapangan penelitian adalah injeksi gas tercampur CO₂ dengan *value* 23.

Katakunci: 3D *Grid Modelling*, Petrofisika, Evaluasi Cadangan, *EOR Screening Criteria*.**PENDAHULUAN**

Produksi minyak konvensional yang umum digunakan sekarang ini tidaklah efektif. Umumnya, hanya 10-30% dari *Original Oil in Place* yang dapat diambil menggunakan metode konvensional, di mana sisanya terjebak di pori reservoir karena penurunan tekanan. Sisa minyak yang terjebak ini dapat diambil dengan melakukan injeksi fluida atau kimia lainnya ke dalam reservoir sebagai penunjang energi pengangkat pada reservoir. Metode ini disebut metode *tertiary recovery*, biasa disebut *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (Ayirala, 2002).

Karena banyaknya metode EOR, perlu dibuat suatu kriteria untuk menentukan apakah suatu lapangan tersebut cocok menggunakan metode EOR dan jenis metode apa yang akan digunakan dengan mempertimbangkan karakteristik reservoir dan biaya yang digunakan. Proses yang dilakukan untuk menentukan metode ini disebut *Screening Criteria*. *Screening criteria* digunakan untuk membantu *petroleum engineering* menentukan metode yang akan digunakan (Taber, Martindan Seright, 1997).

Oleh karena itu, dilakukanlah penelitian evaluasi cadangan reservoir menggunakan data *log*, *core* dan *seismic* untuk proses *EOR screening criteria* di Lapangan MP, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatra Selatan.

METODE PENELITIAN

Metode Kualitatif

Metode kualitatif menekankan pada makna, penalaran, definisi situasi tertentu yang mementingkan proses dibandingkan hasil akhir melibatkan urutan kegiatan yang dapat berubah tergantung kondisi penelitian. Metode ini digunakan pada saat melakukan analisis data *Mud Log* dan data *Core Analysis* untuk menentukan zona prospek hidrokarbon dari kenampakan kurva *log* tersebut dan data *Hydrocarbon Indicator* yang ada. Metode ini bertujuan untuk menentukan titik – titik mana dari suatu formasi yang merupakan reservoir kemungkinan berpotensi memiliki hidrokarbon didalamnya. Selain itu, analisis kualitatif dilakukan juga dalam melakukan interpretasi seismic untuk menentukan *top* dan *bottom* formasi, serta analisis fasies.

Metode Kuantitatif

Metode kuantitatif mementingkan variabel-variabel sebagai objek penelitian dan variabel tersebut didefinisikan dalam bentuk operasional variabel masing-masing objek penelitian. Metode kuantitatif menekankan makna dalam hubungannya dengan penafsiran angka statistik, bukan makna kebahasaan. Metode ini digunakan saat melakukan analisis *Wireline Log* dengan mengolah langsung data – data Log (*Gamma Ray, Caliper, Bit Size, SP, Resistivity, Neutron, Density, DRHO, Sonic, dan PEF*) untuk memperoleh batasan dari zona prospek hidrokarbon sehingga dapat ditentukan cadangan dan batasan distribusi hidrokarbonnya serta menentukan *screening criteria* EOR yang dapat dilakukan di daerah penelitian.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Cekungan

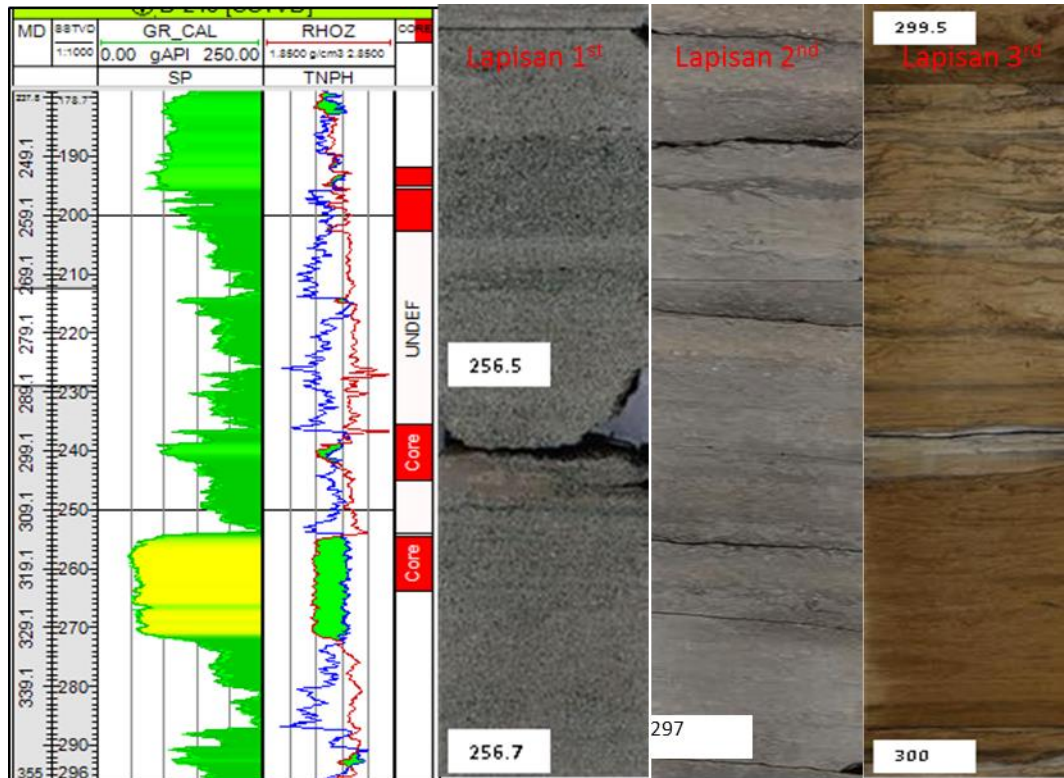
Cekungan yang diteliti pada lapangan penelitian adalah Cekungan Sumatra Selatan, Sub Cekungan Palembang Selatan. Cekungan ini terbentuk pada orde pertama pada pra-tercier, dimana *Sumatra Major Fault* merupakan *Principle Displacement Zone* yang menghasilkan sesar sintetik Lematang dan sesar titetik Setiti-Tembesi. Sub cekungan Palembang Selatan dipengaruhi oleh sesar Lematang sebagai sesar utamanya. Pada orde ke-2 eosen-oligosen, sesar Lematang berperan sebagai *Principle Displacement Zone* dan menghasilkan sesar sintetik yang menjadi sesar utama lapangan penelitian, dan sesar antitetik, Kikim dan Lebak. Sesar-sesar minor yang ada pada lapangan penelitian dipengaruhi oleh sesar sintetik Lematang dan sesar Kikim.

Stratigrafi

Formasi yang menjadi reservoir pada Sub cekungan Palembang Selatan lapangan penelitian adalah Formasi Talang Akar. Formasi Talang Akar memiliki reservoir batu pasir utama dengan total ketebalan 182 m. Kedalaman sumur pengeboran MP dari sumur 001 hingga 190 rata-rata mencapai 300 m, mencapai lapisan 3rd. Sedangkan untuk sumur relative baru, 190-265 sudah mencapai kedalaman lebih dari 800 m.

Analisis Core dan XRD

Padapenelitianini, analisis yang dilakukan adalah analisis *core* dari sumur MP-243.



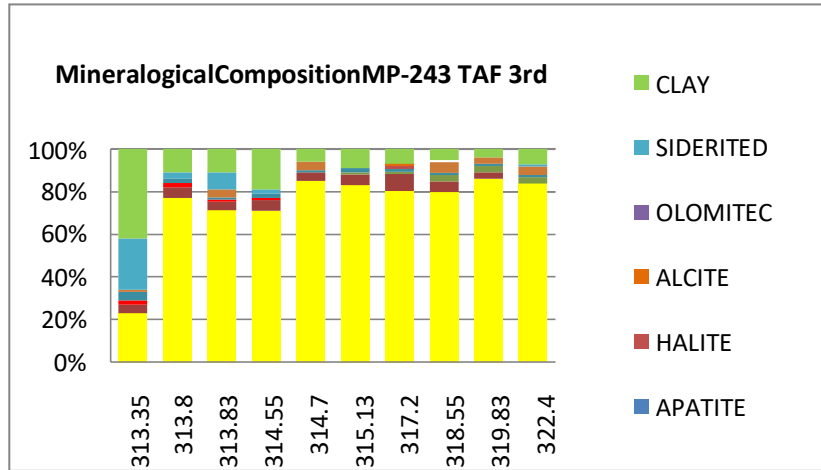
Gambar 1. Posisi *core* pada sumur MP-243 (1st, 2nd dan 3rd) dan Sampel Core Lapisan 1st Batupasir Glaukonitik pada kedalaman 256.5–256.7 m, Sampel Core 2nd Batupasir Serpihan pada kedalaman 296.5 – 297 m, dan Sampel Core 3 Lapisan 3rd Batupasir Halus pada kedalaman 299.5 – 300 m

Sampel core lapisan 3rd kedalaman 313- 322.52 m. Batuan ini berwarna abu-abu kekuningan, ukuran butir sedang yang tersortasi baik, terlihat struktur planar yang hamper datar, silang siur *hummocky* dan *trough*. Silang siur *hummocky* terlihat jelas pada bagian atas penampang. Gejala bioturbasi terlihat sedang, terdapat klastik *mud* dan fragmen organik secara local di beberapa bagian. Porositas yang terlihat baik, terdapat beberapa perselingan batu pasir serpihan. Batuan ini adalah Batu pasir Sedang.

Sampel core lapisan 3rd kedalaman Kedalaman 322-322.52 m. bacaan *log* pada *core* 4 dilapisan 3 ini akan menunjukkan pola *gamma ray* yang rendah dan tebal (*blocky*) karena hamper keseluruhan tubuh batuanya merupakan batu pasir.

Pada lapisan 3, hasil mineralogy dari XRD menunjukkan bahwa hamper tidak ada lagi mineral lempung dan karbonat kecuali pada bagian atas, menunjukkan bahwa hampir keseluruhan tubuh batuan pada lapisan 3 merupakan batu pasir. Hal ini akan kelihatan pada pembacaan *log gamma ray* yang rendah, *blocky* dan tebal.

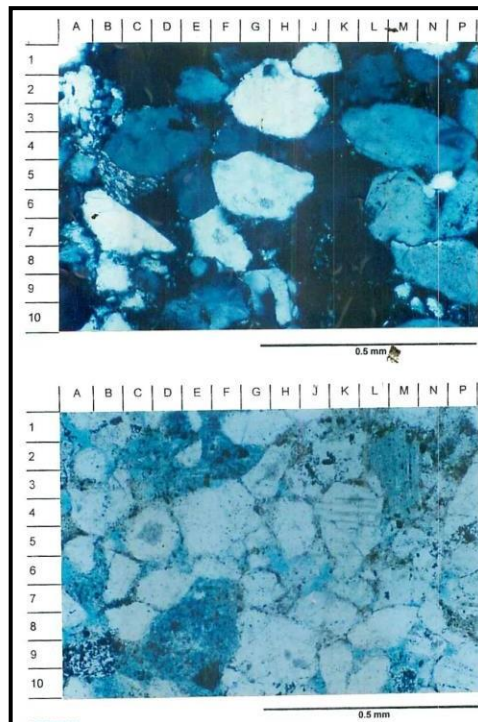
Berdasarkan hasil analisis data *core* dan XRD, dapat dilihat bahwa lapisan 1st menandakan lingkungan pengendapan yang lebih mengarah ke laut dalam karena mengandung glaukonit, sedangkan lapisan 2nd dan 3rd yang berada di bawah lapisan 1st lebih menunjukkan ke arah darat. Berdasarkan kesebandingan data regional dan hasil analisis *core*, lapisan 1st terendapkan tepat sebelum pengendapan formasi Gumai, di mana formasi ini terendapkan saat fase transgresi maksimum. Hal ini menandakan bahwa adanya transisi fasies pengendapan dari lingkungan darat menjadi laut, mengakibatkan adanya kandungan glaukonit di lapisan 1st tetapi tidak pada dua lapisan lainnya. Pada kenyataannya ketiga lapisan sama-sama berada pada formasi Talang Akar dan berada pada siklus pengendapan yang sama.



Gambar 2. XRD Mineralogi MP-243 Lapisan 3rd

Analisis Petrografi

Analisis selanjutnya yang dilakukan adalah analisis petrografi. Untuk hasil yang lebih representatif, sebenarnya sebaiknya dilakukan pada sumur yang sama, yaitu pada sumur MP-243. Akan tetapi, karena keterbatasan data, maka data petrografi yang digunakan dari sumur lain yang masih dalam satu lokasi penelitian. Data petrografi yang digunakan sebagai referensi dalam penelitian ini adalah sayatan petrografi dari sumur MP-228. Sayatan petrografi yang akan dibahas hanya litologi yang masuk kedalam daerah penelitian, yaitu batu pasir. Sampel diambil pada kedalaman 228.65m.



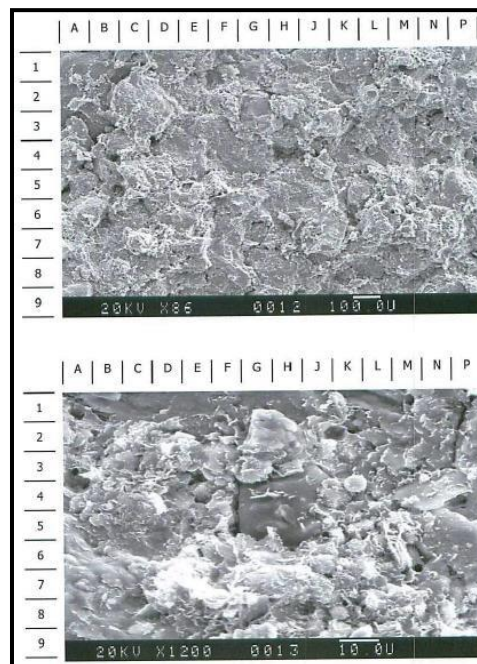
Gambar 3. Pengamatan Petrografi Batupasir dari Sumur MP-228 pada kedalaman 228.65 m. Pengamatan Petrografi Nikol Silang 126x (atas) dan Nikol Sejajar (bawah)

Secara petrografi, batuan ini memiliki sedikit detritus matriks seperti lempung (3.5%) dan pseudomatriks (2.75%). Kuarsa Mono kristalin merupakan komponen utama yang paling dominan (58.2%). Terdapat beberapa komponen lainnya dalam jumlah sedikit, seperti feldspar, fragmen batuan, material karbonatan, mika dan mineral berat lainnya. Terlihat gejala diagenesis didalam batuan seperti kompaksi, presipitasi dari silika sebagai kuarsa *overgrowth* (L-M, 4-5;

L-N, 5-6; gambar bawah). Terdapat semen berupa kaolinit, illite dan kristal mikro pirit, dan adanya penggantian feldspar, komponen yang tidak stabil, material organik dan matrik soleh lempung autogenik (terutama kaolinit) dan pirit. Terjadinyadisolusi dari komponen tidak stabil (C-F,1-3;C-F,7-10, gambar bawah) mengakibatkan terbentuknya porositas sekunder. Porositas yang tampak pada batu ini adalah sedang (14.25%). Secara keseluruhan, total kandungan kuarsa sebanyak 70%, Feldspar 2,25% dan *rockfragment* 2,5. Berdasarkan klasifikasi Folk 1974, batuan ini adalah Quartzarenite.

Analisis *Scanning Electron Microscope* (SEM)

Hasil analisis SEM yang digunakan pada penelitian ini juga dilakukan pada sumur MP-228 pada kedalaman 228.65m. Analisis SEM dilakukan dua kali, yaitu *Upper SEM Photomicrograph* dengan pemebsaran 86x, dan *Lower SEM Photomicrograph* pembesaran 1200x.



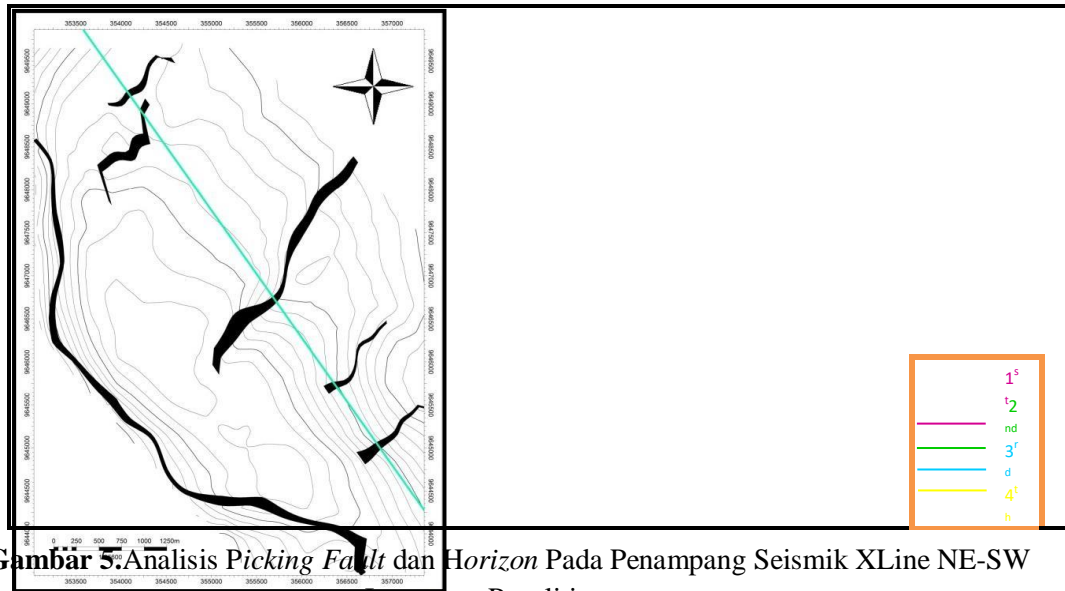
Gambar 4. Pengamatan *Upper* (Atas) dan *Lower* (Bawah) SEM *Photomicrograph* MP-228 pada kedalaman 228.65m.

Hasil pengamatan SEM *Upper* pembesaran 86x secara umum menunjukkan sortasi sedang hingga baik, ukuran butir halus. Porositas terlihat rendah hingga sedang akibat kompaksi dan sementasi. Porositas terlihat digambarkan sebagai *intergranular* (B, 3-4; H, 2), disolusi (H, 7-8), dan porositas mikro yang berkembang dengan mineral lempungan seperti kaolinit dan illite. Terlihat proses diagenesa meliputi sementasi seperti kaolinit, *overgrowth* kuarsa, illite dan pirit; disolusi dan alterasi dari matriks dan butir tak stabil mengakibatkan terbentuknya porositas tambahan dan mineral diagenetik seperti kaolinit dan illite, dan adanya kompaksi yang dapat dilihat dari batas butir berbentuk planar dan konkaf-konveks. Hasil pengamatan SEM *Lower* pembesaran 1200x menunjukkan kondisi reservoir yang *tight* karena terjadinya kompaksi dan sementasi sedang, seperti illite dan pirit minor (K, 4).

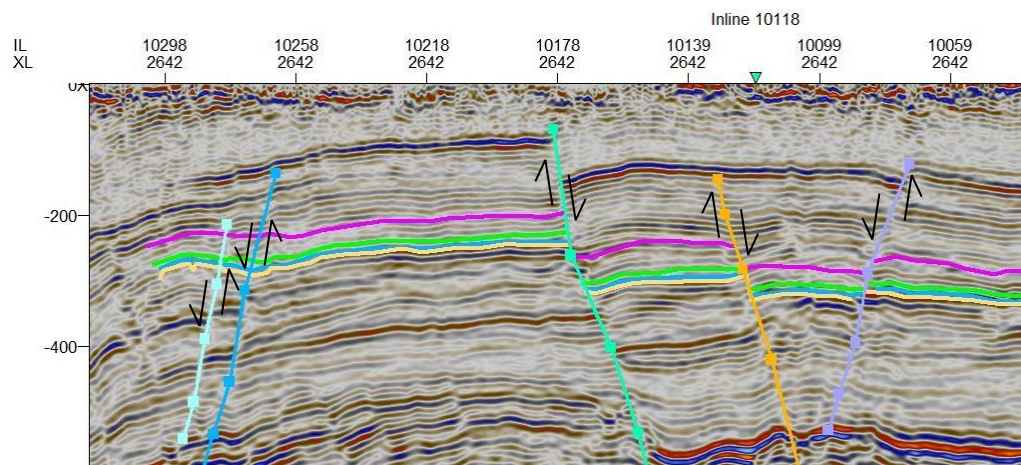
Struktur Geologi

Struktur geologi yang berkembang di kawasan lapangan penelitian Cekungan Sumatra Selatan dapat dirangkum dari beberapa *seismic line* berarah NE-SW yang melalui daerah kajian. *Trace* sesar pada beberapa *seismic line* berarah SW-NE dapat menunjukkan

perkembangan struktur yang terjadi di Kawasan Lapangan Jirak-Cekungan Sumatra Selatan. Sedangkan arah jurus sesar dipermukaan dapat menunjukkan system sesar yang terjadi di lapangan penelitian terhadap tegasan utama yang bekerja dikawasan tersebut. Analisis struktur geologi dilakukan dengan melakukan *picking fault* dari penampang seismic dengan penjelasan menggunakan referensi dari kajian Geologi dan Geofisika GGRP Pertamina.



Berdasarkan kajian GGRP, struktur sesar di lapangan penelitian dibagi menjadi tiga periode sesar, akan tetapi peneliti tidak menemukan adanya kenampakan sesar periode pertama pada penampang seismik, hanya periode kedua dan ketiga, akan tetapi ketiganya akan dibahas.

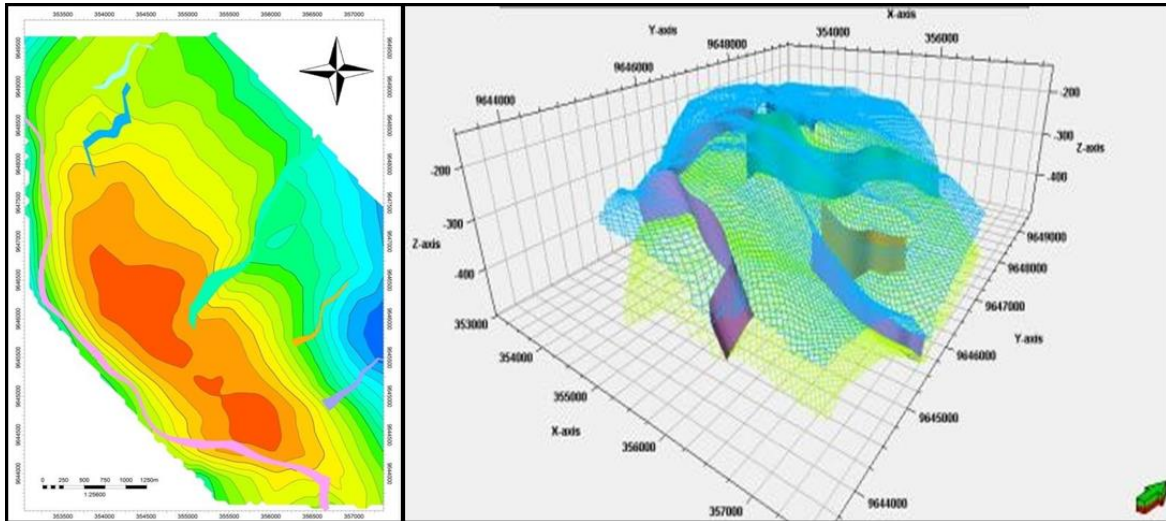


Gambar 6. Peta Periode Terbentuknya

Pada orde ke-2 selama eosen-oligosen, Sesar Lematang menjadi *Principle Displacement Zone* dan menghasilkan sesar sintetik yang menjadi sesar utama pada daerah penelitian, dan sesar antitetik Kikim dan Lebak. Sesar-sesar minor di lapangan penelitian terpengaruh oleh sesar mendatar mengangan sintetik lematang dan sesar mendatar mengiri Kikim, sehingga *trend* dari sesar minornya tidak mengikuti sesar utamanya. Hal ini menjadi alasan mengapa sesar minoryang didapat di lapangan peneltian tidak sebanding dengan regional.

3D Grid Modelling Fault Modelling

Proses ini merupakan langkah memodelkan sesar hasil *picking* agar dapat dimodelkan. Hasil *picking* ini masih dalam satuan *time*, oleh karena itu perlu dilakukan konversi kesatuan *depth*. *Fault modeling* dilakukan dengan cara memanipulasi *faultsticks* dari hasil interpretasi agar sesuai dengan batas *surface* lapangan penelitian. *Fault sticks* ini akan dibatasi oleh *Top* lapisan 1st dan *Bottom* lapisan 3rd.

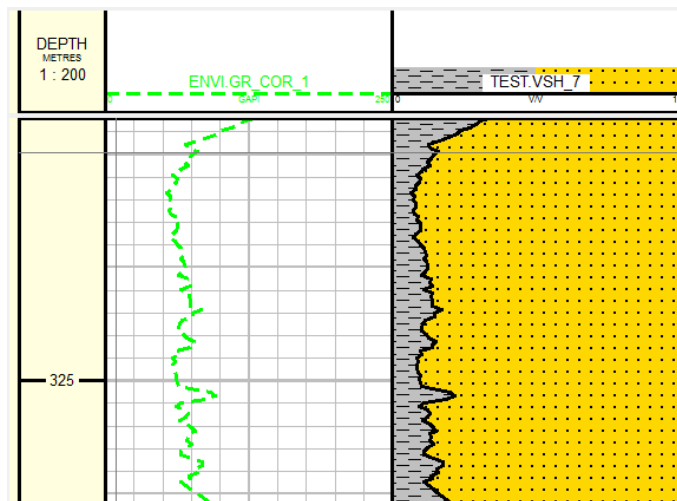


Gambar 7. Analisis *Fault Modeing* 2D dan *Fault Modelling* 3D Lapangan Penelitian

Analisis Petrofisika Volume *Shale* (V_{SH}).

Analisis *Vshale* adalah analisis kuantitatif dari kandungan serpih (*shale*) yang terdapat pada batuan. *Shale* memiliki sifat yang dapat memasukkan sebagian fluida tetapi tidak dapat meneruskannya. Oleh karena itu, *shale* bukan batuan yang efektif sebagai reservoir hidrokarbon. Semakin tinggi kandungan serpih pada suatu batuan, maka semakin tinggi bacaan *log Gamma Ray*-nya. Analisis ini dimulai dengan menentukan nilai batas *gamma ray* untuk pasir dan *shale* dengan menggunakan histogram frekuensi sebaran *gammaray* di tiap sumur.

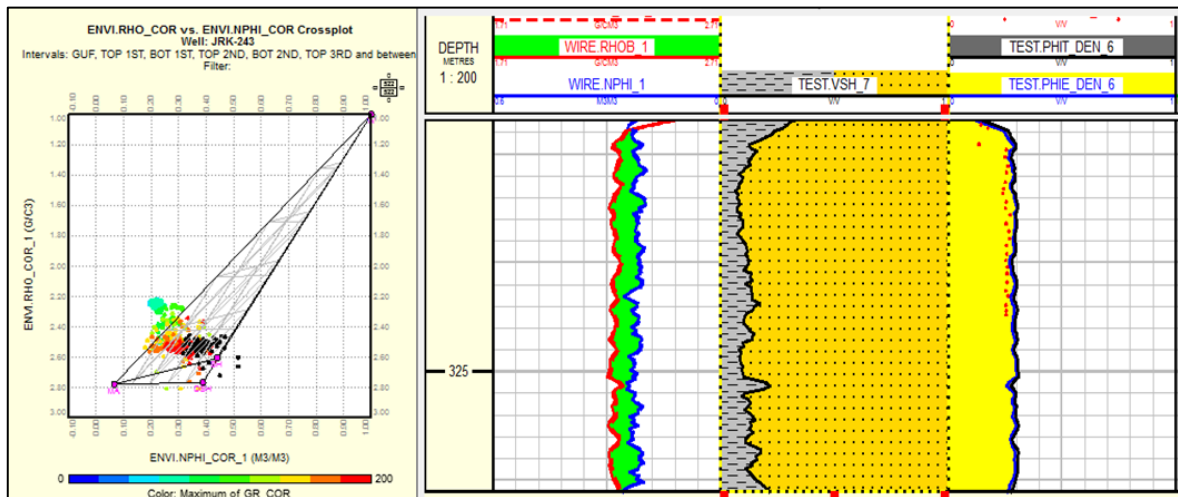
Lapisan 3 memiliki litologi batupasir sedang, sangat sedikit mineral lempung dan karbonat sehingga dapat disimpulkan bahwa hampir seluruh badan batuan merupakan batupasir. Hal ini terbukti pada hasil *VShale* bahwa hampir seluruh badan batuan memiliki nilai *VShale* yang rendah. Rata-rata *VShale* di lapisan 3rd adalah 0.12.



Gambar 8. *VShale* pada Lapisan 3rd MP-243

Porosity (Porositas)

Porositas adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Analisis porositas dapat dilakukan dengan menggunakan *log neutron*, *density*, *density-neutron*, *sonic* dan *sonic-neutron*. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui porositas dari suatu formasi, yaitu Porositas Total dan Porositas Efektif. Porositas yang digunakan dalam penentuan zona hidrokarbon adalah porositas efektif. Hasil dari analisis porositas akan divalidasi dengan membandingkannya dengan data *core*. Data *core* yang didapat diinput kedalam *Geolog* dalam format *Core* sehingga dapat dilihat kecocokan antara grafik hasil analisis dengan titik *core* sebenarnya.



Gambar 9. Crossplot antara Neutron Porosity dan Density dan nilai Porosity pada Lapisan 3rd Sumur MP-243

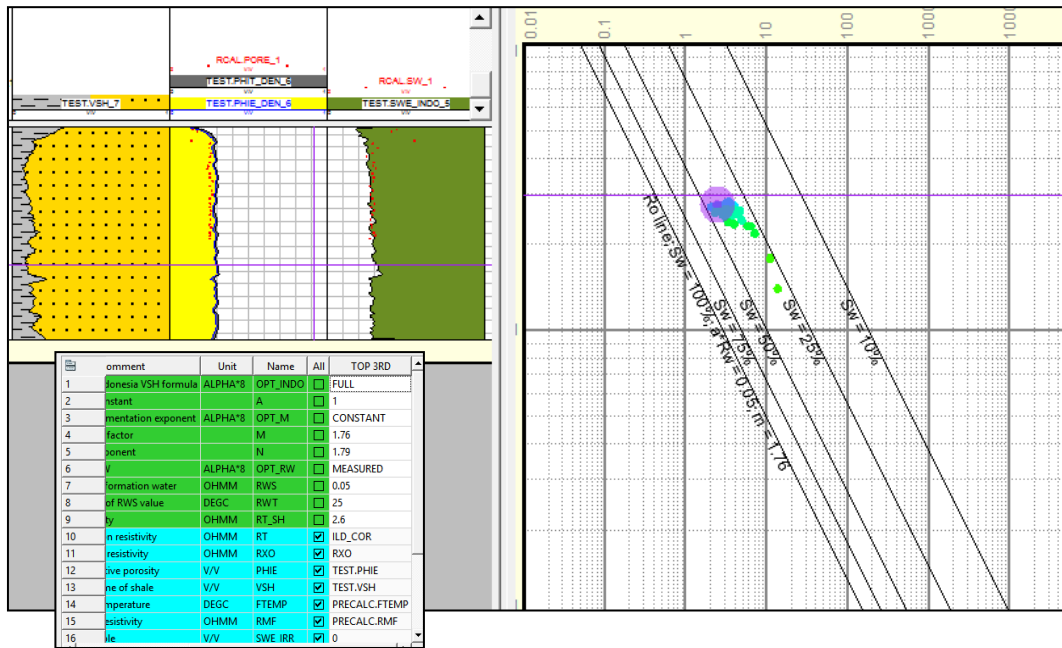
Analisis porositas dimulai dengan melakukan *parameter picking* pada tiap sumur, yaitu menentukan titik *water*, *sand*, *shale* dan *dry shale*. Nilai air selalu memiliki densitas dan neutron1, sedangkan pasir menggunakan densitas kuarsa yaitu 2.6-2.9. Penentuan titik *shale* ditaruh pada zona *cross plot* yang memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, sedangkan *dry shale* diletakkan sejajar dengan garis *shale* dan densitas yang tidak jauh berbeda dengan densitas pasir.

Porositas pada lapisan 3rd menunjukkan hasil yang paling sesuai dengan data *core*. Nilai porositasnya sebesar 0.28, akan tetapi pada bagian atas kurang sesuai. Hal ini disebabkan karena tingginya kandungan mineral lempung dan karbonat yang mengakibatkan bacaan RHOB dan NPHI terganggu.

Water Saturation (Saturasi Air)

Saturasi atau kejenuhan air formasi adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total. Tujuan menentukan saturasi air adalah untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon. Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w < 1$. Parameter yang diperlukan dalam analisis *water saturation* adalah konstanta m dan n , dimana pada tahap ini data yang digunakan dari data SCAL. Eksponen *tortuosity* “a” yang digunakan adalah 1, untuk eksponen porositas dari sementasi “m” rata-rata 1.78 dan eksponen saturasi bernilai 1.81. Pada lapisan ini, zona R_o untuk water bearing zone diletakkan pada garis S_w mendekati 25%. Hal ini dapat dilihat pada data *core* bahwa saturasi residual minyak hampir mendekati 0, sehingga pada S_w 25% ternyata tidak ada minyak lagi. Dapat disimpulkan pada lapisan 3rd MP-243 sudah tidak memiliki minyak lagi, menunjukkan

kondisi reservoir *depleted* (dominan air) di daerah sekitar sumur MP-243.

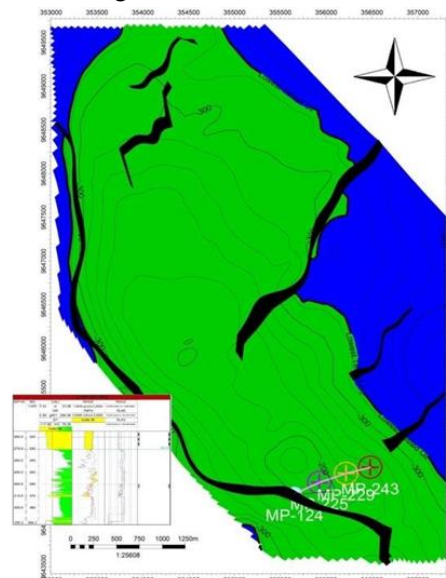


Gambar 10. Analisis Saturasi Air Lapisan 3rd MP-243

Analisis *Lowest Known Oil* (LKO)

Lowest known oil (LKO) adalah batas kontak paling rendah pada suatu lapisan reservoir dimana pada zona tersebut masih terdapat minyak. Analisis LKO dilakukan apabila data yang dimiliki terbatas, hanya sebatas data *log* dan sebagian data *perforation* dan produksi sebagai validator hasil. Penentuan kontak menggunakan LKO tidak sedetil menggunakan *Oil Water Contact*, akan tetapi untuk representative lapangan dengan data yang dimiliki, LKO dapat mewakili kontak. Berdasarkan data perusahaan, diketahui bahwa pada lapangan penelitian hanya memiliki satu segmen saja, karena tipe sesar yang membagi zona penelitian bersifat *leaking* sehingga perbedaan antara zona terujung dari lapangan tidak signifikan.

Lapisan	Kedalaman	Sumur Referensi	Data Perforasi	Data Produksi
3 rd	-	MP-217	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	291.77			
	-	MP-190	<input type="checkbox"/>	Tahun 1997; Oil
	304.79			18.4 bopd
	-	MP-224	<input type="checkbox"/>	Tahun 2014; Oil
	293.02			19.6 bopd
	-	MP-243	<input type="checkbox"/>	Tahun 1940; Oil
	328.2			67.5 bopd



Gambar 11. Peta *Oil Water Contact* berdasarkan *Lowest Known Oil* untuk Lapisan 3rd

Dapat disimpulkan bahwa batas terbawah dari tiap *section* adalah LKO yang akan digunakan untuk penentuan kontak di lapangan penelitian, yaitu pada lapisan 3rd pada kedalaman

-328.2 m. Hasil ini di *input* ke dalam Petrel, menghasilkan *OilWater Contact zone* berdasarkan *Lowest Known Oil* di daerah penelitian untuk tiap lapisan.

Perhitungan Cadangan

Setelah didapat batas kontak antara air dan minyak, langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan cadangan. Perhitungan cadangan dilakukan dengan menggunakan metode Volumetrik, yaitu persamaan:

$$OOIP = 7758 \times A \times h \times \frac{(1 - V_{sh}) \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Untuk luas area, luas yang digunakan adalah perhitungan luas area dari map LKO menggunakan fitur polygon dari petrel, tebal rata-rata menggunakan hasil dari analisis *layering* sebelumnya, V_{sh} , porositas dan saturasi air menggunakan hasil *cut-off* berupa *single value*, dan B_{oi} menggunakan data penelitian perusahaan, yaitu 1.1 STB.

Tabel 1. Hasil Perhitungan Cadangan pada Lapangan Penelitian

Zone	A (acres)	h (ft)	Vsh	Porosity	Sw	Boi	OOIP (MMSTB)
3rd	2137.915	42.979	0.39	0.18	0.46	1.1	42.39332614

Berdasarkan hasil perhitungan cadangan tersebut, dapat dilihat bahwa lapangan penelitian memiliki OOIP sebanyak 92.938 MMSTB, dengan pembagian tiap lapisan sebagai berikut: lapisan 3rd 42.393 MMSTB. Hasil cadangan yang diperoleh kemudian dibandingkan dengan kumulatif produksi cadangan terakhir yang sudah diproduksi, yaitu data kumulatif produksi per 1 Juni 2019.

Tabel 2. Kumulatif Produksi Minyak per 1 Juni 2019

Lapisan	Tanggal Produksi Terakhir	OOIP [MMSTB]	Kumulatif Produksi Minyak [MMSTB]	RF [%]
3 rd	1 Juni 2019	42.393	15.7	37.03442

Nilai RF yang tinggi menunjukkan bahwa metode produksi *primary* dan *secondary* sudah tidak efektif lagi digunakan untuk melakukan produksi hidrokarbon. Dapat dilihat pada lapisan 2nd nilai RF nya mencapai hingga 64%. Hal ini dapat dilihat dari sejarah produksi hidrokarbon di lapangan ini sudah dimulai sejak tahun 1938 hingga sekarang, sehingga nilai RF nya relatif tinggi. Oleh karena itu, perlu dilakukan tahapan produksi berikutnya, yaitu menggunakan metode produksi *tertiary* (EOR).

KESIMPULAN

Pemodelan *grid3D* reservoir lapangan penelitian dapat dilakukan dengan melakukan korelasi marker untuk *ditie* saat melakukan *picking* seismik, lalu membuat *surface* dan mengubahnya kedalam satuan *depth* sehingga dapat dilakukan *faul tmodelling* dan *make horizon* setelah proses *pillar gridding* yang akan menjadi dasar pemodelan dan penentuan batasan zona prospek hidrokarbon.

Lapangan penelitian memiliki karakteristik sebagai berikut:

1. Lapisan 3rd merupakan lapisan batu pasir homogeny tebal yang hampir seluruh tubuh batuan nya terdiri dari batu pasir, sehingga lapisan ini memiliki criteria reservoir yang terbagus dari dua reservoir lainnya.
2. Dengan Nilai *Recovery Factor* sebesar 37.03% metode *EOR* yang paling cocok untuk diterapkan pada daerah penelitian setelah melakukan *screening criteria* adalah metode gas

tercampur, berupa injeksi gas CO₂ dengan skor 23, metode lainnya yang masih dapat dipertimbangkan untuk digunakan adalah injeksi *waterflood-gas* alternating (WAG) dan hidrokarbon dengan nilai 20, dan pertimbangan terakhir metode injeksi gas nitrogen serta kimia berupa polimer dan surfaktan dengan nilai 19.

DAFTAR PUSTAKA

- Argakoesoemah, R.M. Idkk. 2005. *Telisa Shallow Marine Sandstone As An Emerging Exploration Target in Palembang High South Sumatra Basin. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention*. Jakarta.
- Ariyanto, Yonas. 2011. *Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir Pada Daerah "X", Sumatra Selatan*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Asquith, George. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists
- Ayirala, Subhash C. 2002. *Surfactant-Induced Relative Permeability Modifications for Oil Recovery Enhancement*. Louisiana: Louisiana State University.
- Bemmelen, Van R.W. 1949. *The Geology of Indonesia*. Den Haag: Martinus Nyhoff
- Blake. 1989. *The Geological Regional Tectonic of South Sumatra Basins. Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention*.
- Bishop, M.G. 2000. *South Sumatra Basin Province, Indonesia*. USGS.
- Coster, G.L. 1974. *The Geology of Central and South Sumatra Basin. Proceeding Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*. Jakarta.
- Darman, Herman dan Hasan Sidi F. 2000. *An Outline of The Geology of Indonesia*. Jakarta: Ikatan Ahli Geologi Indonesia Vol. 20.
- Dewanto, O. 2009. *Buku Ajar Well Logging Vol. 6*. Bandar Lampung: Universitas Lampung
- Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. *The petroleum system and future potential of the South Sumatra Basin. Proceedings of the Thirtieth Annual Convention and Exhibition Indonesian Petroleum Association*. Jakarta, Indonesia, Agustus, 67 – 89.
- Hall, R. 1995. *Plate Tectonic Reconstructions of the Indonesian Region. Proceedings*
- Maulana, Iqbal. 2016. *Analisis Petrofisika dan Penentuan Zona Potensi Hidrokarbon Lapangan "Kaprasida" Formasi Baturaja Cekungan Sumatra Selatan. Jurnal Teknik ITS, 5(2), 503-505. Indonesian Association 24th Convention. 71-84. Petroleum Annual*
- Pertamina-BEICIP. 1985. *Hydrocarbon Potential of Western Indonesia*. Jakarta.
- Pulonggono, A, Agus H. dan Kosuma C. G. 1992. *Pre Tertiary and Tertiary Fault System sasa Framework of The South Sumatra Basin: A Study of SAR-maps. 21st Indonesian Petroleum Association (IPA) Proceedings, I. 339-360*
- Pwaga, Sultan dkk. 2010. *Comparative Study of Different EOR Methods*. Trondheim: Norwegian University of Science & Technology.
- Rider, M. 2000. *The Geological Interpretation Of Well Logs*. Skotlandia: Roder-French Consulting Ltd.
- Riyan. 2012. *Analisa Petrofisika dan Evaluasi Formasi Batuan Reservoir Pada Lapangan Barent Sea*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Slider, H. C. 1983. *Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Tulsa: Penn Well Publishing Company
- Sumotarto, Untung. 2016. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Yogyakarta: Penerbit Ombak.
- Surohadi, Ramadhan dan Jusfarida. 2016. *Interpretasi Seismik & Identifikasi Struktur Geologi di Perairan Aru Barat Daya. Seminar Nasional Sains dan Teknologi Terapan IV 2016 Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya*.
- Taber, Joseph J, David Martin dan Randy Seright. 1997. *EOR Screening Criteria Revisited-Part I: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. Meksiko Baru: New Mexico Petroleum Recovery Research Center
- Widyastuti, Maria Irmira, I Putu Suarsana dan Maman Djumantara. 2016. *Peningkatan Produksi Lapangan "M" Dengan Pendekatan Simulasi Untuk Menentukan Skenario Pengembangan Menggunakan Metode Waterflooding. Jurnal Petro, 5, 16-21*.