

3D ROCKTYPE DAN FZI MODELING RESERVOAR KARBONAT, FORMASI BERAI, CEKUNGAN BARITO, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

J Prasetya, S S Surjono, J Setyowiyoto
Geological Engineering Department of Gadjah Mada University - Yogyakarta
Corresponding author : juniprasetya@gmail.com

Sari – Distribusi tipe batuan karbonat Formasi Beraí di cekungan Barito telah dinilai menggunakan kombinasi data *log* sumur, analisis inti dan inversi seismik. Pemodelan objek 3D dari distribusi fasies menunjukkan tiga unit utama sub-karbonat yang terbentuk dalam kronostratigrafi yang berbeda di dalam geometri karbonat pada formasi Beraí yang disebut sebagai *Platform A*, *Platform B* dan *Platform C*. Sementara itu, klasifikasi *rocktype* telah dilakukan dengan menggunakan rentang yang berbeda dilihat dari parameter nilai petrofisika (RHOB, NPHI dan GR) dari enam objek jenis batuan yang berbeda menurut klasifikasi Dunham (1962).

Hasil analisis *Rock Physics* menunjukkan *cut-off* petrofisik dari masing-masing jenis batuan yang terdapat pada formasi Beraí yang memiliki kesamaan dengan kondisi tipe batuan sebenarnya yang diperoleh dari deskripsi data batuan inti (*core*). Hanya ada empat jenis objek batuan yang terklasifikasi dari hasil eksperimen tersebut. Beraí karbonat terdiri dari *Packstone* yang sangat dominan dalam *volume*, berturut-turut diikuti oleh *Grainstone*, *Mudstone* dan *Wackstone*. Dengan kata lain, pendekatan petrofisika dapat digunakan untuk mengkategorikan variasi jenis batuan lapangan karbonat

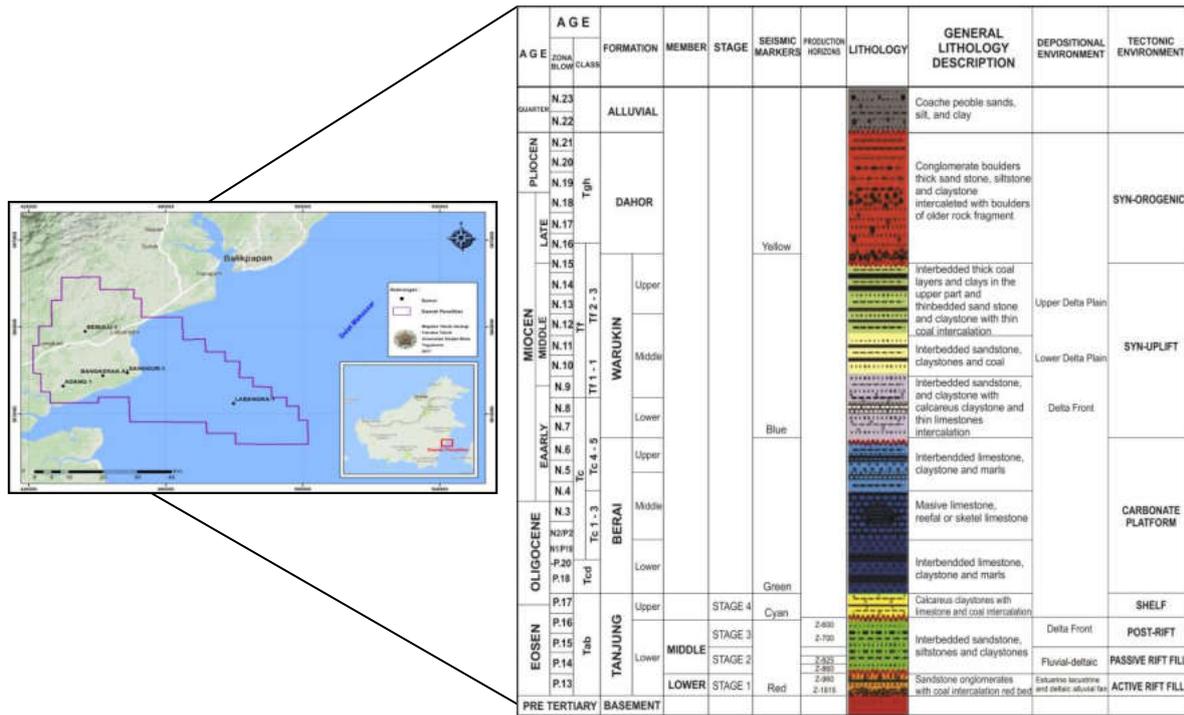
Deskripsi prospek gas di dalam reservoir Beraí karbonat yang dihasilkan dari penelitian ini tercermin dalam nilai FZI terbesar, resistivitas MSFL rendah dan nilai saturasi air terkecil (*Sw*). Model estimasi *co-kriging* 3D menunjukkan distribusi gas berdasarkan tiga parameter di atas mirip dengan profil uji DST. gas *play* yang terbaik dan distribusi gas terbesar terperangkap di dalam reservoir karbonat *Platform A* sebagai produk *packstone* (PRT kelas 3) di mana terdeposit pada transisi *reff flat* dan lingkungan *lagoon*. Gas-gas lain terletak dekat dengan asosiasi Adang *Fault* dan akumulasi hidrokarbon di area prospek ini juga dapat berasal dari migrasi ke atas di Formasi Tanjung ke Lapisan karbonat *Platform A*.

PENDAHULUAN

Lokasi penelitian merupakan salah satu lapangan migas di Indonesia yang berada di Provinsi Kalimantan Timur yang telah dilakukan eksplorasi oleh PT. Saka Energi. Lokasi penelitian ini telah terbukti menghasilkan hidrokarbon yang bernilai ekonomis. Saat ini, wilayah penelitian masih sangat menarik untuk dikembangkan karena masih memiliki potensi sumber daya untuk menghasilkan beberapa tambahan minyak dan gas alam. Daerah terdekat yang terletak di lapangan Pekawai menjadi target utama gas yang terperangkap dalam batuan karbonat Formasi Beraí

Karakterisasi reservoir karbonat pada penelitian ini akan difokuskan pada karakterisasi reservoir secara vertical dan lateral dengan menggunakan data bawah permukaan, yaitu data *core*, *cutting*, *well log*, *routine core analysis*, dan *seismic* serta data *DST* (*Drill steam test*) untuk dilakukan analisa fasies, lingkungan pengendapan, dan analisa petrofisik. Daerah penelitian yang akan di kaji terdiri dari 5 sumur eksplorasi yaitu sumur AD-1, BK-1, BL-1, SG-1, LB-1. Status dari sumur AD-1 adalah sumur yg telah ditutup atau sumur yang ditinggalkan, Sumur BL-1 dari tes produksi telah mengalirkan gas dengan *rate* sebesar 0.152 (MMSCFD) hal ini menunjukkan pada formasi Beraí daerah telitian adalah dominan menghasilkan reservoir gas, Sumur BK-1 dan SG -1 dengan data yang cukup lengkap sebagai *keys-well* dengan adanya data RCAL (*routine core analysis*), data tes produksi DST (*drill steam analysis*), namun tidak mengalirkan fluida hidrokarbon pada formasi Beraí, sumur LB-1 digunakan sebagai *guidance* karena memiliki *line* seismik yang melewati sumur tetapi kurang memiliki data log. Selama ini dasar pengklasifikasikan *rock type* dilakukan dengan analisa sayatan petrografi batuan karbonat (Amiarsa DP et al., 2012 ; Lucia, 1995), aplikasi sayatan petrografi untuk keperluan klasifikasi *rock type* di kedalaman sumur bor yang di peroleh dari sampel *coring* pemboran memerlukan biaya yang cukup mahal, oleh karena itu salah satu dasar yang melatar belakangi dilakukan penelitian ini ialah mencoba mengetahui sebaran *rock type* dengan menggunakan pendekatan petrofika berdasarkan data-data yang tersedia sehingga dapat mengurangi biaya eksplorasi.

Pengelompokan satuan stratigrafi Formasi Beraí didaerah penelitian dapat dibedakan menjadi 3 kelompok *platform* karbonat yaitu Beraí Bawah yang tersusun atas interkalasi *limestone*, *claystone* dan *Marl*, kemudian Beraí Tengah yang tersusun atas *masive limestone*, *reefal* dan *sketal limestone*, dan Beraí atas yang juga tersusun atas interkalasi *limestone*, *claystone* dan *Marl* yang terbentuk pada lingkungan pengendapan laguna dan laut dangkal (Koesumadinata, 2004) (Lihat gambar 1).



Gambar 1. Stratigrafi regional daerah penelitian yang terletak di cekungan Barito (modified after koesoemadinata et al., 2004)

KARBONAT ROCK TYPING

Analisis *Rock typing* berada antara disiplin ilmu geologi, petrofisika dan keteknikan tetapi umumnya dipublikasikan sebagian besar dalam jurnal petrofisika dan tidak terpantau oleh ahli geologi minyak bumi. Oleh karena itu, sebelum memperkenalkan alur kerja tipe *petro physical rock* (PRT) baru, hal ini sangat penting untuk meninjau status quo yang ada dalam praktik *rock typing* karbonat dan memberikan cara yang coba dipermudah dengan *workflow* baru. Pada saat ini dari *rock typing* karbonat dapat diringkas dalam 5 skema berbeda. Tabel 1. Dapat diringkas dengan skema berbeda dalam hal ketersediaan data, skala, kelebihan dan kekurangan yang merupakan inti dari pengembangan "road map" baru dalam analisis *rock typing* menurut Skalinsi & Kenter (2014).

Tipe batuan yang terendapkan didefinisikan sebagai *lithofacies* dan atribut terkait yang sering disebut sebagai "*Depositional rock types*" (DRT). Ini mengacu dalam klasifikasi (Dunham 1962; Embry & Klovan 1971), jenis pori generik (Choquette & Pray 1970) atau kombinasi klasifikasi Dunham / Embry– Klovan dengan ukuran butir / pori, yang diwakili oleh klasifikasi Lucia 1995). Klasifikasi semacam ini berkaitan dengan klasifikasi geologi tentang atribut geologi, dan relatif sederhana karena dapat dikaitkan dengan lingkungan pengendapan dan distribusi spasial, tetapi sering tidak relevan dengan aliran fluida sebagai hasil modifikasi diagenetik. Fabrik batuan dan jenis pori yang disimpulkan oleh (Lucia 1983, 1995, 2007) dapat memberikan hubungan antara petrofisika dan tren spasial geologi hanya jika sistem pori mengkonfirmasi definisi fabrik batuan yang relatif seragam. Lønøy (2006) dan Ahr (2008) mendefinisikan jenis batuan dengan memperkirakan ukuran dan tekstur pori dari distribusi porositas dengan menggunakan analisis petrografi, tetapi sering terjadi kesalahan pada saat membandingkan jenis batuan yang dihasilkan dengan klasifikasi yang mengacu pada data porositas yang sama.

Rock type berdasarkan kombinasi partisi petrofisika dilihat dari data *core* dan data *log* yang dikenal juga sebagai elektrofisies (Serra & Abbott 1980; Wolff & Pellissier-Combescure 1982) atau partisi porositas-permeabilitas *core* pada unit aliran (Amaefule et al. 1993). Metode ini terkait dengan sifat petrofisika tetapi tidak memiliki kaitan penting dengan geologi dan metode spasial. Serra & Abbott (1980) menciptakan istilah 'elektrofisies', yang pada dasarnya menangkap rangkaian respons *log* yang mencirikan unit batuan. Pada kenyataannya, hal itu adalah '*log typing*' dan terbukti berhasil dalam beberapa studi pada reservoir silisiklastik di mana 'terbentuk alami' dalam suksesi lithofacies yang terkorelasi dengan analisa petrofisika yang diamati dalam *domain log*. Menggunakan reservoir *quality index* (RQI) dan *flow zone indicator* (FZI), *rock type* diklasifikasikan dari nilai porositas - permeabilitas (Amaefule et al. 1993). Pendekatan serupa, juga didasarkan pada model Kozeny-Carman (Carman 1939), diusulkan oleh Wibowo & Permadi (2013). Corbett & Potter

(2004) dan Corbett (2010) untuk melengkapi konsep FZI, dengan memperkenalkan *generalized hydraulic elements* (GHE) yang menghubungkan ke konsep fasies geologi. Meskipun pendekatan tersebut lebih praktis dan efisien dalam karbonat dengan sistem porositas kompleks dan modifikasi diagenetik yang kuat, hubungan antara respon log dan geologi umumnya agak lemah dan mengarah ke prediksi spasial yang tidak akurat dan proporsi jenis batuan yang dihasilkan. Skalinski & Kenter (2015) akhirnya menjelaskan *workflow* baru yang bermaksud untuk mengatasi - dan memudahkan- cara yang ditentukan di atas dapat mendefinisikan dan menentukan *petrophysical rock type* (PRT) yang memperhitungkan proses pengendapan dan diagenesa (DRT & DM), dapat diprediksi dari data log di sumur yang tidak memiliki data *core*, dan dapat didistribusikan dengan cara geologis yang realistis dalam model 3D

Penelitian ini juga telah menyesuaikan konsep PRT serupa yang dikemukakan oleh Skalinski & Kenter (2014). Namun, sedikit modifikasi telah diterapkan dalam klasifikasi DRT. Kelas DRT dibagi menjadi terminologi asosiasi fasies yang diperoleh dari Sarg (1988) dengan menggunakan beberapa analogi model karbonat yang sudah diadaptasi di Taman Kepulauan Seribu mengacu pada Crevello (2005). Terminologi ini disederhanakan menjadi tiga kelompok yang disebut *back-reef lagoon*, *reef flat* dan *reef slope*. *seismic inversion volume* telah diterapkan untuk meningkatkan prediksi distribusi model fasies. Tujuan akhir dari penelitian ini adalah melakukan prediksi zona gas prospek yang terkait dengan kelas PRT dan DRT dalam reservoir Berai karbonat.

Tabel 1.
Ringkasan dan perbandingan skema *rock typing*
(adapted from Skalinski & Kenter, 2014).

Method/author	Data*	Scale	Plus	Minus
DRT based				
Dunham (1962)	Core description	Core	Defines depositional texture	Ignores diagenesis and pore types
Lucia (1995, 2007)	Core observations	Core	Link to depositional trends and permeability	Ignores later diagenetic events and microporosity, large uncertainty in perm prediction, inferred pore types
Pore type based				
Choquette & Pray (1970)	Core	Core	Genetic pore types	No link to petrophysical properties and spatial trends
Lønøy (2006)	Thin sections	Core	Pore size and texture, simple	No link to geological trends, semi-quantitative porosity
Ahr (2008)	Thin sections	Core	Link to genetic processes	Core domain only
Partitioning – flow units				
Amæfule <i>et al.</i> (1993)	Core FZI	Core	Link to porosity–permeability transforms	No link to spatial trends, transfer to log scale, fails when <i>K</i> and ϕ do not conform
Cortez & Corbett (2005)	Core GHE	Core	Link to flow units in larger scale	Poor link to geological trends, challenging prediction from logs
Gunter <i>et al.</i> (1997)	Core or log porosity and permeability	Core or log	Link to flow units in larger scale	Need continuous core profiles, does not include fractures
Wibowo & Permadi (2013)	Core RCA	Core	Link to permeability	Core domain, assumes conformance of porosity and permeability
Partitioning – log clustering or electrofacies				
Serra & Abbot (1980)	Logs	Log	Easy to apply, link to petrophysics	No link to geological trends, driven by input logs
Petrophysical Rock Type (PRT)				
Skalinski & Kenter (2014)	DRT, DM, PT, barrier	Core and log	Integration of DRT, DM, PT and barrier in log domain, includes 3D Earth model, adaptable to various data scenarios	Not easy to apply
THIS STUDY	New DRT class PRT class Reservoir class	Core and log	Integration of DRT based seismic inversion volume, enhance facies model using trend, PRT classification and dynamic validation, include 3D static model. Also considering gas bearing zone associate with PRT.	Not easy to apply

METODE PENELITIAN

- 1) Initial stages of this research began with literature study. Literature study has been done by review some previous literature related to the similar research objective, flow and supporting theories at similar or different basin location especially in the carbonate rock type modeling subject.

- 2) Tahapan kedua merupakan tahapan pengumpulan data. Data di kumpulkan mulai dari data *raw* berupa *core*, log maupun seismik, serta data- data yang di proses dan di turunkan dari data *raw* tersebut. data-data yang di kumpulkan tersebut akan mendukung tercapainya tujuan pada penelitian ini.
- 3) Tahapan ketiga adalah Pengolahan data, Pengolahan dan Analisa data dilakukan guna mendukung pencapaian tujuan penelitian. Langkah pengolahan pertama ialah menginput seluruh data seismik 2D dan membuat data *base* sumur dengan memasukan input data *composite log* dan input log fasies (*lithologi*), yang kemudian dilakukan Analisa *velocity* model yang di peroleh melalui korelasi *check shot* sumur dan pekerjaan *well tie* berdasarkan data *log density* dan *log sonic*. Kemudian membuat marker atau batas *top* dan *bottom Berai* yang di peroleh berdasarkan data *internal report* sumur. Langkah selanjutnya ialah tahapan pekerjaan *picking horizon parasequence* target yang di batasi oleh *top* dan *bottom Berai* serta struktur patahan yang ada di dalamnya. Data *raw seismic* 2D dalam domain waktu yang merefleksikan kurva *amplitude* tidak dapat di gunakan sebagai parameter pemodelan reservoir. Data *amplitude* seismik 2D tersebut harus di olah terlebih dahulu kedalam nilai *property petrofisik* RHOB. Pengolahan atribut log kedalam bentuk seismik merupakan tahapan dalam pekerjaan *deterministic seismic inversion*. Hasil atribut seismik yang di hasilkan di sebut dengan *pseudo seismic* RHOB. Tidak semua atribut seismik yang diperlukan pada penelitian ini seperti seismik *pseudo* NPHI dan seismik *pseudo Gamma Ray* dihasilkan dengan cara 2D *pre-stack inversion*. Sebab antara ketiga atribut log tersebut memiliki kurva *trend* yang identik. Sebaran nilai *grid* 3D dari properti NPHI dan *Gamma Ray* nantinya dapat didistribusikan dengan *upscale well log* dan *co-kriging* dalam *pillar grid* menggunakan *trend* properti RHOB.
- 4) Tahapan keempat yaitu berupa pemodelan terhadap hasil analisis yang dikerjakan. Pemodelan ini akan dilakukan dalam bentuk tiga dimensi dengan menggunakan *Petrel modeling software*. Pemodelan tiga dimensi terhadap probabilitas fasies yang berada dalam target *parasequence* yang terletak di dalam *top* dan *bottom Berai* sangat penting dilakukan, sebab hasil probabilitas fasies inilah yang akan di jadikan *trend* penyebaran reservoir *property*. Selanjutnya, pada tahap pemodelan ini, properti reservoir karbonat akan dimodelkan ke dalam volume RHOB, volume NPHI dan *volume Gamma Ray*. Distribusi masing-masing *grid* properti akan ditampilkan secara vertikal atau lateral mengikuti kisaran nilai petrofisika yang identik pada kedalaman Berai carbonate. Tabel 2 menunjukkan pembacaan nilai RHOB pada kedalaman Berai carbonate mulai dari 2,1 - 2,8 gr / cc, pembacaan nilai NPHI pada kedalaman Berai carbonate mulai dari fraksi 0 - 0,75, dan pembacaan nilai GR pada kedalaman Berai carbonate mulai dari 1 - 40 API. Klasifikasi tipe batuan menurut Dunham (1962) akan diklasifikasikan dalam *crossplot rockphysics* menggunakan perangkat lunak *Rockdoc* dan perhitungan *Flow Zone Indicator* (FZI) akan diterapkan dalam penelitian ini.

Tabel 2 *Cut of* jenis *rock type* berdasarkan kombinasi data aktual dan asumsi

No	Lithofacies	Grid Interval GR log	Grid Interval RHOB log	Grid Interval NPHI log
1	Mudstone*	25 - 40 API	2.1 - 2,39 gr/cc	0 – 0.008 fraction
2	Wackstone*	11 - 16 API	2,39 - 2.41 gr/cc	0.008 - 0.03 fraction
3	Packstone*	16 - 25 API	2.43 - 2.67 gr/cc	0.03 - 0.11 fraction
4	Grainstone*	8 - 11 API	2.41 - 2.43 gr/cc	0.11 - 0.45 fraction
5	Boundstone*	5 - 8 API	2.67 - 2.74 gr/cc	0.45 - 0.6 fraction
6	Crystalline*	1 - 5 API	2.74 - 2.8 gr/cc	0.6 - 0.75 fraction

Hubungan antara *rock type* dan FZI akan dijelaskan dengan menggunakan korelasi *neural network*

Note (*) = nilai petrophysics aktual dari *core depth data*
 (*) = nilai asumsi petrofisik

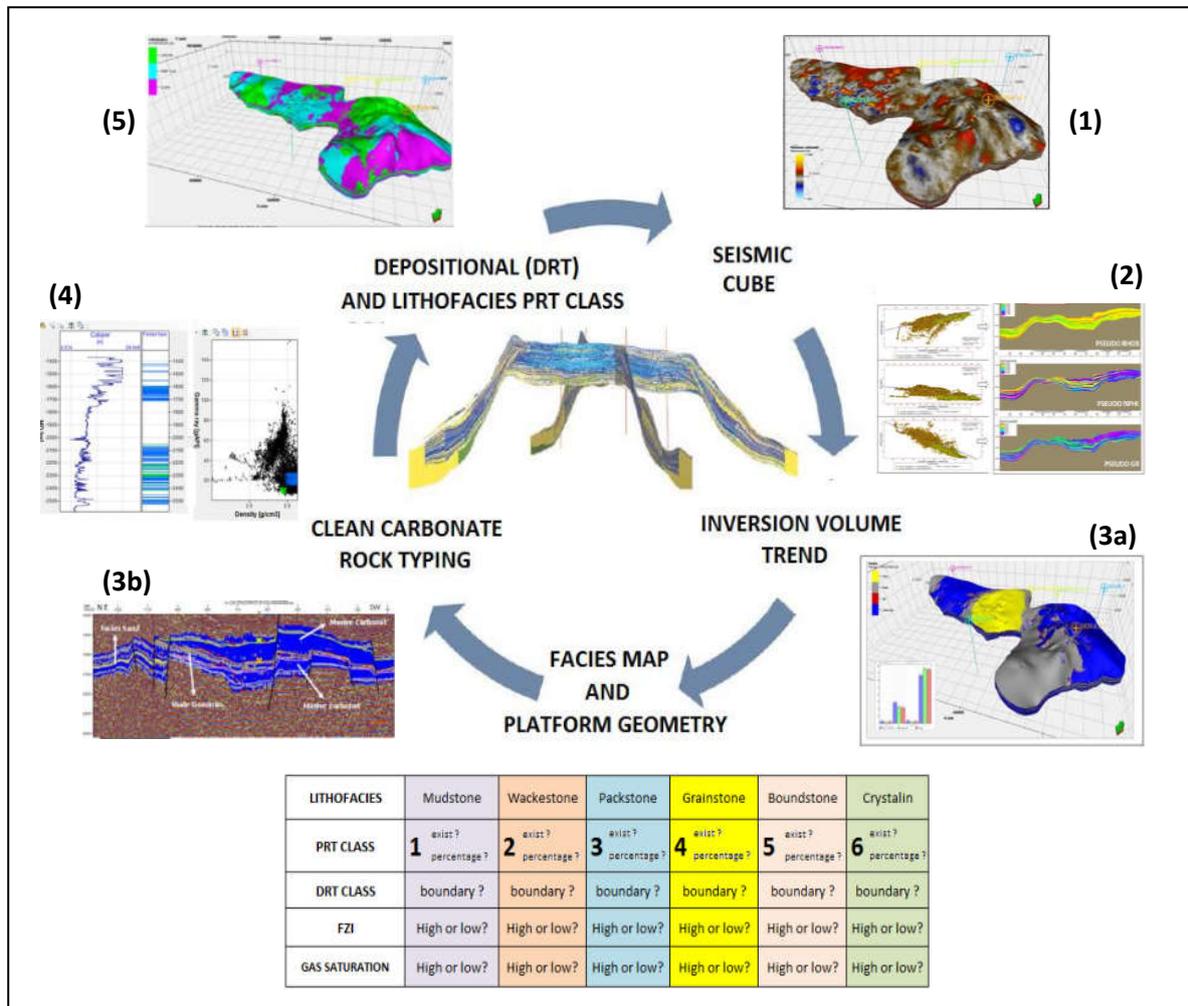
Flowchart sederhana model 3D PRT dengan penggabungan beberapa pertanyaan yang terkait dengan ketidakhadiran persentase *rock class*, batas pengendapan dan kehadiran gas potensial di dalam kelas batuan dapat dilihat pada (Gambar 2).

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Batasan Marker Formasi Berai

Karakteristik log sumuran dapat digunakan untuk mengetahui refleksi batuan pada beberapa sumur yang memiliki kesamaan berdasarkan pola dan karakteristik petrofisika dalam satuan sekeunstratigrafi. Batasan marker dari beberapa formasi didaerah kajian didapat melalui integrasi antara korelasi log sumur yang sesuai dengan pola log *Gamma ray* dan informasi yang diperoleh berdasarkan data *cutting* pemboran. Korelasi sumur yang dimaksud dilakukan dengan memetakan batas antara Formasi Tanjung, Formasi Berai dan Formasi Warukin pada 4 sumur yang berbeda.

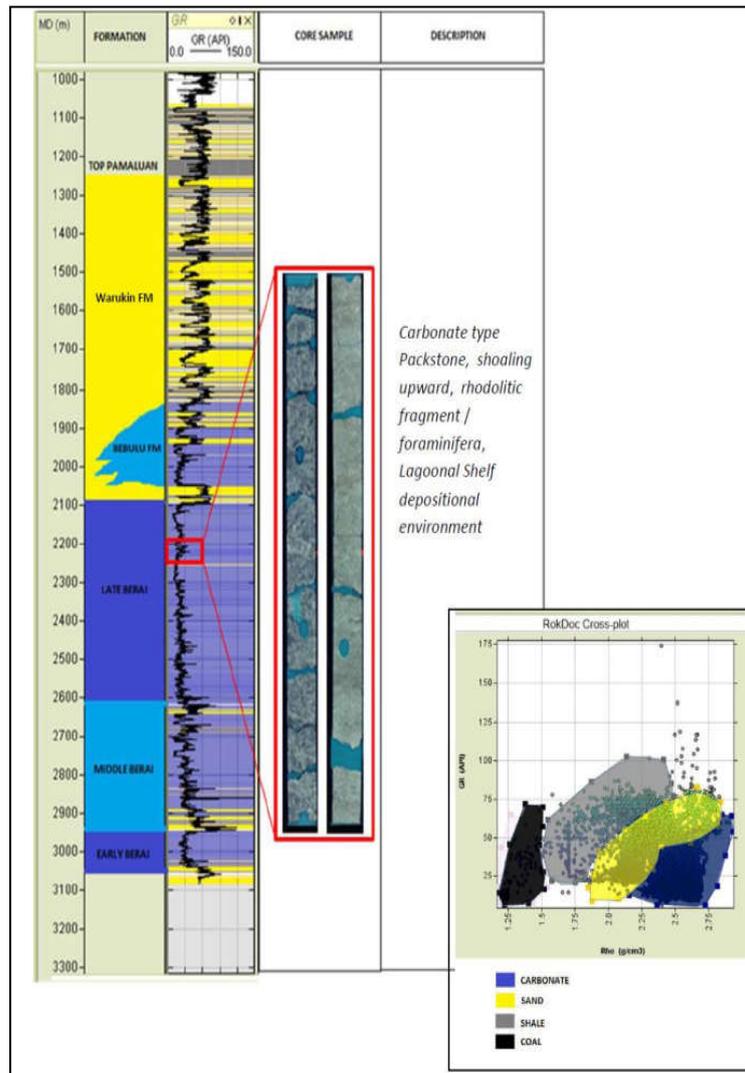
Hasil dari penampang elektrofacies pada Sumur BK-1 seperti yang terlihat pada (Gambar3) menunjukkan bahwa marker stratigrafi antara *top* Berai dan *lower* Berai telah sesuai validasi posisi kedalaman sampel *coring* dan juga sesuai dengan posisi kolom stratigrafi regional yang menunjukkan bahwa formasi Berai tersusun atas 3 satuan *platform* karbonat yang berbeda (Berai bawah, Berai tengah dan Berai atas). Adapun kehadiran satuan karbonat lainnya yang berada diatas Formasi Berai yang masuk pada umur Formasi Warukin disebut juga sebagai Karbonat Bebulu (Mobil Adang Kutei inc, 1987).



Gambar 2. Flowchart sederhana model 3D PRT yang di lakukan dalam penelitian ini

Depth Structure Formasi Berai

Tahapan awal yang termasuk dalam pekerjaan input data dan analisa geofisika didaerah kajian yang dilakukan dalam penelitan ini ialah melakukan input data seismik dasar beserta data sumuran dan kemudian dilakukan seismik *well tie*. Proses *picking* data seismik dilakukan untuk mendapatkan batasan horison dari parasekuen Formasi Berai, dimana marker kedalaman horison dari *top* Berai dan *bottom* Berai didapat dari data sekunder sumuran yang telah tersedia. Hasil dari beberapa proses interpretasi awal dan *picking seismic horison* dapat dilihat pada Gambar 4



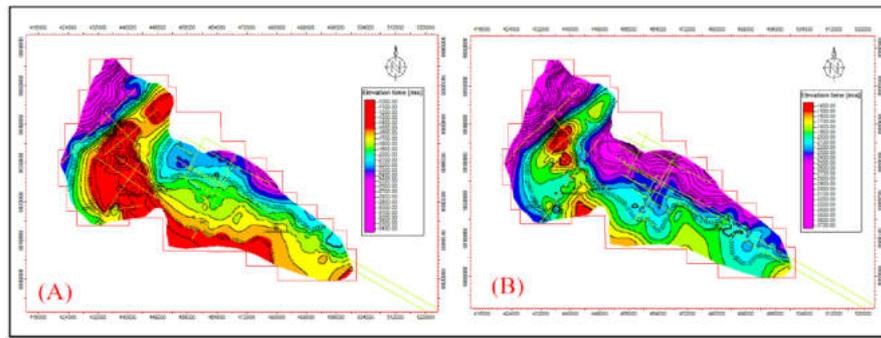
Gambar 3. Analisa elektrofases dan deskripsi core sumur BK-1

Deterministic Seismic Inversion

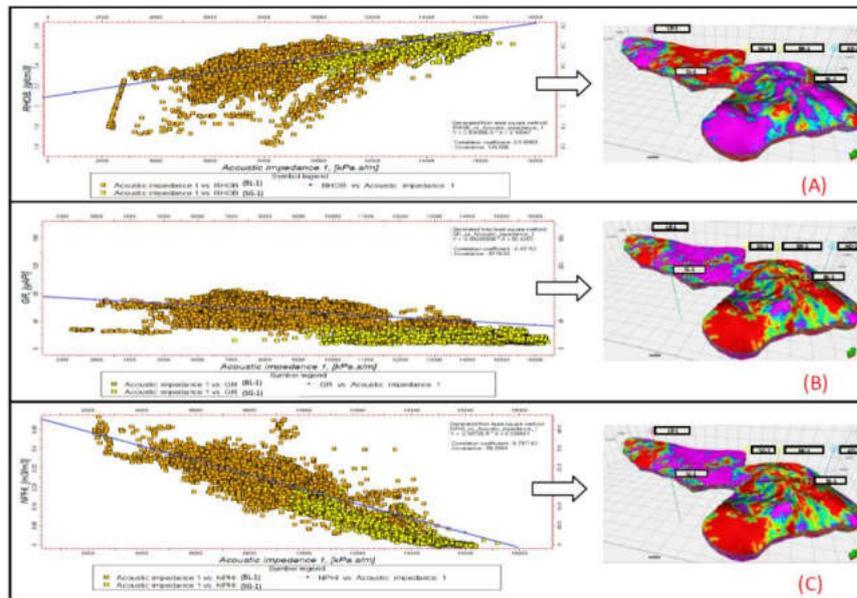
Volume pseudo log hasil dari inversi seismik termasuk *pseudo* seismik RHOB, *pseudo* seismik Gamma Ray dan *pseudo* seismik NPHI. Keterwakilan data log untuk melakukan *crossplot acoustic impedance* (AI) diambil pada 2 titik sumur yang dianggap paling sensitif dengan lintasan *line* seismik *original*, yaitu sumur BL-1 dan sumur SG-1. Hasil *crossplot impedance versus* log RHOB, log Gamma ray dan log NPHI beserta fungsi regresinya dapat dilihat pada Gambar 4. Fungsi dari *crossplot impedance* tersebut digunakan sebagai *trend* untuk menyebarkan atribut inversi seismik.

The detail application of trend volume can be used to enhance the difference of lithological unit (facies), as expressed below :

1. *Facies* batu lempung (*shale*) tercermin dari nilai pembacaan *log gamma ray* yang tinggi. Sehingga pembobotan dilakukan dengan menggunakan *trend volume pseudo gamma ray*.
2. *Facies sandstone* memiliki refleksi nilai pembacaan *log gamma ray* yang rendah, sehingga pembobotan dilakukan dengan menggunakan kebalikan dari *trend volume pseudo gamma ray* ($trend = 1/Gamma\ Ray$).
3. *Facies siltstone* tercermin dari nilai pembacaan *log RHOB* yang tinggi, sehingga pembobotan dilakukan dengan menggunakan *trend volume pseudo RHOB*.
4. *Facies* batu gamping tercermin dari nilai pembacaan *log NPHI* yang rendah, sehingga pembobotan dilakukan dengan menggunakan kebalikan dari *trend volume pseudo NPHI* ($trend = 1/NPHI$).



Gambar 4 (A) Top deep structure Berai, (B) Bottom deep structure Berai



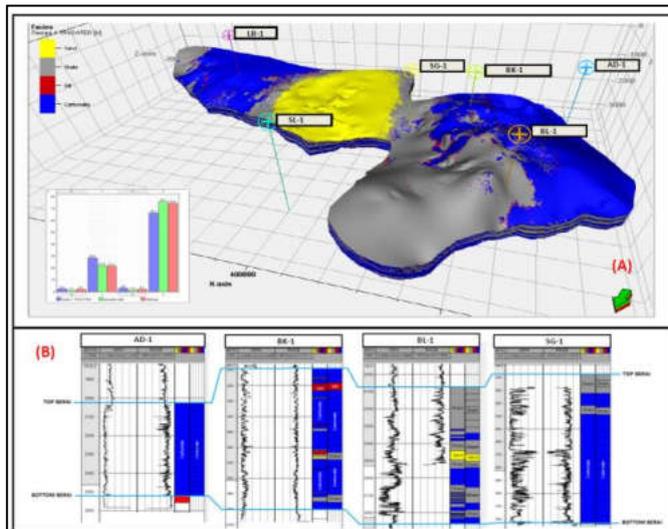
Gambar 5 (A) crossplot log AI versus log RHOB, beserta hasil kalkulasi volume trend
 (B) crossplot log AI versus log Gamma Ray, beserta hasil kalkulasi volume trend
 (C) crossplot log AI versus log NPHI, beserta hasil kalkulasi volume trend

3d Model Fasies 3d Dan Geometri Platform

Hasil analisa bentuk geometri dari tubuh fasies karbonat (Gambar 6) didaerah kajian dilakukan dengan memetakan sebaran fasies karbonat yang dominan. bentuk geometri fasies karbonat memperlihatkan tiga kelompok platform yang berbeda periode pembentukannya. Ketiga kelompok platform dinamakan sebagai Platform A, Platform B dan Platform C dimana masing masing platform tersebut dipisahkan oleh sisipan shale, silt dan sand. Sisipan fasies shale yang cukup dominan dengan perselingan batuan karbonat merupakan bagian dari pembentukan platform B dan diidentifikasi sebagai produk transgresi (onlap). Pada sebagian tempat terlihat sisipan sandstone yang menandakan bagian dan batas dari geometri sedimen downlap (regresi). (Gambar 7) menunjukan penampang lateral model fasies pada line seismik SR-IX yang terletak disebelah timur blok kajian, hasil penampang memperlihatkan posisi platform A dan C yang downlap kearah NE, juga beberapa tambahan pada sayatan fasies (facies slicing) menunjukkan tidak adanya platform B di blok NW daerah penelitian. Pendekatan alternatif untuk menentukan pola pembentukan reef akan dinilai berdasarkan pada konfigurasi peta ketebalan pada setiap platform (Gambar 8).

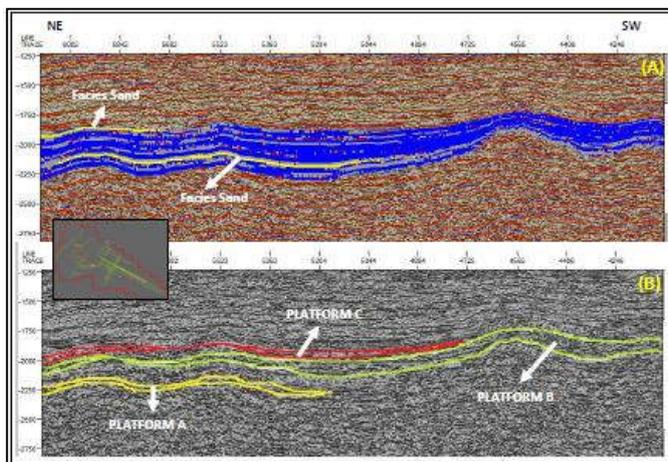
Interpretasi tubuh geometri reef buildup dengan menggunakan picking horison dalam interpretasi tunggal seismik tidak dapat memberikan gambaran yang sebenarnya karena perubahan dalam beberapa parameter pengontrol seperti evolusi tektonik setelah proses pengendapan, proses batuan karbonat yang kontak dengan air meteorik dan mengganggu proses pertumbuhan reef oleh material debris flow ketika regresi terjadi. Ada beberapa metode alternatif yang dilakukan dalam penelitian ini untuk menganalisis geometri lapisan platform karbonat. fasies clean karbonat telah diklasifikasikan menjadi 3 kelompok platform utama, masing-masing platform ketebalan diperoleh dari penghitungan interval antara horison platform teratas dan horison platform bawah. Pendekatan ini dilakukan karena resolusi seismik di daerah penelitian sangat rendah, menyebabkan beberapa kendala untuk menginterpretasikan munculnya penumpukan reef. Hasil dari pendekatan ini dapat

menggambarkan konfigurasi pola pembentukan *reef* dan mengembangkan pola di dalam parasikuen karbonat itu sendiri. Pertumbuhan penumpukan *reef* masif dalam *platform* geometri dapat diidentifikasi berdasarkan dominasi ketebalan



Gambar 6

(A) Hasil penaksiran sebaran model fasies 3D
(B) Validasi hasil model fasies dengan *log* fasies pada penampang sumur

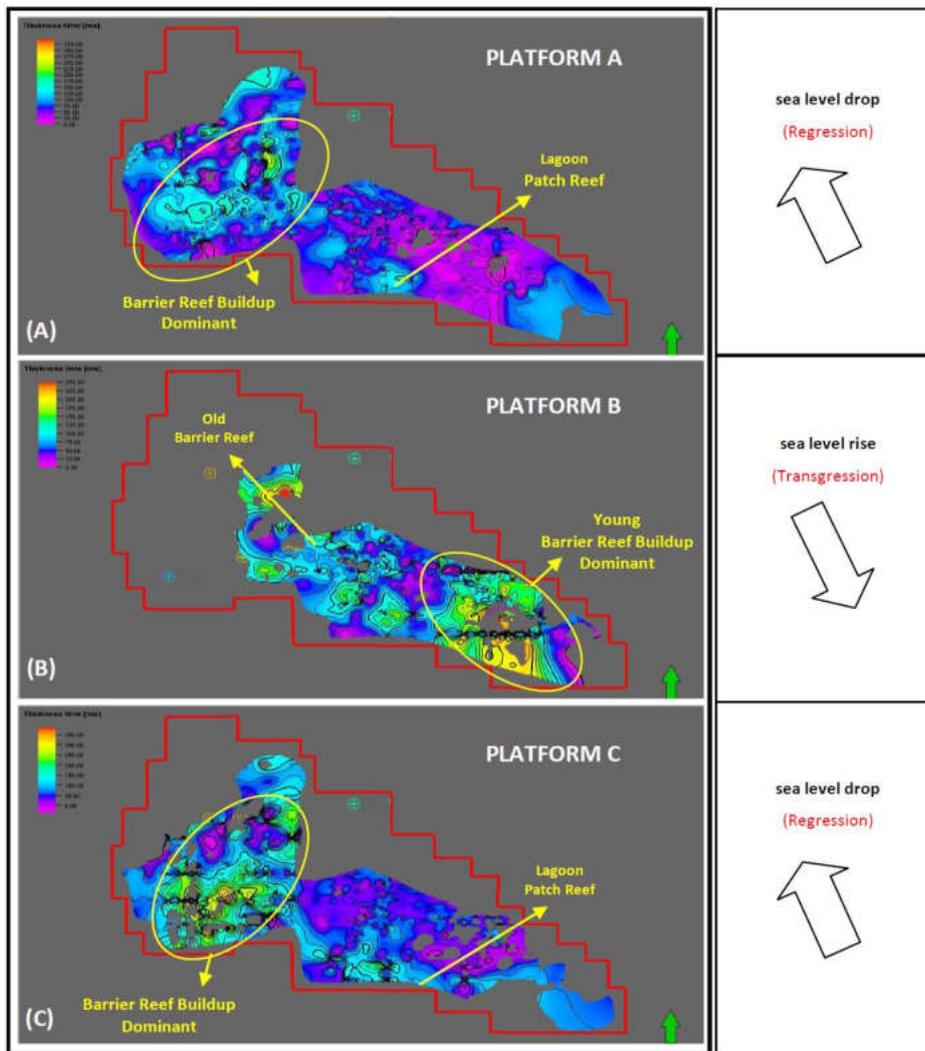


Gambar 7 (A) Sebaran model fasies 3D pada penampang *line* seismik SR-1X

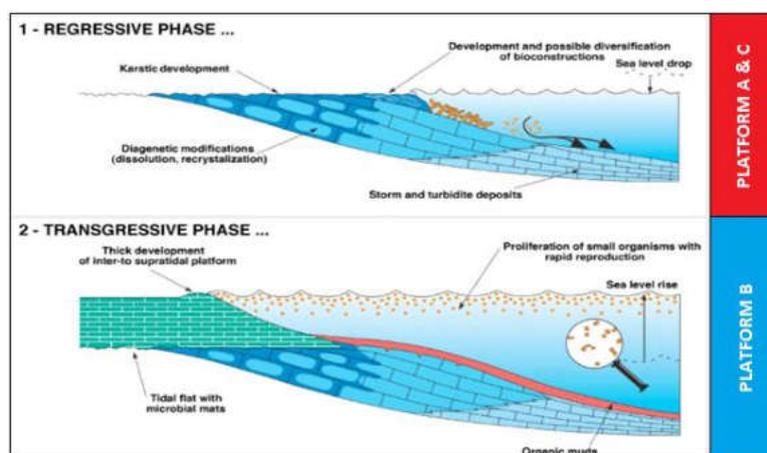
(B) Interpretasi geometri *platform* pada penampang *line* seismik SR-1X

Hasil dari profil ketebalan masing-masing *platform* ditunjukkan pada Gambar 8. Perkembangan *reef* yang terbentuk di *platform* A dan *Platform* C lebih dominan di sebelah barat laut area penelitian, sedangkan perkembangan *reef* yang terbentuk di *platform* B lebih dominan di barat daya dari daerah penelitian. Ini dapat memberikan gambaran mengenai perubahan kenaikan *sea level* di lingkungan paleogeografi dari blok penelitian *inline* dengan interpretasi *onlap* geometri dan posisi *downlap* dari badan *platform* dengan interpretasi sebelumnya (Gambar 8).

konseptual model geologi pengendapan karbonat (lihat Gambar 9) juga *inline* dengan hasil interpretasi dari perkembangan arah pertumbuhan dan asosiasi sedimen. Gambar 9 juga menjelaskan keberadaan fasies sandstone dari produk regresi yang menyalip *platform* A dan C. Sementara kehadiran fasies *shale* sebagai asosiasi sedimen *platform* B yang merupakan bagian dari fase transisi. Menurut Gambar 9, tubuh *platform* B akan cenderung menjadi produk litofasies *reef-flat*. Hal ini telah dibuktikan dalam hasil pemodelan asosiasi fasies yang menunjukkan *platform* B di tengah tubuh karbonat mengandung secara dominan produk *reef-flat* (lihat Lampiran D).



Gambar 8. (A) Chronostatigraphy reef buildup pada Platform A
 (B) Chronostatigraphy reef buildup pada Platform B
 (C) Chronostatigraphy reef buildup pada Platform C



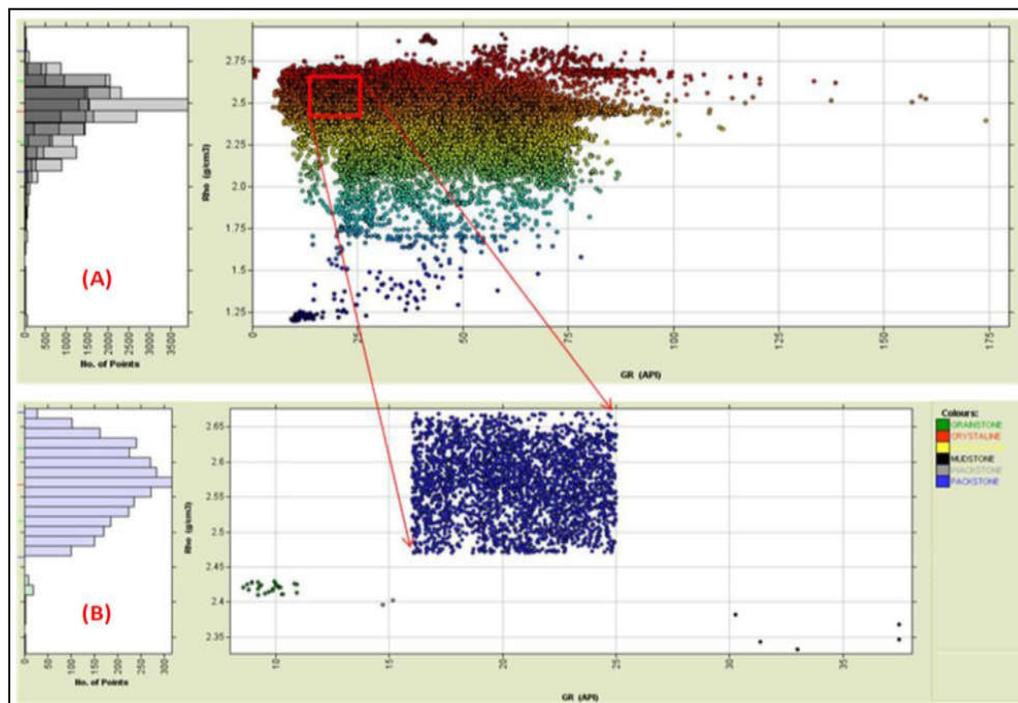
Gambar 9. Model geologi tentang pembentukan platform karbonat
 (modified after ABGP, 2015)

Analisis *Rock Physics* Dan Pembagian *Rock Type*

Beberapa peneliti telah mengklasifikasikan jenis batuan karbonat menggunakan kombinasi pendekatan petrofisika dan petrografi (Skalinski M et al., 2014). Namun, tidak ada subjek literatur sebelumnya dalam tujuan *rock typing* yang serupa di reservoir karbonat formasi Berai. Kisaran nilai *input* petrofisik enam tipe batuan menurut klasifikasi Dunham (1962) telah dinilai menggunakan kombinasi nilai petrofisika yang terletak di data kedalaman *core* dan beberapa penilaian (lihat Tabel 2). Hasil analisis *crossplot rockphysic* menunjukkan bahwa dari keseluruhan enam kelas litofasies, hanya ada 4 kelas tipe batuan karbonat di lokasi penelitian, yang terdiri dari *grainstone*, *wackstone*, *packstone* dan *mudstone* (Tabel 3). Analisis *crossplot* juga menunjukkan kelas *packstone* sangat dominan, kemudian diikuti oleh *grainstone*, *mudstone* dan *wackstone*. Gambar 10 menggambarkan bahwa hasil analisis *crossplot* menggunakan perangkat lunak *Rockdoc* menunjukkan informasi yang kurang lebih serupa yang diperoleh dari data sekunder berdasarkan pengamatan petrografi. Model estimasi *rock type* 3D di area studi ini dan konfigurasi *rock type* sepanjang arah seismik NW-SE dapat dilihat di Lampiran A.

Table 3. Hasil *Cut off* akhir jenis *rock tye* di lokasi penelitian

No	Lithofacies	RHOB Cut off	NPHI Cut off	GR Cut off
1	Mudstone	2.315 – 2.389 gr/cc	0.00 - 0.012 fraction	27.5 – 38 API
2	Wackstone	2.389 – 2.406 gr/cc	0.012 - 0.025 fraction	13 - 15.7 API
3	Packstone	2.45 - 27 gr/cc	0.025 - 0.115 fraction	15.7 - 27.7 API
4	Grainstone	2.406 - 2.45 gr/cc	0.115 - 0.25 fraction	7.0 - 13 API



Gambar 10.

(A) Contoh *Crossplot rock physics log Gamma ray versus RHOB*
 (B) hasil analisa rockphysics yang menunjukkan kehadiran 4 rocktype di daerah penelitian

Model Porositas

Pembuatan model porositas dilakukan dengan membuat *crossplot AI versus* nilai porositas. Nilai porositas yang diambil untuk langkah ini ialah nilai porositas *core* yang hanya berasal dari *sample core* pada kedalaman sumur SG-1 dan BK-1. Nilai porositas *core* tersebut kemudian diekstrak menjadi porositas log, mengingat interval data porositas *core* tersebut diambil pada kedalaman yang kurang mewakili keseluruhan interval batuan karbonat yang dikaji, maka akan terdapat sedikit anomali pada *crossplot* AI versus porositas *core*. Lihat (Lampiran B). Hasil dari distribusi 3D model porositas dapat dilihat pada (Lampiran C)

Model FZI

FZI adalah parameter umum yang digunakan untuk mengklasifikasikan *flow unit* pada batuan reservoir yang dapat dilihat pada persamaan (1) dan (2). Banyak peneliti sebelumnya menerapkan parameter ini dalam studi reservoir batu pasir dan beberapa juga menerapkannya pada reservoir karbonat (Amaefule et al, 1993).

$$RQI = 0,0314\sqrt{k/\phi} \dots\dots Eq (1)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\left(\frac{\phi}{1-\phi}\right)} \dots\dots Eq (2)$$

Sedangkan RQI adalah indeks kualitas reservoir, FZI adalah indikator zona aliran, *k* adalah Permeabilitas dan ϕ adalah porositas.

Model volume FZI dihasilkan dengan menggunakan fungsi kalkulator volume sederhana, input data yang diperlukan seperti porositas dan permeabilitas model sudah diperkirakan pada langkah sebelumnya. Hasil dari model 3D FZI dapat dilihat di (Lampiran B).

Distribution Zona Prospek Gas

Gambaran adanya akumulasi gas pada daerah penelitian bergantung terhadap sebaran model FZI setelah dikoreksi dengan saturasi air awal, akan tetapi gambaran mengenai kehadiran akumulasi gas pada reservoir karbonat pada penelitian ini didasarkan pada pendekatan nilai *resistivity* dan perhitungan nilai saturasi air (1-Sw). Rekomendasi daerah prospek dipetakan atas dasar nilai FZI tertinggi dengan nilai *resistivity* MSFL yang rendah dan nilai saturasi air (Sw) yang kecil. Prospek zona akumulasi gas telah divalidasi dengan menggunakan informasi penting dari aliran hidrokarbon yang sesuai dengan kedalaman profil uji DST (Lampiran C). prospek reservoir gas di area studi berdasarkan kombinasi validasi PRT, DRT dan DST yang terletak di kelas *rock type 3 (packstone)* di mana diendapkan pada transisi *reff flat* dan lingkungan pengendapan *lagoon* (Gambar 11).

LITHOFACIES	Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalin
PRT	1	2	3	4	No exist	
DRT	Backreef - Lagoon		Reff flat	Slope	No exist	
GAS CONTENT	VERY LOW		HIGH	FAIR	LOW	No exist

Gambar 11. Rekapitulasi potensi PRT dan DRT untuk *gas reservoir play*

Hubungan Antara DRT, PRT DAN FZI

Variasi *rock type* yang dihasilkan dalam penelitian ini harus mampu menjelaskan diagenesis pada batuan karbonat yang dapat diwakili oleh parameter FZI. Hasil korelasi menggunakan pendekatan *neural network* antara tipe volume *rock* dan volume FZI di wilayah studi menunjukkan bahwa *Grainstone* memiliki nilai FZI simultan terbesar, diikuti oleh *packstone* dan *mudstone*, sedangkan *wackestone* memiliki nilai simultan FZI terendah (Gambar 12).

Correlation type: Linear						
	FZI	ROCKTYPE [rocktype Neural net]	MUDSTONE	WACKSTONE	PACKSTONE	GRAINSTONE
FZI	1.0000	0.0200	0.0140	0.0019	0.0217	0.0350
Total	0.0000	0.0200	0.0140	0.0019	0.0217	0.0350

Correlation type: Non-linear					
	FZI	LITHOFACIES	LAGOON	REEF FLAT	SLOPE
FZI	1.0000	0.0347	0.0062	0.0496	0.0579
Total	0.0000	0.0347	0.0062	0.0496	0.0579

Gambar 12. Hasil korelasi *simultan* menggunakan fungsi *Neural Network*

- (A) Hasil korelasi FZI dengan volume *rock type*
- (B) Hasil korelasi FZI dengan volume *lithofacies*

Berdasarkan model asosiasi fasies (lihat Lampiran D), asosiasi fasies *backreef lagoon* didominasi oleh *skeletal wackestone* dan *mudstone*. Beberapa pembentukan produk dalam asosiasi fasies ini dihasilkan dari lingkungan energi rendah yang menciptakan kandungan lumpur yang lebih tinggi yang dapat dilihat dari tekstur pengendapannya, umumnya dicirikan sebagai *mudstone* dan *wackestone* (Sarg 1988). Faktor-faktor pembentuk di lingkungan *lagoon* ini menyebabkan jenis batulempung dan batuan *wackestone* mengandung nilai FZI simultan yang rendah (lihat Gambar 12).

Asosiasi *facies reef-flat* didominasi oleh *Foraminifera packstone-grainstone*. Beberapa pembentukan produk dalam hal ini dalam asosiasi fasies ini disebabkan karena lingkungan energi yang lebih tinggi, dampaknya dalam persentase kandungan *mud* harus lebih kecil di dalam tekstur batuan. Faktor pembentukan ini terutama di lingkungan *slope* menyebabkan jenis *grainstone* memiliki nilai FZI simultan yang tinggi (lihat Gambar 12).

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini, para peneliti mengemukakan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. *Rock type* reservoir karbonat yang diperoleh dari pendekatan petrofisika di daerah penelitian ini dari volume terbesar ke terendah berturut-turut berturut-turut adalah *Packstone*, *Grainstone*, *Mudstone* dan *Wackestone*. Hasil dari kelas jenis batuan ini menunjukkan hasil yang sama dengan kondisi *rock type* aktual yang diperoleh berdasarkan pengamatan petrografi dari pengamatan sebelumnya.
2. Distribusi model fasies karbonat di daerah penelitian dibentuk dalam lingkungan *shelf* yang disusun menjadi tiga kelompok *platform* yang berbeda, sedangkan jenis *reef* yang terbentuk di *platform A* dan *platform C* memiliki bentuk dominan terbentuk pada *barrier reef* dan *less patch reef*, sedangkan *platform B* memiliki bentuk dominan pada *barrier reef*.
3. Zonasi tinggi gas *bearing* di daerah studi Formasi Berai ditemukan di *platform A* karbonat. Hal ini disebabkan karena refleksi FZI (indikator zona aliran) tertinggi dan pembacaan terkecil resistivitas MSFL dan saturasi air.
4. prospek *gas play* di daerah penelitian setelah divalidasi dengan informasi DST ditemukan di *packstone* (PRT kelas 3) pada transisi dari *reef flat* dan lingkungan *lagoon*. Meskipun produk *grainstone* (PRT kelas 4) memiliki nilai FZI terbesar, mengandung jumlah gas lebih sedikit karena pembentukan energi tinggi di *slope*.

Adapun saran yang ingin disampaikan penulis antara lain :

1. Perlu dilakukan penambahan data SCAL yang sebaiknya di ambil pada interval kedalaman karbonat *platform A*.
2. Data DST yang tersedia hanya tersedia pada *platform B* dan *C*, oleh karena itu Untuk uji sumur lanjutan, sebaiknya di lakukan DST pada interval kedalaman karbonat *platform A*

DAFTAR PUSTAKA

- ABGP, Brazilian Association do Petroleum Geologists., 2015, Diagenetic carbonate, Short Course Handbook.
- Ahr, W. M. 2008. Geology of Carbonate Reservoirs. Wiley, New York.
- Amaefule, J.O., Altunbay, D., Tiab, D., Kersey, D.G., dan Keelan, D.K., 1993, Enhanced Reservoir description : using core and log data to identify hydraulic (flow) unit and predict permeability in uncored interval/well, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 26438, 16 page.
- Amiarsa DP, Kurniawan IA, Susanto A, and Tabri KN. 2012., Carbonate Facies Model and Paleogeography of Tendehhantu Formation, Northern Kutai Basin, Indonesia. Search and Discovery Article #50746, AAPG International Conference and Exhibition, Singapore, September 16-19, 2012. 10 pages.
- Carman, P. C. 1939. Permeability of saturated sands, soils and clays. Journal of Agricultural Sciences, 29, 57–68.
- Choquette, P.W. and Pray L.C., 1970, Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Karbonat, AAPG Bulletin, v. 54, p. 207-250.
- Corbett, P. W. M. 2010. Petrotype-based sampling applied in a saturation exponent screening study, Nubian Sandstone Formation, Sirt Basin, Libya. Petrophysics, 51, 264–270.
- Corbett, P. W. M. & Potter, D. 2004. Petrotyping: A basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction. Paper presented at the SCA Annual Conference, Abu Dhabi, 5–9 October 2004.
- Dunham, R.J, 1962, *Classification of karbonat rocks according to depositional texture*, American Association of Petroleum Geologist Memoir I, Tulsa, Oklahoma; U.S.A.
- Embry, A. F. & Klovan, J. E. 1971. A late devonian reef tract on Northeastern Banks Island, NWT. Canadian Petroleum Geology Bulletin, 19, 730–781.

Koesoemadinata, R.P., Taib, M.I.T., dan Samuel, L., 1994. Subsidence curves dan modeling of some Indonesia Tertiary Basins : 1994 AAPG International Conference dan Exhibition Kuala Lumpur , Malaysia, p. 1-42.

Mobil Adang Kutei inc, 1987, Geological internal report at Adang Block, Kalimantan Indonesia.(*unpublished report*)

Lucia, F. J. 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum Petrology*, 35, 629–637.

Lucia, F. J. 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 79, 1275–1300.

Lucia, F. J. 2007. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*, 2nd edn. Springer, New York.

Lønøy, A. 2006. Making sense of carbonate pore systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 90, 1381–1405.

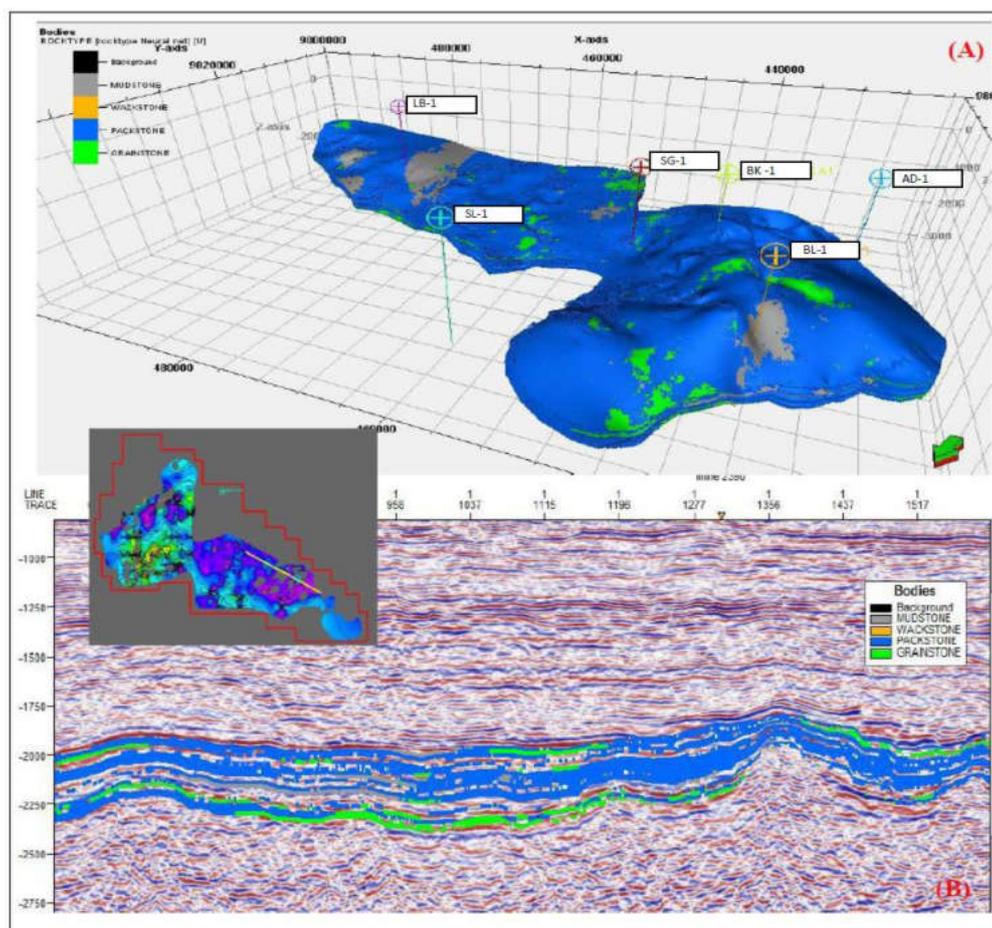
Sarg, J., F., 1998, *Carbonate sequence stratigraphy*, in Wilgus, C., K., Hasting, B., S., Kendal, C., G. ST. C., Posameinter, H., W., Ross, C., A., Van Wagoner, J., C., eds., *Sea level Change: An Intergrated Approach: SEPM Special Publication 42*, page155 - 182.

Serra, O. & Abbott, H. 1980. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. (SPE paper 9270.) Paper presented at the 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, TX, 21–24 September 1980.

Skalinski M, Kenter J AM. 2014.,Carbonate petrophysical rock typing: Integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior. *Geological Society London Special Publications* · January 2014. DOI: 10.1144/SP406.6. ResearchGate Publication

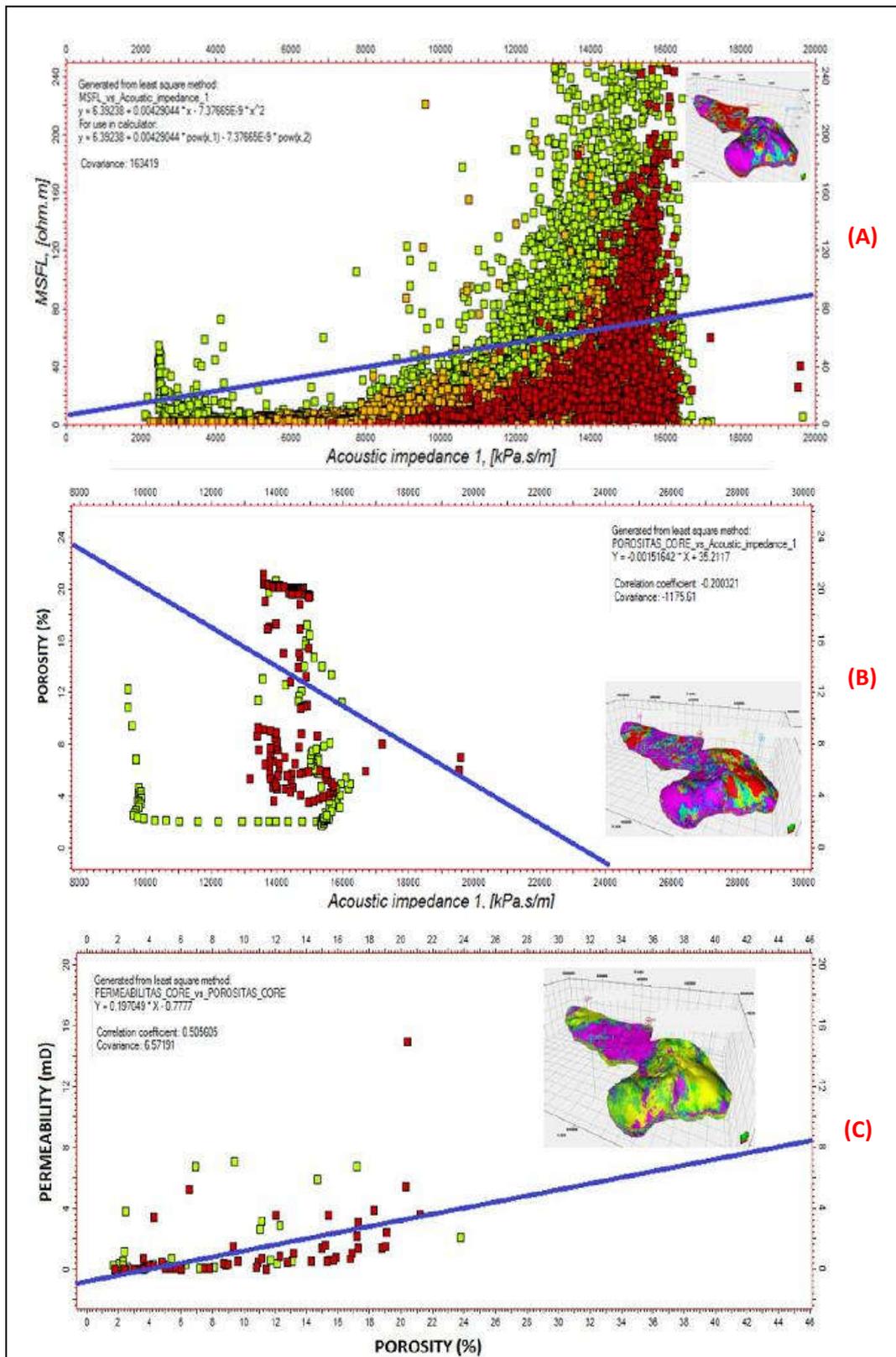
Wibowo, A. S. & Permadi, P. 2013. A type curve for carbonate rock typing. (IPTC paper 16663.) *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, 26–28 March 2013.

Wolff, M. & Pellissier-Combesure, J. 1982. FACIOLOG – Automatic electrofacies determination. Paper presented at the SPWLA Annual Logging Symposium, Corpus Christi, 6–9 July 1982.



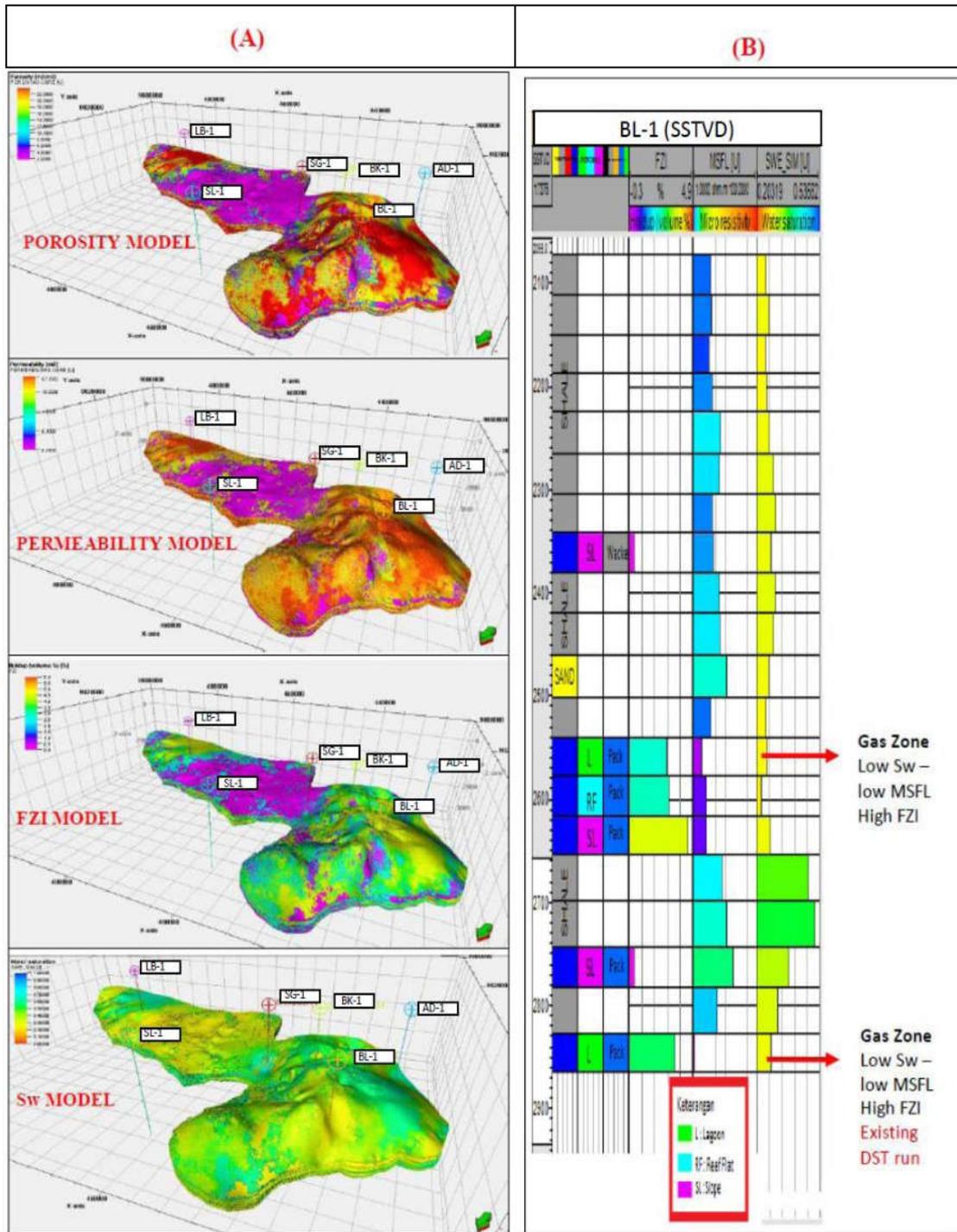
LAMPIRAN A.

(A) Tampilan model 3D distribusi sebaran *rocktype* di daerah penelitian
 (B) Model *rock type* pada penampang seismik arah NW-SE



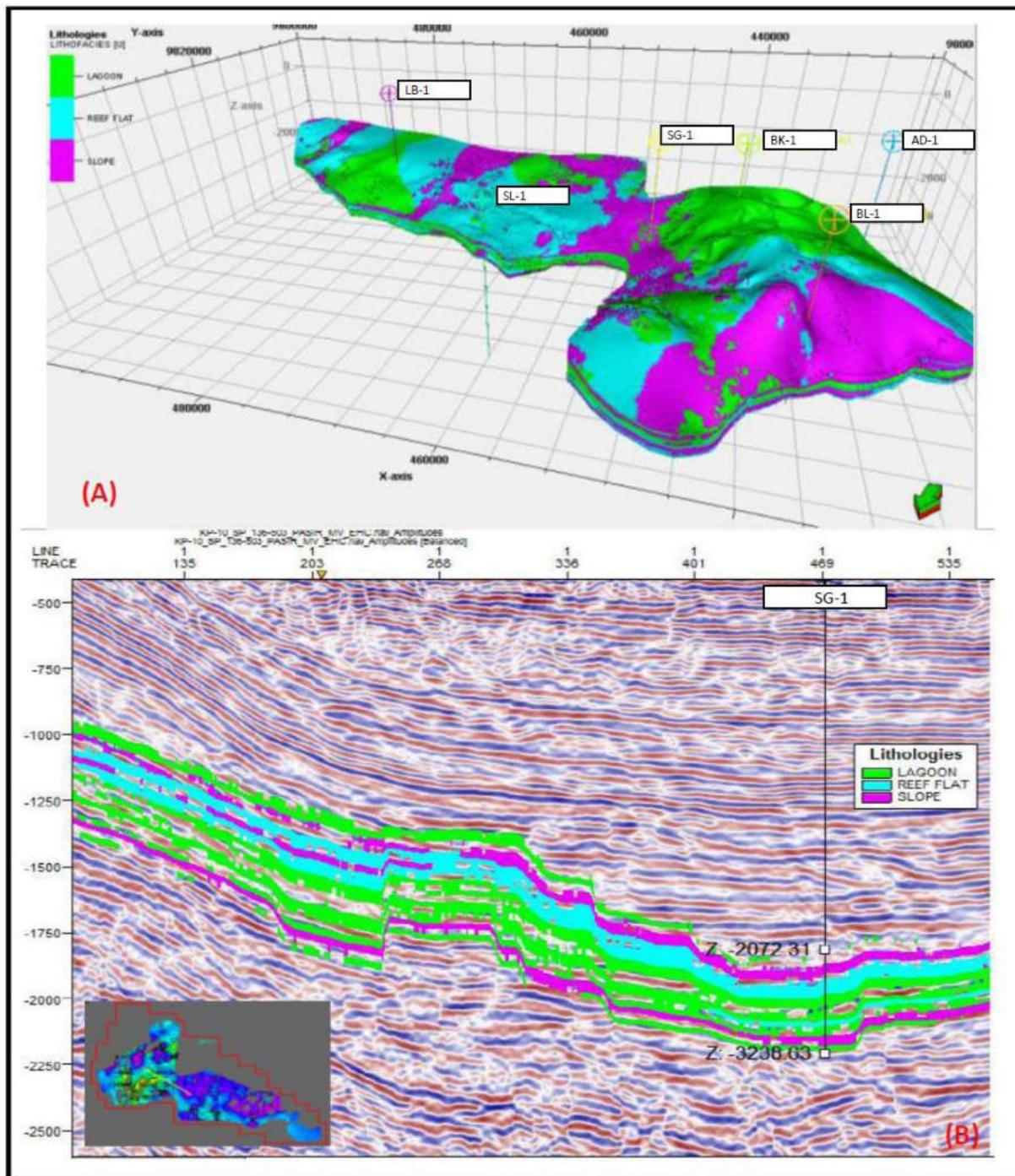
LAMPIRAN B.

- (A) Crossplot function AI versus Resistivity
- (B) Crossplot function of AI versus porositas core
- (C) Crossplot function permeabilitas core versus porositas core



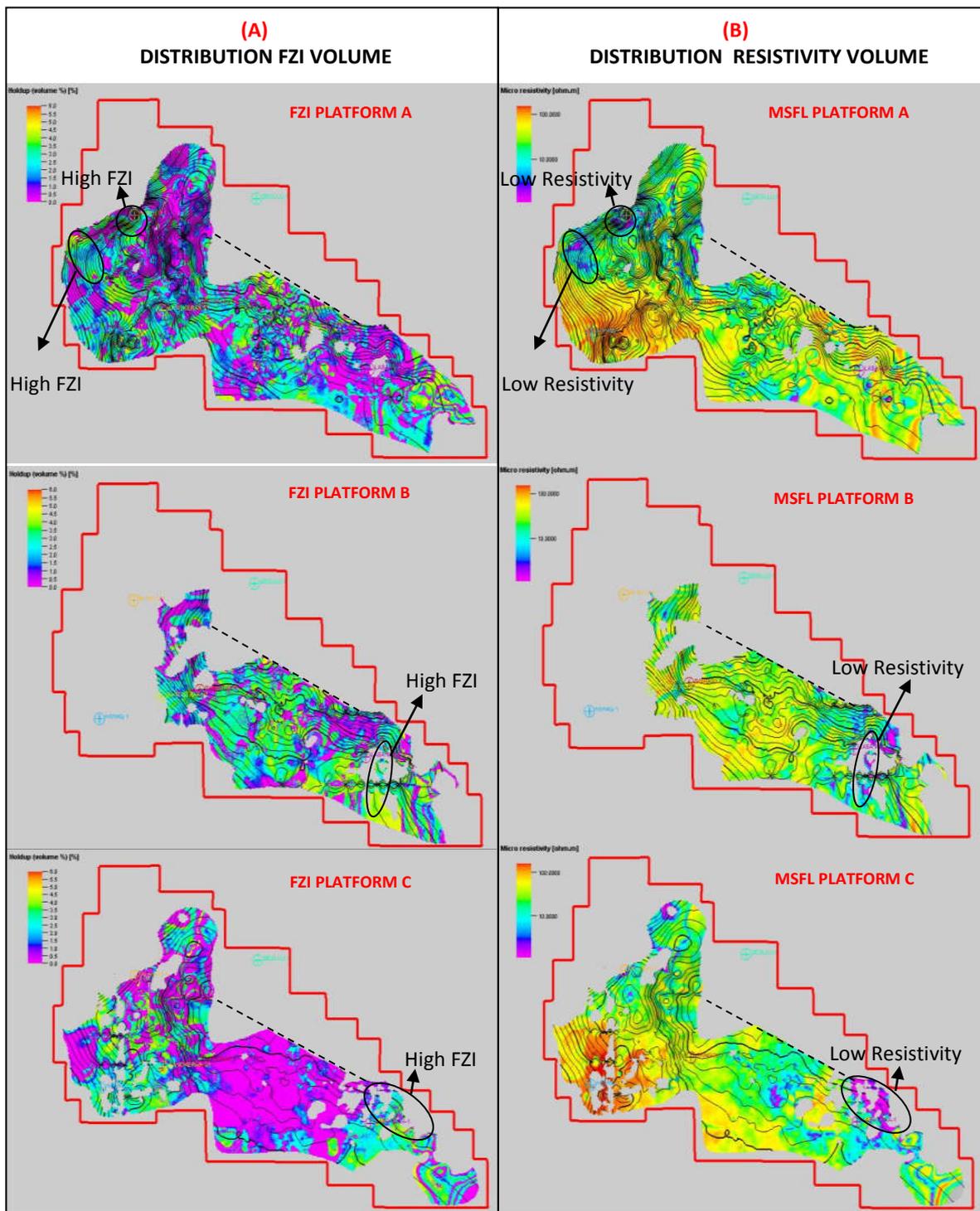
LAMPIRAN C.

(A) Sebaran Model Properti Reservoir (Porositas, Permeabilitas, FZI, Sw)
(B) validasi properti reservoir pada DST test sumur BL-1



LAMPIRAN D.

- (A) Hasil model 3D asosiasi facies setelah di *filter*
- (B) Penampang asosiasi facies pada line seismik xa-12



LAMPIRAN E

- (A) Model 3D sebaran nilai FZI pada *carbonate platform* A, B dan C
- (B) Model 3D sebaran nilai Resistivity pada *carbonate platform* A, B dan C

