

Karakterisasi Reservoir Karbonat pada Lapangan "ADH", Formasi Tuban, Cekungan Jawa Timur Utara Menggunakan Metode Inversi Stokastik

Anastasia Dwiayu Hiasinta, Sugeng Spto Sarjono

Teknik Geologi Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta
anastasia.dwiayu@yahoo.com

Abstrak

Hubungan kualitas reservoir dengan wireline log dapat menggambarkan properti reservoir (rock type) berupa porositas dan nilai impedansi akustik. Apabila nilai impedansi akustik dapat dibangun pada setiap grid, maka akan dapat dipetakan kualitas reservoirnya (rock type). Metode inversi merupakan salah satu metode andalan dalam identifikasi sebaran hidrokarbon. Metode seismik inversi menghasilkan respon yang tidak unik dan dapat menghasilkan respon yang sangat beragam sehingga perlu dianalisis dengan metode geostatistik guna mendapatkan resolusi yang lebih baik dalam menggambarkan karakterisasi reservoir. Pembagian nilai rock type dilakukan berdasarkan hubungan antara porositas & permeabilitas, serta grafik berupa hubungan tekanan kapiler dan saturasi air. Berdasarkan grafik tersebut, terdapat pembagian sebanyak 3 rock type, yaitu RT-1 dengan nilai porositas 20-35%, permeabilitas 91-900mD, RT-2 dengan nilai porositas 15-19%, permeabilitas 16-90mD, dan RT-3 dengan nilai porositas 5-14%, permeabilitas 1-16%. Metode inversi secara geostatistik dilakukan dengan metode stokastik menggunakan latar belakang model hasil inversi impedansi akustik, mampu memberikan hasil dengan tingkat akurasi dan korelasi tinggi. Sebaran kualitas reservoir (AI dan rock type) dianalisis berdasarkan hasil inversi stokastik dengan reservoir yang bersifat porous memiliki nilai impedansi antara 2000 hingga 10000 g.m/cm³.s berasosiasi dengan RT-1 dan RT-2 (porositas 5-35%) dan yang bersifat tight memiliki nilai impedansi 10000 hingga 16.000 g.m/cm³.s berasosiasi dengan RT-3 (porositas <5%). Hasil slice pada daerah penelitian terlihat bahwa penyebaran RT-1 berada disebelah utara dan RT-3 berada sebagian diselatan daerah penelitian.

Kata Kunci: Reservoir, Stokastik, rock type, Impedansi Akustik

1. Pendahuluan

Salah satu reservoir di Cekungan Jawa Timur Utara yang mampu menghasilkan reservoir adalah Formasi Tuban. Formasi Tuban sebagai reservoir karbonat merupakan suatu hal yang menarik untuk dipelajari dimana reservoir karbonat memiliki heterogenitas yang tinggi. Secara regional umur formasi ini berkisar antara Oligosen – Miosen Awal. Reservoir karbonat Formasi Tuban ini terbentuk dengan lingkungan pengendapan yang relatif bersih serta cahaya matahari yang cukup untuk memberikan nutrisi yang diiringi dengan kenaikan muka air laut bertahap terhadap pertumbuhan batugamping, yang membentuk batugamping Formasi Tuban tumbuh terus keatas. Batugamping Formasi Tuban ini secara selaras diatasnya diendapkan batuan serpih sebagai batuan penutup yaitu batu serpih Formasi Ngrayong, sehingga batugamping pada Formasi Tuban dapat menjadi suatu reservoir yang produktif.

Berdasarkan sifat heterogenitas properti tersebut, maka diperlukan pendekatan konsep *rock type* dalam

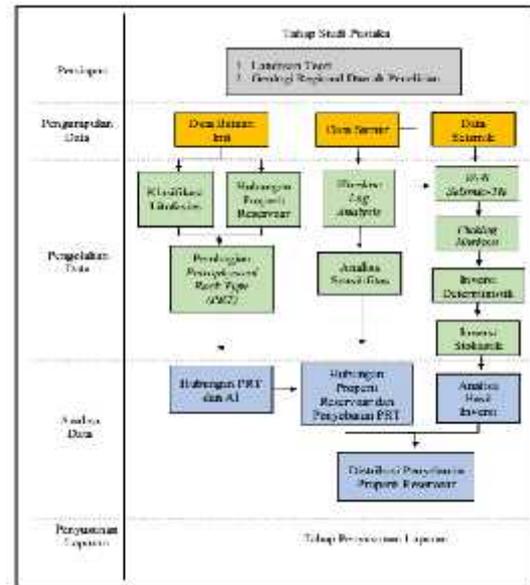
estimasi kualitas reservoir berdasarkan nilai properti yang dimiliki oleh batuan. Pendekatan dengan konsep *rock type* berdasarkan data *core* saja dirasa kurang cukup dalam menggambarkan karakterisasi reservoir, sehingga diperlukan suatu hubungan kualitas reservoir (*rock type*) dengan *wireline log*. Hubungan kualitas reservoir dengan *wireline log* dapat menggambarkan properti reservoir berupa porositas dan nilai impedansi akustik. Properti reservoir tersebut selanjutnya disebarkan dengan menggunakan data seismik. Penyebaran properti reservoir dilakukan untuk mengetahui karakteristik reservoir.

Metode inversi merupakan salah satu metode andalan dalam identifikasi sebaran hidrokarbon. Metode yang digunakan untuk mengetahui penyebaran sifat fisik pada reservoir adalah dengan mengintegrasikan data sumur dan data seismik 3D. Data sumur memiliki resolusi vertikal yang sangat bagus, namun resolusi lateralnya buruk, sedangkan data seismik

memiliki resolusi vertikal buruk namun memiliki resolusi lateral yang baik. Dengan menggabungkan kedua data tersebut, maka informasi geologi dari sumur dapat disebarkan secara lateral dengan menggunakan data seismik. Metode yang umum digunakan adalah metode inversi impedansi akustik. Metode seismik inversi menghasilkan respon yang tidak unik dan dapat menghasilkan respon yang sangat beragam sehingga perlu dianalisis dengan metode geostatistik, selain itu penyebaran properti reservoir menggunakan inversi seismik impedansi akustik dirasa kurang mampu untuk menggambarkan resolusi yang tinggi sehingga diperlukan metode inversi stokastik guna mendapatkan resolusi yang lebih baik dan diharapkan mampu dalam menggambarkan penyebaran properti reservoir dibawah permukaan. Inversi seismik stokastik adalah inversi seismik dengan metoda geostatistik dari data sumur log pemboran di integrasikan ke data seismik sehingga memberikan gambaran yang lebih baik mengenai karakterisasi reservoirnya. Kemudian data tersebut digunakan untuk mengetahui properti batuan di tempat lainnya. Maksud penelitian ini adalah untuk memahami karakterisasi resevoar batuan karbonat Formasi Tuban didaerah penelitian. Karakterisasi reservoir ini ditentukan berdasarkan nilai kontrol properti yang dimiliki oleh reservoir di daerah penelitian dan tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui penyebaran properti *rock type* pada reservoir batuan karbonat dari masing – masing *rock type* dan menentukan karakter reservoir berdasarkan nilai impedansi akustik dan penyebaran *rock type* yang diperoleh dari proses inversi deterministik dan inversi stokastik.

2. Metode

Penelitian ini dilakukan dengan cara beberapa tahap secara berurutan. Untuk tahapan penelitian sendiri berupa: tahap pendahuluan dan studi pustaka, tahap pengumpulan data, tahap analisis data, tahap penyelesaian dan penulisan laporan. Di dalam penelitian ini akan dilakukan 3 macam pengolahan data. Pengolahan yang pertama dilakukan adalah melakukan analisa pada data batuan inti untuk mengetahui pembagian *Petrophysical Rock Type (PRT)*, selanjutnya dilakukan pengolahan kedua pada data sumur untuk menyebarkan *Petrophysical Rock Type (PRT)*. Setelah melakukan proses pengolahan pada data sumur maka yang ketiga adalah pengolahan pada data seismik guna mendapatkan distribusi properti reservoir. Diagram alir penemlitan dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

2.1 Metode Pengumpulan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data batuan inti, data sumur dan data seismik. Data batuan inti digunakan untuk melakukan identifikasi fasies dan identifikasi *Petrophysical Rock Type (PRT)*.

Data batuan inti yang digunakan terdiri dari *rock description*, *routine core analysis (RCAL)* dan *special core analysis (SCAL)*. *Rock description* digunakan untuk melakukan identifikasi fasies sedangkan data RCAL serta SCAL digunakan dalam proses pembagian *Petrophysical Rock Type (PRT)*.

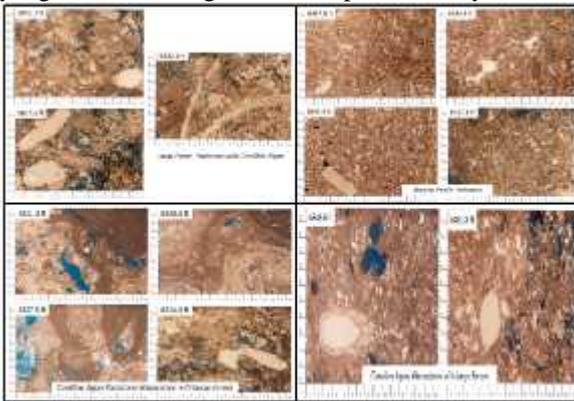
Data seismik yang digunakan merupakan data *seismic post-stack 3D* yang telah melewati tahapan *processing* sehingga data ini dapat dianggap benar dengan rasio sinyal seismik yang lebih tinggi dibandingkan dengan *noise*. Dalam melakukan proses inversi, data sumur digunakan sebagai kontrol dan data sumur merupakan data yang penting karena data ini digunakan dalam proses pembuatan model awal. Data sumur yang digunakan terdiri dari 3 sumur yaitu AY-3, AY-8, dan AY-14 dimana ketiga sumur tersebut tepat dilewati oleh lintasan seismik.

Data sumur yang digunakan masing-masing terdiri dari *log Gamma Ray*, data *log sonic*, data *log NPHI* dan data *log RHOB* serta data *marker* dan data *checkshot*. Untuk mendukung kelancaran studi ini, penulis menggunakan fasilitas pendukung berupa perangkat lunak menggunakan *Operating System "Redhat Linux"* dan *Software* berupa *HampsonRussel (HRS)* yang digunakan dalam pembuatan log turunan dan analisa data sumur berupa *crossplot* dan *Fugro-Jason* yang digunakan pada proses inversi baik inversi deterministik dan inversi stokastik.

2.2 Metode Analisis Data

Bagan dalam penelitian terdiri dari tiga kelompok utama yaitu pengolahan pada data batuan inti, pengolahan pada data sumur, dan pengolahan pada data seismik.

Pengolahan data batuan inti bertujuan untuk melakukan interpretasi fasies dan klasifikasi *rock type*. Pada tahapan analisis fasies pengendapan, dalam penelitian ini mengacu pada data sayatan tipis, yaitu pada data sumur AY-02 dimana dilakukan deskripsi ulang berdasarkan data sayatan tipis yang telah ada (Gambar 2). Tahap selanjutnya adalah tahap klasifikasi *Petrophysical Rock Type*. *Rock type* adalah unit batuan yang terbentuk atau terendapkan pada kondisi yang serupa serta mengalami proses diagenesa seragam sehingga menghasilkan hubungan yang unik dalam hal porositas-permeabilitas serta profil tekanan kapiler P_c terhadap saturasi air (Peralta, O.O., 2009). Berdasarkan definisi tersebut maka pengelompokan batuan menjadi suatu *rock type* hendaknya berdasarkan pada pendefinisian fasies atau litofasies yang dikaitkan dengan karakter petrofisikanya.



Gambar 2. Deskripsi Sayatan Tipis Daerah Penelitian

Dalam penelitian ini, pembagian *rock type* didasarkan pada hubungan petrofisikanya yaitu hubungan antara porositas, permeabilitas, dan grafik berupa hubungan tekanan kapiler dan saturasi air. Berdasarkan grafik tersebut, terdapat pembagian *rock type* sebanyak 3 *rock type*, dimana masing-masing *rock type* menunjukkan grafik yang berbeda. yaitu dengan mengelompokkan sampel berdasarkan lingkungan pengendapan dan diagenesanya.

Pengolahan data sumur dilakukan guna mencari hubungan kualitas reservoir dengan wireline log, selanjutnya akan dilakukan analisa sensitifitas data sumur yaitu suatu analisa yang dilakukan untuk melihat seberapa sensitif data log sumur dalam membedakan litologi. Data sumur merupakan nilai kurva logaritmik yang mempunyai informasi karakteristik sifat fisik batuan. Dengan melakukan analisa pada data *Gamma Ray*, *Spontaneous Phase*, *Neutron Porosity*, *Bulk Density* dan gelombang P dapat menentukan zona target yang prospek. Setelah melakukan proses pengolahan pada data sumur maka selanjutnya dapat dilakukan

pengolahan pada data seismik yaitu dengan menggunakan metode inversi seismik stokastik guna mendapatkan penyebaran nilai impedansi akustik dan properti reservoir.

Secara umum, langkah yang dilakukan dalam penelitian ini adalah melakukan analisa fasies dan klasifikasi *rock type* dimana selanjutnya klasifikasi tersebut digunakan untuk mencari hubungan kualitas reservoir dengan *wireline log (density, sonic)*, dengan mengetahui hubungan tersebut maka dapat diketahui nilai impedansi akustiknya. Langkah selanjutnya adalah membangun ataupun membuat nilai impedansi akustik pada setiap *grid (cell)* agar dapat memetakan kualitas reservoir pada daerah penelitian menggunakan metode inversi seismik baik deterministik maupun stokastik.

3. Hasil dan Pembahasan

Objek penelitian berada pada Cekungan Jawa Timur Utara, Kecamatan Bojonegoro Kota, sekitar ± 100 km sebelah barat Kota Surabaya, Jawa Timur. Penelitian ini difokuskan pada Lapangan "ADH" yakni Formasi Tuban dengan litologi berupa batugamping.

Analisa Batuan Inti

Menurut Walker (1992), fasies merupakan kenampakan suatu tubuh batuan yang dikarakteristikan oleh kombinasi litologi, struktur fisik dan biologi yang merupakan aspek pembeda dari tubuh batuan yang berada di atas, di bawah ataupun di sampingnya. Hasil dari deskripsi *core* sumur AY-02 menunjukkan bahwa batuan reservoir pada lapangan ini didominasi oleh *limestones*.

Adapun fasies yang berkembang dilapangan ini berdasarkan deskripsi petrografi dan fosil yang dominan terdiri dari fasies *Skeletal Packstone*, *Skeletal Grainstone*, *Skeletal Wackstone*, *Algae Bindstone* dan *Skeletal-Peloid Packstone*. Litofasies ini akan dikombinasikan lagi menjadi asosiasi fasies yang merupakan suatu kombinasi dari dua atau lebih fasies yang menyusun suatu tubuh batuan dalam berbagai skala dan kombinasi yang secara genetik saling berhubungan pada suatu lingkungan pengendapan (Walker, 1992).

Adapun asosiasi fasies tersebut adalah *fore reef* yaitu yang terdiri dari fasies *Algae Bindstone*, *Skeletal Packstone*, *Skeletal Grainstone*, dan *Skeletal-Peloid Packstone*. Umumnya fasies ini tersusun oleh batugamping masif dan tidak berlapis. Adapun litofasies *Skeletal Packstone* mencirikan bahwa lingkungan pengendapan berada pada daerah berarus lemah dengan gelombang yang relatif kecil. Selanjutnya adalah asosiasi fasies *Inter Reef* dimana asosiasi fasies ini didominasi oleh litofasies *Skeletal Wackstone*. Fasies ini berada pada lingkungan

yang mempunyai kedalaman lebih dari 30 m dan lereng antara 5-30⁰. Litofasies ini menjauh dari *fore reef* dimana litologi berubah secara gradasi menjadi *wackstone* dan *mudstone*.

Analisa Petrophysical Rock Type (PRT)

Berdasarkan hasil analisa *Petrophysical Rock Type (PRT)*, maka dapat dipisahkan setiap *rock type* berdasarkan porositas dan permeabilitas. Data tekanan kapiler diplot terhadap nilai saturasi *wetting phase* (dianggap sebagai saturasi air) dan diberi warna dan simbol yang berbeda untuk tiap sampel. Untuk sampel 125, 126, 143, 212, 233, 234, 235, dan 239 mewakili RT-01, sampel 110 mewakili RT-02, dan sampel 231, 246, 256, dan 259 mewakili RT-03. Dari profil tersebut terlihat bahwa tiap RT memiliki profil tekanan kapiler yang berbeda-beda. Sampel yang mewakili RT 1 memiliki sifat aliran yang paling baik sedangkan sampel yang mewakili PRT 3 memiliki sifat aliran yang paling buruk (*gambar 3*).

Ketiga jenis PRT merupakan hasil pengelompokan berdasarkan porositas dan permeabilitas. Pengelompokan ini bertujuan untuk mempermudah identifikasi hubungan porositas dan permeabilitas dengan jumlah sampel yang terbatas. Adapun ketiga PRT tersebut adalah: RT-01 dimana *rock type* ini merupakan *rock type* yang paling baik dalam menyimpan dan mengalirkan fluida, yaitu dengan nilai porositas 20 hingga 35 % dan dengan permeabilitas antara 91 - 900 mD. RT-02 merupakan *rock type* yang bersifat menengah dalam menyimpan dan mengalirkan fluida, yaitu dengan nilai porositas 15 hingga 19 % dan dengan permeabilitas antara 16 - 90 mD. Sedangkan RT-03 merupakan *rock type* yang paling buruk dalam menyimpan dan mengalirkan fluida, yaitu dengan nilai porositas berkisar kurang dari 14 % dan dengan permeabilitas berkisar 1 -15 mD (*tabel 1*).

Hubungan Fasies dan Petrophysical Rock Type (PRT)

Sayatan tipis yang telah dideskripsi akan dikelompokkan berdasarkan lithofasies dan asosiasi fasiesnya. Pengelompokkan ini bertujuan untuk mengamati hubungan asosiasi fasies dengan perkembangan porositas dan permeabilitas. Telah disebutkan sebelumnya bahwa sampel dengan deskripsi lithofasies tertentu akan berkorelasi terhadap lingkungan asosiasi fasies tertentu pula (*gambar 4*).

Berdasarkan pembagian lithofasies dan pembagian *rock type* yang telah dilakukan, teramati bahwa lithofasies tidak memberi pengaruh yang berarti terhadap pembagian *rock type*, dimana pada satu lithofasies yang sama akan memiliki nilai porositas yang sangat berbeda. Dari temuan tersebut dapat disimpulkan bahwa lithofasies hanya berpengaruh terhadap interval reservoir atau non reservoir dan bukan penyebab terjadinya hubungan porositas dan permeabilitas yang spesifik dari tiap *rock type*.

Analisa Sumur (Crossplot)

Analisa sensitifitas (*crossplot*) adalah suatu cara untuk mengetahui seberapa sensitif seluruh data log yang kita miliki untuk memisahkan litologi ataupun parameter yang ingin kita ketahui. Atau dapat kita katakan juga seberapa sensitifkah keadaan bawah permukaan untuk memisahkan parameter – parameter log yang kita miliki dengan cara melakukan *crossplot* dua parameter fisis dari log yaitu pada sumur AY-3, AY-8 dan AY-14. Dalam hal ini, dilakukan *crossplot* antara log *P_Impedance* dan log porositas. Nilai impedansi akustik merupakan nilai ketahanan dari batuan dalam menahan gelombang akustik sehingga umumnya semakin keras batuan maka akan semakin tinggi nilai impedansi akustiknya (*gambar 5*).

Berdasarkan hasil analisa *crossplot* pada sumur AY-3, terdapat tiga zona yang dapat dipisahkan berdasarkan hasil dari persebaran data. Zona yang pertama adalah zona yang ditandai dengan warna merah yang memiliki nilai *P_Impedance* kurang dari 28000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas lebih dari 20% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang paling bagus yaitu RT-01. Zona yang kedua adalah zona yang ditandai dengan warna biru yang memiliki nilai *P_Impedance* berkisar antara 28000 sampai dengan 44.000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas berkisar antara 15 sampai dengan 20% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang menengah yaitu RT-02. Sedangkan zona yang ketiga yang ditandai dengan warna hijau memiliki nilai *P_Impedance* berkisar antara lebih besar dari 44.000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas yang lebih kecil dari 15% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang paling buruk yaitu RT-03.

Berdasarkan hasil analisa *crossplot* pada sumur AY-8, terdapat tiga zona yang dapat dipisahkan berdasarkan hasil dari persebaran data. Zona yang pertama adalah zona yang ditandai dengan warna merah yang memiliki nilai *P_Impedance* kurang dari 28000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas lebih dari 20% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang paling bagus yaitu RT-01. Zona yang kedua adalah zona yang ditandai dengan warna biru yang memiliki nilai *P_Impedance* berkisar antara 28000 sampai dengan 43.000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas berkisar antara 15 sampai dengan 20% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang menengah yaitu RT-02. Sedangkan zona yang ketiga yang ditandai dengan warna hijau memiliki nilai *P_Impedance* berkisar antara lebih besar dari 43.000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas yang lebih kecil dari 15% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang paling buruk yaitu RT-03.

Berdasarkan hasil analisa crossplot pada sumur AY-14, terdapat sedikit *overlay* antar data, namun masih dapat dipisahkan dimana terdapat tiga zona. Zona yang pertama adalah zona yang ditandai dengan warna merah yang memiliki nilai $P_Impedance$ kurang dari 31000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas lebih dari 20% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang paling bagus yaitu RT-01. Zona yang kedua adalah zona yang ditandai dengan warna hijau yang memiliki nilai $P_Impedance$ berkisar antara 31000 sampai dengan 43.000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas berkisar antara 15 sampai dengan 20% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang menengah yaitu RT-02. Sedangkan zona yang ketiga yang ditandai dengan warna biru memiliki nilai $P_Impedance$ berkisar antara lebih besar dari 43.000 ft.m/cm³.s dan dengan nilai porositas yang lebih kecil dari 15% yang dapat diinterpretasikan sebagai reservoir yang paling buruk yaitu RT-03.

Analisa Hasil Inversi Impedansi Akustik

Impedansi Akustik merupakan salah satu sifat khas dari batuan yang dapat menggambarkan parameter batuan yang besarnya dipengaruhi oleh beberapa hal diantaranya adalah porositas sehingga nilai impedansi akustik dapat dijadikan suatu indikator dalam penentuan atau identifikasi reservoir. Proses inversi Impedansi Akustik dilakukan pada zona target, yaitu *top* tuban FM hingga bagian *bottom* Formasi Tuban.

Berdasarkan hasil inversi impedansi akustik maka dapat dilihat bahwa daerah target didominasi oleh warna hijau hingga kebiruan yang menunjukkan bahwa daerah tersebut merupakan daerah *low impedance* dengan nilai impedansi akustik berkisar antara 6000 sampai dengan 12.000 g.m/cm³.s. Pada kasus karbonat, nilai impedansi akustik rendah biasanya terkait dengan daerah *porous carbonate* dan nilai impedansi akustik tinggi terkait dengan daerah *tight carbonate*. Dimana reservoir yang bersifat *porous* diinterpretasikan memiliki nilai impedansi antara 6000 hingga 9000 g.m/cm³.s dan yang bersifat *tight* yaitu diinterpretasikan yang memiliki nilai impedansi 9000 hingga 12.000 g.m/cm³.s (*gambar 6*).

Berdasarkan peta persebaran nilai impedansi akustik hasil pengolahan inversi AI maka dapat diinterpretasikan bahwa daerah yang bersifat *porous* adalah yang diwakili oleh *low impedance* yaitu tersebar didaerah utara, sedangkan daerah *tight* yang diwakili oleh *high impedance* tersebar didaerah selatan penelitian.

Analisa Hasil Inversi Stokastik

Inversi seismik stokastik tidak menggunakan batasan *bandwidth* seismik tetapi menggunakan informasi seismik antar sumur dengan *range* tertentu. Nilai *range* ini didapatkan dari hasil analisis variogram yang telah dilaksanakan sebelumnya. Nilai *range* ini

menggambarkan jarak optimum dari sumur yang mampu diresolusikan secara optimum oleh hasil inversi seismik stokastik.

Inversi seismik stokastik juga mampu mengatasi masalah *uncertainty*. Hal ini karena banyaknya realisasi model impedansi yang dihasilkan oleh inversi seismik stokastik. Banyaknya kemungkinan atau realisasi dari inversi seismik stokastik ini dapat digunakan untuk membantu memecahkan masalah *uncertainty* yang sering terjadi pada hasil inversi seismik deterministik. Dalam penelitian ini, realisasi 20 dirasa cukup untuk menyelesaikan masalah *uncertainty*. Namun masih diperlukan lebih banyak realisasi dan waktu pengolahan yang lebih panjang untuk dapat menjawab permasalahan *uncertainty* dengan lebih baik.

Berdasarkan hasil inversi stokastik maka dapat dilihat bahwa daerah target didominasi oleh warna abu menengah hingga hijau hingga kemerahan yang menunjukkan bahwa daerah tersebut merupakan daerah *low impedance* dengan nilai impedansi akustik berkisar antara 2000 sampai dengan 16.000 g.m/cm³.s. Dimana reservoir yang bersifat *porous* diinterpretasikan memiliki nilai impedansi antara 2000 hingga 10000 g.m/cm³.s dan yang bersifat *tight* yaitu diinterpretasikan yang memiliki nilai impedansi 10000 hingga 16.000 g.m/cm³.s (*gambar 7*).

Perbandingan Hasil Inversi Deterministik dan Stokastik

Sebelum masuk pada analisa persebaran reservoir, berikut ini akan dibandingkan antara inversi deterministik dan rata – rata 20 realisasi dari inversi stokastik pada *volume P_Impedance*. Pada penjelasan sebelumnya dijelaskan bahwa rata – rata dari hasil realisasi inversi stokastik menyerupai inversi deterministik (*gambar 8*).

Terlihat bahwa hasil *mean* dari inversi seismik stokastik sudah menunjukkan kemiripan dan kecocokan dengan hasil inversi seismik deterministik. Jumlah realisasi 20 dirasa sudah cukup mampu memberikan hasil yang mirip dan cocok dengan hasil inversi seismik deterministik. Semakin banyak jumlah realisasi yang dihasilkan, *mean* realisasinya pun akan semakin menunjukkan kecocokan dengan hasil inversi seismik deterministik. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa, inversi seismik deterministik menampilkan hasil yang paling baik dan merupakan rata rata dari seluruh kemungkinan hasil dari inversi seismik stokastik.

Analisa Persebaran Porositas berdasarkan Rock Type

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, inversi stokastik merupakan *joint inversion* sehingga tidak hanya memperhitungkan nilai impedansi, namun juga elastis properti reservoir yang dalam

hal ini adalah penyebaran *rock type* berdasarkan nilai porositas (*gambar 9*).

Berdasarkan hasil pengolahan tersebut, maka dapat dilihat penyebaran *rock type* pada *arbitrary line* yang kemudian hasil tersebut dibandingkan dengan hasil inversi *P_Impedance*. Berdasarkan hasil tersebut maka dapat dilihat, nilai dengan impedansi rendah (*low impedance*) yaitu daerah kiri penampang akan memiliki nilai porositas yang baik (*rock type 1*), sedangkan untuk daerah yang memiliki nilai impedansi menengah yaitu daerah tengah penampang memiliki nilai porositas yang menengah pula (*rock type 2*) dan daerah yang berada pada kanan penampang memiliki nilai impedansi yang relatif tinggi dan memiliki porositas yang relatif kecil (*rock type 3*) (*gambar 10*).

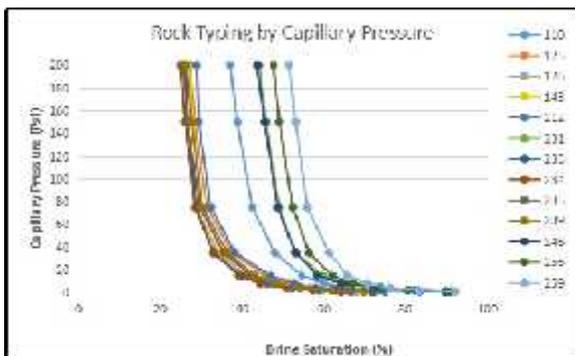
Hasil tersebut selanjutnya dilakukan *slicing* untuk melihat penyebaran dari *rock type*, proses *slicing* dilakukan pada lapisan-lapisan dengan kedalaman tertentu, dimana terlihat pada *slicing* 60 dan 80 ms daerah target bagian utara relatif berwarna merah yang mewakili RT-01 dan sisanya didominasi oleh warna biru yang mewakili RT-03. Dari hasil *slice* pada daerah penelitian terlihat bahwa penyebaran RT-1 berada disebelah utara dan RT-3 berada sebagian diselatan daerah penelitian (*gambar 11*).

3.1 Tabel

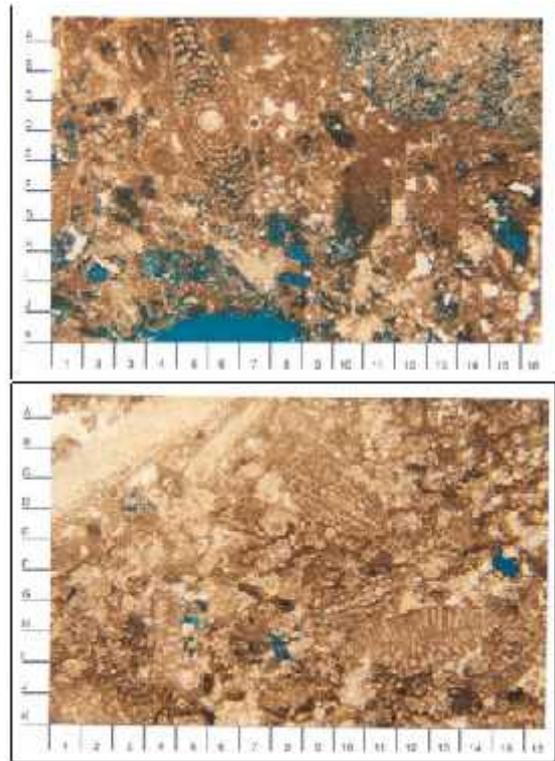
Tabel 1: Pembagian *Petrophysic rock type (PRT)*

PRT	Porositas	Permeabilitas
RT-1	20-35%	100-900 mD
RT-2	14-19%	20-90 mD
RT-3	5-15%	1-15 mD

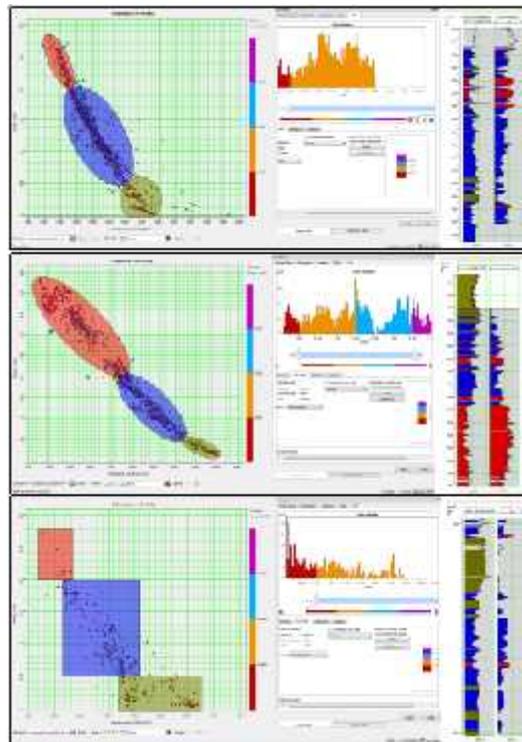
3.2 Gambar



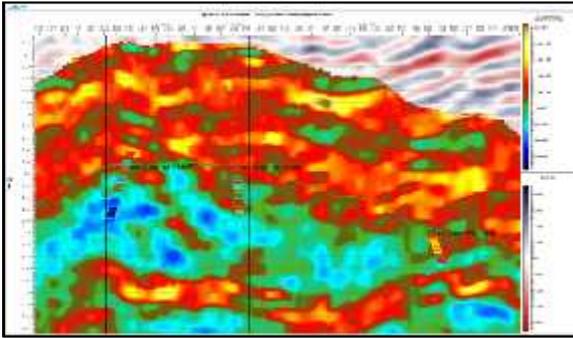
Gambar3. Plot silang Tekanan kapiler (P_c) vs Saturasi Air (S_w) pada core sumur AY-02 yang mewakili RT-01, RT-02, dan RT-03



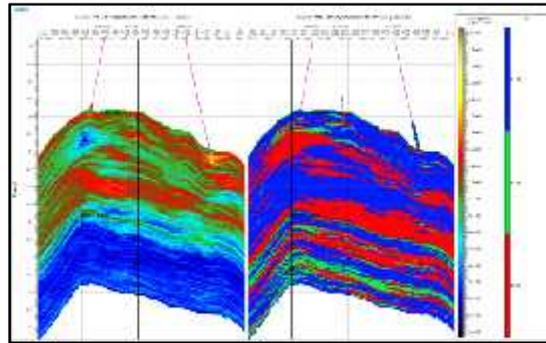
Gambar 4. Sampel sayatan tipis kedalaman 6904.5 ft (atas) dan sayatan tipis kedalaman 6915.5 (bawah)



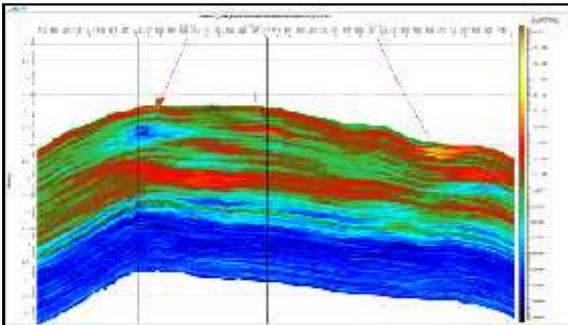
Gambar 5. Crossplot antara $P_{Impedance}$ dan Porositas pada sumur AY-3, AY-8, AY-14



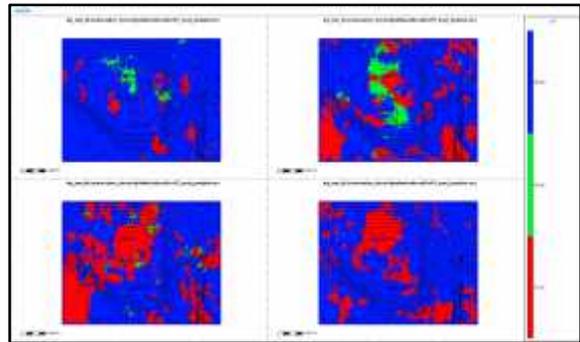
Gambar 6. Hasil inversi AI melintasi arbitrary line pada lapangan 'ADH'



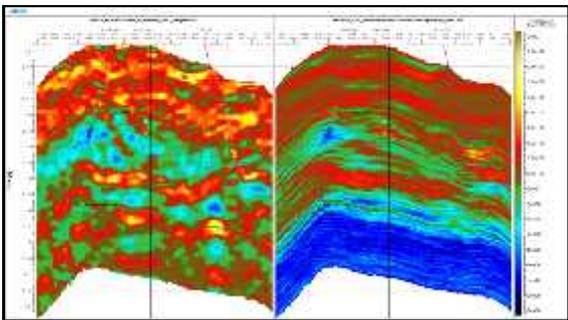
Gambar 10. Perbandingan Hasil Inversi stokastik P_Impedance (kiri) dan Rock Type (kanan) yang melintasi arbitrary line pada lapangan 'ADH'



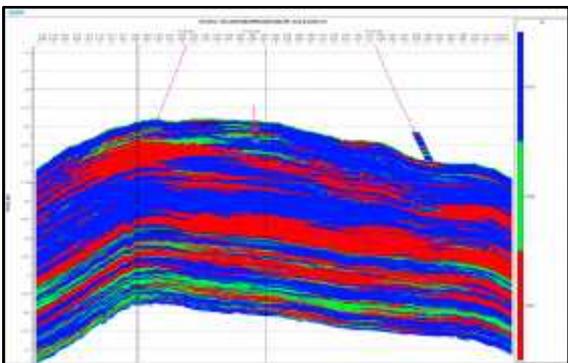
Gambar 7. Hasil inversi stokastik melintasi arbitrary line pada lapangan 'ADH'



Gambar 11. Slice hasil inversi penyebaran nilai rock type pada lapisan dengan kedalaman tertentu



Gambar 8. Perbandingan hasil inversi deterministik (kiri) dan hasil inversi stokastik (kanan) melintasi arbitrary line pada lapangan 'ADH'



Gambar 9. Hasil inversi stokastik melintasi arbitrary line pada lapangan 'ADH' untuk properti rock type

4. Kesimpulan

Dari hasil analisa pada data batuan inti, data sumur dan inversi deterministik serta inversi stokastik maka didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- a. Terdapat beberapa fasies dalam daerah penelitian yaitu litofasies *Algae Bindstone*, *Skeletal Packstone*, *Skeletal Grainstone*, dan *Skeletal-Pelloid Packstone*. Adapun asosiasi fasiesnya adalah *fore reef* yaitu yang terdiri dari fasies *Algae Bindstone*, *Skeletal Packstone*, *Skeletal Grainstone*, dan *Skeletal-Pelloid Packstone*. Selanjutnya adalah asosiasi fasies *Inter Reef* dimana asosiasi fasies ini didominasi oleh litofasies *Skeletal Wackestone*.
- b. Pengklasifikasian *rock type* berdasarkan hubungan tekanan kapiler dan saturasi air, dengan hasil RT-01 dengan nilai porositas 20 hingga 35 % dan dengan permeabilitas antara 91 - 900 mD. RT-02 dengan nilai porositas 15 hingga 19 % dan dengan permeabilitas antara 16 - 90 mD. RT-03 nilai porositas berkisar kurang dari 14 % dan dengan permeabilitas berkisar 1 -15 mD.

- c. Hasil inversi deterministik memperlihatkan range nilai impedansi akustik daerah penelitian berkisar antara 6000 – 12000 ((m/s).(gr/cc)) dan hasil inversi stokastik memperlihatkan range nilai impedansi akustik 2000 – 16000 ((m/s).(gr/cc)).
- d. Hasil dari inversi seismik stokastik dapat memperbaiki hasil dari inversi deterministik yang cenderung *smooth* dan *blocky* karena hasil dari inversi stokastik ini memberikan batas yang jelas antara kontras impedansi.
- e. Dari hasil *slice* pada daerah penelitian terlihat bahwa penyebaran RT-1 berada disebelah utara dan RT-3 berada sebagian diselatan daerah penelitian.

Berikut beberapa saran yang mungkin bisa menjadi bahan masukan apabila ada yang berminat untuk mengembangkan lebih baik studi tentang tema ini yaitu diperlukan data analisa petrofisika guna mengetahui secara lebih detail area prospek hidrokarbon maupun kandungan fluida reservoir, diperlukan analisa diagenesa untuk mengetahui diagenesa karbonat serta hubungannya dengan pembagian *rock typed* pada inversi stokastik dapat menggunakan jumlah realisasi yang lebih banyak dari penelitian ini (20 realisasi) untuk mendapatkan hasil yang lebih meyakinkan.

Daftar Pustaka

- Dubrule, O, 2003, *Geostatistic for Seismic Data Integration in Earth Models*, Society Exploration Geophysics.
- Dunham, R.J, 1962, *Classification of carbonate rocks according to depositional texture, dalam: classification of carbonate rocks (ed. W.E.Ham)*,pp 108- 121. Mem. Am. Ass. Petrol. Geol. (1) Tulsa, USA.
- Guo, G., M.A. Diaz, F.J. Paz, J. Smalley, dan E.A. Wanninger, 2007. *Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin. dalam Society of Petroleum Engineers, 2007. SPE Reservoir Evaluation and Engineering: Volume 10*. Society of Petroleum Engineers.
- Haas, A., dan Dubrule, O., 1994, *Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data: First Break*
- Robinson, G., 2001, *Stochastic Seismic Inversion Applied to Reservoir Characterization*, CSEG Recorder
- Slat, R.M., 2013. *Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologist, Geophysicist, and Engineers*. Amsterdam: Elsevier.

- Tucker, M. E. dan Wright, V. P., 1990, *Carbonate Sedimentology*, Blackwell Scientific Publications, Oxford
- Wilson, J.L. 1975, *Carbonate depositional environments and diagenesis*, Consultant, New Braunfels, Texas, U.S.A