

# Aplikasi Digital Rock Physics pada Penentuan Parameter Reservoir Karbonat Sumatera Selatan

Mahendra Risky Habibi<sup>1,a)</sup>, Thaqibul Fikri Niyartama<sup>1,b)</sup>, Fourier Dzar Eljabbar<sup>2)</sup>, dan Zeki Fithra<sup>3)</sup>

<sup>1</sup>Kelompok Studi Geofisika, Jurusan Fisika,

Fakultas Sains dan Teknologi, UIN Sunan Kalijaga Yogyakarta,  
Jl. Laksda Adisucipto, No.1, Daerah Istimewa Yogyakarta 55281.

<sup>2</sup>Departemen Fisika

Fisika Bumi dan Sistem Kompleks, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, ITB,  
Jl. Ganesha 10, Bandung 40132.

<sup>3</sup>KP3T Eksploitasi, LEMIGAS,

Jl. Ciledung Raya Kav.109 Jakarta Selatan 12230 – Indonesia

a) [makybi13@gmail.com](mailto:makybi13@gmail.com)

## Abstrak

*Pada penelitian ini telah dikembangkan karakterisasi dan model 3-D dari plug core reservoir karbonat berasal dari Sumatera Selatan dengan formasi X pada kedalaman 1000 sekian meter. Pengembangan ini bertujuan untuk mengetahui nilai parameter fisis petrofisika seperti porositas, permeabilitas dan juga dikembangkan model 3-D dari sampel plug core reservoir karbonat A3. Instrumen yang digunakan adalah mikro-CT Scan Skyscan 1173. Proses karakterisasi plug core reservoir karbonat menggunakan metode thresholding Global Otshu dan Local Adaptive untuk menentukan nilai porositas. Nilai permeabilitas diestimasi dengan menggunakan metode Lattice Boltzmann. Sampel A3 memberikan hasil porositas sebesar 13,9% yang mendekati hasil pengukuran laboratorium petrofisika yang bernilai 13,9%. Nilai estimasi permeabilitas dari sampel A3 mendapatkan hasil sebesar 11,3 mD, sedangkan hasil pengukuran laboratorium petrofisika sebesar 1,8 mD. Hasil pengolahan yang dimodelkan secara 3-D menggunakan CT-Vox telah memberikan hasil yang cukup baik dengan terlihatnya konektivitas pori pada citra sampel.*

*Kata-kata kunci: Mikro-CT Scan, Porositas, Permeabilitas, Thresholding, Global Otshu, Local Adaptive, CT-Vox, dan Lattice Boltzmann.*

## PENDAHULUAN

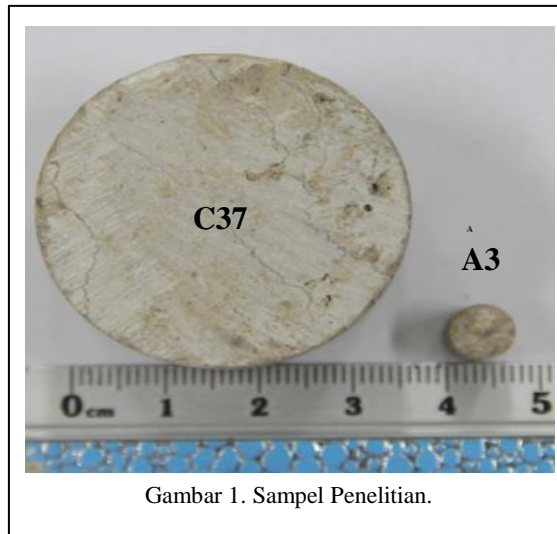
Indonesia merupakan salah satu negara penghasil minyak bumi. Hal itu terbukti dengan adanya cadangan minyak yang terbukti sebesar 27M barrel. Batuan karbonat merupakan salah satu batuan utama untuk terbentuknya hidrokarbon. Lebih dari 50% cadangan minyak dunia ditandai dengan keberadaan reservoir karbonat (Adler, 2011). Reservoir adalah tempat berkumpulnya fluida yang terdiri dari minyak, gas dan air yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik. *Digital Rock Physics* (DRP) merupakan salah satu metode *non destructif* berbasis citra digital untuk mencari parameter fisis dari batuan. Parameter fisis dari batuan yang biasanya dicari adalah porositas, dan permeabilitas (Handoyo, 2014). *DRP* memanfaatkan absorpsi

sinar-X untuk mengubah sampel reservoir menjadi citra digital dengan alat yang bernama *Computed Tomography (CT)-Scan*.

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut: (1) Mengetahui nilai besaran fisis batuan berupa porositas ( $\phi$ ), dan permeabilitas ( $k$ ) dari sampel reservoir karbonat menggunakan citra batuan. (2) Menganalisa hasil yang di dapat dari  $\mu$ CT-Scan dengan hasil pengukuran laboratorium Petrofisika yang dibuat sebagai data referensi.

**METODE DAN ALAT**

Bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah sampel *plug core* reservoir karbonat dari LEMIGAS yang berasal dari cekungan Sumatera Selatan dengan formasi X. Batuan karbonat merupakan batuan yang terjadi akibat proses pengendapan sedimentasi kimia dan biokimia dengan mineral utama penyusun karbonat adalah aragonit, kalsit ( $CaCo_3$ ), dan dolomit ( $CaMg(CO_3)_2$ ) (Milliman, 1974) . (Gambar 1).



Gambar 1. Sampel Penelitian.

Sampel tersebut telah dianalisis di laboratorium petrofisika milik LEMIGAS dengan hasil sebagai berikut:

Tabel 1 Hasil perhitungan Laboratorium Petrofisika (Lemigas).

| Kode Sampel | PorV (cc) | GD (Gr/cc) | Por (%) | K abs (mD) |
|-------------|-----------|------------|---------|------------|
| C37         | 7,9       | 2,7        | 13,9    | 1,8        |

Sampel tersebut telah dipindai dengan *micro-CT Skyscan 1173* berada di Gedung BSC A ITB (Gambar 2).

*Micro-CT Scan* akan menghasilkan citra proyeksi dari sampel batuan untuk mendapatkan parameter fisis



Gambar 2. Perangkat *Micro-CT Skyscan 1173* (Risky, 2017)

berupa: porositas ( $\phi$ ) dan permeabilitas ( $k$ ). Nilai porositas dihitung dengan persamaan (Amyx, dkk,1960):

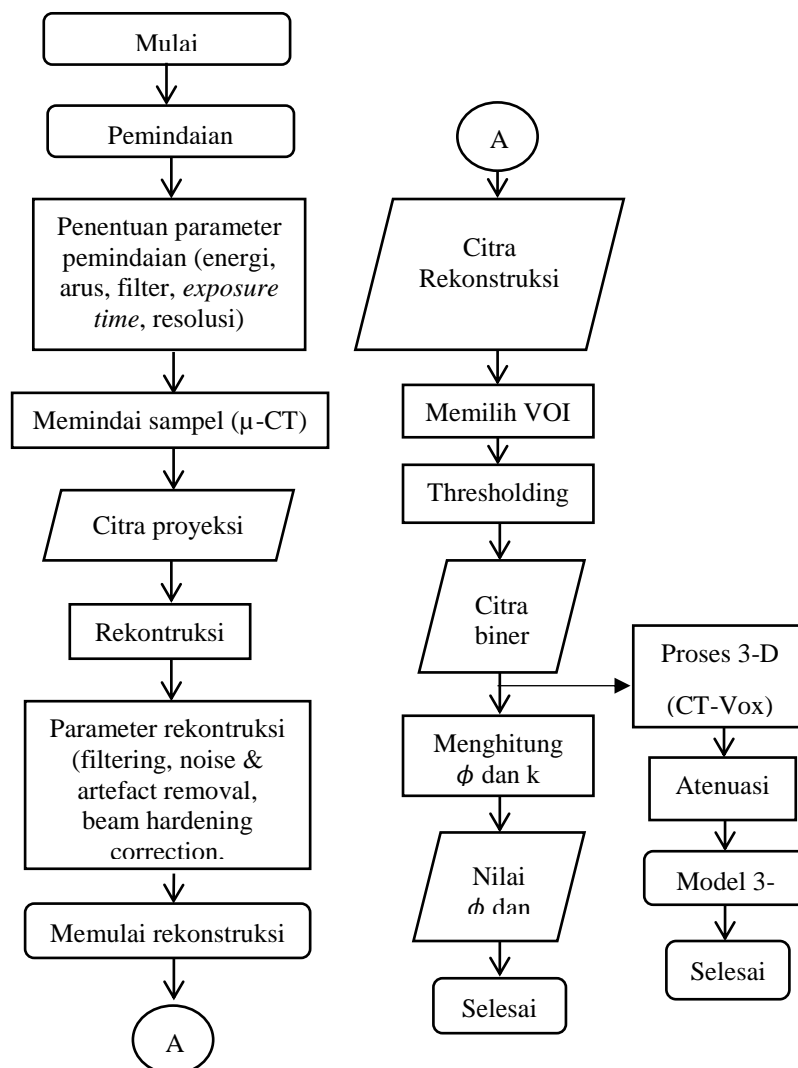
$$\phi = \frac{V_{pori}}{V_{batuan}} = \frac{V_{batuan} - V_{matriks}}{V_{batuan}} \tag{1}$$

Permeabilitas citra batuan dapat dihitung dengan menggunakan metode *Lattice Boltzmann* (LBM) (Aaltosalmi, 2005). Dasar dari metode ini adalah hukum Darcy yang dirubah persamaannya menjadi:

$$k = \frac{\langle v \rangle}{dp/dx} \tag{2}$$

dimana k adalah permeabilitas dalam milli Darcy, dengan satuan yang dapat dinyatakan  $1 D = 0,987 \times 10^{-12} m^2$ ,  $v$  adalah kecepatan aliran fluida,  $dp/dx$  adalah gradien tekanan dalam arah aliran ( $atm/m^2$ ) dan  $x$  adalah jarak dalam arah aliran ( $m^2$ ) (Irayani, 2014).

Dalam  $\mu CT$ -Scan, rekonstruksi proyeksi citra menggunakan prinsip *tomography* berdasarkan atenuasi sinar-X. Besarnya atenuasi dipengaruhi oleh densitas elektron atomik, densitas dan ketebalan sampel. Material yang memiliki densitas tinggi akan menyerap energi sinar-X lebih besar dibandingkan dengan material yang memiliki densitas rendah sehingga menghasilkan respon warna putih terang, sedangkan material yang lebih rendah akan menghasilkan warna yang lebih gelap pada citra batuan. Adapun proses pemindaian sampai dengan proses pengolahan citra dapat dilihat pada Gambar 3 (Winardhi, 2016).




Gambar 3 Diagram Alir Proses Pemindaian s.d Penentuan Besaran Fisis dan Model 3-D Batuan.

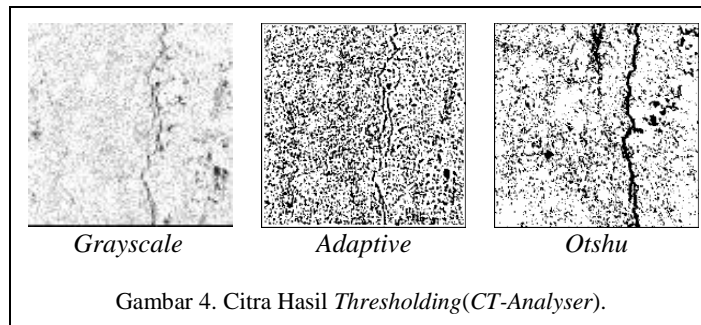
Proses perhitungan parameter fisis batuan karbonat menggunakan bantuan software *Nrecon*, *CT-Analyser*, *CT-Vox*, *ImageJ*, *MathLab*, dan *Palabos*.

**HASIL DAN DISKUSI**

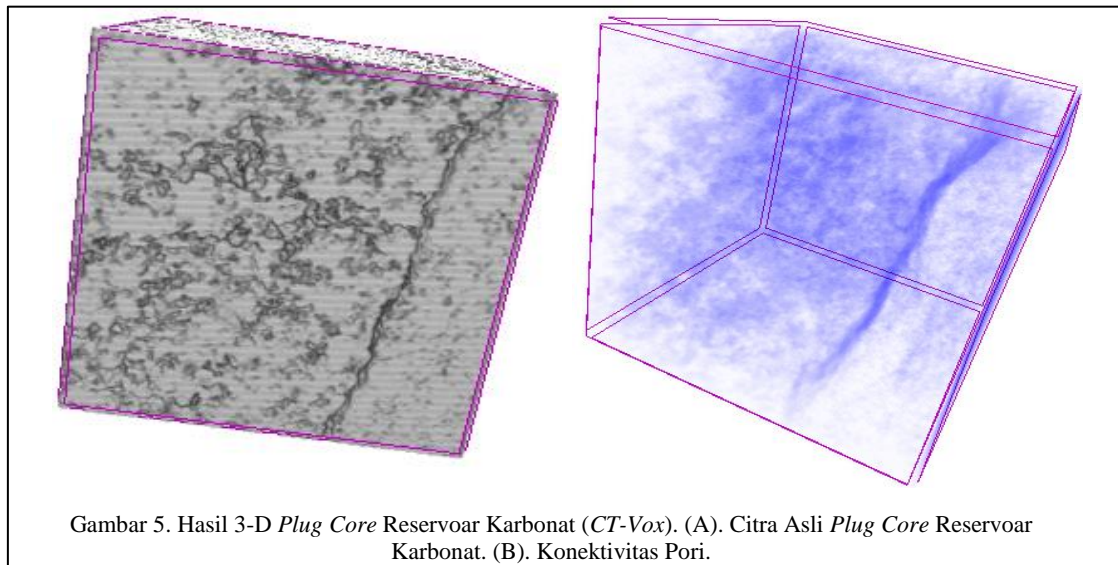
Hasil pengolahan citra digital *plug core* reservoir karbonat dibuat dalam bentuk kubus dengan ukuran 315 x 315 x 315 piksel ditunjukkan pada (Gambar 3) dan model 3-D (Gambar 4). Citra digital dipindai dengan metode *single full* dengan meletakkan keseluruhan sampel cukup jauh dengan kamera, sehingga keseluruhan sampel dapat dilihat oleh kamera pemindai. Citra digital mengalami beberapa proses, antara lain: Pemindaian, rekontuksi dengan parameter seperti: *filtering, noise* dan *artefact removal, beam hardening, misalingment. VOI dan thresholding*.

| Ilustrasi   | Skenario                | Resolusi | Kode Sampel |
|---|-------------------------|----------|-------------|
|  | <i>Single Full (SF)</i> | 5,3 µm.  | A3          |

Tabel 2 Skenario pemindaian



Gambar 4. Citra Hasil *Thresholding*(*CT-Analyser*).



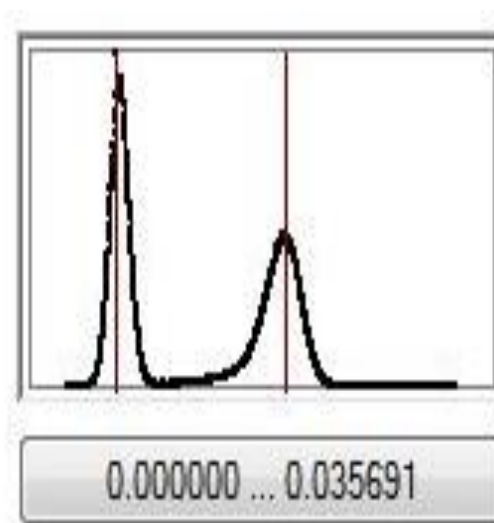
Gambar 5. Hasil 3-D *Plug Core* Reservoir Karbonat (*CT-Vox*). (A). Citra Asli *Plug Core* Reservoir Karbonat. (B). Konektivitas Pori.

Hasil perhitungan parameter fisis *plug core* reservoir karbonat dilihat pada Tabel 3.

| Parameter          | Lab  | Citra Digital |                 |
|--------------------|------|---------------|-----------------|
|                    |      | <i>Otsu</i>   | <i>Adaptive</i> |
| Porositas (%)      | 13,9 | 13,9          | 16,3            |
| Permeabilitas (mD) | 1,8  | 11,3          | -               |

Analisa hasil simulasi citra digital dengan menggunakan metode *Otsu* memberikan hasil yang lebih baik dari pada metode *Adaptive*. Metode *Otsu* menerapkan nilai batas secara keseluruhan citra dengan menganalisis pemisahan puncak frekuensi intensitas piksel pada histogram citra *greyscale*.

Metode *Otsu* bersifat global yang berarti nilai batas tersebut akan diaplikasikan untuk semua piksel pada citra yang akan dianalisis. Metode *Otsu* juga disebut metode berbasis histogram. Hal ini dikarenakan jika histogram tidak menunjukkan sebuah puncak *foreground* dan puncak *background* yang kontras (histogram bimodal) maka pemilihan nilai batas tidak akan memberikan hasil yang representatif. Keadaan tersebut dapat terjadi ketika citra yang akan dianalisis memiliki iluminasi yang tidak merata.



Gambar 5. Grafik Histogram sampel A3

Sedangkan untuk metode *Adaptive* belum memberikan hasil yang sesuai dikarenakan metode ini menerapkan nilai batas terhadap suatu daerah lokal yang merupakan bagian dari suatu citra yang akan dianalisis. Dengan demikian, akan terdapat banyak nilai batas dimana dari nilai batas tersebut membuat citra butir dianggap menjadi citra pori dan citra pori dianggap menjadi citra butir yang akan diaplikasikan terhadap daerah-daerah lokal tertentu. Nilai batas tersebut membuat metode *Adaptive* kurang cocok diterapkan untuk batuan karbonat dikarenakan batuan karbonat memiliki struktur pori yang heterogen dan berbeda pada tiap irisan lapisannya sehingga nilai porositas yang dihasilkan tidak valid.

Estimasi nilai permeabilitas masih jauh dengan pengukuran laboratorium dikarenakan jumlah iterasi yang digunakan dalam metode *Lattice Boltzmann* sebesar 300.000 belum bisa memberikan hasil yang stabil. Hasil iterasi yang digunakan pengambilan daerah pengukuran menjadi kunci keberhasilan perhitungan estimasi permeabilitas. Hal tersebut menyebabkan estimasi permeabilitas yang didapatkan sebesar 11,3mD sedangkan perhitungan laboratorium petrofisika sebesar 1,7mD.

## KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian yang telah dilakukan adalah: (1). Perhitungan nilai porositas menunjukkan hasil 13,9 % sesuai dengan perhitungan laboratorium petrofisika yang digunakan sebagai data acuan. Sedangkan, estimasi nilai permeabilitas belum memberikan hasil yang stabil yaitu sebesar 11,3 mD. (2). Metode DRP telah berhasil diaplikasikan untuk memvisualisasikan dan menghitung parameter fisis batuan berupa porositas dan permeabilitas sampel *plug core* reservoir karbonat. Dengan demikian, DRP relatif dapat mempresentasikan hasil perhitungan parameter fisis *plug core* reservoir karbonat secara 3D.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada LEMIGAS yang telah meminjamkan sampel *plug core* reservoir karbonat, kepada Laboratorium Fisika Batuan ITB atas ijinnya untuk menggunakan alat *mikro CT-Skyscan 1173* dan kepada Laboratorium Terpadu UIN SUKA Yogyakarta atas fasilitas yang diberikan. Penulis juga berterimakasih kepada Winardhi Candra W atas diskusinya yang bermanfaat.

## REFERENSI

1. Aaltosalmi, U. (2005). Fluid Flow in Porous Media with the Lattice-Boltzmann Method, Dissertation, University of Jyväskylä, Finland.

2. Adler, J., (2011). Image Processing Sayatan Batuan Gamping dengan Jaringan Syaraf Tiruan (JST) Menggunakan Matlab dan Linux (Studi kasus: Rajamandala-Padalarang). Majakah Ilmiah UNIKOM Vol. 12, No1.
3. Amyx, J. W., Bass, D. M., & Whiting, R. I., (1960). Petroleum Reservoir Engineering: physical properties, 4(2), 229-240.
4. Handoyo., Fatkhan., Fourier, D. E. L., Thaqibul F. N., Annisa, R., (2014). Digital Rock Physics Application: Structure Parameters Characterization, Materials Identification, Fluid Modeling, and Elastic Properties Estimation of Saturated Sandstone. Solo. PIT HAGI 39.
5. Irayani, Z. (2014). Pemodelan Mikrostruktur Batuan Sedimen Berpengotor Lempung Kaolinit Dan Estimasi Anisotropi Permeabilitas Menggunakan Pendekatan Grup Renormalisasi. Bandung. ITB..
6. Milliman, J. D. (1974). Marine carbonates. Recent sedimentary carbonates part 1. Springer-Verlag, New York, Heidelberg, & Berlin. xv + 375 p. \$25.50.
7. Winardhi, C., W. (2016). Pengembangan Teknik Akuisisi, Rekontruksi, dan Analisis Digital Untuk Sampel Core Plug Reservoir BatuPasir Ukuran Besar. (Skripsi). Bandung. ITB.