

IDENTIFIKASI RESERVOIR KARBONAT BERDASARKAN “PETROPHYSICAL ROCK TYPE”

Hendra Saputra¹

¹Institut Teknologi Sumatera

Abstract

This paper focused on the identification reservoir use petrophysical rock typing approach with pore geometry and structure (PGS) method. The identification of the type and composition of rock types, can obtain comprehensive understanding of geological aspects such as diagenesis and reservoir properties. Porosity and permeability data of the 113 core plug, which 13 have mercury injection capillary pressure (MICP) data, 48 thin sections from 3 wells are used. Facies, facies association and diagenetic history analyses are performed to understand the influence of facies, depositional environments and diagenesis to the development of petrophysical rock types (PRT). Packstone with larger foram, red algae, mollusks, and corals dominate the wells that have thin section. Diagenesis occur from marine until burial stage. Secondary porosity caused by dissolution on vadose stage.

Keyword: *Pore geometry and structure*

1. Pendahuluan

Reservoir karbonat memiliki heterogenitas yang cukup kompleks yang merupakan hasil dari sedimentasi dan diagenesis. Reservoir karbonat umumnya memiliki hubungan porositas dan permeabilitas yang kompleks, sehingga perlu dilakukan karakterisasi reservoir secara khusus yang berbeda dengan reservoir silisiklastik. Karakterisasi pada reservoir silisiklastik umumnya mendasarkan diri pada observasi fasies pengendapan. Akan tetapi, pada batuan karbonat proses diagenesis yang kompleks sering mengaburkan hubungan antara fasies pengendapan dan sifat petrofisikanya.

Archie (1950) memperkenalkan konsep *petrophysical rock type* (PRT) yang didefinisikan sebagai "unit batuan yang diendapkan pada kondisi yang sama dan kemudian mengalami proses diagenesis yang sama sehingga menghasilkan batuan yang memiliki hubungan porositas dan permeabilitas tertentu, profil tekanan kapiler tertentu dan pada suatu titik di atas *free water level* memiliki saturasi air tertentu". Konsep ini menggabungkan unsur-unsur geologi seperti lingkungan pengendapan dan diagenesis, sifat-sifat petrofisika batuan seperti porositas dan permeabilitas serta sifat aliran fluida di dalamnya yang dicerminkan oleh tekanan kapiler dan saturasi air.

2. Metodologi Penelitian

Identifikasi PRT dilakukan melalui analisis data *core*. Analisis yang dilakukan meliputi analisis fasies, asosiasi fasies dan diagenesis. Hal ini bertujuan untuk mengetahui lingkungan pengendapan dan proses-proses diagenesis serta pengaruh keduanya terhadap *rock type* yang terbentuk. Data sayatan tipis berupa data sekunder diinterpretasi ulang untuk mendukung analisis fasies, asosiasi fasies dan diagenesis.

Analisis petrografi merupakan kunci utama dalam identifikasi PRT. Tahap pertama dalam identifikasi PRT adalah melakukan pengelompokan sampel berdasarkan lingkungan pengendapan dan proses diagenesisnya. Identifikasi PRT selanjutnya dilakukan dengan mengklasifikasikan jenis, ukuran, dan distribusi rongga pori mengikuti metode klasifikasi petrofisika batuan karbonat dari Lonoy (2006). Metode klasifikasi dari Lonoy (2006) dipilih karena mampu menguantifikasi parameter-parameter petrofisika dengan lebih baik sehingga PRT yang dihasilkan secara langsung mengontrol sifat-sifat petrofisika reservoir.

Identifikasi PRT yang dilakukan dengan pendekatan PGS adalah dengan mengidentifikasi korelasi antara

sayatan tipis, geometri pori ($\sqrt{\frac{k}{\phi}}$) dan struktur pori ($\frac{k}{\phi^2}$) atau C dalam suatu grafik log. Persamaan yang didapat kemudian diintegrasikan dengan data saturasi air, dikarekan akan lebih dapat mewakili proses digenesis seperti disolusi yang terjadi pada batuan karbonat. Persamaan yang didapat nantinya dapat mencerminkan PRT dengan mengintegrasikan data porositas, saturasi air dan sayatan tipis.

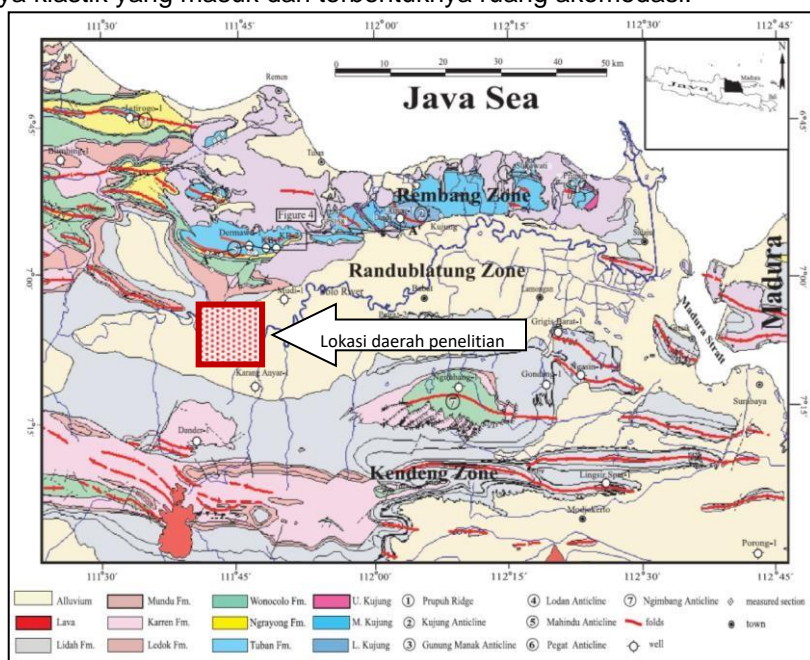
3. Pembahasan

3.1. Geologi Daerah Penelitian

Berbagai litologi yang berumur akhir Aquitanian hingga awal Langhian merupakan formasi Tuban (Ardhana, dkk, 1993). Interval ini tersingkap cukup banyak disepanjang zona rembang dan muncul dibanyak singkapan dan permukaan. Formasi Tuban terdiri dari tiga litologi yang dominan (batupasir, batugamping, dan serpih). Serpih formasi Tuban tersingkap diseluruh area Rembang, tetapi batugamping dan batupasir formasi Tuban hanya terlihat disebelah barat area studi.

Di daerah Rembang, dapat teridentifikasi minimal enam siklus pengendapan yang dapat ditelusuri diseluruh wilayah. Siklus menunjukkan tren pendangkalan. Setiap siklus terdiri dari serpih laut dalam pada bagian dasar, pada bagian atasnya terdapat batulempung karbonatan dan batulanau, batugamping laut dangkal dan batupasir karbonatan, dan batupasir yang kaya fragmen fosil.

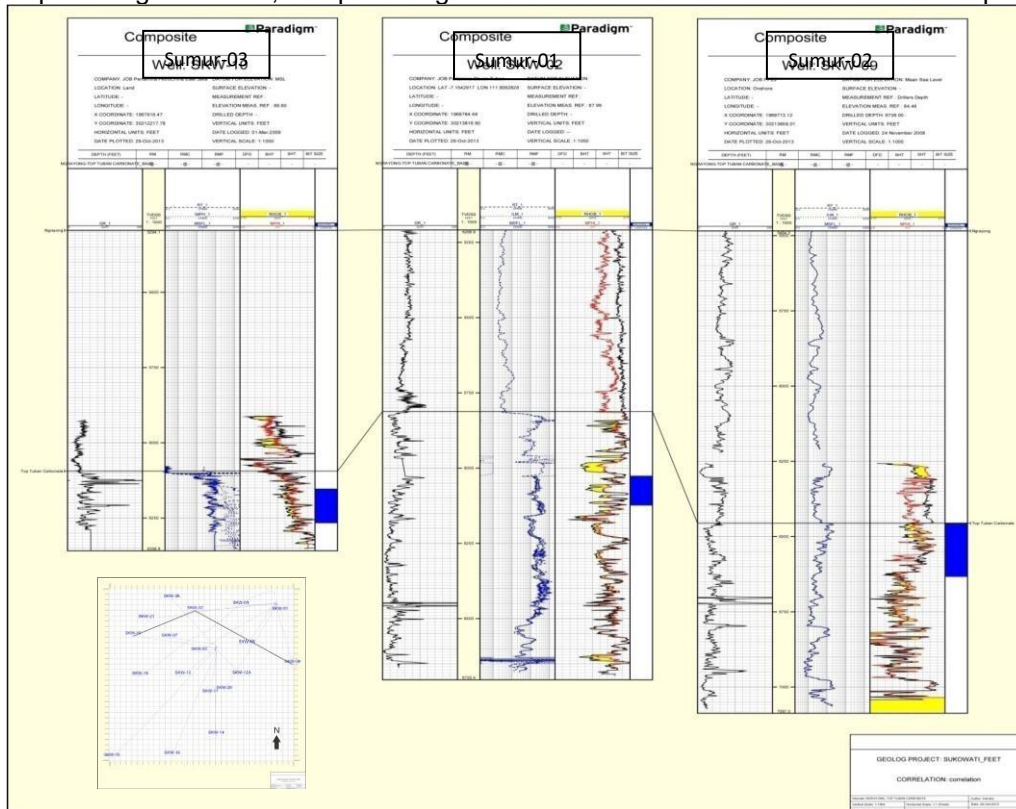
Pola stratigrafi memperlihatkan model pengendapan sedimen timbal balik di mana sedimen siliklastik progradasi pada saat suplai sedimen tinggi dan ruang akomodasi yang rendah, Batugamping terbentuk selama rendahnya klastik yang masuk dan terbentuknya ruang akomodasi.



Gambar 1. Lokasi dan geologi daerah penelitian

Sistem siklus Tuban-1 tidak menunjukkan adanya fasies terumbu. Progradasi batuan klastik muncul sebagai yang mendominasi dari ketebalan siklus Tuban-2, tetapi terumbu terdapat pada siklus Tuban-3 hingga Tuban-6, menunjukkan ruang akomodasi yang relatif meningkat pada interval Tuban. Formasi Tuban menipis pada daerah yang diendapkannya terumbu berumur Oligosen- Miosen awal dan menebal pada bagian yang tidak terdapat terumbu. Ketebalan formasi Tuban menunjukkan keseimbangan antara ruang akomodasi dengan suplai sedimen.

Batugamping Formasi Tuban terdiri dari sebagian *reef mound* dan batupasir karbonat yang menyebar secara lateral dengan sisipan serpih atau batulempung. Dua litologi yang umum yaitu pelloid skeletal packstone pada bagian bawah, dan pada bagian atas didominasi skeletal wackestone dan packstone.



Gambar 2. Korelasi sumur daerah penelitian

3.2. Karakterisasi Reservoir Karbonat Formasi Tuban

3.2.1. Analisis Litofasies

Tujuh litofasies utama telah diidentifikasi dengan menggunakan klasifikasi Dunham (1962), yaitu; (1) *Larger foram-red algal packstone*, (2) *Red algal packstone*, (3) *Larger foram packstone*, (4) *Corallinelarger foram packstone*, (5) *bioclastic packstone*, (6) *dolomitized packstone*, (7) *Bioclastic mudstone*. Komponen utama penyusun litofasies pada reservoir karbonat formasi Tuban adalah foram besar, alga merah, dan koral.

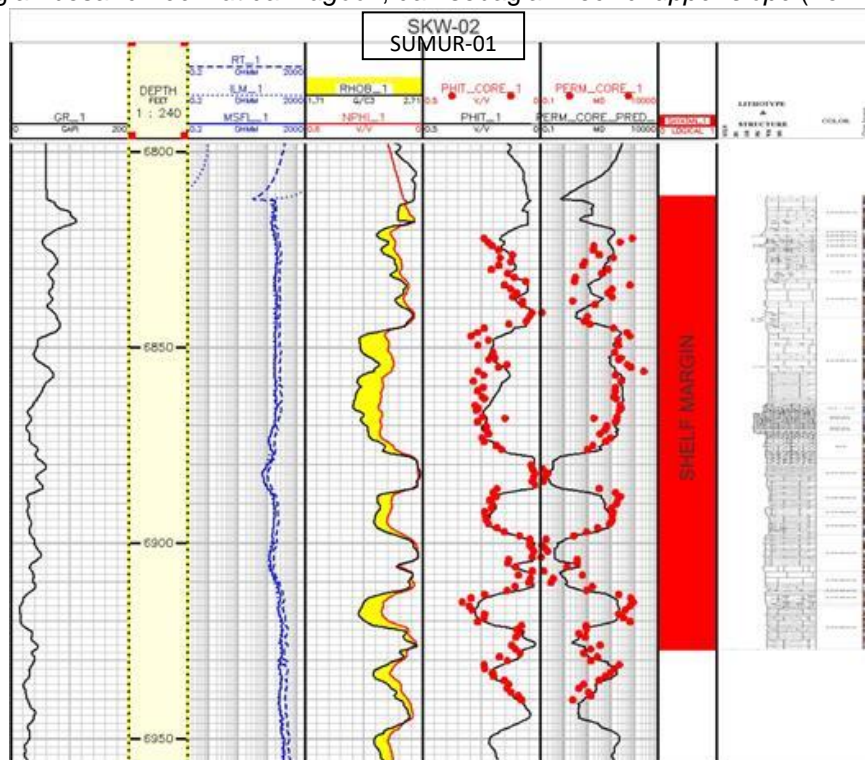
3.2.2. Analisis Asosiasi Fasies

Berdasarkan analisis fasies pada data sayatan tipis, setidaknya terdapat dua asosiasi fasies yang menyusun reservoir karbonat formasi Tuban. Kedua asosiasi fasies tersebut adalah: (1) *Shelf margin* dan (2) *Upper slope*. Deskripsi dan interpretasi dari setiap asosiasi fasies tersebut dijelaskan seperti dibawah ini.

(1) Asosiasi fasies *Shelf margin*

Asosiasi fasies *shelf margin* terdiri atas litofasies *larger foram-red algal packstone*, *coralline-larger foram packstone*, *red algal packstone*, *larger foram packstone*, dan *bioclastic packstone*. Umumnya fasies ini tersusun oleh batugamping yang masif dan tidak berlapis. Litofasies *red algal packstone* mencirikan bahwa lingkungan pengendapan berada pada daerah berarus kuat dan bergelombang kecil. Litofasies yang didominasi oleh *packstone* juga mengidentifikasi lingkungan pengendapan pada tidak jauh dari pertumbuhan organisme koloni insitu di asosiasi fasies *shelf margin*. Asosiasi fasies ini merupakan suatu timbulan karbonat yang dibentuk oleh pertumbuhan organisme koloni yang insitu, mempunyai potensi untuk berdiri tegar membentuk struktur topografi yang tahan gelombang.

Analisis asosiasi fasies ini juga melihat pada data seismik yang menunjukkan indikasi terumbu. Fragmen koral dapat digunakan sebagai petunjuk bahwa lingkungan pengendapan asosiasi fasies ini berada di sekitar terumbu. Fragmen koral ditransportasikan oleh ombak atau badai ke seluruh area di sekitar terumbu, sebagian besar di *reef flat* dan *lagoon*, dan sebagian kecil di *upper slope* (Tonkin dkk., 1992).



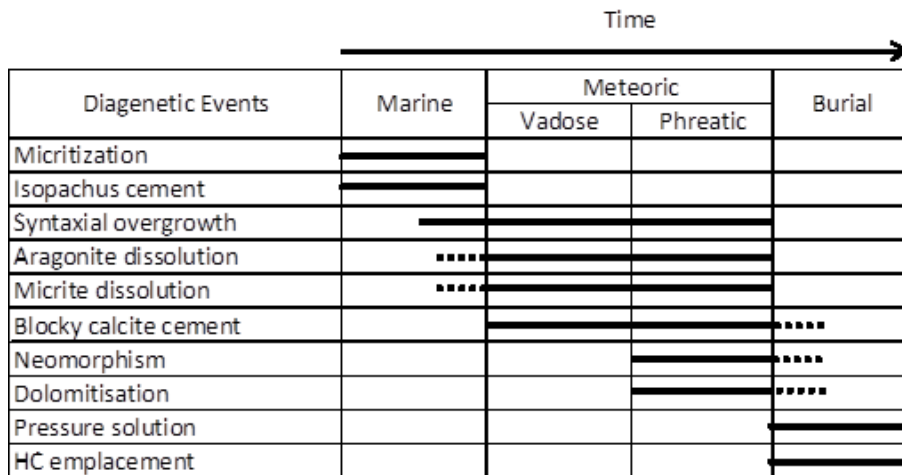
Gambar 3. Fasies dan asosiasi fasies yang dianalisis dari data sayatan tipis pada Sumur-01

(2) Asosiasi fasies *Upper slope*

Asosiasi fasies ini didominasi oleh litofasies *dolomitized packstone* dan *bioklastik mudstone*. Asosiasi fasies ini terdapat pada sumur-02, yang diendapkan secara menjeri dengan asosiasi fasies *shelf margin* pada bagian timur. Fasies ini terbentuk pada lingkungan yang mempunyai kedalaman >30 m dan lereng 5-30°. Semakin jauh dari inti terumbu, litologi berubah menjadi *packstone*, *wackestone*, dan *mudstone*. Pada lingkungan pengendapan ini memiliki gelombang yang cukup kuat karena berhadapan langsung dengan laut terbuka. Pecahan-pecahan dari fragmen pada inti terumbu terbawa dan terendapkan pada fasies ini.

3.2.3. Diagenesis

Analisis proses diagenesis yang terjadi pada reservoir karbonat formasi Tuban dilakukan atas dasar analisis petrografi. Dari ketujuh litofasies yang diteliti, hampir seluruhnya menunjukkan proses-proses diagenesis yang sama. Perbedaan yang paling mencolok adalah terjadinya sementasi *rhombic dolomite* pada fasies *dolomitized packstone* dan neomorfisme pada fasies *bioklastik mudstone*. Porositas yang terbentuk umumnya merupakan porositas sekunder hasil pelarutan material aragonitik dan moluska serta pelarutan mikrit secara parsial. Hal ini kemungkinan akibat dari proses *exposure* yang berulang-ulang.



Tabel 1. Proses-proses diagenesis yang terjadi pada reservoir karbonat formasi Tuban sejak dari proses pengendapan hingga migrasi hidrokarbon ke dalam reservoir.

3.2.4. Identifikasi Petrophysical Rock Type

Tahap pertama dalam identifikasi PRT adalah melakukan pengelompokan sampel berdasarkan lingkungan pengendapan dan proses diagenesisnya. Telah disebutkan bahwa terdapat dua asosiasi fasies dan satu asosiasi fasies yang hanya dapat diinterpretasi dari data seismik, dikarekan tidak adanya data sumur dan sayatan tipis pada asosiasi fasies tersebut, ketiga asosiasi fasies tersebut yaitu *Shelf margin*, *Upper slope*, dan *Lagoon*. Asosiasi fasies tersebut menunjukkan proses-proses diagenesis yang sama, kecuali pada *Upper slope* yang mengalami dolomitisasi dan neomorfisme. Oleh sebab itu, pemodelan PRT dibatasi oleh ketiga asosiasi fasies tersebut. Tahap kedua adalah melakukan analisis mikroskopis untuk mencari kandidat-kandidat PRT melalui determinasi geometri pori (jenis, ukuran dan distribusi pori) dan hubungan porositas dan permeabilitasnya pada seluruh sampel yang digunakan dalam penelitian ini.

Pada sampel yang dianalisis, suatu jenis pori umumnya berasosiasi dengan jenis pori lain atau dengan jenis pori yang sama tetapi berbeda ukuran. Sedangkan hampir seluruh sampel menunjukkan distribusi pori yang seragam. Dari seluruh sampel yang dianalisis terdapat tiga kandidat PRT yang teridentifikasi. Ketiga kandidat PRT tersebut dikelompokkan berdasarkan satu atau dua asosiasi jenis dan ukuran pori. Pengelompokan ini bertujuan untuk mempermudah identifikasi hubungan porositas dan permeabilitas dengan jumlah sampel yang terbatas. Tiga PRT telah diidentifikasi pada reservoir karbonat formasi Tuban pada lapangan ini. Ketiga PRT tersebut adalah: (1) PRT 1 – *Vuggy porosity dan moldic macropore patchy association*, PRT 2 – *Packstone micropore dan moldic macropore patchy association*, PRT 3 – *Packstone micropore uniform*.

(1) PRT 1 (Vuggy porosity dan moldic macropore patchy association)

PRT 1 merupakan *rock type* dengan sifat petrofisika paling baik. Porositas PRT ini bervariasi antara 13-33% dan permeabilitas bervariasi antara 30-1000 mD. Ciri khusus pada PRT ini adalah kehadiran vuggy porosity dan moldic macropore dengan ukuran diameter >100 µm. *Vuggy porosity* didefinisikan sebagai rongga pori hasil pelarutan yang bersifat *non-fabric selective* sesuai dengan definisi dari Choquette & Pray (1970). Rongga pori ini dalam beberapa sampel dapat berukuran hingga lebih dari 300 µm sebagai hasil pelarutan dari fragmen koral, moluska dan fragmen aragonitik lain bersama-sama dengan mikrit di sekitarnya. Persentase *vuggy porosity* berkisar antara 10-50%, sedangkan porositas *moldic* berkisar antara 50-90%. PRT 1 hanya dijumpai pada asosiasi fasies *shelf margin*.

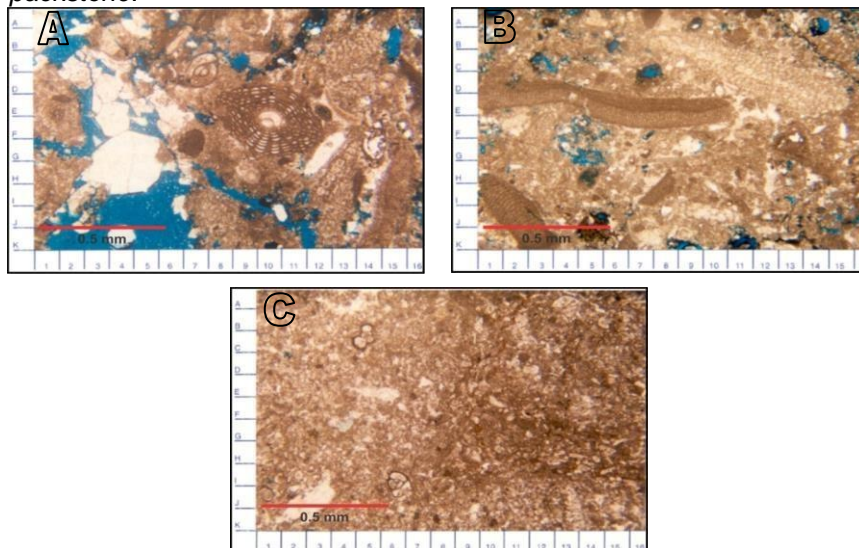
(2) PRT 2 (Interparticle meso-macropore patchy association)

PRT 2 dijumpai pada fasies *larger forams-red algal packstone* dan *coralline-larger foram packstone* dari asosiasi fasies *shelf margin* dan *upper slope*. Porositas interpartikel merupakan ciri khas dari PRT ini dengan dua ukuran diameter pori utama yang mendominasi, yaitu interparticle mesopore (50-100 µm) dan *interparticle macropore* (>100 µm). Porositas ini sebagian merupakan porositas primer, sedangkan porositas interpartikel sekunder dihasilkan dari pelarutan semen marin dari diagenesis awal dan pelarutan mikrit. Kurang dari 10% *moldic macropore* (>100 µm) muncul sebagai hasil pelarutan cangkang aragonitik

seperti moluska. Porositas PRT 2 bervariasi antara 4-18% dan permeabilitas bervariasi antara 2-400 mD.

(3) PRT 3 (*Interparticle micropore uniform*)

PRT 3 merupakan *rock type* yang bukan reservoir dan didominasi oleh porositas mikro yang berukuran kurang dari 10 μm , sehingga PRT ini memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang kecil (Gambar 4.C). Rongga pori mikro pada PRT ini terbentuk diantara partikel mikrit yang mengalami rekristalisasi atau pelarutan parsial pada fasies *bioclastic packstone* selama diagenesis meteorik awal. Porositas PRT 3 bervariasi antara 2-5% dengan permeabilitas antara 0,1-10 mD. PRT ini umumnya hanya dijumpai pada fasies *bioclastic packstone*.



Gambar 4. Fotomikrograf dari ketiga PRT. (A) PRT 1 (*vuggy porosity* dan *moldic macropore patchy association*; $\Phi = 13-33\%$, $k = 30-1000$ mD), (B) PRT 2 (*interparticle meso-macropore patchy association*; $\Phi = 4-18\%$, $k = 2-400$ mD), (C) PRT 3 (*interparticle micropore uniform*; $\Phi = 2-5\%$, $k = 0.1-10$ mD).

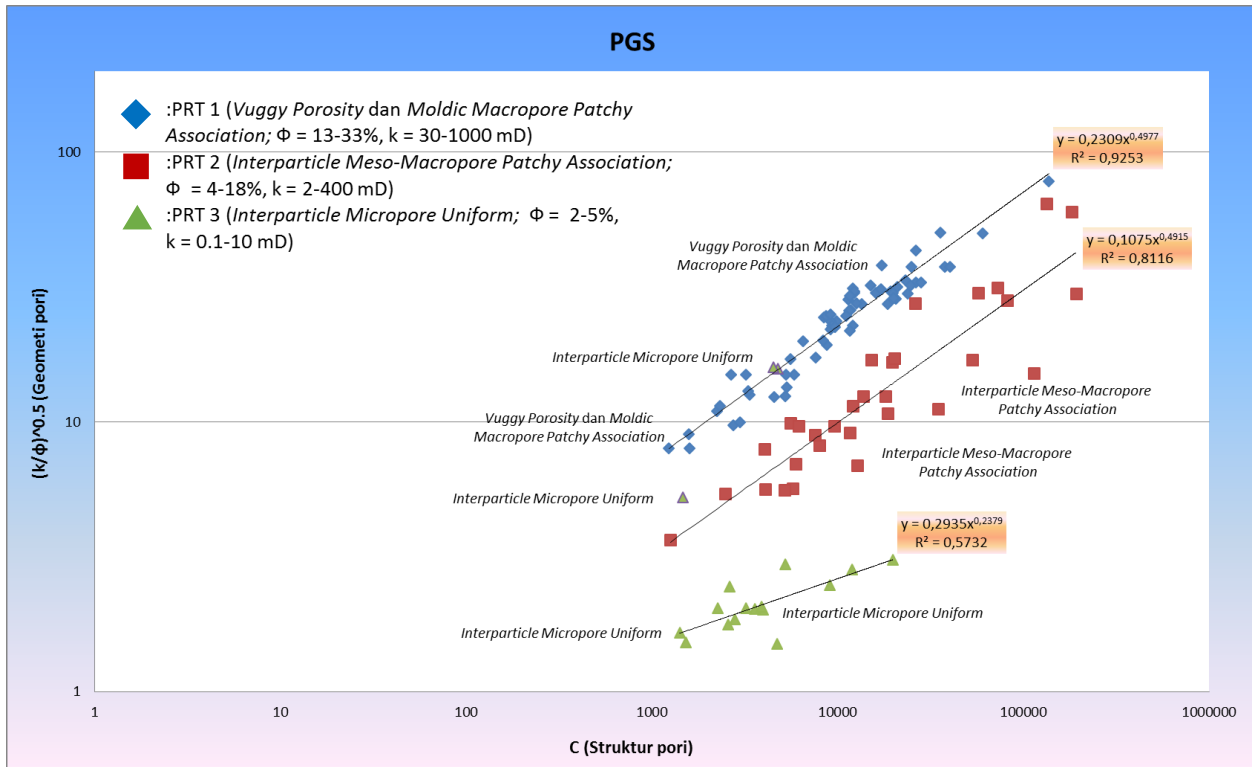
3.2.5. Penentuan *Rock Type* Berdasarkan *Pore Geometry and Structure* (PGS)

Penentuan *rock type* akan dilakukan dengan pendekatan *pore geometry structure* (PGS) yang telah diperkenalkan oleh P. Permadi, dkk (2009). Pada pendekatan ini, pembagian PRT dilakukan dengan

mengintegrasikan data PRT yang telah diidentifikasi sebelumnya dengan data geometri pori ($\sqrt{\frac{k}{\Phi}}$) dan

struktur pori ($\frac{k}{\Phi^5}$) atau C batuan yang didapat dari data SCAL. Data geometri pori dan struktur pori dibuat krosplot yang kemudian dibagi menjadi 3 PRT berdasarkan *trend* dan identifikasi sayatan tipis.

Berdasarkan kurva PGS yaitu krosplot antara geometri pori dengan struktur pori, PRT pada daerah penelitian dapat dibagi menjadi 3 PRT. PRT 1 yang berwarna biru, memiliki nilai porositas dan permeabilitas paling tinggi dibanding 2 PRT lainnya. Dari sayatan tipis PRT ini merupakan *vuggy porosity* dan *moldic macropore* dengan porositas 13-33% dan permeabilitas 30-1000 mD. PRT 2 adalah *trend* yang berwarna merah, PRT ini memiliki porositas dan permeabilitas rata-rata diantara PRT 1 dengan PRT 3. Dari sayatan tipis PRT ini merupakan *interparticle meso-macropore patchy association* dengan porositas 4-18% dan permeabilitas 2-400 mD. PRT yang terakhir adalah PRT 3, yang memiliki *trend* berwarna hijau. PRT ini memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang paling kecil dibanding 2 PRT lainnya. Dari sayatan tipis PRT ini merupakan *interparticle micropore uniform* dengan porositas 2-5% dan permeabilitas 0.1-10 mD.

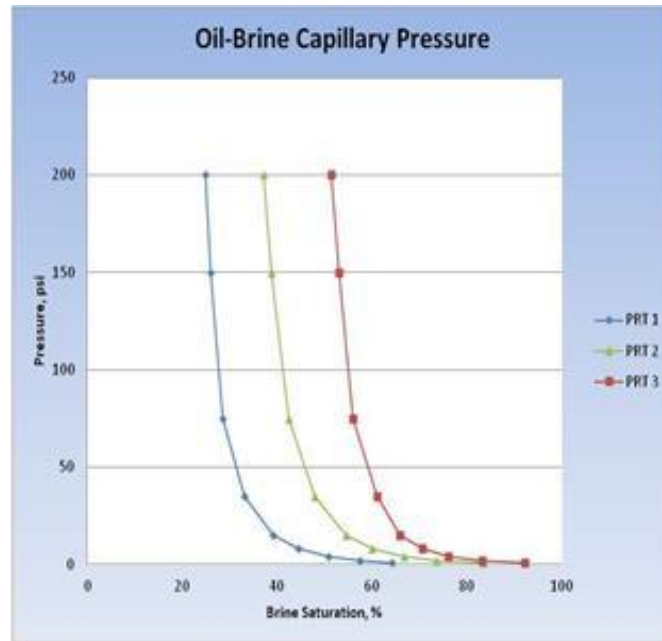


Gambar 5. Pembagian 3 PRT berdasarkan interpretasi sayatan tipis dan *trend* dari krosplot antara geometri pori dan struktur pori.

3.2.6. Validasi *Petrophysical Rock Type*

Seluruh PRT yang telah diidentifikasi menunjukkan hubungan yang spesifik antara geometri pori dan struktur pori pada masing-masing PRT. Untuk memvalidasi seluruh PRT tersebut, digunakan data *mercury injection capillary pressure* (MICP). Tekanan kapiler dari MICP merupakan teknik yang efektif untuk menguantifikasi geometri pori khususnya ukuran pori dan ukuran *pore throat* (Rushing dkk., 2008). Merkuri adalah fluida yang bersifat *non-wetting* yang nyaris sempurna, namun hanya akan memasuki ruang pori batuan jika diberi tekanan. Jika tekanan yang diberikan cukup, pori yang berukuran besar akan terisi lebih dulu yang kemudian diikuti oleh pori yang lebih kecil hingga seluruh ruang pori terisi oleh merkuri.

Seluruh data tekanan kapiler diplot terhadap saturasi *wetting phase* (dianggap sebagai saturasi air) dan diberi warna yang berbeda untuk masing-masing PRT. Dari profil tersebut terlihat bahwa keenam PRT memiliki profil tekanan kapiler yang berbeda-beda. PRT 1 merupakan PRT dengan sifat aliran yang paling baik dan PRT 3 merupakan PRT dengan sifat aliran yang paling buruk. Sifat aliran ini menggambarkan konektivitas pori dan ukuran *pore throat*. PRT 1 yang didominasi oleh *vuggy porosity* dan *moldic macropore* menunjukkan bahwa rongga pori yang terdapat dalam batuan saling terkoneksi dengan baik. PRT 2 yang didominasi oleh *interparticle meso-macropore patchy association*, memiliki sifat aliran yang berada diantara PRT 1 dan PRT 3.



Gambar 6. Profil tekanan kapiler dari MICP tiga sampel. Setiap sampel diberi warna dan kode yang berbeda sesuai dengan jenis PRT-nya. Ketiga PRT yang diidentifikasi membuktikan adanya perbedaan sifat aliran dari seluruh PRT.

4. Kesimpulan

Mengetahui dan memahami tentang karakter, kuantitas dan distribusi *rock type* dalam suatu reservoir dapat membantu menjelaskan berbagai fenomena-fenomena, baik yang berhubungan dengan proses geologi maupun dengan sifat-sifat petrofisika suatu reservoir. Studi karakteristik reservoir berdasarkan *petrophysical rock type* (PRT) ini, berhasil mendemonstrasikan bagaimana *rock type* menentukan sifatsifat petrofisika dan kualitas reservoir serta pengaruhnya terhadap performa produksi sumur.

Lingkungan pengendapan dan proses diagenesis merupakan faktor yang menentukan jenis *rock type*. Dari ketiga PRT yang diidentifikasi, PRT 1 (*vuggy porosity* dan *moldic macropore patchy association*) dan PRT 2 (*interparticle meso-macropore patchy association*) dominan terbentuk pada asosiasi fasies *shelf margin*, sedangkan PRT 3 (*interparticle micropore uniform*) dominan terbentuk pada asosiasi fasies *lagoon* dan *upper slope*. Ketiga PRT yang diidentifikasi memiliki hubungan geometri pori dan struktur pori tertentu dengan koefisien korelasi yang cukup tinggi. Profil tekanan kapiler dari MICP juga menunjukkan bahwa ketiga PRT tersebut memiliki sifat aliran yang berbeda-beda.

5. Penghargaan

Ucapan terima kasih disampaikan penulis kepada *Formation Evaluation Research Group* (FERG).

6. Daftar Pustaka

- [1] Archie, G.E. (1950): Introduction to petrophysics of reservoir rocks, AAPG bulletin, 34, 943–961. [2] Ardhana, W. (1993), A Depositional Model for The Early Middle Miocene Ngrayong Formation and Implication for Exploration in The East Java Basin, 22nd IPA Proceed.
- [3] Dunham, R. J. (1962): Classification of carbonate rocks according to depositional texture, dalam W. E. Ham, eds., Classification of carbonate rocks: AAPG Memoir, 1, 108–121.
- [4] Lonoy, A. (2006): Making sense of carbonate pore systems, AAPG bulletin, 90, 1381–1405. [5] Lucia, F. J. (1983): Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space, Journal of Petroleum Technology, 216, 221–224. [6] Permadi, P., dan Susilo, A. (2009): Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred from Core Data, SPE 125350-PP, Abu Dhabi.
- [7] Permadi, dkk. (2011): Rock typing and permeability prediction for water-wet and oil-wet rocks, Proceedings of Society of Core Analyst, SCA2011-53, Texas.
- [8] Tucker, M.E. dan Wright, P., (1990): Carbonate Sedimentology, Blackwell Scientific Publications, Oxford, 482 hal.
- [9] van Bemmelen, R. W., 1949, The Geology of Indonesia, Vol. IA: General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes, The Hague, Martinus Nijhoff, vol. 1A, Netherlands