

OPTIMALISASI METODE PENDISKRIPSIAN BATUGAMPING UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON DALAM PEMODELAN GEOLOGI

Premonowati¹

¹Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknik Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta

Masuk: 11 Maret 2010, revisi masuk : 4 Juni 2010, diterima: 12 Juli 2010

ABSTRACT

Core/SWC and/or cuttings data from carbonate reservoir have to optimized in their descriptions, actually for understanding their carbonate characterization. The characterization is includes lithofacies and visible porosity. The method are consists of: core recovery, texture, orga-nism abundance, specific features, type and porosity percentage that have resulted a visible porosity. The precise calculation of visible porosity and factors of pore forming are best way to get a cementation factor which easily changes both vertical and horizontally. The carbonate depo-sitional facies and diagenetic process are useful to get a diagenetic unit that confirmed by cemen-tation process.

Keywords:Core/SWC/cuttings descriptions, limestone, depositional facies, diagenetic

INTISARI

Data *core/SWC* dan *cuttings* pada reservoir batugamping sangat perlu dioptimalkan pendiskripsinya dalam pemahaman karakteristik reservoir meliputi litofacies dan visible porosity. Metode pendeterminasiannya meliputi: *core recovery*, tekstur, *orga-nism abundance*, *specific features*, type dan persentase porositas yang menghasilkan *visible porosity*. Perhitungan *visible porosity* yang presisi dan pemahaman faktor-faktor penyebab utama pembentukan pori termasuk sementasi digunakan untuk menentukan nilai indeks sementasi yang bisa berubah secara cepat baik penyebaran secara vertikal maupun horizontal. Facies pengendapan karbonat dan proses diagenesa sangat membantu untuk menentukan satuan diagenesa yang dikonfirmasi dengan proses sementasi.

Kata kunci:Core/SWC/cuttings descriptions, limestone, depositional facies, diageneti

PENDAHULUAN

Kompleksitas dan heterogenitas reservoir batugamping sering kali menjadi alasan tidak terduga dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon di banyak blok/ *field* produktif di Indonesia. Alasan tersebut misalnya: penyebaran facies dan diagenetic unit ini tidak selalu sama, saat *tested* dengan produksi ini berbeda jauh; di arprediksi keliru antara sementasi dengan *gas/oil charging*; waktu penutupan dari rongga pori dengan sementasi, atau memperbesarnya pori-pori dengan pembentukan pada dolomit (semen) atau dedolimitisasi, porositas pada batuan kar-bonat yang tidak merata (*uniform*). Masalahnya, semen karbonat menjadi salah satu faktor yang cukup dominan dalam perusakan dari kualitas reservoir

selain kompaksi. Juga, perlunya mengenali indikasi pengaruh struktur selama migrasi hidrokarbon di dalam batugamping, peran sistem rekahan juga menjadi sangat penting karena dapat keliru dalam menentukan satuan diagenesa (*diagenetic unit*).

Disamping itu, geometri dari tumbuhan utamanya pada algae melembar dan koral pipih ini seperti tumpukan daun teratai disusun secara rapih memperkecil adanya kemungkinan berkembangnya porositas primer, dan masih banyak kasus lain.

Banyak blok dan field reservoir produktif dan hasilnya (formasi reservoir, test dan produksi) di Indonesia misalnya di Cekungan Sumatra Utara yakni Natuna Timur (Tertiary Terumbu Reservoir) dan Blok Aceh, antara lain: Tampur, For-

¹ Premonowati [@yahoo.com](mailto:premonowati@yahoo.com)

masi Peutu (Limestone), dan Meureudo Group; Formasi Sembuang (Limestone); Pada Formasi Kaloi (Limestone) dalam Peusangan Group; Fm. Baong. Produksi gas sejak tahun 1971 mencapai lebih dari 40 ribu MMBOE. Dalam Cekungan Sumatra Selatan, Formasi Baturaja sebagai reservoir dari batugamping yang produktif. Reservoir formasi ini dengan Formasi Talang Akar diproduksi hingga 3.5 BBOE. Dalam Cekungan Jawa Barat Utara, kita kenal Formasi Parigi. Formasi penyusun di dalam Cekungan Jawa Timur Utara sebagai adalah berikut: Fm. Kujung, Fm. Prupuh, Fm. Tuban, Formasi Bulu dan Formasi Paciran dicirikan oleh litologi yang bersifat gampingan yang berfungsi sebagai reservoir yang baik, selain Fm. Ngrayong yang bersifat silisiklastik. Kedua kelompok batuan tersebut sering hadir bersama dan sebagai sedimen karbonatsilisiklastik, dengan diproduksi hingga 1.3 BBOE pada lebih dari 60 lapangan. Di Kalimantan, Formasi Kerendan (Limestone) di Barito Utara, Blok Bangkanai dan (Sebelumnya Tewed Block) telah diproduksi 20 MMSCFD (Dwi Cahyo, et al, 2007); Fm. Berai dan Fm. Sellor di Cekungan Tarakan dan Sulawesi: Fm. Tonasa dan Fm. Tacipi; Pulau Buton dijumpai Formasi Tondo; Pulau Seram, Banggai dan Tomori/Banggai/Sula terdapat Formasi Pancoran atau Salodik, sedangkan di Cekungan Salawati sampai Papua, reservoir batugamping dari Fm. Waripi, Faumai Lst., Kais dan Bintuni yang memproduksi hingga 0.5 BBOE. Banyu urip-1 (ExxonMobil Cepu) tested 3985 BOPD, Sukowati-1 (JOB Pertamina Petrochina Tuban, tested 7697 BOPD. Bukit Tua-1 (ConocoPhillips Ketapang, tested 7361 BO-PD), dan Jenggolo-1 (Gulf), tested 3602 BO-PD (Disarikan dari berbagai sumber Tahun 2009).

Tujuan penulisan ini adalah untuk memahami perubahan fasies dan diagenesa yang cepat (bisa sangat cepat) pada penyebaran secara lateral dan vertikal, merupakan faktor kompleksitas dan heterogenitas reservoir batugamping. Pemahaman mengenai pada fasies pengendapan batuan karbonat, proses diagenesa, dan satuan diagenesa dengan akurat menjadi penting sekali melalui

data-data yang dapat dioptimalkan, khususnya pada data *core/SWC* dan atau *ditch cuttings*. Hasilnya, untuk dapat menilai harga *visible porosity*, permeabilitas dan saturasi air dalam reservoir serta *diagenetic unit* dan *flow unit boundary*. Kedua terakhir ini untuk lapangan produksi minyak/gas yang telah berproduksi atau untuk pengembangan produksi. Hal ini diupayakan untuk mengurangi ketidakpastian dalam pengembangan eksploitasi dan pengeboran. Adapun Gambar pada contoh dalam paper ini merupakan hasil pengalaman penulis dalam pengamatan reservoir batugamping dari wilayah Indonesia.

Batugamping adalah sedimen kimaawi yang terbentuk umumnya di laut dengan kandungan kalsium karbonat (CaCO_3) yang dihasilkan oleh organisme laut. Beberapa batugamping juga bisa terbentuk di danau atau air tawar/pinggiran sungai-sungai (disebut: travertin) karena proses penguapan atas sedimen hasil pelarutan batuan-batuan karbonat berasal dari elevasi yang lebih tinggi (Disarikan dari berbagai sumber).

Pembentukan sedimentasi karbonat di Indonesia sangat intensif karena terletak di zona equator bahkan sejak transgresi global pada Kala Miosen Awal. Hal ini disebabkan faktor tektonik dan lingkungan (Premonowati et al, 2005). Hal ini menjadi penyebab dari pembentukan kompleks terumbu (*reef*) di Indonesia yang umumnya menjadi reservoir hidrokarbon sebagaimana yang disebut di depan.

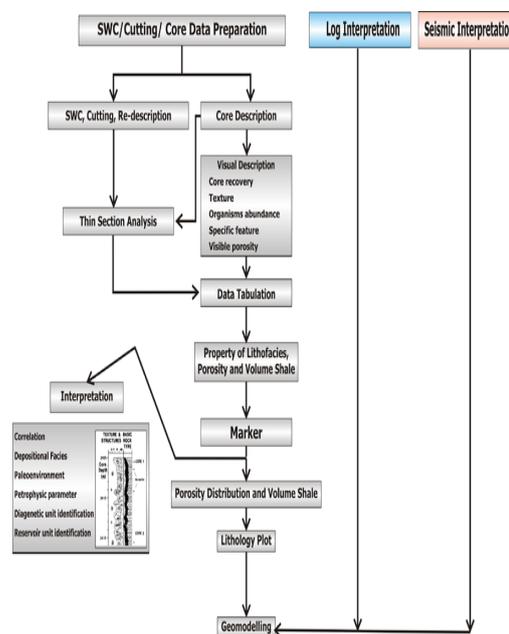
Secara fasies pengendapan dari batuan karbonat (*carbonate depositional facies*), bentuk geometri dari organisme pembentuknya merepresentasikan kedalamannya. Untuk koral pipih (*platy coral*) sekitar 12 s/d 15 meter, sedangkan koral bercabang sekitar 10 meter, dan koral kepala masif (*massive head coral*) tumbuh sekitar 0-3 meter. Setelah mengalami penimbunan kemungkinan kualitas reservoir menurun drastis. Bila organisme penyusun pada terumbu (*reef*) koral tertimbun hingga ribuan meter maka semua porositas primer menjadi hancur. Sebagaimana contoh-conto: di Cekungan Sumatra Selatan, umumnya didominasi oleh *stromatolite*, koral dan ganggang

(algae) membentuk terumbu (*reef build up*) setempat-setempat didalam *patch reef*, di Cekungan Jawa Barat Utara dan Jawa Timur Utara didominasi oleh koral masif, sedikit koral bercabang dan koral pipih serta ganggang merah membentuk *fringing reef* dan *pinnacle* setempat-setempat; di Pegunungan Selatan Jawa (DIY-Jatim) didominasi oleh ganggang merah maupun moluska yang membentuk paparan; di Kutei Basin didominasi oleh koral pipih dan sedikit koral bercabang yang membentuk terumbu masif setempat-setempat dilindungi *shelf-edge barrier reef*.

Perbedaan geometri koloni koral dan ganggang serta morfologi struktur dalamnya akan mempengaruhi kecepatan sementasi yang bisa menutup atau membuka pori-pori karena pengaruh penimbunan, rekristalisasi, pelarutan dan kompresi selama diagenesa. Fasa ini sering dijumpai porositi primer yang tersisa maupun sekunder (berupa retakan) maka porositas yang ada akan terisi oleh semen kalsit (pada umumnya) hasil dari diagenesa dan bawaan dari meteorik water. Tersingkapnya sedimen batugamping ke permukaan (*surface exposed*) selama sejarah pengendapan biasanya juga jarang ditemui sehingga kualitas reservoir dari batugamping yang ada pada umumnya jelek. Demikian sebaliknya, akan beruntung bila mendapatkan batuan karbonat yang pernah tersingkap membentuk porositas sekunder kemudian masuklah minyak (sesuai hukum hidrodinamika) sebelum sementasi.

Metodologi penelitian yang dilakukan, Reservoir batugamping memiliki heterogenitas dan kompleksitas tinggi sehingga perlu adanya suatu pemahaman mengenai karakter utama dan asesories yang mengikutinya. Adapun tahap-tahap untuk memahami karakter litologi reservoir dari batugamping/sedimen karbonat terutama (satuan genesa (*genetic unit*) yakni melakukan identifikasi mengombinasikan semua data, baik *core/side wall core (SWC)*, *cuttings* dengan log sumur (well log) dan seismic diperlihatkan pada Gambar 1. Pemahaman karakter dari batugamping sebagai reservoir secara keseluruhan dapat mampu digunakan untuk penentuan khronostratigrafi,

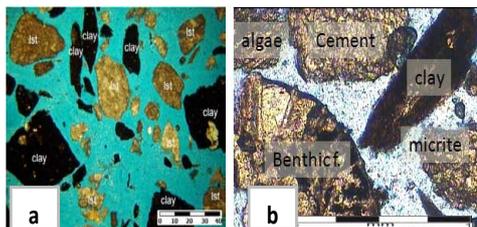
sedimentologi dan diagenesis.



Gambar 1. Diagram alir determinasi dan interpretasi *core/SWC* dan *cuttings* untuk pemodelan geologi.

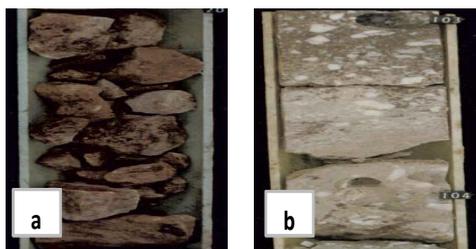
Komponen-komponen yang harus dideterminasi (secara megaskopis dan mikroskopis), teknik dan peruntukannya meliputi: 1. Jenis batugamping dan penyerta serta persentase masing-masing-masing gambar 2). Adapun sedimen yang sering berasosiasi dengan batugamping antara lain: batupasir, batulempung, dan dari batulanau (*siltstone*). Persentase batuan di atas terhadap batugamping tetapi akan menunjukkan nama batuan yang harus dianalisa baik di lapangan (*fieldwork*) maupun sayatan tipis batuan (*thin sections*) bahkan pengujian dengan pelarut seperti peroksida (H_2O_2) dan asam klorida (HCl). Misalnya, batugamping lempungan, batugamping kerikilan, batugamping konglomeratan, batugamping masif, kalsirudit, dan kalkarenit.

Tingkat kepadatan batuan, bisa dikategorikan masif bila singkapan/*core* dalam keadaan utuh tidak hancur; bisa pula bersifat setengah hancur atau sangat hancur (*rubble*) (Gambar 3). Hal ini untuk menginformasikan kemungkinan tingkat kepadatan terhadap struktur-struktur yang terjadi di daerah studi. Keseragaman bentuk hancuran perlu pula diinformasikan.



Gambar 2a. Persentase dalam sayatan tipis *cutting*, batugamping dolomitan, terdiri partikel (foraminifera bentos dan algae), mikrit, semen (kalsit; Bawah: dolomit) dan anomali (batulempung) total berjumlah 100%. Gambar 2b. Persentase dalam sayatan tipis *core* dan *cutting*, batugamping lempungan, terdiri partikel, mikrit, semen, pori, dan anomaly (batulempung dan mineral allogenic seperti bijih, batubara, pirit) total berjumlah 100% kalsilitit, batugamping kristalin, batugamping dolomitan, batugamping dengan vein kalsit, dll.

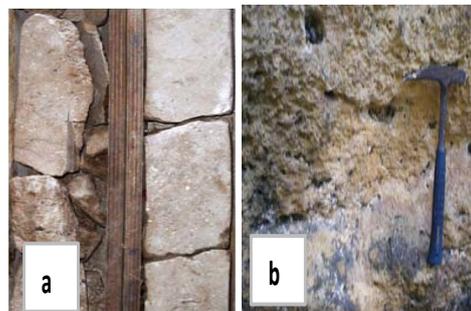
Semakin seragam bentuk hancurnya, maka gaya tekan batuan yang mengenainya cenderung pelan, namun berlangsung cukup aktif dalam waktu yang lama, dan bisa diindikasikan terkena sesar. Terpisahnya *core* tersebut, ada kemungkinan karena terdapat perselingan batulempung yang juga mudah hancur saat transportasi dan penyimpanan (storage) tersebut.



Gambar 3a. *Rubble core* menunjukkan adanya retakan atau tekanan intensif. Gambar 3b. *Massive core* dengan retakan bisa terjadi pada saat *coring*.

Penentuan jenis batugamping umumnya dibedakan ke dalam klastik dan non klastik pada Gambar 4. Klastik sebagai produk transportasi bila dijumpai indikasi semacam debris, dinamai bioklastik, sedangkan non klastik umumnya bentuk masif yakni berupa terumbu dan

sedimen kimiawi seperti gipsum. Proses pengendapan karbonat bisa dari komponen kerangka (skeletal) disebut *secretion*; bila non kerangka (skeletal): *accretion*; bila kerangka (skeletal) dan non kerangka dinamai *aggregation*.

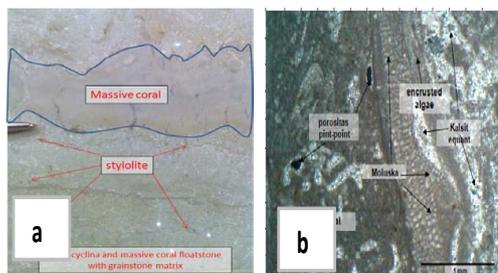


Gambar 4a. Litofacies *grainstone* (klastik) dengan *oil trace* (kiri: warna putih kecoklatan), *no oil trace* (kanan). Gambar 4b. Atas: Singkapan batugamping non klastik, facies *bafflestone* (branching corals) dan *bindstone* (*platy corals*). Bawah: klastik: facies *algae grainstone* berlapis buruk. Contoh singkapan Formasi Wonosari

Komponen penyusunnya dan jenis berupa *organic framework* atau *skeletal frame-work*, *biolith* oleh (Klasifikasi Folk, 1962); *boundstone* (Klasifikasi Dunham, 1962) atau sebagai *frame builders*, *frame binders* dan *frame bafflers*; *grains*/butiran (skeletal grain dan non skeletal grains) (Klasifikasi Embry and Klovan, 1971) pada Gambar 5. *Frame builders* dibangun oleh koral atau moluska atau *algae* yang berukuran beberapa centimeter hingga meter. *Frame binders* dibangun oleh *platy corals* atau *branching algae* dan foraminifera bentos kecil & besar, sedangkan *frame bafflers*, dibangun oleh koral bercabang. Selain itu terdapat jenis *rudstone* and *floatstone* yang keduanya terbentuk tidak jauh dari *organic framework*. Sebagaimana pada klasifikasi di atas, oleh karena itu Koesoemadinata (1996) pada menyertakan perkiraan persentase komponen berkaitan dengan penamaan litofacies dan kristalinitas/*crystalline carbonate* atau dolomite (+an).

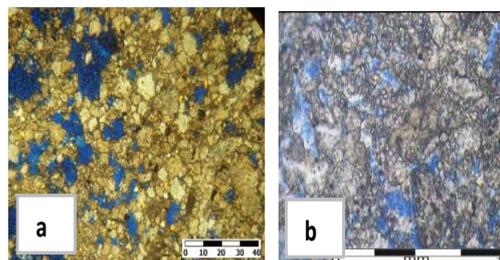
Mengetahui jenis *reef complexes* dan tipe *carbonate platform*, *mound*, *bank* serta geometrinya berdasarkan

Triangular Classification (Read, 1985; Longman, 1981). Keduanya terjadi bersamaan dalam spasial dan hubungan temporal. Pemahaman hal ini akan dapat digunakan untuk mengevaluasi secara regional.



Gambar 5a. *Massive coral colony* tumbuh melebar dalam litofacies *Lepidocyclusina and massive coral floatstone* dengan matriks *grainstone* dijumpai *hairy* dan *saw stylonite* yang membatasi koloni tersebut dengan lumpur (mud), Contoh Formasi Rajamandala, Jawa Barat Penamaan litofacies digunakan untuk menentukan energi pengendapan karbonat, semisal: *Coral bioclastic with matrix mudstone* ini mengindikasikan *low energy carbonate environment*. Gambar 5b. Koloni koral dijumpai simbiosis *encrusting algae* menunjukkan pada posisi struktur tumbuh, dengan moluska dan lumpur (mud) diantaranya dari terubah menjadi *equant calcite*. Contoh Formasi Paciran.

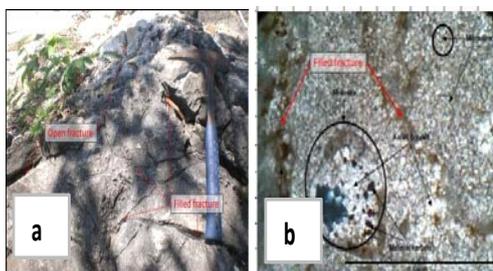
Reef complex ini harus melibatkan sejarah facies pada *platform* karena sifat reservoir, baik di dalam *reef* maupun pada *platform* terkait erat dengan evolusi geologi yang dialami oleh keduanya. Istilah *mud-mounds* penyusun utamanya *lime mud* dan *frame builder*-nya (koral dan ganggang merah kalau Miosen) harus kurang dari 25 atau 30 %. Ini berkembang di lingkungan energi rendah (*low energy*). Saat awal, memang porositasnya kecil kalau dibandingkan dengan *banks* atau terumbu (*reef*) yang dibangun oleh kerangka (*skeletal*). Kaitan antara diagenesa dengan porositas/permeabilitas dalam batugamping, bisa dilihat pentingnya faktor ubahan diagenetik. Karena penyusun *limemud* umumnya CaCO_3 aragonitik, maka mudah terlarut saat berada pada *meteoric zone*. Pelarutan yang terjadi sehingga akan memperbaiki porositasnya.



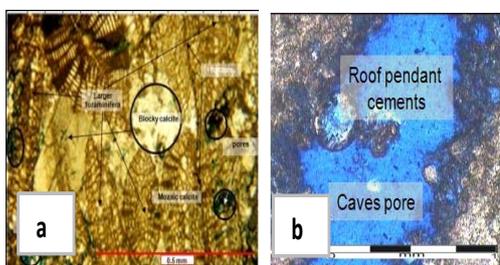
Gambar 6a. Rongga pori (biru) berupa intra-partikel atau *intercrystal porosity type*. Persentase pori yang besar juga memungkinkan permeabilitas besar. Gambar 6b. Rongga pori (biru) berupa intrapartikel atau *intercrystal porosity type*. Persentase pori yang besar juga memungkinkan permeabilitas besar.

Pengelompokkan urutan fasies karbonat berdasarkan dominasinya untuk menentukan satuan pengendapan fasies. Hal ini digunakan untuk menentukan tipe kompleks terumbu (*reef complex*), jenis *fringing reef*, *patch*, *barrier* atau *atoll reef* serta lingkungan lagoonal (*lagoon*), *back reef sand* pada terumbu belakang (*back reef*), inti terumbu (*reef core*) atau terumbu muka (*fore reef* atau *reef front*) atau laut terbuka (*open marine*). Penentuan jenis terumbu (*reef*) dapat pula digunakan klasifikasi kompleks terumbu (*reef complex*) menurut Longman (1981) ini yang lebih sesuai berlaku di kompleks terumbu koral atau ganggang. Kenozoikum di Indonesia atau tatanan paparan terumbu (*platform setting*) (Klasifikasi Wilson, 1975) dan didasarkan pada penelitian di Eropa dan Amerika yaitu berbedanya komponen kerangka (*skeletal framework*) yakni moluska *Rudistidae* (telah punah akhir Kapur). Klasifikasi pada kompleks terumbu koral disebut sebagai tipe Miosen (Miocene type, contoh di Arun), sedangkan kompleks terumbu *rudistidae* (*rudist reef complex*) disebut sebagai tipe Kapur.

Perhitungan dari persentase partikel (*fragmen*), mikrit, semen, porositas dan anomali (bila ada) lihat pada Gambar 6. Keempat komponen ini dinilai seobyektif mungkin untuk menentukan *visible porosity* serta kemungkinan permeabilitas yang rendah atau tinggi karena porositas saling berhubungan atau terpisah.



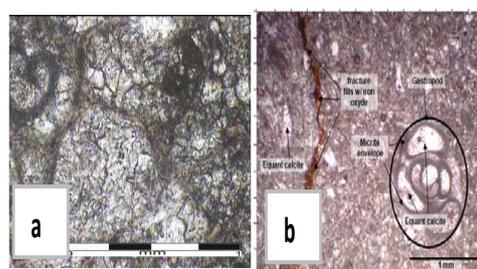
Gambar 7a. *Open fracture* dan *vein* terisi kalsit pada singkapan Formasi Wonosari. Gambar 7b. *Fracture* mikro terisi karbon (warna coklat) sayatan tipis conto Formasi Paciran.



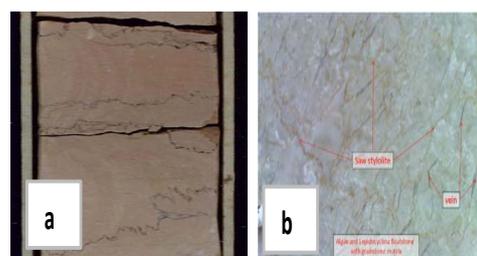
Gambar 8a. *Blocky calcite cements* (warna terang) serta tipe pori interpartikel dan *fracture* dalam litofacies *larger foraminifera grainstone*. Gambar 8b. *Pendant cement* dalam *caves pore* menunjukkan diagenesa di lingkungan zona vadose

Menentukan type pori (fabrik dan non fabrik), diperlihatkan pada Gambar 7 yang bisa didapatkan lebih dari satu jenis dari pori-pori dan masing-masing dipersentasekan, termasuk di dalamnya *fracture porosity* (vein inlets dan open fracture). Hal ini untuk mengetahui lingkungan diagenesa karbonat, bisa terjadi perubahan lingkungan dari shallow ke *deep burial*, atau sebaliknya; dari *deep burial* kemudian tersingkap/*exposed*. Presentase pori(%) ini digunakan untuk mengklasifikasikan *porosity quality* (poor, medium, good, very good atau excellent). Untuk *diagenetic process*, kadang juga dikenali adanya pori yang terisi kalsit *blocky (calcite cement overprint)* yang menunjukkan lingkungan *vadose zone*. Type semen (blocky, equant, fibrous, mozaic, syntaxial overgrowth), jenis semen (kalsit atau dolomit) dan neomorfisme (coalesive dan displasive). Hal tersebut dapat dilihat pada

Gambar 8. Hal ini menentukan *diagenetic process* dan nilai *cementation factor* dalam Archi formula yang merupakan satu dari enam parameter yang penting pengaruhnya dalam hasil ana-lisa log sumur. Adapun keenam dari faktor tersebut antara lain: RW (water resistivity), m (cementing factor), n (saturation exponent), a (turtuosity factor), *shale density* dan *shale neutron porosity*. Dalam pengamatan jenis dan proses sementasi, semisal hadirnya *meniscus cement* atau *pendant cement* hal ini mengindikasikan pernah berada di *aerial surface* (telogenesis).



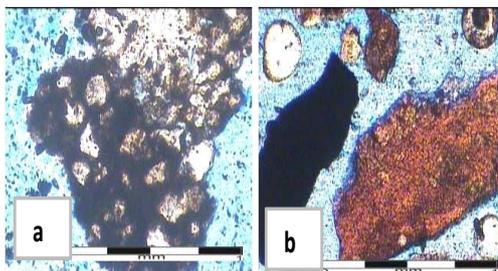
Gambar 9a. *Envelope micrite* membentuk dinding cangkang/*grains/fragment* sehingga lebih tebal, terbentuk sejak awal diagenesa. Gambar 9b. *Envelope micrite* mengindikasikan *early diagenesis*.



Gambar 10a. *Hairy stylolite* membawa mineral karbon, *fracture* terisi kalsit pada *core* litofacies *massive coral bindstone matrix packstone*. Gambar 10b. Atas: Sayatan selep. *Saw stylolite* yang membatasi fragment *algae*, koloni koral dengan *mud*. Contoh batuan *tight porosity*, Formasi Rajamandala, Padalarang, Jawa Barat. Bawah: Sayatan tipis. *Saw stylolite* pada batugamping yang membuka dan terisi mineral karbon.

Jumlah dan type matriks/*micrite* lihat Gambar 9. *Micrite* (singkatan dari: microcrys-talline) merupakan indikasi dari

energi yang berperan didalam lingkungan pengendapan(depositional environment).



Gambar 11a. Dolomit batulempung gam-pingan. Gambar 11b. *Skeletal packstone*, Cam-puran batulempung dan batubara.

Unsur-unsur lain seperti adanya *stylolite* (tipe hair/fine atau saw) lihat Gambar 10. *Saw stylolite* sering dijumpai sebagai batas fragmen/*particle* dengan matriks. Hal ini karena terjadi perbedaan densitas batuan, sebagaimana yang dijumpai di Formasi Rajamandala, Pada-larang Jawa Barat. Adapun penyebabnya diindikasikan sebagai pengaruh struktur yang membentuk zona sesar mendatar/*strike slip*, normal dan *upthrust* (Crevello et al, 2005). *Hairy stylolite* sering dijumpai sebagai produk kompaksi, baik pada batugamping yang memotong fragmen/partikel, maupun sering pula terkandung batulempung ini yang mengindikasikan produk diagenesa.

Jenis dan persentase mineral penyerta lihat Gambar 11, bersifat *authigenic*: seperti hematit, pirit, glaukonit atau hasil pelapukan (allogenic) seperti kaolin-it, feldspar dan atau kuarsa. Hal ini mengindikasikan lingkungan (restricted atau wide distributed), kedekatan dengan asal mineral dari batuan asalnya. Adanya paleosoil akan mengindikasikan *subae-rial exposure* ini yang digunakan sebagai batas *cycle of sea level fall* (bila bersifat lokal), bahkan bila mungkin sebagai *sequence boundary* (bila bersifat regional).

PEMBAHASAN

Dari hasil determinasi ini, kita telah dapat menentukan penamaan lito-facies dan satuan dari diagenesa dengan menggunakan hasil analisa sayatan tipis. Selanjutnya, penentuan satuan diagenesa didasarkan pada sekuen *diagenetic events*. *Diagenetic event* dapat dikenali

berdasarkan analisa dari urutan perubahan lingkungan diagenesa (Premono-wati, 2009). Semisal dari fasa diagenesa dari awal pada koral di lingkungan laut dangkal dan ditandai oleh proses mikritisasi. Dilanjutkan oleh fasa diagenesa dangkal lalu makin mendalam karena proses penimbunan, sehingga dijumpai indikasi kompaksi dan pelarutan (disso-lution) pembentukan *cement equant* pada zona *fresh waterphreatic*. Semakin ke dalam lingkungan yang *meteoric*, semen neomorfisme terbentuk disertai kompaksi yang memungkinkan pembentukan retakan/rekahan/*fracture*. Sementasi selama pengisian retakan/*fracture* menjadi *vein* bisa diikuti pengisian oleh karbon atau kuarsa, dan seterusnya.

Metode ini dirancang lengkap dan telah dicobakan pada beberapa cekungan Tersier di Indonesia. Pemahaman disemua urutan di atas, memampukan kita mengenali karakter reservoir, selanjutnya di dalam petrofisik untuk menentukan nilai dari properti seperti porositas, dan indeks sementasi yang sangat penting dan pemodelan geologi. Hal ini bisa dikompilasikan dengan data seismik dan log sumuran. Adapun kekurangannya, apabila tidak didapatkannya salah satu dari percontonya tersebut dalam bentuk megaskopis (core) atau mikroskopis (SWC dan cuttings), maka secara holistik akan sulit menentukan satuan diagenesa dan dari diagenesa (diagenetic event), hingga sulit pula untuk menentukan parameter petrofisik.

KESIMPULAN

Metode pendiskripsian batugamping yang melalui singkapan, *core/SWC* dan/atau *cuttings* juga yang meliputi penamaan litofacies dan satuan diagenesa, selanjutnya penentuan fasa diagenesa dan lingkungan diagenesanya.

Perhitungan persentase yang presisi untuk jumlah partikel, mikrit, semen, pori (dan type pori) serta anomalia menentukan nilai properti pada reservoir untuk pemodelan geologi lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

Crevello, P., Park, R., Tabri, K., Premo-nowati (2005). Equatorial carbo-

- nate depositional systems and reservoir development: modern to MioceneOligocene analogs of SE Asia: High resolution exploration and development applications from outcrop to subsurface. AAPG Equatorial Carbonate Field Seminar. 58p.
- Dwi Cahyo M., Yaman, F., Hasani, N., and Hidayat, D.S., 2007, Incentives required to develop stranded gas field: A case study Kerendan Gas Field. Proc. IPA 31st. Ann Conv.
- Read, J.F. (1985): Carbonate Platform Facies Models AAPG Bull v. 69, no. 1, p. 1-21.
- Longman, M.W., (1981) : "A Process Approach to Recognizing Facies of Reef Complexes" SEPM Special Publication no. 30, p. 9-40.
- Premonowati (2005), Fasies dan Stratigrafi Terumbu Formasi Paciran Daerah Tuban, Jawa Timur, Disertasi Program Doktor, Departemen Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung, hal. 1 – 291.
- Embry, A.F., and Klovan, E. J., 1971. Absolute Water Depth Limits of Late Devonian Paleoeological Zones. Geology Rdsch. 61/2, Stuttgart. in Reijers, T.J. A., and Hsu, K. J.1986.
- Manual of Carbonate Sedimentology: A Lexicographical Approach. Academic Press London. 301 p.
- Esteban, M., and Klappa, C. F., 1983. Subaerial Exposure Environment. in Scholle, P. A., Bebout, D.G., and Moore, C. H., (eds.). Carbonate Depositional Environments. AAPG Memoir 33. Tulsa, Oklahoma.p. 1-92.
- Handford, C. R., and Loucks, R. G., 1993. Carbonate Depositional Sequences and Systems Tracts-Responses of Carbonate Platforms to Relative Sea Level Changes, in Loucks, R. G., and Sarg, J. F.,(eds.). Carbonate Sequence Stratigraphy Recent developments and Application: AAPG Memoir 57.p. 3-41.
- James, N. P., 1983. Reefs. in Scholle, P. A., Bebout,D. G., and Moore, C. H., (eds.). Carbonate Depositional Environments. AAPG Memoir 33.Tulsa, Oklahoma. p 345-462.
- James, N. P., and Bourque, P. A., 1992. Reefs and Mounds. in Walker, R. G., and James, N. P., (eds.). Facies Models. Ontario. p. 323-347.
- Longman, M. W., 1981. Carbonate Diagenesis as a Control on Stratigraphic Traps. AAPG Education Course Note Series # 21.