

**FASIES DAN LINGKUNGAN PENGENDAPAN BATUGAMPING FORMASI BERAI DI
LAPANGAN “JK”, CEKUNGAN KUTAI ATAS****Jasmine Mustika Sukmawati¹, Abdurrokhim¹, Febriwan Mohamad¹,
Yusi Firmansyah¹, Luqman²**¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung, ²Medco E&P Indonesia, Jakarta²

*Korespondensi: jasmine18002@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Cekungan Kutai merupakan salah satu cekungan hidrokarbon tersier yang produktif di Indonesia, baik Cekungan Kutai Bagian Atas maupun Bawah (Darmawan, 2015). Pada Cekungan Kutai Atas terdapat bukti rembesan minyak dan gas yang mengindikasikan adanya *petroleum system* yang aktif. Formasi Berai Bagian Atas berperan sebagai batuan reservoir. Batuan karbonat dapat berpotensi sebagai reservoir karena batuan karbonat memiliki porositas dan permeabilitas yang sangat heterogen (Jardine & Wilshart, 1982). Pemahaman yang baik mengenai reservoir sangat penting dalam kegiatan eksplorasi. Salah satu pendekatan yang dapat dilakukan untuk mengungkap dimensi dan karakter dari reservoir adalah melalui interpretasi fasies dan lingkungan pengendapan fasies tersebut terbentuk. Melalui studi fasies dan lingkungan pengendapan dengan menggunakan data log sumur, batuan inti (*core*) dan sayatan tipis, reservoir pada daerah penelitian dapat diketahui kemampuannya untuk menyimpan fluida. Daerah penelitian memiliki tiga fasies pengendapan yaitu *Wackestone to Packstone*, *Wackestone to Boundstone* dan *Packstone to Boundstone* yang masing-masing diendapkan di lingkungan *inner back-reef lagoon*, *outer back-reef lagoon* dan *reef*. Proses penumpukan batuan karbonat yang terjadi pada daerah penelitian adalah *keep-up carbonate*. Dari keseluruhan fasies yang memiliki porositas paling baik adalah fasies *Packstone to Boundstone* yang diendapkan di lingkungan *reef*, memiliki porositas sebesar kurang lebih 10% dari massa batuan.

Kata Kunci: Fasies, Lingkungan Pengendapan, Karbonat, Berai Atas, Kutai Atas**ABSTRACT**

Kutai Basin is one of the productive tertiary hydrocarbon basins in Indonesia, both the Upper and Lower Kutai Basins (Darmawan, 2015). In the Upper Kutai Basin there is evidence of oil and gas seepage which indicates an active petroleum system. The Upper Berai Formation acts as reservoir rock. Carbonate rock can potentially be a reservoir because carbonate rock has very heterogeneous porosity and permeability (Jardine & Wilshart, 1982). A good understanding of reservoirs is very important in exploration activities. One approach that can be taken to reveal the dimensions and character of the reservoir is through the interpretation of the facies and the environment the facies are formed in. Through studies of facies and depositional environments using well log data, cores and thin sections, the reservoir in the research area can be identified its ability to store fluids. The research area has three depositional facies, there are Wackestone to Packstone, Wackestone to Boundstone and Packstone to Boundstone, which were deposited in the inner back-reef lagoon, outer back-reef lagoon and reef environments. The stacking patterns of the carbonate that occurs in the study area keep-up carbonate. Packstone to Boundstone facies deposited in a reef environment, has the best porosity of approximately 10% of the rock mass.

Keywords: *Facies, Depositional Environment, Carbonate, Upper Berai, Upper Kutai*

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi yang paling dibutuhkan di dunia (Koesoemadinata, 1980). Dalam kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi, perlu diketahui konsep *petroleum system* yang berlangsung, salah satunya adalah batuan reservoir. Hidrokarbon dapat tersimpan/terakumulasi di dalam batuan karbonat sebagai reservoir pada cekungan sedimen. Cekungan Kutai merupakan salah satu cekungan hidrokarbon tersier yang produktif di Indonesia, baik Cekungan Kutai Bagian Atas maupun Bawah (Darmawan, 2015). Pada Cekungan Kutai Atas terdapat bukti rembesan minyak dan gas yang mengindikasikan adanya *petroleum system* yang aktif. Pemahaman yang baik mengenai reservoir sangat penting dalam kegiatan eksplorasi. Salah satu pendekatan yang dapat dilakukan untuk mengungkap dimensi dan karakter dari reservoir adalah melalui interpretasi fasies dan lingkungan pengendapan fasies tersebut terbentuk. Fasies batuan dan fasies pengendapan yang berbeda memiliki dimensi atau luasan yang berbeda, serta memiliki kemampuan menyimpan fluida yang berbeda.

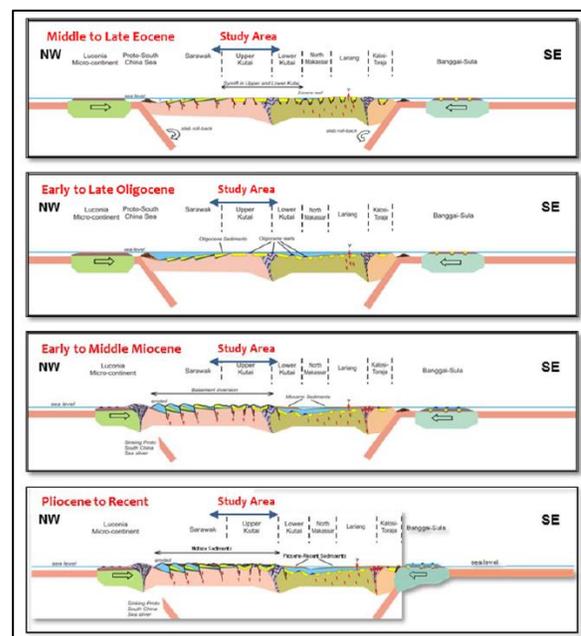
Tujuan dari penelitian ini untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan yang berkembang pada Formasi Berai Bagian Atas, Cekungan Kutai Atas berdasarkan analisis litofasies dan elektrofases sehingga dapat mengetahui gambaran kualitas dari reservoir itu sendiri. Dalam penelitian ini digunakan data batuan inti (*core*), sayatan tipis dan log sumur sebagai objek penelitian pada tujuh sumur eksplorasi di Cekungan Kutai Atas, Kalimantan.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

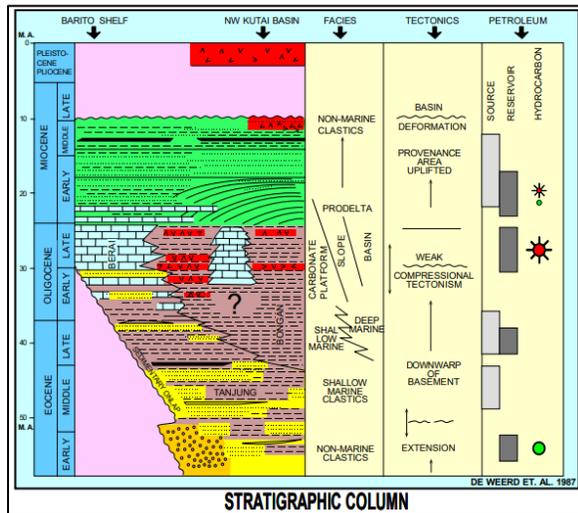
Cekungan Kutai Atas terbentuk selama Eosen Tengah – Eosen Akhir hingga Pliosen – *Recent* (Bachtiar et al.,

2013). Sejarah Cekungan Kutai Atas dimulai dari serangkaian *half graben* yang terbentuk selama periode Eosen sebagai respon terhadap fase ekstensional regional. *Half graben* ekstensional dengan cepat diisi dengan sedimen *syn-rift* Eosen Pertengahan hingga Eosen Atas yang memiliki fasies yang sangat bervariasi, yaitu alluvial, fluvial, delta dan laut. Pada periode Oligosen, di Cekungan Kutai Atas terjadi fase sag yang menandai inisiasi dari sistem transgresif regional yang didominasi oleh karbonat laut dangkat *post-rift* dan deposisi *shale* laut dalam. Kemudian terjadi pengangkatan Pegunungan Tengah Kalimantan yang menimbulkan deposisi delta *prograding* yang tersebar luas selama Miosen. Penataan ulang lempeng mikro di Indonesia bagian timur selama periode Miosen hingga Pleistosen menghasilkan sistem kompresi yang dikembangkan di Cekungan Kutai Atas, yang mengaktifkan kembali struktur yang ada (**Gambar 1**).



Gambar 1. Sejarah Tektonik Regional Cekungan Kutai Atas (Bachtiar et al., 2013)

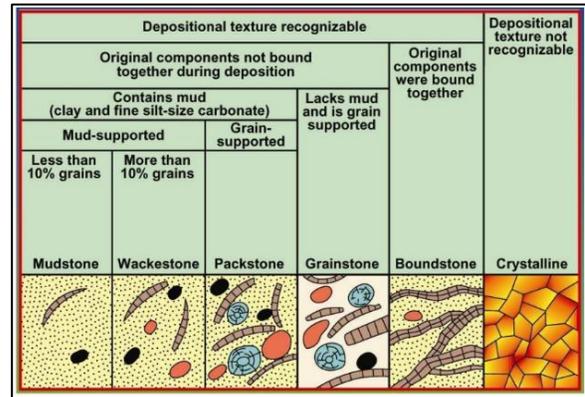
Stratigrafi Cekungan Kutai Atas tersusun dari beberapa unit formasi mulai dari yang tertua hingga termuda yaitu batuan dasar (*basement*), Formasi Tanjung, Formasi Bongan, Formasi Berai serta sedimen non-laut (delta) (de Weerd et al., 1987). Formasi Berai merupakan batuan reservoir berupa batugamping pada Cekungan Kutai Atas. Batugamping Formasi Berai Atas mencatat transgresi besar di Cekungan Kutai Atas dan daerah sekitarnya yang mengakibatkan pengendapan *platform* karbonat yang luas di Paparan Barito dan pada ketinggian *basement* yang terisolasi di Cekungan Kutai pada Oligosen Akhir (**Gambar 2**).



Gambar 2. Tektonostratigrafi Cekungan Kutai (de Weerd et al., 1987)

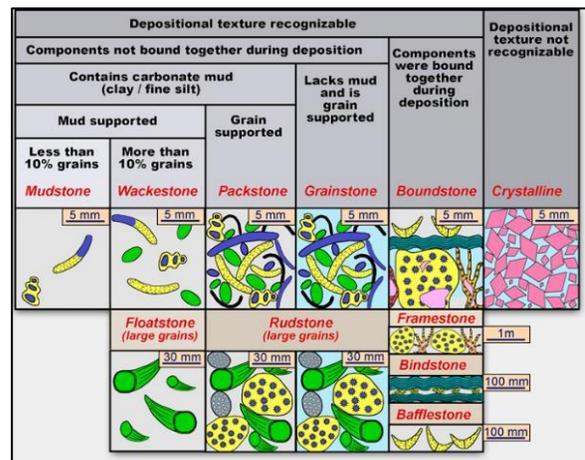
2.2. Klasifikasi Batuan Karbonat

Dalam penamaan batuan karbonat jenis batugamping, diantaranya adalah Folk (1962), Dunham (1962), dan Embry & Klovan (1971). Kedua klasifikasi ini mengklasifikasikan batugamping berdasarkan komposisi butiran dan matriks. Klasifikasi batuan karbonat menurut Dunham (1962) dikelompokkan berdasarkan tekstur pengendapannya (**Gambar 3**). Unsur penyusun yang memengaruhi klasifikasi adalah lumpur, butiran dan organisme.



Gambar 3. Klasifikasi Batuan Karbonat (Dunham, 1962)

Sedangkan klasifikasi batugamping menurut Embry & Klovan (1971) yang menambahkan klasifikasi Dunham (1962) (**Gambar 4**). Klasifikasi ini dikelompokkan berdasarkan keterikatan komponen saat pengendapan batuan karbonat.

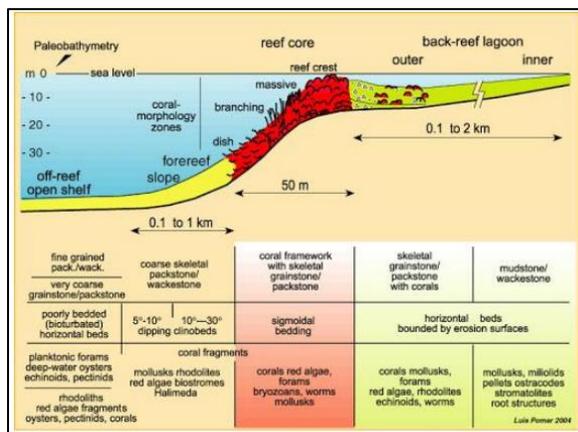


Gambar 4. Klasifikasi Batuan Karbonat (Dunham, 1962 dan Embry & Klovan, 1971)

2.3. Fasies dan Lingkungan Pengendapan Batuan Karbonat

Fasies adalah sebuah tubuh batuan yang terdiri dari kumpulan material penyusun seperti litologi, struktur biologi ataupun fisika yang membedakan batuan tersebut dengan batuan yang berada dibawahnya, atasnya atau pada bagian lain secara lateral (Walker, 1992). Suatu fasies

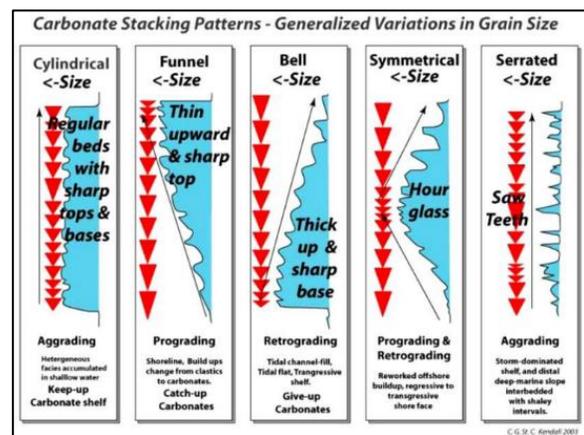
dapat mencerminkan suatu mekanisme pengendapan tertentu. Fasies pada umumnya dikelompokkan ke dalam suatu asosiasi fasies yang dimana fasies-fasies tersebut berhubungan secara genetis dan dapat mencerminkan lingkungan pengendapan atau bagaimana fasies tersebut terbentuk. Menurut Pomar (2004), lingkungan pengendapan karbonat pada laut dangkal secara garis besar terbagi kedalam 4 (empat) zona, yaitu: *off reef open shelf*, *forereef slope*, *reef core* dan *back-reef lagoon* (**Gambar 5**).



Gambar 5. Model Lingkungan Pengendapan Batuan Karbonat dan Karakter Fasiesnya (Pomar, 2004)

Analisis fasies dan evaluasi formasi reservoir dapat menggambarkan litologi dan sifat fisik batuan reservoir, sehingga dapat dikarakterisasi dan dipahami secara lingkungan pengendapan, sebaran reservoir, hingga keberadaan hidrokarbon di reservoir. Analisis fasies sedimen dapat dilakukan dengan beberapa cara, misalnya dengan menggabungkan data batuan inti dan log sumur untuk mendapatkan hasil terbaik. Pola pengendapan tertentu merupakan hasil dari proses tertentu. Pola pengendapan dalam sikuen stratigrafi bisa dikenali salah satunya dengan melihat karakteristik dari pola respon log sumur. Karakteristik log ini merefleksikan interaksi antara akomodasi, *supply sediment*, *depositional settings*, dan

perubahan dari energi pengendapan. Log sumur memiliki beberapa bentuk dasar yang dapat menentukan karakteristik dari suatu lingkungan atau energi deposisi (Walker, RG dan James, 1992). Umumnya pola log ini selalu diamati dengan log *gamma ray*, namun dapat juga dibantu oleh log *neutron* dan log densitas. Terdapat 5 (lima) pola dasar log suatu sumur diantaranya, yaitu *cylindrical*, *funnel*, *bell*, *symmetrical*, dan *serrated* (Kendall, 2003) (**Gambar 6**).



Gambar 6. Pola Respon Log Gamma Ray dan Interpretasi Fasies (Kendall, 2003)

3. METODE

Pada penelitian ini dilakukan beberapa analisis dan interpretasi data. Objek dalam penelitian ini merupakan reservoir berupa batuan karbonat yang terdapat pada Lapangan “JK”, Formasi Berai Bagian Atas. Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi log sumur, batuan inti (*core*), sayatan tipis, *mud log*, biostratigrafi dan *well final report*.

Analisis pertama yang dilakukan adalah analisis litofasies. Data yang digunakan merupakan data batuan inti (*core*), sayatan tipis dan biostratigrafi, *mud log* dan *well final report* sebagai data penunjang. Proses analisis data batuan inti (*core*) dan sayatan tipis dilakukan secara langsung pada sumur JK-2 dan JK-3. Parameter yang diperhatikan dalam

observasi batuan inti (*core*) dan sayatan tipis terdiri dari, jenis litologi, tektur dan biota dominan. Tahapan ini merupakan analisis kualitatif yang dilakukan sebagai parameter penentuan lingkungan pengendapan. Penamaan litofasies mengacu pada klasifikasi Dunham (1962) modifikasi Embry & Klovan (1971) berdasarkan tekstur pengendapannya dan kelimpahan biotanya.

Dalam penentuan fasies, dilakukan analisis berdasarkan sejumlah litofasies yang dikelompokkan berdasarkan kesamaan karakteristik litologi, tekstur, dan biota menjadi suatu asosiasi fasies. Setiap asosiasi dapat mencirikan suatu lingkungan pengendapan atau zona pembagian terumbu. Interpretasi lingkungan pengendapan dilakukan dengan menggunakan klasifikasi Pomar (2004) pembagian zona terumbu dengan melihat karakteristik dari asosiasi fasies.

Analisis berikutnya yang dilakukan adalah analisis elektrofases. Data yang digunakan merupakan respon log berupa respon log *gamma ray* dan ditunjang oleh log *neutron* (NPHI) dan log densitas (RHOB). Analisis ini dilakukan terhadap tujuh sumur didaerah penelitian dengan sumur JK-2 dan JK-3 yang menjadi *key-well*, dimana hasil analisis pada kedua sumur tersebut berupa analisis pola log dan litofasies yang akan dikorelasikan ke sumur lainnya sehingga persebaran fasies dapat diketahui. Dalam analisis ini mengacu pada klasifikasi Kendall (2003).

Hasil analisis dan interpretasi yang telah diperoleh kemudian dilakukan korelasi dari sumur-sumur kunci terhadap sumur lain. Korelasi ini dilakukan untuk menentukan persebaran fasies dan lingkungan pengendapan pada interval penelitian. Korelasi ini dilakukan dengan melihat karakteristik litofasies dan elektrofases yang sama.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Litofasies

Analisis litofasies dilakukan pada sumur JK-2 dan JK-3. Sumur JK-2 memiliki data batuan inti (*core*) pada interval kedalaman 2860 – 2907 m dan kedalaman 2956 – 2968 m. Berdasarkan analisis batuan inti (*core*) sumur JK-2 diperoleh 5 (lima) litofasies, yaitu *Packstone*, *Wackestone*, *Wackestone*, *Boundstone*, *Wackestone* dan 2 (dua) asosiasi fasies, yaitu *Wackestone to Packstone* dan *Wackestone to Boundstone* (Dunham, 1962 dan Embry & Klovan, 1971) (**Gambar 7**).

Sumur JK-3 memiliki data batuan inti (*core*) pada interval kedalaman 2864 – 2890 m dan kedalaman 2891 – 2939 m serta data sayatan tipis pada kedalaman 2915 m dan 2887 m. Berdasarkan analisis batuan inti (*core*) dan sayatan tipis, sumur JK-3 5 (lima) litofasies, yaitu *Wackestone*, *Packstone*, *Packstone*, *Packstone*, *Boundstone* dan 2 (dua) asosiasi yaitu *Wackestone to Packstone* dan *Packstone to Boundstone* (Dunham, 1962 dan Embry & Klovan, 1971) (**Gambar 8**).

4.2 Analisis Elektrofases

Analisis elektrofases pada Lapangan “JK” diwakilkan oleh *key-well*, yaitu sumur JK-2 dan JK-3. Dengan melakukan korelasi ini maka dapat diketahui penyebaran lateral dari elektrofases tersebut. Pengamatan melalui pola log *gamma ray* menunjukkan karakteristik serta proses pertumbuhan dari batugamping pada daerah penelitian. Proses pertumbuhan karbonat Lapangan “JK” dapat diamati berdasarkan *carbonate stacking pattern* (Kendall, 2003) dari bagian bawah (paling tua) hingga atas (paling muda) pada tiap sumur di daerah penelitian.

Fase pertumbuhan karbonat pada lapangan “JK” merupakan fase *keep-up*

carbonate yang ditandai dengan pola *cylindrical*. Berdasarkan Kendall (2003), pola log *cylindrical* menunjukkan adanya energi pengendapan yang cenderung stabil pada suatu periode waktu tertentu. Fase ini menunjukkan kondisi laju pertumbuhan terumbu sama dengan laju kenaikan muka air laut relatif. Pada fase ini karbonat dapat tumbuh dengan baik. Pola log ini terdapat pada asosiasi fasies *Wackestone to Packstone*, *Packstone to Boundstone* dan *Wackestone to Boundstone* (Dunham, 1962 dan Embry & Klovan, 1971) (**Gambar 9**).

4.3 Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Fasies umumnya dikelompokkan ke dalam asosiasi fasies dimana fasies-fasies tersebut berhubungan secara genetis sehingga memiliki arti lingkungan dari batuan itu sendiri. Dalam analisis fasies ini klasifikasi yang digunakan adalah klasifikasi Luis Pomar (2004). Fasies batugamping pada Lapangan "JK" terdiri atas tiga asosiasi fasies, di antaranya:

- ***Wackestone to Packstone***

Fasies *Wackestone to Packstone* terdiri dari litofasies *packstone*, *wackestone*, *wackestone* dan *packstone*. Fasies ini dijumpai pada seluruh sumur penelitian yang tersebar pada daerah penelitian. Secara umum, fasies ini memiliki warna abu-abu abu-abu gelap, mengandung sedikit dolomit dan *shale (terrigenous clay)*, terdapat *coralline algae*, *rhodoliths*, koral berbentuk laminar, tabular, bercabang tipis, foram besar, *miliolids* dan moluska. Berdasarkan klasifikasi Luis Pomar (2004), fasies ini diendapkan pada lingkungan *inner back-reef lagoon*.

- ***Packstone to Boundstone***

Fasies *Packstone to Boundstone* terdiri dari litofasies *boundstone*,

packstone dan *packstone*. Fasies ini dijumpai pada sumur JK-3 yang terletak pada utara daerah penelitian. Secara umum, fasies ini memiliki warna abu-abu, terdapat koral berbentuk laminar, bercabang tipis, bercabang tebal, *massive*, *corraline algae* dan foram besar. Berdasarkan klasifikasi Luis Pomar (2004), fasies ini diendapkan pada lingkungan *reef*.

- ***Wackestone to Boundstone***

Fasies *Wackestone to Boundstone* terdiri dari litofasies *wackestone*, *boundstone* dan *wackestone*. Fasies ini dijumpai pada sumur JK-1, JK-2, JK-4, JK-6, JK-7 dan JK-8 yang terletak pada barat daya hingga timur laut daerah penelitian. Secara umum, fasies ini memiliki warna abu-abu gelap, mengandung banyak *clay (argillaceous)*, terdapat foram besar cukup berlimpah, fragmen koral dalam bentuk laminar, tabular, bercabang tipis, *echinodermata*, *corraline alga*, moluska, *ostracoda* dan *millioids*. Berdasarkan klasifikasi Luis Pomar (2004), fasies ini diendapkan pada lingkungan *outer back-reef lagoon*.

Persebaran fasies dapat diperoleh setelah melakukan korelasi pada semua sumur yang memiliki kesamaan fasies dari seluruh sumur penelitian. Korelasi fasies dilakukan dengan menggunakan data batuan inti (*core*) dan pola log sumur berupa log *gamma ray* serta ditunjang oleh log *neutron* (NPHI) dan log densitas (RHOB) untuk merekonstruksi penyebaran fasies secara vertikal dan lateral.

Dari hasil korelasi yang telah dilakukan (**Gambar 10**), fasies yang pertama kali diendapkan (paling tua) adalah fasies *Wackestone to Packstone*. Berdasarkan klasifikasi Luis Pomar

(2004), fasies ini diendapkan pada lingkungan pengendapan *inner back-reef lagoon* yang dicirikan dengan adanya fosil foraminifera *millioids*. Fasies *Wackestone to Packstone* mendominasi lapangan "JK". Pengendapan selanjutnya adalah fasies *Packstone to Boundstone* yang ditemukan pada sumur JK-3 yaitu berada pada utara daerah penelitian. Berdasarkan klasifikasi Luis Pomar (2004), fasies ini diendapkan pada lingkungan pengendapan *reef* yang dicirikan dengan adanya *coral framework* dan batugamping *boundstone*. Kemudian pengendapan terakhir pada lapangan "JK" adalah fasies *Wackestone to Boundstone*. Berdasarkan klasifikasi Luis Pomar (2004), fasies ini diendapkan di *outer back-reef lagoon* yang tersebar pada barat daya – timur laut daerah penelitian. Fasies *Wackestone to Boundstone* ditemukan sumur JK-2, JK-4, JK-6, JK-1, JK-8 dan JK-7. Fasies ini dicirikan dengan ditemukannya skeletal *packstone* dengan berbagai macam koral.

Pertumbuhan batugamping pada lapangan "JK" cenderung diendapkan pada energi yang stabil dari fasies pertama hingga akhir, atau batugamping pada periode waktu ini berada pada fase *keep-up carbonate*. Kondisi laju pertumbuhan batugamping sama dengan laju kenaikan muka air laut relatif. Pada fase ini batugamping dapat tumbuh dengan baik seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 11**.

5. KESIMPULAN

- Berdasarkan data batuan inti (*core*) dan sayatan tipis pada sumur kunci JK-2 dan JK-3, diperoleh sembilan litofasies yang dikelompokkan menjadi tiga asosiasi fasies, yaitu *Wackestone to Packstone*, *Packstone to Boundstone* dan *Wackestone to Boundstone*.
- Dari keseluruhan fasies yang memiliki porositas paling baik adalah fasies *Packstone to Boundstone* yang

diendapkan di lingkungan *reef*, memiliki porositas sebesar kurang lebih 10% dari massa batuan.

- Berdasarkan data log sumur pada sumur kunci JK-2 dan JK-3 yang dikorelasikan dengan sumur lainnya, diperoleh elektrofisies pada Lapangan "JK" yaitu *Cylindrical*. Berdasarkan Kendall (2003), pola *cylindrical* yang diinterpretasikan terjadi penumpukan *keep-up carbonate*.
- Fase yang terjadi pada periode waktu ini adalah fase agradasi, yaitu kondisi laju pertumbuhan batugamping sama dengan laju kenaikan muka air laut relatif. Pada fase ini batugamping tumbuh dengan baik.
- Asosiasi fasies yang telah diperoleh menunjukkan tiga lingkungan pengendapan yang berbeda, yaitu fasies *Wackestone to Packstone* diendapkan di lingkungan *Inner Back-Reef Lagoon*, fasies *Packstone to Boundstone* diendapkan di lingkungan *reef* dan fasies *Wackestone to Boundstone* diendapkan di lingkungan *Outer Back-Reef Lagoon* (Pomar, 2004).

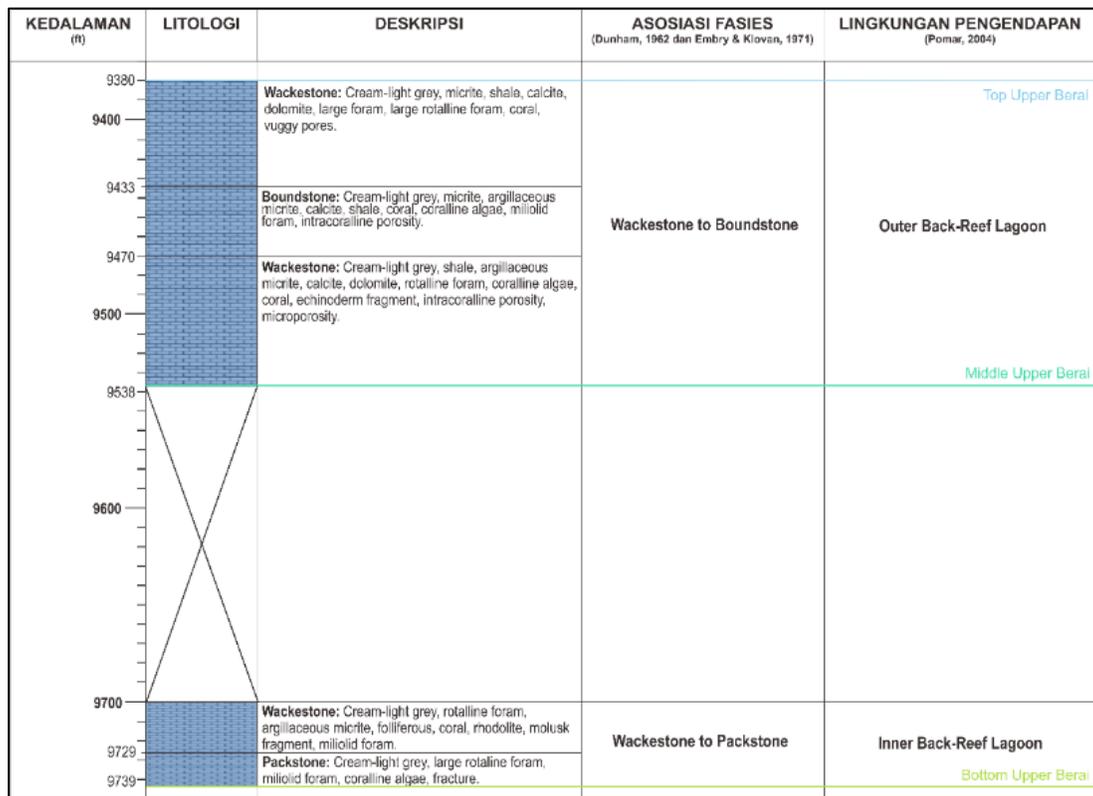
UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan memanjatkan puji dan syukur kehadiran Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian ini. Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Abdurrokhim, S.T., MT., Ph.D. dan Bapak Febriwan Mohamad, S.Si., M.Si. selaku pembimbing di kampus serta Bapak Luqman, S.T. selaku pembimbing teknis di PT. Medco E&P Indonesia yang telah memberikan bimbingan, arahan dan motivasi kepada penulis selama proses penelitian ini. Penulis juga ucapkan terima kasih kepada Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadran beserta jajarannya yang telah memberikan kesempatan bagi saya melakukan penelitian ini.

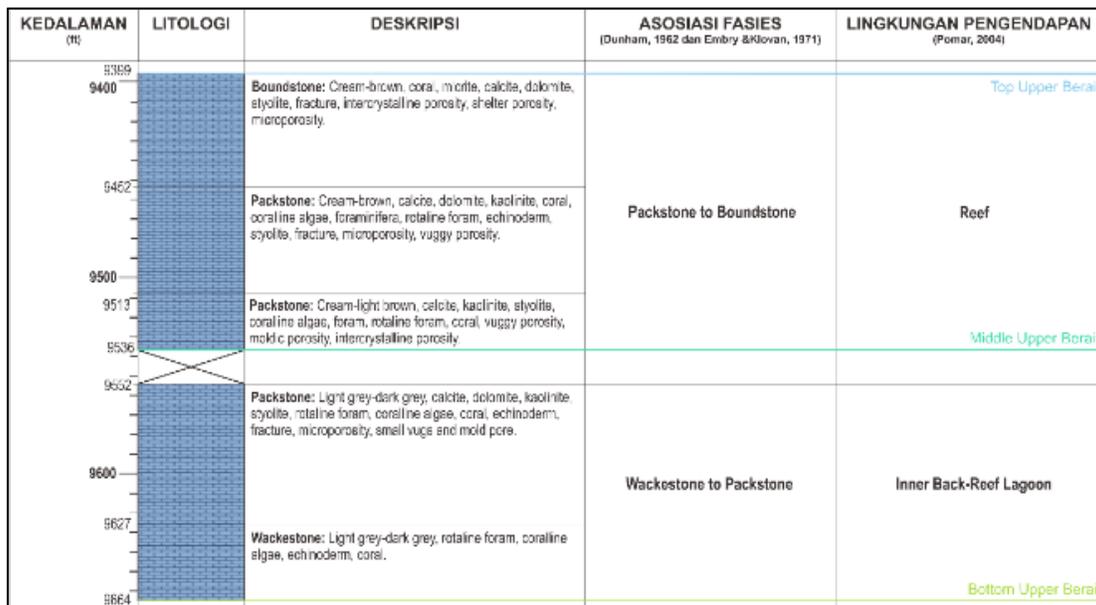
DAFTAR PUSTAKA

- Boggs Jr., S. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. 4th Edition, Pearson Education Inc., Upper Saddle River.
- Bachtiar, A., Purnama, Y. S., Suandhi, P. A., Krisyuniyanto, A., Rozalli, M., Nugroho, D. H. H., & Suleiman, A. (2013). *The Tertiary paleogeography of the Kutai Basin and its unexplored hydrocarbon plays*.
- Darmawan, W., Subekti, A., Guritno, E., Smart, J., Mustapha, H., Nugroho, B., & Bachtiar, A. (2015). *Structural and Stratigraphic Evolution and Implications for Paleogene Syn-Rift Exploration in North East Bangkanai, Upper Kutai Basin, Indonesia*.
- Dunham, R. J. (1962). *Classification of carbonate rocks according to depositional textures*.
- Embry, A. F., & Klovan, J. E. (1971). A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 19(4), 730-781.
- Flügel, E. (1982). *Classifications of Carbonate Rocks. Microfacies Analysis of Limestones*, 366–382.
- Folk, R.L. (1962) *Spectral subdivision of limestone types*. In: *Classification of Carbonate Rocks* (Ed. by W. E. Ham). American Association Petroleum Geologist. Tulsa, 1, p.62-84.
- Hamilton, W. B. (1979). *Tectonics of the Indonesian region* (Vol. 1078). US Government Printing Office.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Institut Teknologi Bandung.
- Laya, K. P., Ramadhan, D., Rizkiaputra, R., Goesmiyarso, S., & Subekti, A. (2019). *Characterization of Massive Tight Gas Reservoir: Unlocking the Greater Kerendan Potential*. In *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 43rd Annual Convention*.
- Majewske, O.P. (1969). *Recognition of Invertebrate Fossil Fragments in Rocks and Thin Sections*. Brill, Leiden, 101 p.
- Manwarjit, M., Syafri, I., Mohamad, F., & Ginanjar, A. (2021). *Carbonate Facies and Depositional Environment On Baturaja Formation, "Mk" Field, Jatibarang Sub-Basin*. *Journal of Geological Sciences and Applied Geology*, 5(3).
- Miall, A. (1996). *The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology*. Springer, Berlin, 582.
- Pratt, B. R., James, N. P., & Bourque, P. (1992). Reefs and Mounds. *Facies Models-Response to Sea Level Change: Geological Association of Canada*, 323-348.
- Ramadhan, D., Laya, K. P., Rizkiaputra, R., Sinlae, E., Subekti, A., & Iswara Anindyajati, A. A. G. (2021, October). *Unravel Carbonate Reservoir Heterogeneities Through 3D Seismic Neural Network Application: A Machine Learning Based Approach and Workflow*. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Saller, A. H., Reksalegora, S. W., Bassant, P., Morgan, W. A., George, A. D., Harris, P. M., & Sarg, J. F. (2010). *Sequence stratigraphy and growth of shelfal carbonates in a deltaic province, Kutai Basin, offshore East Kalimantan, Indonesia*. *Cenozoic carbonate systems of Australasia: Society for Sedimentary Geology Special Publication*, 95, 147-174.
- Saller, A. H., & Vijaya, S. (2002). *Depositional and diagenetic history of the Kerendan carbonate platform, Oligocene, central Kalimantan*.

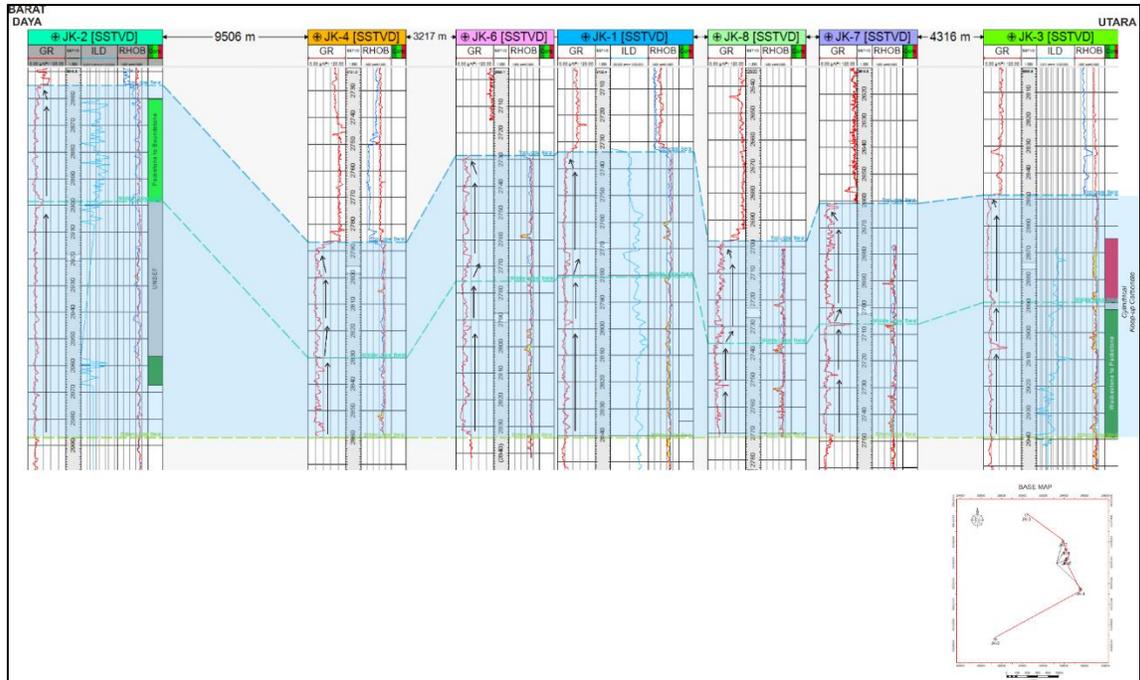
- Indonesia. Journal of Petroleum Geology*, 25(2), 123-149.
- Tamba, E. F., & Undang Mardiana, A. (2021). *ANALISIS FASIES DAN LINGKUNGAN PENGENDAPAN BATUGAMPING FORMASI BATURAJA BAGIAN ATAS DI LAPANGAN 'R', CEKUNGAN SUNDA*. *Geoscience Journal*, 5(1), 11-23.
- Tucker, M. E., & V.P, W. (1990). *Carbonate Sedimentology*. Blackwell Science, Ltd., Oxford.
- Walker, R. G., & James, N. P. (1992). *Fasies Model: Response to Sea Level Change*. Geological Association of Canada.
- Van de Weerd, A., Armin, R. A., Mahadi, S., & Ware, P. L. B. (1987). *Geologic setting of the Kerendan gas and condensate discovery, Tertiary sedimentation and paleogeography of the northwestern part of the Kutei Basin, Kalimantan, Indonesia*.



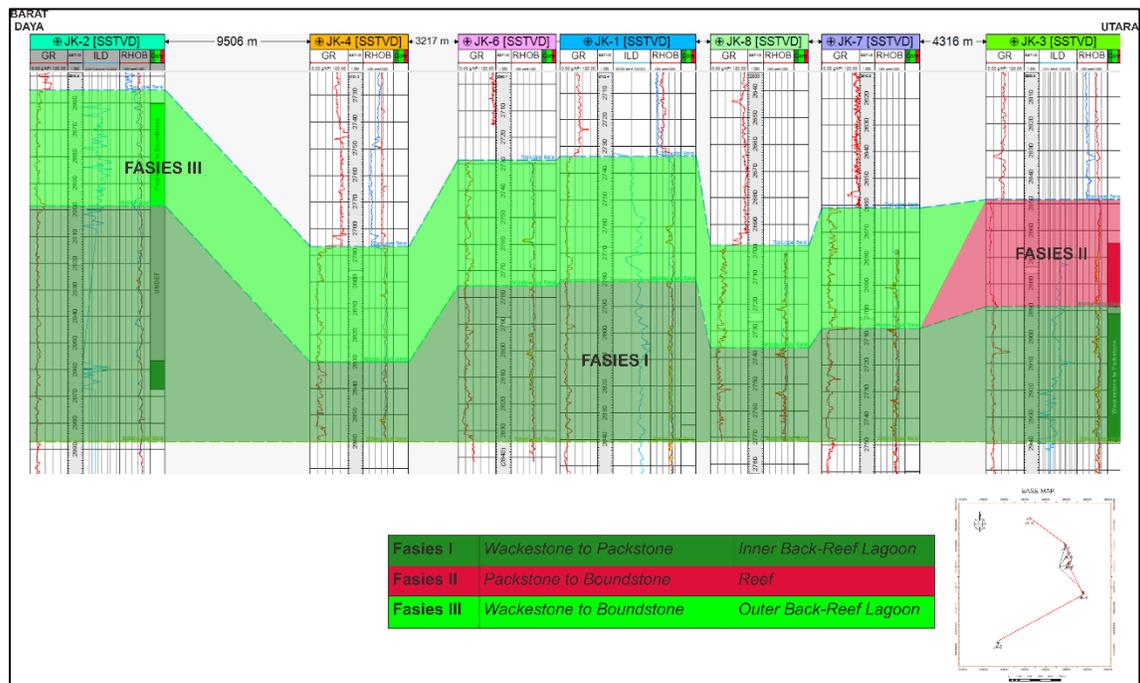
Gambar 7. Kolom Litostratigrafi Sumur JK-2



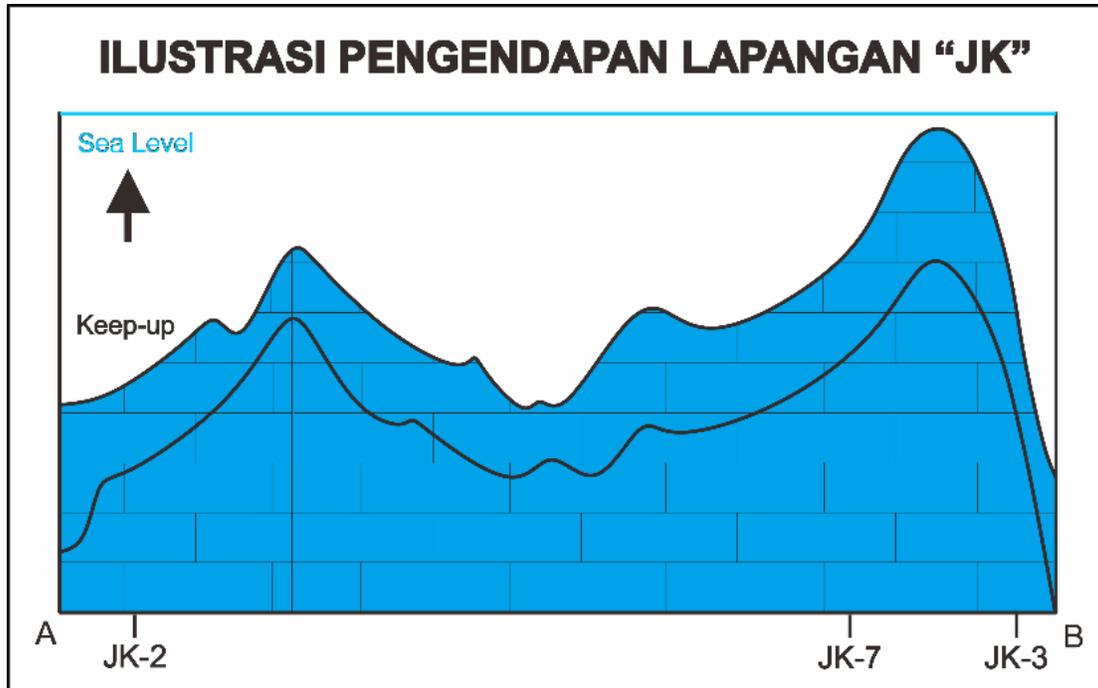
Gambar 8. Kolom Litostratigrafi Sumur JK-3



Gambar 9. Elektrofasis Lapangan "JK"



Gambar 10. Korelasi Asosiasi Fasies pada Lapangan "JK"



Gambar 11. Ilustrasi Pengendapan Lapangan "JK"