



**PEMODELAN SATU DIMENSI DAERAH CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA
LAPANGAN “X” DAN PENGARUHNYA TERHADAP PETROLEUM SYSTEM**

**Anandito Xaviero Sansosie Putra^{1*}, Yusi Firmansyah¹,
Muhammad Kurniawan Alfadli¹, Tri Peni Setyowati²**

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

²BBPMBG LEMIGAS

*korespondensi: xavierosansosie@gmail.com

ABSTRAK

Penelitian dilakukan di pada daerah Cekungan Jawa Timur Utara yang merupakan daerah di Indonesia dengan potensi hidrokarbon yang melimpah. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi batuan induk berdasarkan karakteristik geokimia, mengetahui potensi hidrokarbon, dan merekonstruksi sejarah pemendaman dan pengaruhnya terhadap petroleum system. Adapun metode yang digunakan yaitu evaluasi batuan induk yang mencakup kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik serta pemodelan cekungan 1-D. Terdapat 4 sumur yang dianalisis dari Sumur AX-01, AX-02, AX-03, dan AX-04. Berdasarkan hasil penelitian, karakteristik batuan induk yang memiliki nilai cukup baik secara merata dari semua parameter terdapat pada Sumur AX-01 dengan tipe kerogen campuran hingga minyak. Hasil pemodelan sejarah pemendaman satu dimensi menunjukkan bahwa tiap sumur mulai menggenerasikan minyak pada waktu yang berbeda dan kedalaman yang berbeda.

Kata Kunci: Cekungan Jawa Timur Utara, Batuan Induk, Sejarah Pemendaman.

ABSTRACT

The research was conducted in the Northeast Java Basin, which has abundant hydrocarbon potential in Indonesia. The research purpose is to evaluate the source rock geochemical characteristics, understanding the hydrocarbon potential, reconstruct burial history and its effect to petroleum System. The methods used in this research is the characterization of the source rock that covers the quantity, quality, and maturity of the organic matters, and the 1-D basin modelling. In this area, there are 4 wells that is researched from AX-01 Wells, AX-02, AX-03, and AX-04. The results showed that the AX-01 Wells source rock has the best quality and potential based on all the parameters used. The results of the 1-D burial history model showed that each wells starts to generate oil at a different time and different depth.

Keywords: Northeast Java Basin, Source Rock, Burial History.

PENDAHULUAN

Petroleum system merupakan sistem atau cara bekerja dari terbentuknya hidrokarbon hingga mengalami migrasi atau terjebak dalam suatu perangkap batuan. Menurut Harsono (1997), minyak dan gas bumi merupakan senyawa hidrokarbon yang berasal dari bahan organik dalam batuan induk yang mengalami proses pematangan. Keterdapatannya minyak dan gas bumi dibawah permukaan harus memenuhi beberapa syarat yang merupakan unsur utama dari suatu petroleum system dan gas bumi konvensional.

Basin modelling adalah pemodelan dinamis dari proses geologi yang diukur meliputi deposisi, erosi, kompaksi, analisis heatflow, ekspulsi, fase disolusi, generasi hidrokarbon, akumulasi dan migrasi. Pemodelan ini dilakukan untuk memahami proses fisik dan kimiawi yang menyebabkan terciptanya minyak dan gas. Proses ini disimulasikan pada suatu model dinamis petroleum system yang bertujuan untuk menilai resiko eksplorasi, skenario migrasi dan area drainase. Model ini bertujuan untuk memahami dan menjawab bagaimana generasi hidrokarbon pada daerah ini, dimana mereka tergenerasi, kapan mereka tergenerasi, properti dari hidrokarbon yang tergenerasi, dan arah migrasi dari hidrokarbon yang telah terbentuk.

Geokimia merupakan data geologi yang diperoleh menggunakan aspek kimia, yang dapat digunakan sebagai bahan atau data input dalam melakukan sebuah pemodelan cekungan terutama untuk menjelaskan karakteristik batuan induk maupun properti hidrokarbon pada daerah penelitian berdasarkan sampel yang diteliti. Aspek penelitian geokimia sendiri meliputi data Rock Eval Pyrolysis, TOC, HI, OI, dan juga Tmax.

GEOLOGI REGIONAL

Daerah penelitian terletak di batas tenggara dari Sundaland Craton, Cekungan Jawa Timur Utara memiliki sejarah geodinamik yang cukup aktif dimana cekungan ini berubah dari cekungan samudera yang terletak di bagian selatan zona subduksi pada Late Cretaceous, hingga cekungan back arc basin yang terletak pada utara busur vulkanik. Tiga konfigurasi struktur utama dari utara hingga selatan yaitu; Tinggian Utara (Northern Platform), Kedalaman Tengah (Central Deep), dan Tinggian Selatan (Southern Uplift) berdasarkan (Satyana, 2002b).

Secara garis besar, Pulau Jawa adalah batas Sundaland aktif. Jawa Timur terbentuk akibat subduksi dari mikrokontinen Sundaland dan mikrokontinen West arm Australian, yang juga dipengaruhi oleh kolisi India. Dimana peristiwa ini memutar West arm dan membentuk sesar RMKS.

Rifting pada Cekungan Jawa Timur terjadi di kala Paleogen sebagai implikasi akibat lepasnya bagian timur Sundaland dari lempeng Indo-Australia dan Subduksi Eurasia. Sedimen Ngimbang klastik mendominasi dan mengisi hampir seluruh deposenter sebagai sedimen synrift dan formasi ini diketahui sebagai batuan induk utama pada daerah ini.

Setelah terjadinya rifting, transgresi regional terjadi pada Cekungan Jawa Timur dari Oligosen hingga Miosen. Pada daerah tinggian dengan lingkungan pengendapan laut dangkal mulai tumbuh terumbu yang akan menjadi pembentuk Formasi Kujung. Gumpalan terumbu ini terdepositkan pada daerah yang lebih rendah dan menjadi karbonat klastik. Formasi Kujung sendiri akhirnya menjadi batuan reservoir utama pada Cekungan Jawa Timur.

Pada umumnya, hidrokarbon terbentuk pada graben berumur Paleogen dan migrasi ke area yang lebih tinggi. Hidrokarbon di area offshore terbentuk oleh Bawean Trough, Central Deep and South Madura. Batuan induk yang berperan merupakan shale yang kaya material organik yang berasal dari Formasi Ngimbang (Satyana, 2003). Formasi ini diendapkan di daerah delta, lakustrin, dan daerah laut dangkal. Kematangan dimulai pada middle miosen ketika terjadi subsidence pada daerah rendah yang menyebabkan temperatur yang meningkat untuk menghasilkan hidrokarbon. Hidrokarbon yang terbentuk termigrasi menuju reservoir (Formasi Kujung) pada area tinggian melewati lapisan lateral dan sesar secara vertikal. Eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon dilakukan secara intensif pada daerah tinggi tempat hidrokarbon terakumulasi.

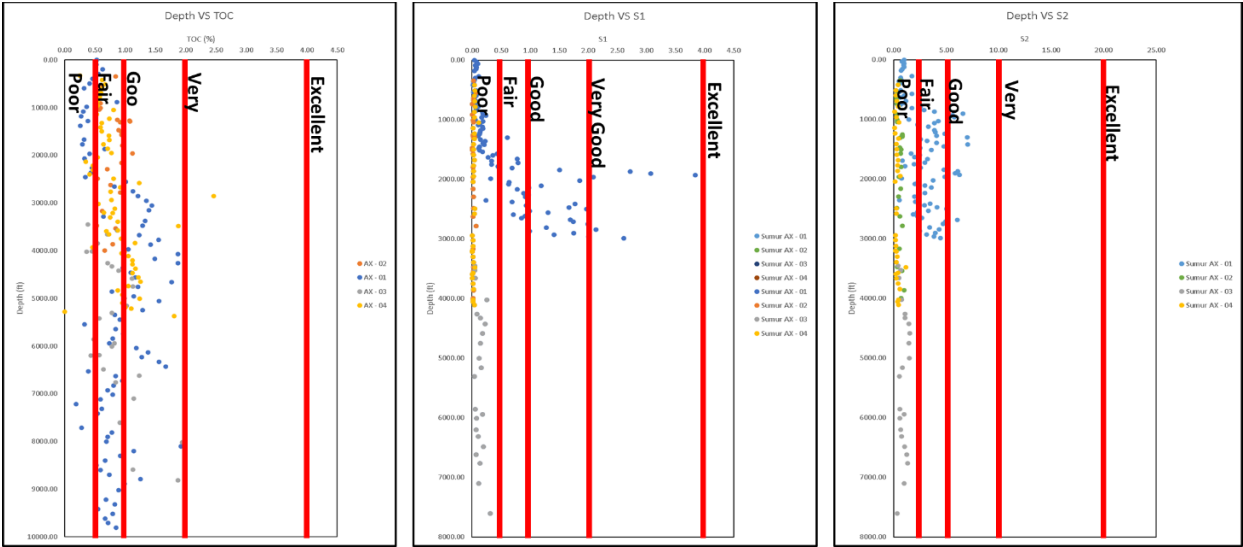
METODE PENELITIAN

Analisis karakter batuan induk yang dilakukan menggunakan klasifikasi batuan induk oleh Peters & Cassa (1994), yang menggambarkan karakter batuan induk berdasarkan kualitas, kuantitas, dan kematangan batuan induk dari hasil data geokimia yang diperoleh. Dari ketiga parameter ini menggambarkan kondisi geokimia dimana kuantitas menjelaskan jumlah material organik, kualitas menjelaskan jenis material organik, dan kematangan menjelaskan tingkat kematangan dari material organik, ketiga parameter ini dilakukan dengan membandingkan data geokimia dengan data depth tiap sumurnya. Untuk pemodelan 1-D dilakukan analisis dengan menggunakan Software Petromod dengan menginput data geokimia serta profil dari tiap well untuk dilakukan simulasi hingga akan menggenerasikan model burial history atau

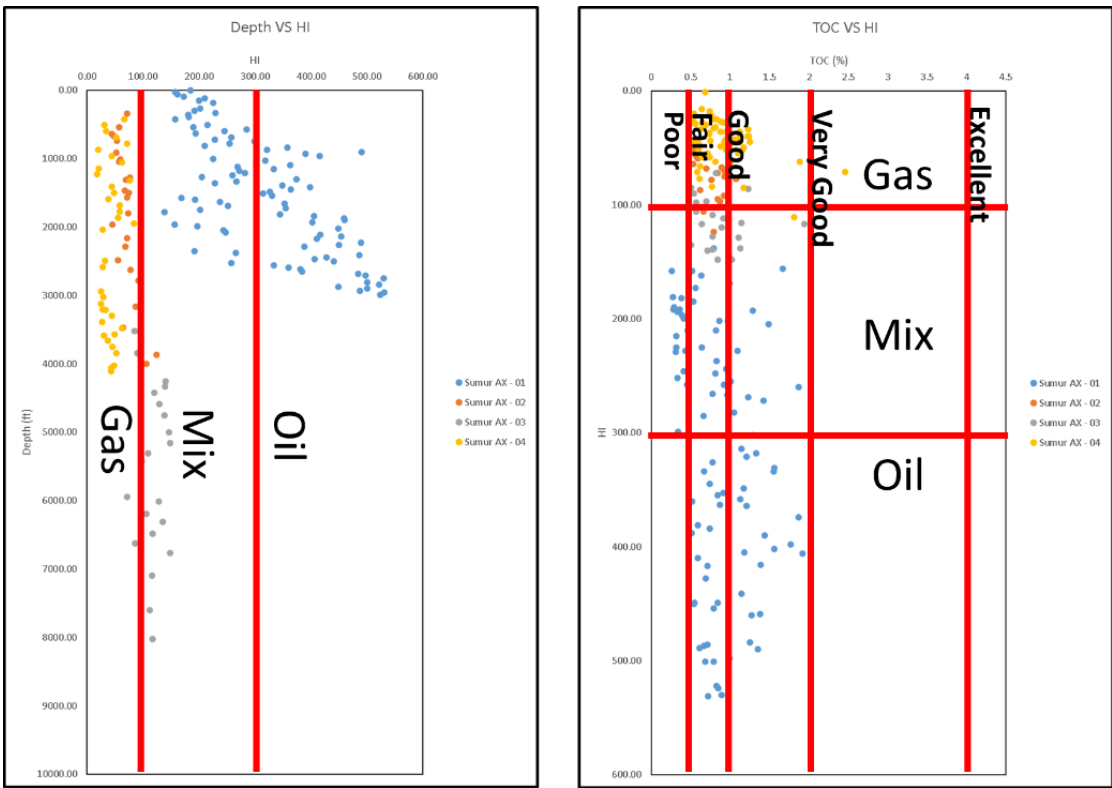
sejarah pemendaman tiap sumur yang dapat menjelaskan waktu generasi hidrokarbon, fenomena geologi yang terjadi pada titik sumur tersebut, kapan sumur tersebut memasuki oil window hingga menjadi dry gas, serta seberapa besar batuan induk yang terubah.

HASIL DAN PEMBAHASAN

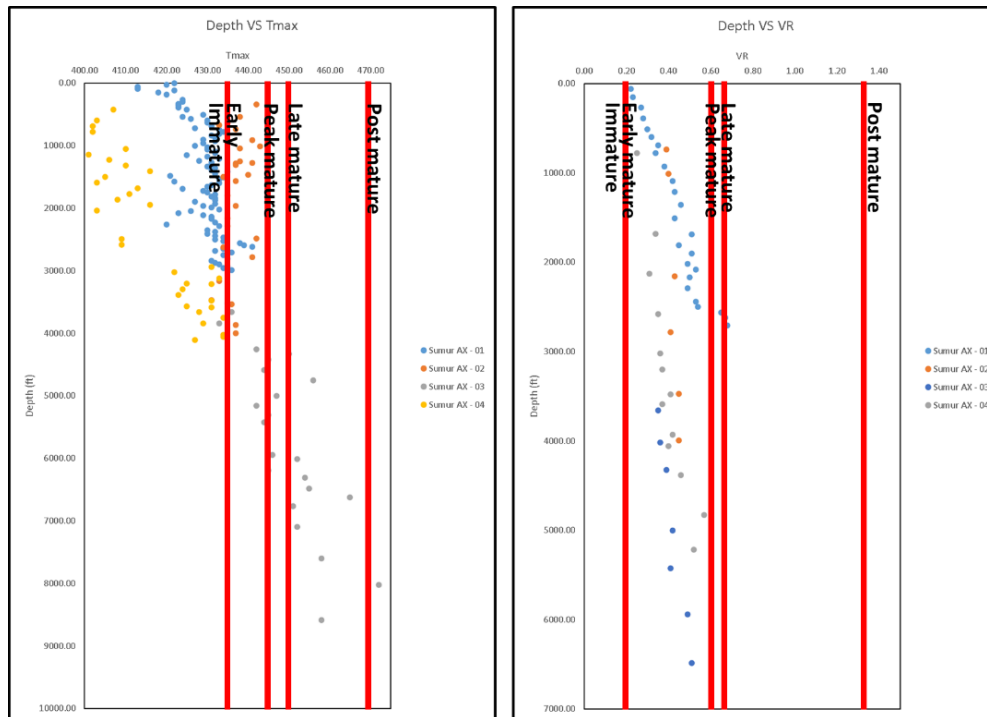
Karakterisasi batuan induk merupakan suatu cara atau metode untuk menentukan tingkat efektifitas batuan induk pada suatu sumur. Karakter batuan induk dapat dilihat dari parameter kuantitas, kualitas, dan tingkat kematangan, dimana jika semua memiliki nilai atau kategori yang baik maka dapat disebut sebagai batuan induk efektif, dan jika tidak didukung semua parameter maka dapat disebut sebagai batuan induk potensial. Kuantitas dan kualitas material suatu batuan induk dipengaruhi oleh lingkungan pengendapan sedangkan tingkat kematangan termal batuan induk berkaitan erat dengan keadaan geologi yang dipengaruhi oleh tekanan dan temperatur yang dijelaskan dalam sejarah geologi terbentuknya daerah tersebut.



Gambar 1. Kuantitas material organik tiap sumur



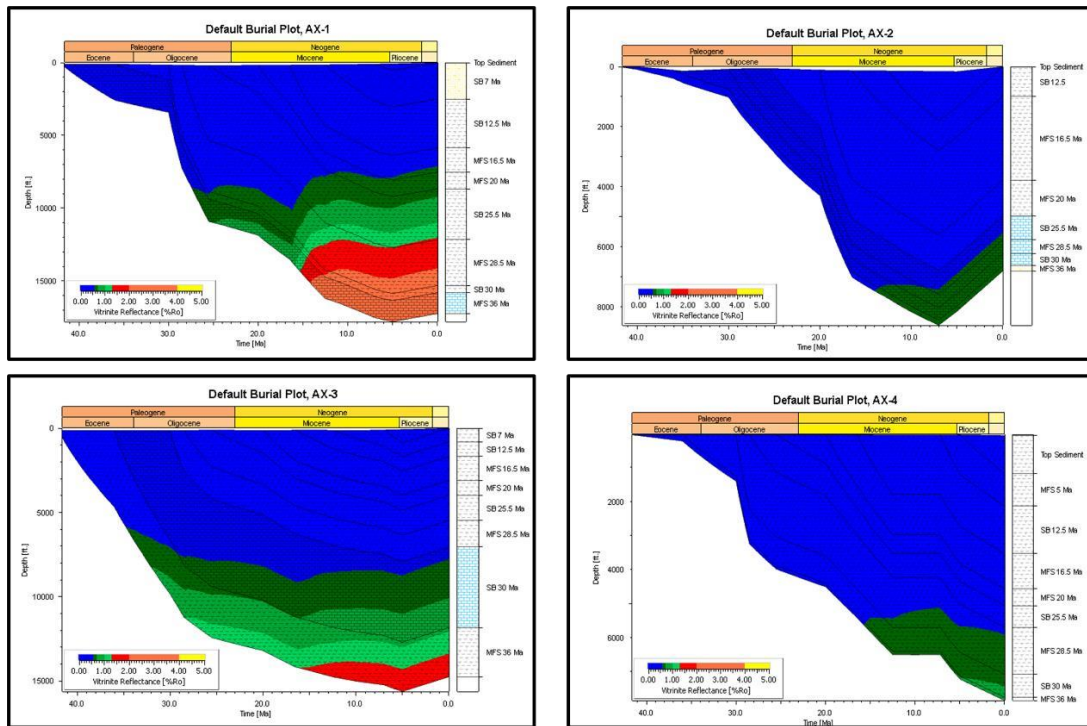
Gambar 2. Kualitas material organik tiap sumur



Gambar 3. Kematangan termal material organik tiap sumur

Source Rock Evaluation Summary of All Well												
Well	Formation/Member	Kusum			Kusum				Kusum			
		TOC VS Depth	S1 VS Depth	S2 VS Depth	HI VS Depth	HI VS T _{max}	HI VS T _{max}	TOC VS HI	TOC VS S ₂	%Ro VS Depth	T _{max} VS Depth	TOC VS T _{max}
AX-01	SB 9 M _a	Pass in Fan (Discontinuity Pass)	Pass	Pass	T1-T1 & T1	-	T1-T1 & T1	T1-T1 & T1	T1-T1 & T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	SB 12 S M _a	Fail in Good (Discontinuity Good)	Pass in Fan (Discontinuity Pass)	Pass in Good (Discontinuity Fan)	T1, T1-T1, T1	-	T1, T1-T1, T1	T1, T1-T1, T1	T1, T1-T1, T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	MFS 16 S M _a	Pass in Good (Discontinuity Fan)	Pass in Very Good (Discontinuity Fan)	Pass in Good (Discontinuity Fan)	T1, T1-T1, T1	-	T1, T1-T1, T1	T1, T1-T1, T1	T1, T1-T1, T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	MFS 30 M _a	Fail	Pass in Good (Discontinuity Fan)	Pass in Good (Discontinuity Fan)	T1, T1-T1, T1	-	T1, T1-T1, T1	T1, T1-T1, T1	T1, T1-T1, T1	Indeterminate	Indeterminate in Early Mature	Indeterminate in Early Mature
	SB 25 S M _a	Fail	Fail in Very Good (Discontinuity Good)	Pass in Good (Discontinuity Fan)	T1	-	T1	T1	T1	Indeterminate in Post Mature	Indeterminate in Early Mature	Indeterminate in Early Mature
AX-02	SB 12 S M _a	Pass in Fan	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate in Early Mature	Indeterminate in Early Mature
	MFS 16 S M _a	Fail	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate in Early Mature	Indeterminate in Early Mature
AX-03	SB 25 S M _a	Pass in Good (Discontinuity Fan)	Pass	Pass	T1	-	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate in Late Mature	Indeterminate in Late Mature
	MFS 16 S M _a	Fail in Good (Discontinuity Fan)	Pass	Pass	T1	-	T1	T1	T1	Indeterminate	Post Mature in Late Mature	Post Mature in Late Mature
	SB 30 M _a	Good	Pass	Pass	T1	-	T1	T1	T1	Indeterminate	Late Mature in Post Mature	Late Mature in Post Mature
AX-04	Top Sediment	Pass in Fan (Discontinuity Fan)	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	MFS 3 M _a	Pass in Fan (Discontinuity Fan)	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	SB 12 S M _a	Pass in Fan (Discontinuity Fan)	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	MFS 16 S M _a	Fail in Good	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	MFS 30 M _a	Fail in Good	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate
	SB 25 S M _a	Fail in Good	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate in Early Mature
	MFS 16 S M _a	Pass in Fan	Pass	Pass	T1	T1	T1	T1	T1	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate

Gambar 4. Rekapitulasi evaluasi batuan induk tiap sumur



Gambar 5. Default Burial Plot tiap sumur

Dari ketiga parameter, kuantitas material organik ditentukan dengan cara pengukuran perbandingan kedalaman dengan total material organik atau TOC, serta perbandingan dengan S1 atau S2 dimana S1 merupakan hidrokarbon lepas diluar batuan tersebut dan S2 merupakan material organik dalam sampel yang belum membentuk hidrokarbon. Kualitas ditentukan dengan cara pengukuran perbandingan kedalaman dengan indeks hidrogen atau HI, serta perbandingan HI VS OI atau menggunakan Diagram Van Krevelen hingga ditentukan jenis kerogen yang terkandung dalam material organik tersebut dan kematangan termal material organik dilakukan dengan mengetahui persentase Ro yang dibandingkan dengan kedalaman dan didapat dari hasil reflektansi vitrinit menggunakan mikroskop serta menggunakan data temperatur maksimum.

Pada pemodelan satu dimensi cekungan dapat menjelaskan dari tiap titik sumur kapan mereka mulai menghasilkan hidrokarbon, kapan masuk kedalam fase immature hingga over mature atau oil window dan gas window, dapat mengetahui potensi hidrokarbon serta kedalamannya, serta fenomena geologi apa yang terjadi pada tiap sumur. Pemodelan ini menggunakan data geokimia yang telah di rekapitulasi dengan tambahan data profil tiap sumur yang dimasukkan kedalam Software Petromod.

1. Sumur AX – 01

Hasil evaluasi batuan induk menunjukkan bahwa batuan induk efektif yang berperan pada sumur ini merupakan interval MFS 20 Ma hingga SB 25.5 Ma dengan kuantitas fair to good, memiliki kualitas kerogen tipe II hingga tipe II/III dan memiliki tingkat kematangan immature hingga early mature.

Pada sumur ini, sejarah pemendaman dimulai di kala eocene hingga pliocene awal, dengan hidrokarbon mulai tergenerasi pada kala

oligosen di kedalaman sekitar 9000 ft yang mulai memasuki oil window dan memasuki gas window pada kala middle miocene di kedalaman sekitar 14000 ft, disini juga terdapat peristiwa geologi yaitu inversi pada kala middle miocene dan erosi pada kala pliocene.

2. Sumur AX – 02

Hasil evaluasi batuan induk menunjukkan bahwa batuan induk potential yang berperan pada sumur ini merupakan interval SB 12.5 Ma hingga MFS 16.5 Ma dengan kuantitas poor to fair, memiliki kualitas kerogen tipe III dan tingkat kematangan immature hingga early mature.

Pada sumur ini, sejarah pemendaman dimulai di kala eosene hingga pliocene, dengan hidrokarbon mulai tergenerasi pada kala middle miocene di kedalaman sekitar 7000 ft yang mulai memasuki oil window, disini juga terdapat peristiwa geologi yaitu inversi pada kala middle miocene dan erosi pada kala miocene akhir.

3. Sumur AX – 03

Hasil evaluasi batuan induk menunjukkan bahwa batuan induk potential yang berperan pada sumur ini merupakan invterval dari SB 25.5 Ma hingga SB 30 Ma dengan kuantitas poor to good, memiliki kualitas kerogen tipe III dan tingkat kematangan immature hingga post mature.

Pada sumur ini, sejarah pemendaman dimulai di kala eocene hingga pliocene, dengan hidrokarbon mulai tergenerasi pada kala eocene akhir di kedalaman sekitar 6000 ft yang mulai memasuki oil window dan memasuki gas window pada kala middle miocene di kedalaman sekitar 14000 ft, disini juga terdapat peristiwa geologi yaitu inversi pada kala middle miocene dan erosi pada kala pliocene

4. Sumur AX – 04

Hasil evaluasi batuan induk menunjukkan bahwa batuan induk potential yang berperan pada sumur ini merupakan interval SB 25.5 Ma hingga MFS 28.5 Ma, dengan kuantitas poor to good, memiliki kualitas kerogen tipe III, dan tingkat kematangan immature hingga early mature.

Pada sumur ini, sejarah pemendaman dimulai di kala eocene hingga pliocene, dengan hidrokarbon mulai tergenerasi pada kala middle miocene di kedalaman sekitar 6000 ft yang mulai memasuki oil window, disini juga terdapat peristiwa geologi yaitu inversi pada kala middle miocene dan hiatus pada late miocene.

KESIMPULAN

Hasil penelitian menunjukkan bahwa berdasarkan analisis karakteristik batuan induk yang mencakup analisis kuantitas, kualitas, dan tingkat kematangan menunjukkan bahwa Sumur AX-01 merupakan sumur dengan batuan induk yang efektif dengan kuantitas menunjukkan tingkat fair to good, kualitas menunjukkan tipe II hingga tipe II/III, dan tingkat kematangan menunjukkan Immature to Early Mature. Sedangkan sumur lainnya masih termasuk batuan induk potensial.

Sejarah pemendaman yang diperoleh dari hasil pemodelan satu dimensi pada Software Petromod menunjukkan bahwa Sumur AX-01 masuk ke fase early mature pada oligosen tengah dengan kedalaman 8000 ft, Sumur AX – 02 masuk ke fase early mature pada miosen tengah dengan kedalaman 7000 ft, Sumur AX – 03 masuk ke fase early mature pada eosen akhir dengan kedalaman 6000 ft, dan Sumur AX – 04 masuk ke fase early mature pada miosen tengah dengan kedalaman 5000 ft.

DAFTAR PUSTAKA

- Adda, G. W., Atta-Peters, D., and Ben-Awuah, J. 2015. Burial History, Thermal Maturity and Petroleum Generation History of the Lower Paleozoic Petroleum System in the Saltpond Basin, Offshore Ghana. *Search and Discovery Article #10709* 2015.
- Doust, H., and Noble, R.A. (2008). Petroleum Systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103-129.
- Hantschel, T., and Kauerauf, A. (2009). *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modelling*. Springer, Heidelberg-Germany.
- Idriss, S., Bouaziz, S., and Smaoui, R. (2018). Application of 1D Basin Modelling for Evaluation of Petroleum Potential of the Chotts Basin (South Western Tunisia). *The 14th Tunisian Petroleum Exploration & Production Conference*.
- Koesoemadinata, R, P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi (Jilid 1 Ed)*. Bandung: Institut Teknologi Bandung. Bandung
- Peters, K. E. and Cassa, M.R., 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. In L. B. Magoon and W. G. Dow (eds), *The Petroleum System-From Source to Trap*. AAPG Memoir 60. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 93-120.
- Satyana, A. H., Erwanto, E., and Prasetyadi, C. (2004). Rembang-Madura-Kangean-Sakala (RMKS) Fault Zone, East Java Basin. *Indonesian Association of Geologists*, 1-23.
- Satyana, A. H., and Purwaningsih, M. E. (2006). *Geochemistry of the East Java Basin : New Observations on Oil Grouping*. © IPA, 2006 – 29th Annual Convention Proceedings, 2003.
- Waples, D. W (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. D.Reidel Publishing Company.
- Wygrala, B. (1989). *Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy*. Ph.D. dissertation. University of Cologne, 21