



PEMODELAN SUMUR BATUAN INDUK BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA ORGANIK PADA SUB – CEKUNGAN JATIBARANG, CEKUNGAN LAUT JAWA BARAT BAGIAN UTARA

Emellia Bunga Amitama^{1*}, Ildrem Syafr¹, Reza Moh. Ganjar¹, Yusi Firmansyah¹, Rahmat Budiana⁴.

¹ Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

² Pertamina Hulu Energi

*Korespondensi: emelliaamitama@yahoo.com

ABSTRAK

Penelitian ini dilatarbelakangi oleh kepentingan kegiatan eksplorasi dan pengembangan lapangan minyak dan gas bumi. Dalam kegiatan eksplorasi analisis geokimia organik digunakan untuk mengetahui kemampuan batuan induk dalam menggenerasikan hidrokarbon serta mengetahui karakteristik batuan induk dan hidrokarbon, sedangkan untuk pengembangan lapangan minyak dan gas bumi, analisis geokimia organik digunakan untuk mengetahui kondisi sumur secara berkala. Terkait kegiatan – kegiatan tersebut, dipilihlah lapangan Sub - cekungan Jatibarang, Cekungan Laut Jawa Bagian Utara sebagai daerah penelitian. Penelitian ini menggunakan analisis karakteristik batuan induk, analisis biomarker batuan induk dan hidrokarbon, serta analisis sejarah pemendaman menggunakan perangkat lunak Petromod 1D. Analisis dilakukan pada 3 sumur batuan induk (BA 1, BA 2, BA 3) dan 2 sumur hidrokarbon (EB 1 dan EB 2). Hasil analisis pada BA 1 menunjukkan bahwa batuan induk Formasi Jatibarang memiliki kemampuan yang bagus dalam menggenerasikan hidrokarbon yang telah bermigrasi sebanyak TR 40% pada waktu Pliosen. Hasil analisis pada sumur BA 2 menunjukkan bahwa batuan induk pada Formasi Talang Akar Non Marine memiliki kemampuan yang bagus dalam menggenerasikan hidrokarbon dan telah bermigrasi sebanyak TR 9% pada saat sekarang (Resen). Hasil analisis sumur BA 3 menunjukkan bahwa batuan induk pada Formasi Jatibarang memiliki kemampuan yang bagus dalam menggenerasikan hidrokarbon, yang telah bermigrasi sebanyak TR 40% pada Pliosen. Berdasarkan analisis biomarker, hidrokarbon pada sumur EB 1 dan EB 2 memiliki kesamaan karakteristik dengan batuan induk pada sumur BA 1 dan BA 2.

Kata kunci : Geokimia organik, Batuan Induk, Hidrokarbon, Sub – Cekungan Jatibarang

ABSTRACT

The background of this research is for exploration and development activities in oil and gas field. In exploration, organic geochemistry analysis is used to determine the ability of source rock in generate hydrocarbons and to know the characteristic of source rock and also hydrocarbon in the research area, while for development oil and gas field, organic geochemistry analysis is used to determine the condition of the well regularly. Related to these activities, Jatibarang Sub – basin, Offshore North West Java field was chosen as a research area. This study uses the analysis of source rocks characteristics, biomarkers of source rock and hydrocarbons analysis, and burial history analysis using Petromod 1D software. Analysis was carried out on 3 source rock wells (BA1, BA2, BA3) and 2 hydrocarbon wells (EB1 and EB2). The analysis in BA1 show that source rock in the Jatibarang Formation have a good ability to generate hydrocarbons and has migrated with the TR 40% at Pliocene. In BA2 show that source rock in Non Marine Talang Akar Formation have a good ability to generate hydrocarbons, and now (Recent) has migrated TR 9%. In BA3 show that source rock in Jatibarang Formation has a good ability to generate hydrocarbons, which has migrated with TR 40% at Pliocene. Based on biomarker analysis, hydrocarbons in EB1 and EB2 have similar characteristics with source rock in BA1 and BA2.

Key Words : Organic Geochemistry, Source rock, Hydrocarbons, Jatibarang Sub – Basin

1. PENDAHULUAN

Salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia adalah Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan ini dipengaruhi oleh sistem *block – faulting* yang berarah utara – selatan dan dapat dibagi atas tujuh sub cekungan utama, yaitu Jatibarang, *South Arjuna*, *Central Arjuna*, Ciputat, Kepuh, Pasirbungur, Cipunegara E15 Graben.

Lokasi penelitian berada di Sub Cekungan Jatibarang. Sub Cekungan Jatibarang tersebut diduga memiliki potensi batuan induk yang telah mulai menggenerasikan hidrokarbon sekitar 2 Juta tahun yang lalu (Noble, 1997). Kegiatan eksplorasi masih dilakukan hingga sekarang guna untuk menemukan sumur – sumur baru. Untuk menemukan cadangan hidrokarbon yang baru, dilakukan beberapa metode, salah satunya adalah analisis geokimia. Analisis geokimia merupakan penerapan prinsip – prinsip kimia yang mempelajari tentang asal, migrasi, akumulasi, dan alterasi dari minyak dan gas bumi. Penerapan analisis geokimia organik memberikan informasi yang dibutuhkan dalam membuat peta kelimpahan, tipe hidrokarbon, dan kematangan termal dari batuan induk. Peta ini dibutuhkan untuk menentukan stratigrafi dan geografi dari batuan induk yang aktif (Peters & Cassa, 1994). Selain itu, dapat digunakan untuk membuat suatu model cekungan untuk mengetahui waktu generasi hidrokarbon.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Secara regional, Cekungan Jawa Barat Utara merupakan sistem cekungan belakang busur (*back arc basin system*) yang terletak diantara lempeng mikro Sunda dan tunjaman Tersier lempeng Hindia – Australia. Cekungan Jawa Barat Utara memiliki empat belas sub cekungan dan beberapa diantaranya terbukti memiliki hidrokarbon aktif dan sisanya diduga menjadi “kantong” minyak dan gas.

Terdapat 7 (tujuh) even tektonik di Asia Tenggara yang mempengaruhi

perkembangan struktur dan juga stratigrafi di Cekungan Jawa Barat Utara (Daly dkk, 1987), yaitu:

1. *Pre Rift*

Pada masa Kapur Akhir – Awal Paleosen, busur magmatisme berada pada busur Meratus yang saat ini berada pada utara Pulau Jawa dan busur Luk Ulo, aktivitas ini menghasilkan metamorfisme regional yang memacu terbentuknya batuan dasar di area Cekungan Jawa Barat Utara.

2. *Syn Rift I*

Pada Eosen, terjadi fase tektonik renggangan membentuk sistem separuh *graben (half graben)* yang merupakan episode ekstensional yang mengawali terjadinya *rifting*. Endapan pada fase ini adalah Formasi Jatibarang yang terdiri dari sedimen asal darat dan terendapkan diatas basement dengan kontak tidak selaras pada umur Awal Oligosen (Van de Weer dan Armin, 1992). Selain itu terendapkan juga endapan lakustrin dan vulkaniklastik yang terisolasi pada sistem *half graben* (Gresko, 1993).

3. *Syn Rift II*

Pada Awal Oligosen, aktivitas vulkanisme dan *rifting 1* berhenti. Periode ini berlainan dengan even tumbukan yang terjadi didepan busur Jawa dan Sumatra (Daly, 1987) yang menghasilkan ketidakselarasan bersudut pada batas Formasi Jatibarang. Erosi ini kemudian menghasilkan endapan sedimen klastik yang cukup tebal yaitu Formasi Talang Akar Bagian Bawah yang terdiri dari konglomerat masif dan batupasir sedang hingga kasar, batulempung lakustrin dan paleosoil (Ponto, 1988).

4. *Post Rift*

Pada Oligosen Akhir Formasi Talang Akar Bagian Atas diendapkan di atas Formasi Talang Akar Bagian Bawah. Formasi Talang Akar Bagian Atas yang terdiri dari perselingan batupasir halus-sedang, batulempung, batulanau, batubara

dan batugamping yang terendapkan pada kondisi umum transgresif.

Pada Awal Miosen aktivitas tektonik di Cekungan Jawa Barat Utara mengalami penurunan yang menyebabkan pertumbuhan batuan karbonat yang luas pada Formasi Baturaja (Gresko dkk., 1995).

5. *Inversi*

Pada masa ini terdapat reaktivasi struktur yang telah ada sebelumnya, karena adanya tektonik inversi di Jawa akibat subduksi barat – timur dan kemudian membentuk endapan sedimen klastik tebal yang dikenal dengan Formasi Cibulakan Atas (Gresko dkk., 1995).

6. Miosen Akhir

Akibat terjadi penurunan aktivitas tektonik pada Miosen Akhir, terjadi pengendapan sekuen batuan karbonat yang luas di seluruh cekungan yang dikenal dengan Formasi Parigi (Adnan dkk., 1991).

7. Plio – Pleistosen

Pengaruh material vulkanik kembali terjadi pada masa ini yang disebabkan oleh majunya busur vulkanik Jawa yang bergerak ke arah utara. Selain itu, tektonik kompresi mempengaruhi sistem *half graben* dan menyebabkan sistem *thrust fault* aktif sehingga keseluruhan cekungan miring ke arah selatan (Adnan dkk., 1991).

Batuan Induk

Menurut Miles (1989), batuan induk merupakan batuan yang mengandung material organik dengan komposisi kimia tertentu dan dalam jumlah yang cukup untuk membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon.

Material organik yang terdapat dalam batuan mengandung kerogen dan bitumen (Wagner, 2012), yaitu:

1. Kerogen adalah bagian dari material organik yang ada di dalam batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik (Waples, 1985).

2. Bitumen adalah fraksi material organik pada batuan yang dapat larut dalam pelarut organik biasa (Waples, 1985).

Berdasarkan kemampuan batuan induk untuk menggenerasikan hidrokarbon, ahli geokimia Waples (1985) membagi batuan induk menjadi beberapa jenis, yaitu:

1. Batuan induk efektif (*effective source rock*), merupakan batuan induk yang telah membentuk dan menggenerasikan hidrokarbon
2. Batuan induk potensial (*potential source rock*), merupakan batuan sedimen yang belum matang, namun memiliki kemampuan untuk membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon
3. Batuan induk yang mungkin (*possible source rock*), merupakan batuan sedimen yang belum pernah dievaluasi potensinya, namun memiliki kemungkinan untuk membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon

Analisis Geokimia Organik

Terdapat beberapa parameter yang digunakan dalam interpretasi analisis karakteristik batuan induk berdasarkan data geokimia, yaitu:

1. Kualitas : mengetahui tipe kerogen batuan induk untuk mengetahui produk yang dihasilkan pada puncak kematangan. Parameter yang digunakan adalah *Hydrogen Index* (HI)
2. Kuantitas : mengetahui jumlah kandungan organik dalam batuan sedimen. Parameter yang digunakan adalah *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Rock Eval Pyrolysis* (REP)
3. Kematangan : mengetahui tingkat kematangan batuan induk, sehingga dapat diketahui kemampuan batuan induk dalam menggenerasikan minyak dan gas bumi. Parameter yang digunakan adalah *Tmax* dan *Vitrinite Reflectance* (Ro)

Selain dengan menggunakan parameter di atas, digunakan juga parameter *biomarker*. Menurut Peters & Moldowan (1993), *Biomarker* merupakan senyawa

organik kompleks yang terdiri dari unsur karbon (C), hidrogen (H), dan lainnya yang ditemukan dalam batuan serta sedimen yang memperlihatkan struktur kimianya yang sedikit atau sama sekali tidak berubah dari material organik awalnya. *Biomarker* biasanya digunakan untuk studi korelasi antara hidrokarbon – batuan induk, penentuan jenis batuan induk dan lingkungan pengendapannya, senyawa organik pembentuk minyak bumi yang ada dalam batuan induk, tingkat kematangan termal batuan induk dan hidrokarbon, tingkat biodegradasi dan umur hidrokarbon.

Parameter yang digunakan dalam penelitian adalah analisis karakteristik fisik batuan induk, analisis GC dan analisis GC-MS berupa sterana dan triterpana. Analisis kromatografi gas (GC) merupakan metode separasi komponen – komponen suatu zat berdasarkan interval waktu antara injeksi substansi dengan waktu pembakaran dalam kromatografi dengan media gas. Sedangkan analisis kromatografi gas – spektrometri massa (GC – MS) merupakan metode yang menghubungkan batuan induk dengan minyak bumi berdasarkan identifikasi molekul penanda biologis (*biomarkers*).

3. METODE

Pada penelitian ini dilakukan analisis data berupa TOC, HI, PY, Ro, dan Tmax untuk mengetahui kualitas, kuantitas, dan kematangan batuan induk. Selain itu digunakan juga analisis biomarker menggunakan tiga parameter. Pertama, dilakukan analisis karakteristik fisik untuk mengetahui karakter fisik batuan induk / hidrokarbon. Kedua, dilakukan analisis kromatografi – gas (GC) untuk mengetahui asal material organik, tingkat oksidasi, dan lingkungan pengendapan batuan induk / hidrokarbon. Ketiga, dilakukan analisis gas kromatografi – spektrometri massa (GC-MS) untuk mengetahui paleoekologi, kematangan, dan lingkungan pengendapan.

Setelah dilakukan analisis di atas maka dilakukanlah analisis sejarah pemendaman menggunakan perangkat lunak PetroMod 1D guna untuk mengetahui sejarah

pemendaman, tingkat kematangan, dan migrasi batuan induk tersebut.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Sumur BA 1

Pada sumur BA 1 analisis dilakukan pada delapan formasi, yaitu : Formasi Parigi, Formasi Pre Parigi, Formasi Main, Formasi Massive, Formasi Baturaja, Formasi Talang Akar Marine, Formasi Talang Akar Non Marine, dan Formasi Jatibarang.

a. Analisis Karakteristik Batuan Induk

Berdasarkan analisis karakteristik batuan induk yang dilakukan pada setiap formasi pada sumur BA 1, diketahui bahwa batuan induk yang memiliki kualitas yang bagus adalah Formasi Jatibarang dengan jenis hidrokarbon minyak dan gas. Dari segi kuantitas, batuan induk yang memiliki jumlah hidrokarbon yang bagus adalah Formasi Jatibarang (*Not Source – Good*). Sedangkan dari segi kematangan, batuan induk yang telah matang adalah Formasi Jatibarang (*Immature – mature*) dengan tipe kerogen 1 – 3.

b. Analisis Biomarker

Pada sumur BA 1 tidak dilakukan analisis karakteristik fisik karena keterbatasan data yang ada.

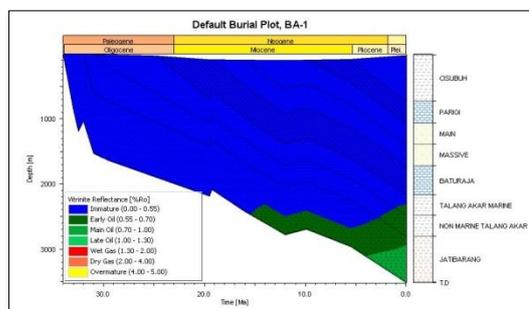
Berdasarkan analisis biomarker menggunakan kromatografi gas (GC), diketahui bahwa batuan induk Formasi Parigi berasal dari material alga/bakteri dengan tingkat oksidasi *highly anoxic*. Formasi Main, Formasi Massive, Formasi Talang Akar Non Marine, dan Formasi Talang Akar Marine berasal dari material tumbuhan tingkat tinggi dengan kondisi *anoxic – suboxic*. Formasi Baturaja berasal dari material alga/bakteri dengan tingkat oksidasi *anoxic – suboxic*. Sedangkan pada Formasi Jatibarang berasal dari material

organik alga/bakteri dengan tingkat oksidasi *highly anoxic – suboxic*.

Berdasarkan analisis kromatografi gas – spektrometri massa (GC-MS), diketahui bahwa batuan induk pada sumur BA 1 secara umum berada pada lingkungan pengendapan *estuarine / shallow lacustrine*. Selain itu juga diketahui tingkat kematangan batuan induk yaitu Formasi Parigi dan Formasi Baturaja memiliki tingkat kematangan *late mature*, Formasi Massive memiliki tingkat kematangan *late mature – post mature*, sedangkan Formasi Main, Formasi Talang Akar Marine, Formasi Talang Akar Non Marine, dan Formasi Jatibarang memiliki tingkat kematangan *post mature*.

c. Pemodelan Sejarah Pemendaman

Pada model kurva waktu vs ke dalam yang di *overlay* dengan koreksi %Ro Sweeney & Burnham (1990) (Gambar 1), diketahui bahwa hidrokarbon mulai ekspulsi dan memasuki fase *early oil* pada Miosen Tengah dan baru memasuki fase *main oil* pada Pliosen – Pleistosen. Berdasarkan model di atas dapat disimpulkan bahwa pada waktu sekarang (Resen) sumur BA 1 mulai memasuki fase *early oil* pada ke dalam 2300 m yang terdapat pada Formasi Talang Akar Marine. Sedangkan fase *main oil* dimulai pada ke dalam 2900 m yang termasuk pada Formasi Jatibarang.



Gambar 1. Sejarah Pemendaman yang di Kalibrasi dengan Sweeney & Burnham (1990)

Berdasarkan nilai *Transformation Ratio*, diketahui bahwa batuan induk Formasi Jatibarang telah bermigrasi sebanyak 40% pada Pliosen (2.5 juta tahun lalu). Sedangkan pada waktu sekarang (Resen), batuan intuk tersebut telah bermigrasi sebanyak 72%.

4.2 Sumur BA 2

a. Analisis Karakteristik Batuan Induk

Analisis ini dilakukan pada empat formasi yaitu Formasi Talang Akar Marine, Formasi Talang Akar Non Marine, Formasi Pre Talang Akar, dan *Basement*.

Berdasarkan analisis karakteristik batuan induk diketahui bahwa batuan induk yang memiliki kualitas yang bagus adalah Formasi Talang Akar Non Marine dengan jenis hidrokarbon minyak dan gas. Batuan induk yang memiliki kuantitas hidrokarbon yang bagus adalah Formasi Talang Akar Non Marine (*Not Source – Good*). Sedangkan dari segi kematangan, batuan induk yang telah matang adalah Formasi Talang Akar Non Marine (*Immature – Mature*) dengan tipe kerogen 1 – 3.

b. Analisis Biomarker

Analisis biomarker dilakukan pada Formasi Talang Akar Non Marine pada kedalaman 2679.2 m, 2743.2 m dan pada *Basement* pada kedalaman 3123 m.

Berdasarkan analisis kromatografi – gas (GC) diketahui pada sampel pada kedalaman 2679.2 m berasal dari material organik tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *anoxic – suboxic*, sampel pada kedalaman 2743.2 m berasal dari material organik tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *highly oxidizing*. Sedangkan sampel pada kedalaman 3123m berasal dari material organik alga/bakteri dengan tingkat oksidasi *highly anoxic*.

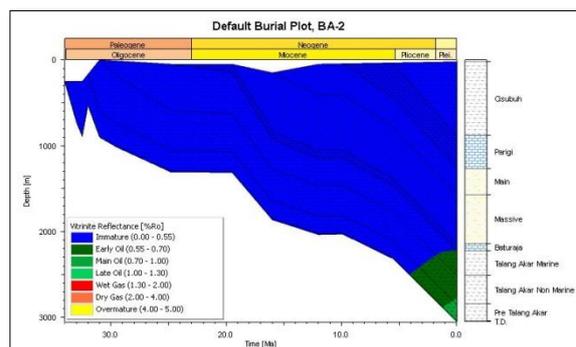
Berdasarkan analisis kromatografi gas – spektrometri massa (GC – MS), diketahui sampel pada kedalaman 2679.2 m memiliki lingkungan pengendapan *shallow marine*, sampel kedalaman 2743.2 m memiliki lingkungan pengendapan *terrestrial*,

sedangkan sampel pada kedalaman 3123 m memiliki lingkungan pengendapan *open marine / deep lacustrine*. Selain itu juga diketahui tingkat kematangan pada tiap sampel. Sampel kedalaman 2679.2 m dan 2743.2 m memiliki tingkat kematangan *late mature*, sedangkan pada kedalaman 3123 m memiliki tingkat kematangan *post mature*.

Pada sumur BA 2 dilakukan juga analisis *fingerprints* GC-MS menggunakan senyawa triterpana m/z 191 dan sterana m/z 217. Sampel pada kedalaman 2679.2 m dan 2743.2 m memiliki *fingerprint* dengan jenis lingkungan pengendapan *fluvio – deltaic oil* (Robinson, 1987). Sedangkan pada kedalaman 3123 m memiliki *fingerprints* dengan jenis lingkungan pengendapan *lacustrine oil*. Dapat diinterpretasikan hidrokarbon pada kedalaman 2679.2 m dan 2743.2 m memiliki kesamaan karakteristik dengan hidrokarbon pada *Arjuna Oil*. Sedangkan pada kedalaman 3123 m memiliki kesamaan karakteristik dengan hidrokarbon pada *Sunda Oil*.

c. Pemodelan Sejarah Pemendaman

Berdasarkan model kurva waktu vs ke dalaman yang *dioverlay* dengan koreksi %Ro Sweeney & Burnham (1990) (Gambar 2), diketahui bahwa hidrokarbon mulai ekspulsi dan memasuki fase *early oil* pada Awal Pliosen dan baru memasuki fase *main oil* pada Awal Pleistosen. Berdasarkan model di atas dapat disimpulkan bahwa pada waktu sekarang (Resen) sumur BA 2 mulai memasuki fase *early oil* pada ke dalaman 2200 m yang terdapat pada Formasi Talang Akar Marine. Sedangkan fase *main oil* dimulai pada ke dalaman 2800 m yang termasuk pada Formasi Pre Talang Akar.



Gambar 2. Sejarah Pemendaman yang dikalibrasikan dengan Sweeney & Burnham (1990)

Berdasarkan nilai *Transformation Ratio*, diketahui bahwa batuan induk pada Formasi Pre Talang Akar belum mengalami migrasi sebanyak 40%. Sedangkan pada waktu sekarang (Resen), batuan induk tersebut telah bermigrasi sebanyak 30%.

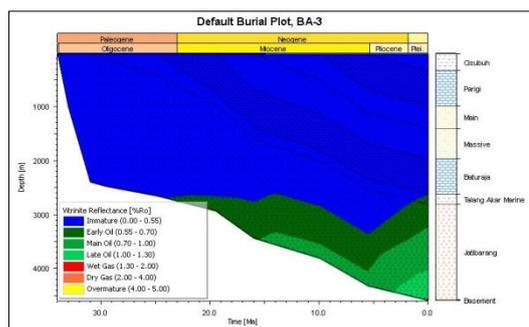
4.3 Sumur BA 3

Pada sumur ini tidak dilakukan analisis karakteristik batuan induk dan analisis biomarker karena keterbatasan data yang tersedia. Analisis sumur BA 3 dilakukan untuk mengetahui kondisi titik terdalam pada cekungan penelitian. Titik sumur BA 3 merupakan titik terdalam cekungan pada daerah penelitian yang dilihat dari *Time Structure Map* dan seismik. Pada sumur ini data yang digunakan adalah data ke dalaman sumur dan top formasi. Data – data yang diperlukan untuk membuat sejarah pemendaman mengacu pada sumur BA 1.

a. Pemodelan Sejarah Pemendaman

Berdasarkan model kurva waktu vs ke dalaman yang *dioverlay* dengan koreksi %Ro Sweeney & Burnham (1990) (Gambar 3), diketahui bahwa hidrokarbon mulai ekspulsi dan memasuki fase *late oil* pada Pliosen, memasuki fase *main oil* pada Miosen Tengah, dan memasuki fase *early oil* pada Oligosen Akhir – Miosen Awal.

Berdasarkan model (Gambar 3) dapat disimpulkan bahwa pada waktu sekarang (Resen) sumur BA 3 mulai memasuki fase *early oil* pada kedalaman 2700 m yang terdapat pada Formasi Talang Akar Marine. Mulai memasuki fase *main oil* pada kedalaman 3300 m yang terdapat pada Formasi Jatibarang, sedangkan memasuki fase *late oil* pada kedalaman 4100 m yang terdapat pada Formasi Jatibarang.



Gambar 3. Sejarah Pemandaman yang dikalibrasikan dengan model Sweeney & Burnham (1990)

Berdasarkan nilai *Transformation Ratio*, diketahui bahwa batuan induk pada Formasi Jatibarang telah mengalami migrasi sebanyak 40% pada Pliosen, sedangkan pada waktu sekarang (Resen), batuan induk tersebut telah bermigrasi sebanyak 100%.

4.4 Sumur EB 1

Pada sumur EB 1 analisis dilakukan analisis pada Formasi Talang Akar Non Marine dan Formasi Jatibarang.

a. Analisis Biomarker

Pada sumur EB 1 tidak dilakukan analisis karakteristik batuan induk karena keterbatasan data yang ada.

Berdasarkan analisis kromatografi gas diketahui bahwa Formasi Talang Akar Non Marine berasal dari material tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *highly oxidizing*, sedangkan pada Formasi Jatibarang berasal dari

material organik alga/bakteri dengan tingkat oksidasi *anoxic – suboxic*.

Berdasarkan analisis kromatografi gas – spektrometri massa (GC-MS), diketahui Formasi Talang Akar Non Marine memiliki lingkungan pengendapan *terrestrial* dan tingkat kematangan *late mature*. Sedangkan Formasi Jatibarang memiliki lingkungan pengendapan *terrestrial* dan tingkat kematangan *late mature*.

4.5 Sumur EB 2

Pada sumur EB 2 analisis dilakukan pada kedalaman 883,92 – 888.19 m dan pada kedalaman 857.4 – 862.28 m.

a. Analisis Biomarker

Berdasarkan analisis karakteristik fisik diketahui batuan induk pada kedua sampel memiliki karakteristik fisik *sediments* dengan kematangan tinggi.

Berdasarkan analisis kromatografi gas (GC), diketahui bahwa kedua sampel berasal dari material tumbuhan tingkat tinggi dengan tingkat oksidasi *anoxic – suboxic*.

Berdasarkan analisis kromatografi gas – spektrometri massa (GC-MS) diketahui bahwa kedua sampel memiliki lingkungan pengendapan *estuarine / shallow lacustrine* dengan tingkat kematangan *early mature*.

Selain itu, dilakukan juga analisis *fingerprints* Triterpana m/z 191 dan Sterana m/z 217. Berdasarkan analisis *fingerprints*, kedua sampel memiliki lingkungan pengendapan *fluvio – deltaic*. Dari analisis di atas, diinterpretasikan kedua sampel hidrokarbon memiliki kesamaan karakteristik dengan hidrokarbon Arjuna Oil.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan analisis karakteristik batuan induk, analisis biomarker, dan analisis sejarah pemendaman yang dilakukan terhadap batuan induk dan

hidrokarbon, maka diperoleh beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Pada sumur BA 1 batuan induk efektif terdapat pada Formasi Jatibarang, sedangkan pada formasi lain dikategorikan sebagai batuan induk berpotensi. Pada sumur BA 2 semua batuan induk dikategorikan sebagai batuan induk berpotensi. Pada sumur BA 3 batuan induk efektif terdapat pada Formasi Jatibarang, sedangkan batuan induk yang terdapat pada formasi lain dikategorikan sebagai batuan induk *possible*.
2. Berdasarkan analisis biomarker yang dilakukan pada BA 1, BA 2, EB 1, dan EB 2 Formasi Parigi, Formasi Massive, Formasi Talang Akar Marine, Formasi Talang Akar Non Marine memiliki kesamaan karakteristik geokimia dengan oil di Cekungan Arjuna atau yang biasa disebut dengan “*fluvio deltaic oil*”, sedangkan pada Formasi Baturaja, Formasi Jatibarang, dan *Basement* memiliki kesamaan karakteristik geokimia dengan oil di Cekungan Sunda atau yang biasa disebut dengan “*lacustrine oil*”.
3. Berdasarkan analisis biomarker yang dilakukan pada sumur BA 1, BA 2, EB 1, dan EB 2 maka disimpulkan bahwa hidrokarbon pada setiap sumur memiliki karakteristik yang sama.
4. Berdasarkan analisis sejarah pemendaman diketahui bahwa pada sumur BA 1, Formasi Jatibarang telah bermigrasi sebanyak TR 40% pada umur Pliosen. Pada sumur BA 2 diketahui bahwa batuan induk belum mengalami migrasi sebanyak TR 40% hingga sekarang. Sedangkan pada batuan induk sumur BA 3 diketahui bahwa Formasi Jatibarang telah bermigrasi sebanyak TR 40% pada umur Pliosen.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada beberapa praktisi PT Pertamina Hulu Energi yang telah memfasilitasi ketersediaan data dan mengarahkan penulis pada pengerjaan penelitian ini. Terimakasih

juga kepada semua pihak yang telah membantu dalam pengerjaan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Amitama, Emellia Bunga. 2019. *Pemodelan Sumur Batuan Induk Berdasarkan Analisis Geokimia Organik Pada Sub – Cekungan Jatibarang, Cekungan Laut Jawa Barat Bagian Utara*. Skripsi Sarjana, Universitas Padjadjaran, Jatinangor: tidak diterbitkan.
- Allen & Allen, 2005, *Basin Analysis Principles and Applications*, Massachussets, Blackwell
- Allen, P.A. & Allen, J.R., 1990, *Basin Analysis :Principles & Applications*, Blackwell Scientific Publications, Oxford London
- Amril, A., Sukowitono., dan Supriyanto., 1991, *Jatibarang Sub Basin – a half Grabben Model in the Onshore of North West Java*. IPA Proceedings, 20th Annual Convetion, Jakarta.
- Bishop, 2000, *Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia*, USGS
- Budiyani, S., Priambodo, D., Haksana, B.W., dan Sugianto, P., 1991. Konsep Eksplorasi Utuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara. *Makalah IAGI Vol 20th*, Indonesia.
- Daly, M.C., BGD. Hooper dan D.G. Smith, 1987, *Tertiary Plate Tectonics and Basin Evolution in Indonesia*, Proceedings of Indonesia Petroleum Association, 16th Annual Convention.
- Deming, D., 1994, *Overburden Rock, Temperature and Heat Flow, in The Petroleum System from Source to Trap*, ed. Magoon, L.B. & Dow, W.G., 1994 ; AAPG Memoir 60, AAPG Tulsa, Oklahoma, USA.
- Gresko, Mark, Suria, C., dan Sinclair 1995, *Basin Evolution of the Ardjuna Rift. Systems and Its Implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore, Northwest Java*, Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 24th Annual Convention

- Grunau, H., Stocklin dan Whiteman. A., Prof, 1989, *Rift – Related Basin*, Vol.1, General Consideration Conclusion, Petroconsultants S.A., USA, Canada, Eastern Europe
- Hamilton, W., 1979, *Tectonics of Indonesia Region*, US Geological Survey Professional Paper
- Huang, W.Y. and Meinschein, W.G. 1979. *Sterols as Ecological Indicators*. Dalam: *Petroleum Geochemistry*. 2004. A.H Satyana, Pre – Convention short course IAGI, Bandung.
- Hunt, J. M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*, Second ed, W.H. Freeman and Company, New York, USA
- Hunt, J., 1979, *Petroleum Geochemistry and Geology (First edition)*, San Fransisco: W.H. Freeman
- Katili, J.A., 1974, *Volcanism and Plate Tectonics in The Indonesian Island Arcs*, *Tectonophysics*, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam
- Miles, J.A., 1989. *Illustrated Glossary of Petroleum Geochemistry*. New York: Oxford University Press.
- Noble, Ron .A, 1997, *Petroleum Systems Of Onshore and Offshore NW. Java, Indonesia*, Atlantic Richfield Indonesia, Inc, Pertamina
- Peters, K. E dan M.R. Cassa, 1994, *Applied Source Rock Geochemistry*, AAPG Memoir 60; The Petroleum Sytem from Source to Trap, Oklahoma
- Peters, K.E., dan Moldowan, M.J, 1993. *The Biomarker Guide : Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, New Jersey.
- Peters, K.E., Walters, C.C., dan Moldowan, J.M., 2005b. *The Biomarker Guide Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. United Kingdom : Cambridge University Press.
- Reminton. C.H. Nasir. H., 1986, *Potensi Hidrokarbon pada Batuan Karbonat Miosen Jawa Barat Utara*. PIT IAGI XV, Yogyakarta
- Robinson, K. M., 1987. *An Overview of Source Rocks and Oils in Indonesia*. *Proceedings 16th Annual Convention*, Indonesian Petroleum Association, Jakarta.
- Ryacudu dan Bachtiar, 1999, *Geological Study on Semberah Block, Final Report*
- Sweeney, J. J., and A. K. Burnham, 1990, *Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics*: AAPG Bulletin, v. 74, no. 10, p. 1559 – 1570
- Van de Weerd, A., A dan Armin, R.,A. 1992. *Origin and evolution of Tertiary hydrocarbon bearing basins in Kalimantan (Borneo), Indonesia*. AAPG Bulletin.
- Waples, D. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*, International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Waples, D.W dan Machihara, T, 1991. *Biomarkers for Geologist – A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*. Dalam AAPG Methods in Exploration series No. 9, American Association Petroleum Geologist, Tulsa Oklohoma USA.
- Waples, D.W., 2001, *Maturity Modelling and Basin Modelling – Problems and Practical Solution*, A Reference Manual Prepared For A Short Course For Pertamina, Jakarta.