



EVALUASI BATUAN INDUK BERDASARKAN DATA GEOKIMIA
DAN PERMODELAN 1D SEJARAH PEMENDAMAN DI LAPANGAN “AS”
CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Alda Safira Paramadina^{1*}, Jana Maulana Supriatna², Dodi Wirasatia²,
Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,

²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi : alda18003@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Penelitian dilakukan di Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan pada tiga titik sumur, yaitu ASD-1, ASK-1, dan ASM-1 dengan menggunakan metode geokimia. Penelitian dilakukan untuk mengetahui karakteristik dan potensi batuan induk yang melibatkan analisis biomarker, korelasi minyak – batuan induk, serta rekonstruksi sejarah pemendaman. Hasil analisis menunjukkan bahwa batuan induk di daerah penelitian memiliki kemampuan menggenerasikan hidrokarbon jenis gas. Batuan induk efektif terletak pada Formasi Gumai, Baturaja, Talang Akar, dan Lahat, sementara batuan induk potensial terletak pada Formasi Air Benakat. Pemodelan cekungan 1D telah dilakukan untuk menganalisis potensi pembentukan hidrokarbon berdasarkan rekonstruksi pemendaman dan sejarah kematangan termalnya yang menunjukkan jendela kematangan awal pada Sumur ASD-1, ASK-1, dan ASM-1 dimulai pada Formasi Gumai.

Kata Kunci : Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan, Geokimia, Batuan Induk, Biomarker, Sejarah Pemendaman

ABSTRACT

The research was conducted in Jambi Sub Basin, South Sumatra Basin at three well points named ASD-1, ASK-1, and ASM-1 using geochemical methods. The research was conducted to determine the characteristics and potential of the source rock, which include the analysis of biomarkers, the correlation of oil – source rock, and the reconstruction of burial history. The results of the analysis show that the source rock in the study area has the ability to generate gaseous hydrocarbons. The effective source rock is located in Gumai, Baturaja, Talang Akar, and Lahat Formation, while the potential source rock is located in Air Benakat Formation. One dimensional basin modeling was performed to analyze the hydrocarbon generation potential and expulsion history showing that the early mature window for the ASD-1, ASK-1, and ASM-1 Wells was started in Gumai Formation.

Keywords : Jambi Sub Basin, South Sumatra Basin, Geochemistry, Source Rock, Biomarkers, Burial

1. PENDAHULUAN

Cadangan energi fosil meliputi minyak mentah, gas, dan batubara di Indonesia hanya bisa diproduksi atau akan habis dalam rentang waktu 22.99 tahun, 58.95 tahun, dan 82.01 tahun dengan asumsi bahwa tidak ditemukan lagi lapangan-lapangan baru sebagai sumber energi fosil (Elinur et al., 2010). Dengan semakin menipisnya cadangan energi fosil dan meningkatnya konsumsi energi, maka peranan eksplorasi minyak dan gas bumi merupakan ujung tombak bagi pengadaan kebutuhan sumberdaya energi fosil tersebut. Cadangan energi fosil akan bertahan lebih lama jika ditemukan lapangan-lapangan baru.

Metode geokimia merupakan bagian dari proses eksplorasi yang memiliki peranan penting dalam menentukan resiko eksplorasi. Metode ini merupakan aplikasi dari prinsip kimia untuk mempelajari asal, pembentukan, migrasi, akumulasi, dan perubahan hidrokarbon yang dapat dijadikan sebagai acuan dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi (Hunt, 1996). Sehingga, analisis geokimia dapat digunakan untuk mengevaluasi kualitas, kuantitas dan tingkat kematangan batuan induk yang berperan penting dalam proses eksplorasi.

Korelasi dalam eksplorasi minyak bumi memiliki tujuan untuk mencari hubungan antara suatu objek dengan objek yang lainnya dalam suatu batasan parameter tertentu. Korelasi minyak dengan batuan induk (*oil to source correlation*) merupakan hubungan antara minyak dengan fasies batuan sumbernya berdasarkan integrasi data geologi dan geokimia (Peters et al., 2005).

Salah satu cekungan penghasil hidrokarbon utama di Indonesia adalah Cekungan Sumatra Selatan. Cekungan ini memiliki luas area sebesar 510 x 330 km² (De Coster, 1974) dan merupakan cekungan belakang busur berumur tersier yang terletak di bagian tenggara Pulau

Sumatra. Eksplorasi minyak bumi di Cekungan Sumatra Selatan sudah berlangsung selama satu abad dan telah menghasilkan 1,5 milyar barel minyak bumi serta sejumlah gas bumi (Ryacudu, 2005 dalam Panggabean & Santy, 2012). Mengingat potensi minyak dan gas bumi yang cukup besar di Cekungan Sumatra Selatan maka batuan induk yang berperan sebagai penghasil minyak dan gas bumi tersebut perlu untuk dianalisis lebih lanjut untuk mengetahui adanya kemungkinan lapangan hidrokarbon baru. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik batuan induk, korelasi batuan induk dengan minyak bumi, serta potensi batuan induk tersebut untuk menggenerasikan hidrokarbon.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatra Selatan termasuk kedalam cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang terbentuk oleh interaksi antara Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Mikro-Sunda. Secara fisiografis menurut De Coster (1974) Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut-tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan ini juga merupakan cekungan tersier yang paling produktif menghasilkan hidrokarbon (Panggabean & Santy, 2012).

Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan dari yang berumur tua ke muda menurut Ginger & Fielding (2005) disusun oleh *basement*, Formasi Lemat Tua (Lahat Tua), Formasi Lemat Tua (Lahat Muda), Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai (1). Fase

transgresi terjadi pada kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai), sedangkan fase regresi terjadi di Kelompok Palembang (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai) (Wibowo & Subroto, 2017).

Cekungan Sumatra Selatan berkembang akibat dari proses tektonik melalui tiga fase selama Jura-Pliosen (Pulonggono et al., 1992) yaitu fase pertama/ kompresional (Jura Atas – Kapur Awal), fase kedua/ekstensional (Kapur Atas – Tersier Bawah), dan fase ketiga/ kompresi (Miosen Tengah – Holosen). Fase pertama terjadi karena proses subduksi lempeng Samudra Hindia dan lempeng Eurasia yang disusun oleh blok batuan dasar dari Sibumasu, Sumatra Barat, dan Woyla. Akibatnya terbentuk pola tegasan *simple shear* yang berkembang menjadi sesar geser dekstral berarah barat laut-tenggara (Ginger & Fielding, 2005). Fase kedua disebabkan oleh penurunan kecepatan subduksi. Pada fase ini terbentuk tinggian (*horst*) dan rendahan (*graben*) yang diakibatkan perubahan sistem tegasan utama yang berarah vertikal. Selain itu, sesar mendatar berubah menjadi sesar normal dan terjadi pengisian awal dari cekungan di atas *basement*, yaitu Formasi Lahat. Fase ketiga terjadi peningkatan kembali kecepatan subduksi sehingga menyebabkan peremajaan (*rejuvenation*) sesar normal yang telah ada sebelumnya menjadi sesar naik seiring dengan pergerakan dari Oroklin Sunda.

Formasi yang berperan sebagai batuan induk terdiri dari Formasi Lahat dan Talang Akar, selain itu Formasi Gumai dan Baturaja juga untuk menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2000). Formasi yang berperan sebagai reservoir Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai (Caughey, 1996). Peran sebagai batuan penutup berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri

(*intraformational seal rock*) (Ariyanto, 2011). Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan sekaligus menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi (Bishop, 2000). Migrasi vertikal menuju reservoir dangkal berlangsung di sepanjang sesar yang memanjang langsung dari batuan induk, sedangkan migrasi lateral berlangsung di sepanjang kemiringan lereng, mengisi reservoir yang lebih dalam, berdekatan dengan batuan induk Lahat dan Talang Akar (Caughey, 1996).

3. METODE

Metode penelitian yang dilakukan menggunakan metode geokimia. Analisis batuan induk terdiri dari penentuan kualitas, kuantitas, dan kematangan menggunakan diagram Peters & Cassa (1994). Kuantitas batuan induk dievaluasi berdasarkan kelimpahan nilai *Total Organic Carbon* (TOC), *Potential Yield* (PY), *free hydrocarbon* (S1), dan *pyrolyzable hydrocarbon* (S2). Kualitas batuan induk dievaluasi berdasarkan pada kelimpahan nilai *Hydrogen Index* (HI). Kematangan batuan induk dievaluasi berdasarkan pada kelimpahan nilai *Vitrinite Reflectance* (Ro), dan Tmax. Selain itu, analisis biomarker dilakukan dengan cara menganalisis hasil yang didapat dari GC dan GCMS termasuk juga data *fingerprinth*. *Fingerprinth* pada data dibandingkan dengan Robinson (1987) Analisis biomarker dilakukan untuk mengetahui asal material organik, lingkungan pengendapan, dan tingkat oksidasi.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Evaluasi Geokimia Batuan Induk

Evaluasi terhadap batuan induk pada sumur ASD-1 yang meliputi parameter kuantitas, kualitas, dan kematangan (Gambar 2) yang merujuk pada Peters & Cassa (1994) menunjukkan hasil sebagai berikut :

Formasi Gumai menunjukkan nilai TOC 1,06 wt%, PY 2,14 mg HC/g, S1 0,31 mg

HC/g, dan S2 1,83 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Gumai memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari nilai HI 173 mg HC/g menunjukkan batuan induk Formasi Gumai memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro yang masing-masing berada pada nilai 443 °C dan 0,60 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap awal matang.

Formasi Baturaja menunjukkan rentang nilai TOC 1,06 – 1,71 wt%, PY 2,52 – 4,12 mg HC/g, S1 0,53 – 1,05 mg HC/g, dan S2 1,99 – 3,07 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Baturaja memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC dan potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif cukup, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 125 – 265 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Baturaja memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 451 – 453 °C dan 0,72 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap puncak matang.

Formasi Talang Akar menunjukkan rentang nilai TOC 0,77 – 1,63 wt%, PY 1,90 – 2,20 mg HC/g, S1 0,42 – 0,64 mg HC/g, dan S2 1,37 – 1,56 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Talang Akar memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 76 – 177 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk

Formasi Talang Akar memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 458 – 464 °C dan 0,75 – 0,76 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap puncak matang.

Formasi Lahat menunjukkan nilai TOC 1,36 wt%, PY 2,36 mg HC/g, S1 0,68 mg HC/g, dan S2 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Lahat memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari nilai HI 124 mg HC/g menunjukkan batuan induk Formasi Lahat memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro yang masing-masing berada pada nilai 463 °C dan 0,79 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap puncak matang.

Berdasarkan evaluasi kuantitas, kualitas, dan kematangan batuan induk di Sumur ASD-1 (Tabel 1) diketahui bahwa batuan induk efektif terdapat pada Formasi Gumai, Formasi Baturaja, Formasi Talang Akar, dan Formasi Lahat.

Evaluasi terhadap batuan induk pada sumur ASK-1 yang meliputi parameter kuantitas, kualitas, dan kematangan (Gambar 2) yang merujuk pada Peters & Cassa (1994) menunjukkan hasil sebagai berikut :

Formasi Gumai menunjukkan rentang nilai TOC 0,71 – 2,03 wt%, PY 0,51 – 1,49 mg HC/g, S1 0,53 – 1,05 mg HC/g, dan S2 1,99 – 3,07 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Gumai memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai

HI 54 – 143 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Gumai memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 427 – 449 °C dan 0,64 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap awal matang.

Formasi Baturaja menunjukkan rentang nilai TOC 0,89 – 1,65 wt% , PY 0,44 – 2,15 mg HC/g, S1 0,15 – 0,65 mg HC/g, dan S2 0,29 – 0,65 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Baturaja memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 54 – 92 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Baturaja memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 440 – 450 °C dan 0,80 – 0,85 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap puncak matang.

Formasi Talang Akar menunjukkan nilai TOC 1,50 wt%, PY 1,90 mg HC/g, S1 0,42 mg HC/g, dan S2 1,48 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Talang Akar memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari nilai HI 76 mg HC/g menunjukkan batuan induk Formasi Talang Akar memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax 450 °C yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap puncak matang.

Formasi Lahat menunjukkan nilai TOC 1,24 wt%, PY 0,81 mg HC/g, S1 0,32 mg HC/g, dan S2 0,49 mg HC/g. Berdasarkan

data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Lahat memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari nilai HI 65 mg HC/g menunjukkan batuan induk Formasi Lahat memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax 451 °C yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap telat matang.

Berdasarkan evaluasi kuantitas, kualitas, dan kematangan batuan induk di Sumur ASK-1 pada *summary table* (Tabel 2) diketahui bahwa batuan induk efektif terdapat pada Formasi Gumai, Formasi Baturaja, Formasi Talang Akar, dan Formasi Lahat.

Evaluasi terhadap batuan induk pada sumur ASM-1 yang meliputi parameter kuantitas, kualitas, dan kematangan (Gambar 2) yang merujuk pada Peters & Cassa (1994) menunjukkan hasil sebagai berikut :

Formasi Air Benakat menunjukkan rentang nilai TOC 0,83 – 9,56 wt%, PY 0,51 – 9,15 mg HC/g, S1 0,03 – 0,31 mg HC/g, dan S2 0,48 – 8,84 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Air Benakat memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC dan potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif baik dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 50 – 163 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Air Benakat memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 422 – 435 °C dan 0,31 – 0,36 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap belum matang.

Formasi Gumai menunjukkan rentang nilai TOC 0,48 – 3,36 wt%, PY 0,71 – 2,94 mg HC/g, S1 0,07 – 0,30 mg HC/g, dan S2 0,63 – 2,69 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Gumai memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 54 – 144 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Gumai memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 431 – 446 °C dan 0,36 – 0,65 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap belum matang.

Formasi Baturaja menunjukkan rentang nilai TOC 0,52 – 1,34 wt%, PY 1,42 – 1,90 mg HC/g, S1 0,18 – 0,31 mg HC/g, dan S2 1,24 – 1,59 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Baturaja memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 93 – 133 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Baturaja memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 443 – 444 °C dan 0,66 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap puncak matang.

Formasi Talang Akar menunjukkan rentang nilai TOC 0,67 – 1,25 wt%, PY 1,25 mg HC/g, S1 0,17 mg HC/g, dan S2 1,08 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Talang Akar memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas

batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 86 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Talang Akar memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax 442 °C yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap awal matang.

Formasi Lahat menunjukkan rentang nilai TOC 1,08 – 3,25 wt%, PY 4,13 mg HC/g, S1 1,10 mg HC/g, dan S2 3,03 mg HC/g. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa batuan induk pada Formasi Lahat memiliki kuantitas baik berdasarkan nilai TOC, namun potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon dengan jumlah signifikan relatif rendah, dilihat dari nilai S1 dan S2. Sementara itu, kualitas batuan induk yang dilihat dari rentang nilai HI 93 mg HC/g yang menunjukkan batuan induk Formasi Lahat memiliki kerogen Tipe III yang menghasilkan gas. Kematangan pada formasi ini dilihat dari nilai Tmax dan Ro, yang masing-masing berada pada rentang 449 °C dan 0,96 – 1,21 % yang menunjukkan kematangan formasi ini pada tahap telat matang.

Berdasarkan analisis kuantitas, kualitas, dan kematangan batuan induk di Sumur ASM-1 pada *summary table* (Tabel 3) diketahui bahwa batuan induk potensial terdapat pada Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai, sedangkan batuan induk efektif terdapat pada Formasi Baturaja, Formasi Talang Akar, dan Formasi Lahat.

4.2 Evaluasi Biomarker

- Sampel Minyak Sumur ASK-1

Analisis biomarker dilakukan berdasarkan data yang didapat dari instrumen *gas chromatography* (GC) dan *gas chromatography – mass spectrometry* (GC-MS) (Gambar 5). Berdasarkan analisis *gas chromatography* (GC) melalui *crossplot Pristane/nC₁₇ vs Phytane/nC₁₈* (Conan & Cassou dalam Hunt, 1996) sampel minyak pada Sumur ASK-1 di kedalaman 2002 – 2007 berasal dari *mixed*

kerogen (transitional). Berdasarkan analisis *gas chromatography – mass spectrometry (GC-MS) crossplot Hopanes/Steranes vs Pristane/Phytane* (Peters & Cassa, 1994), dan *Tm/Ts vs Moretane/Hopane* (Miles, 1989), dan Paleoekologi (Huang dan Meinschein 1979) diketahui bahwa sampel minyak pada Sumur ASK-1 berasal dari lingkungan pengendapan laut dengan kondisi *anoxic-suboxic* serta memiliki tingkat kematangan *early mature*.

Analisis *fingerprint* dilakukan menggunakan *fingerprint alkane gas chromatography*, m/z 191, dan m/z 217 (Gambar 6). *Fingerprint gas chromatography* Sumur ASK di kedalaman 2002 – 2007 meter pada Formasi Baturaja menunjukkan lingkungan laut karena terjadi penurunan konsentrasi *n*-alkana (kandungan lilin rendah) (Robinson, 1987). *Fingerprint* pada triterpana m/z 191 scan 2100 – 2900 menunjukkan lingkungan transisi memiliki distribusi triterpana yang sangat khas dengan konsentrasi tinggi C₃₀ resin (R) tumbuhan tingkat tinggi (*higher plant*) yang diturunkan alkana siklik dan senyawa C₃₀ 18 α – Oleanana serta memiliki nilai rasio Tm/Ts 1,1 (Robinson, 1987). *Fingerprint* pada sterana m/z 217 scan 1800 – 2800 menunjukkan senyawa dominan C₂₇ maka diinterpretasikan adanya kontribusi alga laut (Huang & Meinschein dalam Waples & Machihara, 1991) Berdasarkan analisis biomarker dengan metode *Gas Chromatography (GC)* dan *Gas Chromatography – Mass Spectrometry (GC – MS)* dapat diketahui bahwa sampel minyak bumi pada Sumur ASK-1 berasal dari *mixed kerogen* dengan lingkungan pengendapan laut.

- Sampel Batuan Induk Sumur ASM-1

Analisis biomarker dilakukan berdasarkan data yang didapat dari instrumen *gas chromatography (GC)* melalui *crossplot Pristane/nC₁₇ vs Phytane/nC₁₈* (Conan & Cassou dalam Hunt, 1996) Gambar 7) sampel batuan

induk pada Sumur ASM-1 diketahui bahwa Formasi Air Benakat berasal dari *mixed kerogen (transitional)* dan *humic kerogen (peat-swamp)*.

Selain itu, analisis biomarker menggunakan GC ini didukung pula oleh *fingerprint* sampel batuan induk pada Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai (Gambar 8). *Fingerprint alkane gas chromatography* Sumur ASM-1 di kedalaman 400 – 410 meter, 580 – 590 meter, 640 – 650 meter, dan 740 meter pada Formasi Air Benakat menunjukkan lingkungan transisi dengan distribusi *n*-alkana yang luas atau didominasi oleh *n*-alkana lilin (C₂₀₊) dan rasio *Pristane/nC₁₇* > 1 selain itu dapat terlihat jika distribusi Pr sangat tinggi jika dibandingkan dengan distribusi Ph (Robinson, 1987). Berdasarkan analisis biomarker dengan menggunakan metode *Gas Chromatography (GC)* dapat diketahui bahwa sampel batuan induk di Sumur ASM-1 pada Formasi Air Benakat berasal dari *mixed kerogen* dan *humic kerogen* dengan lingkungan pengendapan terestrial – transisi.

4.3 Korelasi Batuan Induk – Minyak Bumi

Korelasi antara batuan induk dan minyak bumi dilakukan dengan membandingkan unsur biomarker yang didapat dari hasil analisis parameter *Gas Chromatography (GC)* (Tabel 4). Berdasarkan perbandingan tersebut, diketahui bahwa minyak bumi yang terdapat di Sumur ASK-1 kedalaman 2002 pada Formasi Baturaja tidak memiliki kesamaan karakteristik dengan batuan induk di Sumur ASM-1 pada Formasi Air Benakat. Hal ini mengindikasikan minyak bumi pada Sumur ASK-1 kedalaman 2002 di Formasi Baturaja tidak berasal dari batuan induk Formasi Air Benakat Sumur ASM-1.

Berdasarkan evaluasi biomarker pada sampel minyak di Sumur ASK-1 yang menunjukkan berasal dari *mixed kerogen* dengan lingkungan pengendapan laut, maka

terdapat dua kemungkinan sumber minyak, yaitu dari Formasi Talang Akar ketika terjadinya transgresi laut pada Miosen Awal dengan lingkungan pengendapan laut dangkal (Ginger & Fielding, 2005) dan Formasi Baturaja dengan lingkungan pengendapan laut dangkal yang dapat memproduksi hidrokarbon di area lokalnya (Bishop, 2000).

4.4 Sejarah Pemendaman

Hasil permodelan sejarah pemendaman 1D pada sumur ASD-1, ASK-1, dan ASM-1 dapat diinterpretasikan bahwa proses pengendapan terjadi sebagai berikut (Gambar 9):

- Pada Eosen Akhir– Oligosen Awal

Ketika Eosen Akhir – Oligosen Awal terjadi fase *syn-rift* (Ginger & Fielding, 2005). Pada fase ini terbentuk tinggian (*horst*) dan rendahan (*graben*) yang diakibatkan perubahan sistem tegasan utama yang berarah vertikal. Sesar mendatar berubah menjadi sesar normal karena tegasan utama vertikal dikontrol oleh gravitasi dan pembebanan. Sedimentasi mengisi cekungan di atas batuan dasar bersamaan dengan kegiatan gunung api. Pengendapan sedimen dimulai dengan mengisi graben – graben yang bersumber dari tinggian yang terangkat dan terkikis. Terjadi pengisian awal cekungan oleh Formasi Lahat dengan laju sedimentasi yang lambat dengan ketebalan sedimen yang tidak terlalu tebal.

- Oligosen Awal – Miosen Awal

Rifting berhenti sekitar 29 Ma yang lalu (Oligosen Awal), namun penipisan kerak benua di bawah Cekungan Sumatra Selatan terus mereda karena keseimbangan termal litosfer terbentuk kembali dan dimulainya fase *post-rift*. Kemudian terjadi kenaikan muka air laut yang relatif tinggi menghasilkan transgresi pada cekungan (Ginger & Fielding, 2005). Ketika Oligosen Awal – Miosen Awal laju sedimentasi terjadi dengan kecepatan yang cukup cepat

dan ketebalan sedimen yang cukup tebal yang membentuk Formasi Talang Akar. Formasi Talang Akar ini diendapkan pada lingkungan pengendapan yang berubah dari fluvial menjadi delta dan laut dangkal akibat dari peristiwa transgresi yang terjadi di Cekungan Sumatra Selatan (Ginger & Fielding, 2005).

Transgresi laut berlanjut dengan pengendapan serpih laut yang lebih dalam di atas area graben, dan kondisi laut dangkal di atas intrabasinal dan sebagian besar sisi timur cekungan dan produksi karbonat berkembang pesat saat ini dan mengakibatkan pengendapan batugamping (Ginger & Fielding, 2005). Lalu laju sedimentasi berkurang dengan kecepatan yang cukup cepat dengan ketebalan sedimen yang cukup tebal yang membentuk Formasi Baturaja. Formasi ini diendapkan di atas Formasi Talang Akar secara selaras (Ginger & Fielding, 2005).

- Miosen Awal – Miosen Tengah

Ketika Miosen Awal – Miosen Tengah terjadi laju sedimentasi yang sangat cepat dengan ketebalan sedimen yang tebal yang membentuk Formasi Gumai. Formasi ini terendapkan selama fase transgresif laut maksimum, (*maximum marine transgressive*) (Ginger & Fielding, 2005).

- Miosen Tengah – Miosen Akhir

Ketika Miosen Tengah – Miosen Akhir terjadi laju sedimen yang cepat dengan ketebalan sedimen yang tebal yang membentuk Formasi Air Benakat. Formasi Air Benakat terendapkan pada fase regresi ketika kondisi laut dalam yang terjadi pembentukan Formasi Gumai secara bertahap digantikan oleh laut dangkal (Ginger & Fielding, 2005).

- Miosen Akhir – Pliosen

Ketika Miosen Akhir – Pliosen terjadi vulkanisme besar di Pegunungan Barisan menyebabkan peningkatan lebih lanjut dalam komponen vulkaniklastik dan regresi lebih lanjut mengakibatkan kondisi

kontinental terbentuk di seluruh Sumatra Selatan (Ginger & Fielding, 2005). Sedimentasi pun terus melaju dengan kecepatan yang lambat dengan ketebalan sedimen yang cukup tebal yang membentuk Formasi Muara Enim. Formasi Muara Enim terendapkan selaras diatas Formasi Air Benakat dan terbentuk ketika fase regresi (Ginger & Fielding, 2005). Orogenesa yang besar, yaitu orogenesa Bukit Barisan yang membentang di Sumatra Selatan terjadi dari 5 Ma yang lalu (Pliosen) hingga saat ini. Lipatan transpresional memanjang dengan orientasi baratlaut – tenggara yang terbentuk di sepanjang cekungan dan memotong struktur yang terjadi saat *syn-rift* yang menyebabkan terbentuknya jebakan (*trap*) hidrokarbon. Selain itu akibat dari peningkatan aktivitas vulkanik yang terjadi maka pada Pliosen pun terjadi pengangkatan Pegunungan Barisan dan erosi (Ginger & Fielding, 2005).

Sumur ASD-1 telah memasuki fase *early mature* pada kedalaman 1100 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma), *peak mature* di kedalaman 1300 m pada Formasi Baturaja yang berumur Miosen Awal (18 Ma), dan *late mature* di kedalaman 1950 m pada *Basement* yang berumur Eosen Awal (49 Ma). Sumur ASK-1 telah memasuki fase *early mature* pada kedalaman 1350 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma) dan memasuki fase *peak mature* di kedalaman 1600 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma). Sumur ASM-1 telah memasuki fase *early mature* pada kedalaman 1300 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma) dan memasuki fase *peak mature* di kedalaman 1600 m pada Formasi Baturaja yang berumur Miosen Awal (18 Ma).

4.6 Petroleum System Daerah Penelitian

Petroleum system di daerah penelitian didasarkan pada hasil evaluasi geokimia batuan induk di daerah penelitian dan juga secara regional dalam studi literatur.

Berdasarkan korelasi penampang sumur ASD-1, ASK-1, dan ASM-1 dari *depth structure map basement* oleh KST Unpad (2014) dengan skala 1:500.000 (Gambar 10) diketahui bahwa yang berperan sebagai *source rock* berdasarkan karakteristik minyak pada Sumur ASK-1 adalah Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, selain itu, Formasi Lahat juga berperan sebagai *source rock* di Cekungan Sumatra Selatan. Peran reservoir terdapat pada Formasi Baturaja berdasarkan keterdapat sampel minyak bumi di Sumur ASK-1, Formasi Talang Akar, Formasi Lahat, dan Formasi Gumai, lalu yang berperan sebagai *seal* adalah lapisan *shale* pada Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat.

5. KESIMPULAN

- Karakteristik batuan induk pada daerah penelitian menunjukkan bahwa pada Sumur ASD-1 batuan induk efektif terdapat pada Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Pada Sumur ASK-1 batuan induk efektif terdapat pada Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Pada Sumur ASM-1 batuan induk efektif terdapat pada Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, dan Formasi Baturaja, sedangkan batuan induk potensial terdapat pada Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat.
- Berdasarkan analisis biomarker diketahui bahwa sampel minyak bumi pada Sumur ASK-1 berasal dari *mixed kerogen* dengan material organik campuran alga dan *higher plant* dan lingkungan pengendapan laut. Sampel batuan induk Formasi Air Benakat pada sumur ASM-1 berasal dari *mixed kerogen dan humic kerogen* dengan material organik *higher plant* dan lingkungan pengendapan terestrial – transisi. Sampel batuan induk Formasi Gumai pada sumur ASM-1 berasal dari *humic kerogen* dengan material

organik *higher plant* dan lingkungan pengendapan terrestrial-transisi.

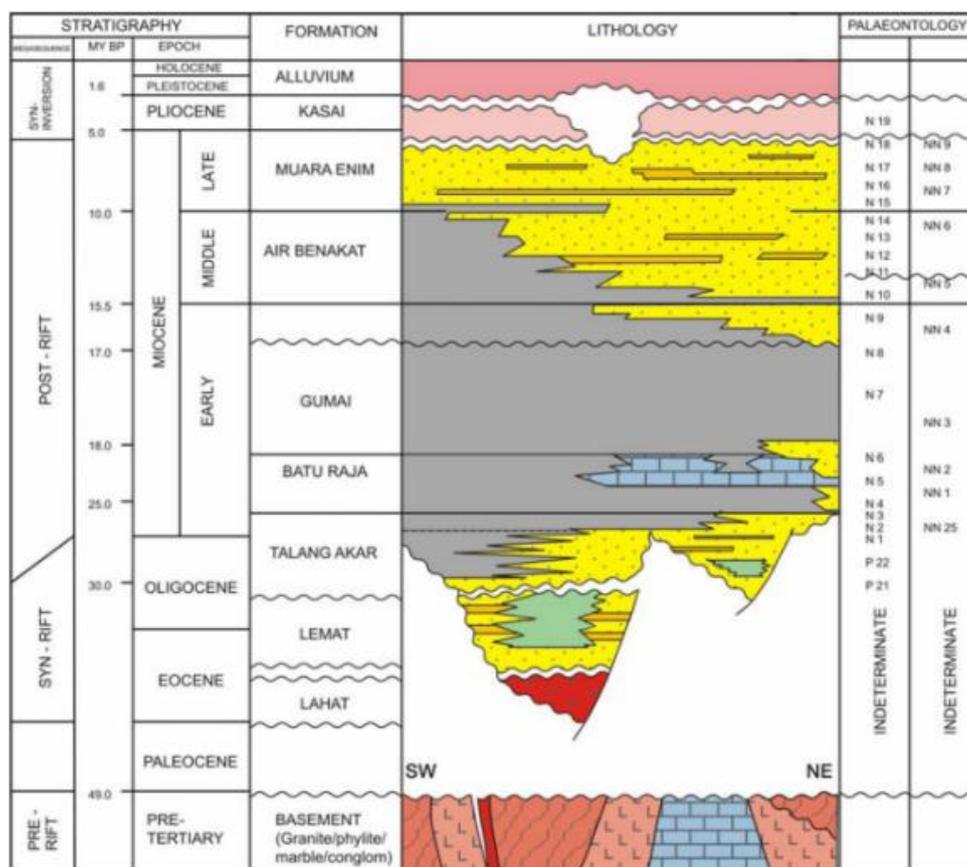
- Korelasi antara minyak bumi dengan batuan induk dilakukan dengan menggunakan metode *Gas Chromatography* (GC). Korelasi diketahui bahwa minyak bumi yang terdapat di Sumur ASK-1 pada kedalaman 2002 tidak memiliki kesamaan karakteristik dengan batuan induk di Sumur ASM-1, sehingga minyak bumi yang berada pada Sumur ASK-1 tidak berasal dari batuan induk pada Sumur ASM-1.
- Berdasarkan analisis sejarah pemendaman 1D diketahui bahwa sumur ASD-1 telah memasuki fase *early mature* pada kedalaman 1100 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma), *peak mature* di kedalaman 1300 m pada Formasi Baturaja yang berumur Miosen Awal (18 Ma), dan *late mature* di kedalaman 1950 m pada *Basement* yang berumur Eosen Awal (49 Ma). Sumur ASK-1 telah memasuki fase *early mature* pada kedalaman 1350 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma) dan memasuki fase *peak mature* di kedalaman 1600 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma). Sumur ASM-1 telah memasuki fase *early mature* pada kedalaman 1300 m pada Formasi Gumai yang berumur Miosen Tengah (13,5 Ma) dan memasuki fase *peak mature* di kedalaman 1600 m pada Formasi Baturaja yang berumur Miosen Awal (18 Ma).
- Berdasarkan evaluasi batuan induk dan implikasinya terhadap *petroleum system* diketahui bahwa yang berperan sebagai *source rock* berdasarkan karakteristik minyak pada Sumur ASK-1 adalah Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, selain itu, Formasi Lahat juga berperan sebagai

source rock di Cekungan Sumatera Selatan. Peran reservoir terdapat pada Formasi Talang Akar, Formasi Lahat, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai, serta *seal* Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat.

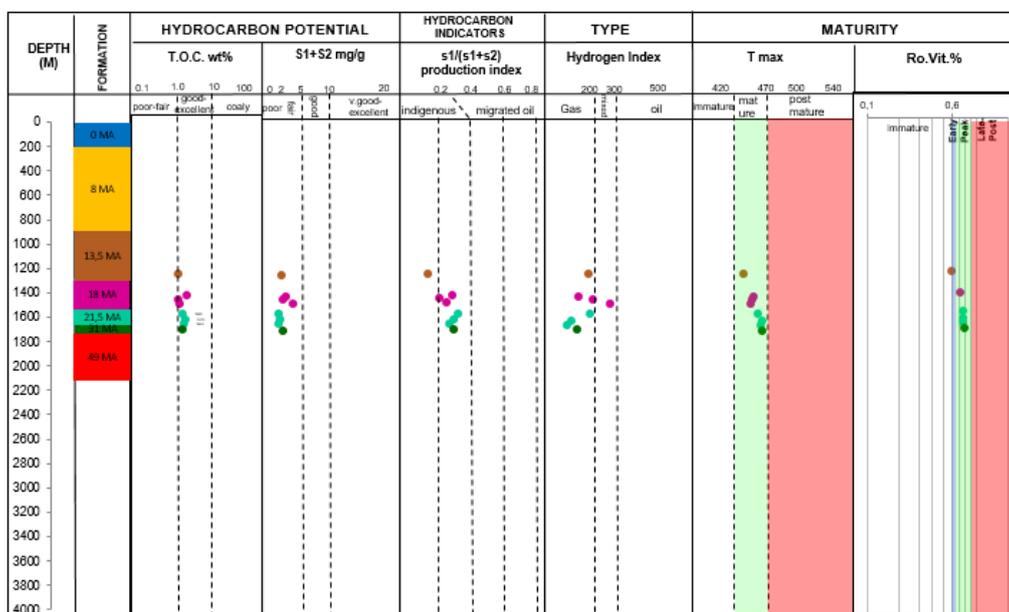
DAFTAR PUSTAKA

- Ariyanto, Y. (2011). *Permodelan Impedansi Akustik untuk Karakteristik Reservoir pada Daerah "X", Sumatera Selatan*. Universitas Indonesia.
- Bishop, M. G. (2000). *Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia*. USGS.
- Caughey, et al. (1996). *South Sumatra Basin" In Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application"*. Jakarta: Pertamina BPPKA (Foreign Contractors Ventures Development Body).
- De Coster, G. L. (1974). *The Geology of the Central and South Sumatra Basins. Proceeding Indonesia Petroleum Association 4th Annual Convention*.
- Elinur, Priyarso, D. S., Tambunan, M., & Firdaus, M. (2010). *Perkembangan Konsumsi Dan Penyediaan Energi Dalam Perekonomian Indonesia. Indonesian Journal of Agricultural Economics (IJAE), 2(1)*.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). *The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basins. IPA 05-G-039. Proceeding Indonesian Petroleum Association., 67–89*.
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd Edition*. New York :W H Freeman and Company.
- Panggabean, H., & Santy, L. D. (2012). *Sejarah Penimbunan Cekungan*

- Sumatra Selatan dan Implikasinya Terhadap Waktu Generasi Hidrokarbon. *JSDG*, 22(4), 225–235.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. *The Petroleum System From Source To Trap, January 1994*, 93–120.
- Pulonggono, A., Hario, A., & Kosuma, C. G. (1992). Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatra Basin: A Study of SARMaps. *Proceedings Indonesia Petroleum Association (IPA) 21 Annual Convention*, 339–359.
- Robinson, K. M. (1987). An Overview of Source Rocks and Oils in Indonesia. *Proceeding Indonesia Petroleum Association 16th Annual Convention*, 97–122.
- Waples, D. W., & Machihara, T. (1991). *Biomarkers for Geologists-A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*. USA: AAPG Methods in Exploration series No. 9, American Association Petroleum Geologist.
- Wibowo, S. S., & Subroto, E. A. (2017). Studi Geokimia Dan Pemodelan Kematangan Batuan Induk Formasi Talangakar Pada Blok Tungkal, Cekungan Sumatra Selatan. *Bulletin of Geology*, 1(1), 54–64.



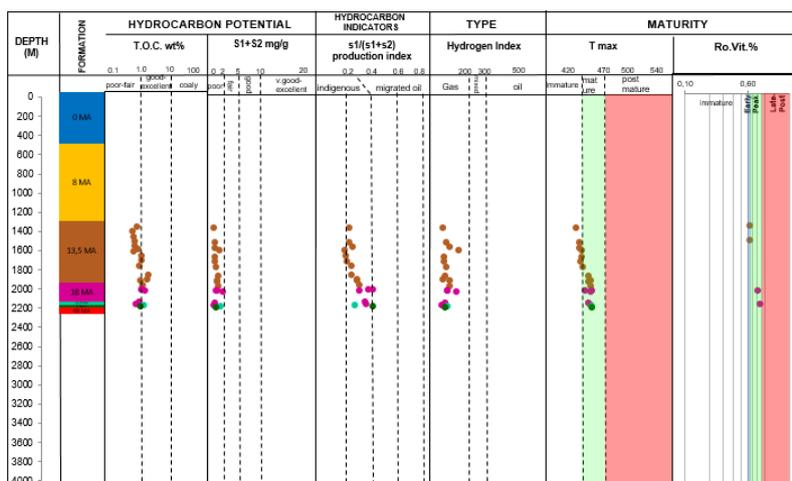
Gambar 1. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005)



Gambar 2. Hasil Analisis Geokimia Sumur ASD-1

Tabel 1. Summary Table Sumur ASD-1

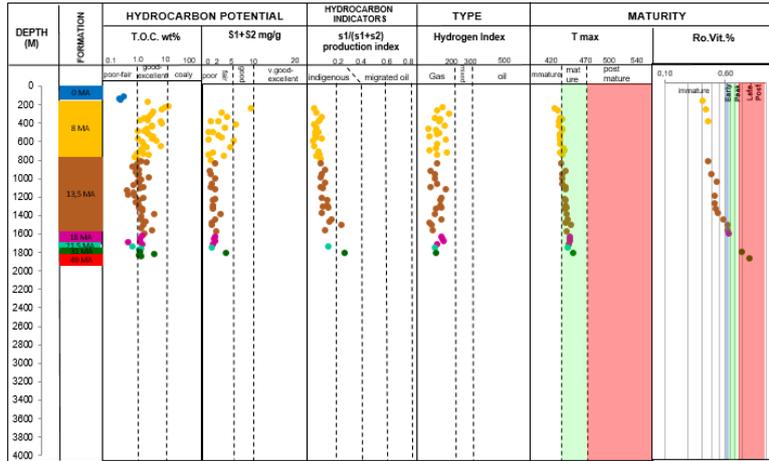
FORMASI	ASD -1							Klasifikasi
	Kuantitas				Kualitas	Kematangan		
	TOC	S1	S2	PY	HI	Ro	Tmax	
Muara Enim	-	-	-	-	-	-	-	-
Air Benakat	-	-	-	-	-	-	-	-
Gumai	1,06 (good)	0,31 (poor)	1,83 (poor)	2,14 (fair)	173 (Tipe III)	0,60 (early mature)	443 (early mature)	Batuan Induk Efektif
Baturaja	1,06 – 1,71 (good)	0,53 – 1,05 (fair – good)	1,99 – 3,07 (poor – fair)	2,52 – 4,12 (fair)	125 – 265 (Tipe II – III)	0,72 (peak mature)	451 – 453 (late mature)	Batuan Induk Efektif
Talang Akar	0,77 – 1,63 (fair – good)	0,42 – 0,64 (poor – fair)	1,37 – 1,56 (poor)	1,90 – 2,20 (poor – fair)	76 – 177 (Tipe III)	0,75 – 0,76 (peak mature)	458 – 464 (late mature)	Batuan Induk Efektif
Lahat	1,36 (good)	0,68 (fair)	1,68 (poor)	2,36 (fair)	124 (Tipe III)	0,79 (peak mature)	463 (late mature)	Batuan Induk Efektif



Gambar 3. Hasil Analisis Geokimia Sumur ASK-1

Tabel 2. Summary Table Sumur ASK-1

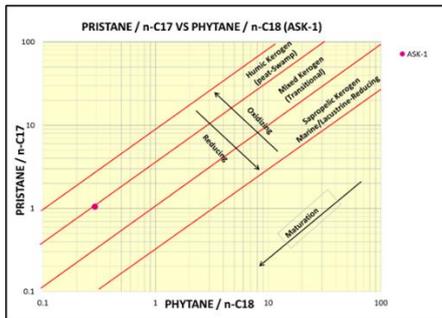
FORMASI	ASK -1							Klasifikasi
	TOC	S1	S2	PY	HI	Ro	Tmax	
Muara Enim	-	-	-	-	-	-	-	-
Air Benakat	-	-	-	-	-	-	-	-
Gumai	0,71 – 2,03 (fair – good)	0,11 – 0,39 (poor)	0,40 – 1,21 (poor)	0,51 – 1,49 (poor)	54 – 143 (Tipe III)	0,64 (early mature)	427 – 449 (early – peak mature)	Batuan Induk Efektif
Baturaja	0,89 – 1,65 (fair – good)	0,15 – 0,65 (poor – fair)	0,29 – 0,65 (poor)	0,44 – 2,15 (poor – fair)	54 – 92 (Tipe II)	0,80 – 0,85 (peak mature)	440 – 450 (early – peak mature)	Batuan Induk Efektif
Talang Akar	1,5 (good)	0,42 (poor)	1,48 (poor)	1,9 (poor)	76 (Tipe III)	-	450 (peak mature)	Batuan Induk Efektif
Lahat	1,24 (good)	0,32 (poor)	0,49 (poor)	0,81 (poor)	65 (Tipe III)	-	451 (late mature)	Batuan Induk Efektif
Basement	0,19 – 1,16 (poor – good)	0,08 – 0,23 (poor)	0,04 – 0,40 (poor)	0,13 – 0,63 (poor)	11 – 57 (none – Tipe III)	0,95 – 0,98 (late mature)	377 – 455 (immature – late mature)	-



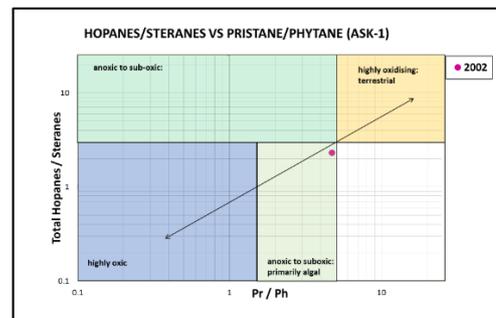
Gambar 4. Hasil Analisis Geokimia Sumur ASM-1

Tabel 3. Summary Table Sumur ASM-1

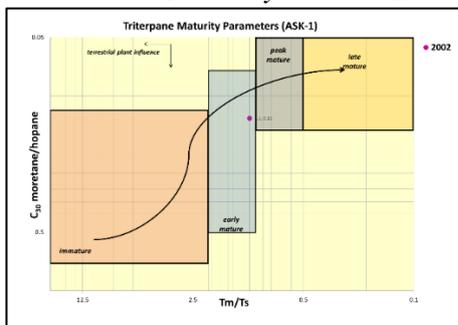
FORMASI	Kuantitas				Kualitas	Kematangan		Klasifikasi
	TOC	S1	S2	PY	HI	Ro	Tmax	
Muara Enim	0,27 – 0,37 (poor)	-	-	-	-	-	-	-
Air Benakat	0,83 – 9,56 (fair – excellent)	0,03 – 0,31 (poor)	0,48 – 8,84 (poor – good)	0,51 – 9,15 (poor – good)	50 – 163 (Type III)	0,31 – 0,36 (immature)	422 – 435 (immature)	Batuan Induk Potensial
Gumai	0,48 – 3,36 (poor – very good)	0,07 – 0,30 (poor)	0,63 – 2,69 (poor – fair)	0,71 – 2,94 (poor – fair)	54 – 144 (Type III)	0,36 – 0,65 (immature – early)	431 – 446 (immature – peak)	Batuan Induk Potensial
Baturaja	0,52 – 1,34 (fair – good)	0,18 – 0,31 (poor)	1,24 – 1,59 (poor)	1,42 – 1,90 (poor)	93 – 133 (Type III)	0,66 (peak mature)	443 – 444 (early mature)	Batuan Induk Efektif
Talang Akar	0,67 – 1,25 (fair – good)	0,17 (poor)	1,08 (poor)	1,25 (poor)	86 (Type III)	0,96 – 1,21 (late mature)	442 (early mature)	Batuan Induk Efektif
Lahat	1,08 – 3,25 (good – very good)	1,10 (good)	3,03 (fair)	4,13 (fair)	93 (Type III)	-	449 (peak mature)	Batuan Induk Efektif



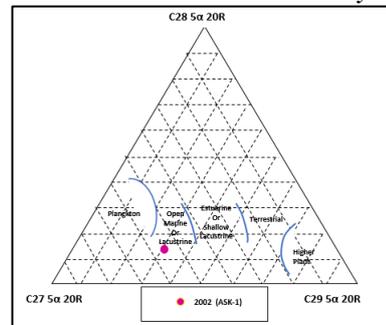
A. Pristane/n-C₁₇ vs Phytane/n-C₁₈ ASK-1



B. Hopanes/Steranes vs Pristane/Phytane ASK-1

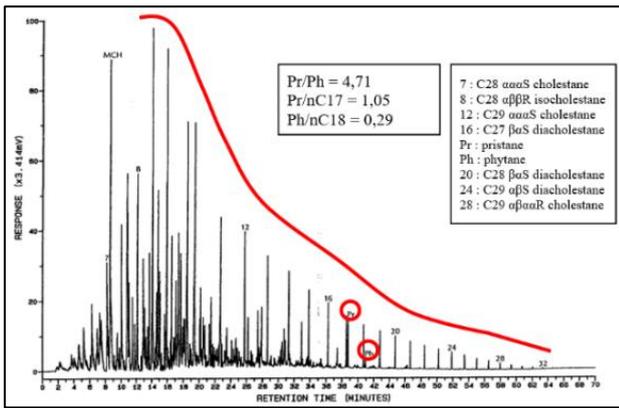


C. Hopanes/Steranes vs Tm/Ts ASK-1

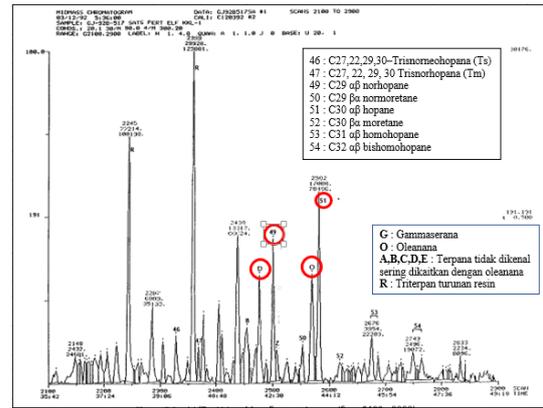


D. Sterane ASK-1

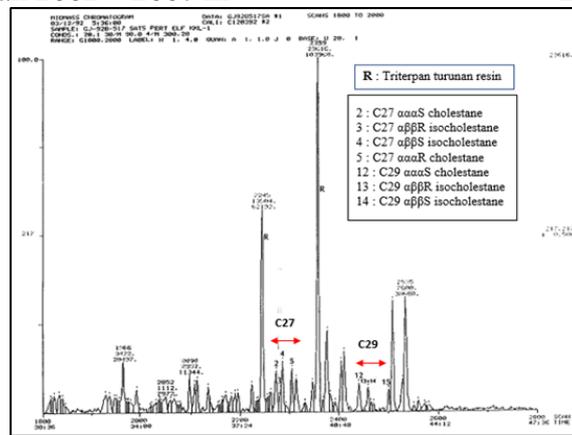
Gambar 5. Hasil Analisis Biomarker Sampel Hidrokarbon Sumur ASK-1



A. Fingerprint Alkane Gas Chromatography Sumur ASK-1 Kedalaman 2002 – 2007 m

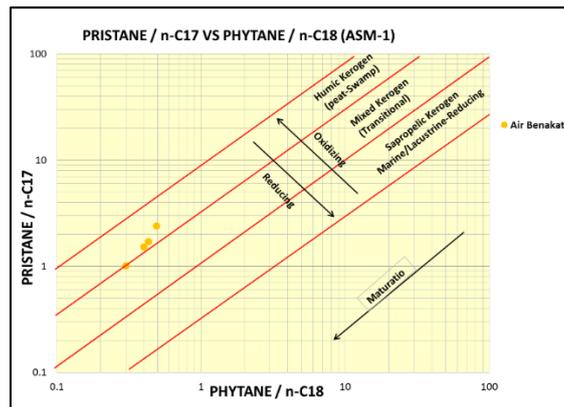


B. Fingerprint m/z 191 Sumur ASK-1 Scan 2100 – 2900



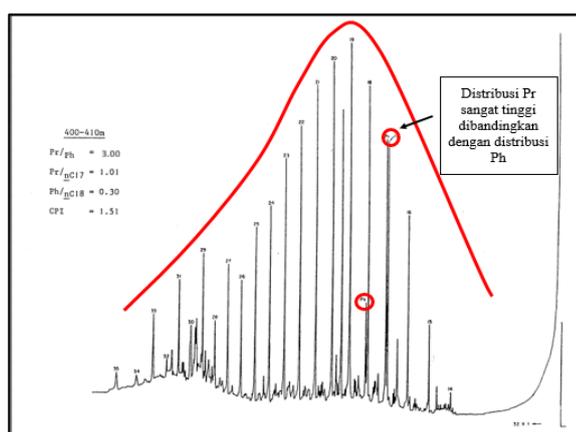
C. Fingerprint m/z 217 Sumur ASK-1 Scan 1800 – 2800

Gambar 6. Fingerprint Sampel Hidrokarbon Sumur ASK-1

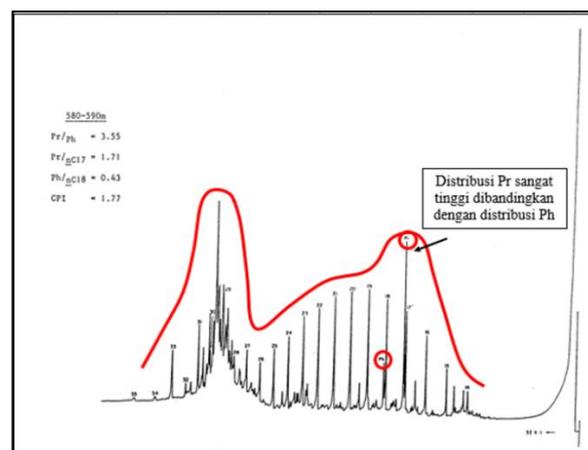


Pristane/n-C₁₇ vs Phytane/n-C₁₈ ASK-1

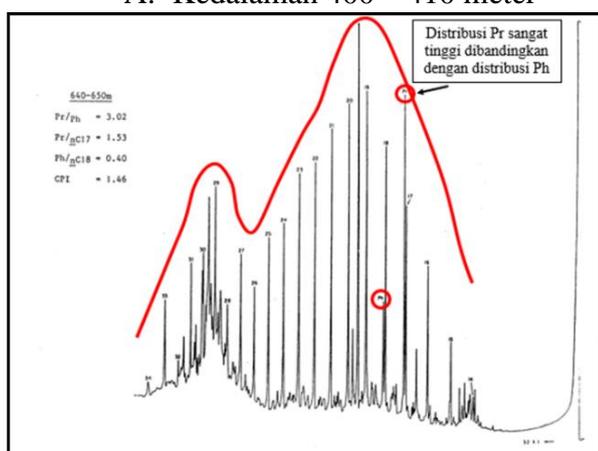
Gambar 7. Hasil Analisis Biomarker Sampel Batuan Induk Sumur ASM-1



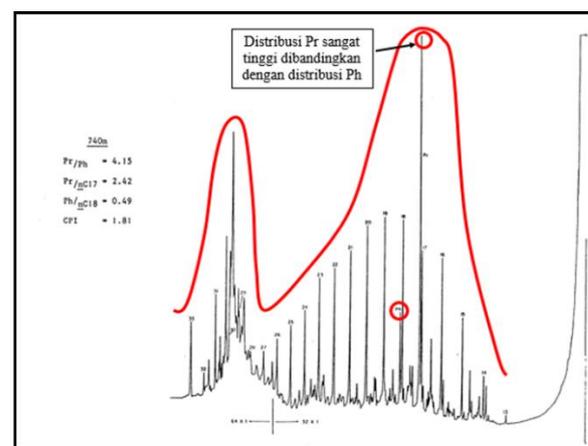
A. Kedalaman 400 – 410 meter



B. Kedalaman 580 – 590 meter



C. Kedalaman 640 – 650 meter

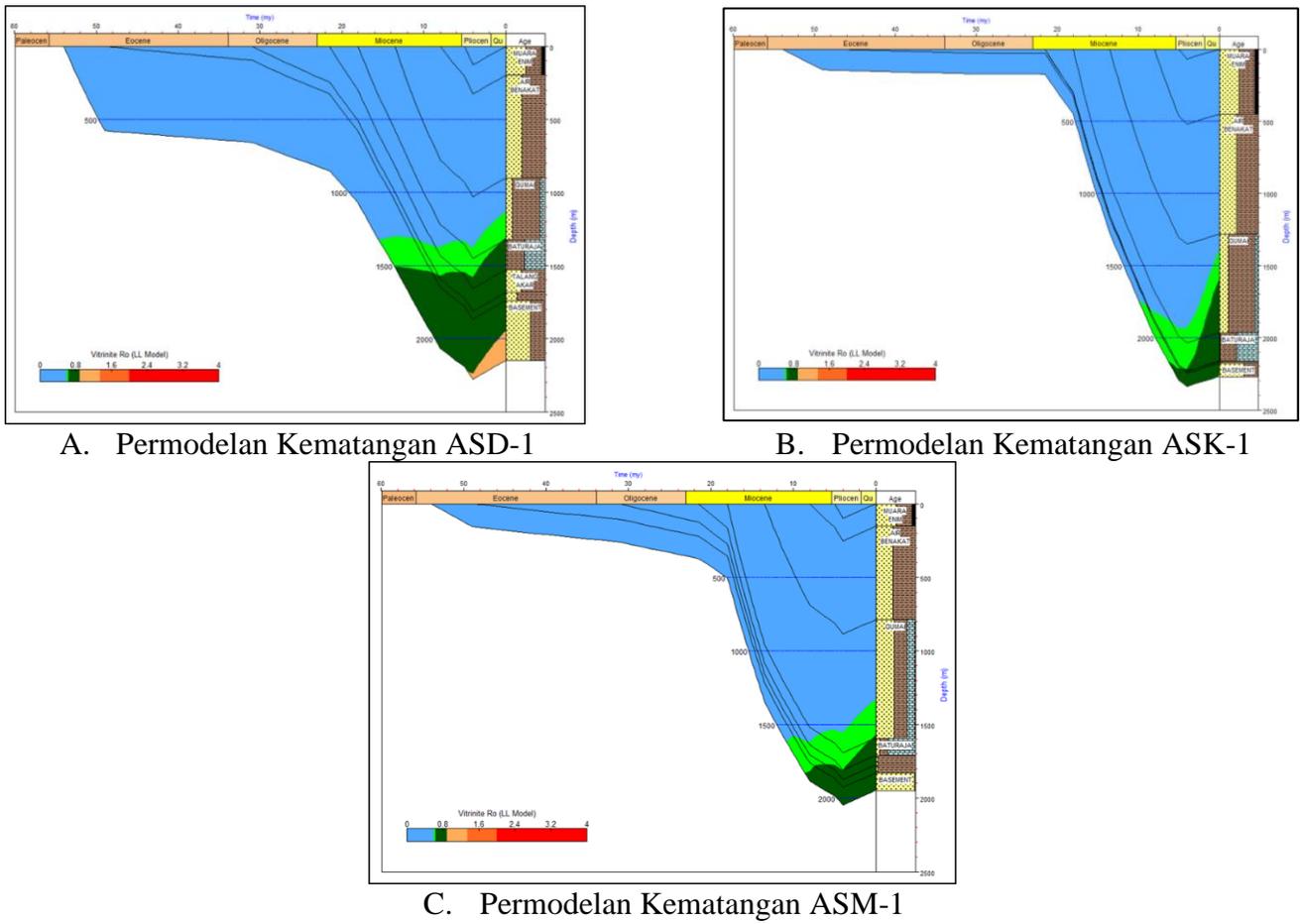


D. Kedalaman 740 meter

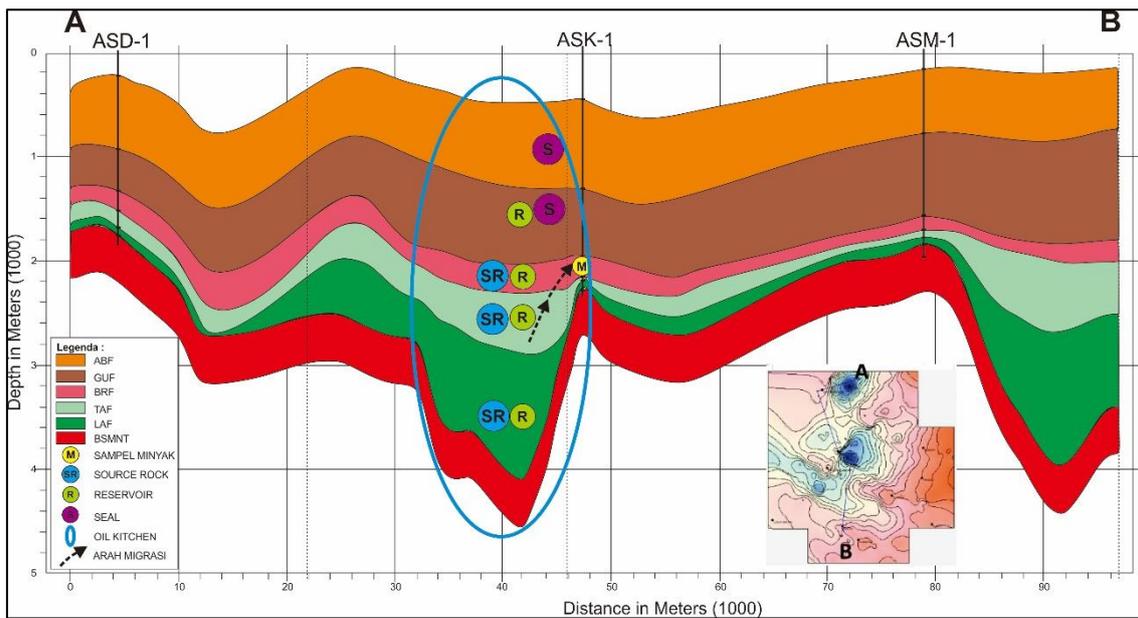
Gambar 8. Fingerprint Sampel Batuan Induk Sumur ASM-1

Tabel 4. Korelasi Batuan Induk – Minyak Bumi

Sumur	Sampel	Depth	Formasi	Asal Material Organik (Pr vs Ph)	Asal Material Organik dan Tingkat Oksidasi (Pr/Ph vs Pr)	Lingkungan Pengendapan (Fingerprint GC)	Kesimpulan
ASK-1	Minyak	2002	Baturaja	Mixed Kerogen (Transitional)	Mixed Alga & Higher Plant (Anoxic-Suboxic)	Marine	Sampel hidrokarbon pada Sumur ASK-1 berasal dari mixed kerogen dengan lingkungan pengendapan laut
ASM-1	Batuan Induk	400	Air Benakat	Mixed Kerogen (Transitional)	Higher Plant (Anoxic-Suboxic)	Transitional	Formasi Air Benakat pada sumur ASM-1 berasal dari mixed kerogen dan humic kerogen dengan lingkungan pengendapan terestrial - transisi
		580	Air Benakat	Humic Kerogen (Peat-Swamp)	Higher Plant (Anoxic-Suboxic)	Transitional	
		640	Air Benakat	Humic Kerogen (Peat-Swamp)	Higher Plant (Anoxic-Suboxic)	Transitional	
		740	Air Benakat	Humic Kerogen (Peat-Swamp)	Higher Plant (Anoxic-Suboxic)	Transitional	



Gambar 9. Permodelan Kematangan Sumur ASD-1, ASK-1, dan ASM-1



Gambar 10. Petroleum System Daerah Penelitian