

Analisis Biomarka Minyak Mentah Sumur Tua Blok Cepu, Formasi Wonocolo, Jawa Timur

Miranti Widi Puspita Ayu, Perry Burhan, Yulfi Zetra
Departemen Kimia, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: perry.burhan@esdm.go.id

Abstrak—Analisis biomarka fraksi hidrokarbon alifatik dan aromatik pada sampel minyak mentah Blok Cepu, formasi Wonocolo, Jawa Timur dilakukan untuk mengetahui implikasi geokimia organik guna membantu upaya reaktivasi sumur tua di daerah tersebut. Analisis biomarka dilakukan melalui metode fraksinasi serta identifikasi struktur menggunakan instrumen Kromatografi Gas - Spektrometri Massa (KG-SM), sehingga dapat diketahui tingkat kematangan termal pada sampel minyak Blok Cepu. Didapatkan nilai CPI sebesar 1,68, LHCPI sebesar 0,88, rasio Ts/Tm sebesar 0,55 serta ditemukannya senyawa $17\beta(H),21\alpha(H)$ -hopana, dan $17\alpha(H),21\beta(H)$ -30-homohopana konfigurasi (22S) dengan kelimpahan tinggi menunjukkan kematangan termal yang rendah dari sampel minyak mentah Blok Cepu yang dianalisis. Keberadaan senyawa 1,6-DMN dan kadalena dengan kelimpahan tinggi serta ditemukannya senyawa seterana dengan ikatan tak jenuh juga menunjukkan kematangan termal yang rendah pada sampel minyak Blok Cepu.

Kata Kunci—Alifatik, Aromatik, Biomarka, Blok Cepu, KG-SM, Minyak Mentah.

I. PENDAHULUAN

ENERGI merupakan sektor yang strategis dan mempunyai peranan penting dalam pencapaian tujuan sosial, ekonomi, dan lingkungan untuk pembangunan berkelanjutan serta merupakan pendukung bagi kegiatan ekonomi nasional. Kebutuhan energi Indonesia dari tahun ke tahun mengalami peningkatan seiring dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi dan jumlah penduduk Indonesia. Ketergantungan terhadap energi fosil, terutama minyak bumi dalam pemenuhan konsumsi di dalam negeri masih tinggi, yaitu sebesar 96% dari total konsumsi energi nasional [1-2].

Kebutuhan minyak Indonesia dimasa mendatang diprediksi akan terus meningkat, sedangkan produksi minyak bumi cenderung menurun selama 10 tahun terakhir. Ada banyak faktor yang membuat produksi minyak bumi menurun, salah satunya adalah kondisi lapangan minyak bumi itu sendiri. Tercatat, sebesar 72% produksi minyak bumi di Indonesia berasal dari lapangan - lapangan tua yang telah berproduksi lebih dari 30 tahun sementara produksi minyak di sumur baru relatif masih terbatas [3-4].

Terbatasnya produksi minyak bumi di sumur - sumur baru, menimbulkan beberapa solusi untuk memenuhi kebutuhan energi minyak bumi Indonesia. Salah satunya yaitu melakukan reaktivasi sumur-sumur tua yang sudah ditinggalkan [2]. Indonesia memiliki banyak sumur tua yang dapat direaktivasi untuk meningkatkan dan mengoptimalkan produksi minyak bumi di dalam suatu wilayah kerja. Salah satu daerah yang dapat direaktivasi adalah sumur - sumur tua yang berada di Blok Cepu, formasi Wonocolo [5]. Cekungan

Jawa Timur bagian Utara dibagi menjadi tiga zona, yakni: Zona Kendeng, Zona Pegunungan Selatan, dan Zona Rembang. Sumur-sumur tua di formasi Wonocolo, Blok Cepu, termasuk dalam Zona Rembang. Zona Rembang berada di perbukitan membentuk struktur jebakan atau perangkap dari hidrokarbon. Sehingga terdapat banyak titik sumur minyak bumi yang masih aktif di daerah tersebut [6].

Upaya reaktivasi sumur tua memerlukan beberapa informasi geokimia organik disamping informasi geologi dan geofisikanya. Kajian geokimia organik melalui analisis biomarka dapat digunakan untuk mengetahui tingkat kematangan dari minyak mentah Blok Cepu formasi Wonocolo. Biomarka merupakan senyawa penanda biologi atau senyawa fosil yang mempunyai kerangka dasar sama dengan prekursornya pada makhluk hidup [7]. Penelitian yang dilakukan oleh Perry Burhan pada minyak mentah Tarakan juga melaporkan keberadaan biomarka hidrokarbon alifatik dan aromatik seperti senyawa *n*-alkana, senyawa hopanoid serta keberadaan derivat naftalena dan fenantrena dari fraksi aromatik, dapat mengindikasikan tingkat kematangan dari sampel minyak mentah [8].

Analisis kandungan biomarka dalam sampel minyak mentah Blok Cepu yang akan dilaporkan dalam tulisan ini menggunakan metode fraksinasi dan Kromatografi Gas - Spektrometri Massa (KG-SM) [7]. Kajian geokimia organik melalui analisis biomarka pada sampel minyak mentah ini, diharapkan dapat memberikan informasi yang dibutuhkan dalam rangka rencana reaktivasi sumur - sumur tua di daerah Blok Cepu formasi Wonocolo, yang sudah ditinggalkan oleh perusahaan minyak sebelumnya.

II. METODOLOGI PENELITIAN

A. Ekstraksi Minyak Blok Cepu

Sampel minyak mentah diambil sebanyak 50 mL dipisahkan dari fraksi air menggunakan corong pisah hingga membentuk dua (2) lapisan, lapisan atas adalah minyak sedangkan lapisan bawah adalah air. Pisahkan lapisan atas yang merupakan lapisan minyak dari lapisan bawah yang merupakan air. Minyak hasil ekstraksi ditambahkan dengan pelarut *n*-heksana berlebih, kemudian didiamkan selama 24 jam. Endapan berupa bitumen yang terbentuk setelah 24 jam disaring dari filtrat yang berupa malten menggunakan kertas saring *Whatman* [9]. Filtrat yang merupakan malten diambil dan diuapkan pelarutnya menggunakan rotari evaporator vakum, menghasilkan ekstrak organik total atau disebut EOT. Proses pemisahan bitumen dari malten menghasilkan bitumen sebanyak 1,75 gram dan malten atau EOT sebanyak 2,10 gram. EOT yang diperoleh dilakukan analisis lebih

lanjut yakni fraksinasi untuk pemisahan atas fraksi hidrokarbon alifatik dan aromatik.

B. Fraksinasi Minyak Blok Cepu

Ekstrak Organik Total (EOT) dari sampel minyak Blok Cepu yang diperoleh, difraksinasi dengan metode kromatografi kolom untuk mendapatkan fraksi hidrokarbon alifatik dan aromatik. Sebelum dilakukan fraksinasi, maka disiapkan terlebih dahulu kolom yang akan digunakan dengan cara memasukkan kapas dan pasir laut (*sea sand*) ke dalam kolom. Selanjutnya dicampur 100 gram silika gel GF254 ukuran 60 mesh untuk kromatografi kolom dengan 150 mL pelarut *n*-heksana sebagai fasa diam dan dimasukkan ke dalam kolom yang telah dipersiapkan pada tahap sebelumnya. Fasa diam dalam kolom dipadatkan dengan cara dialiri pelarut *n*-heksana secara berulang, hingga fasa diam dalam kolom benar-benar sudah padat dan homogen [10-11].

EOT dari Sampel minyak mentah dimasukkan ke dalam kolom dan dilakukan elusi secara bertingkat dengan pelarut *n*-heksana, diklorometana dan metanol sebagai fasa gerak. Pelarut *n*-heksana digunakan untuk mendapatkan fraksi hidrokarbon alifatik, pelarut diklorometana digunakan untuk mendapatkan fraksi hidrokarbon aromatik, sedangkan pelarut metanol untuk mendapatkan fraksi organik polar. Selanjutnya dilakukan proses penguapan pelarut menggunakan rotari evaporator vakum untuk ketiga fraksi yang didapatkan [4], [10], [12].

Fraksi hidrokarbon aromatik yang telah diuapkan pelarutnya didesulfurisasi dengan serbuk Cu (metode: [12-13]). Desulfurisasi dilakukan dengan cara melarutkan ekstrak pekat hidrokarbon aromatik dalam 10 mL pelarut diklorometana, selanjutnya dialirkan ke dalam kolom kecil yang telah diisi dengan serbuk Cu dan ditampung filtratnya. Filtrat hidrokarbon aromatik yang sudah didesulfurisasi dan fraksi hidrokarbon alifatik dikeringkan dari pelarutnya dengan cara meniupkan gas nitrogen ke dalamnya sehingga diperoleh ekstrak pekat masing-masing sebesar 0,83 gram untuk ekstrak organik fraksi hidrokarbon alifatik dan 0,61 gram untuk hidrokarbon aromatik. Fraksi hidrokarbon aromatik dan alifatik kemudian dianalisis menggunakan Kromatografi Gas-Spektrometri Massa (KG-SM) untuk mengidentifikasi struktur biomarka.

C. Analisis dengan Kromatografi Gas-Spektrometri Massa (KG-SM)

Instrumen yang digunakan adalah KG-SM Agilent GCMSD5975C dengan tipe kolom HP-5MS (60 μm x 250 μm x 0,33 μm). Gas pembawa yaitu gas helium (He), spektrometer massa dioperasikan dengan energi elektron 70 eV. Analisis dilakukan dengan kondisi operasional yaitu suhu isothermal 70 °C dipertahankan selama 1 menit, dinaikkan menjadi 100 °C dengan kecepatan 10°C/menit dan dinaikkan kembali menjadi 180 °C dengan kecepatan 1°C/menit, kemudian dinaikkan lagi menjadi 315 °C dengan kecepatan 5 °C/menit. Suhu akhir isothermal 315 °C dipertahankan selama 7 menit.

D. Identifikasi Struktur dan Analisis Data

Senyawa-senyawa diidentifikasi berdasarkan fragmentogram *m/z* spesifik, pola waktu retensi dan fragmentasi spektrum massa yang diperoleh dan dibandingkan dengan hasil yang telah dilaporkan oleh

peneliti sebelumnya. Kelimpahan senyawa dihitung menggunakan area puncak yang diperoleh dalam mode integrasi manual. Data kelimpahan digunakan untuk menentukan parameter geokimia, seperti Pr/Ph, Pr/*n*-C₁₇, Ph/*n*-C₁₈, CPI, LHCPI, *Index Wax*, Ts/Tm, Ts/Ts+Tm, MPI₃.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Ekstraksi dan Fraksinasi Minyak Blok Cepu

Minyak yang didapatkan dari hasil ekstraksi dalam corong pisah ditimbang dengan berat 18,99 gram. Minyak hasil ekstraksi tersebut ditambahkan dengan *n*-heksana dan disaring menggunakan kertas saring, menghasilkan filtrat berupa malten atau ekstrak organik total (EOT) dengan berat 2,10 gram dan endapannya berupa bitumen dengan berat 1,75 gram. Fraksi Malten hasil dari proses ekstraksi, difraksinasi menggunakan silika gel GF254 ukuran 60 mesh untuk kromatografi kolom dengan metode gradien pelarut.

Fraksi hidrokarbon alifatik dielusi dengan pelarut *n*-heksana karena hidrokarbon alifatik bersifat non-polar, fraksi hidrokarbon aromatik dengan eluen diklorometana (DCM) karena hidrokarbon aromatik bersifat polar dan fraksi polar dielusi dengan metanol karena tingkat kepolarannya lebih tinggi dibandingkan dengan senyawa hidrokarbon aromatik [10-11]. Sebelum fraksi hidrokarbon alifatik dan aromatik dianalisis menggunakan Kromatografi Gas-Spektrometri Massa, fraksi hidrokarbon aromatik didesulfurisasi menggunakan metode yang dilakukan oleh rujukan pada sampel geologi Israel sehingga menghasilkan fraksi hidrokarbon aromatik bebas dari senyawa belerang [12].

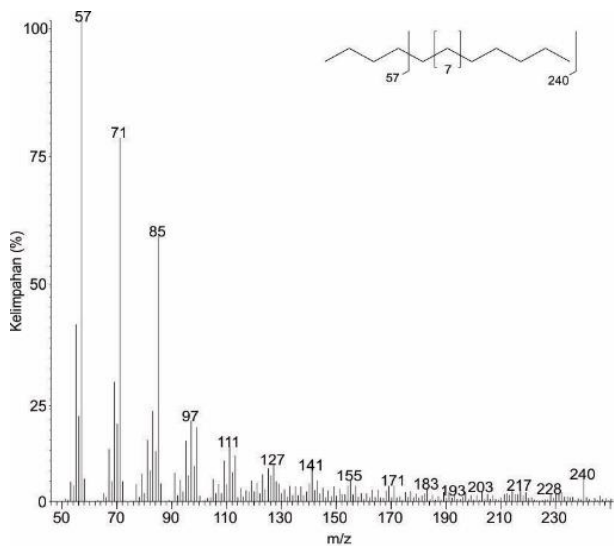
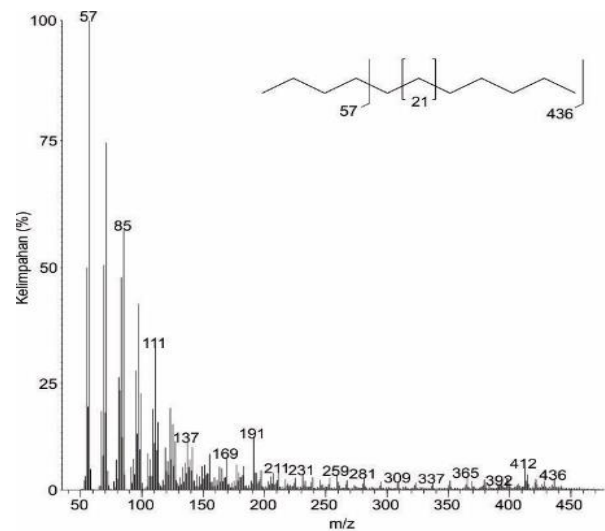
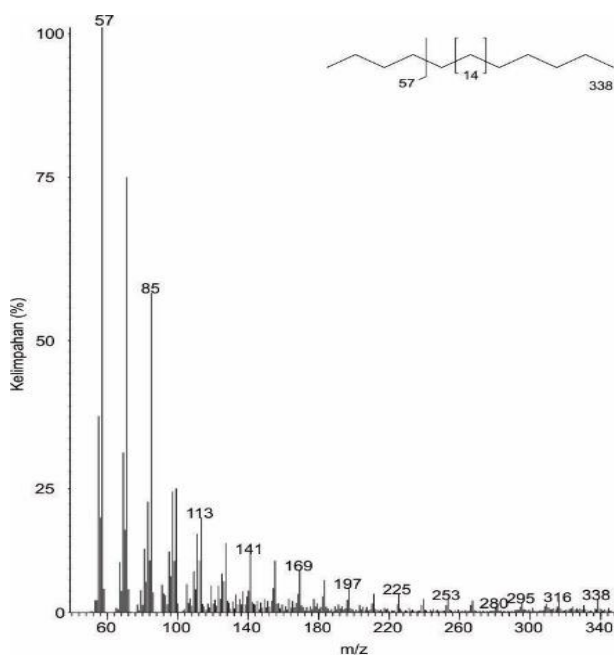
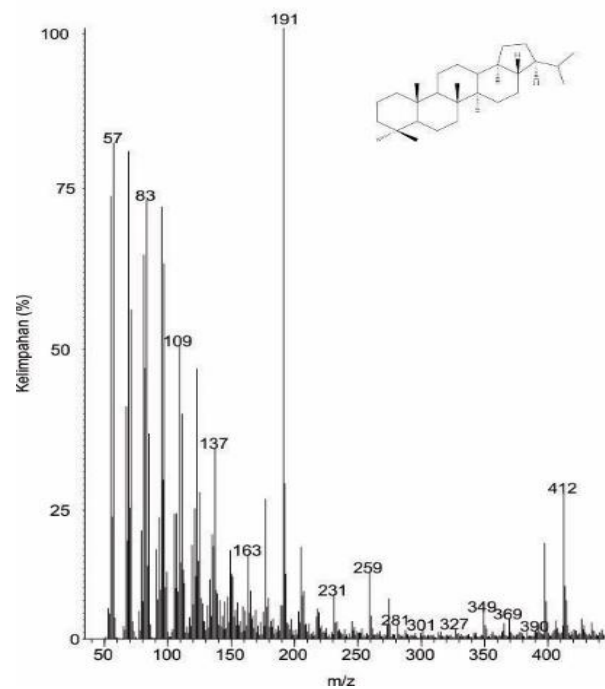
B. Identifikasi dan Analisis Biomarka Minyak Blok Cepu

Analisis biomarka yang dilakukan terhadap fraksi hidrokarbon alifatik dan aromatik sampel minyak mentah Blok Cepu formasi Wonocolo, menggunakan metode Kromatografi Gas-Spektrometri Massa dan didapatkan hasil berupa *Total Ion Chromatogram* (TIC). Analisis dilakukan berdasarkan fragmentogram *m/z* tertentu, pola waktu retensi dan membandingkan spektrum massa tiap puncak teridentifikasi dengan hasil penelitian yang telah dipublikasikan oleh peneliti terdahulu (contoh: [7], [12], [14-19]).

Kelompok biomarka hidrokarbon alifatik yang teridentifikasi dalam sampel minyak mentah Blok Cepu antara lain *n*-alkana, isoprenoid, sesquiterpenoid, sterana, dan pentasiklik triterpana. Sedangkan, kelompok biomarka hidrokarbon aromatik yang teridentifikasi adalah derivat naftalena, derivat fenantrena, derivat bifenil, derivat krisena, aromatik heterosiklik dan aromatik triterpenoid pentasiklik. Hasil analisis biomarka yang teridentifikasi dapat digunakan untuk mengetahui tingkat kematangan termal dari sampel minyak mentah Blok Cepu.

C. Biomarka sebagai Indikator Kematangan Termal

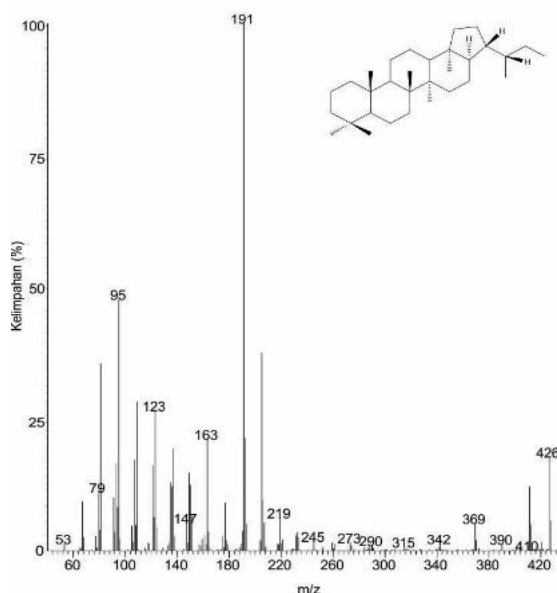
Beberapa hidrokarbon alifatik yang dianalisis dalam minyak mentah Blok Cepu mengindikasikan kematangan termal yang masih rendah. Keberadaan biomarka *n*-alkana rantai pendek, menengah dan panjang dengan spektrum massa yang ditunjukkan pada Gambar 1, Gambar 2 dan Gambar 3 dapat mengindikasikan tingkat kematangan sampel sedimen melalui besar nilai CPI. Parameter CPI (*Carbon Preference Index*) merupakan perbandingan antara karbon

Gambar 1. Spektrum massa senyawa $n\text{-C}_{17}$.Gambar 3. Spektrum massa senyawa $n\text{-C}_{31}$.Gambar 2. Spektrum massa senyawa $n\text{-C}_{24}$.Gambar 4. Spektrum massa senyawa $17\beta(\text{H}),21\alpha(\text{H})\text{-hopana}$.

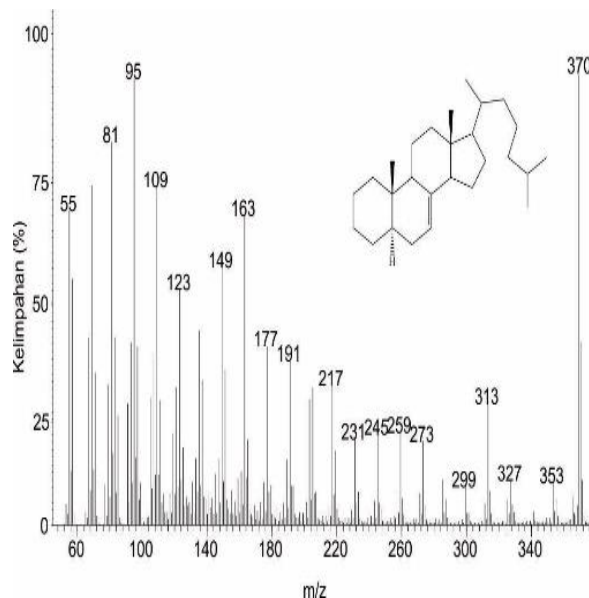
ganjil terhadap karbon genap terutama pada n -alkana di atas C_{25} [20]. Jika nilai CPI > 1 menunjukkan kematangan yang rendah pada sampel geologi [20-22]. Didapatkan nilai CPI sebesar 1,68 pada sampel minyak mentah Blok Cepu yang dianalisis mengindikasikan bahwa sampel minyak tersebut memiliki kematangan termal yang rendah. Hal ini didukung oleh nilai LHCPI yang didapat yakni sebesar 0,88. Sesuai dengan penelitian oleh rujukan terhadap biomarka alifatik batubara pada zaman Palaeozoik Akhir bahwa nilai LHCPI < 1 mengindikasikan sampel minyak dengan kematangan termal yang rendah [23].

Keberadaan kelompok pentasiklik triterpana juga dapat digunakan untuk mengindikasikan tingkat kematangan dari sampel minyak mentah Blok Cepu. Pentasiklik triterpana diidentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 191. Didapatkan hasil kelimpahan tinggi dari senyawa $17\beta(\text{H}),21\alpha(\text{H})\text{-hopana}$ dan homohopana dengan konfigurasi (22R) yang memiliki kestabilan rendah (Gambar 4 dan Gambar 5), menunjukan sampel minyak mentah Blok Cepu memiliki tingkat kematangan yang masih rendah [7-8], [16].

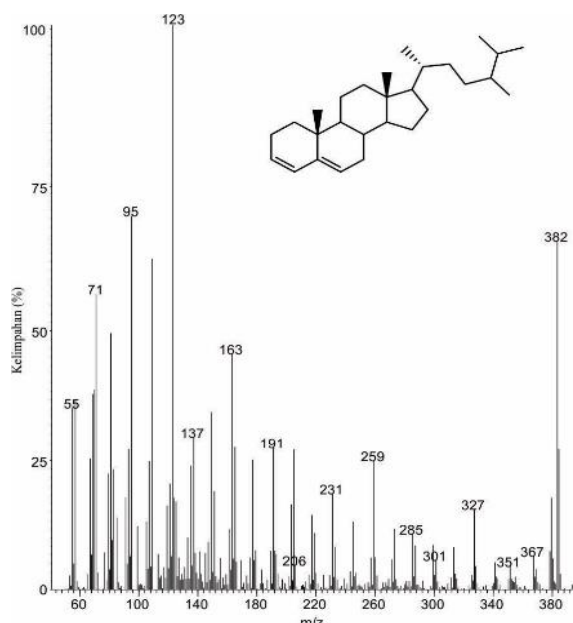
Keberadaan senyawa $18\alpha(\text{H}),21\beta(\text{H})\text{-}22,29,30\text{-trisorhopana}$ (Ts) dan $17\alpha(\text{H}),21\beta(\text{H})\text{-}22,29,30\text{-trisorhopana}$ (Tm) dalam sampel minyak mentah Blok Cepu yang dianalisis juga dapat dijadikan sebagai indikator kematangan melalui rasio Ts/Tm [7], [24-25]. Nilai rasio Ts/Tm < 1 dapat mengindikasikan sampel minyak dengan kematangan rendah [26-28]. Oleh sebab itu, diperolehnya nilai rasio Ts/Tm sebesar 0,55 (Tabel 1) mengindikasikan sampel minyak mentah Blok Cepu memiliki kematangan termal yang rendah. Tingkat kejenuhan suatu senyawa dapat digunakan untuk mengetahui tingkat kematangan termal dari sampel minyak mentah [29-31]. Senyawa sterana dengan m/z 217 ditemukan dalam sampel minyak Blok Cepu antara lain 24-metilkoledadiena; $5\alpha(\text{H})\text{-}7\text{-kolestena}$ dan 24R-24-metil- $5\alpha(\text{H}),14\beta(\text{H}),17\beta(\text{H})\text{-kolestana}$. Senyawa sterana yang memiliki ikatan tak jenuh, seperti 24-metilkoledadiena dan $5\alpha(\text{H})\text{-}7\text{-kolestena}$ dengan spektrum massa yang ditunjukkan pada Gambar 6 dan Gambar 7, cenderung ditemukan pada sampel minyak mentah yang belum matang [31-33]. Oleh sebab itu, teridentifikasinya kedua biomarka ini dalam



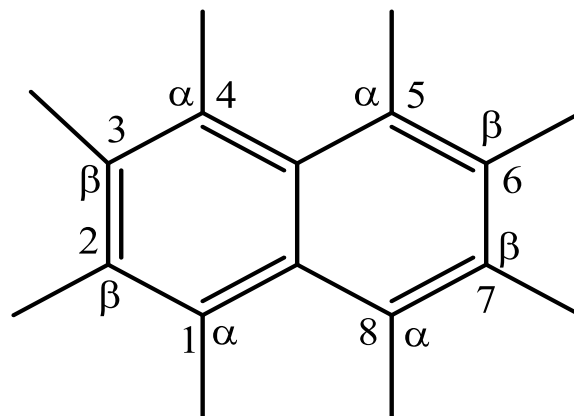
Gambar 5. Spektrum massa senyawa 22R-17 α (H),21 β (H)-30-homohopana.



Gambar 7. Spektrum massa senyawa 5 α (H)-7-kolestena.



Gambar 6. Spektrum massa senyawa 24-metilkoledastena.



Gambar 8. Struktur dasar alkil naftalena.

sampel minyak yang dianalisis, membuktikan bahwa minyak mentah Blok Cepu ini memiliki kematangan rendah.

Senyawa hidrokarbon aromatik seperti derivat naftalena, fenantrena, dan bifenil dapat mendukung indikator kematangan termal pada sampel minyak mentah Blok Cepu. Senyawa metil naftalena (MN) yang teridentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 142 adalah 2-MN dan 1-MN. Senyawa 1-MN kurang stabil dibandingkan dengan 2-MN, karena senyawa 1-MN cenderung tersubstitusi pada posisi α seperti ditunjukkan pada Gambar 8 [33-36]. Kelimpahan lebih tinggi isomer 1-MN yang kurang stabil strukturnya dibandingkan senyawa 2-MN yang lebih stabil mengindikasikan kematangan rendah sampel minyak mentah Blok Cepu yang dianalisis.

Senyawa dimetil naftalena (DMN) teridentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 156. Biomarka dimetil naftalena dapat digunakan sebagai indikator kematangan termal sampel minyak mentah [27], [37-39]. Diketahui bahwa senyawa 1,6-DMN memiliki kelimpahan paling tinggi

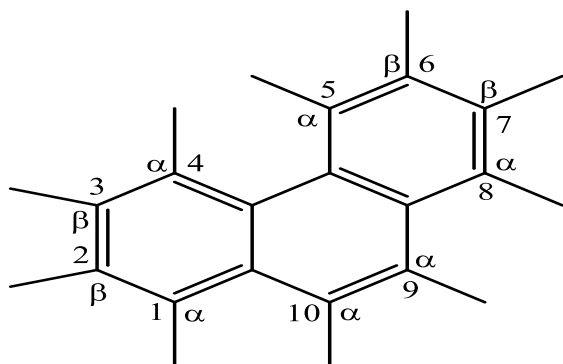
dibandingkan dengan senyawa dimetil naftalena (DMN) lainnya. Jika ditinjau dari strukturnya seperti telah ditunjukkan pada Gambar 8, senyawa 1,6-DMN memiliki gugus metil yang tersubstitusi pada posisi α dengan kestabilan rendah. Sehingga dapat mengindikasikan kematangan termal yang rendah pada sampel minyak Blok Cepu [34], [37], [39-40].

Ditemukannya senyawa 1,6,7-TMN dengan kelimpahan yang tinggi dapat mengindikasikan sampel minyak mentah Blok Cepu memiliki kematangan termal yang rendah. Hal ini dikarenakan, senyawa 1,6,7-TMN tersubstitusi $\alpha\beta\beta$ cenderung memiliki kestabilan yang lebih rendah dibandingkan isomer 2,3,6-TMN tersubstitusi $\beta\beta\beta$ yang lebih stabil seperti ditunjukkan pada Gambar 8 [27], [37]. Keberadaan biomarka tetrametil naftalena (TeMN) teridentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 184. Kelimpahan senyawa 1,2,3,5-TeMN yang lebih tinggi dibandingkan isomer lainnya juga mengindikasikan kematangan rendah minyak mentah. Hal ini dikarenakan senyawa 1,2,3,5-TeMN tersubstitusi metil pada posisi α cenderung membentuk senyawa yang kurang stabil (Gambar 8) [37-39], [41-42].

Derivat naftalena lain yang teridentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 183 dalam sampel minyak mentah Blok Cepu ini adalah kadalena dan isokadalena. Senyawa isokadalena terben tuk dari hasil isomerisasi kadalena pada

Tabel 1.

Kelimpahan senyawa pentasiklik triterpana				
Waktu Retensi (Menit)	Nama Senyawa	Intensitas (%)		
51,13	18 α (H),21 β (H)-22, trisnorhopana (Ts)	29,	30-	14,40
52,02	17 α (H),21 β (H)-22, trisnorhopana (Tm)	29,	30-	26,09
Ts/Tm: 14.40/26.09 = 0.55				
Ts/(Tm+Ts): 14.40/(26.09+14.40) = 0.36				



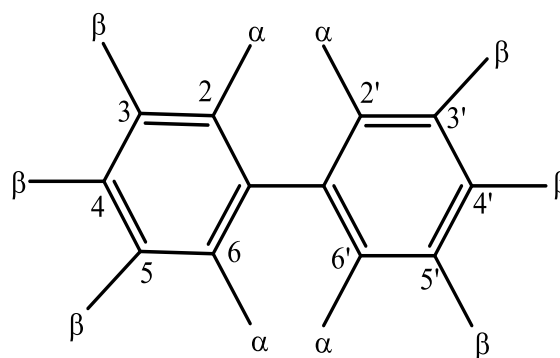
Gambar 9. Struktur dasar alkil fenantrena.

suhu tinggi, sehingga isokadalena cenderung lebih stabil dibandingkan kadalena [43-44]. Oleh sebab itu tingginya kelimpahan kadalena dibandingkan isokadalena seperti yang ditemukan pada sampel minyak mentah Blok Cepu mengindikasikan kematangan rendah pada sampel minyak tersebut.

Biomarka aromatik lain yang digunakan sebagai indikator kematangan adalah derivat fenantrena. Senyawa metil fenantrena dalam sampel minyak mentah Blok Cepu teridentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 192. Senyawa metil fenantrena (MP) dapat digunakan sebagai indikator tingkat kematangan termal dari suatu sampel minyak bumi melalui rumusan indeks metil fenantrena (MPI), yaitu dengan menentukan nilai rasio isomer metil fenantrena yang tersubstitusi β terhadap isomer tersubstitusi α (Gambar 9) [7], [31], [33]. Nilai MPI >1,30 mengindikasikan sampel minyak mentah dengan kematangan termal yang tinggi [31], [45], [46].

Perhitungan nilai MPI minyak mentah Blok Cepu menunjukkan hasil 0,99 yang artinya lebih kecil dari 1,30 sehingga mengindikasikan minyak dengan kematangan rendah. Senyawa (1,3,7+2,6,9+2,7,9)-TMP yang ditemukan dalam sampel minyak Blok Cepu, menunjukkan kelimpahan tertinggi. Jika dilihat dari strukturnya, isomer (1,3,7+2,6,9+2,7,9)-TMP memiliki konformasi $\alpha\beta\beta$ (Gambar 9). Keberadaan isomer dengan konformasi $\alpha\beta\beta$ menunjukkan kestabilan struktur yang rendah, sehingga tingginya kelimpahan senyawa ini dalam sampel minyak mentah Blok Cepu mengindikasikan kematangan rendah.

Keberadaan senyawa metil bifenil (MBP) dalam hasil analisis sampel minyak Blok Cepu mendukung indikator kematangan termal pada sampel tersebut. Senyawa metil bifenil (MBP) diidentifikasi berdasarkan fragmentogram m/z 168 [33], [38]. Distribusi senyawa metil bifenil (MBP) yang ditemukan dalam sampel minyak Blok Cepu antara lain, 2-MBP, 3-MBP dan 4-MBP. Kelimpahan isomer 3-MBP relatif sangat rendah dibandingkan dengan dua isomer lainnya dalam sampel minyak mentah Blok Cepu. Senyawa ini



Gambar 10. Struktur dasar alkil bifenil

memiliki kestabilan struktur isomer yang lebih tinggi karena adanya gugus metil yang tersubstitusi pada posisi β seperti pada Gambar 10 [18], [33]. Oleh sebab itu, rendahnya kelimpahan senyawa ini, mendukung indikator kematangan rendah sampel minyak mentah Blok Cepu yang dianalisis.

Keberadaan biomarka alifatik dan aromatik yang teridentifikasi pada sampel minyak Blok Cepu, menunjukkan bahwa sampel yang dianalisis memiliki tingkat kematangan termal rendah.

IV. KESIMPULAN

Hasil analisis biomarka hidrokarbon alifatik dan aromatik sampel minyak mentah Blok Cepu formasi Wonocolo menunjukkan kematangan termal rendah yang terindikasi melalui nilai CPI sebesar 1,68, LHCPi sebesar 0,88 dan nilai MPI sebesar 0,99. Kelimpahan tinggi senyawa 17 β (H),21 α (H)-hopana, 17 α (H),21 β (H)-30-homohopana konfigurasi (22S), kadalena serta senyawa derivat naftalena, fenantrena dan bifenil dengan kestabilan rendah pada sampel minyak mentah yang dianalisis mendukung kematangan rendah sampel minyak mentah Blok Cepu tersebut

UCAPAN TERIMA KASIH

Tuliskan ucapan terima kasih kepada pihak Lembaga Pengabdian dan Pengembangan Masyarakat (LPPM) ITS yang telah memberikan bantuan dana dalam Persiapan dan pelaksanaan penelitian ini. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada penambang minyak Blok Cepu dan Tim Laboratorium Geokimia Molekuler, Departemen Kimia, Fakultas Sains, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya yang telah memberikan fasilitas penelitian, sehingga penelitian ini dapat terlaksana.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Fitriyatus, A. Fauzi, and B. Juanda, "Prediction of fuel supply and consumption in Indonesia with system dynamics model," *J. Ekon. dan Pembang. Indones.*, vol. 17, no. 2, pp. 118–137, 2018.
- [2] S. Firdaus and A. Setianto, "Interpretasi Struktur Geologi Berdasarkan Citra Landsat 8, SRTM dan Anomali Medan Gravitasi Satelit di Cekungan Jawa Timur Utara," *Prosiding Seminar Nasional Geotik.* Universitas Muhammadiyah Surakarta, 2018.
- [3] A. Nugroho, A. Citara, F. A. Dama, R. Wafira, R. Yuniati, and S. Nuryadin, *Buletin SKK MIGAS: Langkah-Langkah Strategis Meningkatkan Produksi Minyak Bumi*, 71st ed. Jakarta: Departemen Komunikasi SKK Migas, 2019.
- [4] Suharyati *et al.*, *Indonesia Energy Outlook 2019*, 1st ed. Jakarta: Secretary General of the National Energy Council, 2019.
- [5] S. Gunanto, "Optimalisasi pengelolaan sumur tua dalam rangka peningkatan produksi minyak nasional dan kesejahteraan masyarakat,"

- J. Miner. Energi, dan Lingkung.*, vol. 1, no. 2, pp. 16–25, 2017.
- [6] E. Sharaf, J. A. Simo, A. R. Carroll, and M. Shields, "Stratigraphic evolution of oligocene; miocene carbonates and siliciclastics, East Java basin, Indonesia," *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, vol. 89, no. 6, pp. 799–819, 2005.
- [7] K. E. Peters, K. E. Peters, C. C. Walters, and J. M. Moldowan, *The Biomarker Guide*, 2nd ed., vol. 1. London: Cambridge University Press, 2005.
- [8] D. Nirmala, R. Y. P. Burhan, S. Suprpto, and Y. Zetra, "Aliphatic hydrocarbon biomarkers of Sekar Kurung Gresik crude oil," *Malaysian J. Fundam. Appl. Sci.*, vol. 15, no. 3, pp. 426–431, 2019.
- [9] H. Alboudwarej, J. Beck, W. Y. Svrcek, H. W. Yarranton, and K. Akbarzadeh, "Sensitivity of asphaltene properties to separation techniques," *Energy & Fuels*, vol. 16, no. 2, pp. 462–469, 2002.
- [10] M. Radke, H. Willsch, and D. H. Welte, "Preparative hydrocarbon group type determination by automated medium pressure liquid chromatography," *Anal. Chem.*, vol. 52, no. 3, pp. 406–411, 1980.
- [11] J. Pryček, M. Čiganeč, and Z. Šimek, "Development of an analytical method for polycyclic aromatic hydrocarbons and their derivatives," *J. Chromatogr. A*, vol. 1030, no. 1–2, pp. 103–107, 2004.
- [12] R. Y. P. Burhan, J. M. Trendel, P. Adam, P. Wehrung, P. Albrecht, and A. Nissenbaum, "Fossil bacterial ecosystem at methane seeps: origin of organic matter from Be'eri sulfur deposit, Israel," *Geochim. Cosmochim. Acta*, vol. 66, no. 23, pp. 4085–4101, 2002.
- [13] C. Huang, B. Chen, J. Zhang, Z. Liu, and Y. Li, "Desulfurization of gasoline by extraction with new ionic liquids," *Energy & Fuels*, vol. 18, no. 6, pp. 1862–1864, 2004.
- [14] R. P. Philp, *Fossil Fuel Biomarkers: Applications and Spectra (Methods in Geochemistry and Geophysics)*, 1st ed. New York: Elsevier Science Ltd, 1985.
- [15] J. Tuo and R. P. Philp, "Saturated and aromatic diterpenoids and triterpenoids in eocene coals and mudstones from China," *Appl. Geochemistry*, vol. 20, no. 2, pp. 367–381, 2005.
- [16] Y. Zetra, I. B. Sosrowidjojo, and R. Y. P. Burhan, "Paleoenvironment of brown coal from sangatta coal mines, East Borneo, Indonesia," *J. Teknol.*, vol. 78, no. 7, 2016.
- [17] E. Darilmaz, "Aliphatic hydrocarbons in coastal sediments of the Northern Cyprus (Eastern Mediterranean)," *Environ. Earth Sci.*, vol. 76, no. 5, p. 220, 2017.
- [18] L. G. Gadelha *et al.*, "Distribution patterns of aliphatic hydrocarbons in sediments from a tropical estuarine system," *Mar. Pollut. Bull.*, vol. 149, p. 110607, 2019.
- [19] H. Xu, S. C. George, and D. Hou, "Algal-derived polycyclic aromatic hydrocarbons in Paleogene lacustrine sediments from the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China," *Mar. Pet. Geol.*, vol. 102, pp. 402–425, 2019.
- [20] J.-H. Kim, D.-H. Lee, S.-H. Yoon, K.-S. Jeong, B. Choi, and K.-H. Shin, "Contribution of petroleum-derived organic carbon to sedimentary organic carbon pool in the eastern Yellow Sea (the northwestern Pacific)," *Chemosphere*, vol. 168, pp. 1389–1399, 2017.
- [21] M. M. El Nady, F. M. Harb, and N. S. Mohamed, "Biomarker characteristics of crude oils from Ashrafi and GH oilfields in the Gulf of Suez, Egypt: An implication to source input and paleoenvironmental assessments," *Egypt. J. Pet.*, vol. 23, no. 4, pp. 455–459, 2014.
- [22] A. Izart, I. Suarez-Ruiz, and J. Bailey, "Paleoclimate reconstruction from petrography and biomarker geochemistry from Permian humic coals in Sydney Coal Basin (Australia)," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 138, pp. 145–157, 2015.
- [23] J. Schwarzbauer, R. Littke, R. Meier, and H. Strauss, "Stable carbon isotope ratios of aliphatic biomarkers in Late Palaeozoic coals," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 107, pp. 127–140, 2013.
- [24] M. J. Fabiańska and K. K. J. Kruszewska, "Relationship between petrographic and geochemical characterisation of selected South African coals," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 54, no. 1–2, pp. 95–114, 2003.
- [25] R. Wang *et al.*, "Highly stable La_{0.6}Sr_{0.4}Co_{0.2}Fe_{0.8}O_{3-δ} hollow fibre membrane for air separation swept by steam or steam mixture," *J. Memb. Sci.*, vol. 479, pp. 232–239, 2015, doi: 10.1016/j.memsci.2015.01.006.
- [26] H. Amijaya and R. Littke, "Properties of thermally metamorphosed coal from Tanjung Enim Area, South Sumatra Basin, Indonesia with special reference to the coalification path of macerals," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 66, no. 4, pp. 271–295, 2006.
- [27] S. Aboghlila, A. Abdulgader, A. Albaghady, O. Hlal, and E. Farif, "Biomarker Ratios and Stablecarbon Isotopes to Describe Crude Oils Characteristics in the Murzuq Basin (Libya)," *Adv. Res.*, vol. 18, no. 3, pp. 1–12, 2019, doi: 10.9734/air/2019/v18i330094.
- [28] R. Fang *et al.*, "Dibenzo[thiophenes and benzo [b] naphthothiophenes: Molecular markers for tracing oil filling pathways in the carbonate reservoir of the Tarim Basin, NW China," *Org. Geochem.*, vol. 91, pp. 68–80, 2016.
- [29] Z. Lu, S. Chen, Q. He, Y. Li, J. Zhang, and Q. Wu, "Relationship between methylphenanthrene distribution and organic matter maturity: a case study of Yangchang Formation Chang 7 source rocks, Erdos Basin, China," *Pet. Sci. Technol.*, vol. 36, no. 20, pp. 1718–1724, 2018.
- [30] E. Jaroszewicz, M. Bojanowski, L. Marynowski, M. Łoziński, and A. Wysocka, "Paleoenvironmental conditions, source and maturation of Neogene organic matter from the siliciclastic deposits of the Orava-Nowy Targ Basin," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 196, pp. 288–301, 2018.
- [31] G. N. Gordadze, M. V. Giruts, A. R. Poshibaeva, A. A. Alferova, and A. A. Yusupova, "Change in maturity of coals of the same genotype occurring at different depths, as determined by saturated hydrocarbon biomarkers," *Pet. Chem.*, vol. 60, pp. 264–269, 2020.
- [32] M. Amo, N. Suzuki, T. Shinoda, N. P. Ratnayake, and K. Takahashi, "Diagenesis and distribution of steranes in Late Miocene to Pliocene marine siliceous rocks from Horonobe (Hokkaido, Japan)," *Org. Geochem.*, vol. 38, no. 7, pp. 1132–1145, 2007.
- [33] M. A. Kruge, "Determination of thermal maturity and organic matter type by principal components analysis of the distributions of polycyclic aromatic compounds," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 43, no. 1–4, pp. 27–51, 2000.
- [34] R. Y. P. Burhan, A. M. Chaircita, Y. Zetra, and E. Mutiara, "Biomarking study of aromatic hydrocarbon fraction crude oil Tarakan, North Kalimantan," *J. Tek. ITS*, vol. 8, no. 2, pp. B32–B38, 2019.
- [35] A. Armstroof, H. Wilkes, J. Schwarzbauer, R. Littke, and B. Horsfield, "Aromatic hydrocarbon biomarkers in terrestrial organic matter of devonian to permian age," *Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol.*, vol. 240, no. 1–2, pp. 253–274, 2006.
- [36] M. Asif, R. Alexander, T. Fazeelat, and K. Grice, "Sedimentary processes for the geosynthesis of heterocyclic aromatic hydrocarbons and fluorenes by surface reactions," *Org. Geochem.*, vol. 41, no. 5, pp. 522–530, 2010.
- [37] S. D. Killops and V. J. Killops, *Introduction to Organic Geochemistry*, 2nd ed. Oxford: Wiley-Blackwell, 2013.
- [38] M.-F. Romero-Sarmiento, A. Riboulleau, M. Vecoli, and G. J.-M. Versteegh, "Aliphatic and aromatic biomarkers from gondwanan sediments of late ordovician to early devonian age: An early terrestrialization approach," *Org. Geochem.*, vol. 42, no. 6, pp. 605–617, 2011.
- [39] Y. Zetra, I. B. Sosrowidjojo, and R. Y. P. Burhan, "Aromatic biomarker from brown coal, Sangatta Coalfield, East Borneo of Middle Miocene to Late Miocene age," *J. Teknol.*, vol. 78, no. 6, p. 10, 2016.
- [40] J. M. Fabiańska and S. Kurkiewicz, "Biomarkers, aromatic hydrocarbons and polar compounds in the Neogene lignites and gangue sediments of the Konin and Turosszów Brown Coal Basins (Poland)," *Int. J. Coal Geol.*, vol. 107, pp. 24–44, 2013, doi: 10.1016/j.coal.2012.11.008.
- [41] O. Sonbare, H. Alimi, D. Jarvie, and A. O. Ehinola, "Origin and occurrence of crude oil in the Niger delta, Nigeria," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 61, no. 2–4, pp. 99–107, 2008.
- [42] Á. Nádudvari, J. M. Fabiańska, M. Misz-Kennan, J. Ciesielczuk, and A. Kowalski, "Correction to: Investigation of organic material self-heating in oxygen-depleted condition within a coal-waste dump in Upper Silesia Coal Basin, Poland," *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 27, no. 8, pp. 8308–8309, 2020.
- [43] S. Widodo, A. Bechtel, K. Anggayana, and W. Püttmann, "Reconstruction of floral changes during deposition of the miocene embalut coal from kutai basin, mahakam delta, east kalimantan, indonesia by use of aromatic hydrocarbon composition and stable carbon isotope ratios of organic matter," *Org. Geochem.*, vol. 40, no. 2, pp. 206–218, 2009.
- [44] M. Asif and T. Fazeelat, "Petroleum geochemistry of the Potwar Basin, Pakistan: II—Oil classification based on heterocyclic and polycyclic aromatic hydrocarbons," *Appl. geochemistry*, vol. 27, no. 8, pp. 1655–1665, 2012.
- [45] R. Othman, K. R. Arouri, C. R. Ward, and D. M. McKirdy, "Oil generation by igneous intrusions in the northern Gunnedah Basin, Australia," *Org. Geochem.*, vol. 32, no. 10, pp. 1219–1232, 2001.
- [46] K. Stojanović, B. Jovančević, G. S. Pevneva, J. A. Golovko, A. K. Golovko, and others, "New maturation parameters based on naphthalene and phenanthrene isomerization and dealkylation processes aimed at improved classification of crude oils (Southeastern Pannonian Basin, Serbia)," *Geochemistry Int.*, vol. 45, no. 8, pp. 781–797, 2007.