

**PERANAN BIOMARKER DAN PALEOFASIES PADA  
REKONSTRUKSI TEKTONIK BATUAN PALEOGEN -  
NEOGEN DI SELAT MAKASSAR BAGIAN TIMUR  
DAN SULAWESI BARAT**

***THE ROLE OF BIOMARKERS AND PALEOFACIES  
FOR TECTONIC RECONSTRUCTION OF PALEOGENE -  
NEOGENE ROCKS IN THE EASTERN PART OF  
MAKASSAR STRAITS AND WEST SULAWESI***

*oleh*

**Yarra Sutadiwiria**

NPM: 270130150503

**DISERTASI**

**Untuk memperoleh gelar Doktor dalam Bidang Ilmu Teknik Geologi**

**Pada Universitas Padjadjaran**

**Dengan wibawa Rektor Universitas Padjadjaran**

**Dipertahankan pada tanggal 3 Januari 2019**

**Di Universitas Padjadjaran**



**PROGRAM PASCASARJANA  
UNIVERSITAS PADJADJARAN  
BANDUNG**

**2019**

**PERANAN BIOMARKER DAN PALEOFASIES PADA  
REKONSTRUKSI TEKTONIK BATUAN PALEOGEN -  
NEOGEN DI SELAT MAKASSAR BAGIAN TIMUR  
DAN SULAWESI BARAT**

***THE ROLE OF BIOMARKERS AND PALEOFACIES  
FOR TECTONIC RECONSTRUCTION OF PALEOGENE -  
NEOGENE ROCKS IN THE EASTERN PART OF  
MAKASSAR STRAITS AND WEST SULAWESI***

*oleh*

**Yarra Sutadiwiria**

NPM 270130150503

**DISERTASI**

Untuk memenuhi salah satu syarat ujian

guna memperoleh gelar Doktor dalam Bidang Ilmu Teknik Geologi ini,

telah disetujui oleh Tim Promotor pada tanggal

seperti tertera di bawah ini

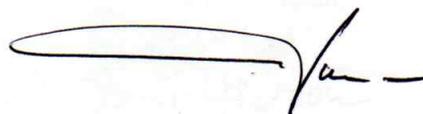
Bandung, 3 Januari 2019



.....  
**Dr. Ahmad Helman Hamdani, M.S.**  
KETUA TIM PROMOTOR



.....  
**Dr. Sc. Yoga Andriana Sendjaja, ST., M.Sc.**  
ANGGOTA TIM PROMOTOR



.....  
**Dr. Ir. Ivan Haryanto, MT.**  
ANGGOTA TIM PROMOTOR

## LEMBAR PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa disertasi saya yang berjudul "Peranan Biomarker dan Paleofasies pada Rekonstruksi Tektonik Batuan Paleogen - Neogen di Selat Makassar Bagian Timur dan Sulawesi Barat" adalah:

1. Asli dan belum pernah diajukan untuk mendapat gelar akademik doktor, baik di Universitas Padjadjaran maupun di perguruan tinggi lainnya.
2. Murni gagasan, rumusan, dan penelitian sendiri tanpa bantuan pihak lain, kecuali arahan dari tim promotor.
3. Di dalamnya tidak terdapat karya atau pendapat yang telah ditulis atau dipublikasikan oleh orang lain, kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan menyebutkan nama pengarang dan dicantumkan dalam daftar pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila di kemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar yang telah diperoleh karena karya ini, serta sanksi lainnya sesuai dengan norma yang berlaku di perguruan tinggi ini.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan bertanggung jawab.

Bandung, 3 januari 2019

Yang membuat pernyataan,



Yarra Sutadiwiria

NPM: 270130150503

## DALIL

1. Metodologi dengan menggunakan biomarker penting guna mengetahui asal usul dan lingkungan pengendapan (*source facies*) dari material organik (batuan induk). Apabila dipadukan dengan biostratigrafi, metode ini juga dapat mendukung teori evolusi tektonik dan paleogeografi daerah penelitian.
2. Metodologi biomarker, khususnya di daerah penelitian akan meningkatkan *geological chance factor* (GCF) dan tingkat kepercayaan yang semakin tinggi dalam melakukan aktifitas eksplorasi, dan juga di daerah Indonesia bagian timur pada umumnya.
3. Cekungan di daerah laut dalam merupakan tantangan bagi calon investor/kontraktor yang akan beroperasi di wilayah tersebut. Sudah saatnya pemerintah turun tangan dan memberikan dukungan penuh kepada investor/kontraktor, terutama untuk meningkatkan adanya kegiatan eksplorasi.
4. Pembuatan *database* untuk seluruh data seismik 2D/3D yang berada di wilayah kerja Indonesia. Bagi wilayah kerja yang masih *frontier*, atau belum dilakukan survei seismik, dilakukan oleh kontraktor atas biaya negara.
5. Negara kita membutuhkan kontribusi dari semua pihak, semua bidang ilmu, diharapkan semua dapat duduk bersama, dan berdiskusi secara komprehensif, dengan tujuan untuk mengumpulkan seluruh masalah yang ada di negara Indonesia, dan mencari solusi bersama untuk setiap masalah.
6. Kejujuran merupakan poin penting yang harus dipegang dalam bekerja sama, baik dalam kelompok kecil maupun di dalam kehidupan bermasyarakat, termasuk dalam hubungan antar sesama akademisi.

7. Jangan takut berbuat kesalahan, selama kita mempunyai dasar dan tujuan.

Kebenaran tidak pernah ada tanpa suatu kesalahan.

## **ABSTRACT**

*The Makassar Strait is located between Borneo and Celebes island in the central part of Indonesia, divided into northern and southern parts, which are part of the North and South Makassar Basin. Geographically, the Makassar Strait separates the western part from the eastern part of Indonesia, which was formed by rifting of the eastern part of Sundaland resulting in the separation of West Sulawesi from Sundaland's outer arc.*

*The eastern part of the Makassar Strait is still in the initial stages of exploration, with no significant exploration success yet. Until the end of April 2012, most wells drilled in the north and south of the Makassar Basin did not find hydrocarbons. The cause of failure is not finding source rock in the kitchen, immature source rock, late generation of hydrocarbons, or a small migration limit and volume.*

*The study of tectonic evolution of the Makassar Strait and West Sulawesi by using hard data (in this case oil and rock biomarkers) has never been done. The author is encouraged to carry out geochemical analysis in the research area, in this case biomarker analysis, starting from determining paleofacies and biomarker characterization of Eocene source rock, hydrocarbon genesis of offshore and onshore of West Sulawesi, to confirm the history of the opening of the Makassar Strait.*

*Geochemical analysis, in the form of vitrinite reflectance, gas chromatography, and gas chromatography/mass spectrometry was carried out on cutting samples of K-1, LYS, and KYS wells, surface samples, in addition to conducting literature studies on oil seepage samples. The dominance of terrestrial organic material in Makassar Basin confirmed the extensive transportation of angiosperm plant material from land to the deep water.*

*In accordance with the objectives of the study, results were obtained that in Eocene the paleofacies of Makassar Strait was lacustrine, whereas West Sulawesi was the middle-outer neritic. The Makassar Strait and West Sulawesi both experienced a rifting process at the age of Paleogene. Compressive tectonic from the east side of Sulawesi was confirmed to occur in the Late Miocene, continued actively by the occurrence of collisions at the Pliocene-Pleistocene age, causing deformation and influence young sediment (Neogen) in the Makassar Strait, which are seen thicker than the sediment in the east.*

*The type of source rock found are lacustrine shale in eastern part of Makassar Strait, and marine shale in West Sulawesi. Eocene sediments in West Sulawesi are more mature than Eocene sediments in the Makassar Strait, because the rate of burial in West Sulawesi was faster than the rate of burial in the Makassar Strait.*

*Keywords: Makassar Strait, West Sulawesi, biomarker, paleofacies, tectonic*

## ABSTRAK

Selat Makassar terletak di antara pulau Kalimantan dan Sulawesi di bagian tengah Indonesia, terbagi menjadi bagian utara dan selatan, yang merupakan bagian dari Cekungan Makassar Utara dan Selatan. Secara geografis Selat Makassar memisahkan bagian barat Indonesia dari bagian timur Indonesia, yang dibentuk oleh peretakan-pembukaan (*rifting*) bagian timur Sundaland sehingga terjadi pemisahan Sulawesi Barat dari busur terluar Sundaland.

Bagian timur Selat Makassar masih berada dalam tahapan awal eksplorasi, dengan belum tercapainya keberhasilan eksplorasi yang signifikan. Hingga akhir April 2012, sumur-sumur yang dibor di sebelah utara dan selatan Cekungan Makassar kebanyakan tidak menemukan hidrokarbon. Penyebab kegagalan adalah dengan tidak ditemukannya batuan induk di area rendahan yang disebut sebagai *kitchen*/tempat hidrokarbon terbentuk, batuan induk tidak matang, generasi hidrokarbon yang terlambat, atau batas migrasi dan volume yang sedikit.

Kajian evolusi tektonik Selat Makassar dan Sulawesi Barat dengan menggunakan *hard data* (dalam hal ini biomarker minyak dan batuan) belum pernah dilakukan. Penulis terdorong untuk melakukan analisis geokimia di daerah penelitian, dalam hal ini analisis biomarker, mulai dari menentukan paleofasies dan karakterisasi biomarker pada batuan induk Eosen, genesis hidrokarbon di lepas pantai dan daratan Sulawesi Barat, hingga mengkonfirmasi sejarah pembukaan Selat Makassar.

Analisis geokimia, berupa reflektansi vitrinit, kromatografi gas, dan kromatografi gas/spektrometri massa dilakukan terhadap sampel serbuk pengeboran sumur-sumur K-1, LYS, dan KYS, sampel permukaan, disamping melakukan studi pustaka terhadap sampel rembesan minyak. Dominasi dari material organik daratan di Cekungan Makassar mengkonfirmasi adanya transportasi yang ekstensif dari material tanaman angiosperma yang berasal dari daratan ke lingkungan laut dalam.

Sesuai dengan tujuan dari penelitian, diperoleh hasil bahwa pada kala Eosen, Selat Makassar memiliki paleofasies lakustrin, sedangkan di Sulawesi Barat adalah laut (neritik tengah-luar). Selat Makassar dan Sulawesi Barat sama-sama mengalami proses *rifting* pada umur Paleogen. Umur tektonik kompresional dari arah sebelah timur Sulawesi dikonfirmasi mulai terjadi pada Miosen Akhir, dilanjutkan secara aktif oleh terjadinya *collision* pada umur Pliosen-Pleistosen, menyebabkan terjadinya deformasi, dan berpengaruh terhadap sedimen berumur muda (Neogen) di Selat Makassar, yang terlihat lebih tebal dibandingkan dengan sedimen di sebelah timur.

Tipe batuan induk yang dijumpai adalah *lacustrine shale* di Selat Makassar bagian timur, dan *marine shale* di Sulawesi Barat. Sedimen yang berumur Eosen di Sulawesi Barat lebih matang dibandingkan dengan sedimen berumur Eosen di Selat Makassar bagian timur, disebabkan laju pembedahan graben di Sulawesi Barat berlangsung lebih cepat dibanding laju pembedahan graben di Selat Makassar.

*Kata kunci: Selat Makassar, Sulawesi Barat, biomarker, paleofasies, tektonik*

## KATA PENGANTAR

*Bismillaahirrahmaanirrahiim.* Dengan menyebut nama Allah Yang Maha Pengasih lagi Maha Penyayang, puji syukur yang tidak ada habis-habisnya penulis panjatkan kehadiran Allah Subhanahu Wa ta'ala atas nikmat dan karunia yang telah diberikan oleh-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Penelitian Disertasi Teknik Geologi yang berjudul “Peranan Biomarker dan Paleofasies pada Rekonstruksi Tektonik Batuan Paleogen - Neogen di Selat Makassar Bagian Timur dan Sulawesi Barat” dengan tepat waktu.

Penelitian Disertasi ini disusun, khususnya untuk memenuhi salah satu syarat meraih gelar Doktor Teknik Geologi, di Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran.

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada Dr. Ahmad Helman Hamdani, M.S., selaku Promotor I, Dr. Sc. Yoga Andriana Sendjaja, ST., M.Sc., selaku Promotor II dan Dr. Ir. Iyan Haryanto, MT., selaku Promotor III, atas bimbingan, diskusi, serta arahan yang telah diberikan selama penulis mengerjakan Penelitian ini.

Penulis juga ingin menyampaikan rasa terima kasih kepada:

1. Euis T. Yuningsih, S.T., M.T., Ph.D., selaku Ketua Program Studi Teknik Geologi (S3), dan Dr. Eng. Ir. Agus Didit Haryanto, MT, atas bimbingan dan motifasi yang diberikan, selama penulis melangsungkan studi di Program Pascasarjana Teknik Geologi Universitas Padjadjaran.

2. Seluruh dosen Teknik Geologi Universitas Padjadjaran dan dosen Universitas Padjadjaran lainnya, atas ilmu yang telah diberikan selama dua (2) tahun ke belakang.
3. Pimpinan Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, atas seluruh fasilitas yang telah disediakan selama masa perkuliahan.
4. Andrew Livsey, MSc., PT. Horizon Geoconsulting, selaku pembimbing teknis, atas segala bimbingan dan ilmu yang diberikan, khususnya dalam interpretasi geokimia, selama melangsungkan studi di Pascasarjana Teknik Geologi Universitas Padjadjaran.
5. Ir. Brahmantyo Krisnahadi Gunawan, M.T., selaku Vice President Bidang Perencanaan SKK Migas, atas segala diskusi dan masukan, hingga selesainya naskah disertasi ini.
6. Ario Budi Wicaksono S.T M.Sc, dan Anggi Yusriani, S.Si-Lemigas, atas segala bimbingan dan fasilitas yang diberikan, terkait segala proses analisis geokimia di Laboratorium Geokimia Lemigas.
7. Sani Hendra Gunawan, Tidar Nugroho, dan Harsanti, Divisi Geological Laboratory PT. Geoservices, atas segala bimbingan dan pengajarannya terkait segala proses analisis geokimia di Laboratorium Geokimia PT. Geoservices.
8. Zahra Syahida Sabila, S. Si, M.T., Universitas Padjadjaran, atas segala diskusi dan pengajaran terkait pengujian validitas data dalam disertasi ini.
9. Dr. Ir. Moeh. Ali Jambak, M.T., atas segala diskusi dan dukungan selama masa penyusunan disertasi ini.

10. Muhamad Suhendi, S. Kom., dan Agung Sugiharto, S. Kom., serta seluruh staf dan penunjang SKK Migas, yang telah banyak menyediakan waktu terhadap segala proses pembuatan hingga disertasi selesai.
11. Mordekhai, S.T., M.T., dan Yeftamikha, S.T., selaku anak-anak penulis yang sangat mendukung dan memberikan banyak bantuan kepada penulis, hingga selesainya disertasi S3 ini.
12. Semua pihak yang telah banyak membantu terhadap penulisan disertasi ini, yang tidak dapat penulis jabarkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa penelitian disertasi ini masih memiliki kesalahan dan kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan masukan berupa kritik ataupun saran demi perbaikan di masa yang akan datang, hingga penyelesaian penelitian disertasi.

Akhir kata penulis berharap semoga penelitian disertasi ini dapat berguna bagi perkembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang Teknik Geologi dan dapat berguna pula bagi siapapun yang membacanya. Terima kasih.

Bandung, 3 Januari 2019

Yarra Sutadiwiria  
NPM. 270130150503

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PERNYATAAN</b> .....	iv
<b>DALIL</b> .....	iv
<b>ABSTRACT</b> .....	vi
<b>ABSTRAK</b> .....	vii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	viii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	xi
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xiv
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xv
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	6
1.3 Maksud dan Tujuan .....	6
1.4 Kegunaan Penelitian .....	7
1.5 Peneliti Terdahulu .....	7
1.6 Lokasi Penelitian .....	9
<b>BAB II KAJIAN PUSTAKA, KERANGKA PEMIKIRAN DAN HIPOTESIS</b> .....	11
2.1 Kajian Pustaka .....	11
2.1.1 Geokimia Hidrokarbon .....	11
2.1.2 Mekanisme Pembentukan Cekungan Makassar .....	13
2.1.3 Korelasi Geokimia .....	33
2.2 Kerangka Pemikiran .....	56
2.3 Hipotesis .....	57
<b>BAB III METODOLOGI</b> .....	59
3.1 Tahap dan Lingkup Penelitian .....	59
3.2 Perolehan Data .....	62
3.3 Analisis Data .....	63
3.4 Tahapan Penelitian .....	68
3.5 Pengujian Validitas Data .....	68
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	72
4.1 Hasil Analisis .....	72

4.1.1 Hasil Sumur K-1 .....	74
4.1.2 Hasil Sumur LYS dan KYS .....	98
4.1.3 Hasil Sampel Permukaan ( <i>outcrop</i> ).....	114
4.1.4 Hasil Sampel Rembesan Minyak ( <i>Oil Seep</i> ).....	125
4.2 Pembahasan dan Diskusi .....	133
4.2.1 Interpretasi Biomarker Sumur-Sumur K-1, LYS dan KYS, Sampel Permukaan ( <i>Outcrop</i> ), dan Sampel Rembesan ( <i>Oil Seep</i> ).....	135
4.2.2 Interpretasi dan Restorasi Seismik di Sumur K1 .....	147
4.2.3 Interpretasi Geologi .....	148
4.2.4 Evolusi Tektonik Berdasarkan Karakterisasi Biomarker dan Paleofasies. ....	154
4.3 Perbandingan dengan Cekungan Kutai Kalimantan Timur.....	159
4.4 Paleogeografi Sulawesi Barat dan Kalimantan Timur .....	165
4.5 Hasil Pengujian Terhadap Validitas Data .....	178
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>187</b>
5.1 Kesimpulan.....	187
5.2 Saran .....	189
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>191</b>
<b>LAMPIRAN 1.....</b>	<b>207</b>
PETA GEOLOGI DAERAH PENELITIAN DI DARATAN SULAWESI BARAT .....	207
<b>LAMPIRAN 2.....</b>	<b>208</b>
PIROGRAM.....	208
<b>LAMPIRAN 3.....</b>	<b>212</b>
KROMATOGRAFI GAS (GC).....	212
<b>LAMPIRAN 4.....</b>	<b>236</b>
KROMATOGRAFI GAS–SPEKTROMETRI MASSA (GCMS).....	236
<b>LAMPIRAN 4B .....</b>	<b>236</b>
<i>CARBON ISOTOP</i> .....	236
<b>LAMPIRAN 5.....</b>	<b>283</b>
DATA CLUSTER RAW (5a) .....	283
DATA CLUSTER STANDARDIZED (5b).....	284
MATRIKS JARAK EUCLIDEAN (5c).....	285
PLOT K TERHADAP INDEKS CH (5d) .....	286

<b>LAMPIRAN 6</b> .....	287
PERJANJIAN KERJASAMA DENGAN PUSDATIN.....	287
<b>LAMPIRAN 7</b> .....	294
PERJANJIAN KERJASAMA DENGAN HARVEST BUDONG-BUDONG.....	294
<b>LAMPIRAN 8</b> .....	299
SURAT IZIN BUKA DATA-1 DENGAN MIGAS .....	299
SURAT IZIN BUKA DATA-2 DENGAN MIGAS .....	301
<b>LAMPIRAN 9</b> .....	303
PERJANJIAN DENGAN LEMIGAS .....	303
<b>LAMPIRAN 10</b> .....	304
SURAT IZIN KUNJUNGAN LAPANGAN.....	304
<b>LAMPIRAN 11</b> .....	306
DATA GEOKIMIA SELURUH SAMPEL YANG TERMASUK DALAM PENELITIAN INI DENGAN INFORMASI LITOLOGI DAN BIOSTRATIGRAFI .....	306
<b>LAMPIRAN 12</b> .....	307
RIWAYAT HIDUP .....	307

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2. 1</b> Indikasi Potensi Batuan Induk Berdasarkan TOC (Waples, 1985).....	38
<b>Tabel 2. 2</b> Tipe kerogen, asal, penyusun organik dan sifat kimianya (Waples, 1985) .....	40
<b>Tabel 2. 3</b> Parameter-Parameter Kematangan (Peters dan Cassa, 1994) .....	41
<b>Tabel 2.4</b> List umum dari ion dan kelas senyawa hidrokarbon alifatik yang sering digunakan (Waples dan Curiale, 1999).....	44
<b>Tabel 2. 5</b> Senyawa penanda organisme asal (Waples dan Curiale, 1999). .....	47
<b>Tabel 4. 1</b> Daftar sampel yang dianalisis, kandungan karbon organik dan hasil ekstrak (Sutadiwiria <i>et al.</i> , <i>In Press</i> ).....	77
<b>Tabel 4. 2</b> Identifikasi puncak triterpana dan sterana pada kromatogram.....	79
<b>Tabel 4. 3</b> Hasil pyrolisis sampel serbuk pengeboran sumur K-1.....	89
<b>Tabel 4. 4</b> Identifikasi sampel rembesan minyak ( <i>oil seep</i> ) di Cekungan LY dan KY.....	126
<b>Tabel 4. 5</b> Karakter biomarker dari sampel rembesan minyak di daratan Sulawesi Barat, pada Cekungan LY dan KY (Sutadiwiria <i>et al.</i> , 2018). .....	131
<b>Tabel 4. 6</b> Nilai kematangan dari sampel-sampel permukaan di daratan Sulawesi Barat. ....	147
<b>Tabel 4. 7</b> Klasifikasi 2 (dua) kelompok dengan metoda statistika.....	184

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1. 1</b> Cekungan Makasar Utara dan Selatan hingga daratan Sulawesi Barat. .....	1
<b>Gambar 1. 2</b> Model peregangan lithosphere ( <i>rift to margin pasif</i> ) oleh Doglioni (2008), (a) Model kerak dan mantel meregang secara serentak (menurut McKenzie, 1978); (b) Model peregangan asimetris dengan zona geser bersudut lebar, hingga memotong mantel (menurut Wernicke, 1985). (c) Model delaminasi crustal dengan zona geser bersudut kecil, hingga memotong mantel (menurut Lister dan Davis, 1989). .....	3
<b>Gambar 1. 3</b> Sumur-sumur yang dibor di area laut dalam daerah lepas pantai Sulawesi Barat (akhir April 2012) (Satyana <i>et al.</i> , 2012).....	5
<b>Gambar 1. 4</b> Peta lokasi daerah penelitian. ....	10
<b>Gambar 2. 1</b> Geokimia yang bertujuan membantu memecahkan masalah (Clayton dan Fleet, 1991).....	12
<b>Gambar 2. 2</b> Kontribusi geokimia sepanjang tahapan eksplorasi dan produksi (Clayton dan Fleet, 1991).....	12
<b>Gambar 2. 3</b> Peranan geokimia untuk evaluasi prospek (Clayton dan Fleet, 1991). .....	13
<b>Gambar 2. 4</b> (a) Peta gravitasi di Cekungan Makassar Utara (Sandwell dan Smith, 1997) (b) Peta struktur graben dan deposenter graben (McClay dan White, 1995); (c) Peta struktur (waktu) batuan dasar Cekungan Makassar (Brahmantyo, 2009); (d) Peta isokron (ketebalan waktu TWT) sedimen pengisi graben ( <i>synrift sediment</i> ) Cekungan Makassar (Brahmantyo, 2009).....	15

<b>Gambar 2. 5</b> Beberapa model ekstensi pembentukan cekungan continental (a), asosiasi geometri <i>horsts</i> -graben yang asimetrik di Cekungan Makassar (b), sesuai dengan model Wernicke (1985) tentang kinematika <i>simple shear</i> pada pembentukan cekungan.....	16
<b>Gambar 2. 6</b> Tektonogenesis Cekungan Makassar dimulai dari indentasi Lempeng Eurasia ke arah tenggara akibat benturan Lempeng India (Tapponier <i>et al.</i> , 1982, a), mengakibatkan pensesaran dan dispersal di bagian tenggara Paparan Sunda (b) yang menimbulkan tektonik pensesaran mendatar antara lain di Kawasan Natuna (Pertamina-BPPKA, 1996), Cekungan Makassar dan Tarakan (Pertamina-BPPKA, 1996) (c, d, e).....	18
<b>Gambar 2. 7</b> Stratigrafi Kenozoikum (kiri) dan peta geologi (kanan) daerah Lariang dan Karama, Sulawesi Barat (Calvert, 2000). ....	21
<b>Gambar 2. 8</b> Penampang seismik baratbaratdaya-timurtimurlaut yang menunjukkan keberadaan multi periode pembentukan horst dan graben, sejak Eosen hingga Miosen Akhir (Brahmantyo, 2009). ....	28
<b>Gambar 2. 9</b> Tafsiran tatanan tektonostratigrafi di Cekungan Makassar (Brahmantyo, 2009). ....	29
<b>Gambar 2. 10</b> Paleogeografi Pulau Kalimantan dan Sulawesi selama Eosen Awal-Pliosen Awal (50 Jtl-4 Jtl), mempengaruhi perkembangan source, reservoirs dan <i>seal</i> berumur Paleogen (Moss dan Wilson, 1998). ....	32
<b>Gambar 2. 11</b> Rembesan minyak dan gas di daratan dan lepas pantai Sulawesi (Thompson <i>et al.</i> , 1991). ....	34

<b>Gambar 2. 12</b> Perbandingan pirolisis gas chromatograph (GC) antara sampel rembesan oil dan batuan induk batubara, Formasi Toraja berumur Eosen, Sulawesi Barat. (Robinson, 1990).....	35
<b>Gambar 2. 13</b> Biomarker penentu umur (Peters dan Moldowan, 1993).....	51
<b>Gambar 2. 14</b> Diagram ternary untuk menentukan <i>source facies</i> dengan $C_{27}$ , $C_{28}$ , $C_{29}$ sterana (Huang dan Meinschein, 1979). ....	53
<b>Gambar 2. 15</b> Pola trisiklik triterpana yang dapat mengindikasikan lingkungan pengendapan (Price <i>et al.</i> , 1987).....	53
<b>Gambar 2. 16</b> Diagram ternary sterana ( $C_{27}$ , $C_{28}$ and $C_{29}$ ) (modifikasi menurut Huang and Meinschein, 1979). ....	55
<b>Gambar 2. 17</b> Bagan Alir Kerangka Pemikiran.....	57
<b>Gambar 3. 1</b> Bagan Alir Standard Prosedur Baku Laboratorium Geokimia Lemigas (A.Yusriani, <i>Pers. Comm</i> , 2017).....	67
<b>Gambar 4.1</b> Lokasi penelitian di daerah lepas pantai dan daratan Sulawesi Barat yang menunjukkan posisi sumur K-1, LYS, KYS, titik pengambilan sampel permukaan (FS-1 sampai FS-15), dan posisi rembesan minyak (OS-1 sampai OS-9). ....	73
<b>Gambar 4.2</b> Lokasi sumur K-1 berada di bagian utara Blok K (Weatherford, 2011). ....	74
<b>Gambar 4.3</b> Profil GC serbuk pengeboran sampel YS-1 dan YS-4 dibandingkan terhadap sampel OBM.....	80
<b>Gambar 4.4</b> Perbandingan senyawa triterpana antara sampel OBM dan sampel ekstrak batuan YS-1 (identifikasi puncak diperlihatkan pada Tabel 4.2). ....	83

<b>Gambar 4.5</b> Perbandingan senyawa sterana antara sampel OBM dan sampel ekstrak batuan YS-1 (identifikasi puncak diperlihatkan pada Tabel 4.2). .....	84
<b>Gambar 4.6</b> Kurva kedalaman terhadap (a) rasio $C_{30}$ moretana/ $C_{30}$ hopana, (b) rasio $5\alpha 14\alpha 17\alpha C_{29}$ sterana, dan (c) reflektansi vitrinit. ....	85
<b>Gambar 4.7</b> Sejarah penbenaman dan pengembangan kematangan pada sumur K-1. ....	87
<b>Gambar 4.8</b> Plot kedalaman sumur menggambarkan perubahan rasio oleanana/hopana dan distribusi karbon sterana $5\alpha 14\alpha 17\alpha 20R$ dengan kedalaman, umur, dan <i>paleoenvironment</i> (log stratigrafi disadur dari ConocoPhillips, 2012; Sutadiwiria <i>et al.</i> , <i>In Press</i> ). ....	90
<b>Gambar 4.9</b> Pirogram hasil pirolisis sampel serbuk pengeboran sumur K-1, sampel YS-1 sampai YS-7 (8.010-16.702 feet). ....	91
<b>Gambar 4.10</b> Profil ion m/z 191 dari analisis GCMS pada kedalaman 8.010 feet. ....	94
<b>Gambar 4.11</b> Profil ion m/z 191 dari analisis GCMS pada kedalaman 15.860 feet. ....	94
<b>Gambar 4.12</b> Nomor karbon $C_{27}$ , $C_{28}$ , dan $C_{29}$ sterana dari fraksi saturat sampel ekstrak serbuk pengeboran sumur K-1 yang diplot pada diagram ternary menurut Peters <i>et al.</i> , 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b). ....	96
<b>Gambar 4.13</b> Profil ion m/z 217 dari analisis GCMS pada kedalaman 8.010 feet. ....	97
<b>Gambar 4.14</b> Profil ion m/z 217 dari analisis GCMS pada kedalaman 15.860 feet. ....	97

<b>Gambar 4.15</b> <i>Plotting</i> nilai VR terhadap kedalaman sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS (disadur dari Geoservices, 2012). .....	101
<b>Gambar 4.16</b> Sejarah penbenaman dan pengembangan kematangan pada sumur LYS (a) dan sumur KYS (b) di daratan Sulawesi Barat. ....	103
<b>Gambar 4.17</b> Kurva kedalaman terhadap (a) rasio $C_{30}$ moretana/ $C_{30}$ hopana dan (b) rasio $\%20S$ $5\alpha$ $14\alpha$ $17\alpha$ $C_{29}$ sterana pada sumur LYS. ....	105
<b>Gambar 4.18</b> Kurva kedalaman terhadap (a) rasio $C_{30}$ moretana/ $C_{30}$ hopana dan (b) rasio $\%20S$ $5\alpha$ $14\alpha$ $17\alpha$ $C_{29}$ sterana pada sumur KYS. ....	106
<b>Gambar 4.19</b> Profil GC sampel serbuk pengeboran sumur LYS-5 (a), dan sumur KYS-1 (b) di daratan Sulawesi Barat. ....	108
<b>Gambar 4.20</b> Diagram pristana/ $nC_{17}$ terhadap fitana/ $nC_{18}$ (Jarvie <i>et al.</i> , 2001). .....	109
<b>Gambar 4.21</b> Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel LYS-5 sumur LYS. ....	111
<b>Gambar 4.22</b> Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel KYS-1 sumur KYS. ....	111
<b>Gambar 4.23</b> Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel LYS-5 sumur LYS. ....	113
<b>Gambar 4.24</b> Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel KYS-1 sumur KYS. ....	113
<b>Gambar 4.25</b> Nomor karbon $C_{27}$ , $C_{28}$ , $C_{29}$ sterana fraksi saturat sampel ekstrak serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS yang diplot pada diagram ternary menurut Peters <i>et al.</i> , 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b). ....	115

<b>Gambar 4.26</b> Profil GC sampel permukaan FS-6 (a), dan FS-9 (b) di daratan Sulawesi Barat.....	120
<b>Gambar 4.27</b> Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-6). .....	122
<b>Gambar 4.28</b> Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-9). .....	122
<b>Gambar 4.29</b> Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-6). .....	123
<b>Gambar 4.30</b> Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-9). .....	123
<b>Gambar 4.31</b> Nomor karbon C <sub>27</sub> , C <sub>28</sub> , C <sub>29</sub> sterana fraksi saturat ekstrak sampel permukaan yang diplot pada diagram ternary menurut Peters <i>et al.</i> , 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b). .....	124
<b>Gambar 4.32</b> Profil GC sampel rembesan minyak ( <i>oil seep</i> ) mewakili Cekungan LY (a) dan Cekungan KY (b) di Sulawesi Barat. ....	127
<b>Gambar 4.33</b> Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-8 Cekungan LY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2. ....	129
<b>Gambar 4.34</b> Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-9 Cekungan KY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2. ....	129
<b>Gambar 4.35</b> Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-8 Cekungan LY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2. ....	130
<b>Gambar 4.36</b> Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-9 Cekungan KY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2. ....	130

<b>Gambar 4.37</b> Hasil ekstrak karbon isotop sampel rembesan minyak OS-1 hingga OS-6 (Davis, 1990). .....	132
<b>Gambar 4.38</b> Nomor karbon C <sub>27</sub> , C <sub>28</sub> , C <sub>29</sub> sterana fraksi saturat sampel rembesan minyak yang diplot pada diagram ternary menurut Peters <i>et al.</i> , 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).....	134
<b>Gambar 4.39</b> Nomor karbon C <sub>27</sub> , C <sub>28</sub> , dan C <sub>29</sub> sterana fraksi saturat dari sampel serbuk pengeboran sumur K-1, sampel noda minyak sumur K-1, sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS, sampel permukaan, dan sampel rembesan minyak pada Cekungan LY dan KY, yang diplot pada diagram ternary menurut Peters <i>et al.</i> , 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).....	142
<b>Gambar 4.40</b> Penampang sistem perairan laut terbuka dari Selat Makassar (tanpa skala, A. Livsey, <i>Pers. Comm</i> , 2017).....	143
<b>Gambar 4.41</b> Perbandingan sejarah pembenaman dan pengembangan kematangan antara sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur (a) dan sumur KYS di dataran Sulawesi Barat (b). .....	146
<b>Gambar 4.42</b> Reinterpretasi seismik yang melewati lokasi sumur K-1. ....	149
<b>Gambar 4.43</b> Rekonstruksi dan penampang seismik saat ini melalui sumur K-1. ....	150
<b>Gambar 4.44</b> Log komposit Sumur K-1 (ConocoPhillips, 2011).....	151
<b>Gambar 4.45</b> Tatanan dan geologi di daratan Sulawesi Barat dan lepas pantai Selat Makassar bagian timur berdasarkan reinterpretasi seismik komposit yang melewati sumur referensi K-1 dan LYS. ....	153
<b>Gambar 4.46</b> Hubungan antara evolusi tektonik dengan paleofasies berdasarkan analisis biomarker. ....	155

- Gambar 4.47** Batuan induk *marine shale* dan *lacustrine shale* berumur Paleosen Awal-Eosen Awal di daratan Sulawesi Barat dan Selat Makassar bagian timur. 157
- Gambar 4.48** Korelasi antar sumur K-1, KYS, dan LYS, memperlihatkan data biostratigrafi, geokimia, dan perbandingan dari perkembangan biomarker (dalam hal ini adalah oleanana) pada umur Paleogen dan Neogen, disamping hubungannya dengan evolusi tektonik antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat. .... 160
- Gambar 4.49** Posisi Cekungan Kutai di Kalimantan Timur sebagai perbandingan terhadap daerah penelitian (modifikasi dari Hamilton, 1979; Moss dan Wilson, 1998; dan sumber lain, dalam Hall dan Nichols, 2002). .... 161
- Gambar 4.50** *Crossplot* antara rasio pristana/fitana terhadap rasio isotop karbon untuk Cekungan Kutai, pada sumur-sumur di area paparan dan laut dalam. Semua sampel berada di bidang yang menunjukkan asal material organik tanaman darat (Saller *et al.*, 2006). .... 162
- Gambar 4.51** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana fraksi saturat dari sampel minyak dan kondensat di Cekungan Kutai (MSD = *Mass Selective Detector*, MRM = *Metastable Reaction Monitoring*), yang diplot pada diagram ternary menurut Huang dan Meinschein, 1979 (Saller *et al.*, 2006). .... 163
- Gambar 4.52** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana fraksi saturat dari keseluruhan sampel di daerah penelitian dibandingkan terhadap sampel minyak dan kondensat di Cekungan Kutai (MSD = *Mass Selective Detector*, MRM = *Metastable Reaction Monitoring*) (Saller *et al.*, 2006), yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b). . 166

**Gambar 4.53** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Paleosen Awal-Eosen Awal, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur K-1, penulis menggambarkan paleofasies sebagai lakustrin marginal, dan dari data *dating* di sumur K-1, paleofasies lakustrin sudah dimulai sejak dari Paleosen Awal, yaitu pada saat awal terjadinya *rifting*, sedangkan di Sulawesi Barat ditafsirkan adanya paleofasies *marine*. ..... 169

**Gambar 4.54** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Eosen Tengah, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur K-1, penulis menggambarkan adanya transisi perubahan paleofasies di Selat Makassar mulai dari lakustrin dangkal, lakustrin dalam, neritik, hingga batial, sedangkan di Sulawesi Barat, berdasarkan data sumur KYS (kedalaman 4.335–4.340 meter) dan sampel-sampel permukaan digambarkan sebagai neritik (laut dangkal) di antara darat dan batial, dengan sedikit kontribusi dari material darat. .... 170

**Gambar 4.55** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Miosen Awal-Tengah, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur KYS (kedalaman 1.765-1.785 meter dan 2.930-2.940 meter) dan data sampel permukaan, penulis menafsirkan adanya paleofasies neritik di antara darat dan batial di Sulawesi Barat, dengan kontribusi material darat yang tinggi. .... 171

**Gambar 4.56** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Miosen Akhir-Pliosen Awal, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur K-1, penulis menggambarkan paleofasies Selat Makassar sebagai batial, sedangkan dari data sumur LYS (kedalaman 340-1.416 meter) dan

KYS (170-1.365 meter), Sulawesi Barat digambarkan sebagai neritik hingga batial, dengan kontribusi material darat yang tinggi.....	172
<b>Gambar 4.57</b> Profil paleogeografi Cekungan Makassar (Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat), pada umur Paleogen (A) dan umur Neogen (B). .....	174
<b>Gambar 4.58</b> Dendogram <i>cluster</i> hasil pengelompokan sampel berdasarkan nilai rasio Pr/Phy, rasio OL/C <sub>30</sub> , rasio Bic/C <sub>30</sub> , rasio Tx/C <sub>30</sub> , C <sub>27</sub> , C <sub>28</sub> , dan C <sub>29</sub> . ....	181
<b>Gambar 4.59</b> Pengelompokan sampel menjadi dua (2) kelompok.....	183
<b>Gambar 4.60</b> Nomor karbon C <sub>27</sub> , C <sub>28</sub> , dan C <sub>29</sub> sterana fraksi saturat dari sampel serbuk pengeboran sumur K-1, sampel noda minyak sumur K-1, sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS, sampel permukaan, dan sampel rembesan minyak pada Cekungan LY dan KY, diplot pada diagram ternary menurut Peters <i>et al.</i> , 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b), yang memperlihatkan jumlah kelompok/ <i>source facies</i> di daerah penelitian. ....	185

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Selat Makassar terletak di bagian tengah Indonesia antara pulau Kalimantan dan Sulawesi. Selat tersebut memanjang dari utara-selatan sejauh 700 km, dengan lebar 125-400 km dan kedalaman air maksimum hampir 2.500 m. Selat Makassar terbagi menjadi bagian utara dan selatan, yang merupakan bagian dari Cekungan Makassar Utara dan Selatan (Gambar 1.1).



**Gambar 1.1** Cekungan Makasar Utara dan Selatan hingga daratan Sulawesi Barat.

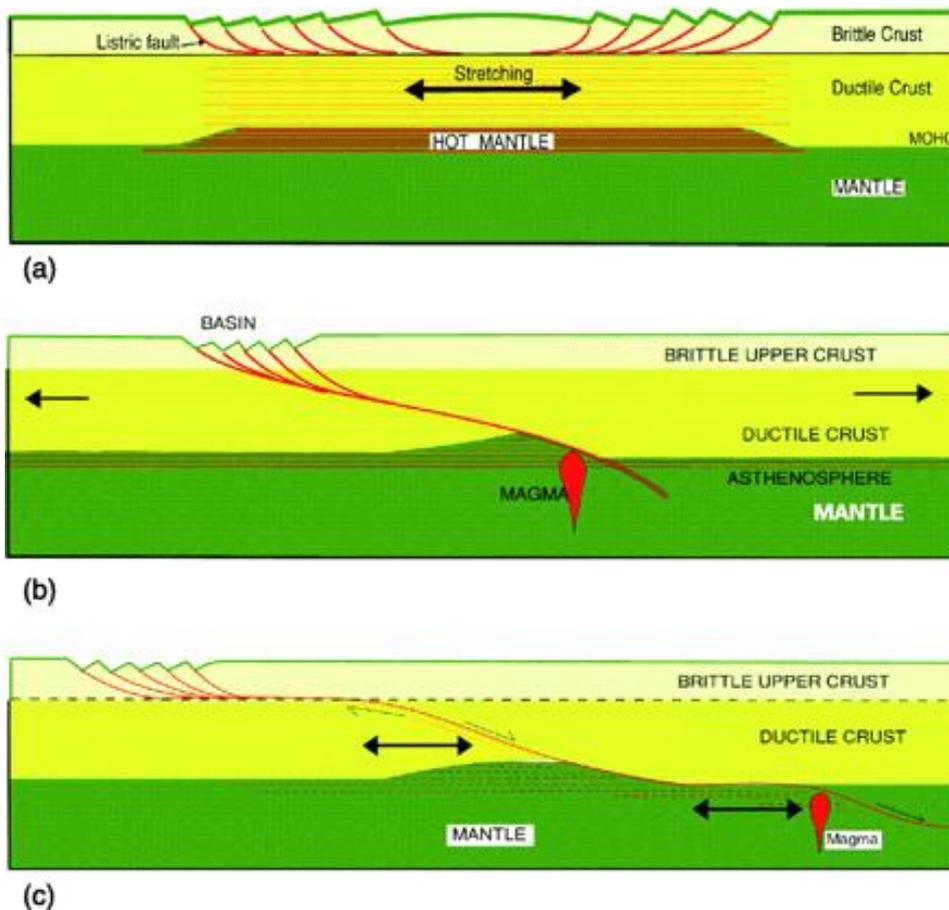
Selat Makassar secara geografis memisahkan bagian barat Indonesia dari bagian timur Indonesia. Selat Makassar dibentuk oleh peretakan-pembukaan (*rifting*) bagian timur *Sundaland* sehingga terjadi pemisahan Sulawesi Barat dari busur terluar *Sundaland*.

Waktu dan model perkembangan tektonik Selat Makassar telah didiskusikan dan menjadi perdebatan selama 30 tahun terakhir, yaitu mengenai penyebab dan waktu terbentuknya (disebabkan peretakan-pembukaan kerak benua atau karena pemekaran kerak samudera pada umur Paleogen, Neogen, atau Kuartar), sifat batuan dasar (*basement*) yang mendasari selat (benua, samudera, atau transisi), dan kecepatan pembukaan.

Perdebatan dalam sejarah terutama disebabkan kurangnya data yang secara langsung mewakili data geologi Selat Makassar. Sebagian besar perdebatan hanya didasarkan dari pemodelan sejarah subsiden, gravitasi, magnetik, dan tektonik lempeng (Satyana *et al.*, 2012). Namun demikian, beberapa masalah sudah ditemukan solusinya dan sudah dapat diterima oleh beberapa penulis (Satyana *et al.*, 2012), seperti: (1) Selat Makassar terbentuk pada saat Paleogen hingga Neogen Awal, (2) selat membuka melalui peretakan-pembukaan (*rifting*) kerak benua, (3) kecepatan pembukaan lebih cepat di bagian utara Selat Makassar dibandingkan di bagian selatan Selat Makassar. Meskipun demikian, masih ada beberapa masalah lain di daerah ini yang belum mempunyai solusi, seperti tipe tektonik regangan pembukaan Cekungan Makasar dan masalah genesis hidrokarbon di lepas pantai dan daratan Sulawesi Barat. Genesis hidrokarbon berdasarkan analisis dan

interpretasi geokimia serta kaitannya terhadap sejarah pembukaan dan evolusi tektonik Selat Makassar dan Sulawesi Barat akan menjadi fokus studi ini.

Hingga saat ini, belum ada penelitian yang memberikan penafsiran terkait tipe tektonik regangan (*extensional tectonic*) pada pembukaan Selat Makassar dan pembentukan Cekungan Makassar. Terdapat 2 (dua) tipe utama tektonik regangan pembentukan cekungan di lempeng benua, yaitu tipe cekungan simetris, yang dikenal sebagai model McKenzie (1978) dengan kinematika *pure shear*, dan tipe cekungan asimetris, yang dikenal sebagai model Wernicke (1985) (Gambar 1.2).



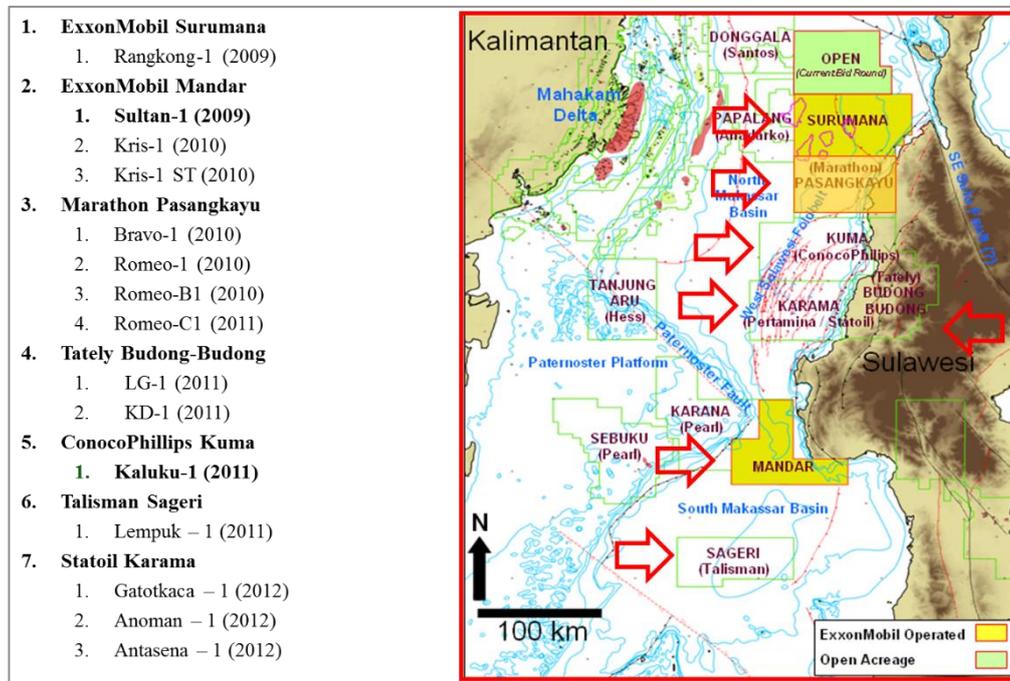
**Gambar 1.2** Model peregangan litosfer (*rift to margin passive*) oleh Doglioni (2008), (a) Model kerak dan mantel meregang secara serentak (McKenzie, 1978); (b) Model peregangan asimetris dengan zona geser bersudut lebar, hingga memotong mantel (Wernicke, 1985); (c) Model delaminasi kerak dengan zona geser bersudut kecil, hingga memotong mantel (Lister dan Davis, 1989).

Eksplorasi minyak bumi secara intens telah dilakukan sejak tahun 1990 di daerah perairan dalam di sisi barat Selat Makassar. Hal ini merupakan kelanjutan dari awal keberhasilan eksplorasi dan produksi yang dicapai di daerah Delta Mahakam ke arah paparan Mahakam, dengan telah ditemukannya ladang minyak dan gas yang besar (Satyana *et al.*, 2012). Sebaliknya, pada bagian timur Selat Makassar masih berada dalam tahapan awal eksplorasi. Namun dalam sepuluh tahun terakhir, kegiatan eksplorasi di daerah ini telah meningkat secara signifikan, yaitu dengan dilakukannya akuisisi seismik detil 2D-3D dan pengumpulan serta analisis data geologi-geofisika lainnya. Kegiatan eksplorasi di daerah ini telah meningkatkan pengetahuan geologi mengenai wilayah ini, walaupun keberhasilan eksplorasi yang signifikan belum tercapai.

Hingga akhir April 2012, sebagian besar pengeboran di sebelah utara dan selatan Cekungan Makassar tidak menemukan hidrokarbon (Gambar 1.3). Kegagalan eksplorasi disebabkan oleh ketidakhadiran batuan induk yang matang/awal matang, buruknya kualitas objektif reservoir, dan batuan penutup (*seal*) yang tidak berfungsi dengan baik. Terdapat satu sumur, yakni sumur K-1, yang pada tahun 2011 telah menemukan hidrokarbon yang berasal dari batuan induk berumur Eosen, yang selama ini tidak dijadikan target oleh sumur-sumur eksplorasi di daerah ini.

Apabila dikaitkan dengan permasalahan geokimia, kegagalan eksplorasi disebabkan oleh tidak ditemukannya batuan induk di area rendahan yang disebut sebagai *kitchen* atau tempat hidrokarbon digenerasikan, batuan induk yang tidak

matang, generasi hidrokarbon yang terlambat, dan batas migrasi dan volume yang sedikit.



**Gambar 1.3** Sumur-sumur yang dibor di daerah lepas pantai Sulawesi Barat (Satyana *et al.*, 2012).

Hal ini jugalah yang mendorong penulis, dengan berdasarkan analisis geokimia, dalam hal ini berupa analisis biomarker, untuk melakukan penelitian di daerah ini, mulai dari menentukan paleofasies dan karakterisasi biomarker pada batuan induk Eosen, genesis hidrokarbon di lepas pantai dan daratan Sulawesi Barat, hingga mengkonfirmasi sejarah pembukaan Selat Makassar. Pertimbangan lain yang dijadikan dasar oleh penulis adalah bahwa kajian evolusi tektonik Selat Makassar dan Sulawesi Barat dengan menggunakan *hard data* (dalam hal ini biomarker minyak dan batuan) belum pernah dilakukan.

## **1.2 Rumusan Masalah**

1. Bagaimana paleofasies batuan induk Eosen di Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat?
2. Bagaimana evolusi tektonik di Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat?
3. Bagaimana hubungan antara genesis hidrokarbon dengan evolusi tektonik Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat?

## **1.3 Maksud dan Tujuan**

Secara definisi, geokimia minyak dan gas bumi (geokimia hidrokarbon) adalah aplikasi prinsip-prinsip kimia untuk mempelajari asal-usul, kematangan, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon/petroleum/minyak dan gas bumi serta penggunaannya dalam melakukan eksplorasi hidrokarbon (Peters dan Cassa, 1994). Dengan menggunakan dasar ilmu ini, dapat diperoleh maksud dari penelitian ini yaitu mengetahui bagaimana peranan biomarker dan paleofasies berserta data-data pendukung lainnya pada rekonstruksi tektonik di Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

Tujuan akhir dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan paleofasies batuan induk Eosen di Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.
2. Menentukan evolusi tektonik di Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.
3. Menentukan hubungan tingkat kematangan hidrokarbon dengan evolusi tektonik Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

#### **1.4 Kegunaan Penelitian**

Setelah sejak dari awal muncul perdebatan di daerah penelitian tentang pembentukan Selat Makassar, mulai dari adanya pemodelan magnetik, gravitasi, kurva penenggelaman (*subsidence curve*), karakter seismik, dan sampel vulkanik, maka sudah saatnya perdebatan harus berakhir, dengan munculnya suatu analisis dengan menggunakan *hard data* yang didukung oleh penjelasan yang logis. *Hard data* yang digunakan dalam studi ini berupa analisis terhadap biomarker minyak dan batuan induk berumur Eosen dari Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

Adapun kegunaan penelitian ini adalah terutama untuk dapat meningkatkan aktivitas eksplorasi di daerah penelitian dan sekitarnya, terutama di kawasan laut dalam. Evaluasi geologi-geofisika-geokimia (3G) yang dilakukan secara terpadu dan disesuaikan dengan analisis laboratorium pasca-pengeboran, akan meningkatkan penilaian terhadap peluang dan risiko terhadap aktivitas eksplorasi daerah tersebut.

#### **1.5 Peneliti Terdahulu**

Permasalahan tektonik Selat Makassar terkait bagaimana dan kapan terbentuknya, batuan dasar yang mendasari selat, dan kecepatan pembukaan, telah diuraikan sebelumnya, yaitu pada subbab latar belakang. Hal ini telah didiskusikan dan selalu menjadi perdebatan oleh beberapa peneliti selama 30 tahun terakhir.

Umumnya para peneliti sebelumnya menyatakan bahwa terjadinya Selat Makassar disebabkan adanya proses ekstensional (Katili, 1978; Hamilton, 1979;

Situmorang, 1982; Cloke, 1997; Guntoro, 1999), dengan awal pembukaan (*rifting*) terjadi pada kala Eosen Tengah (Situmorang, 1982; Hall, 1996; Moss dan Wilson, 1998; Guntoro, 1999; Calvert dan Hall, 2003, 2007).

Hamilton (1979) menunjukkan adanya pusat penyebaran samudera yang memanjang di sepanjang Selat Makassar dan ditafsirkan oleh beberapa sesar transform berarah barat laut-tenggara. Fraser dan Ichram (2000) juga menginterpretasikan adanya kerak samudera di bagian bawah utara dan selatan Selat Makassar, sementara Cloke (1997) berpendapat bahwa kerak samudera hanya berada di bagian bawah utara Selat Makassar saja. Selat Makassar juga ditafsirkan juga sebagai cekungan samudera sisa (Malecek *et al.*, 1993) atau sebagai cekungan busur belakang (Parkinson, 1998). Guntoro (1999) berpendapat bahwa ekstensi di Selat Makassar disebabkan oleh adanya *trench rollback* dan tenggelamnya lempeng menunjam bagian timur busur magmatik di bawah Sulawesi Barat. Pendapat lainnya bahwa *rifting* yang terjadi di Selat Makassar tidak pernah mencapai hingga tahap pemekaran dasar samudera (Burollet dan Salle, 1981; Situmorang, 1982).

Di sisi timur Selat Makassar terjadi perkembangan *fold-and-thrust belt* di Sulawesi Barat selama Miosen (Coffield *et al.*, 1993; Bergman *et al.*, 1996; Guritno *et al.*, 1996; Calvert dan Hall, 2003, 2007). Dengan demikian, Selat Makassar ditafsirkan sebagai *foreland basin* akibat tumbukan (*collision*) mikrokontinen di Sulawesi pada umur Miosen (Coffield *et al.*, 1993; Bergman *et al.*, 1996) sebagai respon terhadap *thrust loading* pada satu atau kedua sisi. Pendapat lain juga disampaikan oleh Brahmantyo dan Damayanti (2010), bahwa mekanisme pembukaan Selat Makassar terjadi akibat pergerakan transtensional terkait dengan

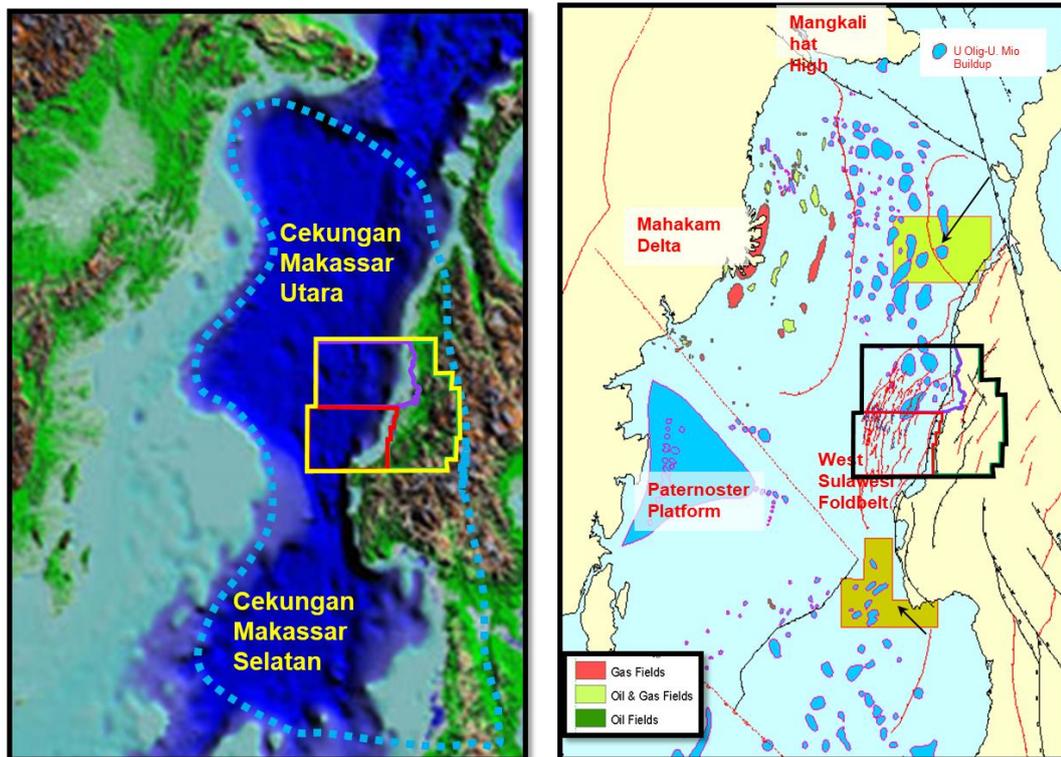
sesar geser regional dari sesar Sangkulirang-Palu-Koro, Adang-Lupar, dan bagian selatan Selat Makassar berarah barat laut-tenggara (WNW / NW-ESE / SE).

Satyana (2015) berpendapat bahwa batuan dasar Selat Makassar berupa kerak benua yang tipis, yang merupakan bagian dari mikrokontinen Gondwana Paternoster-Sulawesi Barat, yang menipis karena proses *rifting* terjadi sejak Eosen awal/Eosen Tengah hingga Miosen Awal, sebagai respon terhadap *back-arc rifting* terkait dengan *subduction roll back* di sebelah tenggara dari *Sundaland*. Pada Oligosen Awal hingga Miosen Akhir, cekungan mengalami subsiden (*sagging*) karena adanya *thermal subsidence*, hingga Selat Makassar menjadi laut dalam.

#### **1.6. Lokasi Penelitian**

Lokasi penelitian terletak di area lepas pantai Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat (Gambar 1.4), meliputi bekas wilayah kerja perminyakan yang telah dikembalikan oleh kontraktor eksisting kepada pemerintah. Pemilihan lingkup area penelitian ini dianggap menunjang tujuan penelitian.

Pelaksanaan penelitian dilakukan di kampus Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung, kantor SKK Migas di Jakarta, kantor PT. Lemigas dan PT. Geoservices di Jakarta, Jurusan Teknik Geologi Universitas Trisakti dan kantor Kontraktor Kontrak Kerja Sama di Jakarta (kontraktor).



**Gambar 1.4** Peta lokasi daerah penelitian.

## **BAB II**

### **KAJIAN PUSTAKA, KERANGKA PEMIKIRAN, DAN HIPOTESIS**

#### **2.1 Kajian Pustaka**

Dalam subbab ini akan diuraikan beberapa pendefinisian antara lain yang berhubungan dengan geokimia hidrokarbon, korelasi geokimia, kuantitas dan kualitas material organik, kematangan material organik, biomarker, serta teknik korelasi. Selain itu juga akan diuraikan terkait mekanisme pembentukan Cekungan Makassar.

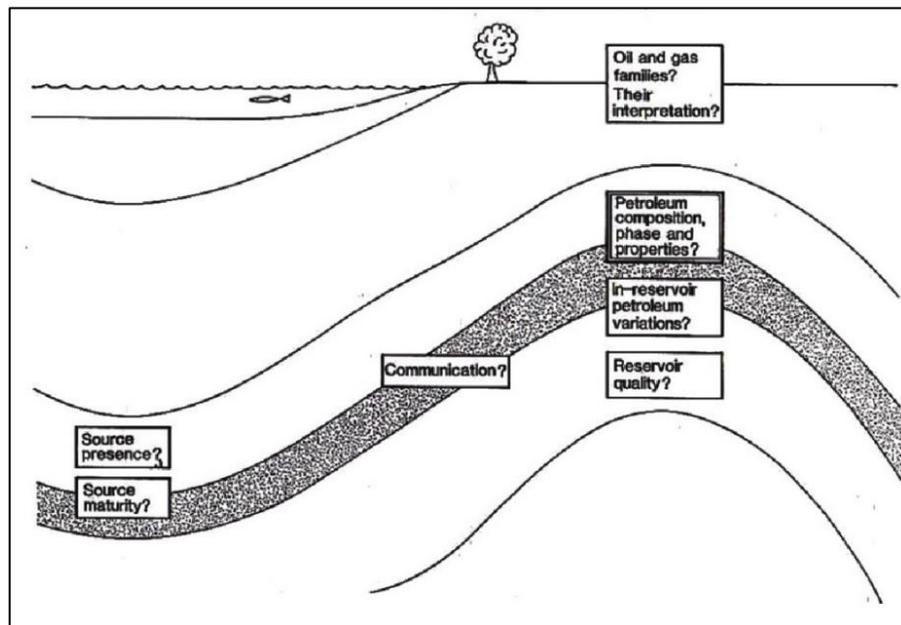
##### **2.1.1 Geokimia Hidrokarbon**

Geokimia merupakan aplikasi kimia untuk mempelajari batuan dan fluida (Selley, 1985). Minyak bumi adalah bahan yang terjadi secara alami di bumi yang sebagian besar terdiri dari campuran senyawa kimia karbon dan hidrogen (hidrokarbon) dan termasuk berbagai bentuk dari aspal padat, mulai likuid sampai gas (Tver dan Berry, 1980).

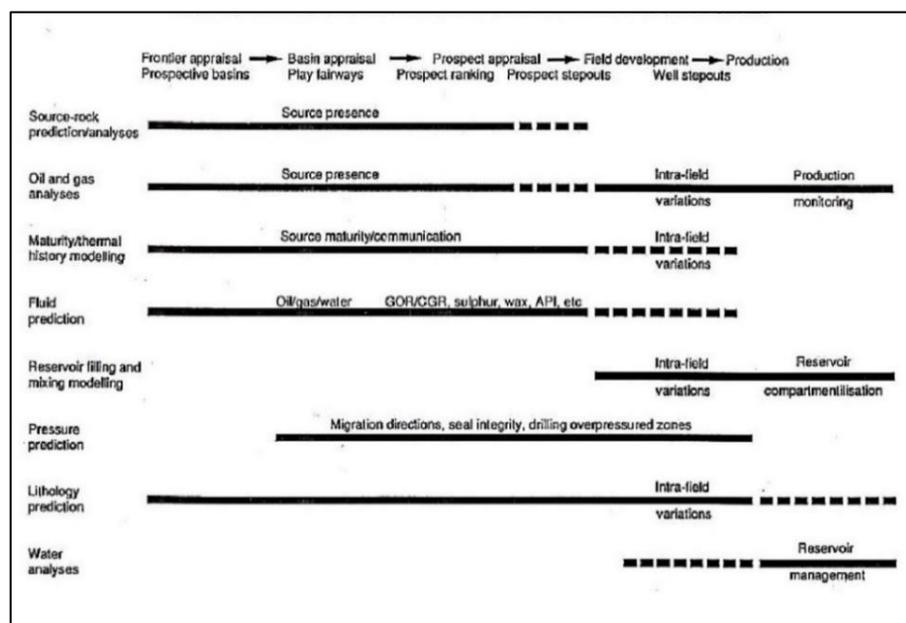
Penerapan prinsip-prinsip kimia di dalam geokimia hidrokarbon adalah dalam rangka untuk mempelajari asal usul, migrasi, akumulasi, dan perubahan minyak bumi, serta penggunaan pengetahuan ini dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi (Hunt, 1996).

Saat ini, geokimia minyak bumi biasanya dibagi ke dalam beberapa kategori yang berbeda seperti geokimia eksplorasi permukaan, geokimia batuan induk (*source rock*), geokimia reservoir, mendeteksi dan mengkarakterisasi rembesan

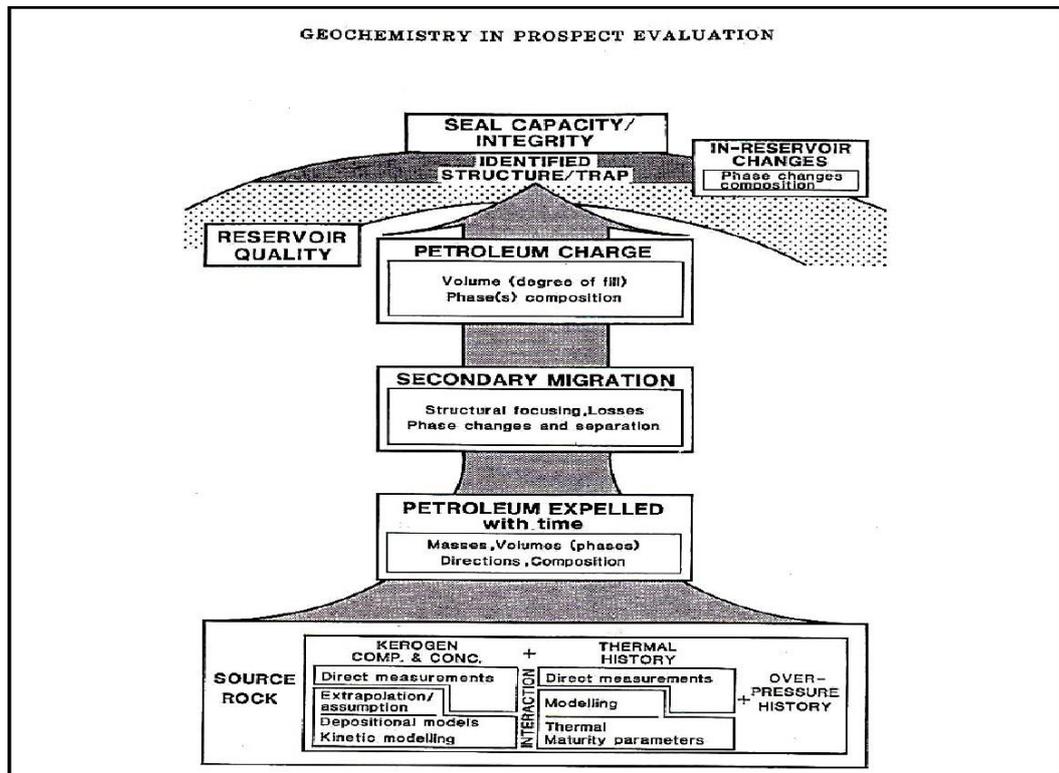
hidrokarbon, geokimia minyak dan gas, korelasi minyak-minyak, korelasi minyak-batuan induk (*source rock*), evaluasi kebocoran pada batuan penutup (*caprock*), dan analisis lumpur pengeboran (Gambar 2.1, 2.2 dan 2.3).



**Gambar 2.1** Geokimia yang bertujuan membantu memecahkan masalah (Clayton dan Fleet, 1991).



**Gambar 2.2** Kontribusi geokimia sepanjang tahapan eksplorasi dan produksi (Clayton dan Fleet, 1991).



**Gambar 2.3** Peranan geokimia untuk evaluasi prospek (Clayton dan Fleet, 1991).

## 2.1.2 Mekanisme Pembentukan Cekungan Makassar

Mekanisme pembentukan Cekungan Makassar dibagi menjadi 2 (dua) bagian pembahasan, yaitu tektonogenesis Cekungan Makassar dan tektonostratigrafi Cekungan Makassar. Peta geologi daerah penelitian dapat dilihat pada Lampiran 1.

### 2.1.2.1 Tektonogenesis Cekungan Makassar

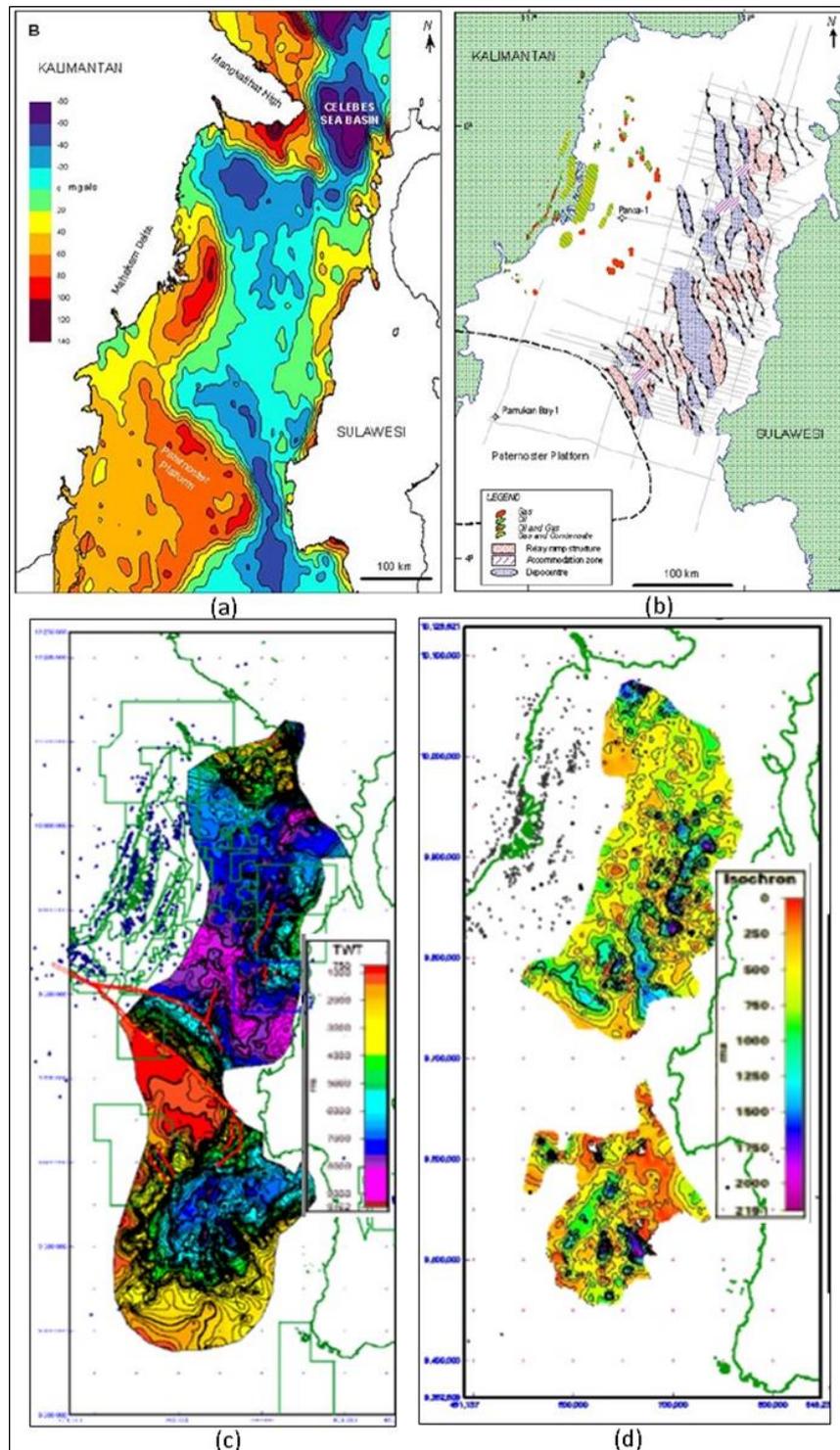
Berdasarkan analisis peta gravitasi yang menunjukkan tidak terjadinya penipisan kerak benua di bagian tengah cekungan (Sandwell dan Smith, 1997), peta struktur graben yang menunjukkan sebaran graben yang dominan berada di bagian timur cekungan dengan orientasi yang menyerong (tidak paralel) terhadap sisi

pembukaan Selat Makassar (McClay dan White, 1995), peta batuan dasar yang menunjukkan deposenter Cekungan Makassar saat ini (Brahmantyo, 2009), dan peta isokron yang menunjukkan ketebalan sedimen pengisi graben (*synrift sedimen*, Brahmantyo, 2009) (Gambar 2.4), maka Cekungan Makassar ditafsirkan merupakan cekungan dengan strukturasi (horst dan graben) bertipe asimetris, sesuai dengan model Wernicke (1985), yaitu tipe tektonik regangan dengan kinematika *simple shear* (Brahmantyo, 2009).

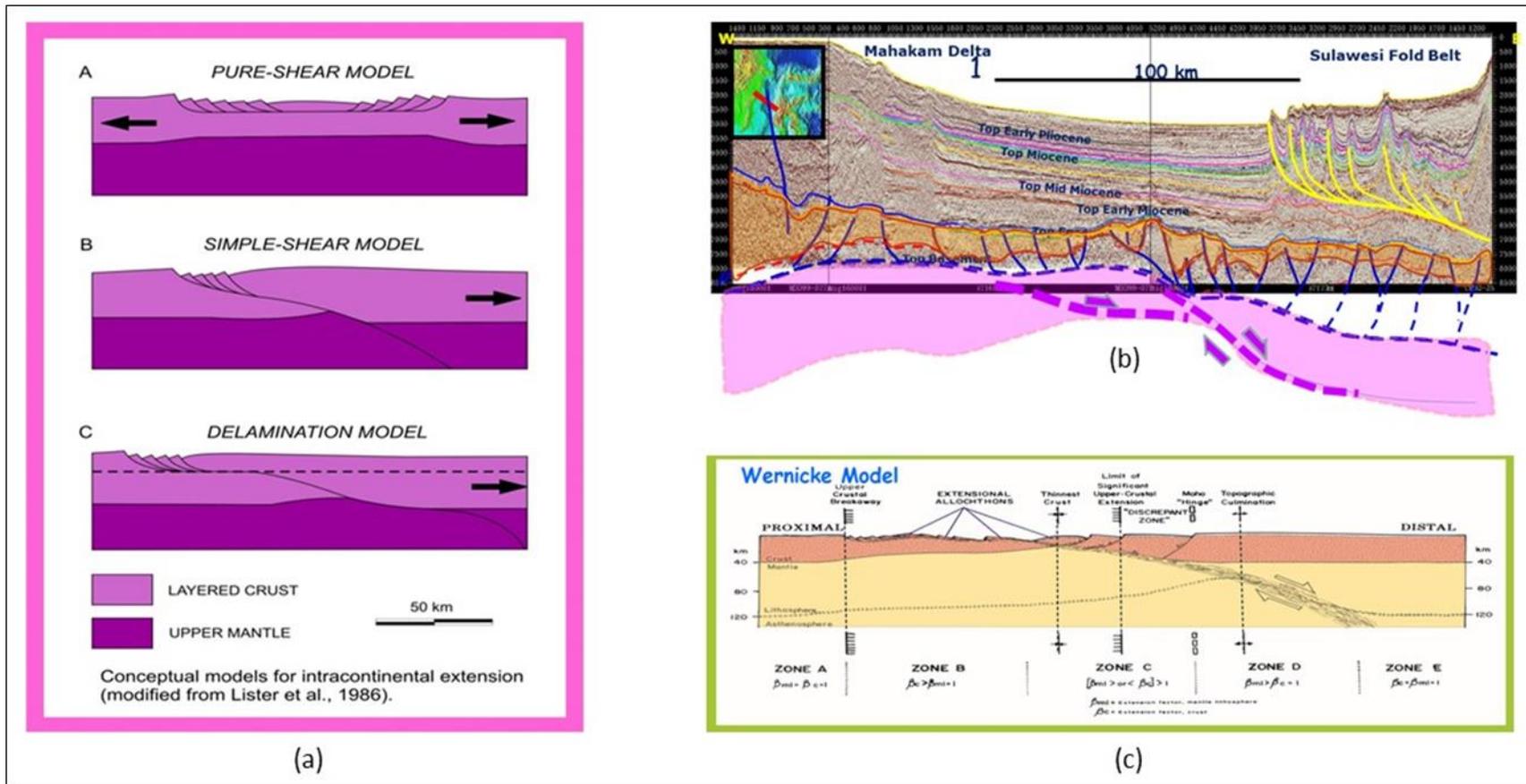
Tidak terlihat ciri utama tektonogenesis cekungan simetris, sesuai model McKenzie (1978) dengan kinematika *pure-shear*, yaitu pusat strukturasi horst dan graben dan pusat pengendapan sedimen (deposenter) berada di tengah pemekaran cekungan dengan arah sumbu deposenter yang seharusnya mengikuti sumbu pembukaan Selat Makassar yaitu timur laut-barat daya (Gambar 2.5).

Genesis dari tektonisasi di Cekungan Makassar ditafsirkan bermula dari peristiwa *escape tectonic*, yang terjadi akibat benturan Lempeng India yang mengakibatkan indentasi Lempeng Eurasia ke arah timur-tenggara, mengakibatkan indentasi lempeng mikro Indochina ke arah tenggara melalui sesar mendatar '*red-river fault*' (Brahmantyo, 2009).

Gerak lateral lempeng mikro Indochina ini ditengarai mengakibatkan pensesaran mendatar dan gerak segmentasi yang memencar ke arah tenggara, menjadikan keberadaan tektonik akibat dominasi gerak mendatar fragmen lempeng mikro (*wrench/strike-slip tectonic*), yang pengaruhnya secara dinamika hingga ke Kalimantan dan Sulawesi.



**Gambar 2.4** (a) Peta gravitasi di Cekungan Makassar Utara (Sandwell dan Smith, 1997); (b) Peta struktur graben dan depositor graben (McClay dan White, 1995); (c) Peta struktur (waktu) batuan dasar Cekungan Makassar (Brahmantyo, 2009); (d) Peta isokron (ketebalan waktu TWT) sedimen pengisi graben (*synrift sediment*) Cekungan Makassar (Brahmantyo, 2009).



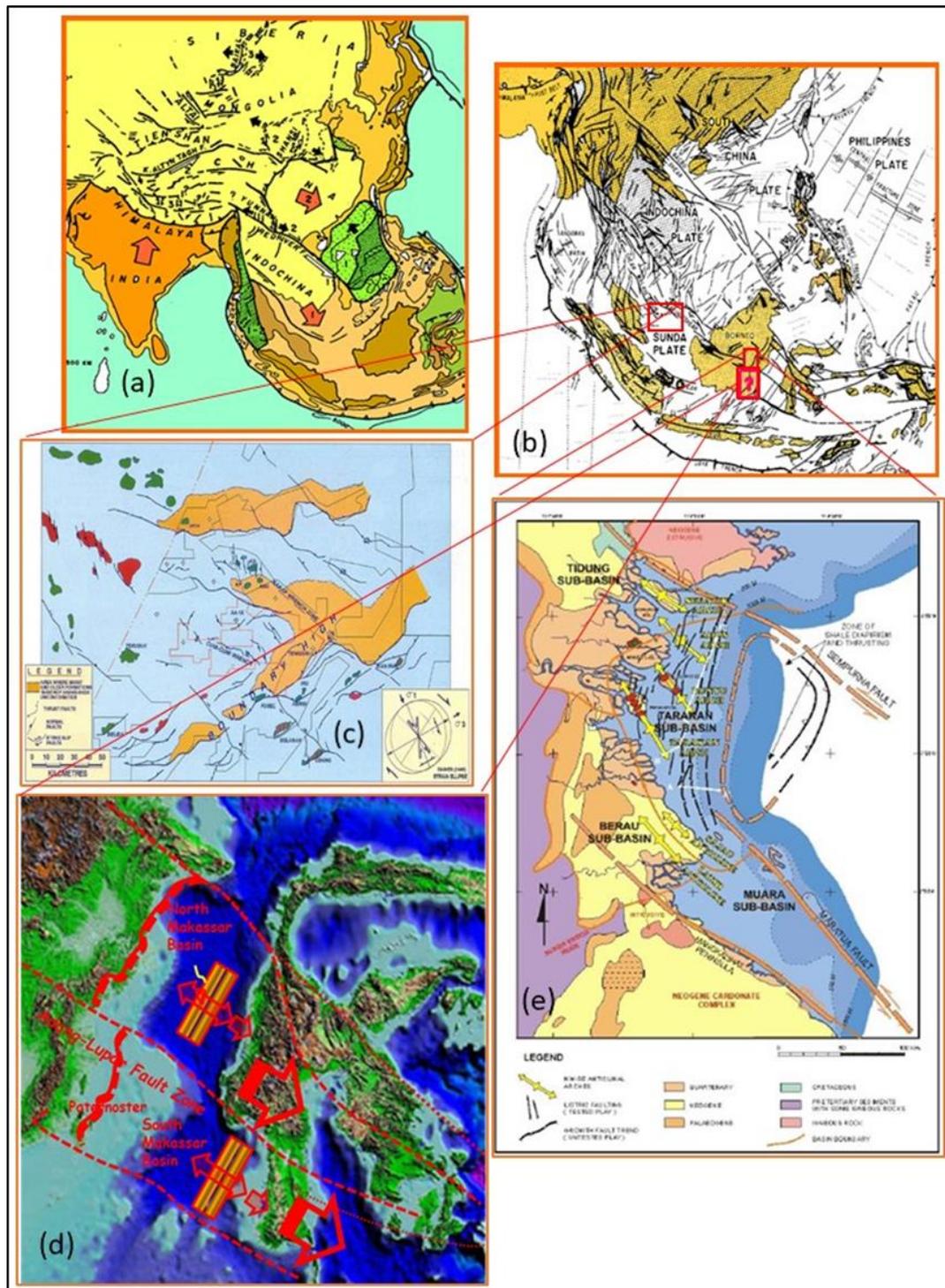
**Gambar 2.5** Beberapa model ekstensi pembentukan cekungan kontinental (a); asosiasi geometri horst-graben yang asimetris di Cekungan Makassar (b); sesuai dengan model Wernicke (1985) tentang kinematika *simple shear* pada pembentukan cekungan (c).

Pengaruh ekstrusi dan pensesaran mendatar lempeng mikro Indochina ke wilayah Kalimantan, Selat Makassar, dan Sulawesi terlihat dari adanya indikasi pensesaran dan segmentasi mendatar dengan jurus WNW-ESE dan NW-SE yang dikenali di kawasan Natuna, Tarakan dan Kalimantan Timur, hingga Cekungan Makassar dan daratan Sulawesi (Gambar 2.6).

Brahmantyo (2009) menafsirkan pembukaan awal selat dan Cekungan Makassar dimulai ketika pergerakan lempeng (*escape tectonic*) dari Indochina ke arah tenggara mengakibatkan inisiasi pensesaran mendatar barat-laut-tenggara (*wrench fault*) yang menyertai inisiasi pemekaran (*rifting*) segmen barat Kalimantan ke arah timur-tenggara. Pasangan pensesaran mendatar (*wrench fault*) mendukung pergerakan segmen Kalimantan Timur ke arah tenggara disertai pemekaran (*rifting*) membentuk strukturasi horst dan graben yang asimetris.

#### **2.1.2.2 Tektonostratigrafi Cekungan Makassar**

Berdasarkan data seismik di sepanjang Selat Makassar, pembentukan Selat Makassar dapat dibagi menjadi enam (6) tahapan, yaitu tahap *pre-rift* batuan dasar Pra-Tersier, tahap *syn-rift* pada Eosen Tengah-Eosen Akhir, tahap *post-rift* pada Oligosen, Miosen Awal-Tengah, dan Miosen Akhir, dan tahap *foreland basin* pada Pliosen-Resen (Nur'Aini *et al.*, 2005). Untuk memahami tektonostratigrafi Selat Makassar, maka perolehan urutan tektonostratigrafi tersebut dikaitkan dengan data penelitian lapangan Sub-Cekungan Lariang-Karama di Sulawesi Barat oleh Calvert (2007) dan data tektonostratigrafi Cekungan Kutai di Kalimantan, yang digunakan sebagai analog dan pendekatan.



**Gambar 2.6** Tektonogenesis Cekungan Makassar dimulai dari indentasi Lempeng Eurasia ke arah tenggara akibat benturan Lempeng India (Tapponier *et al.*, 1982, a), mengakibatkan pensesaran dan dispersal di bagian tenggara Paparan Sunda (b), yang menimbulkan tektonik pensesaran mendatar antara lain di Kawasan Natuna (Pertamina-BPPKA, 1996), Cekungan Makassar dan Tarakan (Pertamina-BPPKA, 1996) (c, d, e).

## 1. Tahap Pembentukan Batuan Dasar *Pre-Rift* Pra-Tersier

Batuan dasar (*basement*) di Selat Makassar berumur Mesozoikum, terdiri dari batuan metamorf, serpih (*shale*) hitam, dan batuan vulkanik. Batuan dasar ditindih secara tidak selaras oleh serpih hitam berumur Kapur Akhir dan batuan vulkanik andesitik hingga basaltik yang berumur Kapur Akhir-Paleogen Awal, dan pada umumnya banyak terlihat pada singkapan di daerah Sulawesi Barat. Pengendapan serpih hitam dan batuan vulkanik diinterpretasikan sebagai endapan yang berada di daerah sebelah barat dari zona subduksi dengan penunjaman berarah ke barat saat Kapur Akhir di sepanjang jalur paling selatan dari Sundaland, yang dikenal sebagai endapan *fore-arc basin* (Calvert, 2007).

## 2. Tahap *Syn-Rift* pada Eosen Tengah-Eosen Akhir

Pada sekitar 42 Jtl, kala Eosen Tengah-Eosen Akhir, tahapan ini dimulai. Pada masa ini, daratan Sulawesi masih berupa potongan terpisah (lengan selatan dan lengan timur) yang belum bersatu, dan Sulawesi merupakan suatu sistem busur kepulauan yang berada pada ujung kraton Paparan Sunda.

Pada kala Eosen Tengah-Eosen Akhir, pembukaan melalui tektonik ekstensional tersebut membentuk sistem pemekaran kerak benua, membentuk rangkaian struktur graben dan *half* graben yang saling berhubungan, dengan pola struktur berarah timurlaut-baratdaya. Struktur graben dan *half* graben tersebut diisi oleh sedimen-sedimen fluvio-deltaik hingga laut (*marine*), yang dimasukkan ke dalam Kelompok Toraja (Calvert, 2000).

Berdasarkan ciri litologi dan lingkungan pengendapan, terdapat 2 (dua) formasi yang masuk ke dalam Kelompok Toraja, yaitu Formasi Kalumpang dan Formasi Budung-budung (Gambar 2.7).

a. Formasi Kalumpang

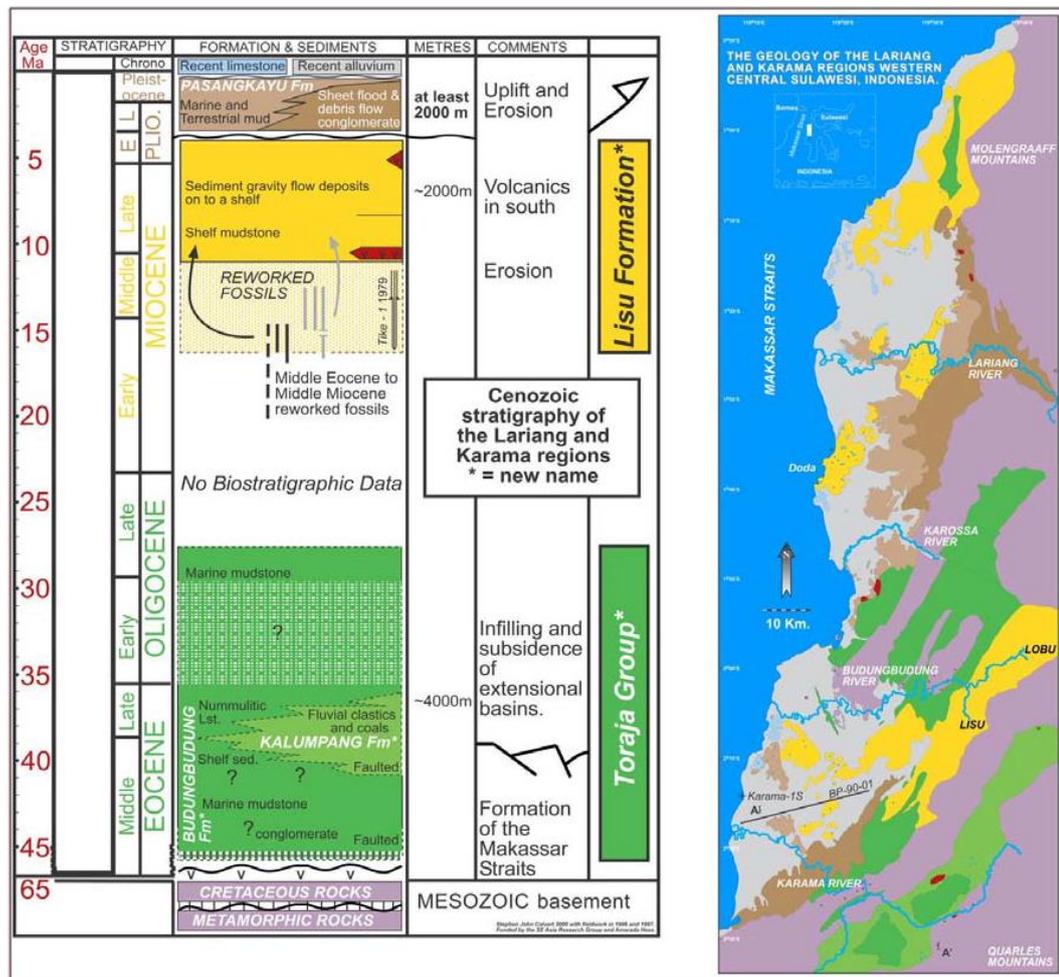
Formasi ini terdiri dari sekuen batulempung (*shale*) karbonan, batubara, batulanau, dan batupasir kuarsa dengan ketebalan beberapa meter, diendapkan pada lingkungan daratan (*terrestrial*)-*marginal marine*. Pada beberapa daerah, tersingkap bagian dari formasi yang diperkirakan memiliki ketebalan hingga mencapai total 3200 meter.

Formasi diendapkan secara tidak selaras di atas batuan berumur Kapur Akhir, di daerah Sub-Cekungan Karama, Sulawesi Barat, pada graben atau *half* graben berorientasi timurlaut–baratdaya. Formasi ini diperkirakan terbentuk pada kala Eosen Tengah-Akhir, yaitu pada awal terjadinya *rifting* dan penenggelaman graben dan *half* graben di Selat Makassar dan Sulawesi Barat (Calvert, 2007).

b. Formasi Budung-budung

Formasi ini terdiri dari serpih, batulempung serpihan, batugamping, dan sedikit konglomerat, yang diendapkan pada lingkungan fluvial-laut dangkal. Formasi diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar metamorf, serpih berwarna hitam, dan batuan vulkanik berumur Kapur Akhir. Di sungai Karama, formasi ini menunjukkan adanya perubahan pengendapan secara lateral. Formasi ini memiliki hubungan pengendapan yang menjari dengan Formasi Kalumpang, dengan ketebalan minimum diperkirakan 1000-2000 m (Calvert, 2007). Adanya singkapan

batugamping yang diendapkan menumpang di atas Formasi Kalumpang pada Eosen Tengah-Akhir menunjukkan gejala kenaikan relatif muka air laut saat Eosen Akhir.



**Gambar 2.7** Stratigrafi pada masa Kenozoikum (kiri) dan peta geologi (kanan) daerah Lariang dan Karama, Sulawesi Barat (Calvert, 2000).

### 3. Tahap *Post-Rift* pada Oligosen

Proses *rifting* diperkirakan berhenti pada Eosen Akhir, ditunjukkan dengan adanya batulempung dan batugamping setempat yang menutupi bagian atas dari Formasi Budung-budung pada kala Eosen Tengah-Akhir. Setelah berakhirnya *rifting*, dilanjutkan dengan terjadinya *thermal subsidence* selama Oligosen. Pada

umur Oligosen tidak ditemukan sedimen batugamping ataupun endapan batupasir dengan material kasar di daerah Lariang-Karama. Batugamping terumbu dari Formasi Berai menyebar cukup luas di Selat Makassar bagian selatan, yang tumbuh di atas daerah laut dangkal *platform* Paternoster dan di atas tinggian *tilted block* dari graben dan *half* graben.

Bagian cekungan sebelah tengah, barat, dan timur mengalami subsidens regional pada umur Oligosen, yang juga dialami oleh Cekungan Kutai, diwakili oleh endapan serpih yang memiliki penyebaran yang cukup luas dan merata. Di atas Kelompok Toraja, di daerah Lariang-Karama diendapkan batulempung berumur Oligosen Tengah, yang diendapkan pada lingkungan *shelf* (paparan), neritik luar-batial. Batulempung atau serpih tersebut diyakini sebagai endapan yang sangat *condensed* karena terbentuk saat muka air laut relatif sedang berada pada kondisi naik yang maksimum.

Secara regional lapisan balempung atau serpih pada bagian timur Selat Makassar selama Oligosen ini diperkirakan berperan sebagai suatu permukaan *detachment/decollement* bagi terjadinya deformasi *thin-skinned tectonic* (Rodgers, 1949) selama umur Neogen, membentuk struktur-struktur *toe-thrust* dan antiklin yang menghasilkan *fold thrust belt* di bagian lepas pantai Sulawesi Barat.

#### 4. Tahap *Post-Rift* pada Miosen Awal-Tengah

Bagian timur Sulawesi diperkirakan mulai menyatu (*docked*) pada 21 Jtl, sehingga pemekaran Selat Makassar ke arah timur berhenti. Secara regional, penurunan cekungan tetap berlanjut, dikarenakan adanya isostasi berkaitan dengan

pengangkatan Tinggian Kuching di bagian tengah Kalimantan (Miosen Awal). Selama Miosen Tengah, Delta Mahakam pada bagian barat cekungan mengalami perkembangan maksimal, yaitu pada saat pengangkatan Tinggian Kuching mencapai puncaknya. Endapan sedimen yang terbentuk pada Selat Makassar dipengaruhi oleh turunnya muka air laut relatif pada kurva eustasi global di seputar Asia Tenggara saat Miosen (20.5, 16.5 dan 10.5 Jtl) (Longley, 1997).

Bertumbuhnya fragmen dari mikrokontinen Banggai-Sula di sebelah tenggara Sulawesi pada 13 Jtl menyebabkan batuan vulkanik andesit dan granitoid intermediet (Kompleks Mamasa) mendominasi daerah Sulawesi Selatan. Di daerah Sulawesi Barat tidak terdapat suplai sedimen dari material yang lebih kasar dengan jumlah yang cukup signifikan ke dalam cekungan.

Eustasi global pada saat Miosen Awal menyebabkan bagian *slope* Delta Mahakam yang lebih dalam ke arah cekungan tersingkap, sehingga memungkinkan terjadinya erosi karena perbedaan topografi yang cukup signifikan. Keadaan kemiringan yang terjal dan berlanjutnya pengangkatan bagian tengah Kalimantan (Tinggian Kuching) menyebabkan tererosinya sebagian *upper slope canyons* dan terjadi pengendapan material berbutir kasar dan pasir turbidit ke arah dasar cekungan (*basin floor*) melalui mekanisme *gravity flow* (Fraser *et al.*, 2000).

Selama Miosen Awal-Tengah, suplai sedimen yang berasal dari daerah Delta Mahakam mendominasi sedimen di Selat Makassar. Pengendapan material yang berasal dari erosi *upper slope canyons* tersebut membentuk sistem sungai bawah laut (*channel complexes*) dan sistem *slope* dari kipas bawah laut (*slope fan complexes*) (Fowler *et al.*, 2004). Ukuran kipas bawah laut yang cukup luas dan

penggabungan kompleks sungai pada dasar cekungan diasumsikan dapat merupakan kandidat reservoir yang baik untuk pemerangkapan pada sistem *fold thrust belt* di bagian lepas pantai Sulawesi Barat.

#### 5. Tahap *Post-Rift* pada Miosen Akhir

Pada kala Miosen Akhir, terjadi pengendapan sedimen dengan energi rendah di cekungan yang dapat terlihat dari adanya refleksi yang paralel, menerus, sampai sub-paralel pada penampang seismik. Hal ini menunjukkan bahwa pada Miosen Akhir, lingkungan pengendapan di seluruh cekungan adalah laut dalam, sedangkan pada daerah Sulawesi Barat pada tahap *post-rift*, sedimen didominasi oleh endapan *interbedded mudstone*.

##### a. Formasi Lisu

Pada daerah Sulawesi Barat, Formasi Lisu diendapkan di atas Kelompok Toraja yang terdiri dari Formasi Kalumpang dan Formasi Budung-budung (Gambar 2.7), dengan lokasi tipe di daerah Karama, pada singkapan di Sungai Budung-budung. Berdasarkan zonasi foraminifera dan nannofossil, formasi ini berumur Miosen Awal-Pliosen, dengan tebal mencapai 2000 m. Ciri dan karakteristik fasies pada bagian bawah Formasi Lisu (batulempung) mirip dengan fasies Kelompok Toraja bagian atas, yang didominasi oleh batulempung pada kala Eosen-Oligosen. Dengan tidak ditemukannya bukti ketidakselarasan di lapangan, maka kontak Formasi Lisu diasumsikan berada selaras di atas Kelompok Toraja. Selama Miosen Awal-Miosen Akhir, pengendapan batulempung dari Formasi Lisu terjadi pada

lingkungan paparan-laut dangkal, yang berkembang di seluruh daerah Karama sejak Eosen Akhir.

Pada daerah Lariang terlihat adanya aktivitas volkanisme selama Miosen Tengah di bagian timur dan selatan Sulawesi, yaitu dengan ditemukannya lapisan debris produk volkanik dan tuff berumur Miosen Akhir. Selama Miosen Akhir, dijumpai sedimen berupa pasir dan material kasar dari arah timur dan selatan, yang diendapkan secara gravitasi (*gravity flow*). Hal inilah yang mengindikasikan adanya suatu relief atau tinggian di sekitar daerah tersebut, sehingga berkaitan dengan adanya aktivitas magmatisme dan pengangkatan (*uplift*) di bagian selatan dan timur daerah Lariang-Karama. Walaupun demikian, material yang bersifat *muddy* yang diendapkan pada lingkungan paparan-laut dangkal masih mendominasi endapan pada daerah Karama. Indikasi tersebut menjadikan adanya kontrol batuan dasar sebagai pengaruh terhadap proses subsidens pada cekungan.

#### 6. Tahap *Foreland Basin*

Pada kala Pliosen Awal hingga Resen (4 Jtl), tahap *foreland basin* berlangsung yang disebabkan oleh menumbuknya (*collision*) mikrokontinen Banggai-Sula menuju bagian timur Sulawesi (Fraser *et al.*, 2003). Pada bagian timur Selat Makassar, lipatan dan sesar anjak (*fold thrust belt*) terbentuk, yang bersumbu utara selatan, sebagai akibat dari kompresi tersebut. Sesar-sesar anjak (*thrust fault*) berkembang ke arah barat, menghasilkan jajaran antiklin bersumbu utara-selatan, diikuti oleh pengangkatan daratan Sulawesi. Tinggian-tinggian dan

jalur orogen tersebut tererosi dan menjadi sumber material sedimen klastik kasar yang mengisi rendahan serta graben-*half* graben pada Pliosen Awal hingga Resen.

Antara jajaran lipatan dan sesar anjak (*fold thrust belt*) tersebut dibatasi oleh *syn-kinematic mini basin*, yang terisi oleh sedimen hasil dari erosi puncak (*crest*) antiklin tersebut. Hal ini juga diperlihatkan oleh adanya divergen dan *onlap fill* pada refleksi seismik (Nur'Aini *et al.*, 2005).

a. Formasi Pasangkayu

Formasi ini didominasi oleh konglomerat dan lapisan batupasir, serta dominasi batulempung pada daerah yang dekat dengan garis pantai. Konglomerat tersebut terdiri dari matriks dan *clast-supported*, pemilahan sedang-buruk, dengan ukuran komponen berkisar antara kerakal-bongkah, dengan bentuk komponen membundar tanggung hingga menyudut tanggung. Komponen polimik tersebut terdiri dari fragmen batuan dasar berumur Kapur, yaitu argilit, *slate*, dan batuan vulkanik intrusif (batuan beku *aphanitic* yang tersilisifikasi). Konglomerat tersebut merupakan hasil pengendapan kipas aluvial yang berbatasan dan menjemari dengan dataran aluvial dan lingkungan laut (neritik dalam-neritik luar). Sedimen diperkirakan berasal dari tinggian relief pegunungan berbukit dan *hinter land* dengan mekanisme transportasi berupa debris (*mass*) *flow* yang membawa banyak material kasar. Batulempung bersifat karbonan dan memiliki struktur internal sedimen masif, dan berlapis tipis hingga laminasi.

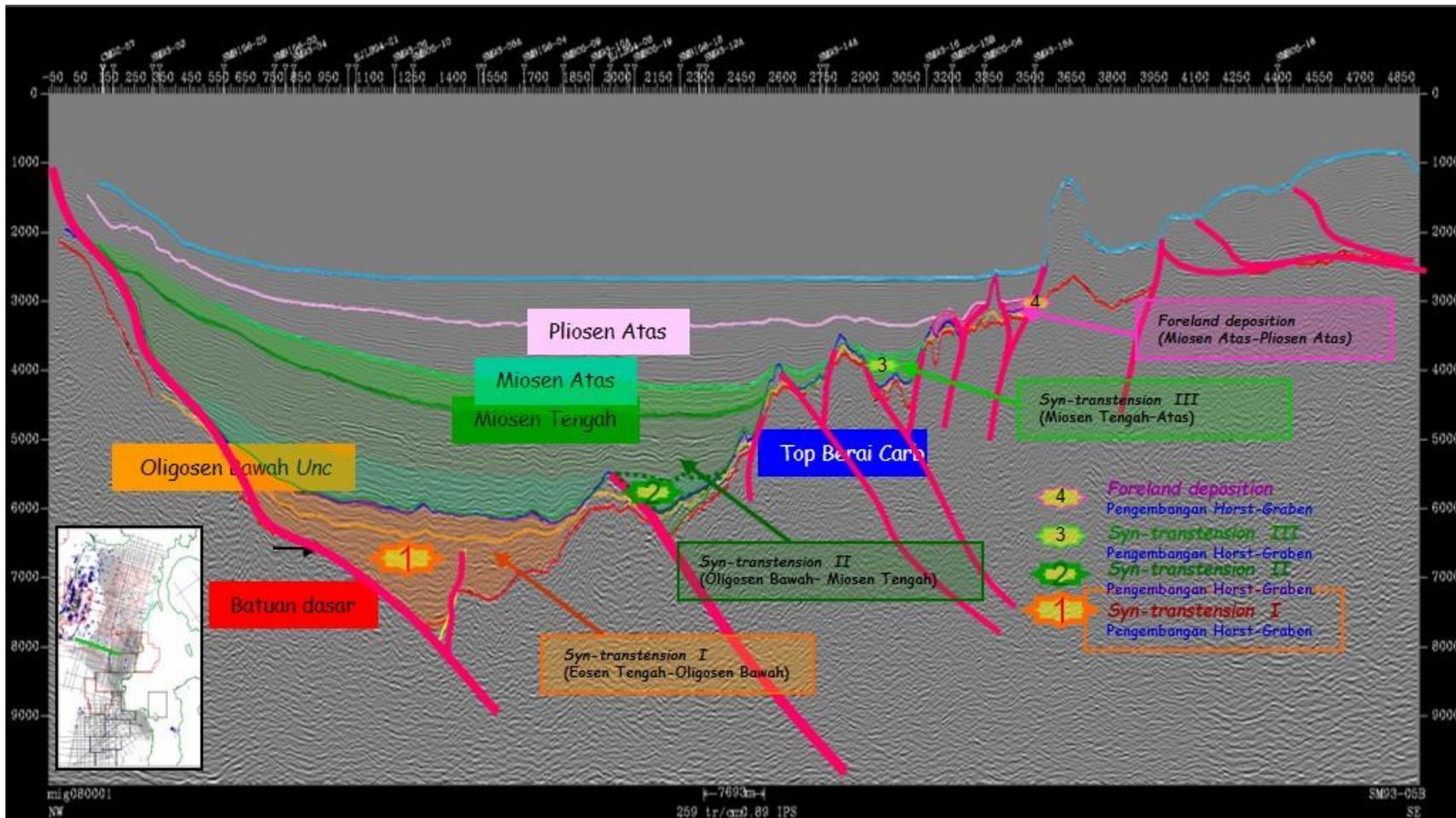
Formasi Pasangkayu terendapkan secara tidak selaras di atas batuan Kenozoikum atau lebih tua dan ditindih secara tidak selaras oleh aluvial Kuartar serta batugamping yang diperkirakan berumur mulai dari Pliosen Awal hingga

Pleistosen, berdasarkan nannofosil dan foraminifera (Hadiwijoyo *et al.*, 1993), dengan tebal antara 2000-3500 m.

Brahmantyo (2009) menyampaikan bahwa berdasarkan gejala yang tampak pada penafsiran penampang seismik regional berarah barat laut-tenggara (WNW-ESE), khususnya yang melintasi bagian selatan dari Cekungan Makassar Utara, terlihat jelas bahwa terdapat graben/*half*-gaben di daerah timur, yang juga merupakan arah terbukanya Cekungan Makassar, yang cenderung terbentuk pada periode setelah terbentuknya horst dan graben di kala Eosen-Oligosen (Gambar 2.8).

Umumnya peneliti terdahulu menyatakan bahwa periode pembentukan horst dan graben Cekungan Makassar hanya terjadi saat *syn-rift* di kala Eosen-Oligosen, yang kemudian dilanjutkan dengan periode *post-rift* yang disertai dengan *thermal subsidence*. Namun, dari gejala yang teridentifikasi pada penampang seismik di area ini (Gambar 2.8), terdapat multiperioda pembentukan horst dan graben yang tidak hanya terjadi pada kala Eosen-Oligosen, tetapi ditafsirkan bahwa proses pembentukan juga terjadi pada kala Miosen Awal dan Miosen Akhir (Gambar 2.8). Gejala keberadaan multiperioda pembentukan horst dan graben ini menguatkan dugaan bahwa tektonisasi transtensional cenderung berlangsung terus menerus hingga Kuartar (Brahmantyo, 2009).

Berdasarkan keberadaan gejala multiperioda pembentukan horst-graben serta karakter seismik internal dari megasekuan pengendapan, satuan tektonostratigrafi Cekungan Makassar dibagi menjadi 5 (lima) satuan megasekuen (Gambar 2.9), dari muda (atas) ke tua (bawah) (Brahmantyo, 2009), yaitu:



**Gambar 2.8** Penampang seismik barat barat daya-timur timur laut yang menunjukkan keberadaan multiperioda pembentukan horst dan graben, sejak Eosen hingga Miosen Akhir (Brahmantyo, 2009).

SUB ERA	EPOCH	TECTONO-STRATIGRAPHIC Megasequences	SEISMIC HORIZONS	SEISMIC FLATENED EVENTS	TECTONIC ENVIRONMENT	
NEOGENE	PLEISTOCENE	<i>Seabed</i>			COMPRESSIONAL	
	PLIOCENE	Foreland Deposition Highstand (Progradational to westward)	Pink (Near Top Pliocene)			
			Mid Early			
	MIOCENE	Late	Syn-Transension 3	Light Green (Upper Miocene)		TRANSTENSIONAL
		Mid Early	Syn-Transension 2	Dark Green (Mid Miocene)		
	OLIGO CENE	Late	Syn-Transension 1	Blue (Oligo-Mio Top Beraí Carbonate)		
		Mid		Orange (Lower Oligocene Unconformity)		
		Early				
	PALEOGENE	EOCENE	Late	Red (Mid-Eocene Unconformity)		
			Middle	Pre-Transension		

Gambar 2.9 Tafsiran tatanan tektonostratigrafi di Cekungan Makassar (Brahmantyo, 2009).

- a. *Foreland deposition*, merupakan pengendapan progradasional ke arah barat dari *uploading thrust-fold belt* daratan Sulawesi pada lingkungan tektonik kompresif sejak Miosen Atas hingga Pliosen Atas.
- b. *Syn-transtension 3*, yaitu pengendapan megasekuen pada lingkungan transtensional sejak Miosen Tengah-Atas.
- c. *Syn-transtension 2*, yaitu pengendapan megasekuen pada lingkungan transtensional selama Oligosen Bawah hingga akhir Miosen Tengah.
- d. *Syn-transtension 1*, yaitu pengendapan megasekuen pada lingkungan transtensional selama Eosen Tengah hingga Oligosen Bawah.
- e. *Pre-transtension*, adalah satuan batuan dasar metamorfik berumur Mesozoikum atau Paleogen Awal (Eosen Awal-Eosen Tengah).

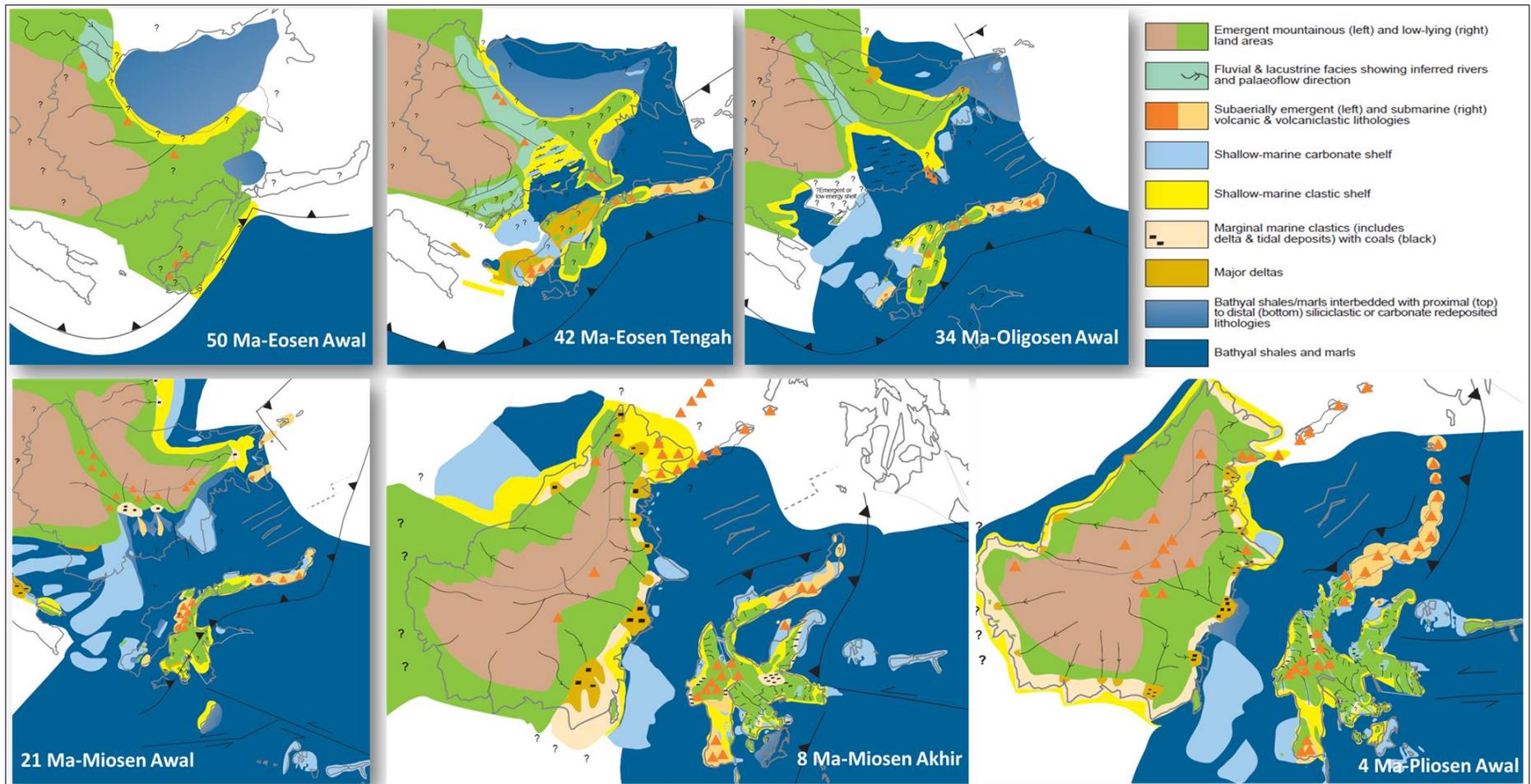
Sedimentasi dan sebaran batuan induk di cekungan sangat dipengaruhi oleh kerangka tektonostratigrafi dari pembukaan Selat Makassar pada saat Paleogen yang mengakibatkan terbentuknya sesar-sesar normal dan strukturasi horst dan graben. Graben di Cekungan Makassar cenderung sebagai *half* graben yang berasosiasi dengan sesar normal yang bertipe sesar listrik, yaitu sesar normal dengan kemiringan bidang patahan yang semakin landai ke arah bawah. *Half* graben adalah blok batuan di atas bidang sesar normal yang relatif mengalami penurunan terhadap blok batuan di bawah sesar normal dan cenderung mengalami rotasi mengikuti perubahan kemiringan bidang sesar normal, sedangkan horst merupakan bagian blok batuan yang terangkat atau tidak mengalami penurunan dan bertindak sebagai poros dari rotasi turunnya *half* graben (Fossen, 2010).

Pembukaan graben, terutama jika dasar Selat Makassar merupakan kerak benua, memberikan kesempatan bagi pengembangan lingkungan danau (lakustrin) yang baik untuk pengembangan batuan induk. Untuk memprediksi perkembangan sumber fasies di daerah ini dapat digunakan serangkaian peta paleogeografi (Gambar 2.10). Dengan mengetahui paleofasies batuan Eosen antara Selat Makassar dan Sulawesi Barat, maka dapat diperkirakan posisi terjadinya retakan awal.

Cekungan Makassar yang semakin membuka lebar akan menyebabkan terjadinya transgresi yang mengendapkan sedimen laut dangkal. Pada Miosen Tengah, cekungan berhenti membuka akibat tertahan oleh benturan dua mikrokontinen di sebelah timur Sulawesi, yaitu mikrokontinen Buton-Tukang Besi dan mikrokontinen Banggai-Sula. Pada periode ini, fasies laut dalam (batial) berkembang di Selat Makassar yang berlangsung hingga saat ini (Resen).

Perubahan fasies dari lakustrin, transisi, laut dangkal, dan laut dalam akan terbaca dalam perubahan biomarker sedimen yang diendapkan atau minyak yang dihasilkan, baik secara vertikal (umur geologi) maupun lateral. Analisis biomarker di daratan dan lepas pantai akan memberikan hasil mengenai perubahan fasies dari biomarker, yang akhirnya dapat mengkonfirmasi model evolusi tektonik bagaimana terbukanya Selat Makassar pada Eosen-Resen.

Di bagian barat dari Cekungan Makassar Utara, di area paparan dan laut dalam dari Cekungan Kutai, telah banyak dilakukan analisis geokimia minyak bumi pada sampel minyak dan batuan. Mayoritas akumulasi hidrokarbon di daerah ini dapat dikorelasikan dengan delta yang berumur Miosen (Lin *et al.*, 2005).



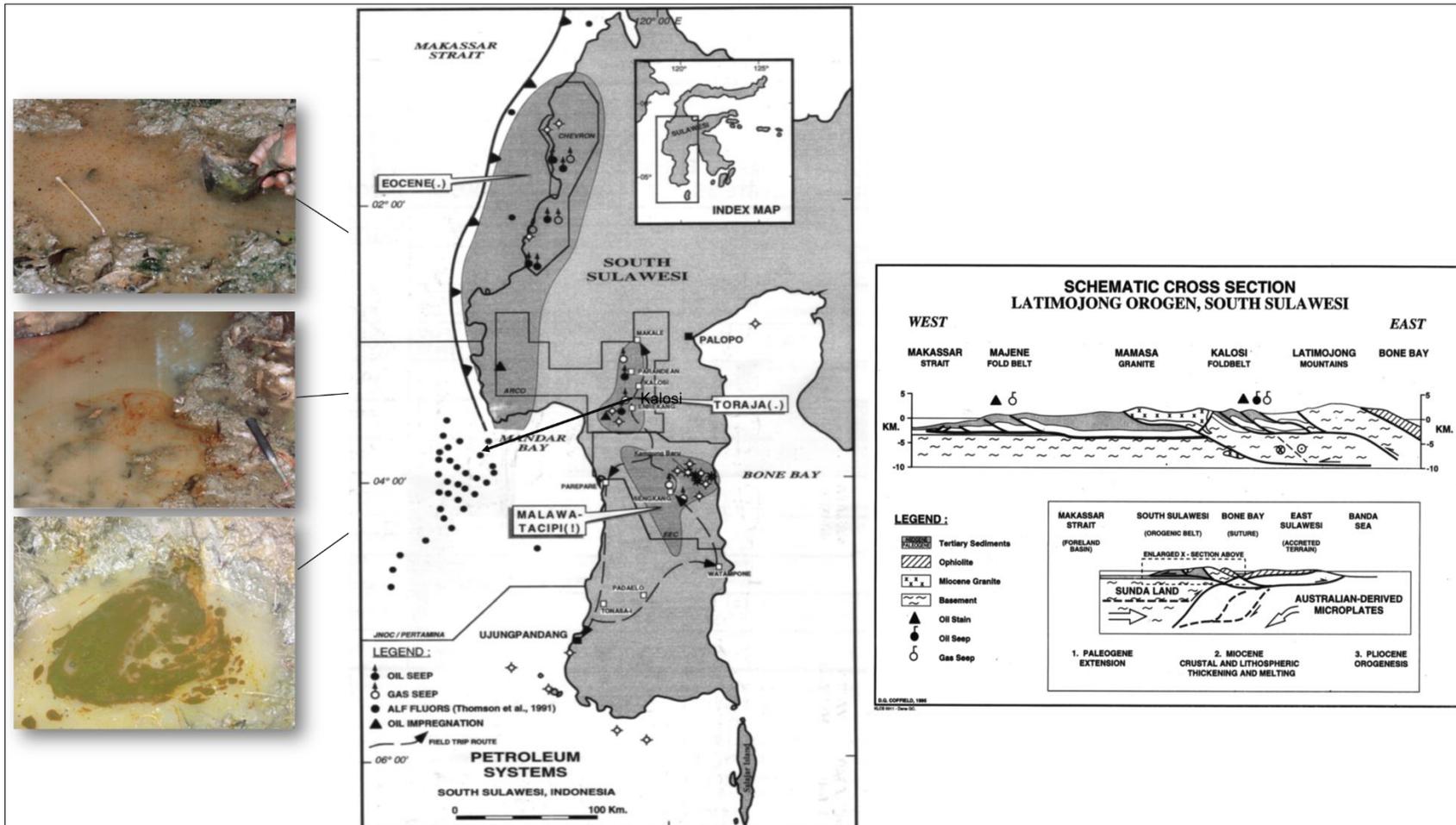
**Gambar 2.10** Paleogeografi Pulau Kalimantan dan Sulawesi selama Eosen Awal-Pliosen Awal (50 Jtl-4 Jtl), mempengaruhi perkembangan *source*, reservoir dan *seal* berumur Paleogen (Moss dan Wilson, 1998).

Dua (2) tahapan pengendapan batubara dan *carbonaceous shale* berhubungan dengan perkembangan Delta Mahakam. Geokimia Selat Makassar dan daerah lepas pantai Sulawesi Barat umumnya bersifat spekulatif karena kurangnya pengetahuan dibandingkan dengan bagian barat. Namun, terdapat cukup banyak rembesan minyak dan gas di daerah daratan Sulawesi Barat, seperti di daerah Kalosi, Lariang, dan Karama (Gambar 2.11 dan 2.12).

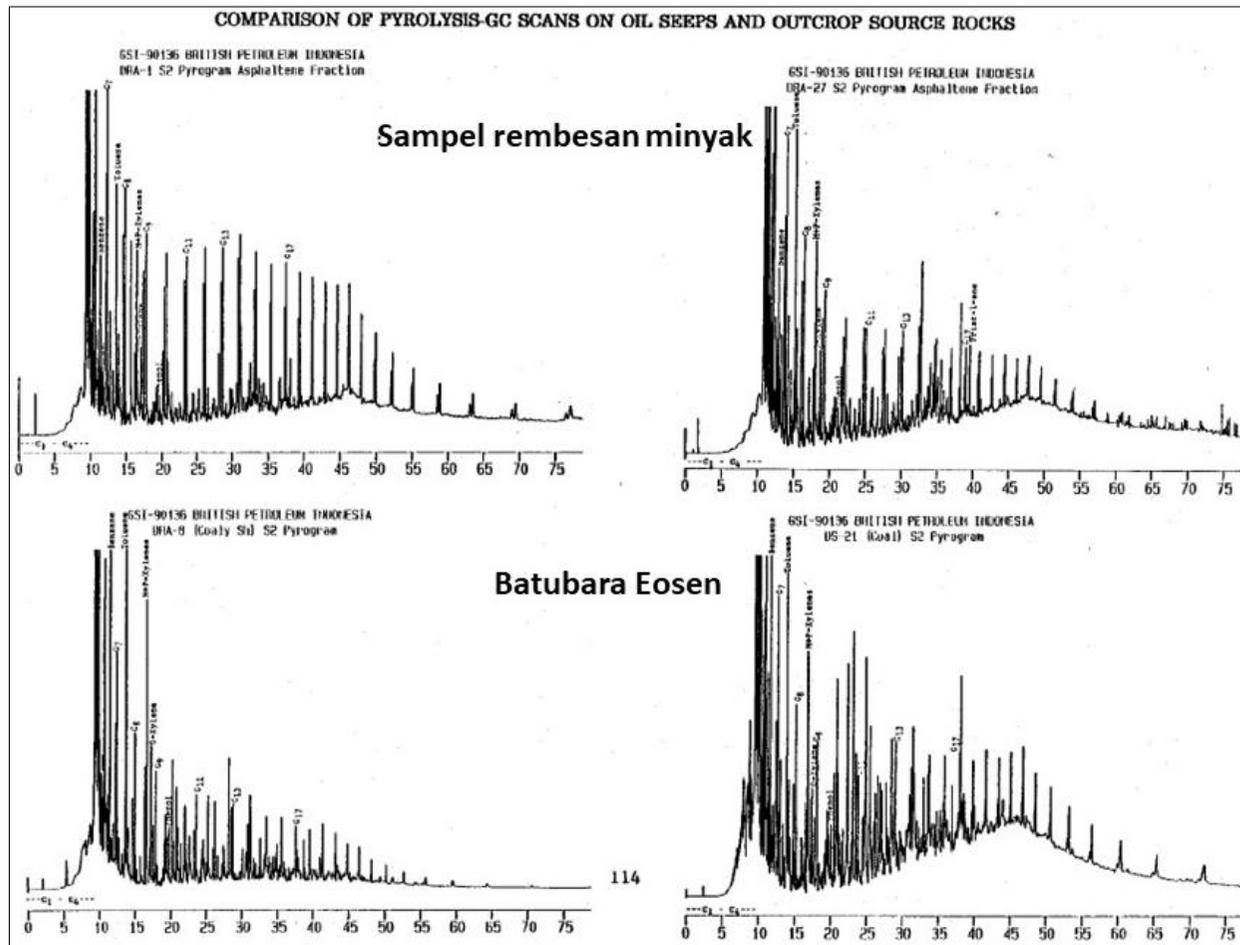
### **2.1.3 Korelasi Geokimia**

Korelasi dalam ilmu geokimia merupakan perbandingan antara dua sampel atau lebih berdasarkan sifat-sifat kimia yang dimiliki oleh sampel-sampel tersebut. Apabila dihubungkan dengan hidrokarbon, tujuan melakukan korelasi adalah untuk menentukan hubungan genetik antara kelompok sampel minyak dan perkiraan batuan induk yang diharapkan.

Dalam membuat model sistem hidrokarbon untuk pemodelan geologi, salah satu pendekatan yang dilakukan adalah dengan melakukan korelasi geokimia hidrokarbon, antara lain untuk membangun sistem perminyakan demi meningkatkan keberhasilan eksplorasi, mendefinisikan kompartemen reservoir untuk meningkatkan produksi, dan mengidentifikasi asal mula minyak bumi. Oleh karena itu, studi ini selalu dilakukan dalam ekplorasi dan produksi migas (Peters *et al.*, 2005). Hasil korelasi yang positif (batuan induk dan minyak cocok secara genetik) merupakan sebuah konfirmasi atas konsep yang diujikan, sedangkan hasil korelasi yang negatif dapat memunculkan adanya ide-ide baru sebagai dasar untuk model sistem hidrokarbon.



Gambar 2.11 Rembesan minyak dan gas di daratan dan lepas pantai Sulawesi (Thompson *et al.*, 1991).



**Gambar 2.12** Perbandingan pirolisis kromatografi gas (GC) antara sampel rembesan minyak dan batuan induk batubara pada Formasi Toraja berumur Eosen, Sulawesi Barat. (Robinson, 1990).

Pembuatan klasifikasi terhadap jenis batuan induk dan sampel minyak yang ada merupakan hal utama yang harus dilakukan sebelum melakukan korelasi, yang dibuat berdasarkan data geologi dan data eksisting. Kemudian analisis mengenai hubungan minyak-batuan induk dilakukan untuk mengetahui apakah minyak tersebut berasal dari batuan induk yang sama atau tidak.

### **2.1.3.1 Batuan Induk**

Waples (1985) mendefinisikan batuan induk (*source rock*) sebagai batuan sedimen berbutir halus yang mempunyai kemampuan sebagai sumber hidrokarbon. Peters and Cassa (1994) menyampaikan bahwa batuan induk merupakan batuan sedimen yang sedang, akan, atau telah menghasilkan hidrokarbon.

Syarat untuk dapat disebut sebagai batuan induk yaitu batuan tersebut mengandung kadar organik yang tinggi. Selain kandungan organik yang tinggi, kerogen yang dipunyai oleh batuan tersebut harus berpotensi menghasilkan hidrokarbon dan telah mencapai kematangan tertentu sehingga dapat menghasilkan hidrokarbon (Waples, 1985).

Pembagian batuan induk menurut Waples (1985) tercakup menjadi tiga jenis, yaitu:

1. **Batuan induk potensial** (*potential source rock*), yaitu jika kematangan berdasarkan temperatur tercapai dan mengandung material organik dalam jumlah yang cukup untuk menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon.
2. **Batuan induk efektif** (*effective source rock*), merupakan batuan yang memiliki kandungan material organik yang sedang menghasilkan dan mengeluarkan

hidrokarbon untuk membentuk akumulasi hidrokarbon dalam jumlah yang ekonomis.

3. **Kemungkinan batuan induk** (*possible source rock*), merupakan batuan sedimen yang belum pernah dievaluasi potensinya, tetapi memiliki kemungkinan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon.

Law (1999) juga menambahkan jenis batuan induk, selain pembagian ketiga jenis di atas, yaitu:

1. **Sisa batuan induk efektif** (*relic effective source rock*), merupakan batuan induk efektif yang tidak lagi menghasilkan hidrokarbon akibat adanya pendinginan, seperti dikarenakan pengangkatan atau erosi.
2. **Batuan induk tidak ekonomis** (*spent source rock*), merupakan batuan induk yang aktif menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon, walaupun telah mencapai fasa terlalu matang (*overmature*), atau tidak kaya akan material organik.

Peters dan Cassa (1994) membagi batuan induk menjadi 5 (lima) jenis berdasarkan persentase *total organic carbon*-nya, yaitu:

1. *Poor source rock* : 0–0.5 % TOC
2. *Fair source rock* : 0.5–1 % TOC
3. *Good source rock* : 1-2 % TOC
4. *Very good source rock* : 2-4% TOC
5. *Excellent* : >4 % TOC

Beberapa parameter yang dibutuhkan untuk dapat menentukan suatu batuan sebagai batuan induk, yaitu:

1. Kuantitas material organik.
2. Kualitas material organik/jenis kerogen.
3. Kematangan material organik.

#### 2.1.3.1.1 Kuantitas Material Organik

Jumlah/kuantitas material organik yang dikandung oleh suatu batuan sedimen disebut sebagai karbon organik total atau *total organic carbon* (TOC). TOC merupakan kuantitas karbon organik yang terendapkan dalam batuan tersebut yang dinyatakan sebagai persen berat dari batuan kering (*dry rock*). Karbon organik merupakan karbon yang berasal dari zat organik dan bukan berasal dari karbonat (misal gamping). Batuan sedimen dapat menjadi batuan induk apabila memiliki nilai TOC minimum, yang berbeda dinyatakan oleh beberapa peneliti.

Standar umum yang dapat digunakan sebagai indikasi potensi batuan induk adalah skala nilai TOC batuan sedimen dari Waples (1985), yang lalu dimodifikasi menjadi seperti pada Tabel 2.1.

**Tabel 2.1** Indikasi Potensi Batuan Induk Berdasarkan TOC (Waples, 1985)

<b>Implikasi Batuan Induk</b>	<b>TOC (% berat)</b>
Potensi rendah	< 0.5
Kemungkinan sedikit berpotensi	0.5–1.0
Kemungkinan cukup berpotensi	1.0–2.0
Kemungkinan berpotensi baik	2.0–5.0
Kemungkinan sangat baik	5.0–20.0
Kemungkinan batubara	>20.0

Batuan dikatakan berpotensi rendah dan miskin material organik apabila mengandung TOC kurang dari 0,5% sehingga kandungan hidrokarbon yang terdapat di dalam batuan tidak cukup untuk terekspulsi dan kerogen yang ada cenderung akan teroksidasi.

Batuan berada pada batas antara berpotensi rendah dan baik apabila mengandung TOC antara 0,5% hingga 1%, yang kemungkinan besar tidak dapat menjadi batuan induk yang sangat efektif, tetapi tetap dapat menghasilkan hidrokarbon dengan kerogen yang ada umumnya akan teroksidasi.

Secara umum, batuan sedimen akan memiliki potensi yang besar jika mengandung TOC lebih dari 1%. Batuan akan berasosiasi dengan lingkungan pengendapan di antara lingkungan oksidasi dan reduksi apabila mengandung TOC antara 1 dan 2%. Pada lingkungan ini, material organik yang kaya akan lemak akan terawetkan dan berpotensi membentuk minyak bumi, sedangkan batuan dengan nilai TOC lebih dari 2% menandakan lingkungan reduksi dan memiliki potensi yang lebih baik lagi.

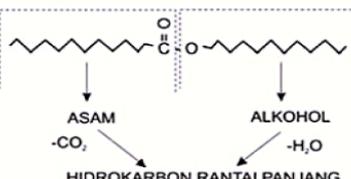
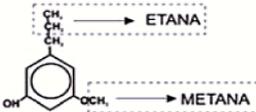
Sebelum melakukan analisis lebih lanjut, hal paling mendasar yang harus diperhatikan adalah kuantitas/nilai TOC. Selain dari kuantitas yang harus dijadikan sebagai parameter mendasar, kualitas dari material organik juga harus menjadi parameter penentu berikutnya. Batuan dengan TOC tinggi bisa menjadi tidak berpotensi sebagai batuan induk, kemungkinan karena adanya material kekayuan (*woody*) yang telah teroksidasi.

#### **2.1.3.1.2 Kualitas Material Organik**

Kualitas material organik yang dimaksud salah satunya adalah jenis material organik yang terkandung yang menjadi penentu sifat dasar dari hidrokarbon yang dihasilkan, baik minyak maupun gas.

Menurut Hunt (1996) dan Allen (1998), kerogen merupakan bagian dari material organik dalam batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik. Ukuran molekul mempengaruhi sifat ketidaklarutan ini. Besaran konsentrasi yang dimiliki oleh 5 (lima) unsur primer, yaitu karbon, hidrogen, oksigen, nitrogen, dan sulfur, menjadi penentu dalam mengidentifikasi tipe kerogen. Tidak semua tipe kerogen akan menghasilkan minyak (Tabel 2.2).

**Tabel 2.2** Tipe kerogen, asal, penyusun organik, dan sifat kimianya (Waples, 1985)

LINGKUNGAN	Tipe KEROGEN	MASERAL	ASAL	STRUKTUR KIMIA DAN HASIL DEGRADASINYA	Tipe HIDROKARBON
AKUATIK	I	ALGINIT	Alga laut		Minyak
		KEROGEN AMORF	Hancuran alga		
TERESTRIAL	II	EKSINIT	Kulit-kulit spora dan polen. Kutikula daun dan tumbuhan hijau.		Minyak lilin
					
	III	VITRINIT	Serat tanaman dan fragmen kayu, zat humus terkoloid		Gas
	IV	INERTINIT	Material kayu teroksidasi		-

Metode yang digunakan untuk mengklasifikasikan tipe kerogen adalah dengan menggunakan grafik antara atom indeks hidrogen (HI) dan indeks oksigen

(OI) yang dikenal dengan nama diagram Van Krevelen (Peters dan Moldowan, 1993), juga perbandingan antara harga indeks hidrogen (HI) dengan Tmaks.

### 2.1.3.1.3 Kematangan Material Organik

Kematangan material organik dapat diketahui dari hasil analisis terhadap nilai Tmaks dan reflektansi vitrinit (Ro). Indikator kematangan dapat dilihat dari nilai Tmaks, yaitu temperatur pada saat laju maksimum pirolisis. Nilai ini diperoleh bersama dengan data pirolisis lainnya yang berbanding lurus dengan kematangan.

Selain nilai Tmaks, reflektansi vitrinit (Ro) juga dapat digunakan sebagai parameter terhadap kematangan, karena dengan makin naiknya temperatur akan meningkatkan kilap atau reflektansi dari maseral vitrinit. Tabel 2.3 menunjukkan klasifikasi kematangan berdasarkan Tmaks dan Ro dari Peters dan Cassa (1994).

**Tabel 2.3** Parameter-Parameter Kematangan (Peters dan Cassa, 1994).

Kematangan	Maturation			Generation		
	Ro (%)	Tmaks ° (°C)	TAI	Bit/TOC	Bitumen (mg/g)	PI
Belum matang	0,20-0,60	<435	1,5-1,26	<0,05	<50	<0.10
Matang						
Awal	0,60-0,65	435-445	2,6-2,7	0,05-0,10	50-100	0,10-0,15
Puncak	0,65-0,90	445-450	2,7-2,9	0,15-0,25	150-250	0,25-0,40
Akhir	0,90-1,35	450-470	2,9-3,3	--	--	>0,40
Terlalu matang	>1,35	>470	>3,3	--	--	--

Ro: Reflektansi vitrinit  
Tmaks: Temperatur maksimum saat pirolisis  
TAI: Indeks Alterasi Termal

Bit/TOC: Bitumen / Karbon Organik Total  
PI: Indeks produksi

### 2.1.3.2 Minyak Bumi dan Ekstrak

Terdapat 3 (tiga) jenis parameter yang digunakan untuk membandingkan sampel minyak dan batuan induk maupun dengan minyak lain, yaitu sifat fisik, isotop, dan molekular (Waples dan Curiale, 1999). Parameter korelasi yang paling akurat adalah parameter molekular karena ketepatan informasi yang disampaikan dan sejumlah besar data yang dapat diperoleh. Selain dapat mengaitkan/mengkorelasikan minyak secara langsung terhadap minyak lain atau terhadap ekstrak batuan induk, parameter molekular tertentu dapat digunakan untuk memperkirakan umur minyak. Kemampuan ini sangat penting dalam usaha pencarian batuan induk untuk mengkorelasikannya dengan minyak tertentu (Waples dan Curiale, 1999).

Data biomarker dapat diperoleh dengan beberapa teknik analisis geokimia, seperti kromatografi gas (GC), kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS), *Pyrolysis-Gas Chromatography* (Py-GC), dan *High Performance Liquid Chromatography* (HPLC). GC/MS merupakan teknik yang paling penting karena dapat menyediakan data yang berlimpah dan sangat spesifik.

Teknik kromatografi gas (GC) yang dilakukan terhadap sampel berupa saturat akan memperoleh distribusi n-alkana dan isoprenoid yang dapat digunakan untuk menganalisis asal material organik, *source facies*, kematangan, korelasi, zona kedalaman dari sumur, dan biodegradasi. Untuk tujuan korelasi, beberapa hal yang diperlukan adalah konten lilin (C<sub>23+</sub>), Indeks Preferensi Karbon (CPI) (Bray dan Evans, 1961), dan rasio pristana-fitana (Pr/Phy).

Dalam beberapa kasus, terutama pada ekstrak batuan, sampel mungkin saja terkontaminasi. Salah satu contoh dari hal ini adalah kontaminasi dari pelapis

plastik (*plasticizers*) yang umum terjadi, tetapi biasanya mudah dikenali. Contoh lain adalah biodegradasi. Biodegradasi dapat sangat mengubah hasil kromatografi gas. Pada tahap awal biodegradasi, n-alkana dikeluarkan secara selektif sehingga informasi signifikan yang diperlukan akan hilang (Waples dan Curiale, 1999). Rasio pristana-fitana (Pr/Phy) juga akan sedikit terpengaruh pada tingkat biodegradasi rendah dan pada tingkat biodegradasi yang lebih tinggi akan menyebabkan hilang secara keseluruhan.

Kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS) merupakan teknik yang digunakan untuk mengidentifikasi dan mengukur senyawa yang hadir dalam konsentrasi rendah yang tidak dapat dipisahkan, diidentifikasi, dan dikuantifikasi secara memadai apabila menggunakan kromatografi gas (Waples dan Curiale, 1999).

Secara tradisional, aplikasi yang paling umum digunakan pada GC/MS adalah SIM (*Selected Ion Monitoring*). Dalam teknik ini, ion tunggal dimonitor pada satu waktu, dan dapat dijalankan secara paralel.

Dalam penelitian disertasi ini, dilakukan analisis atas n-alkana, isoprenoid, terpana, sterana, melalui teknik GC dan GC/MS. Tabel 2.4 di bawah ini mencantumkan nama-nama ion dan kelas senyawa hidrokarbon alifatik secara umum yang paling sering digunakan.

Meskipun SIM memiliki sejarah panjang dalam menganalisis campuran biomarker yang kompleks, namun tidak selalu dapat memisahkan semua senyawa yang diinginkan. Pemisahan yang lebih rinci lagi dapat menggunakan berbagai jenis

spektrometer massa, sehingga menghasilkan metode seperti GC/MS/MS dan *Metastable Reaction Monitoring* (MRM) (Waples dan Curiale, 1999).

**Tabel 2.4** List umum dari ion dan kelas senyawa hidrokarbon alifatik yang sering digunakan (Waples dan Curiale, 1999).

Ion (m/z)	Kelas senyawa
123	Diterpana, sesquiterpana
125	Karotana
177	Demethylated triterpene
191	Triterpana, bicadinana, tricyclic diterpana (cheilanthana)
217	Sterana, bicadinana
218	$\beta\beta$ sterana
231	4-methylsterana
259	Diasterana

### 2.1.3.3 Biomarker Umum

Biomarker (*biological marker, molecular fossil*) adalah fosil molekuler, yang berarti bahwa senyawa ini berasal dari organisme yang sebelumnya hidup. Biomarker adalah senyawa organik kompleks yang terdiri dari unsur karbon (C), hidrogen (H), dan unsur lainnya, ditemukan dalam minyak, bitumen, batuan, dan sedimen, dan menunjukkan sedikit atau tidak ada perubahan struktur dari molekul organik asalnya (organisme hidup) (Peters dan Moldowan, 1993).

Biomarker sangat berguna karena struktur kompleks biomarker lebih banyak mengungkapkan informasi tentang asal-usulnya dibandingkan senyawa lainnya. Karakteristik yang dimiliki oleh biomarker menurut Peters dan Moldowan (1993) antara lain adalah:

1. Struktur senyawa yang digambarkan menunjukkan bahwa senyawa itu adalah, atau mungkin saja, merupakan komponen organisme hidup.
2. Senyawa asal berada dalam organisme dengan konsentrasi tinggi dan terdistribusi secara luas.
3. Secara kimia, karakteristik struktural senyawa ini stabil selama proses sedimentasi dan diagenesa awal.

Definisi biomarker di atas ini dijadikan sebagai dasar dalam analisis geokimia hidrokarbon dalam rangka membuat korelasi antara batuan induk dan minyak bumi sehingga dapat menunjukkan kematangan, asal material organik, maupun *source facies*.

Peters dan Moldowan (1993) di dalam bukunya juga menyampaikan bahwa biomarker dapat digunakan untuk mengorelasi antara minyak dengan minyak dan antara minyak dengan batuan induk sehingga dapat meningkatkan pemahaman tentang hubungan dengan reservoir, jalur migrasi minyak bumi, dan yang lebih penting lagi adalah kemungkinan untuk memperoleh area/lapangan eksplorasi baru.

Biomarker dapat memberikan informasi penting yang dibutuhkan untuk mengevaluasi distribusi dan kemampuan produksi minyak bumi pada suatu cekungan, yaitu dengan cara mengevaluasi kematangan termal dan/atau biodegradasi, selain minyak dan batuan induk yang masing-masing juga dapat dibedakan dengan karakter biomarker yang dipengaruhi oleh asal material organik dan karakteristik *source facies*-nya.

#### **2.1.3.4 Biomarker Penunjuk Kematangan**

Beberapa jenis biomarker dapat digunakan untuk menentukan kematangan. Sebagai contoh, yang disampaikan oleh Peters dan Moldowan (1993), bahwa untuk alkana normal (*n-alkanes*), kematangan dapat ditentukan dari nilai *Carbon Preference Index* (CPI).

Peters dan Moldowan (1993) juga mengatakan, terkait dengan tahap pembentukan minyak dan nilai reflektansi vitrinit ( $R_o$ ), sterana dan triterpana dapat juga digunakan sebagai penunjuk terhadap kematangan. Sterana dan triterpana tidak lagi dapat diandalkan sebagai penunjuk kematangan apabila tahap pembentukan minyak sudah memasuki jendela gas. Setelah tahap akhir pembentukan minyak, parameter yang digunakan adalah geokimia aromatik.

#### **2.1.3.5 Biomarker Penunjuk Lingkungan Pengendapan (*source facies*) Asal Material Organik**

Organisme asal material dan biomarker yang berbeda dapat menggambarkan *source facies* yang juga berbeda-beda. Secara umum, organisme asal material dapat digolongkan menjadi bakteri, alga, alga laut, dan tumbuhan tinggi.

Beberapa senyawa penting yang dapat mengindikasikan asal usul dari material organik tertentu dan *source facies* yang juga tertentu digambarkan oleh Waples dan Curiale (1999) pada Tabel 2.5.

Asal material organik dan kondisi *source facies* batuan sedimen yang menjadi batuan induk dapat tergambarkan pada sidik jari biomarker (*fingerprints*)

dari ekstrak batuan induk dan minyak mentah (*crude oil*) (Peters dan Moldowan, 1993).

**Tabel 2.5** Senyawa penanda organisme asal (Waples dan Curiale, 1999).

Senyawa	Indikasi Organisme Asal
C <sub>27</sub> sterana	Organisme laut
C <sub>29</sub> sterana	Marin atau darat
C <sub>30</sub> sterana	Organisme laut atau lakustrin
Diasterana	Lingkungan klastik
Hopana	Bakteri
Gamaserana	Salinitas abnormal
Oleanana	Tumbuhan generatif berusia Kapur Akhir atau Tersier
Bikadinana	Tumbuhan darat berusia Kapur Akhir
C <sub>Z</sub> dan C <sub>X</sub> triterpana	Material organik atau lingkungan darat
28, 30-bisnohorpane	Mikroba
Trisiklik terpana	Bakteri atau tasmanites
Diterpana	Resin darat atau mikroba
Sesquiterpana	Resin tanaman darat
Karotana	Laut anoksik dan lingkungan lakustrin

Contoh asal material organik adalah distribusi sterol C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> dari organisme eukariotik yang mencapai sedimen dari kolom air di atasnya. Distribusi sterol awal ini dapat berubah karena faktor diagenesis selama dan setelah sedimentasi. Dengan melihat jumlah relatif dari C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> sterana yang diplotkan dalam sebuah diagram ternary, dan memperhatikan distribusi keseluruhan sampel, sehingga *source facies* dapat ditentukan, dan korelasi beberapa sampel dapat dilakukan (Huang dan Meinschein, 1979).

Diasterana berada pada lingkungan klastik. Kelimpahan diasterana relatif semakin melimpah seiring dengan meningkatnya kematangan, walaupun dalam beberapa kasus dapat juga hadir secara berlimpah pada sampel dengan tingkat

kematangan yang rendah (Waples dan Curiale, 1999). Diasterana dikenal juga sebagai sampel nonklastik.

Hopana merupakan triterpana yang paling melimpah. Biomarker ini berasal dari bakteri. Penurunan distribusi homohopana secara teratur, dari C<sub>31</sub> sampai C<sub>35</sub>, diperkirakan berkaitan dengan lingkungan klastik (Waples dan Machihara, 1991 *dalam* Waples dan Curiale, 1999) dan/atau kondisi yang lebih oksik (Peters dan Moldowan, 1993).

Gamaserana sering ditemukan pada sedimen dengan kondisi salinitas yang abnormal dan pada *source facies* lakustrin.

Bikadinana merupakan salah satu dari sedikit senyawa yang memberikan puncak substansial pada ion m/z 191 dan m/z 217. Biomarker ini berasal dari tanaman darat (*terrestrial*) yang berevolusi pada umur Tersier. Bikadinana, kecuali di Selandia Baru dan Australia yang mungkin berasal dari spesies lain, jarang ditemukan di tempat lain dan di lain waktu (Murray *et al.*, 1993). Bikadinana sering ditemukan bersamaan dengan oleanana (Waples dan Curiale, 1999).

Bikadinana merupakan biomarker yang spesifik terdapat pada minyak yang berasal dari resin angiosperma (Pearson dan Alam, 1993), sedangkan van Aarssen *et al.* (1992) berasumsi tentang distribusi bikadinana dalam kaitannya dengan kematangan dan migrasi. Bikadinana, seperti yang ditunjukkan oleh berbagai parameter kematangan geokimia dan reflektansi vitrinit, terbentuk setelah proses diagenesis awal, tetapi sebelum terbentuknya minyak pada suhu antara 25°-90°C (Pearson dan Alam, 1993). Bikadinana berasal dari fosil tanaman resin tingkat

tinggi yang hadir dalam minyak dan sedimen juga sebagai oligomer dan polimer tingkat tinggi (Cox *et al.*, 1986; van Aarssen *et al.*, 1990, 1992).

Cox *et al.* (1986) dan van Aarssen *et al.* (1990) menamakan struktur dari dua bikadinana sebagai senyawa 'T' dan 'W', dan ditetapkan sebagai *trans-trans-trans* dan *cis-cis-trans-bikadinane*.

Beberapa peneliti seperti Hills *et al.* (1970), Philp dan Gilbert (1986), dan Thomas (1990) telah mengidentifikasi keberadaan triterpenoid pada sedimen yang berumur lebih muda dari Kapur Awal dan berasosiasi dengan minyak mentah (*crude oil*). Kehadiran triterpenoid diyakini terkait dengan tumbuhan tingkat tinggi.

Oleanana sangat berguna untuk korelasi karena berasal dari tanaman berbunga *terrestrial* berumur Kapur Akhir atau Tersier, sehingga ketika menentukan asal minyak, dapat diketahui apakah minyak berasal dari batuan induk yang berumur muda atau tua (Riva *et al.*, 1988). Oleanana terbentuk di sedimen melalui proses diagenesis dan katagenesis yang berasal dari triterpenoid/angiosperma (Rullkötter *et al.*, 1994). Oleanana merupakan fosil molekular yang penting dalam geokimia minyak bumi karena dapat menjadi penentu umur batuan induk dan berkontribusi sebagai tanaman darat (Peters dan Moldowan, 1993; Moldowan *et al.*, 1994). Moldowan *et al.* (1994) juga memperlihatkan hubungan antara oleanana/hopana, umur batuan induk, dan bukti fosil munculnya angiosperma (tanaman berbunga) selama umur Kapur.

Selama proses diagenesis awal, oleanana sangat sensitif terhadap perubahan dalam Eh dan pH. Murray *et al.* (1997) menyampaikan bahwa pengaruh lingkungan laut selama proses diagenesis awal akan meningkatkan kelimpahan oleanana dalam

sedimen dan minyak, serta mengurangi perubahan skeletal dan aromatisasi. Namun, kerangka (skeleton) dari oleanana dianggap sebagai salah satu yang paling stabil, sebagai tanaman yang berasal dari triterpenoid (Rullkötter *et al.*, 1994). Sebagai contoh bahwa pada kondisi asam, lupena dapat dikonversi menjadi taraxastana dan oleanana (Perkins *et al.*, 1995).

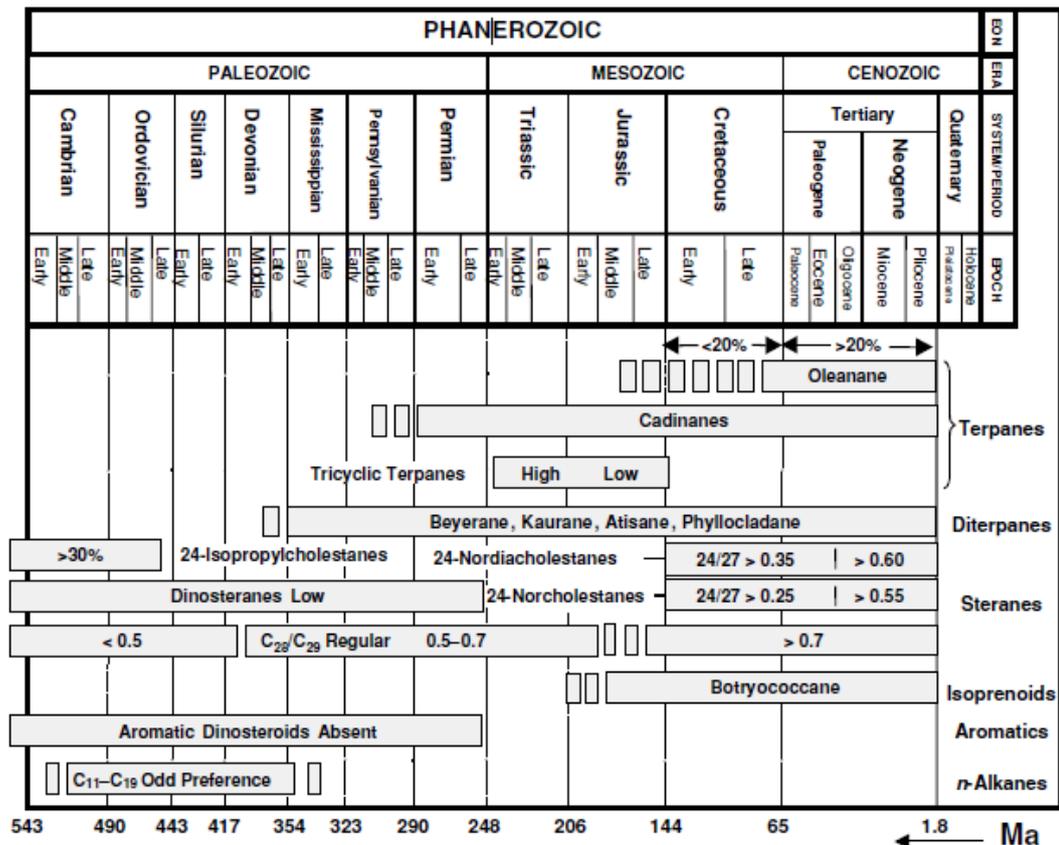
Taraxastana adalah senyawa yang sering berasosiasi dengan  $18\alpha$ -oleanana dan merupakan "senyawa resin" (Grantham *et al.*, 1983). Taraxastana diidentifikasi sebagai isomer bikadinana oleh Cox *et al.* (1986) dan van Aarssen *et al.* (1990, 1992). Berdasarkan penyelidikan struktural percobaan isomerisasi lupena, triterpana  $C_{30}$  dengan waktu retensi kromatografi gas terpanjang sementara diidentifikasi sebagai isomer taraxastana. Selama percobaan, akan terbentuk waktu retensi relatif dari taraxastana.

Senyawa berlabel a, b, c, dan d telah diidentifikasi oleh banyak peneliti (Killops *et al.*, 1995; Murray *et al.*, 1994; Mathur, 2014), tetapi belum secara struktural diidentifikasi, yang disebut sebagai triterpana  $C_{30}$  dan  $C_{30}$  triterpana oleanoid. Murray *et al.* (1994) menunjukkan bahwa triterpana oleanoid tidak pernah ditemukan di dalam sedimen dan minyak tanpa oleanana, tetapi oleanana sering ditemukan di dalam sedimen laut dan lakustrin tanpa triterpana oleanoid, sehingga dapat diartikan bahwa triterpana oleanoid adalah *in-situ*.

#### **2.1.3.6 Parameter Biomarker Terkait Umur dan Batuan Induk**

Beberapa senyawa yang dipakai sebagai parameter biomarker adalah (1) alkana dan isoprenoid asiklik, (2) sterana dan diasterana, (3) terpana dan senyawa

sejenisnya, (4) steroid aromatik, hopanoid, dan senyawa sejenis, dan (5) porfirin (Peters dan Moldowan, 1993). Berbagai senyawa yang berada di dalam batuan induk juga dapat menggambarkan distribusi sesuai umur geologi, selaras dengan umur biomarker dalam minyak mentah (Gambar 2.13).



Gambar 2.13 Biomarker penentu umur (Peters dan Moldowan, 1993).

### 2.1.3.7 Teknik Korelasi

Teknik korelasi dalam analisis geokimia dapat dilakukan antara batuan induk dengan batuan induk, minyak dengan batuan induk, dan minyak dengan minyak. Apabila ingin mengetahui apakah minyak berasal dari batuan induk yang dimaksud, korelasi bisa dilakukan antara batuan induk dengan minyak, sedangkan

untuk mengetahui apakah minyak dari lapangan-lapangan tertentu berasal dari sumber yang sama, korelasi bisa dilakukan antara minyak dengan minyak.

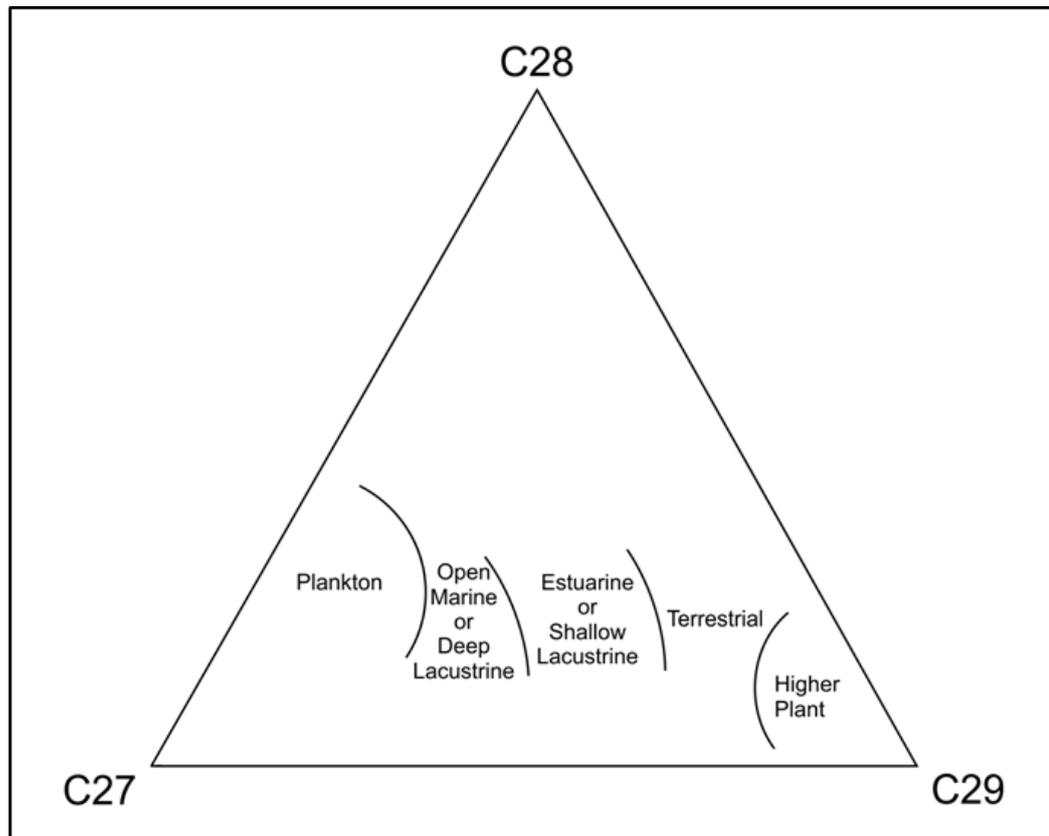
#### **2.1.3.7.1 Korelasi Minyak dan Batuan Induk**

Telah disampaikan sebelumnya, bahwa salah satu metode korelasi geokimia adalah dengan membandingkan biomarker pada sampel batuan induk dan minyak. Beberapa jenis biomarker yang digunakan antara lain alkana normal, sterana, dan triterpana.

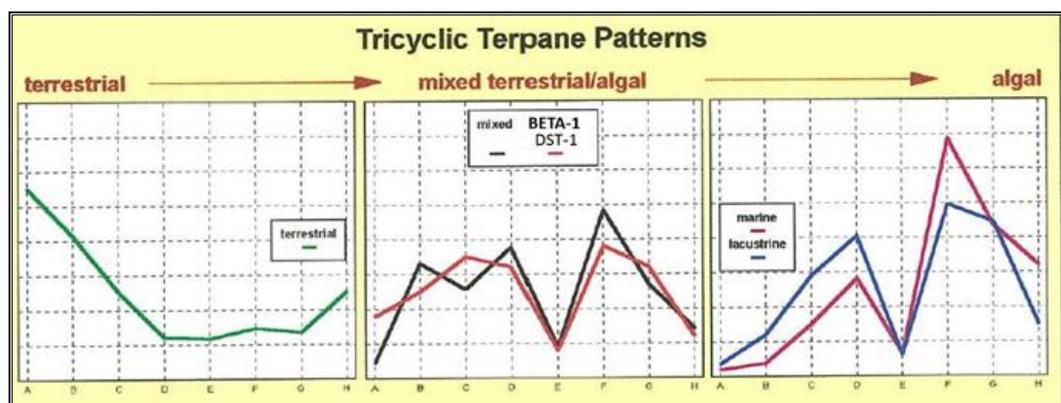
Asal material organik pada alkana normal dapat ditentukan dengan memperhatikan distribusi puncak  $C_{15}$ ,  $C_{17}$ , dan  $C_{19}$  sebagai penanda alga, dan puncak  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ , dan  $C_{31}$  sebagai penanda tumbuhan tingkat tinggi, selain dapat pula diketahui nilai rasio pristana/fitana dengan  $\text{pristana}/nC_{17}$  dan  $\text{fitana}/nC_{18}$ . Bentuk selimut alkana normal dan parameter-parameter tersebut kemudian dibandingkan antara sampel-sampel batuan induk dan minyak.

Berdasarkan diagram ternary  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana, biomarker sterana akan mengindikasikan *source facies* (Huang dan Meinschein, 1979). Setiap sampel batuan induk dan minyak diplot untuk tujuan korelasi, sehingga hasil pengeplotan tersebut dapat menunjukkan apakah sampel-sampel tersebut korelatif atau berasal dari sumber yang berbeda (Gambar 2.14).

Berkaitan dengan biomarker triterpana, korelasi dapat dilakukan dengan mengindikasikan asal material organik dan *source facies* dengan identifikasi pola trisiklik triterpana (Gambar 2.15), dari sampel batuan induk dan minyak.



**Gambar 2.14** Diagram ternary untuk menentukan *source facies* dengan  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  sterana (Huang dan Meinschein, 1979).



**Gambar 2.15** Pola trisiklik triterpana yang dapat mengindikasikan *source facies* (Price *et al.*, 1987).

Ciri khas lain dalam kromatogram, yaitu dengan hadir atau tidaknya oleanana dan gamaserana dapat menunjukkan apakah sampel-sampel minyak berasal dari satu sumber batuan induk.

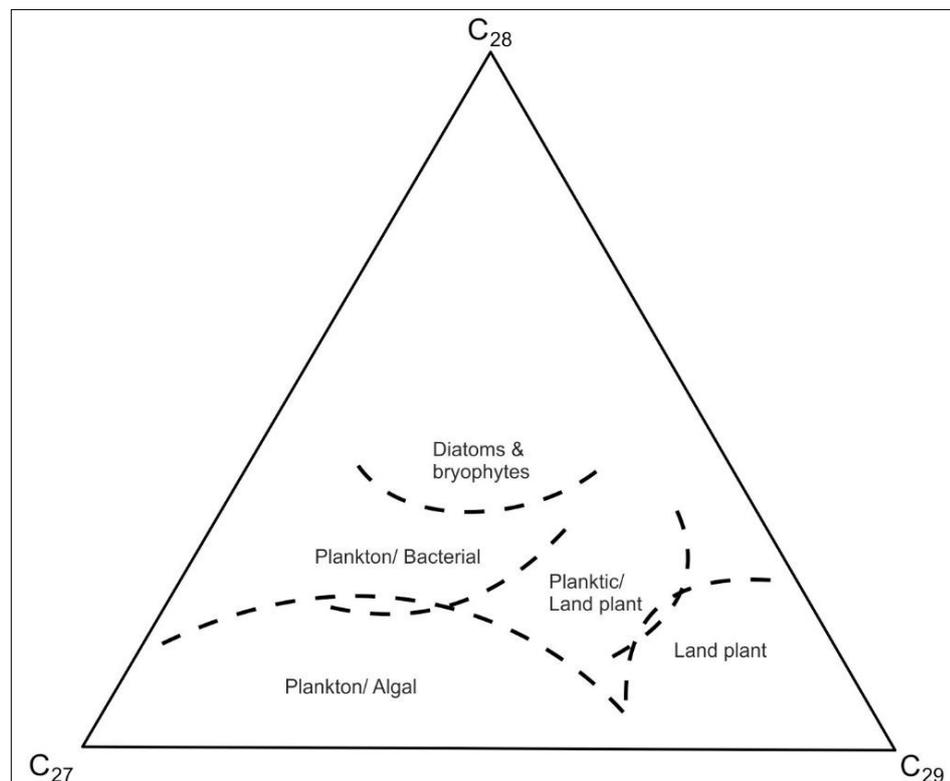
Konsep dasar dalam korelasi antara minyak dan batuan induk adalah bahwa minyak yang bermigrasi memiliki parameter komposisi tertentu yang tidak berbeda secara signifikan dari bitumen yang tersisa di dalam batuan induk (Peters *et al.*, 2005). Melalui sifat-sifat kimianya (*bulk properties*), kemiripan tersebut dapat terlihat dari komposisi isotop karbonnya, hingga perbandingan antara komponen individu seperti pristana/fitana. Menurut Peters *et al.* (2005) dalam bukunya juga disampaikan bahwa asal dan kemungkinan jalur migrasi yang dilalui oleh minyak juga dapat digambarkan secara rinci dari korelasi antara minyak dan batuan induk. Informasi ini sangat dibutuhkan dalam melakukan kegiatan eksplorasi.

Peters *et al.* (2005) menyampaikan bahwa korelasi yang positif belum tentu menunjukkan adanya hubungan antara sampel. Sebagai contoh, karakteristik geokimia yang serupa dapat ditunjukkan oleh batuan induk yang berbeda. Bitumen yang diekstrak dari perkiraan batuan induk kemungkinan serupa dengan sampel minyaknya, sampai ada analisis lebih lanjut yang menunjukkan bahwa bitumen lain dari perlapisan yang berbeda yang lebih mirip dengan karakter minyaknya. Hasil korelasi yang negatif akan memberikan bukti kuat bahwa kurang adanya hubungan antar sampel tersebut (Peters *et al.*, 2005, Gambar 2.16).

Terdapat 6 (enam) hal yang dapat mempengaruhi hubungan komposisi antara ekstrak batuan induk dan minyak yang terkait (Peters *et al.*, 2005). Dalam

studi korelasi, berdasarkan data yang ada, poin kelima dan keenam jarang menimbulkan masalah.

1. Ekstrak bitumen yang diambil dari perkiraan batuan induk mungkin mengandung minyak yang tidak dapat terdeteksi atau sudah terkontaminasi, sehingga tidak akan menggambarkan hidrokarbon yang asli.



**Gambar 2.16** Diagram ternary sterana ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$ ) (Peters *et al.*, 2005).

2. Sebagian besar korelasi antara minyak dan batuan induk memerlukan tingkat kematangan termal setara atau sekurang-kurangnya sama untuk bitumen dan minyak yang akan dibandingkan.
3. Sebagian besar studi terkait korelasi minyak dan batuan induk hanya terbatas pada beberapa batuan induk terpilih yang mungkin atau tidak mewakili perlapisan yang menghasilkan minyak bumi.

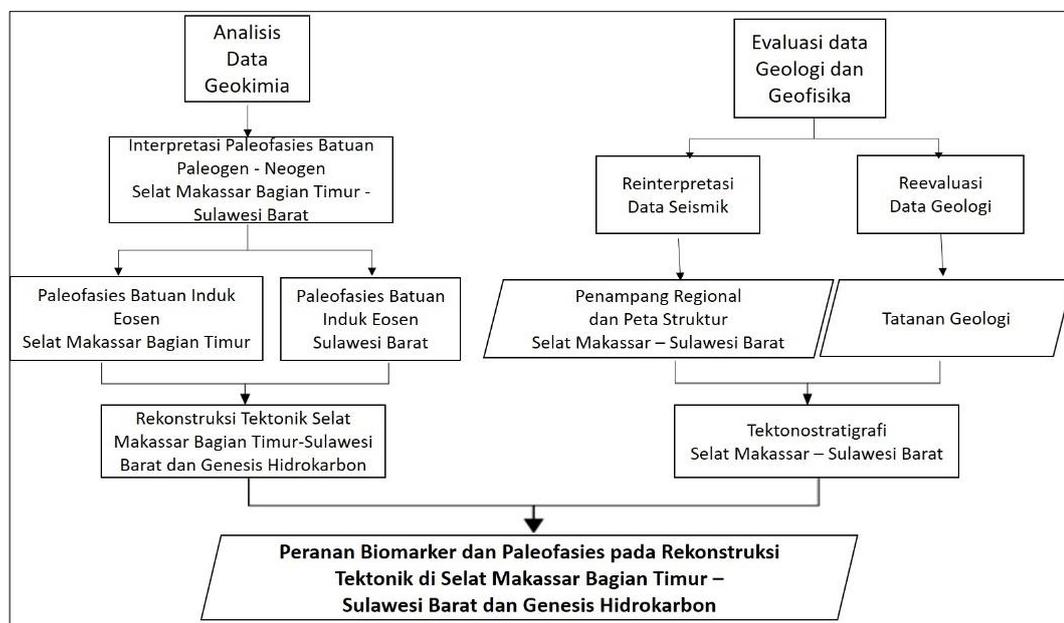
4. Akumulasi minyak bumi umumnya terdiri dari kontribusi lebih dari satu batuan induk.
5. Ekspulsi/migrasi memengaruhi distribusi senyawa dengan berat molekul, polaritas, atau adsorpsi yang berbeda secara radikal. Sebagai contoh, migrasi minyak biasanya diperkaya dengan hidrokarbon jenuh (saturat) dan aromatik, dan berkurang dalam senyawa NSO (Nitrogen, Sulfur, Oksigen) dan aspal, dibandingkan dengan bitumen terkait (Hunt, 1996; Tissot dan Welte, 1984; Peters *et al.*, 1990).
6. Komposisi minyak bumi di reservoir kemungkinan tidak sesuai dengan yang dihasilkan dari batuan induk pada waktu tertentu karena migrasi terus berlanjut sepanjang generasi minyak bumi dan selama proses ini senyawa yang berbeda terbentuk pada waktu yang berbeda.

#### **2.1.3.7.2 Korelasi Minyak dan Minyak**

Parameter yang dibutuhkan dalam membuat korelasi minyak dan minyak yaitu: (1) membedakan minyak dari sumber yang berbeda dan (2) tahan terhadap proses sekunder, seperti biodegradasi dan kematangan termal. Dalam banyak kasus, korelasi minyak dan minyak dapat dicapai dengan hanya menggunakan beberapa parameter umum sederhana, seperti sidik jari kromatografi gas (GC), rasio isotop karbon/isotop sulfur, atau kandungan relatif vanadium dan nikel (V/Ni) (Peters *et al.*, 2005).

## **2.2 Kerangka Pemikiran**

Kerangka pemikiran dalam melaksanakan penelitian ini diawali dengan persiapan melakukan studi pustaka, kemudian dilanjutkan dengan melakukan analisis data geokimia organik yang dilakukan pada sampel serbuk pengeboran sumur di Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat, sampel permukaan, sampel rembesan minyak eksisting, dan batuan induk. Selanjutnya, integrasi dilakukan terhadap data seismik, data geologi, dan data geofisika yang sudah ada (Gambar 2.17).



**Gambar 2.17** Bagan alir kerangka pemikiran

### 2.3 Hipotesis

Terdapat 3 (tiga) hipotesis penelitian yang akan diuji, dan diturunkan menjadi hipotesis operasional.

- 1) Pada umur Eosen terjadi perbedaan paleofasies batuan induk antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat.

- 2) Adanya perbedaan tektonik antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat.
- 3) Terdapat perbedaan tingkat kematangan hidrokarbon antara Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

## **BAB III**

### **METODOLOGI**

Objek penelitian berfokus pada sampel serbuk pengeboran sumur, sampel permukaan, sampel rembesan minyak eksisting, dan perkiraan batuan induk pada daerah penelitian di lepas pantai Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat. Keseluruhan data sampel dapat dilihat pada Lampiran 11. Jenis data yang digunakan pada penelitian ini terdiri atas data geokimia yang diproses di laboratorium. Jenis data yang dimaksud adalah data hasil reflektansi vitrinit (VR), kromatografi gas (GC), kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS), dan hasil isotop karbon eksisting dari sampel rembesan minyak. Data geofisika yang dipakai adalah data seismik, peta struktur kedalaman batuan induk dan reservoir, dan penampang geologi (*cross-section*) yang merupakan hasil dari interpretasi seismik.

#### **3.1 Tahap dan Lingkup Penelitian**

Penelitian diawali dengan studi pustaka berdasarkan dari hasil penelitian-penelitian sebelumnya pada beberapa tulisan ataupun jurnal untuk mempelajari seluk beluk dari lokasi dan daerah penelitian yang terkait dengan hal yang akan diteliti. Penelitian kemudian dilanjutkan dengan perolehan dan identifikasi data berupa batuan dari Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat, baik yang tersingkap di permukaan maupun yang tidak tersingkap, diambil dan dijadikan sebagai bahan dasar penelitian.

Penulis melakukan studi pustaka terhadap sampel-sampel di daerah penelitian yang telah dilakukan sebelumnya oleh kontraktor eksisting, baik dari sampel *oil show* (noda minyak) di lepas pantai Selat Makassar bagian timur maupun terhadap sampel *oil seep* (rembesan minyak) di daratan Sulawesi Barat. Tujuan utama dari studi pustaka terhadap sampel rembesan minyak adalah untuk mendokumentasikan komposisi biomarker yang berada di dalam sampel rembesan minyak yang ada di daerah bagian barat dari Sulawesi (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Sejumlah sembilan (9) sampel rembesan minyak (OS-1-OS-9) di daerah Sulawesi Barat dianalisis oleh kontraktor eksisting (Lampiran 1). Semua pekerjaan analisis geokimia dilakukan di Laboratorium Geokimia milik CoreLab Dallas menggunakan spektrometer massal Hewlett Packard Technologies 5970B MSD dengan 5890 kromatografi gas seri yang terpasang langsung ke sumber ion (tegangan ionisasi 70 eV, emisi filamen 100 mA saat ini, suhu *interface* adalah 230°C). Kemampuan pemantauan ion yang dipilih dari sistem akuisisi data memungkinkan ion tertentu untuk dipantau, seperti trisiklik terpana dan hopana ( $m/z$  191), sterana ( $m/z$  217) dan *methylated steranas* ( $m/z$  231, tidak ditampilkan dalam disertasi ini) (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Dengan analisis geokimia, yaitu dengan menggunakan analisis GC/MS, diharapkan dapat diketahui karakter dari sampel-sampel rembesan minyak sehingga dapat disimpulkan input material organik dan *source facies*-nya.

Terkait dengan kunjungan lapangan yang dilakukan, penulis mengajukan surat izin kepada instansi pemerintah terkait di daerah Mamuju dan sekitarnya (Lampiran 10). Segala keperluan lapangan, seperti peta dasar permukaan dan peta

geologi, diperoleh penulis dari instansi Badan Geologi di Bandung. Kunjungan lapangan dilakukan pada bulan Februari 2017. Dari kunjungan lapangan ini diperoleh sampel-sampel permukaan (*outcrop*) yang akan menjadi data primer bagi penelitian.

Peminjaman terhadap data bawah permukaan (*subsurface*) dan sampel permukaan (*outcrop*) juga dilakukan, yaitu berupa data bawah permukaan dan data sampel permukaan yang sudah dikembalikan kepada pemerintah oleh kontraktor yang pernah beroperasi di daerah penelitian. Data-data bawah permukaan dan data sampel permukaan saat ini sudah berada di Pusat Data dan Informasi (Pusdatin)/Patra Nusa Data (PND).

Penulis mengajukan surat izin buka data kepada Pusdatin, dengan seizin Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi (Ditjen Migas), dengan masing-masing pihak menandatangani surat perjanjian antara kedua belah pihak (*confidential agreement*). Surat izin buka data juga dilakukan terhadap kontraktor eksisting, terkait dengan data-data yang masih aktif dimiliki oleh kontraktor, sehingga keseluruhan data yang diteliti untuk keperluan disertasi ini tidak akan dipublikasi. Masing-masing surat perjanjian penulis lampirkan di bagian belakang dari naskah disertasi (Lampiran 6-8)

Seperti yang disebutkan di atas bahwa sampel-sampel data primer diperoleh pada saat pengambilan sampel di lapangan. Selain itu, data primer juga diperoleh dari hasil peminjaman data terhadap sampel-sampel bawah permukaan hasil pengeboran sumur-sumur eksisting, baik yang berada di lepas pantai Selat

Makassar bagian timur maupun di daratan Sulawesi Barat, termasuk sampel-sampel permukaan.

Selain data primer, penulis juga memperoleh data sekunder yang didapatkan dari hasil analisis pengeboran sumur-sumur eksisting, seperti analisis biostratigrafi (analisis foraminifera, nannofosil, dan palinologi), data seismik, data *dating* radiometrik, disamping juga analisis geokimia yang sudah pernah dilakukan oleh kontraktor eksisting. Terhadap data seismik eksisting, penulis melakukan reinterpretasi, termasuk juga mengkompilasi dan menyambung interpretasi mulai dari Selat Makassar bagian timur hingga daratan Sulawesi Barat.

### **3.2 Perolehan Data**

Seperti yang sudah disampaikan sebelumnya bahwa sampel data primer diperoleh dari lapangan dan dari peminjaman sampel hasil pengeboran sumur yang diperoleh dari Pusdatin atau PND dengan seizin Ditjen Migas, sedangkan data sekunder mencakup antara lain data geofisika (data *logging* dan seismik), data sumur, data petrofisika, data biostratigrafi dan data geokimia, serta data-data lain selain data hasil laboratorium, yaitu berupa laporan akhir hasil pengeboran, yang diperoleh dari hasil peminjaman dengan seizin Ditjen Migas, SKK Migas, dan kontraktor eksisting yang pernah beroperasi di daerah penelitian.

Pengumpulan data juga dilakukan terhadap data sekunder, antara lain data geologi (tektonik dan stratigrafi), data geofisika (seismik), dan data geokimia, baik yang sudah atau belum pernah dipublikasikan.

Pengambilan data sampel permukaan (*outcrop*) dilaksanakan di daerah Mamuju, Sulawesi Barat. Kunjungan ke lapangan dilakukan untuk mencari dan memperoleh sampel-sampel berumur tua, yaitu sampel yang berumur Paleogen dan Neogen. Sampel-sampel berumur tua ini dibutuhkan untuk memperoleh apa yang menjadi tujuan dari penelitian, yang salah satunya adalah untuk menggambarkan paleofasies batuan induk pada rekonstruksi tektonik daerah Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

Sampel-sampel berumur tua yang berada di Selat Makassar bagian timur diperoleh dari peminjaman sampel hasil pengeboran sumur eksisting (sumur K-1) yang saat ini sudah berada di pemerintah (Pusdatin). Hal ini juga berlaku terhadap sampel serbuk pengeboran sumur-sumur eksisting yang berada di daratan Sulawesi Barat, yaitu sampel dari sumur-sumur LYS dan KYS.

Seluruh hasil penelitian terhadap sampel data primer dan data sekunder dikorelasikan dan diintegrasikan secara komprehensif, khususnya terhadap analisis GC dan GC/MS. Laporan geokimia pasca-engeboran juga digunakan untuk memperoleh data cadangan geokimia seperti kandungan karbon organik total (TOC) dan reflektivitas vitrinit (VR).

### **3.3 Analisis Data**

Sampel-sampel serbuk hasil pengeboran sumur dan data permukaan (*outcrop*), baik data primer maupun data sekunder, di daerah lepas pantai Selat Makassar bagian timur maupun daratan Sulawesi Barat, dapat dikelompokkan dan dilihat pada Lampiran 11. Terhadap sampel-sampel ini dilakukan analisis geokimia

dan biostratigrafi. Analisis geokimia dilakukan oleh penulis di dua (2) laboratorium di Jakarta, yaitu di Laboratorium Geokimia PT. Lemigas dan di Divisi Geological Laboratory PT. Geoservices. Atas dasar ini, permohonan surat izin dari Universitas Padjadjaran agar penulis dapat melakukan analisis geokimia di PT. Lemigas dapat dilihat pada Lampiran 9.

Proses ekstraksi (*solvent extraction*) dilakukan terhadap sampel-sampel serbuk hasil pengeboran sumur K-1, sumur LYS, sumur KYS, dan sampel permukaan. Litologi dari sampel yang dianalisis terutama terdiri dari batulempung dan batulanau. Sampel telah dikompositkan dari beberapa sampel, jika diperlukan untuk mendapatkan bahan yang cukup untuk analisis.

Beberapa metodologi dalam melakukan analisis geokimia di laboratorium geokimia akan disampaikan pada subbab ini. Terdapat beberapa langkah yang harus dilakukan dalam menentukan konsentrasi material organik yang terlarut (A. Yusriani, *Pers. Comm*, 2017). Metode standard yang digunakan ini telah diakui secara internasional sesuai dengan ISO 17025:2008. Pertama, bubuk (*powder*) dari sampel batuan dimasukkan ke dalam soxhlet yang kemudian diekstrak selama 24 jam dengan 300 ml *dichloromethan* (DCM) ditambah *methanol*. Perbandingan antara DCM dan *methanol* masing-masing 93:7. Bahan yang sudah diekstrak dipindahkan ke vial, kemudian larutan tersebut diuapkan di bawah nitrogen pada temperatur 40°C.

Setelah penguapan selesai, konsentrasi dari ekstrak yang merupakan sisa bahan organik (residu) ditimbang. Sampel-sampel yang sudah kering ini kemudian dibagi menjadi dua bagian, dengan masing-masing bagian digunakan untuk analisis

lanjut. Bagian sampel yang pertama digunakan untuk analisis kromatografi gas (GC), sedangkan sisa sampel yang lainnya dipersiapkan untuk proses *liquid chromatography* (LC), guna mendapatkan fraksi jenuh (*saturated*) dan aromatik.

Fraksi jenuh yang diperuntukkan analisis kromatografi gas (GC) yaitu menggunakan kromatografi gas AGILENT 6890N dengan kolom kapiler kaca 10 m, diameter internal 0,21 mm, dan dilapisi dengan DB-1 (J & W). Penggunaan temperatur diprogramkan dalam beberapa tahap, yaitu temperatur awal sebesar 35°C selama 1 menit, kemudian temperatur ditambah menjadi 315°C pada 20°C/menit, lalu diikuti dengan mempertahankan temperatur akhir pada 315°C selama 16 menit.

Fraksi alkana dari ekstrak yang digunakan untuk analisis kromatografi gas/sppektrometri massa (GC/MS) juga menggunakan kromatografi gas AGILENT 6890 yang dihubungkan dengan *Mass Selective Detector* (MSD) dan dapat dijalankan dalam beberapa mode pendeteksian ion.

GC mengandung kolom kapiler kaca 60 m dengan diameter internal 0,25 mm dan dilapisi dengan DB-5MS (J & W), dengan temperatur awal 70°C selama 1 menit, kemudian temperatur ditambah menjadi 70-150°C pada 10°C/menit, 150-290°C pada 2°C/menit, dan 290-315°C pada 5°C/menit, kemudian dengan mempertahankan temperatur pada 315°C selama 6 menit.

Terhadap sumur K-1 yang berada di area lepas pantai Selat Makassar bagian timur, berdasarkan laporan akhir dari kontraktor eksisting (Weatherford, 2011), kontraktor menggunakan *Oil-Based Mud* (OBM) sebagai pelicin lubang bor pada saat dilakukan pengeboran tahun 2011, yang ditambahkan ke dalam lumpur

pengeboran antara kedalaman 7988-17360 *feet*. Jenis OBM yang digunakan adalah NAV-SOBM. Terkait dengan hal ini, perlu adanya penanganan khusus terhadap sampel-sampel yang menggunakan OBM tersebut karena dikhawatirkan sampel-sampel yang dianalisis sedikit atau banyak akan ikut terkontaminasi oleh minyak yang terkandung pada OBM tersebut (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Cara membersihkan sampel yang mengandung OBM (A. Yusriani, *Pers. Comm*, 2017), sesuai dengan standar internasional (ISO 17025:2008) adalah sebagai berikut.

### **1. Tahap 1**

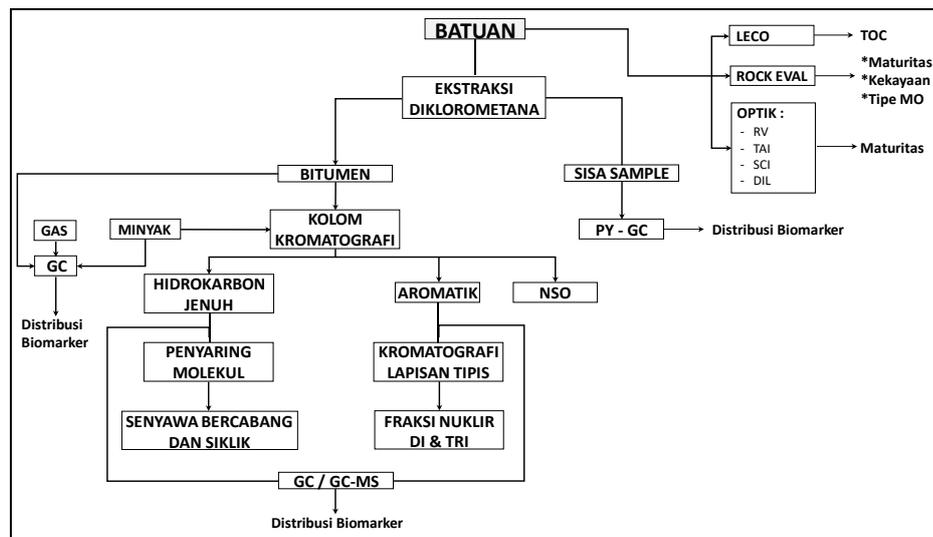
- a. Timbel yang telah berisi perconto batuan dimasukkan kedalam soxhlet.
- b. Masukkan campuran pelarut *dichloromethan* (DCM) teknis dan metanol (93:7 v/v) sebanyak 300 ml kedalam labu (*flask*).
- c. Hidupkan bak pemanas air (*water bath*) dan atur temperatur pemanas sekitar 40°C.
- d. Hidupkan sistem pendingin air (*water chiller*).
- e. Biarkan proses *clean up* berjalan sampai pelarut jenuh, kurang lebih 5 jam.
- f. Setelah proses *clean up* selesai, keringkan perconto dalam suhu ruang.

### **2. Tahap 2**

Lakukan prosedur kerja sesuai dengan tahap 1, dengan campuran pelarut yang berbeda yaitu *dichloromethan* (DCM) teknis dan metanol (90:10 v/v) sebanyak 300 ml. Proses *clean up* tahap 2 ini merupakan kelanjutan dari proses *clean up* tahap 1 yang dilakukan sampai pelarut jenuh, kurang lebih 48 jam.

Hasil analisis geokimia ini kemudian diintegrasikan dengan data biostratigrafi dan data *paleoenvironment* eksisting hasil dari analisis mikrofosil foraminifera dan palinologi yang dilakukan oleh kontraktor eksisting sebagai bagian dari analisis sumur pasca-pegeboran (Harsanti *et al.*, 2013). Akhirnya, dari hasil integrasi/sintesis data geokimia-geologi-geofisika dapat diketahui terjadinya perubahan fasies dan sekaligus akan memberikan gambaran pada rekonstruksi tektonik Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

Gambar 3.1 menunjukkan bagan alir standard prosedur baku di laboratorium geokimia PT. Lemigas, yaitu laboratorium tempat batuan dan minyak bumi ini dianalisis.



**Gambar 3.1** Bagan Alir Standard Prosedur Baku Laboratorium Geokimia PT. Lemigas (A. Yusriani, *Pers. Comm*, 2017).

Analisis geokimia selain dikerjakan di Laboratorium Geokimia PT. Lemigas, juga dilakukan di Laboratorium Geokimia PT. Geoservices, dalam hal ini laboratorium juga telah diakui secara internasional, sesuai dengan nomor ISO:

64955/A/0002/UK/En, dan ISO:64955/B/0002/UK/En (*Pers. Comm.*, 2017, Gunawan-PT Geoservices).

### **3.4 Tahapan Penelitian**

Beberapa tahapan dari penelitian ini adalah sebagai berikut, dengan bagan alir kerangka pemikiran yang sudah diuraikan pada bab sebelumnya (Gambar 2.17).

1. Analisis geokimia organik dilakukan pada sampel serbuk pengeboran sumur di Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat, sampel permukaan, dan sampel rembesan minyak eksisting di daratan Sulawesi Barat untuk mengetahui karakteristik batuan induk.
2. Melakukan perbandingan interpretasi lingkungan pengendapan dan dibantu dengan uji statistik dalam korelasi.
3. Melakukan integrasi data seismik dan data geologi dengan hasil analisis dan interpretasi geokimia untuk mengetahui evolusi batuan induk dan generasi hidrokarbon berkaitan dengan sejarah tektonik Selat Makassar bagian timur.
4. Membandingkan fasies batuan Paleogen-Neogen antara Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat untuk mendapatkan gambaran rekonstruksi tektonik Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat.

### **3.5 Pengujian Validitas Data**

Analisis biomarker yang dilakukan terhadap batuan atau rembesan minyak bumi eksisting di daerah penelitian akan memberikan hasil mengenai bagaimana

terjadinya perubahan fasies. Terdapat 2 (dua) cara alternatif pengujian yang dapat dilakukan di daerah penelitian, yaitu:

1. *Finger printing* terhadap masing-masing lingkungan pengendapan, yaitu:

- 1) Terjadinya proses *rifting* dan terbentuknya lingkungan pengendapan lakustrin ditunjukkan dengan adanya rasio pristana/fitana  $< 3$ , rasio  $nC_{31}/nC_{19} > 0.3$ , dan komposisi  $C_{28}$  sterana relatif berlimpah.
- 2) Terjadinya proses *post rift* dan terbentuknya lingkungan pengendapan laut dangkal ditunjukkan dengan adanya rasio pristana/fitana  $< 3$ , biomarker bikadinana dan oleanana rendah, serta komposisi  $C_{27}$  sterana relatif berlimpah.
- 3) Terjadinya proses *sagging* dan terbentuknya lingkungan pengendapan laut dalam ditunjukkan dengan adanya rasio pristana/fitana  $< 3$ , biomarker bikadinana dan oleanana sangat rendah, dan komposisi  $C_{27}$  sterana berlimpah.
- 4) Terjadinya proses *uplift* di daratan Sulawesi Barat dan terbentuknya lingkungan pengendapan laut dangkal-darat akan ditunjukkan dengan adanya biomarker rasio pristana/fitana terkelompok dari  $< 3$  ( $x < 3$ ) dan  $> 3$  ( $x > 3$ ), biomarker bikadinana dan oleanana relatif tinggi, dan komposisi  $C_{29}$  sterana relatif berlimpah.

Variabel yang digunakan pada poin-poin di atas adalah alkane-GC [pristana (pr), fitana (phy),  $nC_{31}$ ,  $nC_{19}$ ], triterpana dan sterana ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$ , bikadinana, dan oleanana). Pengujian dilakukan dengan melakukan uji statistik dengan

menggunakan rasio antara biomarker (*finger printing*) pada lingkungan pengendapan sesuai pada poin-poin di atas.

## 2. Analisis *cluster*.

Analisis *cluster* merupakan analisis statistika multivariat yang digunakan untuk mengklasifikasi subjek/objek dengan dasar sekumpulan variabel pengamatan terukur menjadi beberapa kelompok, dalam hal subjek/objek yang memiliki kemiripan dikelompokkan menjadi satu. Proses pengelompokan diawali dengan menghitung matriks jarak data pengamatan. Data pengamatan biasanya distandarisasi terlebih dahulu untuk mengeliminasi pengaruh perbedaan satuan pengukuran (Z.S. Sabila, *Pers. Comm*, 2018).

Misalkan  $x_{ij}$  merupakan nilai pengamatan variabel ke  $j$  untuk unit sampel ke  $i$ , di mana  $i=1, \dots, N$  (banyaknya sampel) dan  $j=1, \dots, p$  (banyaknya variabel), maka skor standar adalah:

$$z_{ij} = \frac{(x_{ij} - \bar{x}_j)}{s_j} \quad (1)$$

dengan  $\bar{x}_j$  adalah rata-rata dan  $s_j$  adalah standar deviasi dari  $x_{1j}, \dots, x_{Nj}$ . Jarak Euclidean dari pengamatan yang telah distandarisasi adalah:

$$d_{ih} = \left[ \sum_{j=1}^p (z_{ij} - z_{hj})^2 \right]^{1/2} \quad (2)$$

yang kemudian dirangkum ke dalam suatu matriks jarak  $\mathbf{D}_{N \times N}$ . Dua unit sampel dengan jarak terkecil dimasukkan ke dalam kelompok pertama (Morrison, 2005). Penentuan kelompok dilakukan dengan menggunakan *linkage* tertentu.

*Minimax linkage* merupakan prosedur *linkage* yang terbilang baru dengan kelebihan utamanya adalah memungkinkan interpretasi potongan *link* pada dendogram yang terbentuk (Z.S. Sabila, *Pers. Comm*, 2018). Dendogram adalah plot jarak minimum setiap kelompok pada suatu susunan pohon yang mengarah kepada satu kelompok untuk semua N pengamatan. Pengelompokan dengan *minimax linkage* diawali dengan mendefinisikan radius sekelompok titik pengamatan. Radius terkecil dipilih untuk membentuk suatu kelompok. Banyaknya kelompok (*cluster*) yang terbentuk ditentukan berdasarkan nilai indeks Calinski-Harabasz (CH) terbesar. Konsep indeks CH adalah membandingkan variasi data antar kelompok dengan variasi data dalam kelompok (Tibshirani, 2013).

## **BAB IV**

### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

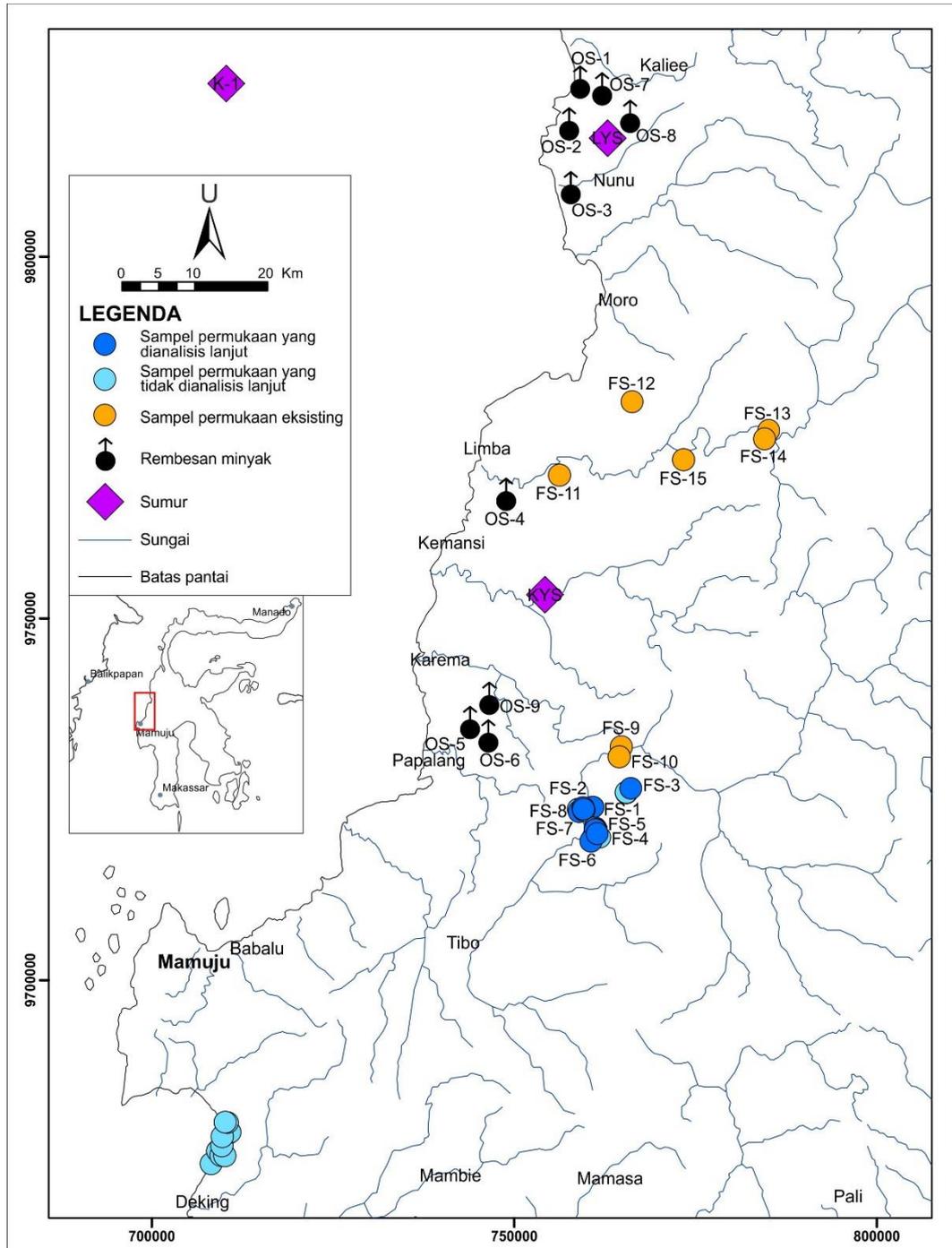
Menyingkapi kembali judul penelitian yaitu “Peranan Biomarker dan Paleofasies pada Rekonstruksi Tektonik Batuan Paleogen - Neogen di Selat Makassar Bagian Timur dan Sulawesi Barat”, seperti yang telah disampaikan pada Bab Metodologi sebelumnya, bahwa untuk memenuhi hal ini penulis melakukan beberapa analisis geokimia terhadap sampel-sampel serbuk pengeboran sumur K-1 di daerah lepas pantai, sampel-sampel serbuk pengeboran sumur-sumur LYS dan KYS, dan sampel-sampel permukaan (*outcrop*) di daratan Sulawesi Barat. Sampel-sampel tersebut berasal dari data kontraktor eksisting yang pernah beroperasi di daerah penelitian sebelumnya dan hasil kunjungan lapangan. Studi lapangan ke daerah daratan Sulawesi Barat dilakukan dalam rangka pengambilan sampel permukaan (*outcrop*) yang berumur tua, yang juga diperlukan untuk analisis geokimia dan biostratigrafi. Studi pustaka terhadap data-data eksisting berupa data sampel rembesan minyak (*oil seep*) di daratan Sulawesi Barat juga dilakukan. Peta lokasi keseluruhan pengambilan sampel dapat dilihat pada Gambar 4.1 dan data seluruh sampel yang dianalisis dapat dilihat pada Lampiran 11.

Hasil analisis beserta pembahasan akan diutarakan di bawah ini, yang juga akan dikorelasikan dengan data sekunder, antara lain data biostratigrafi.

#### **4.1 Hasil Analisis**

Hasil analisis akan diawali dari sumur K-1, sumur LYS dan KYS, sampel-

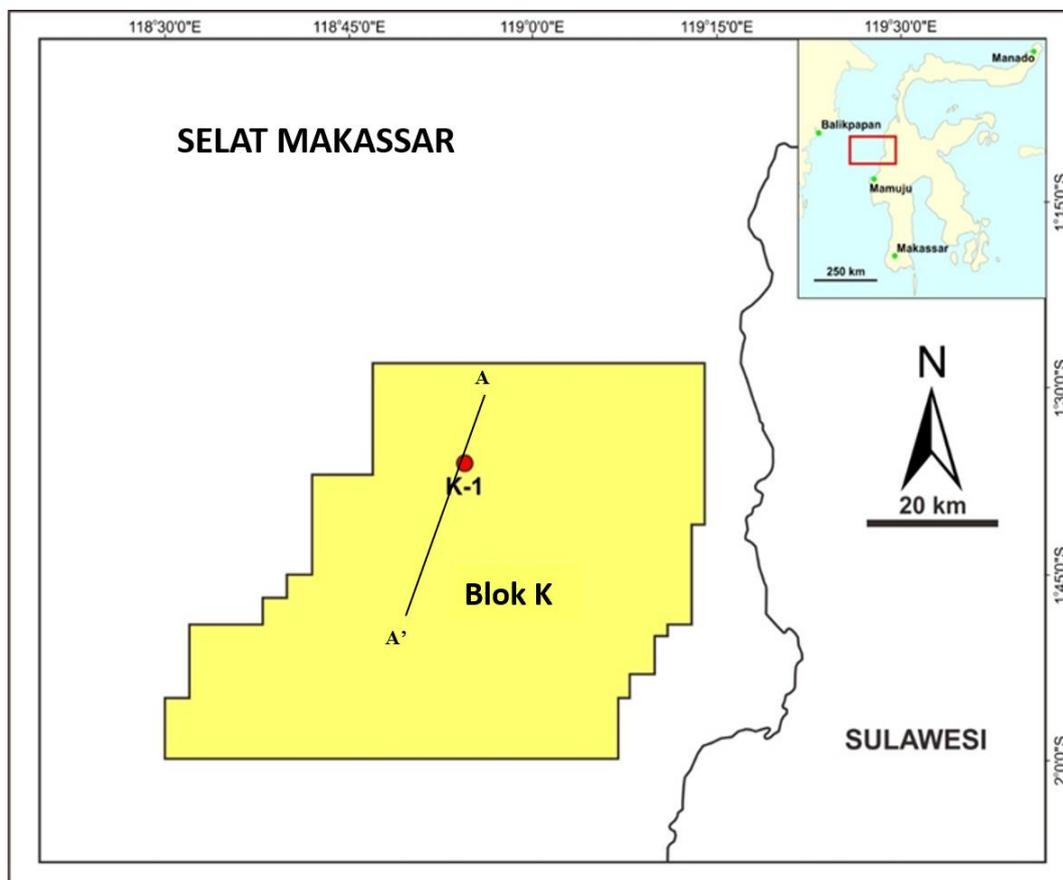
sampel permukaan, dan studi pustaka terhadap sampel rembesan minyak (*oil seep*).



**Gambar 4.1** Lokasi penelitian di daerah lepas pantai dan daratan Sulawesi Barat yang menunjukkan posisi sumur K-1, LYS, KYs, titik pengambilan sampel permukaan (FS-1 sampai FS-15), dan posisi rembesan minyak (OS-1 sampai OS-9).

#### 4.1.1 Hasil Sumur K-1

Sumur K-1 merupakan sumur eksplorasi yang dibor di lepas pantai pada tahun 2011 oleh salah satu Kontraktor Kontrak Kerja Sama (kontraktor) Wilayah Kerja (WK) Eksplorasi. Sumur K-1 terletak di bagian utara Blok K di Cekungan Makassar Utara, sekitar 40 kilometer sebelah barat kota Pasangkayu, Sulawesi Barat (Gambar 4.2). Status Blok K saat ini sudah diterminasi secara keseluruhan sehingga sudah dikembalikan kepada pemerintah.



**Gambar 4.2** Lokasi sumur K-1 berada di bagian utara Blok K (Weatherford, 2011).

Pada saat kontraktor eksisting melakukan pengeboran eksplorasi tahun 2011, kontraktor menggunakan *Oil-Based Mud* (OBM) sebagai pelicin lubang bor. Untuk itu diperlukan penanganan khusus terhadap sampel-sampel yang

diasumsikan telah terkontaminasi dengan lumpur OBM tersebut. Hal ini sudah disampaikan pada Bab Metodologi.

Kontraktor eksisting juga melakukan analisis geokimia terhadap 2 (dua) sampel noda minyak yang ditemukan, dengan kedalaman masing-masing sampel yaitu 15.752 dan 16.702 *feet*. Hasil rasio antara pristana terhadap fitana (Pr/Phy) sebesar 2,48 untuk sampel noda minyak pertama dan 2,25 untuk sampel noda minyak kedua. Hal ini menggambarkan bahwa minyak berasal dari *source facies* berupa *fresh water* lakustrin (Conoco Phillips, 2012). Berdasarkan hasil *plotting* terhadap rasio pristana/nC<sub>17</sub> dan fitana/nC<sub>18</sub>, kedua sampel minyak tersebut memiliki kategori kerogen campuran antara tipe II dan III. Hasil lain yang diperoleh dari analisis GC/MS memiliki penafsiran bahwa sampel noda minyak pertama (15.752 *feet*) berasal dari batuan induk matang yang diendapkan pada lingkungan darat dengan input alga, sementara sampel noda minyak kedua (16.702 *feet*) berasal dari batuan induk dengan kontribusi yang lebih kuat dari material input alga yang diendapkan pada lingkungan lakustrin dangkal. Hasil analisis isotop karbon (Lampiran 4B) juga mendukung hasil GC/MS kedua sampel minyak, bahwa kedua sampel memiliki material organik asal alga dengan input material darat yang lebih kuat pada sampel noda minyak pertama (15.752 *feet*).

Beberapa analisis dan evaluasi data geokimia dilakukan oleh penulis terhadap data serbuk pengeboran sumur K-1, berupa analisis karbon organik total (TOC), *rock eval pyrolysis* (REP), tipe kerogen, kromatografi gas (GC) dan kromatografi gas/sppektrometri massa (GC/MS). Kedalaman serbuk pengeboran

sumur K-1 yang dianalisis dimulai dari kedalaman 8.010 *feet* sampai dengan 16.702 *feet*.

Analisis biostratigrafi, petrografi dan *K/Ar radiometric dating* dari sumur pengeboran K-1 adalah data sekunder, karena merupakan hasil analisis yang telah pernah dilakukan sebelumnya oleh kontraktor eksisting. Hasil analisis biostratigrafi digunakan untuk mengetahui umur, lingkungan pengendapan, dan batimetri serbuk pengeboran yang diambil.

Selain analisis geokimia dan analisis biostratigrafi, penulis beranggapan perlunya dilakukan interpretasi ulang terhadap penampang seismik yang melewati sumur K-1, ini dikarenakan penulis mempunyai pemikiran yang relatif baru dan berbeda apabila dibandingkan dengan hasil studi sebelumnya. Reinterpretasi penampang seismik akan dibahas pada subbab pembahasan dan diskusi. Gambaran rinci terhadap sampel-sampel yang dianalisis dan dievaluasi akan disampaikan di bawah ini.

#### **4.1.1.1 Analisis Biostratigrafi dan Petrografi**

Kontraktor eksisting sudah melakukan analisis biostratigrafi terhadap serbuk pengeboran sumur K-1, antara lain berupa analisis mikrofosil foraminifera, *calcareous nannoplankton*, dan palinologi pada beberapa kedalaman di sumur K-1, yakni sampel YS-1 hingga YS-7 dengan kedalaman 8.010-16.702 *feet*, dimulai dari lakustrin dangkal hingga batial atas (Harsanti *et al.*, 2013). Pada laporan biostratigrafi eksisting juga disampaikan bahwa pada kedalaman di bawah sampel-sampel yang dianalisis, yaitu di bawah sampel YS-7 (16.702 *feet*), dengan

kedalaman 16.910-17.120 *feet*, berada pada lingkungan pengendapan lakustrin marginal dan umur Eosen Awal-Paleosen Tengah (Harsanti *et al.*, 2013).

Hasil petrografi dan K/Ar *radiometric dating* eksisting juga digunakan sebagai acuan dalam penelitian ini. Hasil analisis petrografi menunjukkan bahwa litologi sampel pada kedalaman 17.200-17.300 *feet* berupa batulempung serpihan (*shaly claystone*), sedangkan pada kedalaman 17.340-17.360 *feet* terdiri dari litologi batulempung serpihan dengan material vulkanik sebagai pengotor pada bagian dasar sumur. Dari data *dating*, dapat diketahui bahwa sampel pada kedalaman 17.200-17.300 *feet* memiliki umur Paleosen Awal, sedangkan pada kedalaman 17.340-17.360 *feet* memiliki umur Kapur Akhir (Geoservices, 2012).

#### **4.1.1.2 Analisis dan Evaluasi Data Geokimia**

Analisis dan evaluasi geokimia dilakukan terhadap serbuk pengeboran sumur K-1, dengan kedalaman mulai dari 8.010-16.702 *feet*. Penentuan kedalaman pengambilan sampel didasarkan pada hasil analisis biostratigrafi eksisting, yaitu tepat pada saat terjadinya perubahan fasies/lingkungan pengendapan.

Daftar sampel yang dianalisis beserta dengan kandungan karbon organik total dan hasil ekstrak dapat dilihat pada Tabel 4.1, sedangkan identifikasi puncak (*peak identification*) pada kromatogram dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Hasil ekstrak dari sampel-sampel sumur K-1 ini sangat tinggi, dan digambarkan oleh persentase terhadap kandungan karbon organik yang tinggi (44,9-94,0%), menunjukkan bahwa bitumen yang terdapat dalam batuan bukan berasal dari batuan ini (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*). Hunt (1996) menyampaikan

bahwa persentasi bitumen asli yang dapat diekstrak dari batuan sedimen dan dinyatakan sebagai karbon organik tidak akan melebihi 20%, sehingga jelas bahwa bitumen yang ada di dalam sampel ekstrak sumur K-1 diasumsikan telah mengandung noda minyak atau sudah terkontaminasi.

Identifikasi Sampel			Berat (gram)	TOC (%)	Ekstrak /TOC (%)
Nama	Kedalaman (feet/meter)	Litologi			
YS-1	8.010 / 2.441,5	Batulempung	75,9	7,23	80,1
YS-2	8.910-10.890 / 2715,8-3319,3	Batulempung	76,7	4,73	77,5
YS-3	14.410 / 4392,2	Batulempung	77,8	2,93	81,7
YS-4	15.860 / 4834,1	Batulempung	76,6	4,15	44,9
YS-5	16.250-16.310 / 4953-4971,3	Batulempung	76,4	6,15	77,1
YS-6	16.320-16.550 / 4974,3-5044,4	Batulempung	75,1	5,70	52,8
YS-7	16.702 / 5090,8	Batulempung	75,9	3,48	94,0

**Tabel 4.1** Daftar sampel yang dianalisis, kandungan karbon organik, dan hasil ekstrak (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

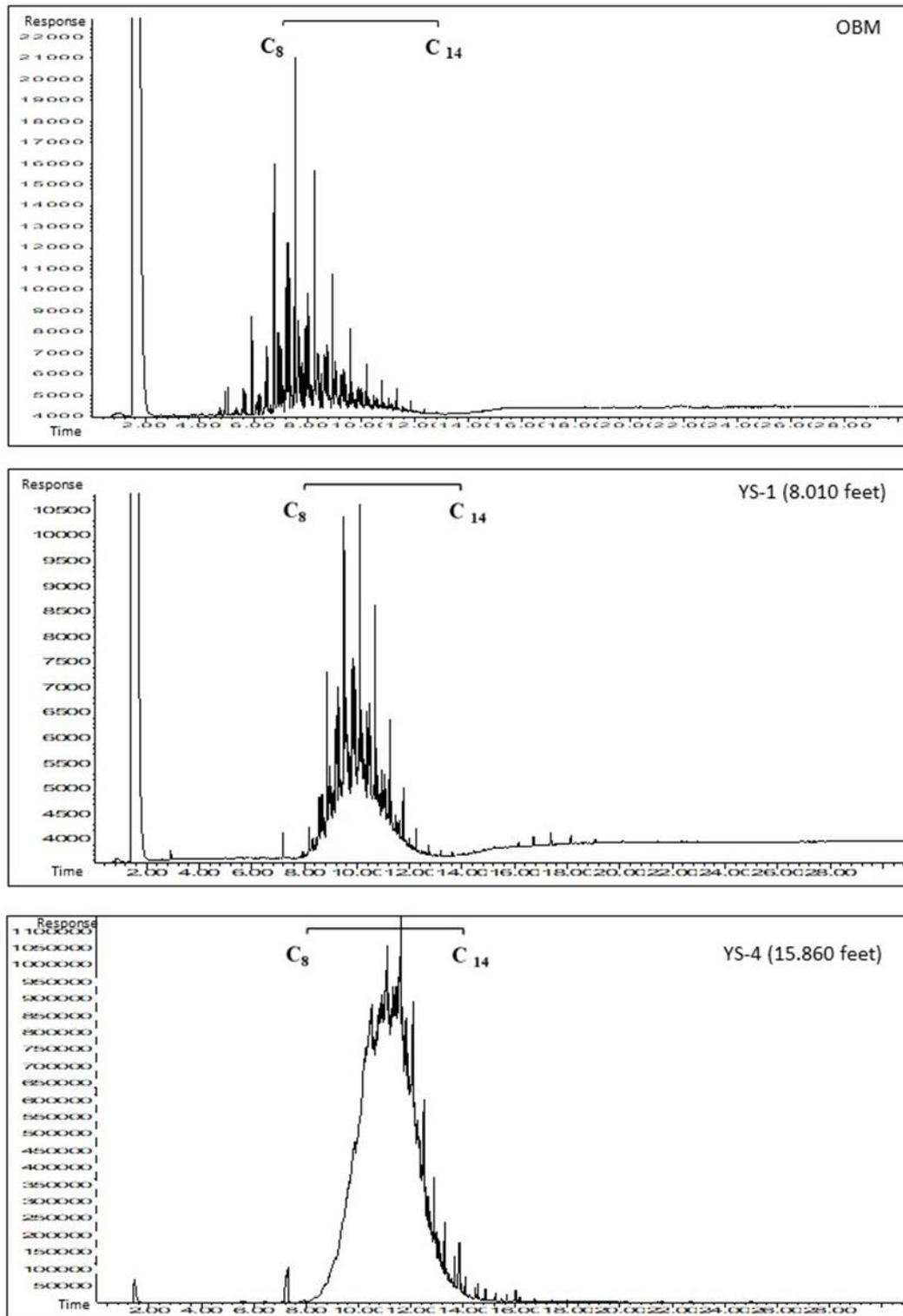
Gambar 4.3 memperlihatkan profil GC dari sampel YS-1 (8.010 *feet*) dan YS-4 (15.860 *feet*) yang dibandingkan terhadap ekstrak dari sampel OBM. Dari profil ini terlihat bahwa elevasi *baseline* pada profil GC meningkat dengan sedikit n-alkana dan *unresolved complex mixture* (UCM) hidrokarbon. Hal ini menunjukkan bahwa ekstrak sampel sedimen telah didominasi oleh lumpur pengeboran (OBM) yang juga menunjukkan profil alkana yang sama.

Profil GC kelima sampel lainnya dapat dilihat pada Lampiran 3 yang juga menunjukkan profil yang sangat mirip pada setiap sampel. Dengan demikian,

berdasarkan hasil kromatogram 7 (tujuh) sampel serbuk pengeboran sumur K-1 dapat diartikan bahwa seluruh ekstrak telah didominasi oleh adanya hidrokarbon tambahan (aditif) yang berasal dari lumpur pengeboran OBM (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

**Tabel 4.2** Identifikasi puncak triterpana dan sterana pada kromatogram.

Identifikasi Terpana			Identifikasi Sterana		
ID Puncak	Nomor Karbon	Nama Komponen	ID Puncak	Nomor Karbon	Nama Komponen
A	18	Trisiklik diterpana		20	5 $\alpha$ , 14 $\alpha$ , 17 $\alpha$ (H)-Pregnana
B	19	Trisiklik diterpana		21	5 $\alpha$ , 14 $\alpha$ , 17 $\alpha$ (H)-Homopregnana
C	20	Trisiklik diterpana		22	5 $\alpha$ , 14 $\alpha$ , 17 $\alpha$ (H)-Bishomopregnana
D	21	Trisiklik diterpana	A	27	13 $\beta$ (H),17 $\alpha$ (H)-diacholestana(20S)
E	22	Trisiklik diterpana	B	27	13 $\beta$ (H),17 $\alpha$ (H)-diacholestana(20R)
F	23	Trisiklik diterpana	C	28	24-Methyl-13 $\beta$ (H),17 $\alpha$ (H)-diacholestana(20S)
G	24	Trisiklik diterpana	D	28	24-Methyl-13 $\beta$ (H),17 $\alpha$ (H)-diacholestana(20R)
H	25	Trisiklik diterpana	E	29	24-Ethyl-13 $\beta$ (H),17 $\alpha$ (H)-diacholestana(20S)
I	26	Trisiklik diterpana	F	29	24-Ethyl-13 $\beta$ (H),17 $\alpha$ (H)-diacholestana(20R)
J	27	Trisiklik diterpana	a	27	13 $\alpha$ (H),17 $\beta$ (H)-diacholestana(20S)
K	28	Trisiklik diterpana	b	27	13 $\alpha$ (H),17 $\beta$ (H)-diacholestana(20R)
L	29	Trisiklik diterpana	c	28	24-Methyl-13 $\alpha$ (H),17 $\beta$ (H)-diacholestana(20S)
1	27	18 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-22,29,30-trisnorhopana(Ts)	d	28	24-Methyl-13 $\alpha$ (H),17 $\beta$ (H)-diacholestana(20R)
2	27	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-22,29,30-trisnorhopana(Tm)	e	29	24-Ethyl-13 $\alpha$ (H),17 $\beta$ (H)-diacholestana(20S)
M	30	Trisiklik diterpana	f	29	24-Ethyl-13 $\alpha$ (H),17 $\beta$ (H)-diacholestana(20R)
3	28	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-28,30-bishorhopana	1	27	5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20S)
4	29	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30-norhopana	2	27	5 $\beta$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
5	29	17 $\beta$ (H),21 $\alpha$ (H)-30-normoretana	3	27	5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20R)
6	30	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-hopana	4	27	5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20S)
7	30	17 $\beta$ (H),21 $\alpha$ (H)-moretana	5	27	5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
8	31	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30-homohopana(22S)	6	28	24-Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20S)
9	31	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30-homohopana(22R)	7	28	24-Methyl-5 $\beta$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
10	31	17 $\beta$ (H),21 $\alpha$ (H)-30-homomoretana	8	28	24-Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20R)
11	32	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31-bishomohopana(22S)	9	28	24-Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20S)
12	32	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31-bishomohopana(22R)	10	28	24-Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
13	33	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31,32-trishomohopana(22S)	11	29	24-Ethyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20S)
14	33	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31,32-trishomohopana(22R)	12	29	24-Ethyl-5 $\beta$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
15	34	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31,32,33-tetrahomohopana(22S)	13	29	24-Ethyl-5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),18 $\beta$ (H)-cholestana(20R)
16	34	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31,32,33-tetrahomohopana(22R)	14	29	24-Ethyl-5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20S)
17	35	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31,32,33,34-pentahomohopana(22S)	15	29	24-Ethyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
18	35	17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-30,31,32,33,34-pentahomohopana(22R)	R	30	Bikadnana
OL	30	18 $\alpha$ (H)-Oleanana	*	30	C <sub>30</sub> -Metil Sterana
Gm	30	Gamma serana	*	30	C <sub>30</sub> -pengaturan ulang posisi metil sterana
R	30	Bikadnana	16	30	24-Ethyl-4 $\alpha$ -Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20S)
MH	30	Metil hopana	17	30	24-Ethyl-4 $\alpha$ -Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20S/20R)
a	30	Higher-plant terpana	18	30	4 $\alpha$ ,23,24-Trimethyl-5 $\alpha$ (H),14 $\beta$ (H),17 $\beta$ (H)-cholestana(20R)
b	30	Higher-plant terpana	19	30	24-Ethyl-4 $\alpha$ -Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
c	30	Higher-plant terpana	20	30	24-Ethyl-4 $\beta$ -Methyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana(20R)
d	30	Higher-plant terpana	21	30	4 $\alpha$ ,23,24-Trimethyl-5 $\alpha$ (H),14 $\alpha$ (H),17 $\alpha$ (H)-cholestana
MH	32	Metil hopana	22	30	Dinosterana Isomer
X	24	Tetrasiklik terpana	23	30	Dinosterana Isomer



**Gambar 4.3** Profil GC serbuk pengeboran sampel YS-1 dan YS-4 dibandingkan terhadap sampel OBM.

Berdasarkan laporan akhir dari kontraktor eksisting, telah dikonfirmasi bahwa kontraktor menggunakan jenis NAV-SOBM untuk ditambahkan ke dalam sumur K-1 pada kedalaman antara 7.988–17.360 *feet* (Weatherford, 2011).

Pada Gambar 4.3, tampak juga bahwa hidrokarbon di wilayah C<sub>25</sub>-C<sub>35</sub> tidak muncul pada alkana GC sampel OBM, walaupun ekstrak sampel-sampel sedimen telah mengalami kontaminasi dari OBM. Atas dasar ini, maka dapat dipastikan bahwa setiap biomarker triterpana maupun sterana yang hadir pada sampel serbuk pengeboran K-1 adalah benar berasal dari sampel tersebut. Oleh karena itu, hasil analisis GC/MS, baik pada ion m/z 191 (triterpana) maupun ion m/z 217 (sterana), yang telah dilakukan terhadap masing-masing ekstrak sampel sumur K-1 (Gambar 4.4 dan Gambar 4.5) dapat dipercaya dan digunakan untuk analisis lebih lanjut (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Gambar 4.4 dan 4.5 juga memperlihatkan perbandingan distribusi triterpana dan sterana antara ekstrak sampel OBM dengan ekstrak sampel sumur K-1 pada sampel YS-1 (8.010 *feet*). Perbandingan ini menggambarkan bahwa walaupun ekstrak sampel OBM mengandung hopana dan sterana, tetapi terdapat juga senyawa tambahan triterpenoid di dalam ekstrak sampel sedimen yang tidak hadir pada sampel OBM. Senyawa tambahan triterpenoid ini diinterpretasikan benar berasal dari sampel sedimen.

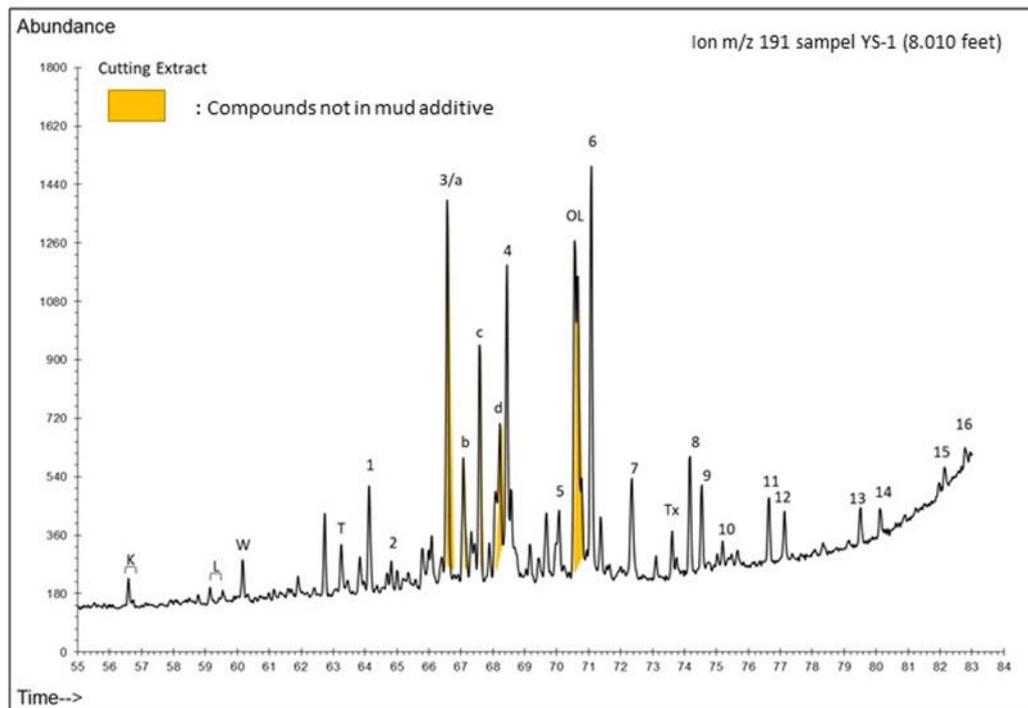
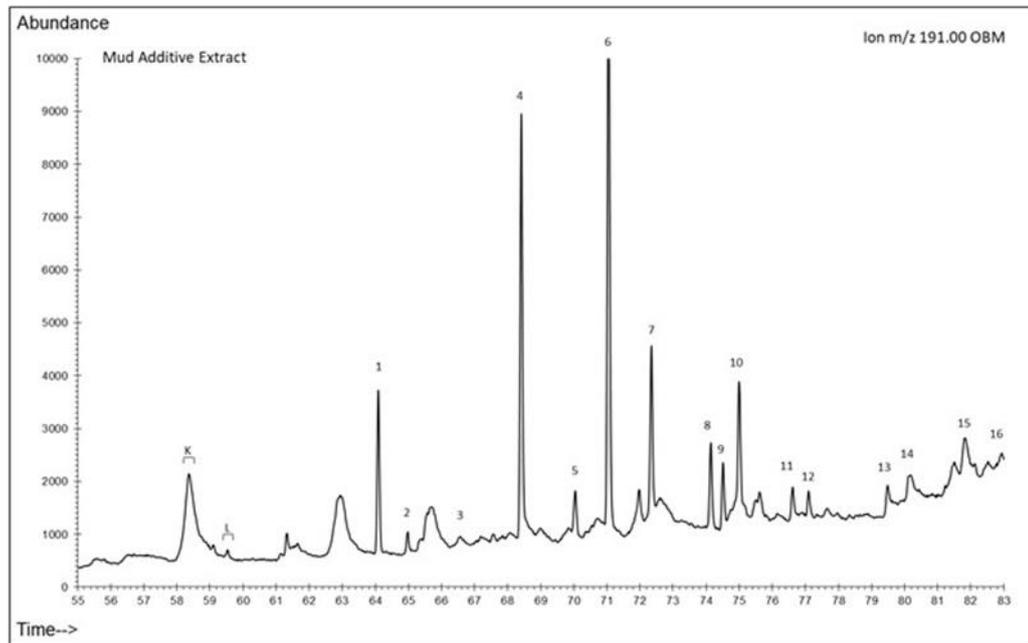
Keberadaan yang berlimpah dari C<sub>30</sub> triterpana gamaserana (puncak nomor 10, Gambar 4.4) pada sampel ekstrak OBM, tetapi rendah pada sampel ekstrak sedimen, juga menunjukkan indikasi lanjut bahwa fraksi triterpana dari ekstrak tidak terkontaminasi secara signifikan oleh triterpana dari lumpur OBM.

Untuk mengetahui kelimpahan terpana dari tumbuhan tingkat tinggi relatif terhadap hopana dan distribusi jumlah karbon sterana alkana yang berasal dari ekstrak batuan atau hasil dari variasi tingkat kontaminasi OBM, perlu dilakukan analisis lebih lanjut. Namun, perhitungan konsentrasi absolut dari biomarker pada ekstrak sampel sedimen dan ekstrak sampel OBM tidak dilakukan dalam penelitian ini, sehingga tidak dapat digunakan untuk mengidentifikasi seberapa besar tingkat kontaminasi dari fraksi biomarker sedimen oleh senyawa yang berasal dari OBM. Oleh karena itu, terhadap kurva-kurva kedalaman  $C_{30}$  moretana/ $C_{30}$  hopana dan  $C_{29}$   $5\alpha(H)14\alpha(H)17\alpha(H)$  20S/20R sterana, serta kurva kedalaman terhadap reflektansi vitrinit (VR) (Gambar 4.6) dicoba untuk dikuantifikasi efek dari kontaminasi pada komposisi reguler sterana dan hopana (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Kurva kedalaman  $C_{30}$  moretana/ $C_{30}$  hopana menunjukkan adanya kecenderungan penurunan nilai pada kedalaman di bawah 9.900 *feet*, konsisten dengan meningkatnya tingkat kematangan batuan seperti yang ditunjukkan oleh kurva kedalaman reflektansi vitrinit (Gambar 4.6).

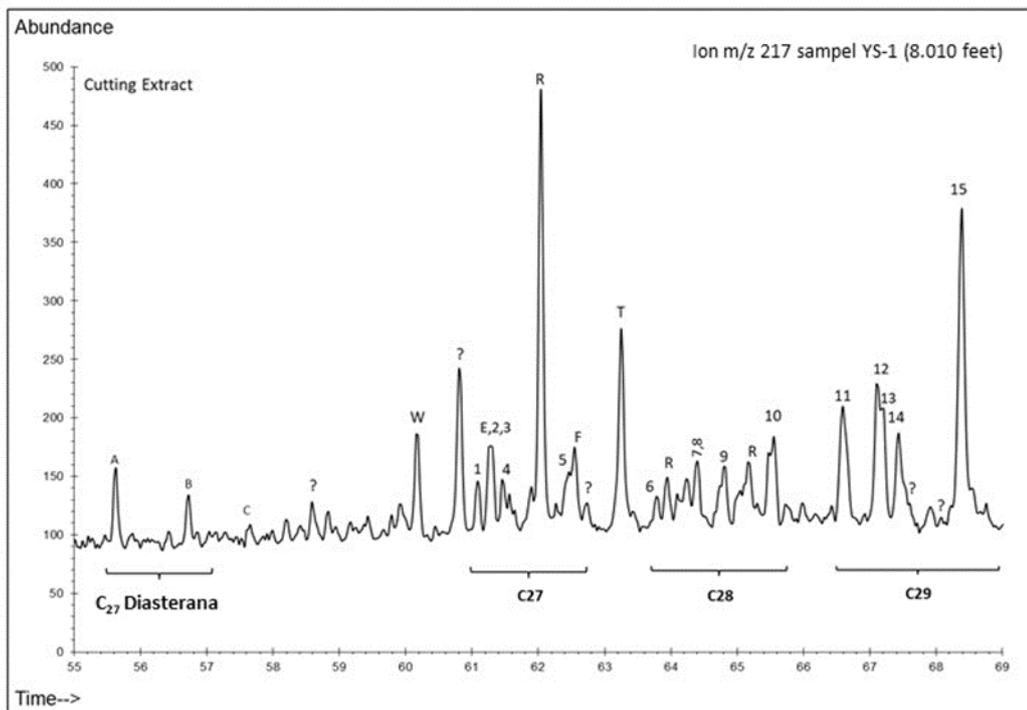
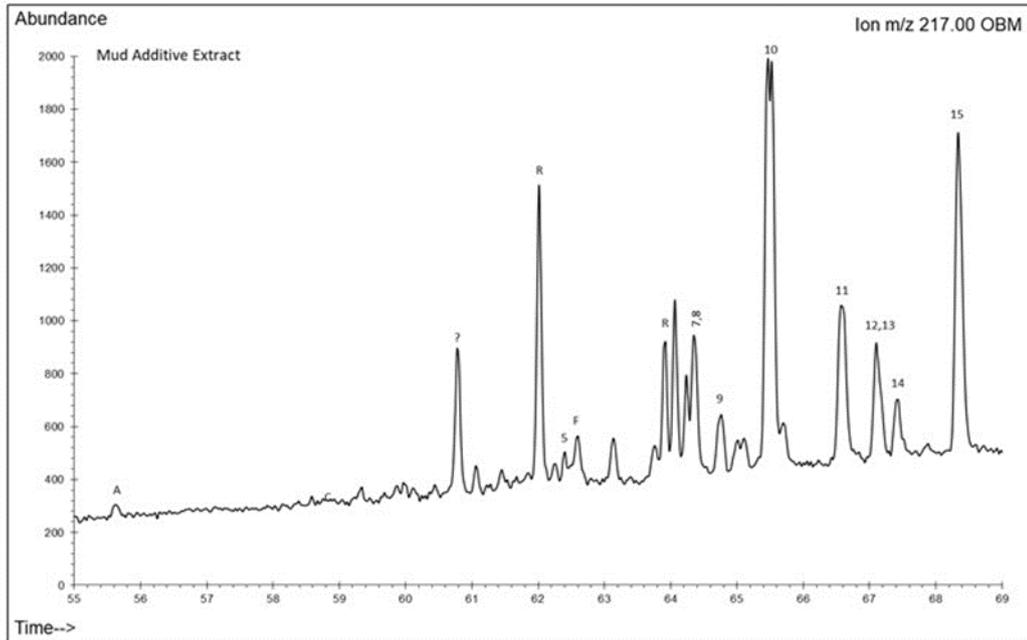
Nilai moretana/hopana yang rendah untuk sampel pada kedalaman yang dangkal dianalisis tidak konsisten dengan nilai-nilai lain yang ada, tetapi juga tidak konsisten dengan nilai yang diperoleh dari sampel OBM. Perolehan nilai rendah ini disebabkan oleh terjadinya proses *reworking* material organik pada kedalaman ini atau lebih mungkin disebabkan adanya sedikit noda minyak yang matang (*mature oil stain*).

## TRITERPANA

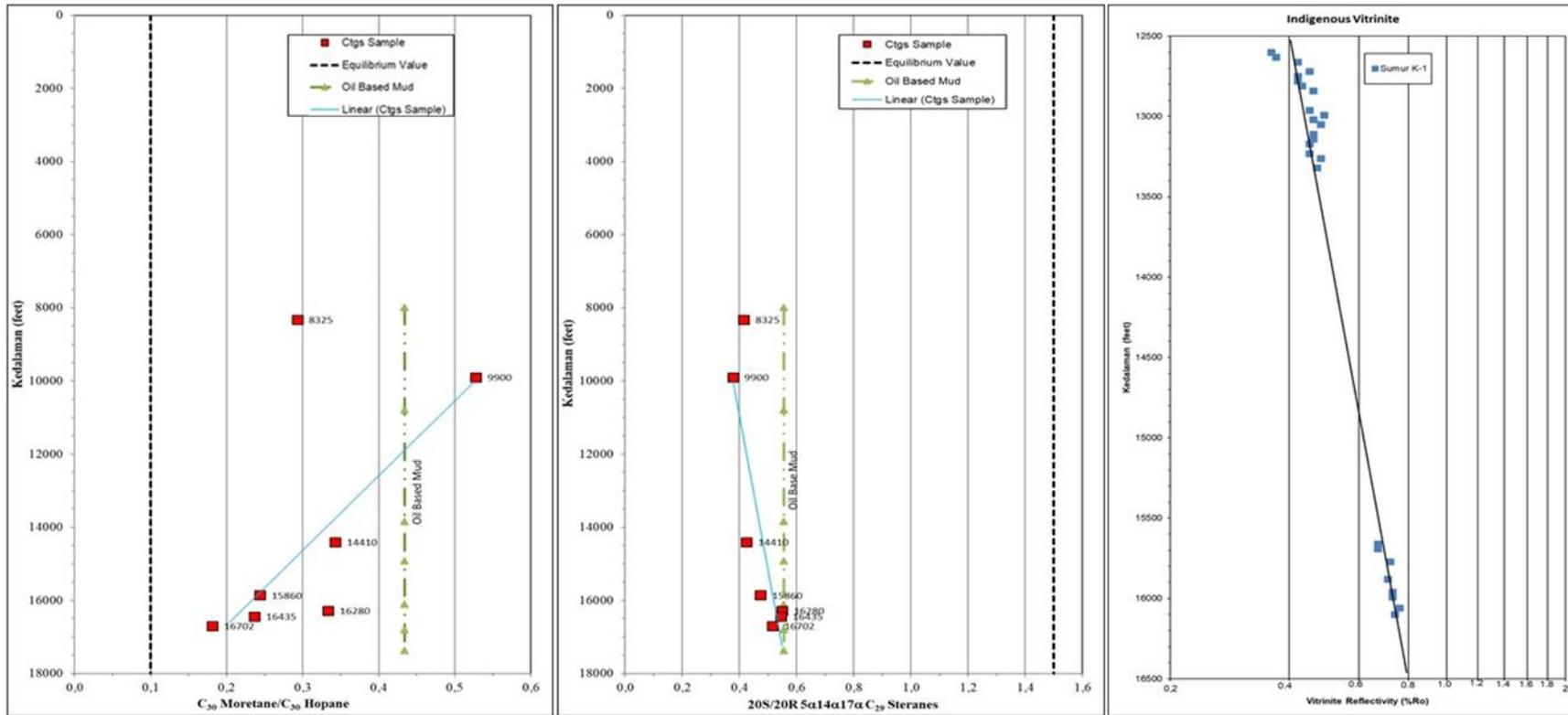


**Gambar 4.4** Perbandingan senyawa triterpana antara sampel OBM dan sampel ekstrak batuan YS-1 (identifikasi puncak diperlihatkan pada Tabel 4.2).

## STERANA



**Gambar 4.5** Perbandingan senyawa sterana antara sampel OBM dan sampel ekstrak batuan YS-1 (identifikasi puncak diperlihatkan pada Tabel 4.2).



(a)

(b)

(c)

**Gambar 4.6** Kurva kedalaman terhadap (a) rasio C<sub>30</sub> moretana/C<sub>30</sub> hopana, (b) rasio %20S 5 $\alpha$ ,14 $\alpha$ ,17 $\alpha$ C<sub>29</sub> sterana, dan (c) reflektansi vitrinit.

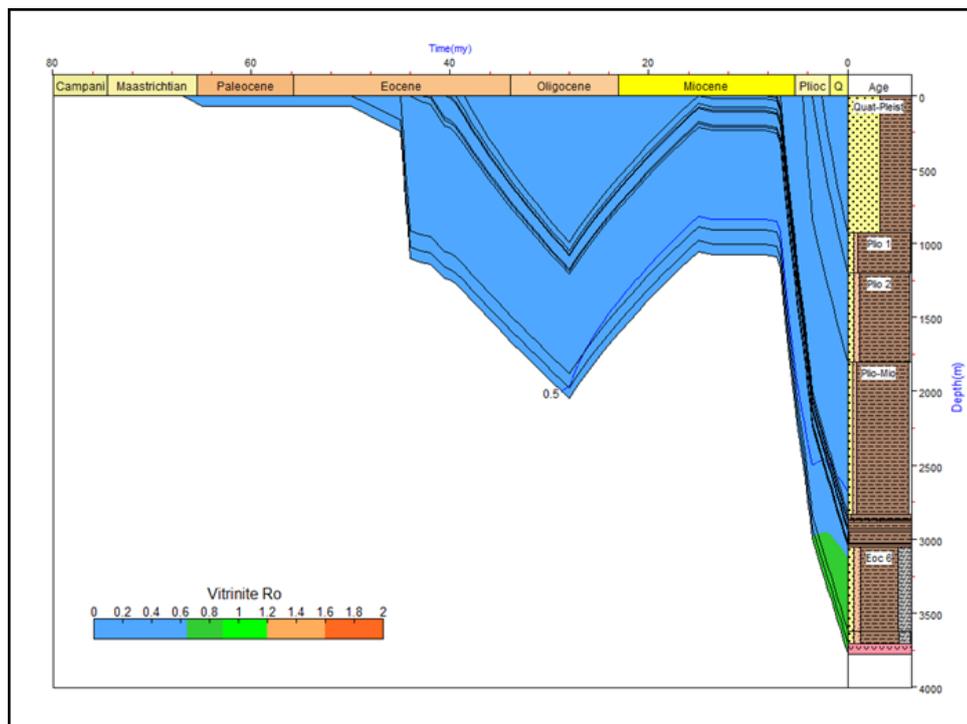
Apabila memperhatikan sampel-sampel yang tersisa lainnya, terlihat kecenderungan adanya penurunan terhadap rasio moretana/hopana. Hal ini menunjukkan adanya konsistensi dengan profil kematangan pada sumur (kurva kedalaman terhadap nilai VR, Gambar 4.6c), sehingga diasumsikan bahwa fraksi triterpana dari ekstrak sampel sedimen tidak terkontaminasi secara signifikan oleh triterpana dari lumpur OBM (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Berdasarkan beberapa penggambaran di atas, dapat disimpulkan bahwa fraksi biomarker dari ekstrak sampel serbuk pengeboran sumur K-1 jelas tidak terkontaminasi secara signifikan, meskipun sumur dibor dengan OBM dan ekstrak jelas terkontaminasi. Dengan demikian hasil analisis GC/MS dapat digunakan dan dipercaya untuk mengetahui material organik yang ada di dalam batuan ini (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Terkait dengan data reflektansi vitrinit (VR) pada Gambar 4.6 (c), data VR dari sampel-sampel serbuk pengeboran sumur K-1 tersebut merupakan data sekunder. Nilai VR dari sampel-sampel dengan kedalaman 12.600-13.320 *feet* memiliki kisaran nilai 0,36-0,49%, sehingga menambah kecenderungan sebagian besar sampel masuk ke dalam kategori kerogen tipe III, yakni memiliki kecenderungan membentuk gas. Sampel-sampel dengan kedalaman 15.660–16.100 *feet* memiliki kisaran nilai VR antara 0,67-0,74%.

Atas dasar nilai-nilai VR eksisting di atas, sampel-sampel YS-4, YS-5, dan YS-6 yang berada pada kedalaman antara 15.860-16.702 *feet*, diasumsikan memiliki nilai-nilai VR sekitar 0,60-0,80% (*middle mature*/setengah matang).

Pada pemodelan sejarah pembedakan dan pengembangan kematangan terhadap sumur K-1 dapat dilihat juga bahwa sedimen yang berumur Eosen baru akan menjadi matang pada umur Miosen Akhir-Pliosen Awal, dengan nilai VR yang berkisar antara 0,60–0,80% (A. Livsey, *Pers. Comm*, 2017, Gambar 4.7).



**Gambar 4.7** Sejarah pembedakan dan pengembangan kematangan pada sumur K-1.

Hal lain yang menarik dalam penelitian terhadap sampel serbuk pengeboran sumur K-1 ini yaitu serangkaian terpana yang berasal dari tumbuhan tingkat tinggi yang tergambar pada fragmentogram  $m/z$  191, termasuk adanya oleanana (OL), bikadinana (W, T, dan R), taraxastana (Tx), dan senyawa lainnya (a, b, c, d) (Gambar 4.4 dan 4.5) (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Pada kedalaman dari 8.010 *feet* hingga 14.410 *feet*, biomarker oleanana yang berasal dari tumbuhan tingkat tinggi relatif berlimpah terhadap hopana, tetapi kelimpahan menjadi berkurang di bawah kedalaman 14.410 *feet*. Perhitungan rasio oleanana terhadap C<sub>30</sub> hopana (oleanana/C<sub>30</sub> hopana) terhadap masing-masing sampel telah dikuantifikasi dan menunjukkan penurunan kelimpahan (Gambar 4.8). Penurunan kelimpahan yang terjadi dimulai dari nilai 0,79-0,86, pada dan di atas kedalaman 14.410 *feet*, hingga 0,39-0,48, di bawah kedalaman 14.410 *feet*. Kecenderungan yang sama terlihat juga pada biomarker taraxastana dan senyawa tumbuhan tingkat tinggi lainnya. Distribusi jumlah karbon sterana dari ekstrak sampel ini juga menunjukkan variasi yang signifikan dengan kedalaman yang diyakini mencerminkan berbagai kontribusi material organik darat, laut, dan alga yang ada dalam sedimen ini (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Terdapat analisis geokimia lain yang juga dilakukan terhadap sampel-sampel serbuk pengeboran dari sumur K-1, yaitu analisis *total organic carbon* (TOC), *rock eval pyrolysis* (REP), tipe kerogen, kromatografi gas (GC), dan kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS).

Dalam pirogram hasil analisis pirolisis terhadap tujuh (7) sampel yang dilakukan, terlihat bahwa kandungan hidrokarbon bebas (S1) sangat tinggi yang menyebabkan puncak S2 terlihat landai, sehingga tidak terlihat adanya *peak* disebabkan konsentrasi yang sangat kecil (Tabel 4.3 dan Gambar 4.9).

Nilai indeks hidrogen (HI) dari sampel-sampel YS-1, YS-2, YS-3, YS-4, YS-5, dan YS-6 yang cenderung rendah, yakni berada pada kisaran 39-186 (kerogen tipe III), menggambarkan bahwa sampel mengandung sedikit hidrogen,

sehingga relatif memiliki kecenderungan membentuk gas (Peters dan Cassa, 1994). Hal ini disebabkan bahwa jika hidrogen semakin sedikit (kerogen tipe III), maka produk dari hidrokarbonnya akan semakin cenderung membentuk gas, sedangkan pada sampel YS-7 memiliki nilai indeks hidrogen sebesar 217 (kerogen tipe II-III), sehingga memiliki kecenderungan untuk membentuk antara gas-minyak (Peters dan Cassa, 1994).

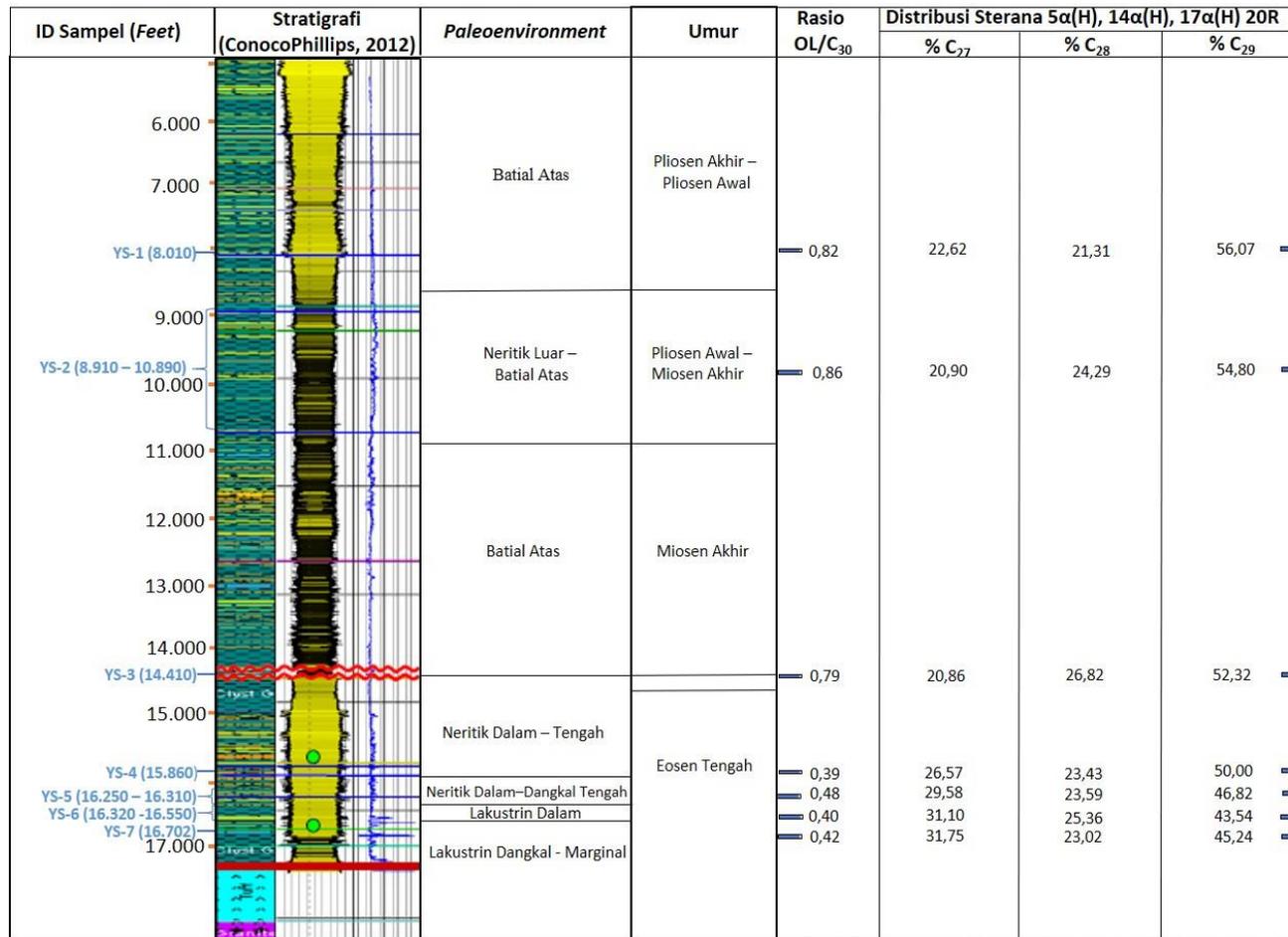
Seperti yang sudah disampaikan sebelumnya bahwa sampel-sampel serbuk pengeboran pada sumur K-1 (Tabel 4.1) sebanyak 7 (tujuh) sampel dilakukan analisis geokimia, antara lain analisis TOC, REP, tipe kerogen, GC, dan GC/MS.

**Tabel 4.3** Hasil pirolisis sampel serbuk pengeboran sumur K-1.

ID	S1	S2	S3	Tmax	TOC	HI	OI	PI	S1/TOC
YS-1	67,19	2,96	1,44	379	7,23	41	20	0,96	9,29
YS-2	39,92	1,86	0,88	441	4,73	39	19	0,96	8,44
YS-3	51,88	5,46	1,44	437,5	2,93	186	49	0,90	17,7
YS-4	32,77	2,98	0,58	417	4,15	72	14	0,92	7,90
YS-5	50,36	6,60	0,87	433	6,15	107	14	0,88	8,19
YS-6	43,91	7,25	1,00	432	5,70	127	18	0,86	7,70
YS-7	15,08	7,57	0,96	435	3,48	217	27	0,67	4,33

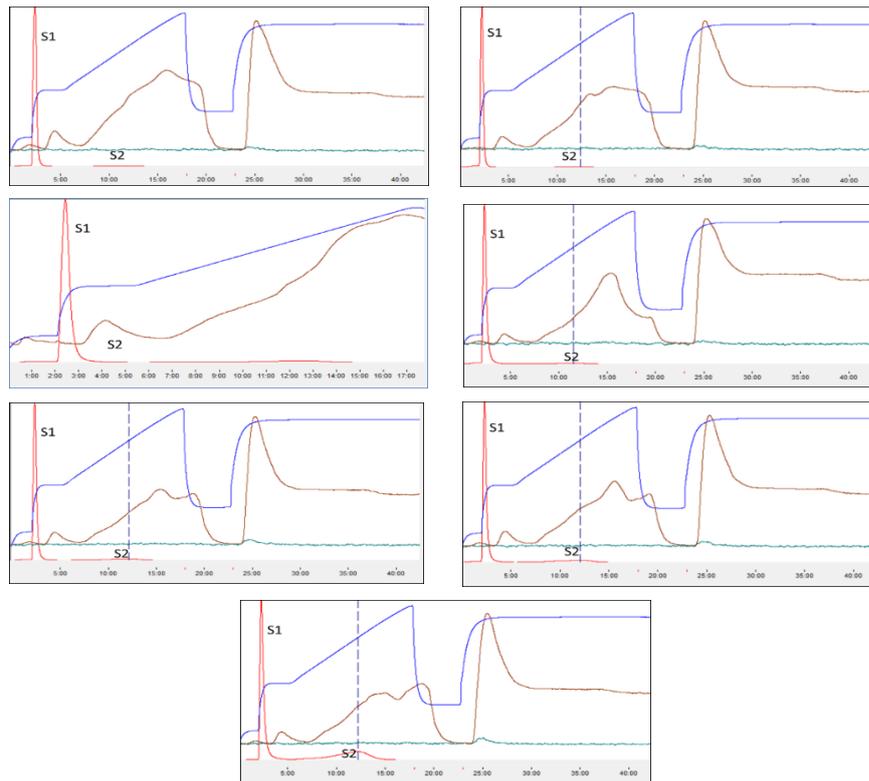
Selain analisis geokimia, analisis biostratigrafi juga sudah dilakukan oleh kontraktor eksisting terkait penentuan umur, lingkungan pengendapan, dan batimetri sampel-sampel tersebut (Harsanti *et al.*, 2013).

Pada awal pembahasan bab ini telah disinggung terkait adanya penggunaan *Oil-Based Mud* (OBM) sebagai pelicin lubang bor pada saat pengeboran sumur K-1. Atas dasar ini, telah dikonfirmasi bahwa seluruh hasil kromatogram terhadap



**Gambar 4.8** Plot kedalaman sumur menggambarkan perubahan rasio oleanana/hopana dan distribusi karbon sterana 5 $\alpha$ 14 $\alpha$ 17 $\alpha$  20R dengan kedalaman, umur, dan *paleoenvironment* (log stratigrafi disadur dari ConocoPhillips, 2012; Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

ekstrak 7 (tujuh) sampel sumur K-1 telah terkontaminasi oleh adanya hidrokarbon tambahan (aditif) yang dimiliki oleh OBM (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*), sehingga seluruh hasil GC ketujuh sampel tidak dapat digunakan (Gambar 4.3)



**Gambar 4.9** Pirogram hasil pirolisis sampel serbuk pengeboran sumur K-1, sampel YS-1 sampai YS-7 (8.010-16.702 feet).

Berkaitan dengan hal ini, telah dikonfirmasi juga sebelumnya bahwa hasil analisis GC/MS yang telah dilakukan terhadap masing-masing ekstrak sampel sumur K-1 (Gambar 4.4 dan 4.5) dapat dipercaya dan digunakan (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Pada subbab ini penulis akan memperlihatkan hasil analisis GC/MS dari beberapa kedalaman sampel. Hasil analisis GC/MS sampel lainnya dapat dilihat pada Lampiran 4. Beberapa hasil analisis GC/MS yang akan disampaikan disini adalah hasil GC/MS pada sampel YS-1(8.010 feet) dan sampel YS-4 (15.860 feet).

Apabila melihat profil GC/MS yang dihasilkan, khususnya pada *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*), terlihat bahwa pada kedalaman 8.010 *feet* terdapat rasio biomarker oleanana (OL) sebesar 82% (Gambar 4.8 dan 4.10). Rasio OL yang tinggi ini terlihat juga pada sampel YS-2, kedalaman 8.910-10.890 *feet*, dan sampel YS-3, kedalaman 14.410 *feet*, yang masing-masing memiliki rasio oleanana sebesar 86% dan 79% (Gambar 4.8 dan Lampiran 4).

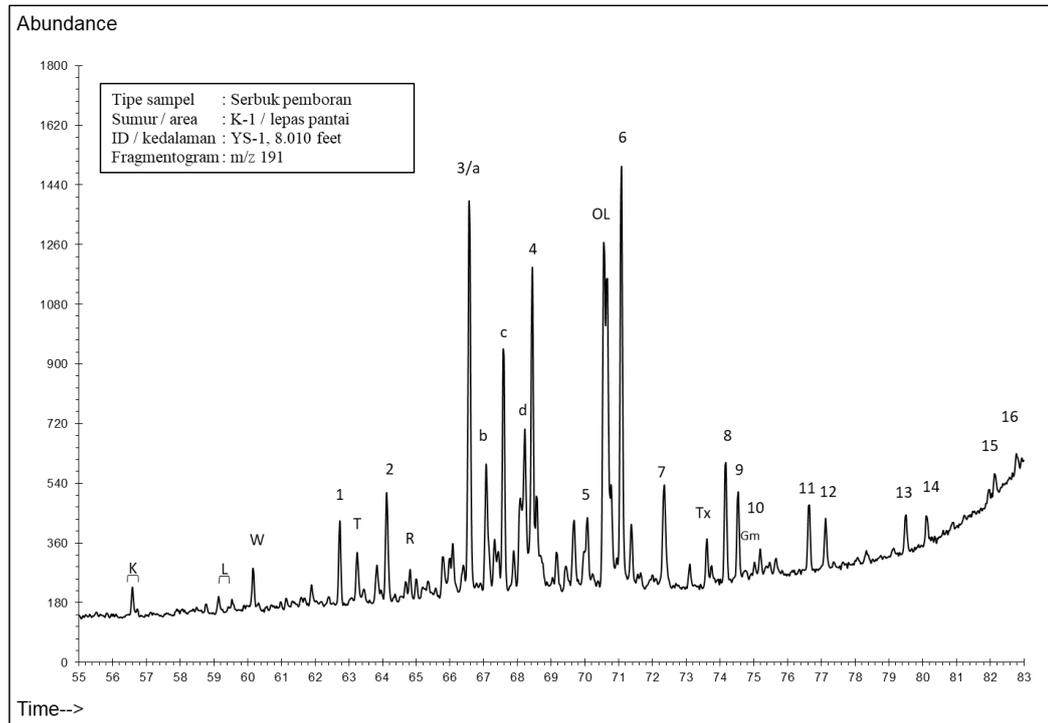
Seperti diketahui bahwa biomarker oleanana merupakan indeks biomarker dari *source facies* darat. Berdasarkan analisis biostratigrafi yang sudah dilakukan sebelumnya (Harsanti *et al.*, 2013), kedalaman mulai dari 8.010 *feet* hingga 14.410 *feet* berada pada fasies/lingkungan pengendapan batial atas (*upper bathyal*) hingga neritik luar (*outer neritic*), dengan umur dimulai dari Pliosen Akhir hingga Miosen Tengah (Gambar 4.8). Dengan jumlah oleanana yang tinggi, yakni mencapai hingga 79-86%, pada lingkungan batial atas-neritik luar, menjadi perhatian yang besar dalam penelitian ini. Hal ini berbeda dengan yang ditunjukkan pada sampel-sampel dengan kedalaman di bawah 14.410 *feet* (Gambar 4.8) yang memperlihatkan kandungan kelimpahan oleanana yang menurun (39-48%) pada sampel-sampel YS-4 (15.860 *feet*), YS-5 (16.250–16.310 *feet*), YS-6 (16.320–16.550 *feet*), dan YS-7 (16.702 *feet*). Kelimpahan oleanana ini berbeda dengan kelimpahan oleanana yang muncul pada sampel-sampel YS-1, YS-2, dan YS-3 sebelumnya, dengan persentase oleanana masing-masing 82%, 86%, dan 79%. Menurunnya kelimpahan oleanana ini dapat dilihat pada salah satu profil GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) dari sampel YS-4 (Gambar 4.11). Profil

GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh dari sampel-sampel YS-5, YS-6, dan YS-7 dapat dilihat pada Lampiran 4.

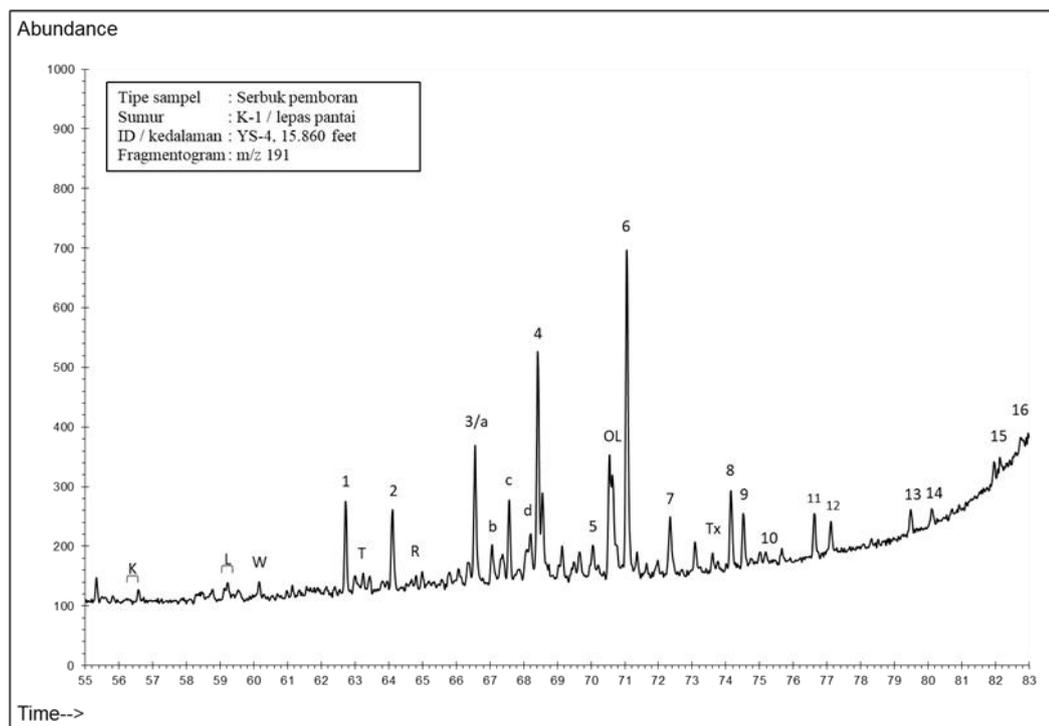
Berdasarkan analisis biostratigrafi yang sudah dilakukan sebelumnya (Tabel 4.1 dan Gambar 4.8) bahwa mulai dari kedalaman 15.860 hingga 16.702 *feet* berada pada fasies/lingkungan pengendapan neritik tengah-dalam (*inner-middle neritic*) sampai lakustrin dangkal (*shallow lacustrine*) pada umur Eosen Tengah (Harsanti *et al.*, 2013).

Beberapa komponen darat lainnya (*resin compounds*) yang dikenal juga adalah ion biomarker bikadinana dan gamaserana yang muncul pada semua sampel. Kehadiran dua ion biomarker ini pada sampel YS-1 dan YS-4 dapat dilihat pada Gambar 4.10 dan 4.11, sedangkan pada sampel lainnya dapat dilihat pada Lampiran 4. Ion biomarker bikadinana terlihat sebagai komponen W, T, dan R berasal dari tumbuhan tingkat tinggi (*high plant terrestrial* atau HPT) yang juga muncul dan terlihat pada gambar sebagai komponen a, b, c, dan d.

Hal menarik lainnya yang dapat terlihat dari *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 pada semua sampel (YS-1 hingga YS-7) adalah munculnya ion biomarker baru yang juga merupakan indeks biomarker dari *source facies* darat, yang disebut sebagai taraxastana (Tx). Beberapa peneliti terdahulu menyebutkan bahwa kemunculan indeks biomarker taraxastana ini senantiasa bersamaan dengan kehadiran ion biomarker oleanana yang berlimpah (A. Livsey, *Pers. Comm*, 2017; Rullkötter, 1994).



**Gambar 4.10** Profil ion m/z 191 dari analisis GCMS pada kedalaman 8.010 feet.



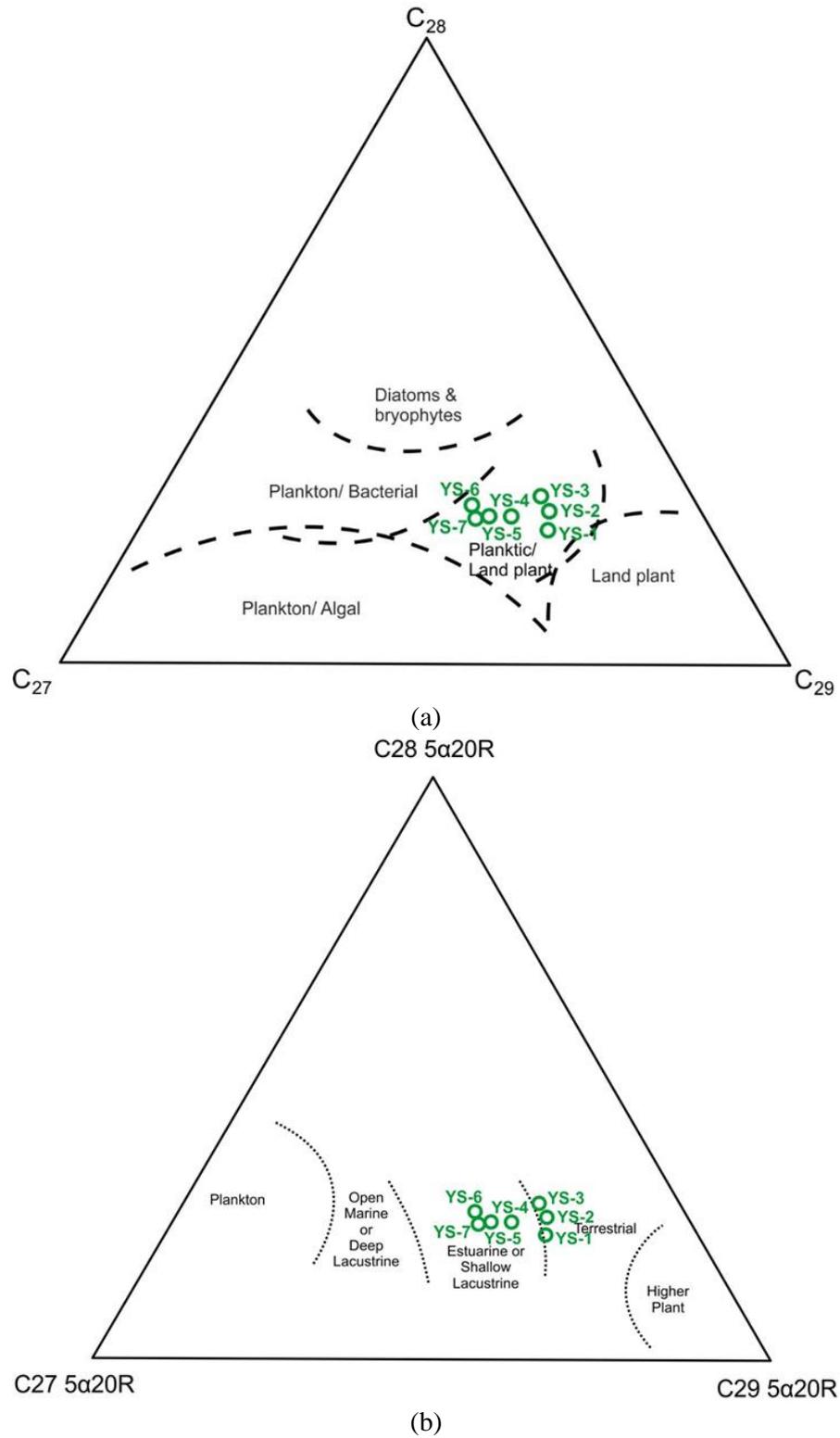
**Gambar 4.11** Profil ion m/z 191 dari analisis GCMS pada kedalaman 15.860 feet.

Pada sampel YS-4 hingga YS-7, ion taraxastana masih terlihat yang kehadirannya tetap bersamaan dengan munculnya oleanana, walaupun kelimpahan oleanana mulai berkurang pada kedalaman 15.860 *feet* (Gambar 4.11).

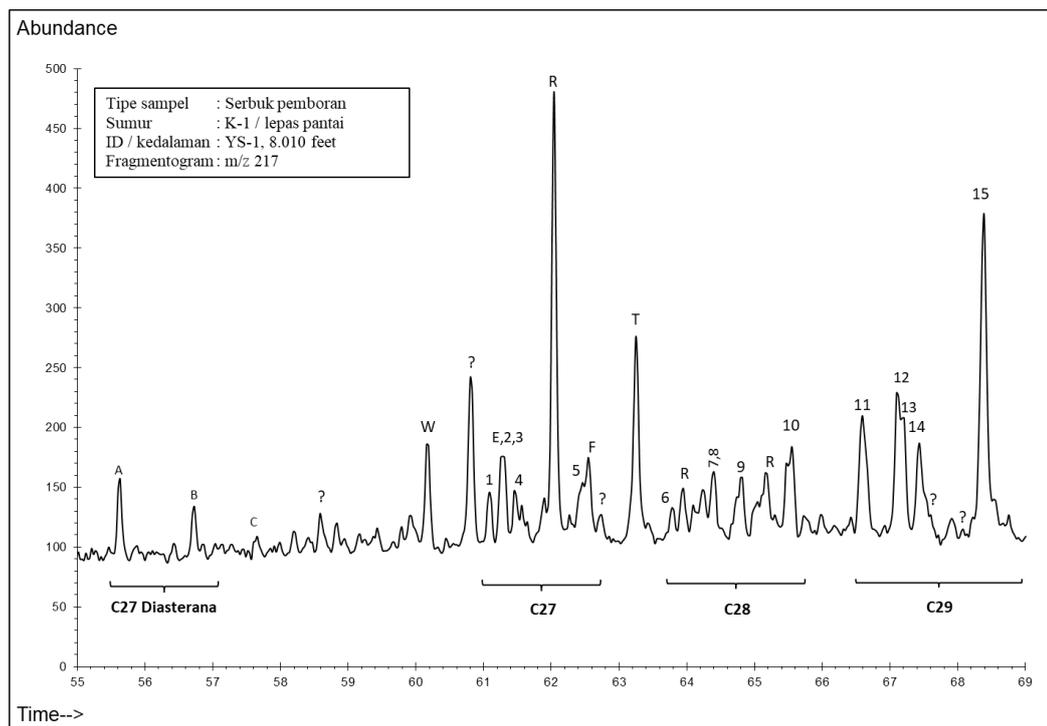
Pada Gambar 4.8 terlihat bahwa pada semua sampel sumur K-1 memiliki rasio  $C_{27}$  sterana dengan persentase sebesar 20,86-31,75%,  $C_{28}$  sterana sebesar 21,31-26,82%, dan  $C_{29}$  sterana sebesar 43,54-56,07%.

Diagram ternary (Gambar 4.12) menunjukkan kelimpahan relatif dari ( $C_{27}$ – $C_{29}$ ) sterana. Sampel-sampel serbuk pengeboran menunjukkan proporsi yang relatif lebih tinggi dari  $C_{29}$  sterana (43,54-56,07%) dibandingkan dengan  $C_{27}$  sterana (20,86-31,75%) dan  $C_{28}$  sterana (21,31-26,82%) yang mencerminkan kontribusi yang tinggi dari material organik darat (Peters *et al.*, 2005). Hal ini dapat dilihat lebih lanjut pada Lampiran 11.

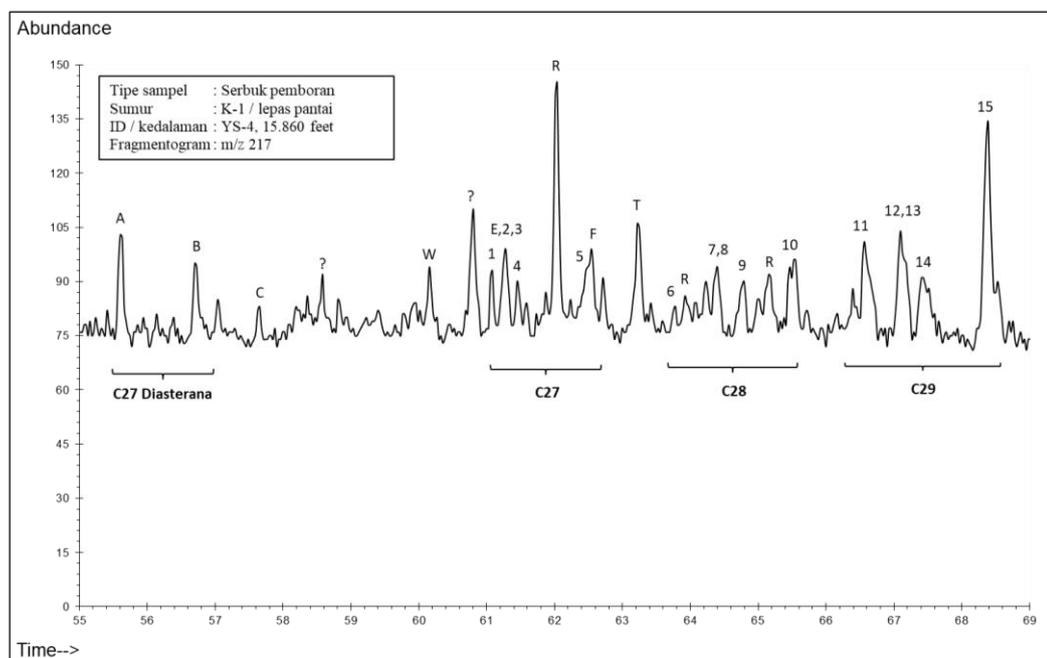
Tampak pada Gambar 4.8 dan 4.12 bahwa persentase dari  $C_{29}$  sterana sangat mendominasi pada semua sampel. Hal ini terlihat juga pada contoh profil GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  217 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) dari sampel YS-1 (8.010 *feet*) dan YS-4 (15.860 *feet*) yang dapat dilihat pada Gambar 4.13 dan 4.14. Berdasarkan besarnya  $C_{29}$  sterana pada seluruh kedalaman, mulai dari kedalaman 8.010 hingga 16.702 *feet*, bahwa terdapat banyak material darat yang mengalami transportasi ke lingkungan batial atas.



**Gambar 4.12** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana dari fraksi saturat sampel ekstrak serbuk pengeboran sumur K-1 yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).



**Gambar 4.13** Profil ion m/z 217 dari analisis GCMS pada kedalaman 8.010 feet.



**Gambar 4.14** Profil ion m/z 217 dari analisis GCMS pada kedalaman 15.860 feet.

#### 4.1.2 Hasil Sumur LYS dan KYS

Sumur-sumur LYS dan KYS merupakan sumur-sumur pengeboran eksplorasi pertama dan kedua yang dibor oleh salah satu kontraktor Wilayah Kerja (WK) Eksplorasi di daerah daratan Sulawesi Barat. Kedua sumur masing-masing terletak di bagian utara dan selatan dari Blok Bdg di daratan Sulawesi Barat (Gambar 4.1).

Data-data dari sumur LYS dan KYS yang dianalisis berupa data sampel serbuk pengeboran yang dipinjam dari pemerintah melalui Pusdatin. Sampel-sampel serbuk pengeboran sumur-sumur LYS dan KYS diambil dan dilakukan beberapa analisis dan evaluasi data geokimia, antara lain analisis *total organic carbon* (TOC), *rock eval pyrolysis* (REP), tipe kerogen, kromatografi gas (GC), dan kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS). Kedalaman data serbuk pengeboran sumur LYS yang diambil dimulai dari kedalaman 340 meter sampai dengan 1.416 meter, sedangkan data serbuk pengeboran sumur KYS dimulai dari kedalaman 1.305 meter sampai dengan 4.340 meter (Lampiran 11).

Analisis biostratigrafi dari sumur LYS dan KYS merupakan data sekunder, karena merupakan hasil analisis yang telah dilakukan sebelumnya oleh kontraktor eksisting. Hasil analisis biostratigrafi digunakan untuk mengetahui umur dan lingkungan pengendapan dari serbuk pengeboran yang diambil.

Selain analisis geokimia dan analisis biostratigrafi, penulis juga melakukan interpretasi ulang terhadap penampang seismik yang melewati sumur di daratan Sulawesi Barat ini. Penampang seismik dibuat memanjang mulai dari daerah lepas pantai (Selat Makassar bagian timur) hingga melewati sumur LYS. Interpretasi

ulang terhadap data seismik yang ada dilakukan karena penulis mempunyai pemikiran yang relatif baru dan berbeda apabila dibandingkan dengan hasil studi eksisting. Khusus terkait reinterpretasi seismik yang melewati sumur LYS akan dibahas pada subbab pembahasan dan diskusi.

Penjelasan rinci terhadap sampel-sampel yang dianalisis dan dievaluasi digambarkan di bawah ini.

#### **4.1.2.1 Analisis Biostratigrafi**

Analisis dilakukan terhadap serbuk hasil pengeboran sumur-sumur LYS dan KYS, antara lain berupa analisis mikrofosil foraminifera dan *calcareous nannoplankton* di beberapa kedalaman. Data-data biostratigrafi diperoleh dari hasil analisis yang sudah pernah dilakukan oleh kontraktor eksisting. Pada sumur LYS, dengan kedalaman mulai dari 110 hingga 1.596 meter, memiliki lingkungan pengendapan berupa laut, mulai dari neritik tengah-batial atas, dengan umur Miosen Akhir-Pleistosen (Harsanti *et al.*, 2011). Pada sumur KYS, dengan kedalaman mulai dari 80 hingga 4.400 meter, juga menghasilkan lingkungan pengendapan berupa laut, yakni neritik dalam-batial, dengan umur Eosen Tengah-Pliosen Awal (Muhamad *et al.*, 2012).

#### **4.1.2.2 Analisis dan Evaluasi Data Geokimia**

Analisis dan evaluasi geokimia dilakukan terhadap sampel serbuk pengeboran sumur LYS dengan kedalaman mulai dari 340 hingga 1.416 meter, sedangkan sampel-sampel sumur KYS dimulai dari kedalaman 1.305 hingga 4.340

meter. Seperti yang telah dijelaskan pada penjelasan sumur K-1, penentuan kedalaman pengambilan sampel didasarkan pada hasil analisis biostratigrafi eksisting, yaitu tepat pada saat terjadinya perubahan fasies/lingkungan pengendapan.

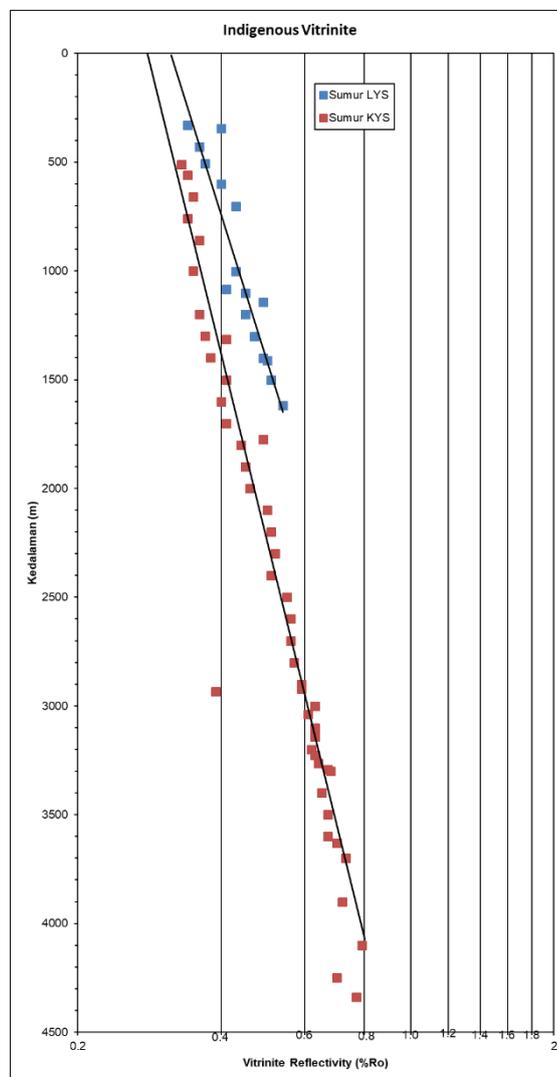
Lampiran 11 memperlihatkan daftar sampel yang dianalisis pada sampel-sampel sumur LYS dan KYS, bersama dengan kandungan karbon organik total dan hasil ekstrak, dengan identifikasi puncak (*peak identification*) dapat dilihat pada Tabel 4.2. Pirogram hasil analisis pirolisis terhadap empat (4) sampel sumur LYS yang dilakukan dapat dilihat pada Lampiran 2.

Nilai TOC (0,45-0,82%), VR (0,4-0,5%), dan Tmax (398-423°) pada sampel-sampel sumur LYS memperlihatkan bahwa sampel belum mencapai kematangan. Nilai indeks hidrogen (HI) dari sampel-sampel LYS-1, LYS-4, LYS-5, dan LYS-6 pada sumur LYS juga terlihat cenderung rendah, yakni pada kisaran 22-56. Seperti yang telah pernah disampaikan sebelumnya bahwa apabila hidrogen semakin miskin, maka produk dari hidrokarbonnya akan semakin cenderung membentuk gas (Lampiran 11).

Nilai TOC pada sampel-sampel sumur KYS sebesar 0,55-2,49%, VR sebesar 0,41-0,77%, dan Tmax sebesar 349-438° menunjukkan bahwa sampel memiliki kondisi lebih matang dibandingkan sampel sumur LYS. Nilai indeks hidrogen (HI) dari sampel-sampel pada sumur KYS, yaitu KYS-1 dan KYS-2, memiliki kisaran HI dari 422-629 dengan nilai Tmax sebesar 349-353° menggambarkan bahwa sampel belum matang untuk membentuk hidrokarbon (kerogen tipe II, Peters dan Cassa, 1994), sedangkan sampel-sampel KYS-3, KYS-

4, KYS-5, dan KYS-6 dengan kisaran HI dari 109–202 relatif memiliki kecenderungan untuk membentuk antara gas-minyak (Peters dan Cassa, 1994, Lampiran 11).

Data reflektansi vitrinit (VR) sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS, dari sampel-sampel LYS-1, LYS-4, LYS-5, dan LYS-6, memiliki kisaran nilai sebesar 0,40-0,50%, sedangkan sampel-sampel KYS-1, KYS-2, KYS-3, KYS-4, KYS-5, dan KYS-6 dari sumur KYS memiliki kisaran nilai VR sekitar 0,41–0,77%.



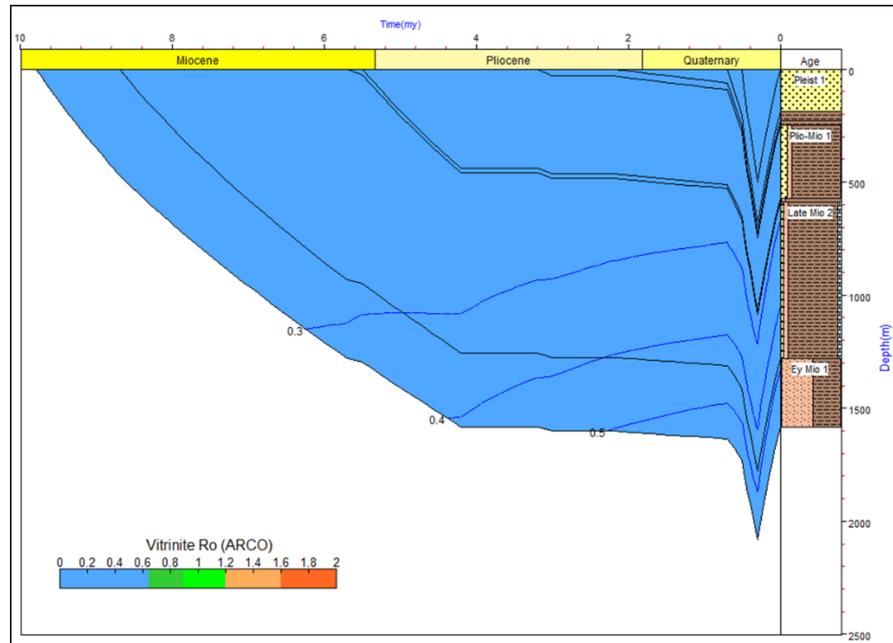
**Gambar 4.15** Plotting nilai VR terhadap kedalaman sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS (disadur dari Geoservices, 2012).

Berdasarkan nilai TOC pada sampel sumur LYS sebesar 0,45-0,82%, nilai VR sebesar 0,40-0,50%, serta nilai TOC pada sampel sumur KYS sebesar 0,55-2,49% dan nilai VR sebesar 0,41-0,77%, dapat diasumsikan bahwa sampel-sampel serbuk pengeboran sumur KYS berada pada posisi lebih matang untuk membentuk gas dibandingkan dengan sampel-sampel sumur LYS. Hal ini ditunjang juga dengan gambar profil kematangan antara nilai VR terhadap kedalaman pada Gambar 4.15. Pemodelan sejarah pembedaan dan pengembangan kematangan terhadap sumur LYS dan KYS juga mendukung penggambaran kematangan pada kurva kedalaman terhadap nilai reflektansi tersebut (Gambar 4.16).

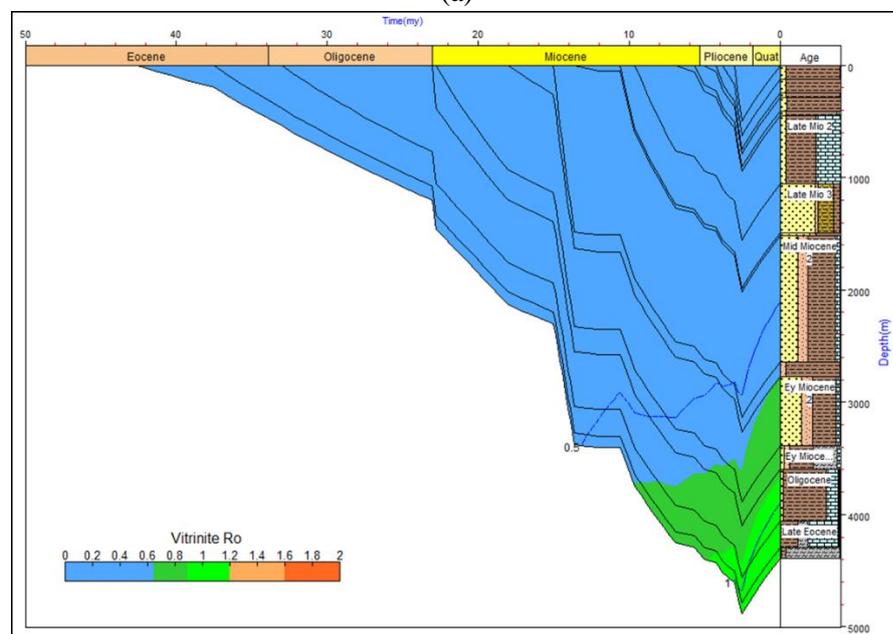
Pada Gambar 4.16 tergambar bahwa pengeboran sumur dangkal LYS hanya mengebor sampai umur Miosen Awal yang belum mencapai kematangan, sedangkan untuk sumur KYS pengeboran dilakukan hingga menembus umur Eosen, dalam hal ini sedimen berumur Eosen matang pada sekitar 10 juta tahun lalu disebabkan oleh tebalnya sedimen berumur Oligosen dan Miosen (A. Livsey, *Pers. Comm*, 2018).

Berbagai variasi kurva dari rasio biomarker terhadap kedalaman pada sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS yang menggambarkan tingkat kematangan diperlihatkan pada Gambar 4.17, dalam hal ini rasio pertama (a) adalah rasio  $17\beta(H)21\alpha(H)C_{30}$  moretana/ $17\alpha(H)21\beta(H)C_{30}$  hopana, dan yang kedua (b) merupakan rasio  $\%20S/20R$   $5\alpha(H)14\alpha(H)17\alpha(H)C_{29}$  sterana. Sementara itu, Gambar 4.18 memperlihatkan variasi kurva kedalaman terhadap  $17\beta(H)21\alpha(H)C_{30}$  moretana/ $17\alpha(H)21\beta(H)C_{30}$  hopana (a), dan  $\%20S/20R$   $5\alpha(H)14\alpha(H)17\alpha(H)C_{29}$

sterana (b) pada sampel-sampel serbuk pengeboran pada sumur KYS (Peters *et al.*, 2005).



(a)



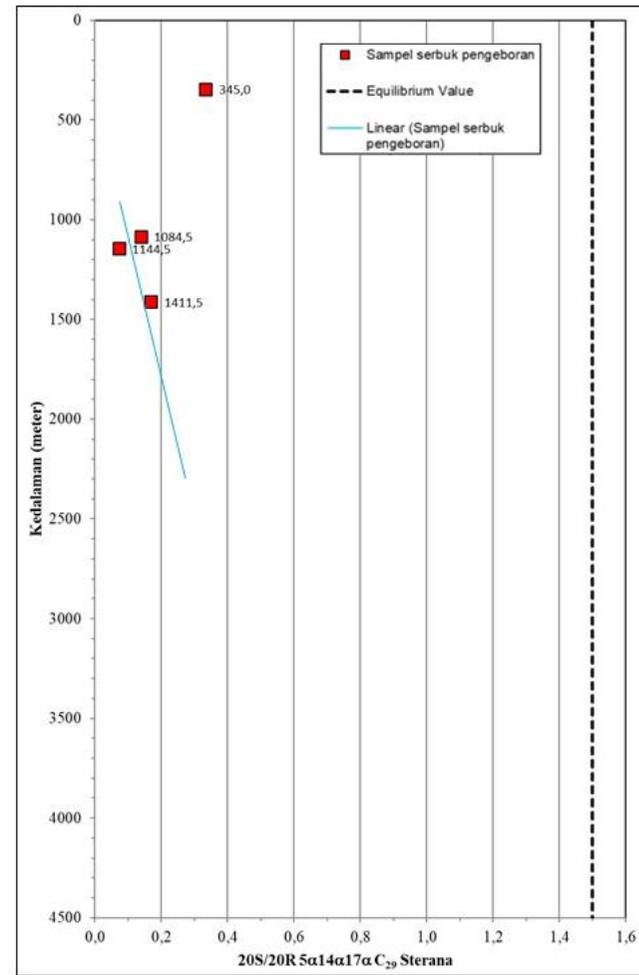
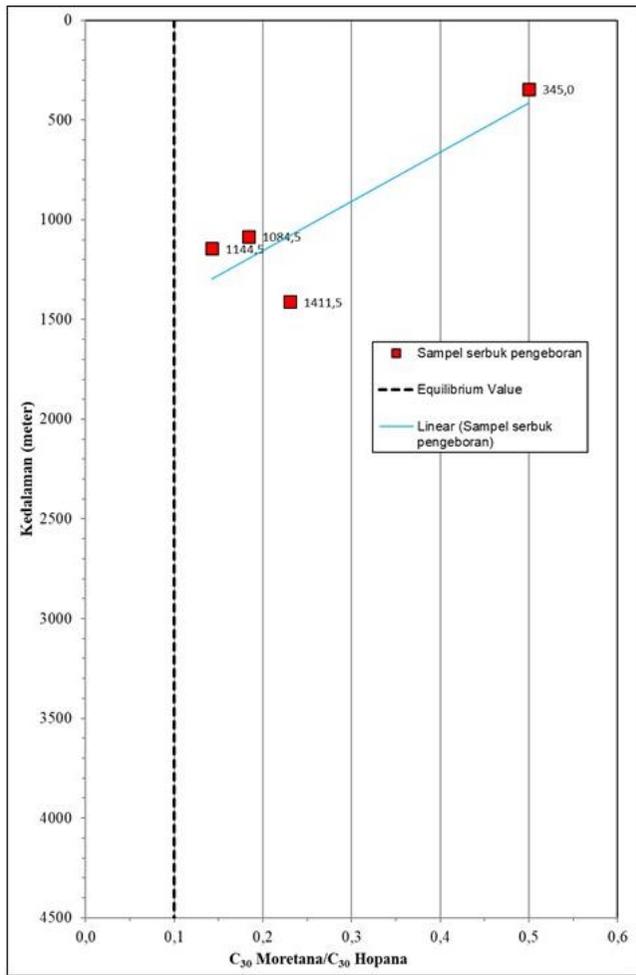
(b)

**Gambar 4.16** Sejarah penbenaman dan pengembangan kematangan pada sumur LYS (a) dan sumur KYS (b) di daratan Sulawesi Barat.

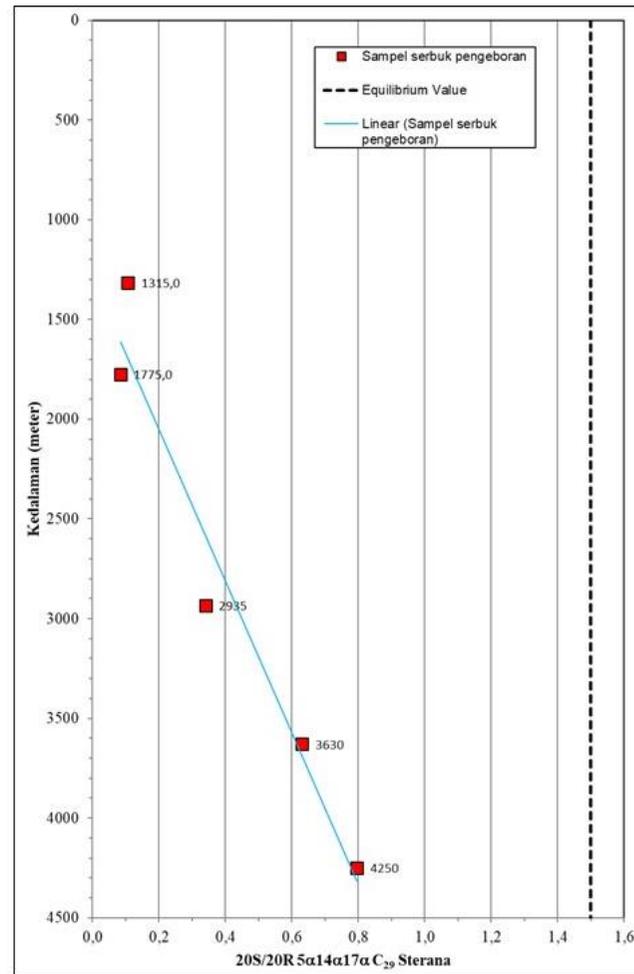
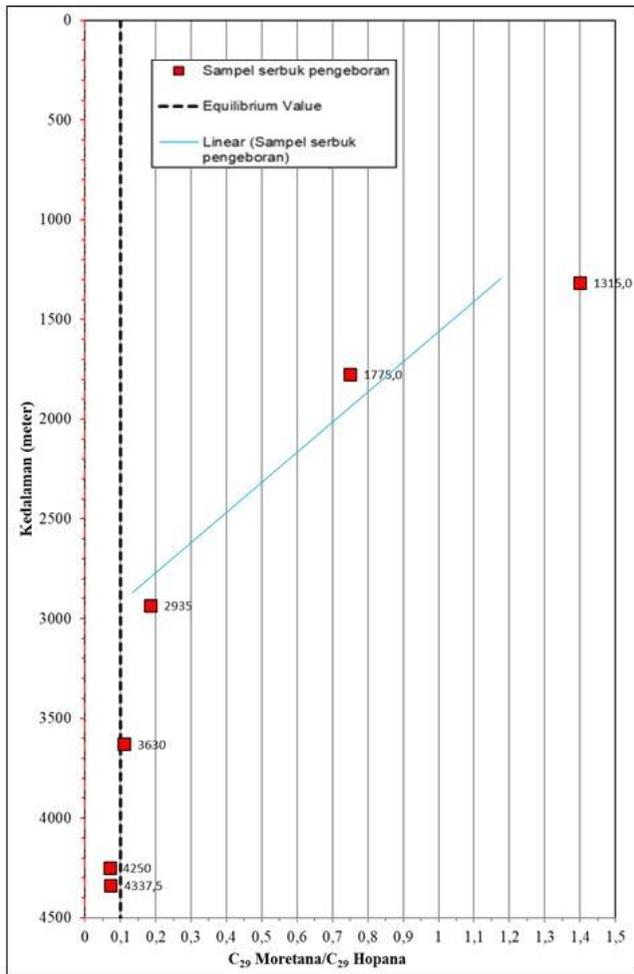
Ion biomarker moretana merupakan salah satu indikator terhadap kematangan. Bila kelimpahan moretana terhadap hopana turun terhadap bertambahnya kedalaman, maka hal ini menunjukkan adanya peningkatan tingkat kematangan. Kematangan juga akan bertambah dengan meningkatnya  $5\alpha(\text{H})14\alpha(\text{H})17\alpha(\text{H})\text{C}_{29}$  sterana (Peters *et al.*, 2005).

Kurva rasio  $17\beta(\text{H})21\alpha(\text{H})\text{C}_{30}$  moretana/ $17\alpha(\text{H})21\beta(\text{H})\text{C}_{30}$  hopana dan kurva  $5\alpha(\text{H})14\alpha(\text{H})17\alpha(\text{H})\text{C}_{29}$  sterana memperlihatkan sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS yang belum matang (Gambar 4.17). Hal ini juga digambarkan pada kurva kedalaman terhadap reflektansi vitrinit pada Gambar 4.15, dalam hal nilai VR pada sampel sumur LYS tidak melebihi dari 0,54%.

Kurva rasio  $17\beta(\text{H})21\alpha(\text{H})\text{C}_{30}$  moretana/ $17\alpha(\text{H})21\beta(\text{H})\text{C}_{30}$  hopana untuk sumur KYS, yang terlihat pada Gambar 4.18, menunjukkan hal yang sebaliknya dari sumur LYS, yaitu bahwa kelimpahan moretana terhadap hopana berkurang dengan bertambahnya kedalaman, sementara pada kurva  $5\alpha(\text{H})14\alpha(\text{H})17\alpha(\text{H})\text{C}_{29}$  sterana tampak bahwa kelimpahan  $\text{C}_{29}$  sterana meningkat dengan bertambahnya kedalaman. Dari penggambaran kedua kurva yang diperlihatkan pada Gambar 4.17 (sumur LYS) dan Gambar 4.18 (sumur KYS), diasumsikan bahwa kondisi sampel-sampel serbuk pengeboran sumur KYS lebih matang dibandingkan dengan sampel-sampel sumur LYS. Hal ini sesuai dengan penggambaran kematangan sampel-sampel pengeboran sumur LYS dan KYS, melalui kurva kedalaman terhadap reflektansi vitrinit yang ditunjukkan pada Gambar 4.15.



**Gambar 4.17** Kurva kedalaman terhadap (a) rasio  $C_{30}$  moretana/ $C_{30}$  hopana dan (b) rasio  $\%20S \ 5\alpha 14\alpha 17\alpha C_{29}$  sterana pada sumur LYS.



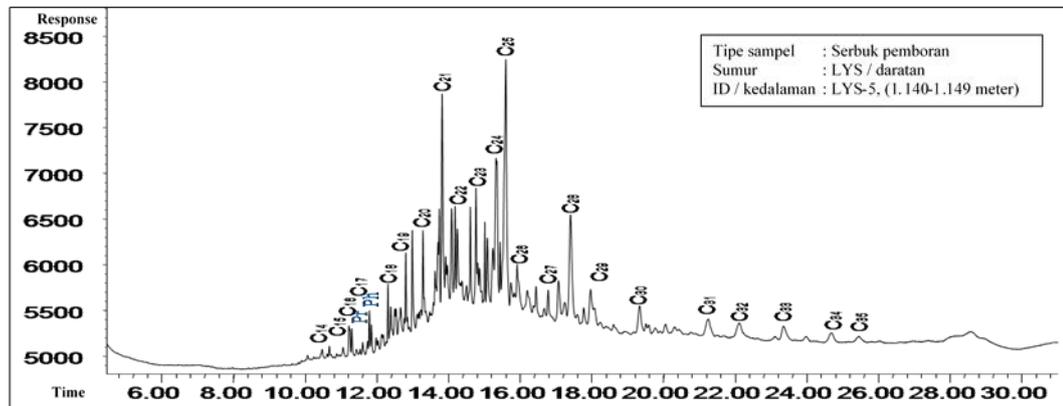
**Gambar 4.18** Kurva kedalaman terhadap (a) rasio  $C_{30}$  moretana/ $C_{30}$  hopana dan (b) rasio  $\%20S \ 5\alpha 14\alpha 17\alpha C_{29}$  sterana pada sumur KYS.

Analisis geokimia lain yang dilakukan pada sampel-sampel serbuk pengeboran dari sumur LYS dan sumur KYS adalah analisis GC dan GC/MS. Dalam hal ini, penulis akan menyampaikan beberapa profil saja pada subbab ini, selebihnya dapat dilihat pada Lampiran 3, untuk data GC, dan Lampiran 4, untuk data GC/MS.

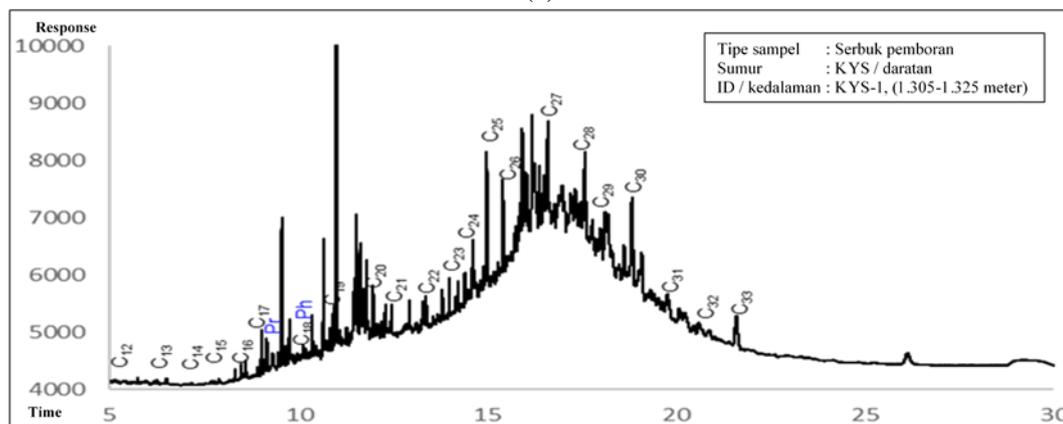
Tidak seperti profil GC pada sampel serbuk pengeboran sumur K-1 yang tidak dapat dibaca dikarenakan terkontamiasi oleh lumpur OBM, profil GC pada sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS dapat dibaca dan diinterpretasi serta digunakan untuk analisis GC/MS lebih lanjut. Berdasarkan profil GC pada sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS, yaitu LYS-1, LYS-4, LYS-5, dan LYS-6, tampak bahwa perbandingan antara pristana terhadap fitana (Pr/Phy) masing-masing sebesar 0,31%, 0,79%, 0,94%, dan 1,59%, sedangkan sampel-sampel sumur KYS yaitu KYS-1, KYS-2, KYS-3, KYS-4, KYS-5, dan KYS-6 memperlihatkan perbandingan antara pristana terhadap fitana (Pr/Phy) masing-masing sebesar 0,82%, 2,01%, 3,75%, 5,99%, 0,64%, dan 1,75% (Lampiran 11).

Di bawah ini akan diperlihatkan beberapa profil GC sampel serbuk pengeboran sumur LYS, yaitu sampel LYS-5, dan untuk sumur KYS, yaitu sampel KYS-1 (Gambar 4.19). Profil GC sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan sumur KYS yang lainnya dapat dilihat pada Lampiran 3.

Penentuan *source facies* dapat menggunakan diagram Jarvie *et al.* (2001), yaitu dengan mengkuantifikasi rasio perbandingan antara kelimpahan pristana/ $nC_{17}$  terhadap fitana/ $nC_{18}$  (Gambar 4.20).



(a)



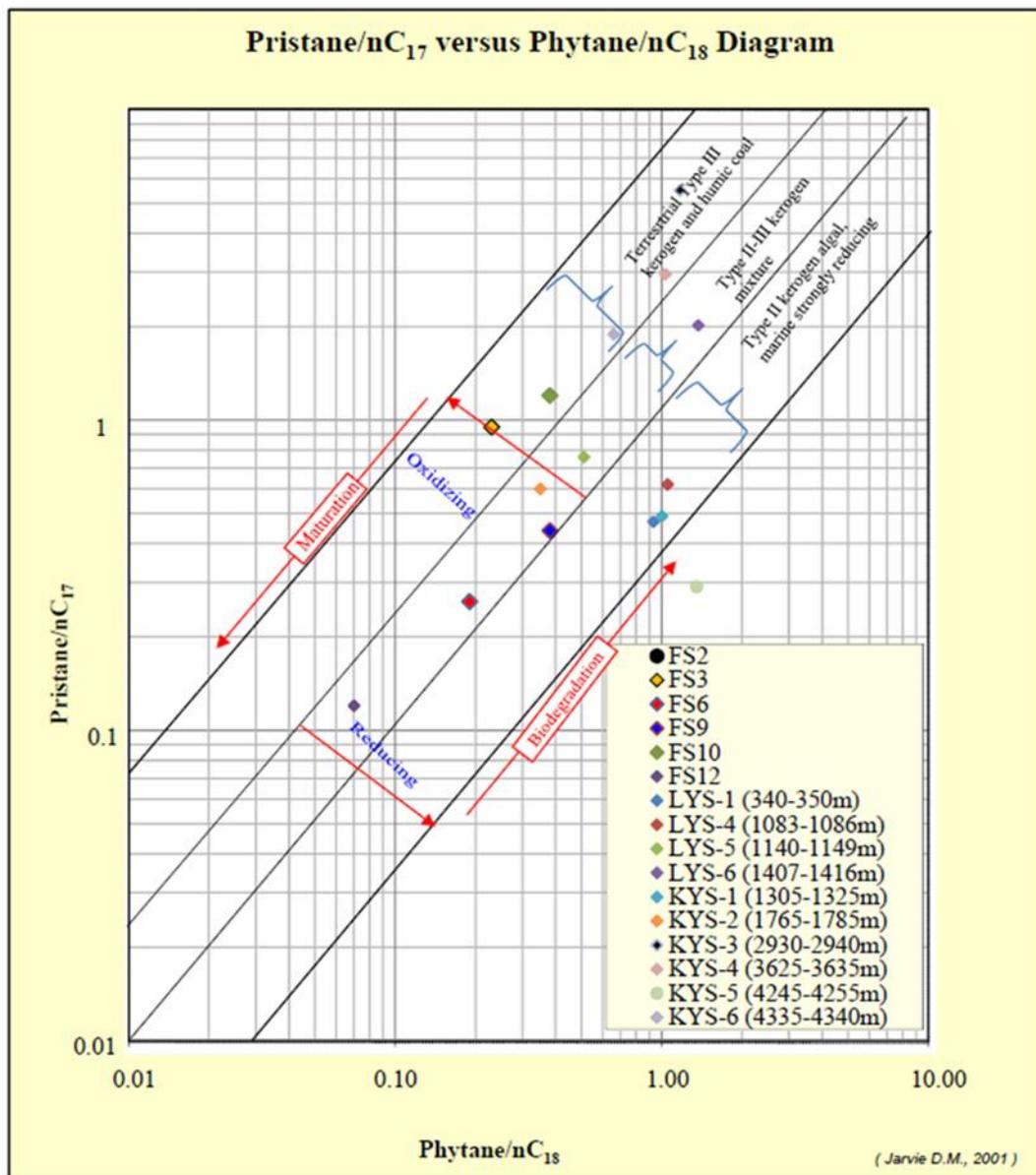
(b)

**Gambar 4.19** Profil GC sampel serbuk pengeboran sumur LYS-5 (a), dan sumur KYS-1 (b) di daratan Sulawesi Barat.

Berdasarkan *plotting* rasio antara pristana/ $nC_{17}$  terhadap fitana/ $nC_{18}$  untuk seluruh sampel sumur LYS dan KYS (Gambar 4.20), posisi sampel serbuk pengeboran sumur LYS berada pada lingkungan yang bervariasi, antara laut dan campuran (laut dan darat), sedangkan sampel serbuk pengeboran sumur KYS juga memiliki *source facies* yang bervariasi, antara laut, campuran maupun darat (Jarvie *et al.*, 2001).

Analisis GC/MS dilakukan terhadap sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS, yaitu pada sampel LYS-1, LYS-4, LYS-5, dan LYS-6, dan untuk sumur KYS, yaitu sampel KYS-1, KYS-2, KYS-3, KYS-4, KYS-5, dan KYS-6

(Gambar 4.21 dan 4.22, Lampiran 11). Dalam hal ini, penulis juga akan memperlihatkan hasil GC/MS dari beberapa kedalaman sampel, yaitu pada sampel LYS-5 (1.140 -1.149 meter) pada Gambar 4.21, dan sampel KYS-1 (1.305-1.325 meter) pada Gambar 4.22. Profil GC/MS sampel-sampel sumur LYS dan sumur KYS lainnya dapat dilihat pada Lampiran 4.



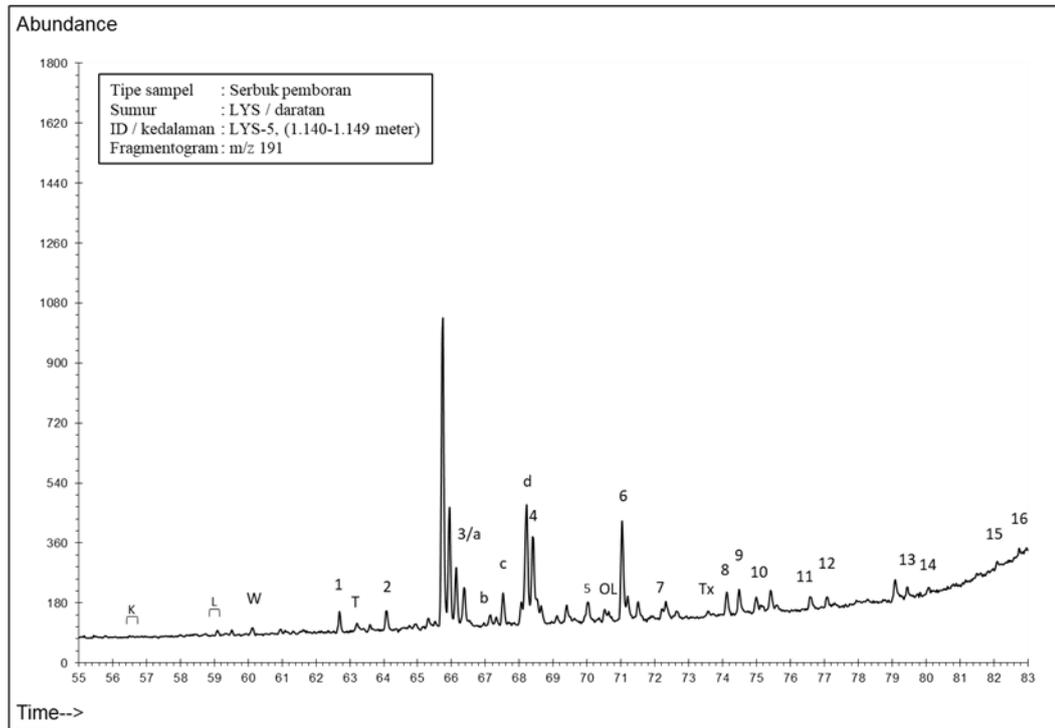
**Gambar 4.20** Diagram pristana/nC<sub>17</sub> terhadap fitana/nC<sub>18</sub> (Jarvie *et al.*, 2001).

Pada profil GC/MS sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS, khususnya pada *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*), terlihat beberapa material darat yang muncul, antara lain oleanana (OL), bikadinana, taraxastana, dan gamaserana. Pada sampel-sampel LYS-1 (340-350 meter), LYS-4 (1.083-1.086 meter), LYS-5 (1.140-1.149 meter), dan LYS-6 (1.407-1.416 meter), dapat dilihat beberapa rasio material darat yang muncul, antara lain biomarker oleanana, dengan masing-masing besaran rasio secara berturut-turut sebesar 18%, 11%, 10%, dan 8% (Lampiran 11).

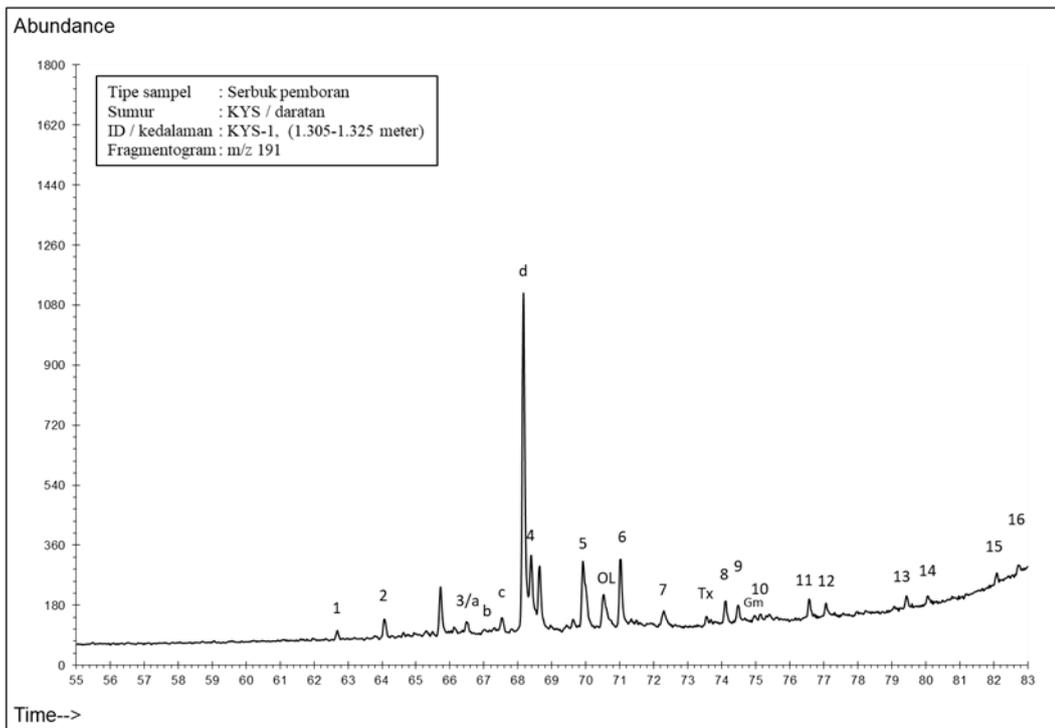
Analisis biostratigrafi eksisting menunjukkan bahwa sampel-sampel LYS berada pada lingkungan laut yakni pada neritik luar-batial atas (Lampiran 11). Kehadiran material darat seperti oleanana yang tidak terlalu melimpah menandakan bahwa hanya sedikit material darat yang terbawa dan pindah ke lingkungan laut.

Material darat yang berasal dari tumbuhan tingkat tinggi lainnya, seperti ion biomarker bikadinana, muncul sebagai komponen W dan T, yang terlihat pada gambar sebagai komponen a, b, c, dan d (Gambar 4.21 dan Lampiran 4). Ion biomarker taraxastana juga hadir pada beberapa kedalaman bersamaan dengan munculnya oleanana, walaupun kehadiran oleanana tidak terlalu banyak pada sumur LYS. Ion gamaserana hanya muncul pada sampel LYS-6 (Lampiran 4).

Profil GC/MS yang dihasilkan pada sampel-sampel serbuk pengeboran sumur KYS dapat dilihat pada Gambar 4.22 dan Lampiran 4, khususnya pada *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*). Terlihat juga bahwa terdapat beberapa material darat yang muncul, antara lain oleanana, bikadinana, dan taraxastana.



**Gambar 4.21** Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel LYS-5 sumur LYS.

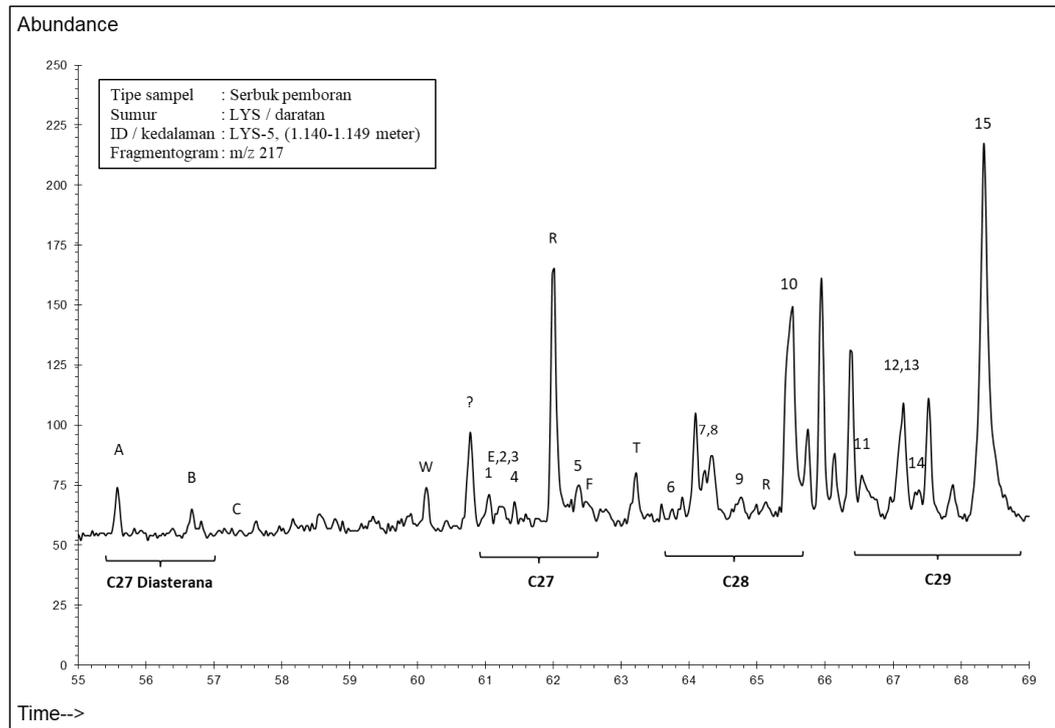


**Gambar 4.22** Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel KYS-1 sumur KYS.

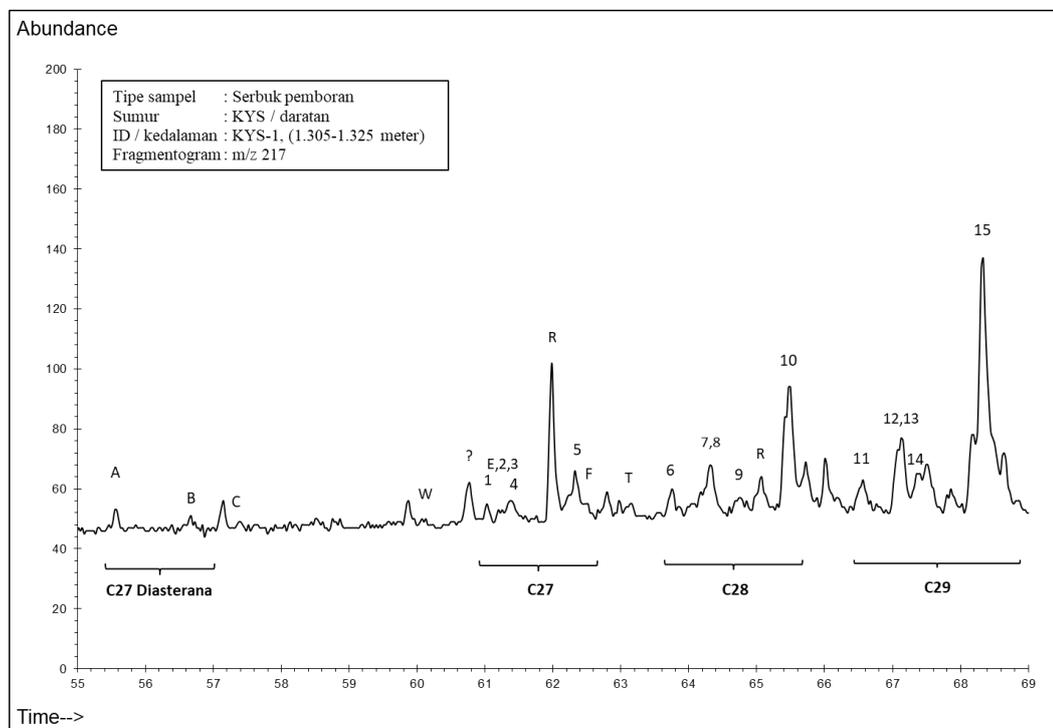
Sedikit berbeda dengan sumur LYS sebelumnya, pada sumur KYS, rasio oleanana terhadap hopana memiliki nilai yang lebih tinggi, dengan besaran rasio pada sampel KYS-1, KYS-2, KYS-3, KYS-4, KYS-5, dan KYS-6 masing-masing sebesar 50%, 29%, 46%, 7%, 4%, dan 3%.

Ion biomarker bikadinana juga terlihat sebagai komponen W dan T, yang muncul dan terlihat sebagai komponen a, b, c, dan d (Gambar 4.21 dan 4.22), sedangkan taraxastana muncul pada semua kedalaman sumur KYS. Sementara itu, hasil analisis biostratigrafi eksisting menunjukkan bahwa sampel-sampel KYS berada pada lingkungan laut, yakni pada neritik dalam-batial (Lampiran 11).

Berdasarkan kelimpahan relatif dari sterana ( $C_{27}$ – $C_{29}$ ), yang dapat dilihat pada Lampiran 11, tampak bahwa semua sampel serbuk pengeboran sumur LYS memiliki rasio  $C_{27}$  sterana dengan persentase sebesar 6,67–32,61%,  $C_{28}$  sterana sebesar 26,09–39,75%, dan  $C_{29}$  sterana sebesar 41,30–60,98%. Sementara itu, sampel-sampel serbuk pengeboran dari sumur KYS memiliki rasio  $C_{27}$  sterana dengan persentase sebesar 11,45–30,85%,  $C_{28}$  sterana sebesar 21,82–30,12%, dan  $C_{29}$  sterana sebesar 46,44–59,38%. Hal ini dapat digambarkan melalui profil GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  217 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) dari sampel LYS-5 dan KYS-1 (Gambar 4.23 dan 4.24). Profil GC/MS dari sampel-sampel sumur LYS dan sumur KYS yang lain dapat dilihat pada Lampiran 4.



**Gambar 4.23** Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel LYS-5 sumur LYS.

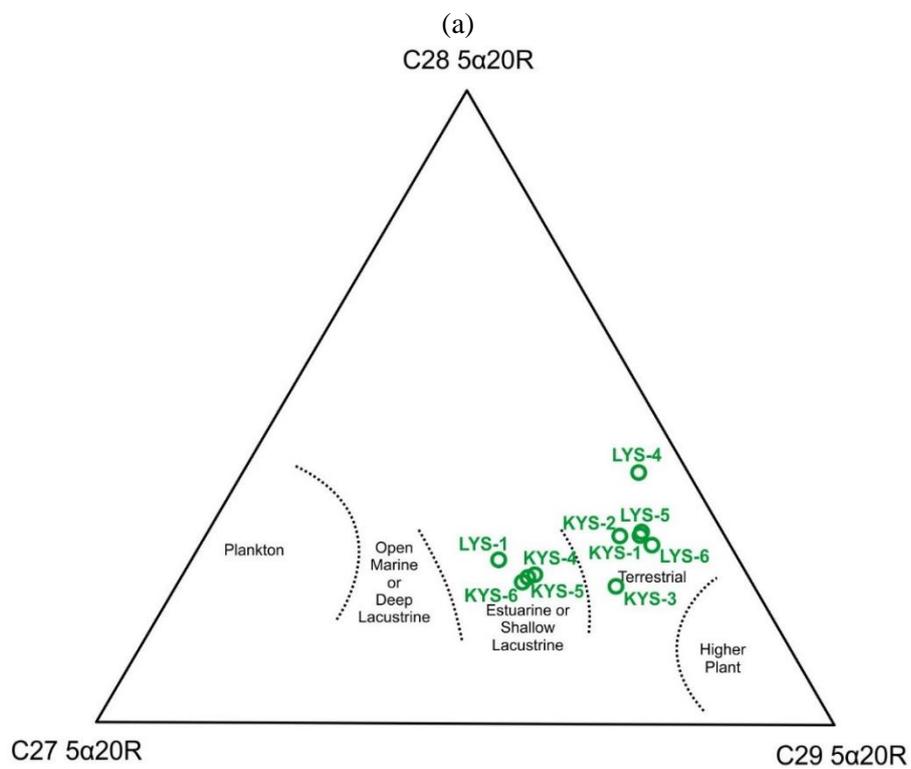
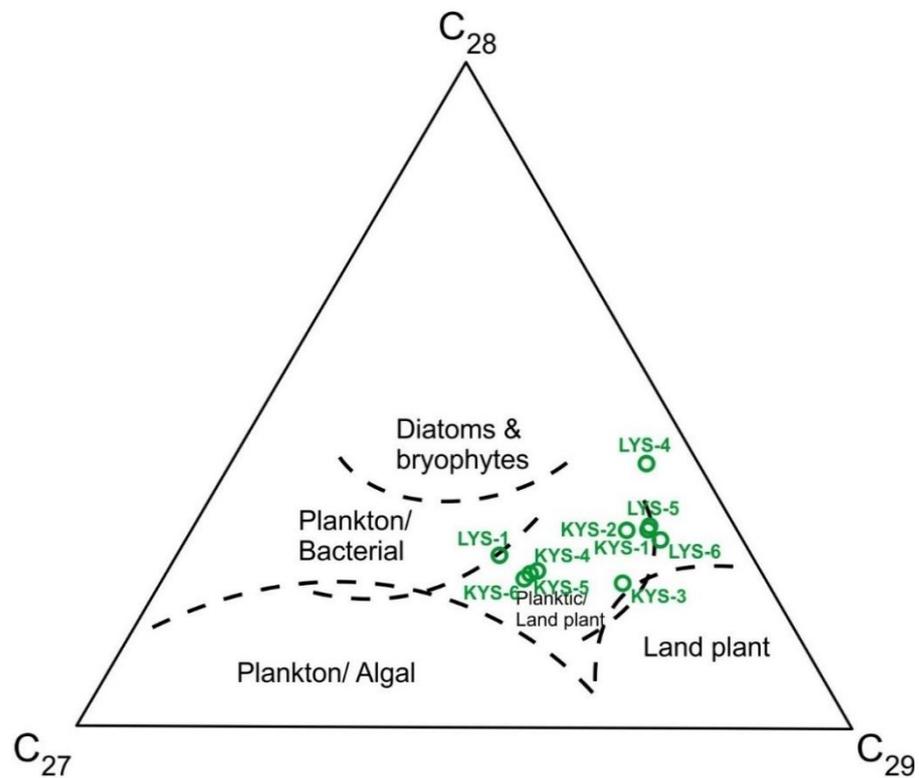


**Gambar 4.24** Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel KYS-1 sumur KYS.

Berdasarkan rasio dari semua sampel sumur LYS dan KYS, yaitu rasio pristana terhadap fitana, rasio pristana/ $nC_{17}$  terhadap fitana/ $nC_{18}$ , dan kelimpahan relatif dari sterana ( $C_{27}$ – $C_{29}$ ) pada diagram ternary (Gambar 4.25), maka dapat disimpulkan bahwa sampel LYS-1, LYS-4, dan LYS-5 memiliki input material organik laut, dengan sedikit kontribusi dari material darat, yang diendapkan pada lingkungan laut yang anoksik, sedangkan sampel LYS-6 diendapkan pada lingkungan laut yang suboksik. Hal yang sama terjadi terhadap sampel-sampel sumur KYS, mulai dari sampel KYS-1, KYS-2, KYS-3, KYS-4, KYS-5, dan KYS-6, yang diendapkan pada lingkungan laut, dengan input material organik laut, dan mendapat kontribusi dari material darat.

#### **4.1.3 Hasil Sampel Permukaan (*outcrop*)**

Selain menggunakan data berupa sampel serbuk pengeboran dari sumur-sumur yang sudah dijelaskan sebelumnya, penulis juga menggunakan data berupa sampel dari batuan yang tersingkap di permukaan (*outcrop*) yang berlokasi di daratan Sulawesi Barat. Sampel permukaan tersebut diperoleh dari hasil kunjungan langsung ke lapangan dan dari peminjaman beberapa sampel permukaan dari pemerintah (Pusdatin). Kunjungan lapangan yang dilakukan bertujuan untuk menemukan sampel-sampel di permukaan yang berumur tua (Paleogen-Neogen). Lokasi pengambilan sampel berada di daerah Kabupaten Mamuju, Sulawesi Barat. Terhadap sampel-sampel yang diperoleh, seperti yang telah diutarakan sebelumnya, dilakukan analisis geokimia dan biostratigrafi, yang dapat dilihat pada Lampiran 11.



**Gambar 4.25** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  sterana fraksi saturat sampel ekstrak serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).

Seluruh lokasi sampel permukaan dapat dilihat pada awal pembahasan bab ini, yaitu pada Gambar 4.1.

Seperti yang telah dilakukan terhadap sampel-sampel serbuk pengeboran dari sumur-sumur K-1, LYS, dan KYS, terhadap sampel-sampel permukaan ini juga dilakukan analisis geokimia, seperti *total organic carbon* (TOC), *rock eval pyrolysis* (REP), tipe kerogen, reflektansi vitrinit (VR), kromatografi gas (GC), dan kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS).

Penjelasan rinci terhadap sampel-sampel permukaan yang dianalisis dan dievaluasi disampaikan di bawah ini.

#### **4.1.3.1 Analisis Biostratigrafi**

Analisis biostratigrafi dilakukan terhadap beberapa sampel permukaan hasil dari kunjungan lapangan. Analisis biostratigrafi tidak dilakukan lagi terhadap sampel-sampel permukaan yang berasal dari Pusdatin karena sudah dilakukan oleh kontraktor eksisting (Lampiran 11).

Berdasarkan daftar sampel permukaan hasil kunjungan ke lapangan, seperti yang terlihat pada Lampiran 11, beberapa batuan yang ditemukan berupa batulempung hitam, batubara, napal, dan serpih. Sementara itu, sampel-sampel permukaan yang diperoleh dari Pusdatin didominasi oleh litologi serpih.

Analisis biostratigrafi yang dilakukan terhadap sampel batulempung hitam (sampel FS-1) berupa analisis foraminifera dan palinologi. Pada sampel batulempung hitam ini, fosil foraminifera tidak dijumpai (*barren*) dan palinomorf jarang ditemukan. Kehadiran dari *backmangrove palynomorphs* seperti tipe

*acrostivhum aureum* mengindikasikan bahwa lingkungan pengendapan dari sampel ini yaitu lingkungan pengendapan intertidal atas. Kehadiran palinomorff tipe *feugeissonia insignis* menggambarkan bahwa umur sedimen batulempung hitam adalah Miosen Tengah atau lebih muda.

Analisis biostratigrafi yang dilakukan terhadap sampel batubara (sampel FS-2), yakni berupa analisis foraminifera dan palinologi, menunjukkan bahwa sampel ini mengandung banyak palinomorff dan sedikit *arenaceous benthonics*. Kehadiran dari *backmangrove palynomorphs* seperti tipe *acrostivhum aureum* dan *acrostichum speciosum* mengindikasikan bahwa lingkungan pengendapan sedimen sampel batubara ini berupa lingkungan pengendapan intertidal atas. Kehadiran *arenaceous benthonics* seperti *haplophragmoides* dan *trochammina spp* juga mendukung indikasi lingkungan pengendapan batubara tersebut. Munculnya *palmaepollenites kutchensis* dari analisis palinologi menggambarkan bahwa umur batubara ini adalah Oligosen–Miosen Tengah.

Disamping sampel FS-1 dan FS-2, terhadap sampel napal (sampel FS-3) juga dilakukan analisis biostratigrafi, yaitu berupa analisis foraminifera besar. Kehadiran plankton, boliviniids, dan foraminifera besar yang dominan menggambarkan bahwa lingkungan pengendapan batuan napal ini adalah sublittoral luar. Kehadiran foraminifera besar *nummulites* dan *lepidocyclina* pada batuan napal mengindikasikan bahwa umur napal ini adalah Oligosen Awal (zona Td).

Analisis foraminifera besar yang dilakukan terhadap sampel napal yang lain (sampel FS-5), menunjukkan kehadiran plankton yang dominan dan kehadiran

foraminifera besar *nodosariids* dan *boliviniids*. Hal ini menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan batuan napal ini berupa sublittoral luar. Kehadiran fosil nannoplankton *discoaster barbadiensis* pada batuan napal ini mengindikasikan bahwa umur napal ini adalah Eosen Akhir.

Pada sampel permukaan serpih (sampel FS-6) juga dilakukan analisis biostratigrafi, yaitu hasil foraminifera dan nannofossil, dengan hasil *barren*.

#### **4.1.3.2 Analisis dan Evaluasi Data Geokimia**

Analisis geokimia juga dilakukan terhadap beberapa sampel permukaan, yaitu pada sampel FS-2, FS-3, FS-6, FS-9, FS-10, dan FS-12, berupa analisis TOC, REP, VR, tipe kerogen, GC, dan GC/MS (Lampiran 11).

Berdasarkan analisis geokimia yang dilakukan pada sampel batubara (sampel FS-2), napal (sampel FS-3), dan serpih (sampel FS-6), menggambarkan bahwa nilai TOC masing-masing sampel sebesar 30,56%, 0,23%, dan 0,45%, sedangkan persentase VR yang dihasilkan sebesar 0,46%, 0,71%, dan 1,17% (Lampiran 11).

Nilai HI dari batubara (sampel FS-2) sebesar 109 mg/C dan Tmax sebesar 423<sup>0</sup>, yang tampak dari hasil REP (Lampiran 11), mengindikasikan bahwa batubara memiliki TOC yang sangat tinggi, tetapi belum matang untuk dapat menghasilkan hidrokarbon. Sementara itu, sampel napal (sampel FS-3) dan serpih (sampel FS-6), dengan masing-masing nilai HI sebesar 30 dan 24 mg/C, mengindikasikan bahwa batuan napal ini tidak cukup matang untuk dapat menghasilkan hidrokarbon, walaupun nilai VR yang diperoleh sebesar 0.71%. Sebaliknya, batuan serpih

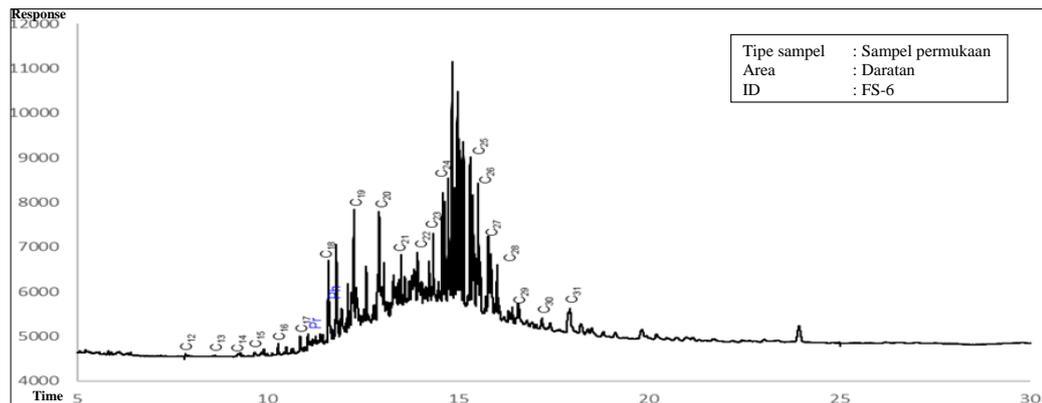
dengan nilai VR sebesar 1,17% dan Tmax sebesar 476° memiliki kematangan yang cukup untuk dapat menghasilkan hidrokarbon. Nilai HI yang kecil pada serpih menunjukkan bahwa hidrokarbon yang ada sangat kecil (Lampiran 11).

Berdasarkan hasil biostratigrafi eksisting pada sampel-sampel permukaan FS-9, FS-10, dan FS-12, yang seluruhnya berupa serpih, menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan dari masing-masing sampel, yaitu secara urut berupa neritik luar-batial atas, batial atas, dan intertidal/transisi ke laut dangkal. Umur yang ditunjukkan oleh masing-masing sampel permukaan serpih tergolong tua, yaitu FS-9 berumur Kapur Akhir, FS-10 berumur Eosen Akhir, dan FS-12 berumur Eosen Tengah.

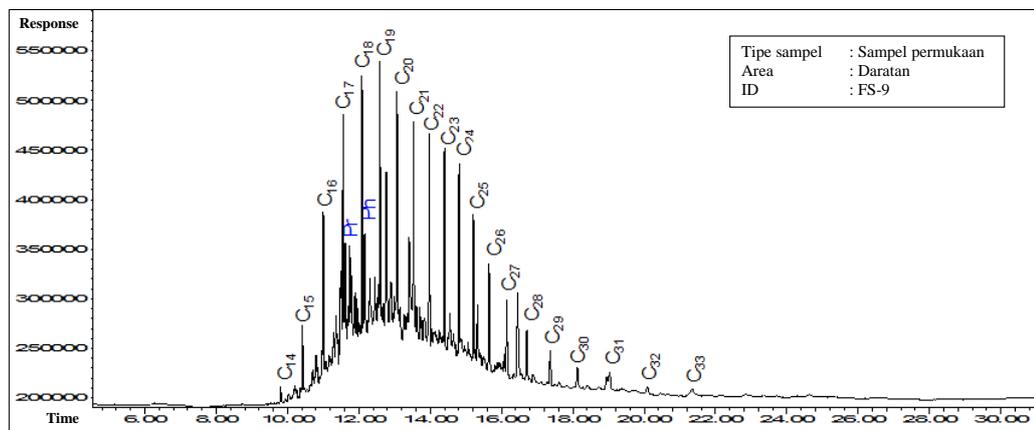
Nilai TOC yang dihasilkan oleh masing-masing sampel serpih (FS-9, FS-10, dan FS-12) cukup tinggi, yaitu sebesar 0,68%, 0,43%, dan 0,62%, dengan nilai VR yang juga tinggi, yaitu 1,3%, 0,74%, dan 1,3%. Nilai HI dari sampel-sampel FS-9, FS-10, dan FS-12 sebesar 49, 58, dan 32 mg/C. Dengan kondisi Tmax yang tinggi (459–499°), diindikasikan bahwa batuan FS-9, FS-10, dan FS-12 matang/sangat matang untuk dapat menghasilkan hidrokarbon (Lampiran 11).

Berdasarkan profil GC pada sampel FS-2, FS-3, FS-6, FS-9, FS-10, dan FS-12, tampak bahwa perbandingan antara pristana terhadap fitana (Pr/Phy) masing-masing sampel sebesar 2,44%, 2,12%, 0,29%, 0,98%, 2,42%, dan 1,02% (Lampiran 11). Di bawah ini akan diperlihatkan beberapa profil GC dari dua (2) sampel permukaan, yaitu untuk sampel serpih FS-6 dan FS-9 (Gambar 4.26). Profil GC dari sampel-sampel FS-2, FS-3, FS-10, dan FS-12 dapat dilihat pada Lampiran 3.

Apabila menggunakan diagram pristana/ $nC_{17}$  terhadap fitana/ $nC_{18}$  (Gambar 4.20), maka seluruh posisi sampel permukaan berada pada lingkungan yang bervariasi, antara darat, campuran (antara laut dan darat), maupun laut (Jarvie *et al.*, 2001).



(a)



(b)

**Gambar 4.26** Profil GC sampel permukaan FS-6 (a), dan FS-9 (b) di daratan Sulawesi Barat.

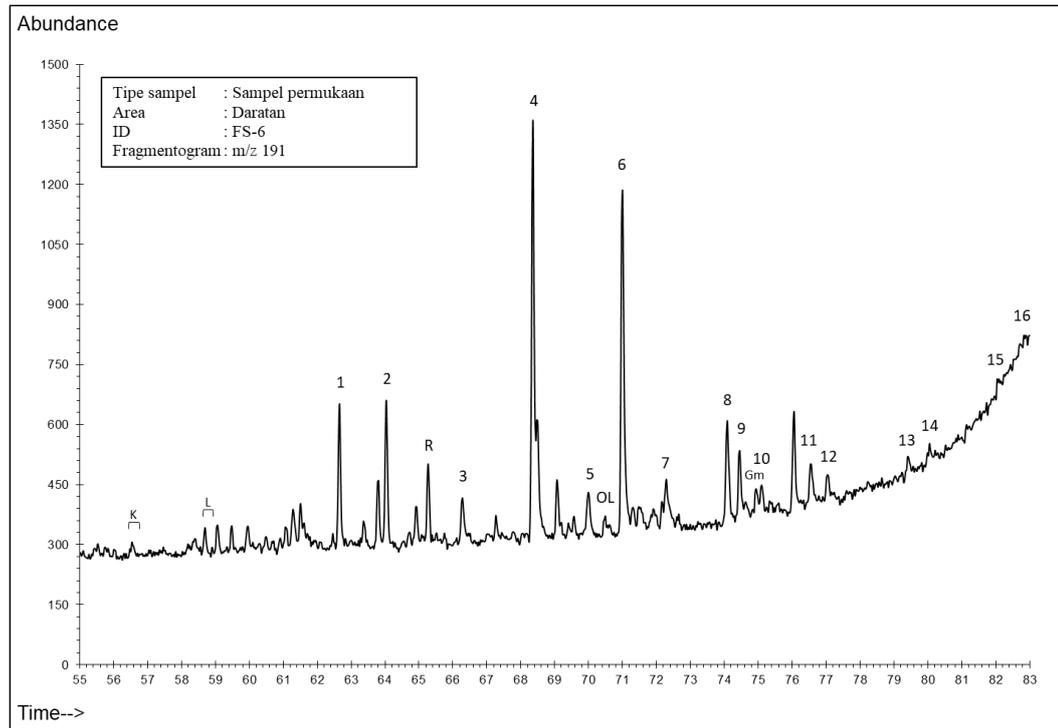
Berdasarkan profil GCMS yang dihasilkan dari sampel-sampel permukaan FS-2, FS-3, FS-6, FS-9, FS-10, dan FS-12, khususnya pada *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*), terlihat bahwa rasio biomarker

oleanana (OL) dari sampel FS-2, FS-3, FS-6, FS-9, FS-10, dan FS-12 berturut-turut sebesar 93%, 2%, 5%, 17%, 63%, dan 9%, yang dapat dilihat pada Lampiran 11.

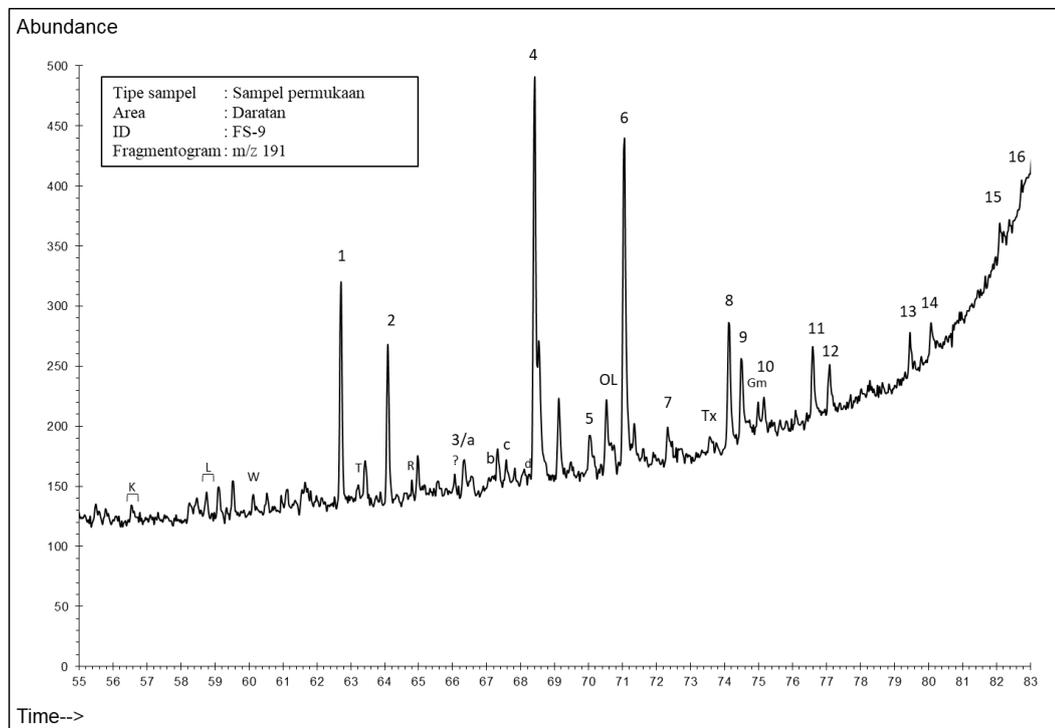
Pada subbab ini, penulis hanya akan menyampaikan beberapa profil GC/MS pada *mass fragmentogram* ion m/z 191 dan *mass fragmentogram* ion m/z 217 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) dari sampel FS-6 (Gambar 4.27 dan 4.29) dan sampel FS-9 (Gambar 4.28 dan 4.30). Profil GC/MS dari sampel-sampel FS-2, FS-3, FS-10, dan FS-12 dapat dilihat pada Lampiran 4.

Tampak pada profil-profil GC/MS (Gambar 4.27, 4.28, dan Lampiran 4), bahwa beberapa komponen darat lainnya (*resin compounds*), yaitu ion biomarker bikadinana, muncul pada beberapa sampel permukaan, antara lain pada sampel-sampel FS-2, FS-9, FS-10, dan FS-12, sementara gamaserana juga terlihat pada sampel-sampel FS-6, FS-9, dan FS-12. Seperti yang telah diutarakan sebelumnya pada pembahasan terkait sumur K-1, bahwa ion biomarker bikadinana terlihat sebagai komponen W, T, dan R, yang berasal dari tumbuhan tingkat tinggi (*high plant terrestrial* atau HPT), yang muncul dan terlihat pada gambar sebagai komponen a, b, c, dan d. Pada sisi yang lain bahwa indeks biomarker yang juga sebagai komponen darat, yaitu taraxastana (Tx), juga terlihat muncul di beberapa sampel bersamaan dengan kehadiran oleanana.

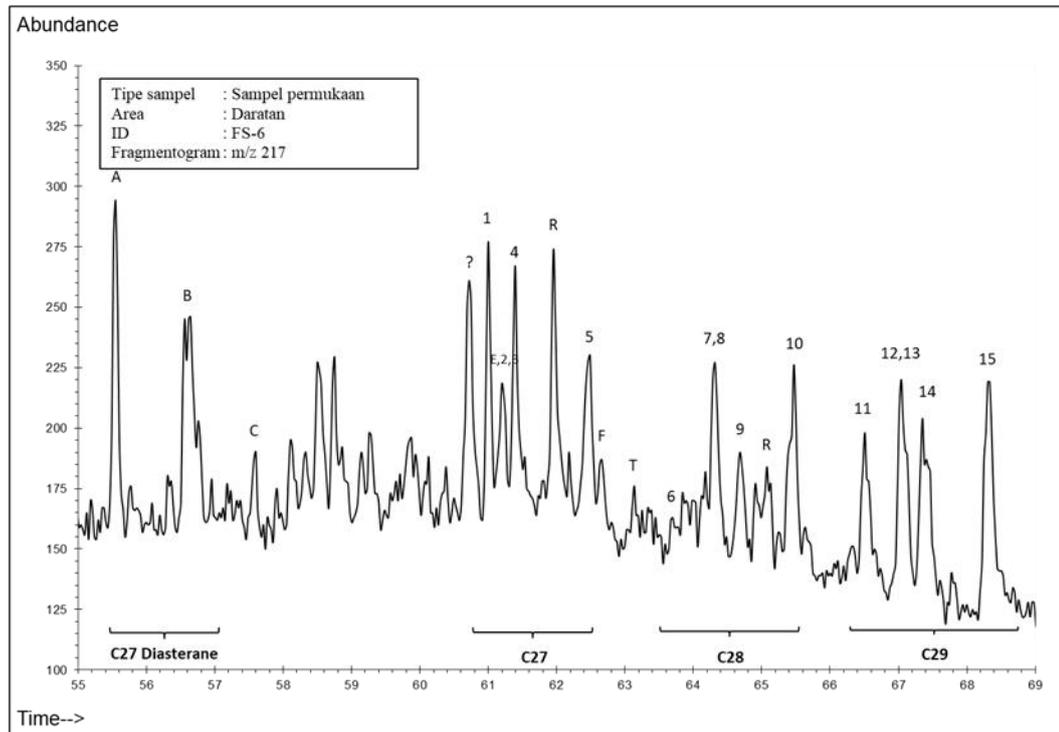
Apabila memperhatikan data rasio ( $C_{27}$ - $C_{29}$ ) sterana pada Lampiran 11, tampak bahwa pada semua sampel permukaan memiliki rasio  $C_{27}$  sterana dengan persentase sebesar 18,41-45,02%, rasio  $C_{28}$  sterana sebesar 18,96-30,19%, dan rasio  $C_{29}$  sterana sebesar 31,37-62,64%.



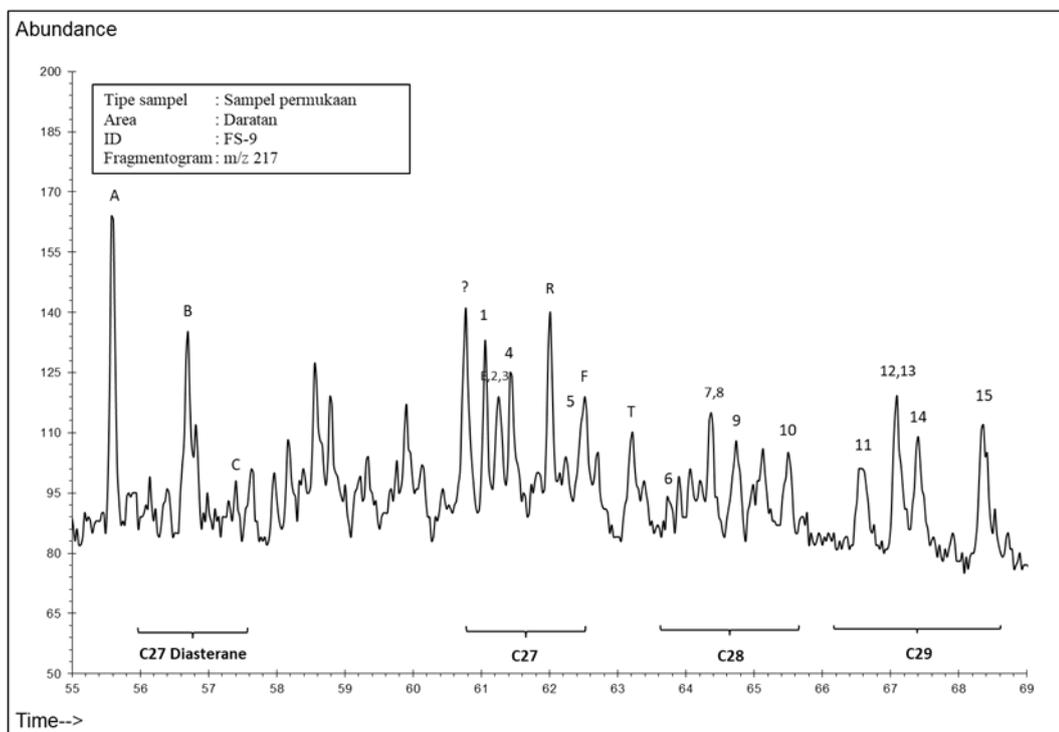
**Gambar 4.27** Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-6).



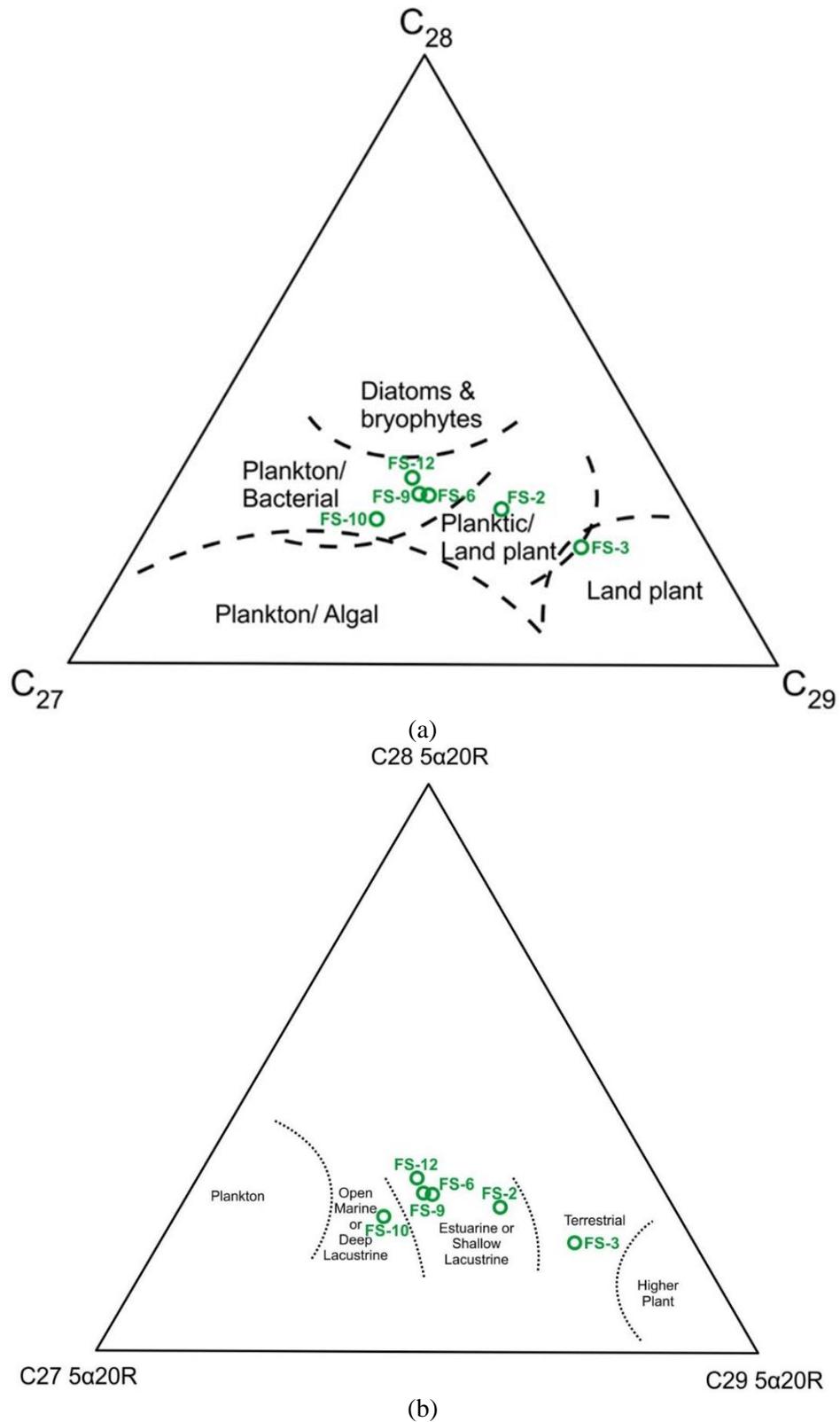
**Gambar 4.28** Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-9).



**Gambar 4.29** Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-6).



**Gambar 4.30** Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel permukaan serpih (FS-9).



**Gambar 4.31** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  sterana fraksi saturat ekstrak sampel permukaan yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).

Hal ini dapat digambarkan melalui profil GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  217 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) dari sampel-sampel FS-6 dan FS-9, yang dapat dilihat pada Gambar 4.29 dan 4.30. Profil GC/MS sampel-sampel yang lain terdapat pada Lampiran 4.

Berdasarkan *plotting* kelimpahan relatif dari sterana ( $C_{27}$ – $C_{29}$ ) pada diagram ternary sampel-sampel permukaan (Gambar 4.31), tergambar juga proporsi yang relatif berimbang antara  $C_{27}$  sterana (18,41–45,02%) dibandingkan dengan  $C_{28}$  sterana (18,96–30,19%) dan  $C_{29}$  sterana (31,37–62,64) tersebut.

Proporsi kelimpahan relatif yang berimbang dari  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana ini mencerminkan bahwa sampel-sampel permukaan diendapkan pada lingkungan laut, dengan input material organik laut dan kontribusi dari material organik darat (Peters *et al.*, 2005), kecuali pada sampel FS-2 (batubara) yang memiliki kontribusi material darat lebih kuat dibanding material organik asal laut.

#### **4.1.4 Hasil Sampel Rembesan Minyak (*Oil Seep*)**

Seperti yang telah disampaikan pada Bab Metodologi bahwa salah satu objek yang juga menjadi perhatian dan fokus di dalam penelitian ini diantaranya berupa studi mengenai rembesan minyak (*oil seep*) pada daerah penelitian di daratan Sulawesi Barat. Rembesan minyak ini ditemukan oleh kontraktor eksisting yang pernah beroperasi sebelumnya di daerah penelitian. Tujuan utama dari studi ini adalah untuk mendokumentasikan komposisi biomarker yang berada di dalam sampel rembesan minyak yang ada di daerah bagian barat dari Sulawesi (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Salah satu indikasi bahwa suatu daerah memiliki sistem perminyakan yang aktif di bawah permukaan adalah dengan dijumpainya rembesan minyak atau gas di daerah tersebut. Atas dasar ini, maka dijumpainya data rembesan minyak di daerah penelitian akan memberikan data yang signifikan untuk dapat membangun analisis sistem perminyakan terpadu, terutama dalam rangka meningkatkan keberhasilan eksplorasi di masa depan (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

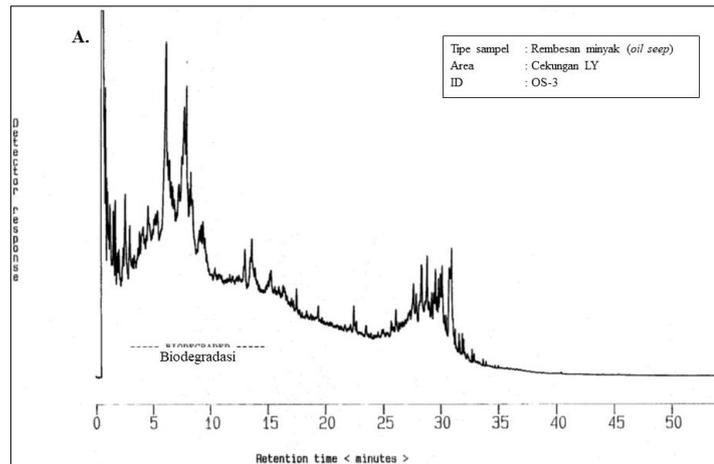
Sampel rembesan minyak diasumsikan menjadi fasies batuan induk yang diharapkan (*expected source rock*) di Sulawesi Barat. Analisis kromatografi gas/spektrometri massa (GC/MS) telah dilakukan terhadap sampel rembesan minyak tersebut untuk dapat menyimpulkan input material organik dan *source facies*-nya. Sembilan (9) sampel rembesan minyak (OS-1 sampai OS-9) dari Cekungan LY dan KY telah dianalisis (Tabel 4.4).

**Tabel 4.4** Identifikasi sampel rembesan minyak (*oil seep*) di Cekungan LY dan KY.

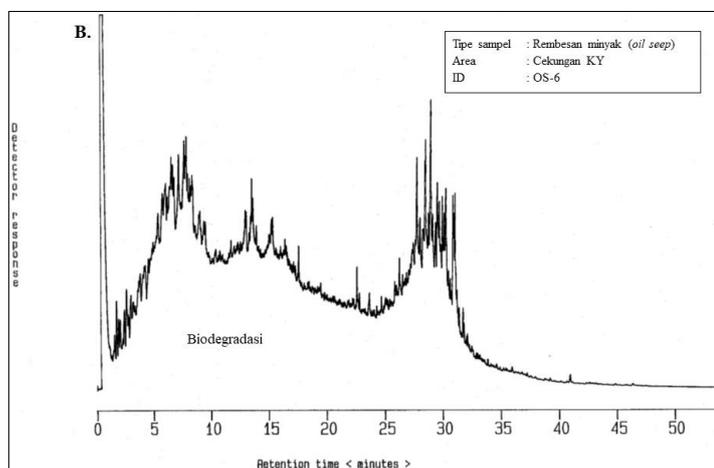
Identifikasi Sampel		
Nama	Lokasi	Original Data/Referensi
OS-1	LY	(Robinson, 1990)
OS-2		(Robinson, 1990)
OS-3		(Davis, 1990)
OS-7		(Rachmalia dan Jatmiko, 2011)
OS-8		(Rachmalia dan Jatmiko, 2011)
OS-4	KY	(Rachmalia dan Jatmiko, 2011)
OS-5		(Robinson, 1990)
OS-6		(Robinson, 1990)
OS-9		(Robinson, 1990)

Awalnya, sampel rembesan minyak dianalisis dengan menggunakan teknik kromatografi gas (GC), yang dapat dilihat pada sampel OS-3 dan OS-6 (Gambar

4.32). Profil GC kedua sampel rembesan minyak mewakili Cekungan LY dan KY di daerah Sulawesi Barat, dan menggambarkan bahwa sampel-sampel telah terkena biodegradasi yang parah, yaitu biodegradasi level lima (5) (Wenger dan Isaksen, 2002).



(a)



(b)

**Gambar 4.32** Profil GC sampel rembesan minyak (*oil seep*) mewakili Cekungan LY (a) dan Cekungan KY (b) di Sulawesi Barat.

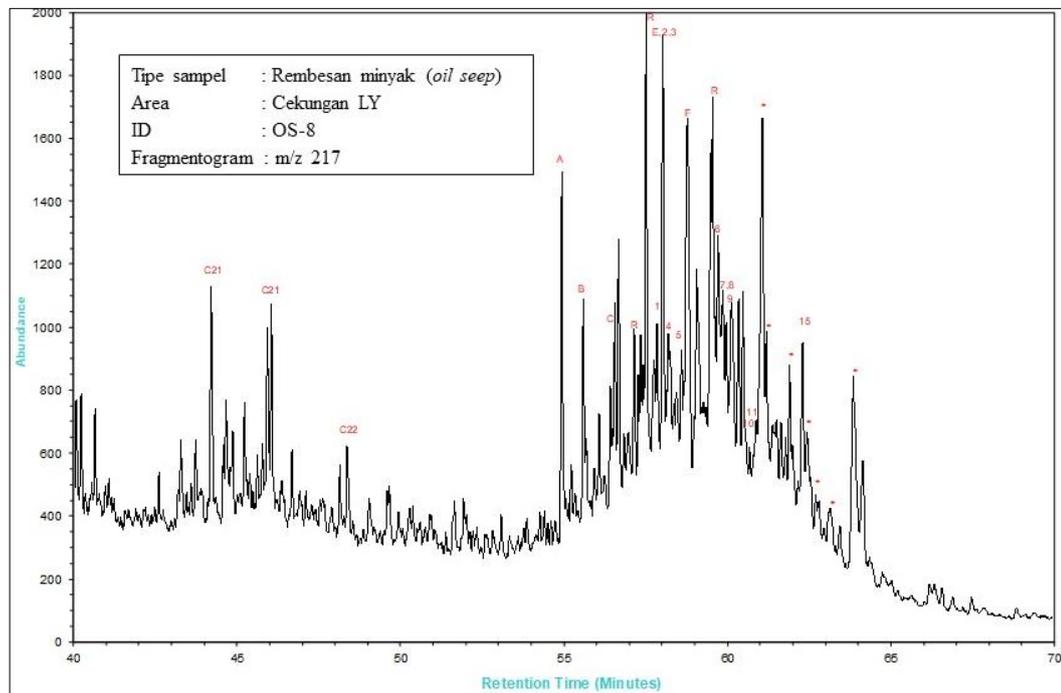
Peringkat biodegradasi level 5 ini didasarkan pada n-alkana yang sudah tidak muncul pada kromatogram dan juga hilangnya sebagian isoprenoid. Semua sampel rembesan minyak memperlihatkan adanya kumpulan dari alkana

bercabang/siklik alkana (*unresolved complex mixture* atau UCM) hidrokarbon, dengan terlihatnya “*hump*” sebagai ciri khas pada minyak yang terkena biodegradasi (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

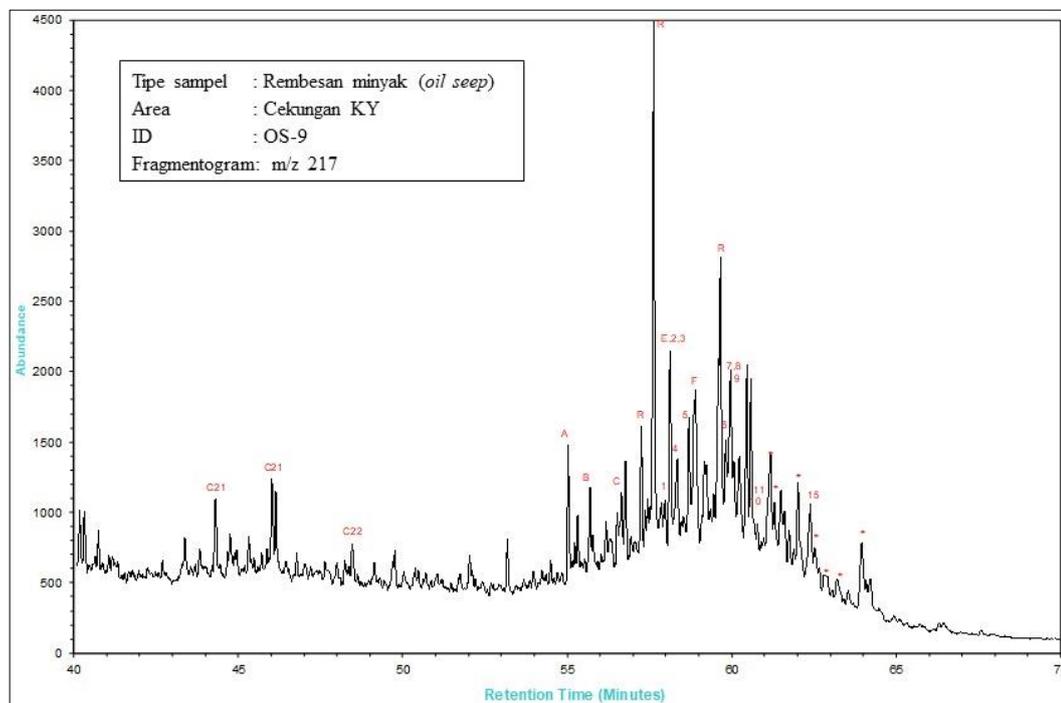
Profil GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  217 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) dari sampel-sampel rembesan OS-8 dan OS-9 (Gambar 4.33 dan 4.34) memperlihatkan *plotting* kelimpahan relatif dari sterana ( $C_{27}$ – $C_{29}$ ), yang dilengkapi dengan kehadiran pregnana dan homopregnana bersama dengan sterana (diasterana), dengan identifikasi puncak dapat dilihat pada Tabel 4.2. Pola puncak dari sterana yang terlihat serupa di semua sampel menunjukkan adanya material organik asal darat (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Profil GC/MS *mass fragmentogram* ion  $m/z$  191 fraksi hidrokarbon jenuh (*saturated*) sampel-sampel rembesan OS-8 dan OS-9 ditunjukkan pada Gambar 4.35 dan 4.36, dengan puncak identifikasi pada Tabel 4.2. Distribusi semua sampel rembesan minyak didominasi oleh triterpana asal tumbuhan tingkat tinggi. Perbedaan dari kedua lokasi, antara Cekungan LY dan KY, dapat dilihat dari kelimpahan bikadinana relatif terhadap hopana (lihat Bik/ $C_{30}H$  pada Tabel 4.5), di mana sampel OS-9 yang berada pada Cekungan KY memiliki penanda resin yang relatif lebih banyak dibandingkan dengan sampel OS-8 di Cekungan LY.

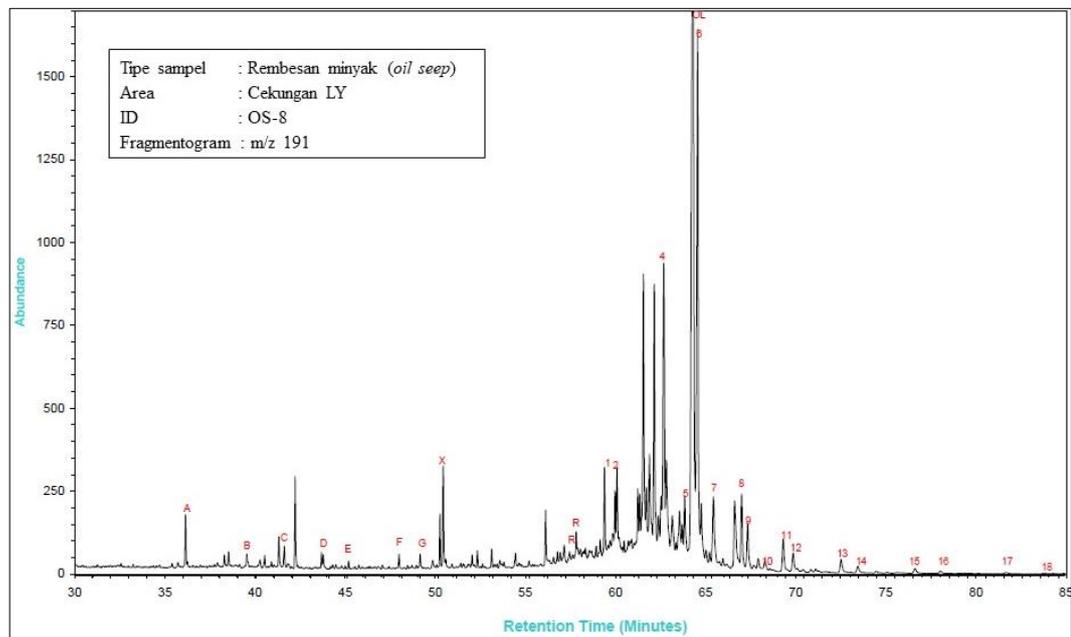
Kurangnya kelimpahan dari homohopana (indeks HH) pada sampel OS-9 di Cekungan KY (Tabel 4.5), menandakan bahwa batuan induk ini telah diendapkan pada kondisi yang lebih oksik dibandingkan batuan induk di Cekungan LY.



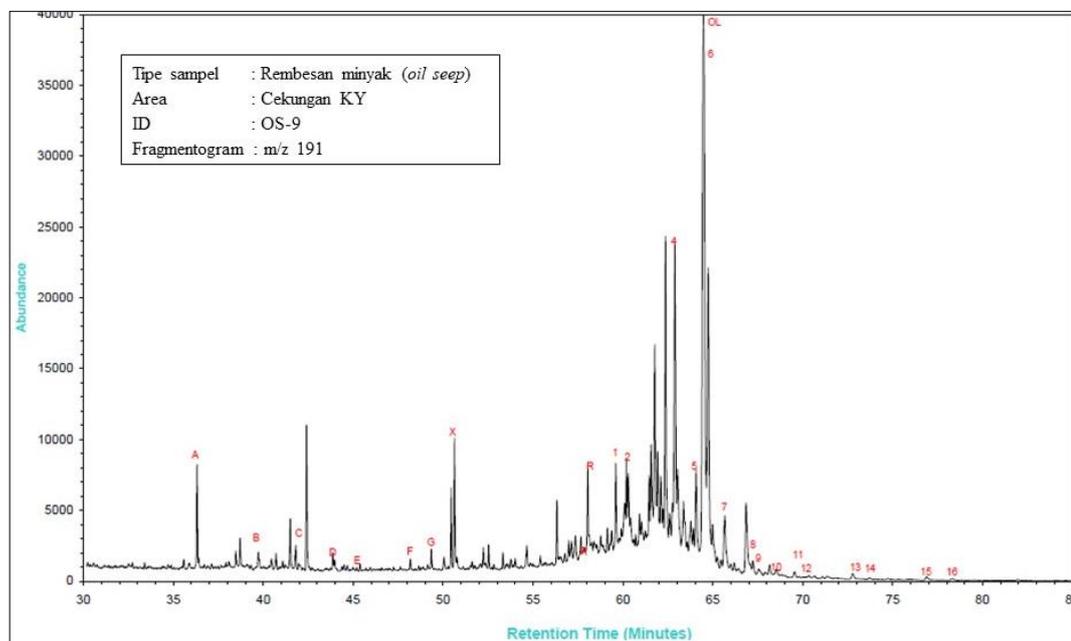
**Gambar 4.33** Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-8 Cekungan LY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2.



**Gambar 4.34** Profil ion m/z 217 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-9 Cekungan KY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2.



**Gambar 4.35** Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-8 Cekungan LY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2.



**Gambar 4.36** Profil ion m/z 191 analisis GC/MS pada sampel rembesan minyak OS-9 Cekungan KY. Identifikasi puncak pada Tabel 4.2.

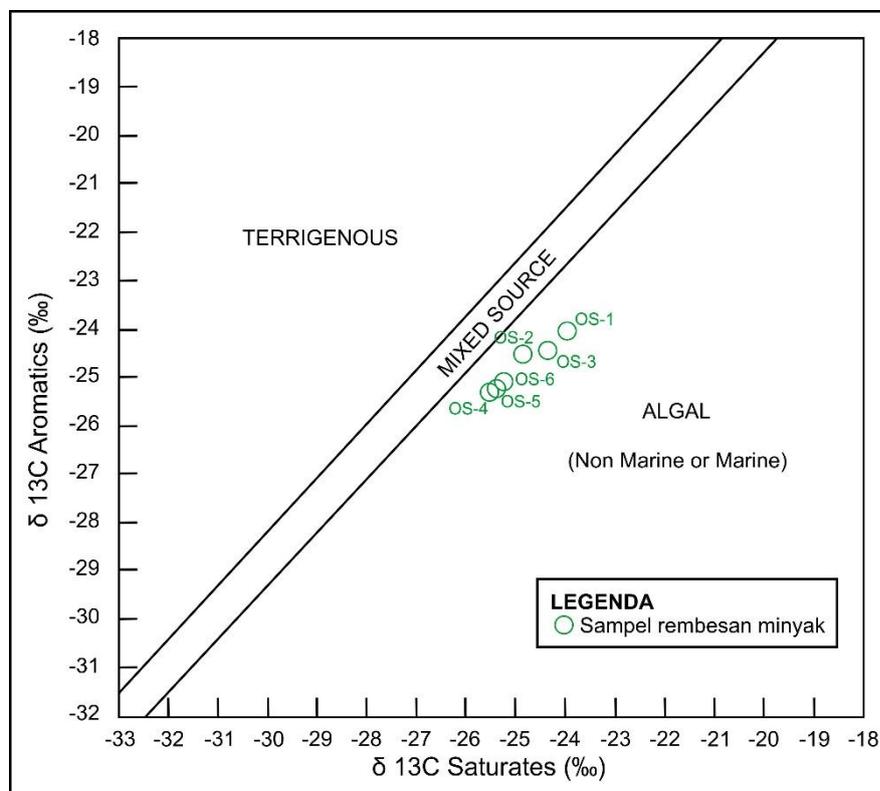
**Tabel 4.5** Karakter biomarker dari sampel rembesan minyak di daratan Sulawesi Barat, pada Cekungan LY dan KY (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Nama Sampel	Lokasi	C <sub>27</sub> S	C <sub>28</sub> S	C <sub>29</sub> S	$\frac{C_{27}S}{C_{29}S}$	$\frac{Dia}{Ste}$	$\frac{S}{(S+R)20S}$	$\frac{Ts}{Tm}$	$\frac{S}{(S+R)22H}$	$\frac{Ol}{C_{30}H}$	$\frac{Bic}{C_{30}H}$	$\frac{C_{29}H}{C_{30}H}$	$\frac{Tri}{C_{30}H}$	Indeks HH
		C <sub>27</sub> S, C <sub>28</sub> S, C <sub>29</sub> S (%)												
OS-1	Cekungan LY	60	21	19	3,07	0,97	0,76	2,33	0,57	1,85	0,44	0,59	0,64	0,09
OS-2		76	11	13	5,71	1,80	0,88	1,61	0,63	1,89	0,33	0,47	0,48	0,14
OS-3		51	31	18	2,77	1,08	0,80	1,47	0,66	1,47	0,34	0,51	0,46	0,19
OS-7		33	11	56	0,60	1,20	0,17	1,89	0,00	0,93	0,21	0,52	0,56	0,15
OS-8		31	10	59	0,52	1,20	0,16	1,89	0,00	0,91	0,19	0,52	0,54	0,16
OS-4	Cekungan KY	79	8	13	6,33	1,50	0,92	1,43	0,67	4,17	0,89	1,11	0,82	0,03
OS-5		74	19	7	11,50	1,73	0,80	12,50	0,60	2,94	0,92	0,94	0,85	0,04
OS-6		74	12	15	5,00	1,57	0,69	2,56	0,57	2,27	0,92	0,8	0,87	0,05
OS-9		57	11	32	1,75	0,73	0,27	1,75	0,00	1,89	0,48	1,03	1,68	0,03

Oleh karena itu, kandungan penanda resin yang lebih tinggi pada sampel rembesan minyak di Cekungan KY menandakan bahwa lingkungan batuan induk pada Cekungan KY terletak lebih distal (jauh) dibandingkan lingkungan batuan induk dari sampel rembesan di Cekungan LY (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Semua sampel rembesan minyak dari Cekungan LY dan KY memiliki komposisi biomarker yang serupa, yaitu gabungan antara material darat dan laut, dengan asal batuan induk yang sama, yaitu sedimen laut (*marine sediments*), dengan kontribusi material organik daratan.

Hasil isotop karbon-13 dari laporan akhir kontraktor eksisting juga menunjukkan bahwa sampel-sampel rembesan minyak OS-1 hingga OS-6 berasal dari alga (Davis, 1990, Gambar 4.37).



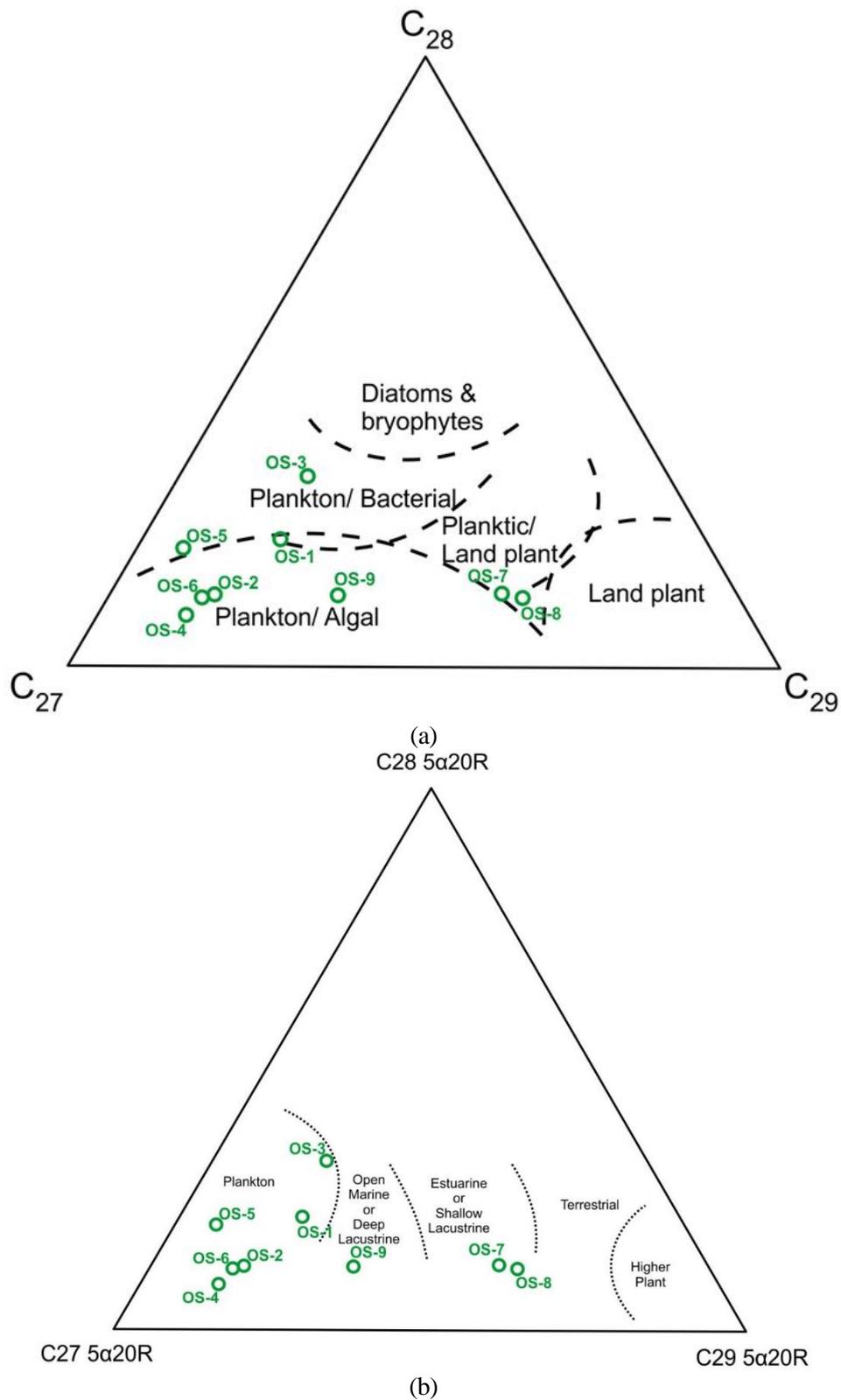
**Gambar 4.37** Hasil ekstrak karbon isotop sampel rembesan minyak OS-1 hingga OS-6 (Davis, 1990).

Penafsiran ini berbeda dengan yang pernah disampaikan sebelumnya oleh penulis, pada makalah yang berbeda, terhadap *crude oil* yang sama, bahwa dengan kandungan biomarker resin yang signifikan, menggambarkan batuan induk dengan kontribusi dari fluvio-deltaik (Sutadiwiria *et al.*, 2016). Dengan demikian, penafsiran di atas merupakan pemikiran baru dari penulis.

Diagram ternary (Gambar 4.38) menunjukkan adanya kelimpahan relatif dari sterana ( $C_{27}$ – $C_{29}$ ). Sampel rembesan minyak di Cekungan LY dan KY masing-masing memiliki proporsi  $C_{27}$  sterana relatif lebih tinggi (31-76% dan 57-79%) dibandingkan dengan  $C_{28}$  sterana (10-31% dan 8-19%) dan  $C_{29}$  sterana (13-59% dan 7-32%) (Tabel 4.5). Proporsi  $C_{27}$  yang tinggi ini mencerminkan adanya kontribusi yang kuat dari material organik alga akuatik dan sedikit input material organik darat, pada lingkungan laut (Gambar 4.38).

## **4.2 Pembahasan dan Diskusi**

Pada subbab ini, penulis akan memaparkan beberapa hasil kompilasi dan diskusi yang didasarkan pada keseluruhan hasil analisis yang telah disampaikan pada subbab-subbab sebelumnya, antara lain hasil analisis geokimia dari beberapa sampel sumur pengeboran sumur K-1, sumur LYS dan KYS, serta sampel permukaan, disamping studi pustaka dan reinterpretasi terhadap data seismik yang juga dilakukan oleh penulis. Terkait dengan hal ini, analisis biostratigrafi merupakan data pendukung yang sangat diperlukan sebagai dasar untuk penentuan umur dan lingkungan pengendapan. Pada subbab ini juga akan diuraikan pembuktian terhadap 3 (tiga) hipotesis yang telah diajukan pada subbab 2.3.



**Gambar 4.38** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  sterana fraksi saturat sampel rembesan minyak yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).

#### **4.2.1 Interpretasi Biomarker Sumur-Sumur K-1, LYS dan KYS, Sampel Permukaan (*Outcrop*), dan Sampel Rembesan Minyak (*Oil Seep*)**

Berdasarkan analisis biostratigrafi eksisting terhadap serbuk pengeboran sumur K-1 di daerah lepas pantai Selat Makassar bagian timur, sampel-sampel yang dianalisis memiliki interval kedalaman mulai dari 8.010 *feet* sampai 16.702 *feet*, berumur Eosen Tengah-Pliosen Akhir, dan diendapkan pada lingkungan mulai dari lakustrin dangkal hingga batial atas (Harsanti *et al.*, 2013). Di daerah daratan Sulawesi Barat, melalui pengeboran sumur-sumur LYS dan KYS, sampel serbuk pengeboran sumur LYS yang dianalisis memiliki kedalaman dari 110 meter hingga 1.596 meter, berumur Miosen Akhir-Pleistosen, pada lingkungan laut (neritik tengah-batial atas). Sampel serbuk pengeboran sumur KYS yang dianalisis memiliki kedalaman dari 80 meter hingga 4.400 meter, berumur Eosen Tengah-Pliosen Awal, dan juga diendapkan pada lingkungan laut (neritik luar-neritik dalam) (Harsanti *et al.*, 2013).

Sampel-sampel permukaan (*outcrop*) memiliki kisaran umur yang cukup panjang, yaitu mulai dari Kapur Akhir hingga Miosen Tengah, pada lingkungan laut (batial atas-intertidal atas). Sementara itu, data sampel-sampel rembesan minyak (*oil seep*) yang ada di Cekungan LY dan KY memiliki umur Eosen (Robinson, 1990) dan diendapkan pada lingkungan *marine* alga (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Adanya perubahan kandungan biomarker yang terdapat pada keseluruhan sampel-sampel ini, baik di sumur K-1 maupun daratan Sulawesi Barat, mencerminkan adanya input material organik, dan material organik yang tersimpan di dalam batuan

pada saat pengendapan, serta menggambarkan umur sedimen tersebut (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Umumnya, kehadiran  $C_{27}$  sterana berasosiasi dengan adanya input berupa alga (Huang dan Meinshein, 1979), sehingga adanya peningkatan kandungan  $C_{27}$  sterana dari lingkungan laut dalam ke laut dangkal kemungkinan disebabkan oleh adanya peningkatan jarak dari zona fotik untuk sisa fitoplankton dan konsentrasi material daratan yang terangkut ke laut dalam.

Tingginya kelimpahan tanaman tingkat tinggi triterpana pada masing-masing fraksi biomarker, khususnya pada sampel sumur K-1, menunjukkan adanya kontribusi tanaman tingkat tinggi terhadap hopana, meskipun jarak antara kedua lingkungan yang cukup jauh. Hal ini ditunjukkan dan dikuantifikasi salah satunya oleh rasio oleanana/hopana yang rendah (0,39-0,48) pada sampel-sampel berumur Paleogen (Eosen Tengah) di lingkungan laut dangkal dan lakustrin, yang kemudian secara signifikan menjadi lebih tinggi (0,79–0,86) pada sampel berumur Neogen di lingkungan laut dalam (neritik luar sampai batial atas), pada dan di atas kedalaman 14.410 *feet*. Biomarker taraxastana dan komponen tumbuhan tingkat tinggi lainnya juga memperlihatkan kecenderungan yang sama dengan oleanana (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Murray *et al.* (1994) menyampaikan bahwa oleanana banyak terdapat di laut. Peters *et al.* (2005) menyatakan bahwa oleanana lebih banyak hadir pada sedimen Neogen daripada sedimen Paleogen. Hal ini disebabkan oleh adanya peningkatan kelimpahan angiosperma (tanaman berbunga) selama periode Neogen.

Pola kelimpahan bikadinana (W, T, dan R) tidak terlihat terlalu jelas, walaupun kelimpahan yang paling rendah muncul pada lingkungan lakustrin. Senyawa ini diyakini umumnya berasal dari spesies beriklim tropis dataran rendah *Dipterocarpaceae* yang kaya akan resin (van Aarssen *et al.*, 1992). Kehadiran spesies ini pada sampel laut dalam kembali menunjukkan bahwa sampel ini merupakan hasil *reworking* dari material organik daratan.

Kelimpahan taraxastana (Tx) pada sampel ekstrak yang juga disertai dengan kelimpahan oleanana menunjukkan bahwa keduanya memiliki prekursor yang sama (taraxer-14-ene) (Rullkötter *et al.*, 1994), dan sebagai akibatnya juga menunjukkan adanya masukan tanaman angiosperma ke laut yang lebih dangkal, dengan demikian taraxastana juga teridentifikasi pada lingkungan lakustrin.

Senyawa yang tidak dikenal (a, b, c, dan d) disebut di sini sebagai tanaman terpana tingkat tinggi, tetapi sering disebut juga sebagai C<sub>30</sub> oleanoid triterpana atau C<sub>30</sub> triterpana yang tidak diketahui (Murray *et al.*, 1994, Rullkötter *et al.*, 1994, dan Mathur, 2014). Senyawa ini paling banyak ditemukan di laut dalam, tetapi sedikit ditemukan pada lingkungan laut dangkal dan lakustrin. Murray *et al.* (1994) menunjukkan bahwa triterpana oleanoid tidak pernah ditemukan di dalam sedimen dan minyak tanpa oleanana, tetapi oleanana sering ditemukan di dalam sedimen laut dan lakustrin tanpa triterpana oleanoid, sehingga dapat diartikan bahwa triterpana oleanoid adalah *in-situ*. (Gambar 4.10 dan 4.11).

Perubahan biomarker pada sumur-sumur di daratan Sulawesi Barat, yaitu pada sampel sumur pengeboran dari sumur LYS dan KYS, dicoba untuk dibandingkan antara keduanya.

Untuk melihat kontribusi tumbuhan tingkat tinggi pada kedua sumur tersebut, dapat dilihat salah satunya dari hasil kuantifikasi kelimpahan oleanana terhadap  $C_{30}$  hopana (rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana) dari masing-masing sampel. Sampel-sampel pada sumur LYS memiliki rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana sebesar 0,08-0,18, sedangkan sampel-sampel pada sumur KYS memiliki rasio sebesar 0,03-0,50.

Terlihat bahwa terdapat variasi nilai rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana pada sumur LYS dan KYS. Pada sumur LYS, dengan rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana sebesar 0,08-0,18, menggambarkan bahwa hanya sedikit kontribusi dari tumbuhan tingkat tinggi pada sampel-sampel sumur LYS yang mengalami transportasi ke laut (neritik luar hingga batial atas), pada umur Neogen (Miosen Akhir-Pleistosen).

Hal yang sama terjadi juga pada sumur KYS, yang memiliki rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana sebesar 0,03-0,50. Rasio sedikit berbeda pada umur Paleogen (Eosen Tengah-Oligosen), dengan rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana sebesar 0,03–0,07, dan meningkat menjadi sebesar 0,29-0,50 pada umur Neogen (Miosen Tengah-Miosen Akhir). Seperti yang pernah disampaikan sebelumnya, hal ini terjadi karena adanya kelimpahan tumbuhan angiosperma selama periode Neogen, sehingga rasio oleanana/ $C_{30}$  hopana meningkat.

Berdasarkan kelimpahan relatif dari sterana ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$ ) pada diagram ternary (Gambar 4.25), sampel-sampel sumur LYS dan KYS memiliki input material

organik laut dengan disertai adanya kontribusi dari material darat, yang diendapkan pada lingkungan laut.

Sampel-sampel permukaan yang ada di daratan Sulawesi Barat memiliki kontribusi dari tumbuhan tingkat tinggi, salah satunya ditunjukkan oleh rasio oleanana/C<sub>30</sub> hopana sebesar 2-93%, dengan adanya kelimpahan oleanana/C<sub>30</sub> hopana pada sampel serpih (sampel FS-10) sebesar 63% dan pada sampel batubara (sampel FS-2) sebesar 93%. Diagram ternary menggambarkan proporsi yang relatif berimbang antara C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> sterana, kecuali untuk sampel FS-2 yang memiliki kontribusi material darat lebih kuat dibanding material organik asal laut (Peters *et al.*, 2005). Sampel-sampel FS-9, FS-10, dan FS-12 menunjukkan pengaruh laut yang sangat kuat, sehingga kemungkinan input material organik berasal dari laut, dengan adanya sedikit kontribusi dari material organik darat (Peter *et al.*, 2005).

Satu hal lagi yang menarik perhatian penulis adalah adanya perubahan biomarker pada sampel rembesan minyak (*oil seep*) di daerah Sulawesi Barat, baik yang terdapat di Cekungan LY maupun KY. Semua sampel rembesan minyak pada kedua cekungan diasumsikan memiliki komposisi biomarker yang serupa, yaitu gabungan antara material darat dan laut, serta didominasi oleh triterpana asal tumbuhan tingkat tinggi. Perbedaan dari kedua cekungan terlihat dari kelimpahan bikadinana dan oleanana terhadap C<sub>30</sub> hopana pada sampel rembesan minyak (Tabel 4.5), dalam hal ini sampel yang berada pada Cekungan KY memiliki penanda resin yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan sampel pada Cekungan LY. Hal ini disebabkan *source*

*facies* batuan induk dari sampel di Cekungan KY terletak lebih distal (jauh) dibandingkan sampel rembesan minyak di Cekungan LY (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Berdasarkan diagram ternary karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana dari fraksi saturat menurut Peters *et al.* (2005) yang menunjukkan kelimpahan relatif dari sterana (Gambar 4.36), sampel rembesan minyak di Cekungan LY dan KY masing-masing memiliki proporsi  $C_{27}$  sterana relatif sangat tinggi (31-76% dan 57-79%) dibanding dengan proporsi  $C_{29}$  sterana (13-59% dan 7-32%) (Tabel 4.5), yang artinya kedua cekungan mencerminkan kontribusi yang kuat dari material organik alga akuatik dan sedikit input material organik darat (Peter *et al.*, 2005).

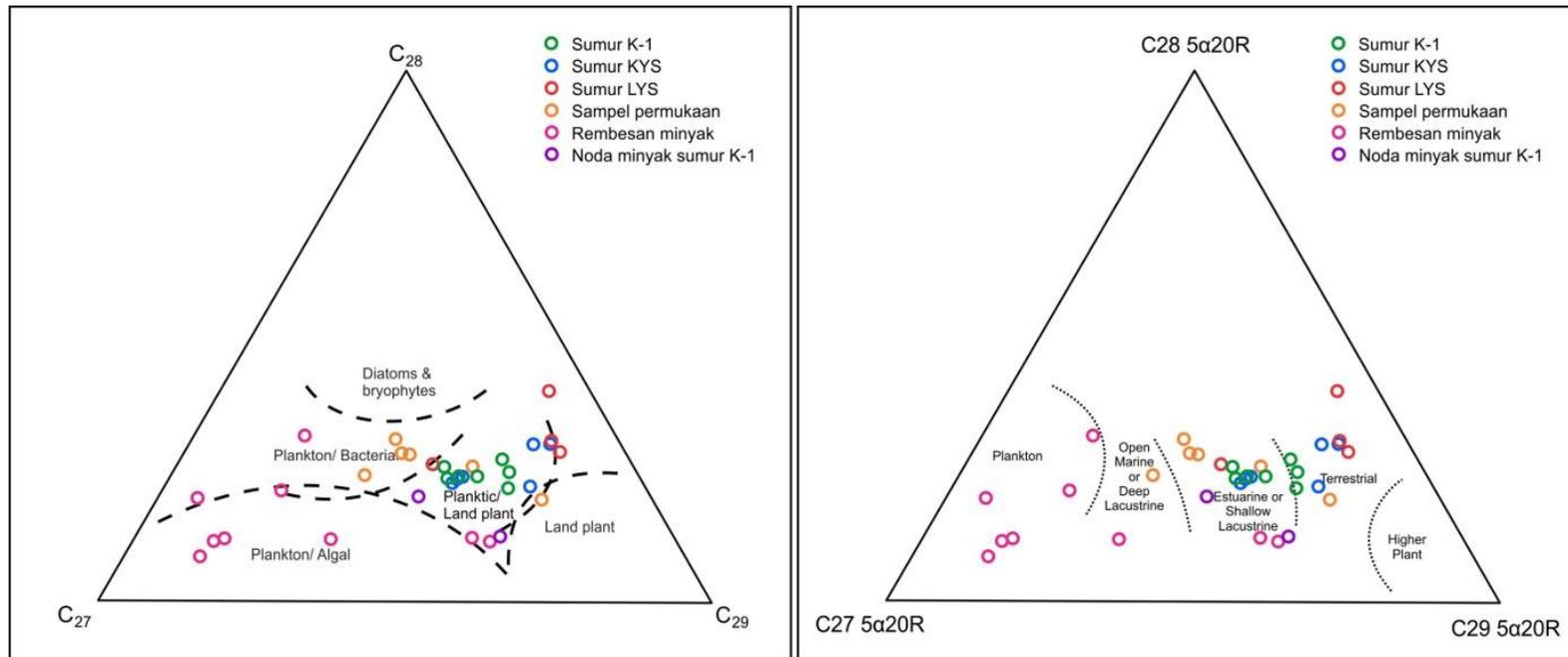
Diagram ternary karbon sterana ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$ ) di bawah ini memperlihatkan keseluruhan kelimpahan relatif sterana (Gambar 4.39) dari sampel serbuk pengeboran sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur, sampel serbuk pengeboran sumur-sumur LYS dan KYS, sampel permukaan, dan sampel rembesan minyak di daratan Sulawesi Barat. Proporsi  $C_{27}$  sterana terlihat relatif mendominasi dibanding proporsi  $C_{28}$  dan  $C_{29}$  sterana, menggambarkan input material organik yang berasal dari laut, sedangkan tingginya proporsi  $C_{28}$  dan  $C_{29}$  sterana pada beberapa sampel menunjukkan tingginya kontribusi dari material organik daratan.

Telah disampaikan pada subbab 2.1.3 sebelumnya bahwa dalam membuat model sistem hidrokarbon untuk pemodelan geologi, salah satu pendekatan yang dilakukan yaitu dengan melakukan korelasi geokimia hidrokarbon yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi asal mula minyak bumi (Peters *et al.*, 2005). Terkait dengan hal ini, sampel-sampel batuan di daerah penelitian berupa sampel rembesan

minyak bumi eksisting di daratan Sulawesi Barat dan sampel noda minyak (*oil show*) eksisting di sumur K-1 dapat dibuat suatu hubungan dan pendekatan korelasi.

Berdasarkan atas sampel-sampel serbuk pengeboran pada sumur-sumur K-1, LYS, KYS, dan sampel permukaan, maka sampel-sampel yang memiliki perkiraan sebagai batuan induk yang diharapkan, dengan melihat nilai-nilai TOC, reflektansi vitrinit (VR), dan Tmax (Lampiran 11), yaitu sampel KYS-6 (serpih) dari sumur KYS (kedalaman 4.335-4.340 meter) yang berumur Eosen Tengah (TOC sebesar 2,49%, VR sebesar 0,77% dan Tmax sebesar 416°). Sampel-sampel permukaan berupa serpih (FS-6, FS-9, F-10, dan FS-12), dengan melihat nilai-nilai TOC (0,45-0,68%), VR (0,74-1,3%), dan Tmax (459-499°), memiliki kategori sebagai batuan induk yang sangat matang (*late mature/post mature*) untuk membentuk minyak (*oil prone*) dan awal matang untuk membentuk gas (*gas prone*) yang berumur Eosen Tengah-Kapur Akhir. Sampel FS-2 (batubara) memperlihatkan kondisi nilai agak berbeda, yaitu dengan nilai TOC sebesar 30,56, VR 0,46%, dan Tmax adalah 423°.

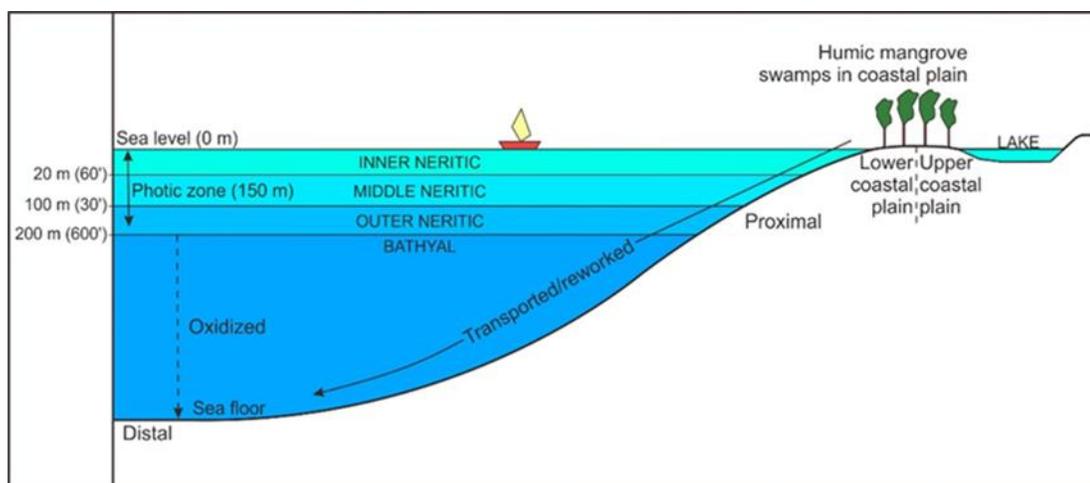
Apabila memperhatikan diagram ternary nomor karbon C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> sterana dari keseluruhan sampel di daerah penelitian (Gambar 4.39), dan bila keberadaan dua (2) sampel noda minyak (*oil show*) di sumur K-1 dan sampel-sampel rembesan minyak di daratan Sulawesi Barat dihubungkan dengan perkiraan batuan induk sampel KYS-6 dan sampel-sampel permukaan, dengan melakukan korelasi antar sampel, maka sampel noda minyak kedua di sumur K-1 (kedalaman 16.702 *feet*) ditafsirkan tidak berkorelasi dengan batuan induk sampel KYS-6 (Eosen Tengah) dan sampel-sampel permukaan (serpih) dari FS-6, FS-9, F-10, dan FS-12 (berumur Eosen



**Gambar 4.39** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana fraksi saturat dari sampel serbuk pengeboran sumur K-1, sampel noda minyak sumur K-1, sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS, sampel permukaan, dan sampel rembesan minyak pada Cekungan LY dan KY, yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).

Tengah-Kapur Akhir), yang memiliki potensi kerogen sebagai *gas prone*. Sementara itu, sampel noda minyak kedua di sumur K-1 tersebut ditafsirkan memiliki korelasi yang positif dengan sampel rembesan minyak di daratan Sulawesi Barat dengan *source facies marine* alga. Sampel rembesan minyak tidak memiliki korelasi dengan sampel batuan induk KYS-6 maupun dengan sampel permukaan (korelasi negatif), sehingga sampel rembesan diperkirakan kemungkinan berasal dari batuan induk (dengan potensi sebagai *oil prone*) yang berbeda.

Selat Makassar merupakan sistem laut terbuka (Gambar 4.40). Distribusi biomarker dari sampel-sampel berumur Neogen mengonfirmasi adanya *reworking* yang ekstensif dari material tanaman angiosperma yang berasal dari pesisir dataran laut dan perairan laut dangkal ke lingkungan laut dalam. Hal ini juga didukung oleh hadirnya serbuk sari *mangrove* di dalam sedimen laut dalam.



**Gambar 4.40** Penampang sistem perairan laut terbuka dari Selat Makassar (tanpa skala, A. Livsey, *Pers. Comm*, 2017).

Penelitian ini menunjukkan bahwa kandungan biomarker dalam sedimen yang terendapkan di perairan laut dalam ini mencerminkan kontribusi yang kuat dari material organik yang berasal dari daratan. Kesimpulan serupa telah diambil untuk lingkungan perairan dalam di tempat lain di Selat Makassar (Saller *et al.*, 2006), untuk itu material darat yang mengalami *reworking* selama *lowstands* dari laut utama, diyakini merupakan sumber utama dari akumulasi minyak. Minyak ini juga mengandung biomarker tanaman tingkat tinggi yang sama, yang diamati pada sedimen laut dalam dari sumur K-1.

Ketidakhadiran material organik laut *in-situ* pada sedimen ini terjadi karena material organik *in-situ* dari lingkungan laut dalam (contoh alga) sudah teroksidasi dan tidak sempat hidup (A. Livsey, *Pers. Comm*, 2017, Gambar 4.40).

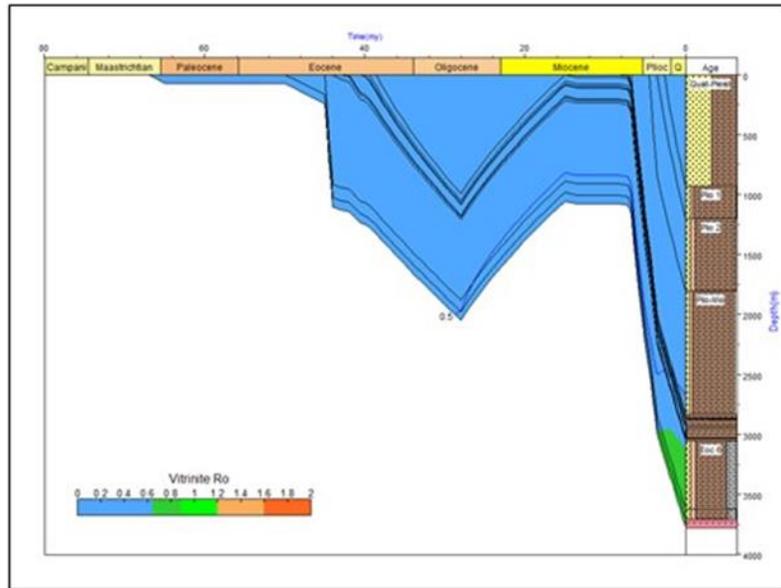
Berdasarkan data VR dari sampel sumur K-1, Selat Makassar bagian timur, telah disampaikan pada Bab IV bahwa sampel-sampel pada kedalaman 12.600–13.320 *feet* memiliki kisaran nilai VR sebesar 0,36–0,49% (tidak matang), sedangkan sampel-sampel dengan kedalaman 15.660–16.100 *feet* memiliki kisaran nilai sebesar 0,67–0,74% (setengah matang), dapat dilihat pada Gambar 4.6 (disadur dari Geoservices, 2012). Atas dasar inilah maka sampel-sampel serbuk pengeboran sumur K-1 yang berada pada kedalaman 15.860–16.702 *feet* diasumsikan memiliki kisaran nilai VR sebesar 0,60–0,80% (setengah matang). Pada kurva kedalaman terhadap rasio  $C_{30}$  moretana/ $C_{30}$  hopana (Gambar 4.6a) dan kurva kedalaman terhadap rasio  $\%20S$   $5\alpha14\alpha17\alpha C_{29}$  sterana (Gambar 4.6b) juga telah mengonfirmasi hal ini (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Pada daerah daratan Sulawesi, nilai VR sampel-sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS, masing-masing memiliki kisaran nilai VR sebesar 0,40-0,50% dan 0,41-0,77%, sehingga sampel sumur KYS dapat dikatakan lebih matang (setengah matang) dibandingkan dengan sampel sumur LYS (Gambar 4.14, disadur dari Geoservices, 2012). Pada kurva kedalaman terhadap rasio  $C_{30}$  moretana/ $C_{30}$  hopana dan kurva kedalaman terhadap rasio  $\%20S_{5\alpha14\alpha17\alpha}C_{29}$  sterana (Gambar 4.15) juga telah mengonfirmasi hal ini.

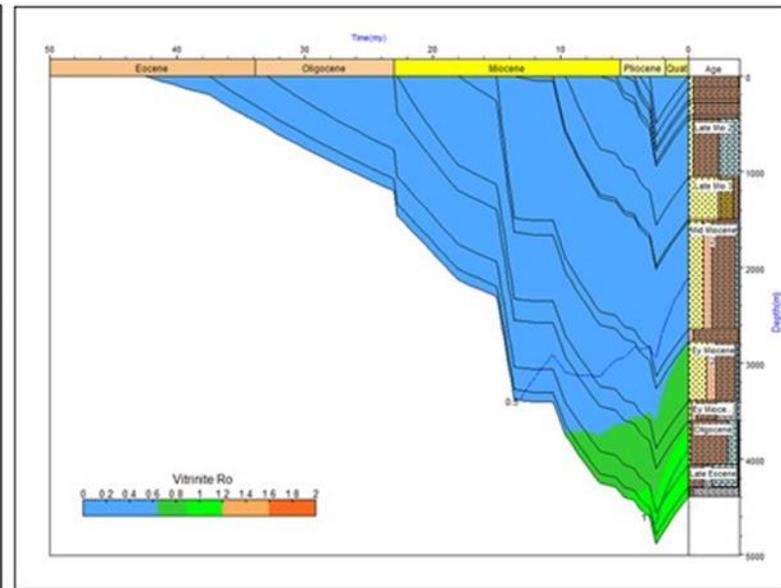
Jika kematangan sedimen pada sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur dibandingkan dengan sedimen pada sumur KYS di daratan Sulawesi Barat, sesuai dengan yang diperlihatkan pada Gambar 4.7 dan 4.16 (b), dapat ditafsirkan bahwa sedimen Eosen pada sumur KYS sudah matang terlebih dahulu, yaitu pada sekitar 10 Jtl (Miosen Tengah-Akhir). Hal ini disebabkan oleh tebalnya sedimen berumur Oligosen dan Miosen. Sementara itu, sedimen Eosen pada sumur K-1 baru mulai matang sekitar 4 Jtl (Miosen Akhir-Pliosen Awal). Atas dasar ini, maka jelas bahwa sedimen Eosen yang berada di Sulawesi Barat menjadi matang terlebih dahulu, sebelum sedimen Eosen di Selat Makassar bagian timur (Gambar 4.41).

Berkaitan dengan kematangan pada sampel-sampel permukaan, sesuai pada Tabel 4.6, dapat dijelaskan sebagai berikut.

- a. Secara umum, kecenderungan meningkatnya kematangan mengikuti penambahan umur sedimen.
- b. Terdapat pengecualian terhadap “dua” sampel yang berumur Eosen Tengah, yang diasumsikan memiliki usia lebih muda daripada Eosen Tengah.



(a)



(b)

**Gambar 4.41** Perbandingan sejarah pembedakan dan pengembangan kematangan antara sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur (a) dan sumur KYS di dataran Sulawesi Barat (b).

- c. Tingkat kematangan yang tinggi dari sedimen Eosen sesuai dengan dalamnya pembenaman, dibanding dengan sampel di lepas pantai.

**Tabel 4.6** Nilai kematangan dari sampel-sampel permukaan di daratan Sulawesi Barat.

Umur	Jumlah sampel	Kisaran nilai VR (%Ro)
Oligosen – Miosen Tengah	1	0,46
Oligosen Awal	1	0,71
Eosen Akhir	1	0,74
Eosen Tengah	2	0,34–0,43
Eosen Tengah	1	1,3
Pra-Tersier (Kapur Akhir)	2	1,17–1,30

#### 4.2.2 Interpretasi dan Restorasi Seismik di Sumur K1

Reinterpretasi data seismik yang melewati posisi sumur K-1 (Gambar 4.42) menunjukkan bahwa posisi sumur K-1 berada di lereng horst dengan perubahan sudut kemiringan pengendapan yang terjal pada jarak pendek, sehingga material sedimen darat dari horst sebagai *paleo-high* mudah tererosi dan mengalami resedimentasi (*reworked deposition*) (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*).

Hasil analisis biostratigrafi terintegrasi dari sumur K-1, yang dirangkum dalam Lampiran 11, menunjukkan bahwa puncak Eosen Awal adalah pada kedalaman 16.910 *feet*. Sejak periode Eosen Awal sampai Eosen Tengah, sedimen telah diendapkan pada

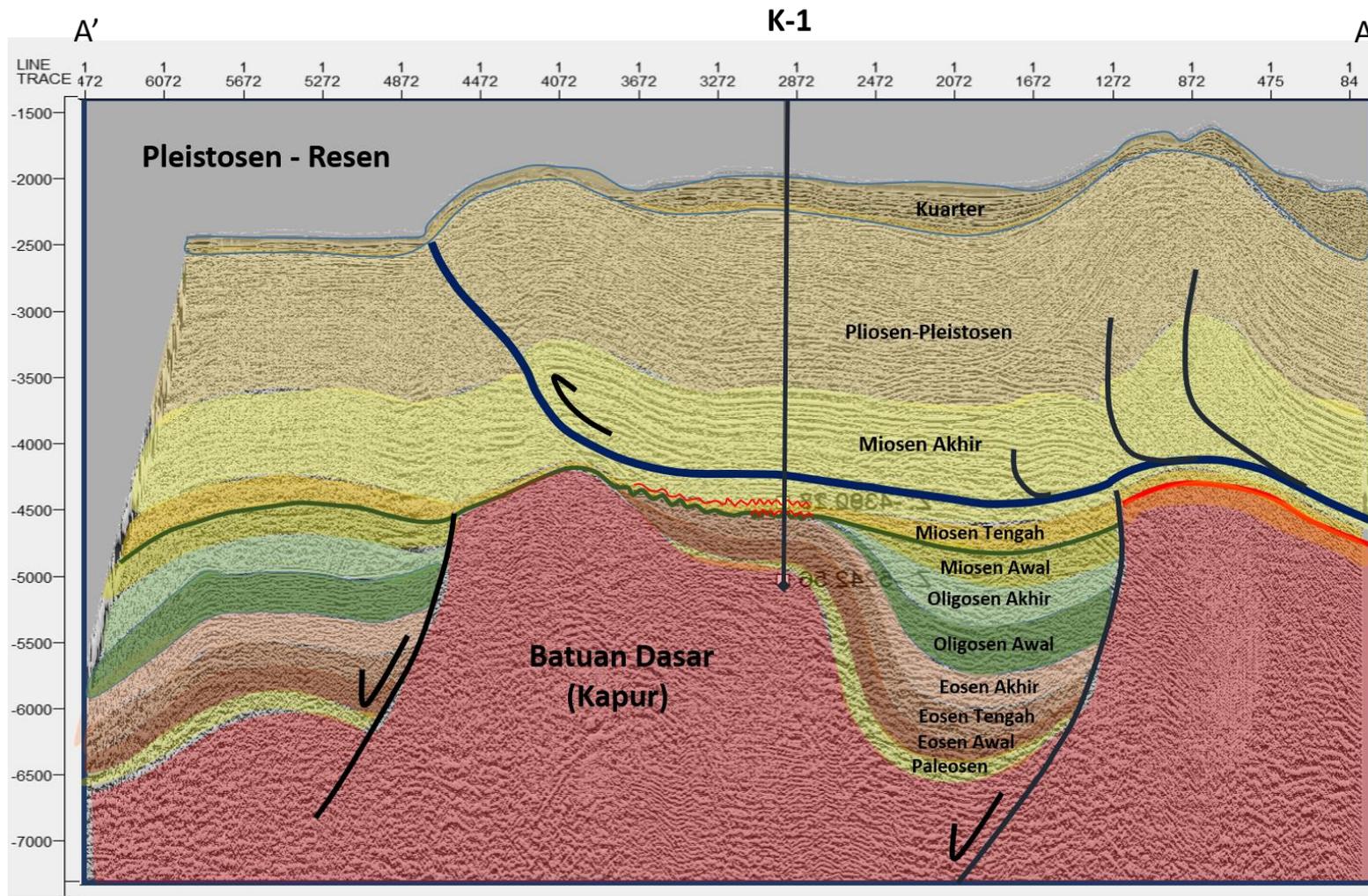
lingkungan yang awalnya lakustrin, namun dengan terjadinya transgresi awal, terkait dengan pembukaan Selat Makassar, mengakibatkan pengendapan sedimen laut dangkal sampai akhir Eosen Tengah.

Telah terjadi dua kali erosi di daerah ini. Erosi pertama terjadi pada akhir Miosen Tengah, ditandai dengan adanya ketidakselarasan pada kedalaman 14.430 *feet*, mengakibatkan tidak munculnya sedimen berumur Eosen Akhir, Oligosen Awal-Akhir, dan Miosen Awal. Erosi kedua terjadi pada sekitar periode Miosen Akhir, pada kedalaman 14.390 *feet*, mengakibatkan tidak adanya sebagian sedimen berumur Miosen Tengah-Akhir (Gambar 4.42 dan 4.43).

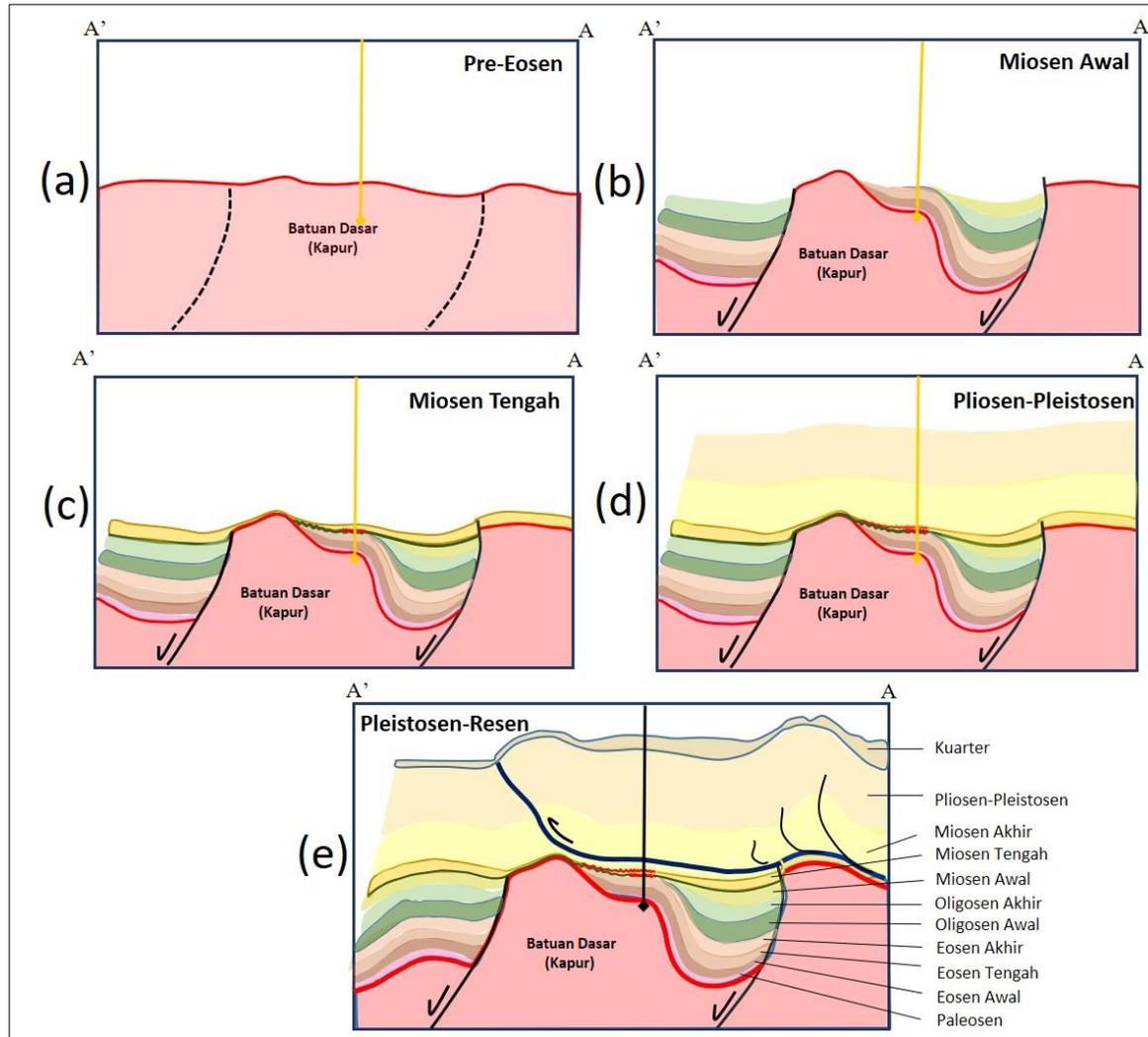
Pada umur Pliosen terdapat gejala *thin skinned tectonic* (Rodgers, 1949) berupa *thrust fold* melalui bidang gelincir (*detachment zone*) di bidang perlapisan sekuen Miosen Tengah. Zona *detachment* juga ditemukan di sumur K-1, berada di atas perlapisan *tuff*, dengan kedalaman 14.248 *feet* pada periode Miosen Akhir. Hal ini dapat terlihat pada log komposit (Gambar 4.44) dan interpretasi seismik yang melewati sumur K-1 (Gambar 4.42 dan 4.43) (Sutadiwiria *et al.*, *In Press*). Adanya kontribusi kuat sedimen darat dan terjadinya sedimentasi rombakan (*reworked*) dapat dijelaskan oleh rekontruksi geologi melalui restorasi seismik pada Gambar 4.43.

### 4.2.3 Interpretasi Geologi

Untuk mendapatkan gambaran hubungan tatanan geologi di daratan Sulawesi Barat dan Selat Makassar bagian timur, dilakukan reinterpretasi komposit antara

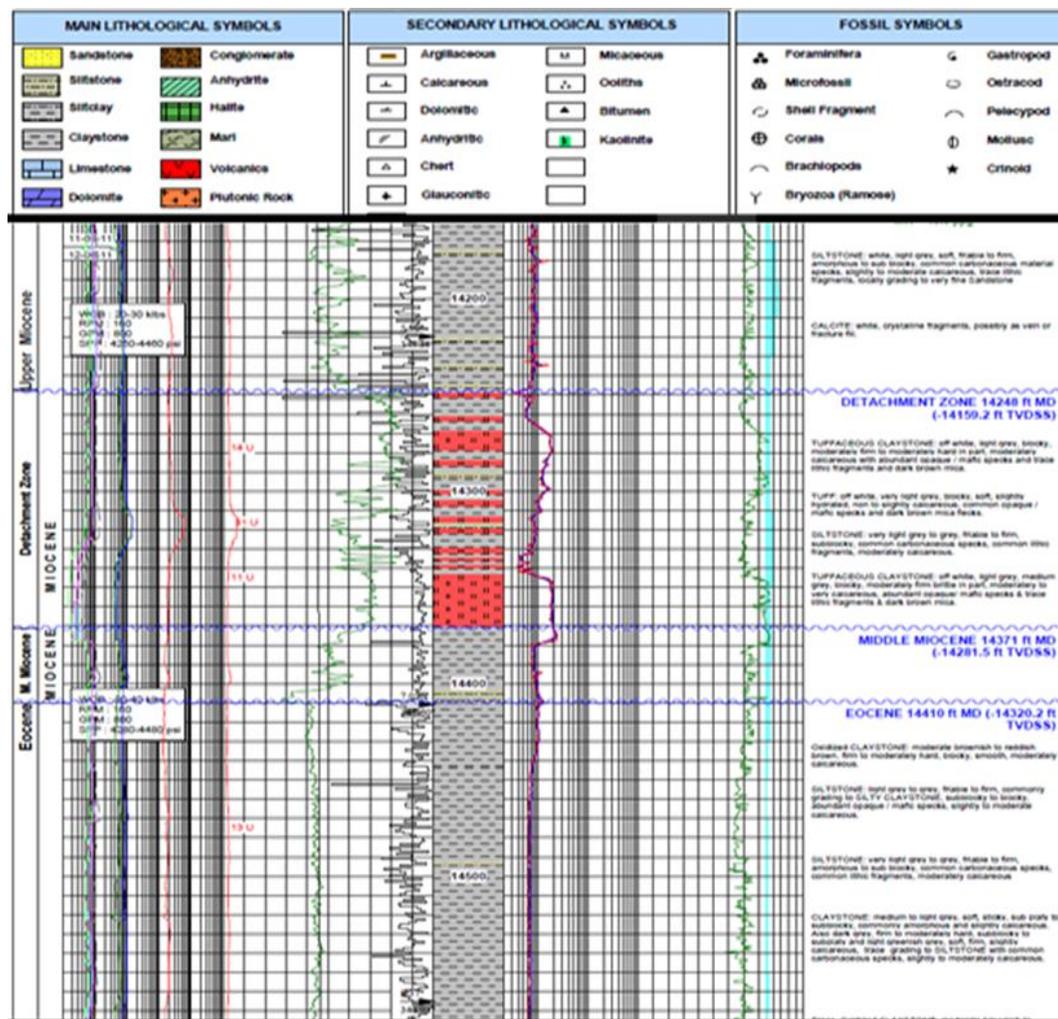


Gambar 4.42 Reinterpretasi seismik yang melewati lokasi sumur K-1.



**Gambar 4.43** Rekonstruksi dan penampang seismik saat ini melalui sumur K-1.

seismik laut yang melewati sumur referensi K-1 dan seismik darat yang melewati sumur referensi LYS (Gambar 4.45). Strukturasi horst dan graben hasil pemekaran (*rifting*) pada saat Paleogen tidak hanya terdapat di Selat Makassar, tetapi juga terbentuk di daratan Sulawesi Barat. Dengan demikian, cakupan area Cekungan Makassar tidak hanya meliputi Selat Makasar, tetapi juga meliputi daratan Sulawesi Barat.

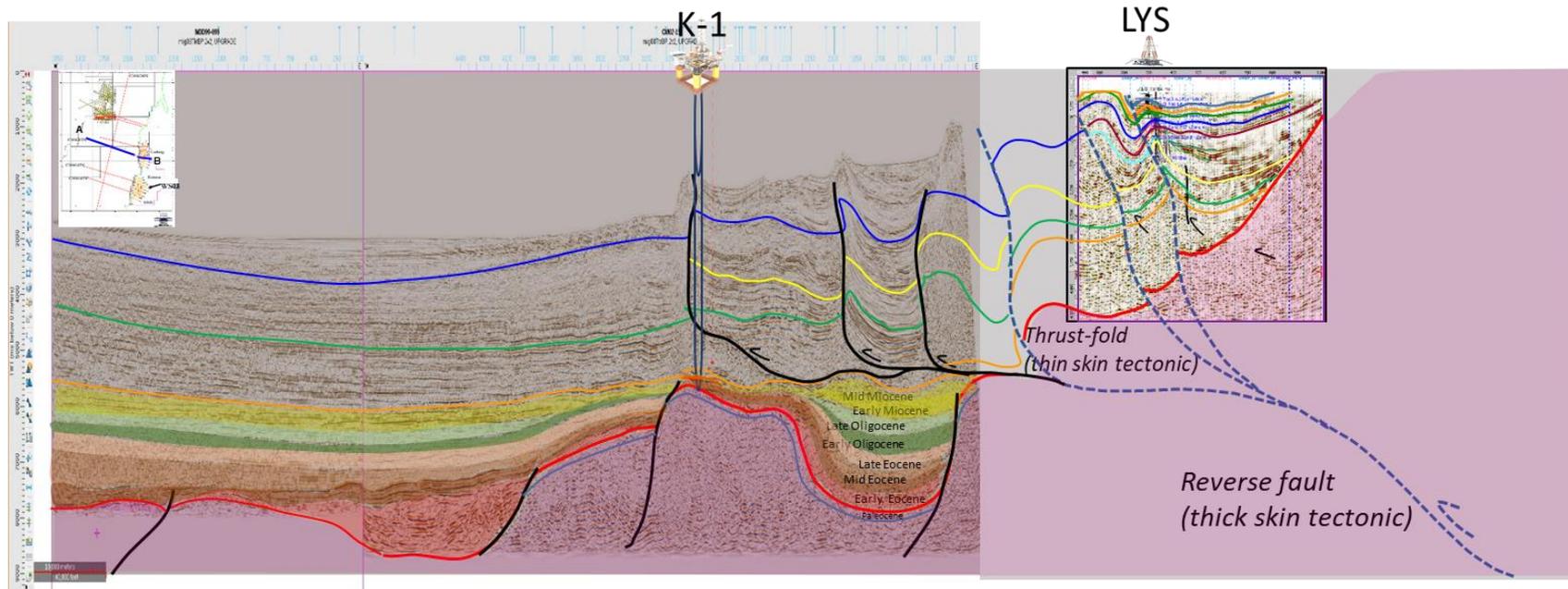


Gambar 4.44 Log komposit Sumur K-1 (ConocoPhillips, 2011).

Rekonstruksi reinterpretasi seismik komposit laut ke darat menunjukkan bahwa secara regional, strukturasi horst dan graben pada pembukaan Cekungan Makassar lebih berkembang pada bagian timur Cekungan Makassar, yaitu di daratan Sulawesi Barat dan Selat Makassar bagian timur, dibandingkan dengan Cekungan Makassar bagian barat dan sentral (Gambar 4.45). Hal ini mendukung model pemekaran (*rifting*) asimetris dengan kinematika *simple shear*, dengan mekanisme blok timur (Sulawesi Barat) yang meregang dan bergerak ke arah timur melalui *mega-shear* sesar listrik (Gambar 2.5).

Sebagai akibat dari terjadinya *collision* di bagian timur Sulawesi, yang telah dimulai sejak umur Miosen Akhir bagian bawah dan mengalami puncaknya pada umur Pliosen-Pleistosen, Sulawesi Barat mengalami tektonik kompresif dari arah timur yang mengakibatkan deformasi. Pengaruh tektonik kompresif kala Pliosen-Pleistosen di bagian laut (Selat Makassar bagian timur) berupa *thin-skinned tectonic* (Rodgers, 1949), sebagai pensesaran dan perlipatan anjak (*thrust-fold*) dengan bidang gelincir pemisah (*detachment zone*) berada di bidang perlapisan Miosen Akhir bagian bawah (Neogen) (Gambar 4.45).

Zona *detachment* merupakan bidang gelincir yang disebabkan oleh adanya bidang perlapisan yang jenuh air. Kondisi jenuh air atau mampat air inilah yang menyebabkan proses litifikasi terhadap perlapisan batuan terganggu, sehingga terjadi *overpressure* dan *unconsolidated* pada perlapisan, yang selanjutnya menyebabkan terbentuknya bidang gelincir,



**Gambar 4.45** Tatanan dan geologi di daratan Sulawesi Barat dan lepas pantai Selat Makassar bagian timur berdasarkan reinterpretasi seismik komposit yang melewati sumur referensi K-1 dan LYS.

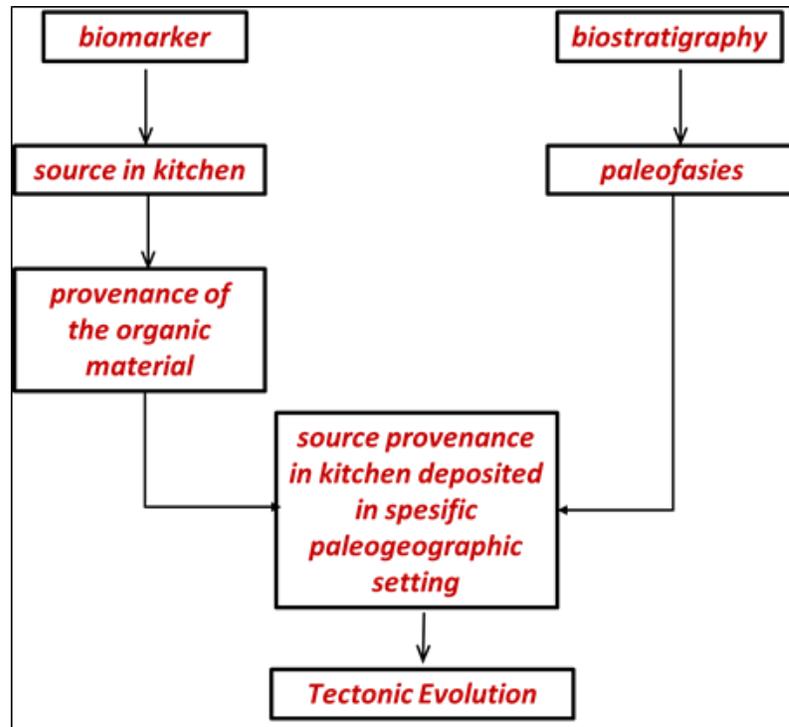
Pada Gambar 4.45, graben-graben pada umur Paleogen di Selat Makassar bagian timur terlihat tidak mengalami deformasi *thick-skinned tectonic* (Rodgers, 1949). Sebaliknya, di bagian daratan Sulawesi Barat terlihat adanya *thick-skinned tectonic* berupa pensesaran naik (*reverse fault*) dan pensesaran anjak (*thrust fault*) disertai dengan perlipatan. Intensitas deformasi tektonik kompresif dari arah timur sangat kuat, sehingga graben-graben umur Paleogen pada bagian bawah dari daratan Sulawesi Barat, yang semula berada sejajar atau lebih rendah dari graben-graben di laut, terangkat dan menjadi lebih tinggi, serta sebagian graben juga mengalami inversi (Gambar 4.45).

#### **4.2.4 Evolusi Tektonik Berdasarkan Karakterisasi Biomarker dan Paleofasies**

Hubungan antara evolusi tektonik dengan paleofasies dibuat berdasarkan analisis biomarker, interpretasi dan sintesis paleofasies sampel-sampel sumur pengeboran dan sampel permukaan, serta reinterpretasi geologi dari data seismik dan sumur referensi (Gambar 4.46).

Data biostratigrafi eksisting sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur menunjukkan bahwa sampel sumur pengeboran pada kedalaman 16.910-17.120 *feet* memiliki paleofasies berupa lakustrin marginal dengan umur Eosen Awal-Paleosen Tengah (Harsanti *et al.*, 2013). Hasil analisis petrografi dan K/Ar *radiometric dating* sumur K-1 eksisting menunjukkan bahwa sampel pada kedalaman 17.200-17.300 *feet* terdiri dari litologi berupa batulempung serpihan dengan umur Paleosen Awal

(Geoservices, 2012). Data eksisting tersebut juga menunjukkan bahwa pada kedalaman 17.340-17.360 *feet* terdiri dari litologi berupa batulempung serpihan dengan material vulkanik (sebagai pengotor) pada bagian dasar sumur, yang berumur Kapur Akhir.



**Gambar 4.46** Hubungan antara evolusi tektonik dengan paleofasies berdasarkan analisis biomarker.

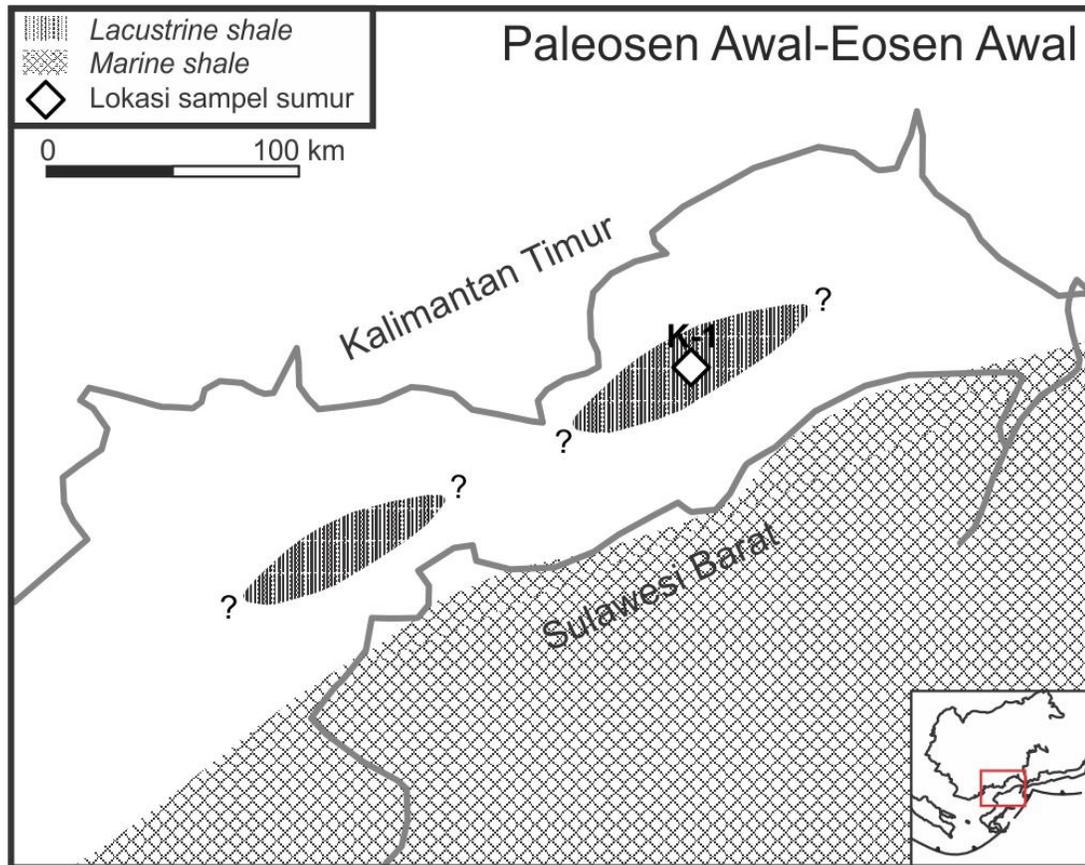
Data biostratigrafi eksisting pada sumur KYS di daratan Sulawesi Barat menunjukkan bahwa sampel pada kedalaman 4.310-4.400 meter memiliki paleofasies berupa laut (neritik tengah-luar) dengan umur Eosen Tengah (Muhamad *et al.*, 2012). Berdasarkan dari data sampel permukaan yang dijumpai (sampel FS-9, FS-10, dan FS-12), ditemukan juga beberapa sampel berupa serpih (*shale*) dan batulempung serpihan,

dengan umur cukup tua yaitu Eosen Tengah-Kapur Akhir, dengan paleofasies intertidal, neritik luar, hingga batial atas.

Atas dasar ditemukannya litologi serpih dan batulempung serpihan pada sampel permukaan dan data sumur (biostratigrafi dan *radiometric dating*), dengan paleofasies intertidal-batial atas dan umur tua (Paleosen Awal-Eosen Akhir), serta proporsi C<sub>27</sub> sterana yang relatif tinggi (35,77-45,02%) dibanding dengan proporsi C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> sterana, memberikan adanya penafsiran baru yaitu dijumpainya batuan induk *marine shale* di Sulawesi Barat dan batuan induk *lacustrine shale* di Selat Makassar bagian timur (Gambar 4.47).

Atas dasar analisis biostratigrafi dan *dating* terhadap sampel yang diperoleh di sumur dan di permukaan, penulis juga mendapatkan penafsiran baru bahwa pemekaran dan strukturasi graben terjadi setidaknya tidak lebih muda dari umur Paleosen Awal. Penafsiran ini berbeda dengan pemikiran dari beberapa peneliti sebelumnya, yang umumnya menyatakan bahwa pemekaran Selat Makassar dan pembentukan graben terjadi pada kala Eosen Tengah (Situmorang, 1982; Hall, 1996; Moss dan Wilson, 1998; Guntoro, 1999; Calvert dan Hall 2003, 2007; Satyana, 2015).

Sesuai dengan mekanisme *rifting* model Wernicke (1985), bagian daratan Sulawesi Barat mengalami subsiden yang lebih cepat dibandingkan dengan subsiden di Selat Makassar.



**Gambar 4.47** Batuan induk *marine shale* dan *lacustrine shale* berumur Paleosen Awal-Eosen Awal di daratan Sulawesi Barat dan Selat Makassar bagian timur.

Berdasarkan data-data ini, ditafsirkan bahwa pada umur Eosen Tengah, paleofasies di Sulawesi Barat berbeda dengan paleofasies di Selat Makassar bagian timur. Selat Makassar bagian timur berada pada paleofasies lakustrin, sedangkan daratan Sulawesi Barat sudah berada pada paleofasies laut. Dengan demikian, dapat ditafsirkan bahwa terdapat perbedaan lingkungan paleogeografi antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat.

Posisi sumur K-1 berada pada ketinggian horst, sehingga boleh dikatakan bahwa alas pengendapan (*clinoform*) pada horst sumur K-1 tidak stabil, sehingga menyebabkan mudah untuk terjadinya erosi dan pengendapan dari *reworked* sedimen. Dengan demikian, beberapa biomarker berupa material organik daratan banyak yang mudah tertransport ke lingkungan laut, menyebabkan kuantitas dan kontribusi dari material organik daratan di laut cukup tinggi (Gambar 4.48). Kelimpahan tanaman angiosperma selama periode Neogen juga menyebabkan terlihat tingginya kelimpahan tumbuhan tingkat tinggi asal triterpana, seperti oleanana, yang kelimpahannya lebih tinggi dibandingkan pada periode Paleogen (Gambar 4.48). Distribusi biomarker pada sampel laut dalam mengonfirmasi keberadaan material tumbuhan tingkat tinggi terkait dengan meningkatnya tanaman angiosperma dan pohon hutan dataran rendah tropis yang kaya akan resin tanaman seperti *Dipterocarpaceae*.

Variasi konsentrasi biomarker tumbuhan tingkat tinggi dari Paleogen ke Neogen mencerminkan perubahan dari lakustrin dan laut dangkal ke perairan laut dalam, dan kelimpahan yang lebih besar dari tanaman angiosperma selama Neogen. Kontribusi yang lebih besar dari fitoplankton laut di laut dangkal dibandingkan dengan laut dalam diyakini karena jarak yang lebih pendek dari zona fotik ke dasar laut dan kurangnya oksidasi (Gambar 4.48).

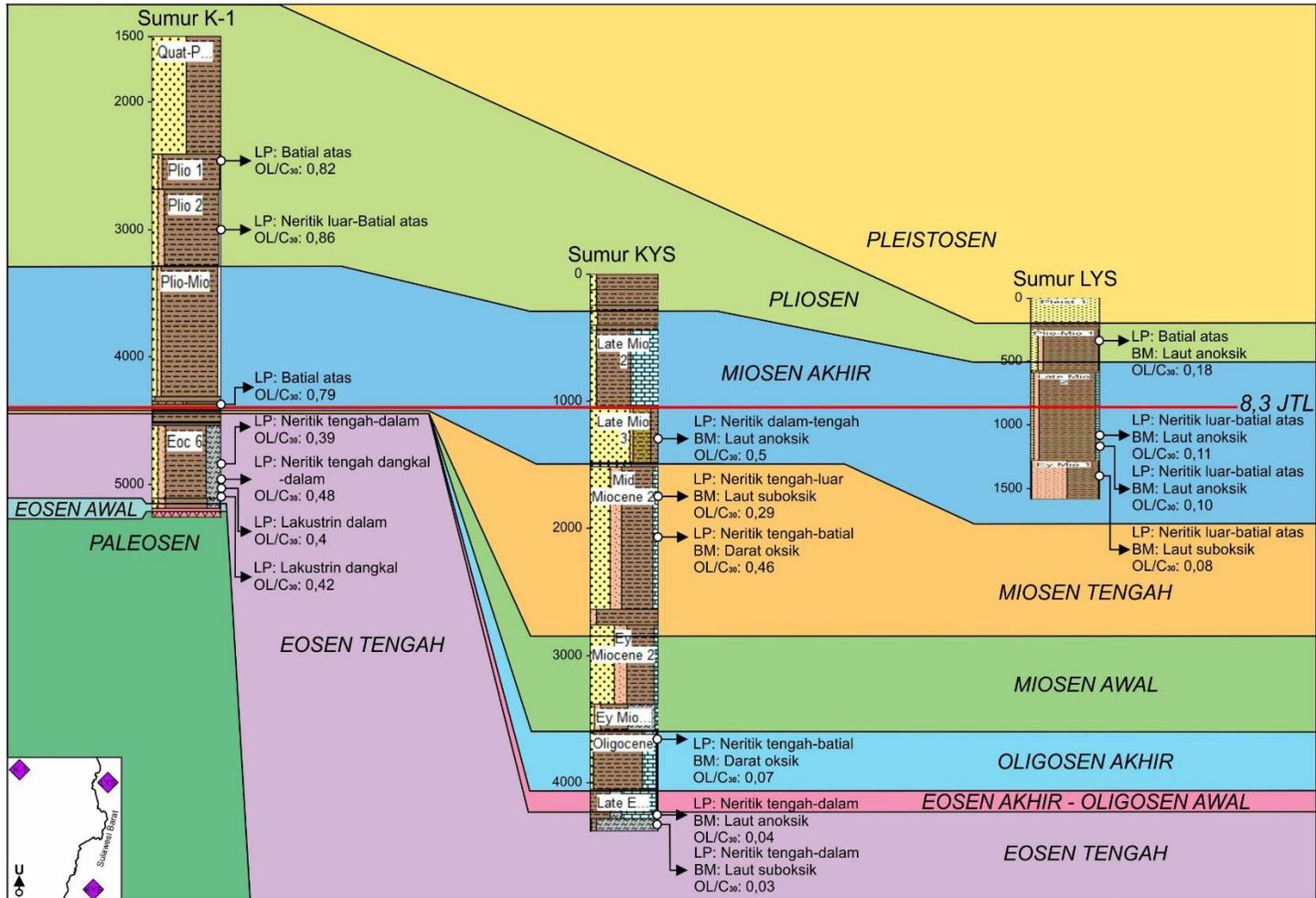
Pada Gambar 4.48 juga terlihat bahwa tektonik kompresi yang berasal dari arah sebelah timur Sulawesi dapat dikonfirmasi sudah mulai terjadi pada kala Miosen Akhir, yang kemudian dilanjutkan secara aktif oleh terjadinya *collision* (tubrukan) pada kala

Pliosen-Pleistosen dari arah timur Sulawesi, sehingga menyebabkan terjadinya deformasi.

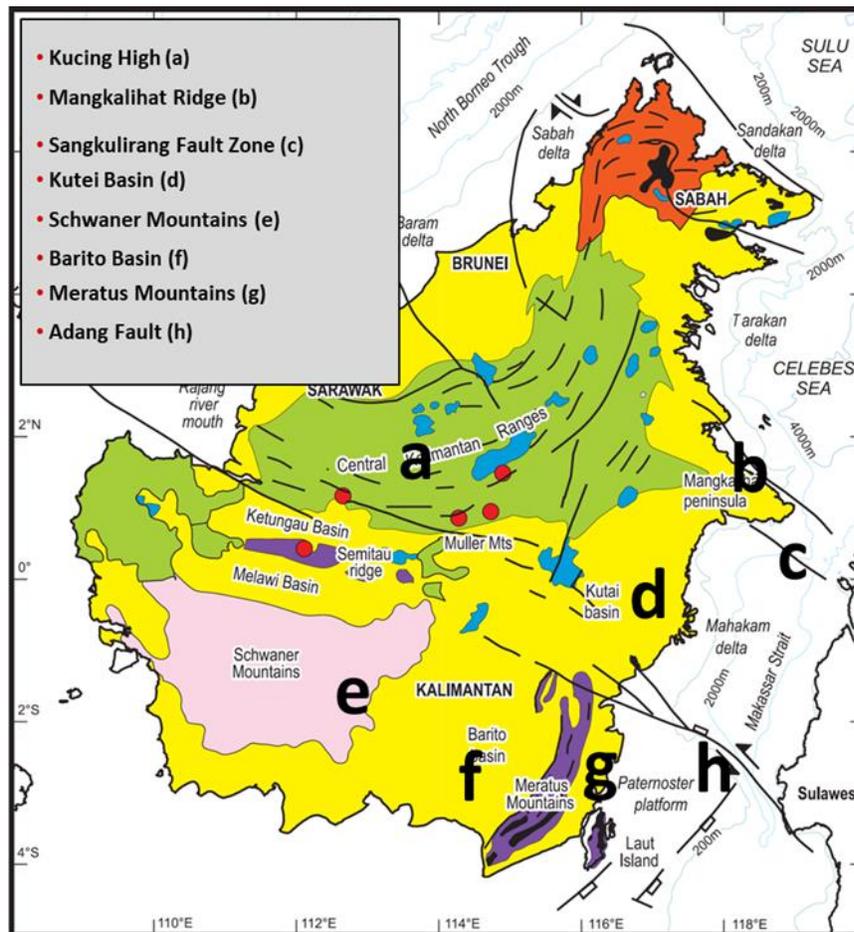
Terlihat bahwa pada kala Miosen Akhir, ketebalan sedimen di Sulawesi Barat relatif tipis, yang semakin menebal ke arah Selat Makassar. Adanya tektonik kompresi menunjukkan bahwa tektonik dari arah timur lebih kuat, sehingga menyebabkan terjadinya *trust loading* di bagian depannya, yaitu pada bagian barat. Selanjutnya, hal ini berpengaruh terhadap sedimen-sedimen yang berumur muda (Neogen) di Selat Makassar bagian timur, yang terlihat lebih tebal dibandingkan dengan sedimen yang berada di sebelah timur.

#### **4.3 Perbandingan dengan Cekungan Kutai, Kalimantan Timur**

Secara geologi, Cekungan Kutai dibagi menjadi dua bagian (Gambar 4.49), yaitu Cekungan Kutai Atas, di daerah Mahakam bagian atas ke sebelah barat laut Delta Mahakam saat ini, dan Cekungan Kutai Bawah, di sebelah atas delta dan ke timur-tenggara menuju wilayah laut saat ini (Argakoesoemah, 2017).



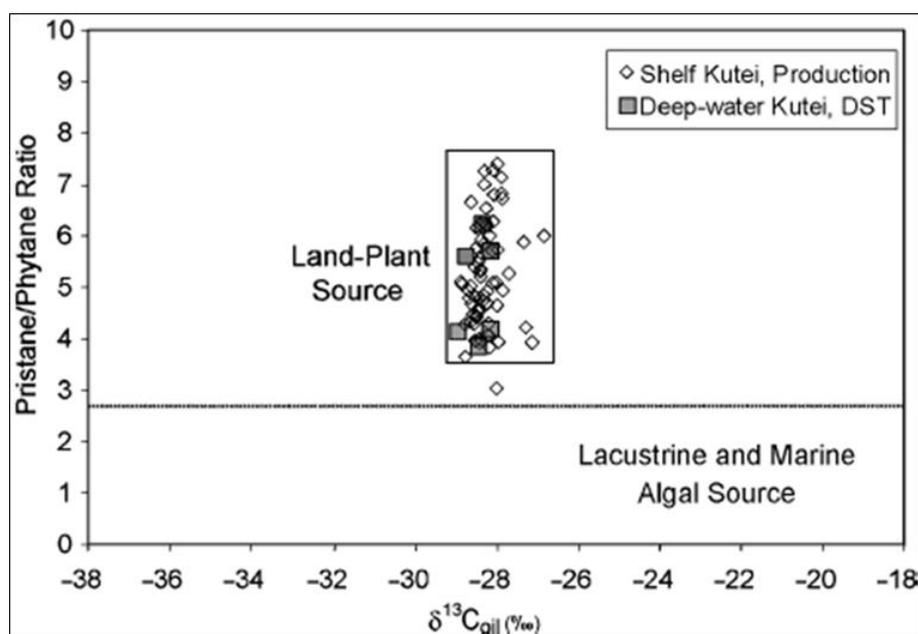
**Gambar 4.48** Korelasi antar sumur K-1, KYS, dan LYS, memperlihatkan data biostratigrafi, geokimia, dan perbandingan dari perkembangan biomarker (dalam hal ini adalah oleanana) pada umur Paleogen dan Neogen, disamping hubungannya dengan evolusi tektonik antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat.



**Gambar 4.49** Posisi Cekungan Kutai di Kalimantan Timur sebagai perbandingan terhadap daerah penelitian (modifikasi dari Hamilton, 1979; Moss dan Wilson, 1998; dan sumber lain, dalam Hall dan Nichols, 2002).

Analisis geokimia terhadap minyak, gas, dan kondensat di Cekungan Kutai menunjukkan bahwa material organik yang ada di dalam minyak, gas, dan kondensat berasal dari tanaman darat (kerogen tipe III) yang ditafsirkan merupakan batuan induk utama untuk akumulasi terbentuknya minyak dan gas (Paterson *et al.*, 1997; Peters *et al.*, 2000), yang kemudian tertransport ke dasar cekungan oleh arus turbidit pada saat laut berada pada tahap *lowstand* (Saller *et al.*, 2006).

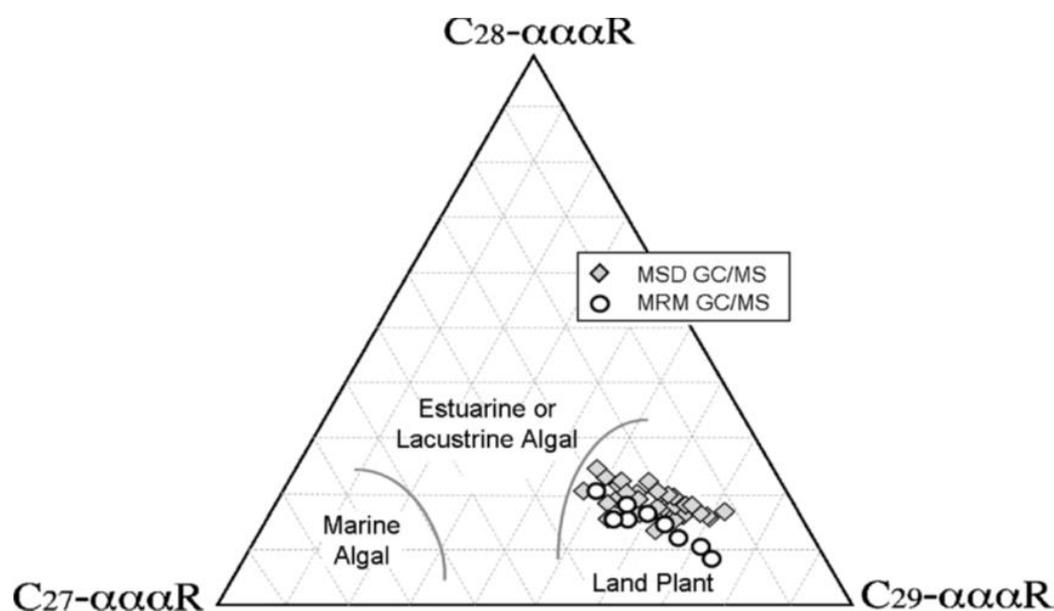
Berdasarkan indikasi yang terlihat pada rasio pristana/fitana, sterana dan diasterana, dan biomarker-biomarker yang lain pada analisis molekuler menggunakan GC dan GC/MS (Saller *et al.*, 2006), akumulasi minyak dan gas pada Cekungan Kutai, baik di area laut dalam maupun di paparan, sebagian besar berasal dari material organik tanaman darat (Gambar 4.50).



**Gambar 4.50** Crossplot antara rasio pristana/fitana terhadap rasio isotop karbon untuk Cekungan Kutai, pada sumur-sumur di area paparan dan laut dalam. Semua sampel berada di bidang yang menunjukkan asal material organik tanaman darat (Saller *et al.*, 2006).

Pada saat pengendapan batuan induk, cekungan berada pada lingkungan anoksik/oksik, ditunjukkan dengan rasio pristana/fitana yang tinggi (antara 4-7), yang konsisten dengan pengendapan material tanaman darat (Powell dan McKirdy, 1973; Hunt, 1996).

Seperangkat biomarker tanaman darat yang berasal dari tumbuhan angiosperma, antara lain oleanana, bikadinana, dan lupanoid, terdapat di semua minyak dan kondensat di Cekungan Kutai (Curiale *et al.*, 2005). Dominasi dari C<sub>29</sub> sterana terhadap C<sub>27</sub> dan C<sub>28</sub> sterana yang tampak pada diagram sterana juga mendukung hal yang sama, bahwa *source facies* dari fluida hidrokarbon di Cekungan Kutai berasal dari material organik tanaman darat (Saller *et al.*, 2006; Gambar 4.51).



**Gambar 4.51** Nomor karbon C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> sterana fraksi saturat dari sampel minyak dan kondensat di Cekungan Kutai (MSD = *Mass Selective Detector*, MRM = *Metastable Reaction Monitoring*), yang diplot pada diagram ternary menurut Huang dan Meinschein, 1979 (Saller *et al.*, 2006).

C<sub>30</sub> sterana, sebagai penanda material organik laut (Peters *et al.*, 2005), hampir tidak ditemukan, yang menggambarkan tidak adanya kontribusi yang signifikan dari kerogen alga laut pada minyak dan kondensat di Cekungan Kutai.

Lokasi lapangan laut dalam Cekungan Kutai pada kala Miosen Awal-Tengah berada pada *slope* (kemiringan) sampai dasar cekungan, yang didominasi oleh sedimen klastik pada sistem deltaik, dalam hal ini terbukti oleh pengeboran pada sumur-sumur di daratan dan sampel permukaan di Kalimantan Timur (Duval *et al.*, 1992a, b; Allen dan Chambers, 1998). Dominasi oleh sedimen klastik ini berlangsung hingga kala Miosen Akhir, Pliosen, dan Holosen (Saller *et al.*, 2004), dalam hal ini sedimen diendapkan pada saat muka laut berada pada tahap *lowstand* yang kemungkinan berasosiasi dengan *lowstand* delta (Redhead *et al.*, 2000; Sherwood *et al.*, 2001; Guritno *et al.*, 2003).

Bachtiar *et al.* (2013) menyampaikan bahwa hasil analisis pirolisis gas kromatografi (GC) terhadap 2 (dua) sampel rembesan minyak berumur Eosen dan fasies delta di Cekungan Kutai mengindikasikan bahwa minyak tersebut berasosiasi dengan material organik tipe I dan tumbuhan daratan tingkat tinggi dari tipe II/III, dengan *source facies* didominasi oleh *terrestrial* (daratan) hingga delta selama kala Eosen.

Berdasarkan data tentang Cekungan Kutai di atas, dapat ditafsirkan bahwa Cekungan Kutai dan Cekungan Makassar sama-sama memiliki sistem laut terbuka. Dominasi munculnya material organik daratan, seperti oleanana, bikadinana, dan lupanoid, di semua minyak dan kondensat di Cekungan Kutai (Curiale *et al.*, 2005), yang juga diperlihatkan oleh biomarker yang muncul di Selat Makassar bagian timur (sumur K-1), mengonfirmasi adanya transportasi yang ekstensif dari material tanaman angiosperma yang berasal dari darat ke laut dalam. Kandungan biomarker dalam

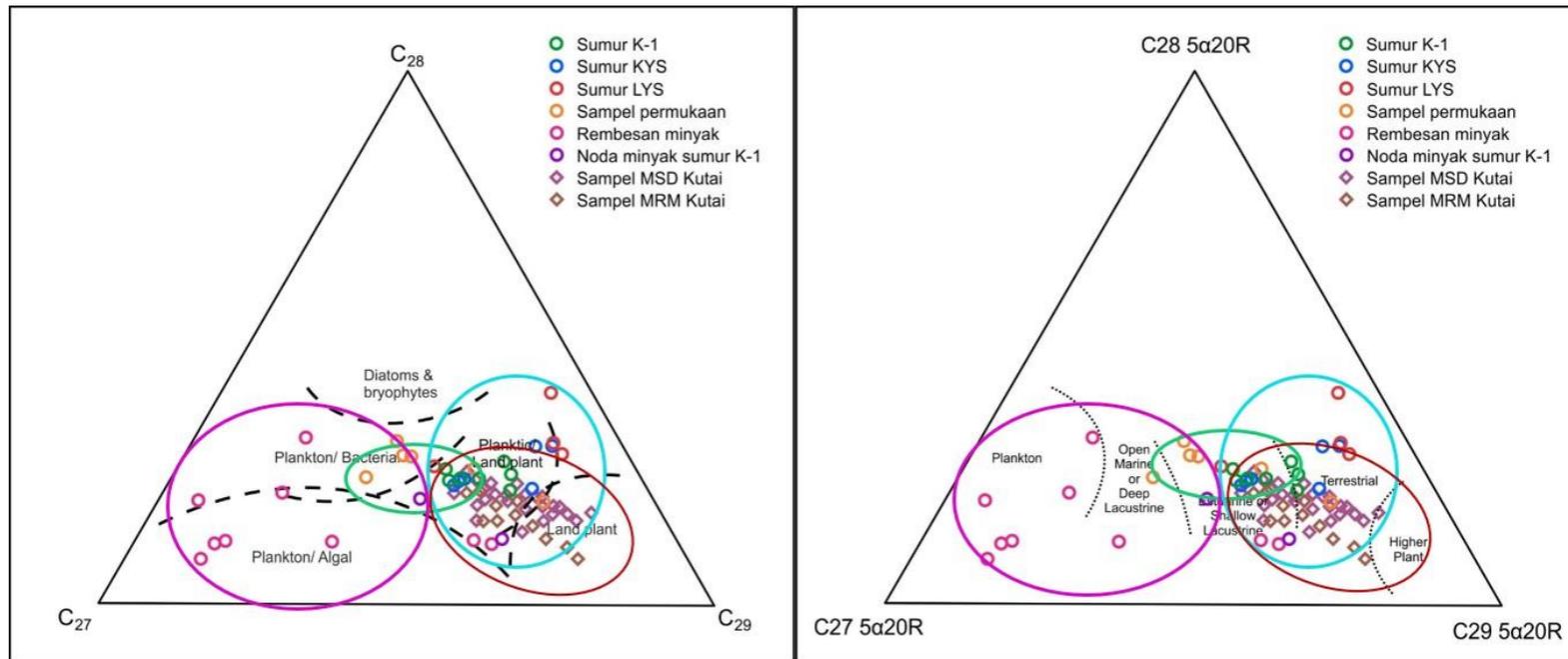
sedimen yang terendapkan di perairan laut dalam ini mencerminkan kontribusi yang kuat dari material organik yang berasal dari darat. Apabila dibandingkan dengan Selat Makassar bagian timur, batuan sedimen yang mengangkut material organik di Cekungan Kutai lebih kasar, yaitu batupasir.

Pada diagram ternary nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana (Gambar 4.52), yang membandingkan posisi *source facies* di Cekungan Kutai terhadap *source facies* di Cekungan Makassar, jelas memperlihatkan adanya dominasi *source facies* di Cekungan Kutai, yang tidak memperlihatkan adanya kontribusi yang signifikan dari kerogen alga laut. Hal ini cukup berbeda dengan *source facies* di Cekungan Makassar yang masih memperoleh kontribusi sedang-kuat dari material organik asal laut.

Diagram ternary pada Gambar 4.52 jelas memperlihatkan bahwa apabila dibandingkan terhadap *source facies* yang ada di Cekungan Makassar, kehadiran  $C_{30}$  sterana sebagai penanda material organik laut di Cekungan Kutai hampir tidak ada. Sedikit menjadi catatan di sini bahwa *plotting* ulang yang dilakukan terhadap data sampel Cekungan Kutai pada diagram ternary memperlihatkan adanya perbedaan *source facies* dibandingkan dengan studi sebelumnya (Saller *et al.*, 2006).

#### **4.4 Paleogeografi Sulawesi Barat dan Kalimantan Timur**

Gambar 4.53, 4.54, 4.55, dan 4.56 merupakan peta paleogeografi daerah Kalimantan Timur hingga Sulawesi Barat, pada umur Paleosen Awal-Eosen Awal, Eosen Tengah, Miosen Awal-Tengah, dan Miosen Akhir-Pliosen Awal.



**Gambar 4.52** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana fraksi saturat dari keseluruhan sampel di daerah penelitian dibandingkan terhadap sampel minyak dan kondensat di Cekungan Kutai (MSD = *Mass Selective Detector*, MRM = *Metastable Reaction Monitoring*) (Saller *et al.*, 2006), yang diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b).

Peta paleogeografi dibuat dengan menggunakan *template* peta paleogeografi oleh Moss dan Wilson (1998). Dalam hal ini penulis hanya fokus menggambarkan paleofasies di daerah penelitian, yaitu di daerah Selat Makassar bagian timur dan pantai Sulawesi Barat, sehingga paleofasies yang tampak pada gambar merupakan paleofasies yang didasarkan dari hasil penelitian ini serta Moss dan Wilson (1998).

Berbeda dengan yang telah disampaikan oleh Moss dan Wilson (1998), penulis dalam hal ini tidak bertujuan untuk mengilustrasikan evolusi dari pulau Kalimantan dan Sulawesi selama masa Kenozoikum. Data-data yang digunakan oleh penulis yaitu berupa data-data sumur, yaitu data sumur K-1 di Selat Makasar bagian timur, data sumur-sumur LYS dan KYS, dan sampel permukaan di daratan Sulawesi Barat.

Apabila dibandingkan dengan paleogeografi yang digambarkan oleh Moss dan Wilson (1998), hasil penelitian menunjukkan perbedaan. Pada kala Paleosen Awal-Eosen Awal, Moss dan Wilson (1998) menggambarkan paleofasies Selat Makassar dan Sulawesi Barat sebagai darat, sedangkan penulis pada umur yang sama, dengan berdasarkan data-data di sumur K-1, menggambarannya sebagai lakustrin marginal, bahkan dari data *dating* di sumur K-1, paleofasies lakustrin ditafsirkan sudah dimulai sejak Paleosen Awal, yaitu pada saat pemekaran dan strukturasi graben ditafsirkan mulai terbentuk (Gambar 4.53).

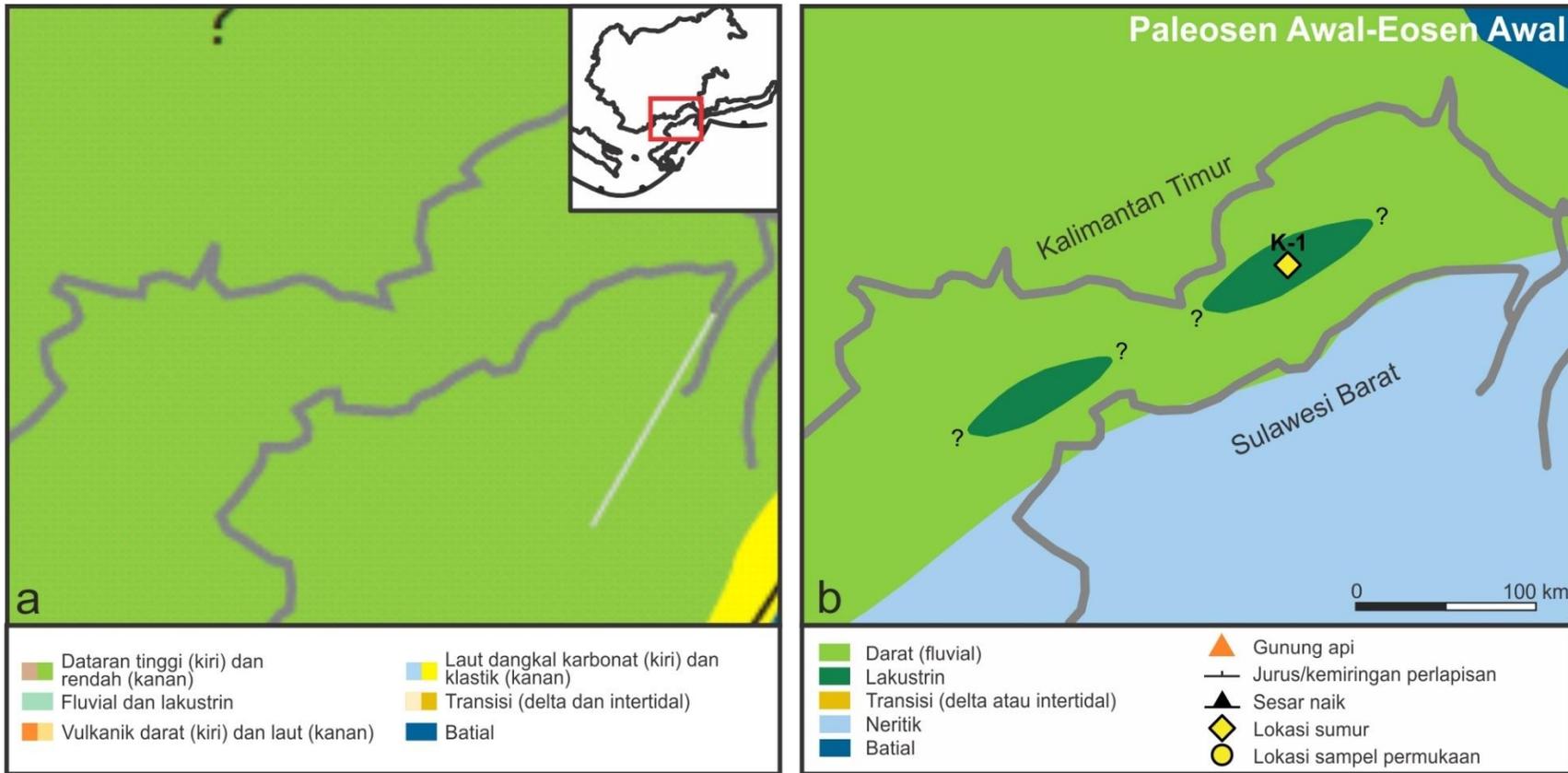
Pada kala Eosen Tengah, Moss dan Wilson (1998) menggambarkan Selat Makassar dan Sulawesi Barat masing-masing sebagai batial dan darat, sedangkan dengan adanya data dari sumur K-1, penulis menggambarkan adanya perubahan paleofasies di Selat Makassar mulai dari lakustrin dangkal, lakustrin dalam, neritik,

hingga batial. Sementara di Sulawesi Barat, berdasarkan data sumur KYS dan sampel-sampel permukaan (sampel FS-4, FS-5, FS-10, FS-11, dan FS-12) digambarkan dengan adanya paleofasies neritik (laut dangkal) di antara darat, transisi, dan batial (Gambar 4.54).

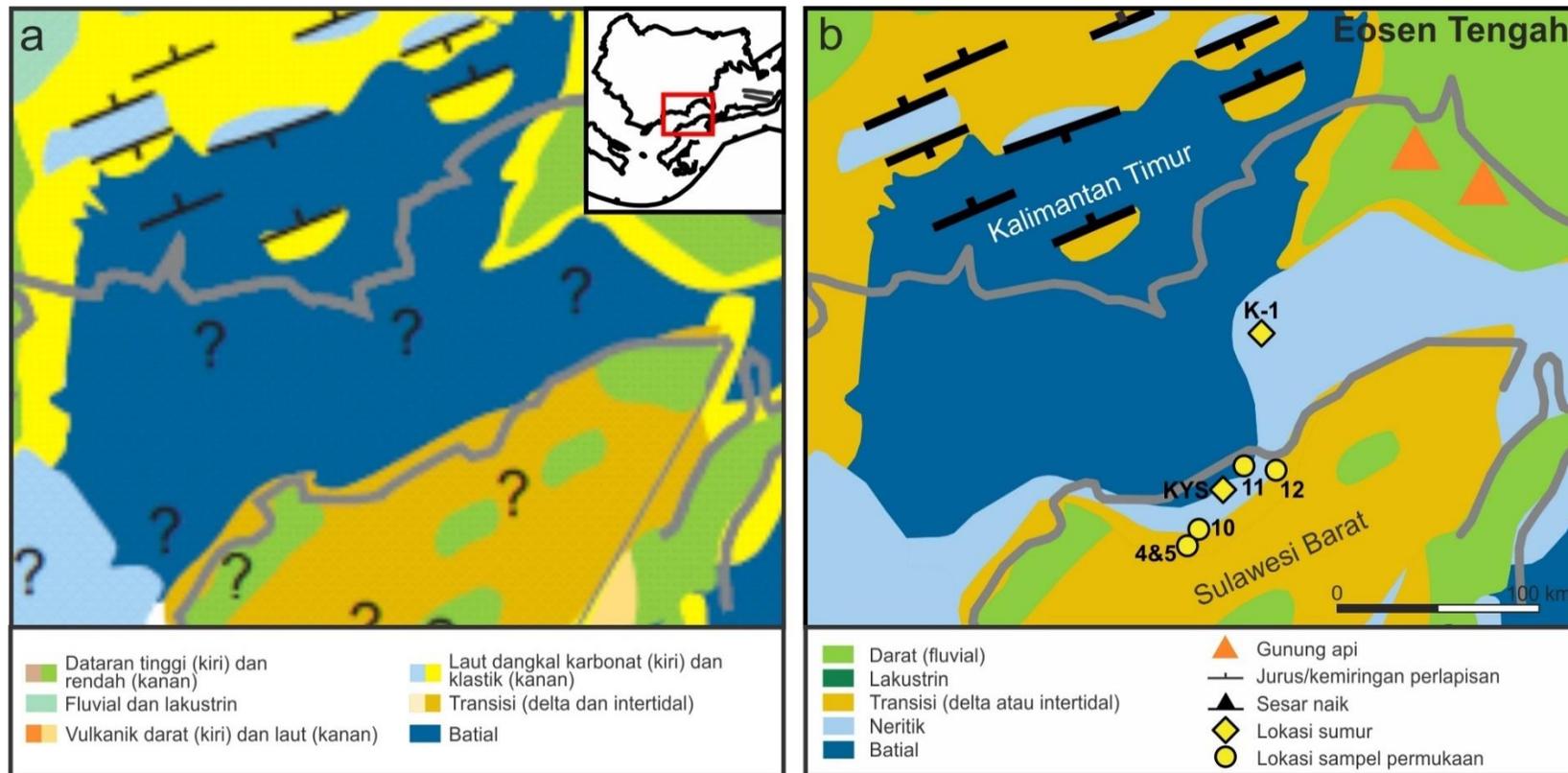
Pada kala Miosen Awal-Tengah, Moss dan Wilson (1998) menggambarkan Selat Makassar sudah berada pada paleofasies batial, sementara Sulawesi Barat digambarkan sebagai darat (fluvial) dengan sedikit neritik di bagian baratnya. Pada umur ini, berdasarkan data sumur KYS dan data permukaan, penulis menafsirkan adanya paleofasies neritik diantara darat, transisi, dan batial di Sulawesi Barat (Gambar 4.55).

Pada kala Miosen Akhir-Pliosen Awal (Gambar 4.56), Selat Makassar digambarkan sudah berada pada paleofasies batial (Moss dan Wilson, 1998), sementara di Sulawesi Barat digambarkan sebagai darat dan paparan klastik laut dangkal (*shallow marine clastic shelf*). Berdasarkan data sumur-sumur K-1, LYS, dan KYS pada umur yang sama, penulis menggambarkan bahwa paleofasies di Selat Makassar sudah menjadi batial, sementara Sulawesi Barat juga sudah berada pada paleofasies neritik hingga batial.

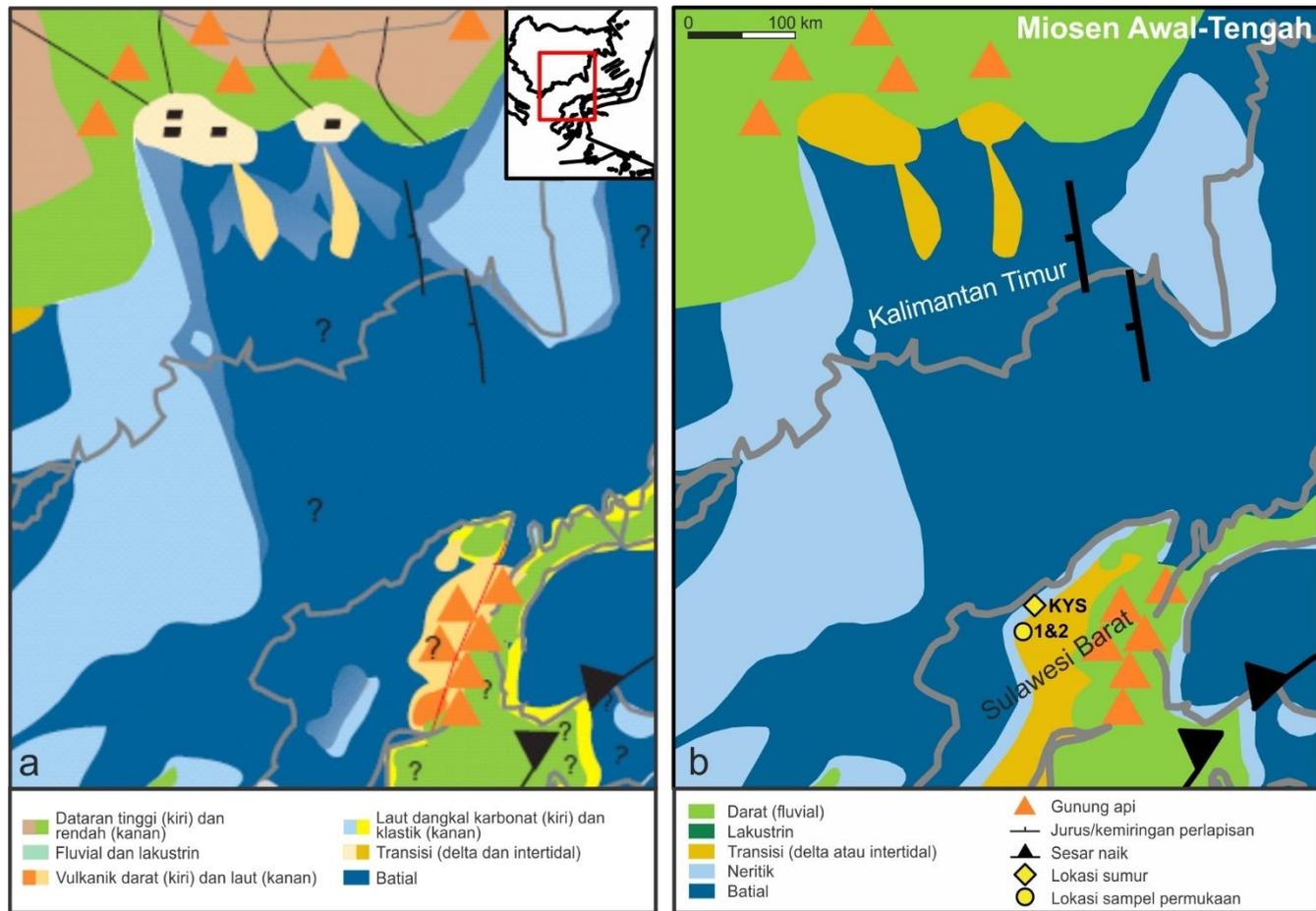
Peta paleogeografi yang dibuat ini (Gambar 4.53, 4.54, 4.55, 4.56, dan 4.57) juga mengonfirmasi bahwa proses transportasi dari material organik yang berada di Selat Makassar bagian timur berasal dari arah timur, yaitu dari daratan Sulawesi Barat, bukan dari Kalimantan Timur.



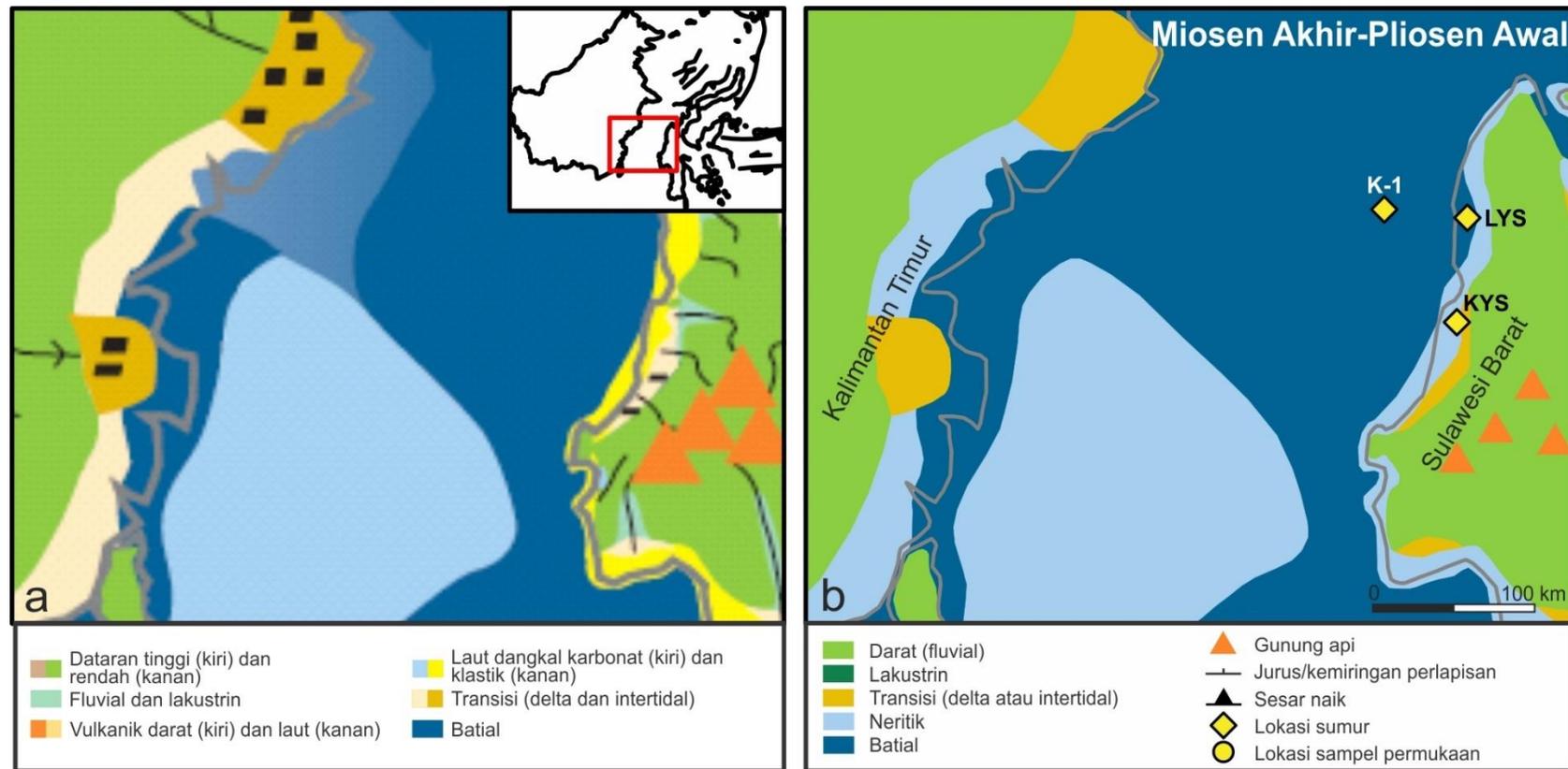
**Gambar 4.53** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Paleosen Awal-Eosen Awal, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur K-1, penulis menggambarkan paleofasies sebagai lakustrin marginal, dan dari data *dating* di sumur K-1, paleofasies lakustrin sudah dimulai sejak dari Paleosen Awal, yaitu pada saat awal terjadinya *rifting*, sedangkan di Sulawesi Barat ditafsirkan adanya paleofasies *marine*.



**Gambar 4.54** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Eosen Tengah, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur K-1, penulis menggambarkan adanya transisi perubahan paleofasies di Selat Makassar mulai dari lakustrin dangkal, lakustrin dalam, neritik, hingga batial, sedangkan di Sulawesi Barat, berdasarkan data sumur KYS (kedalaman 4.335–4.340 meter) dan sampel-sampel permukaan digambarkan sebagai neritik (laut dangkal) di antara darat dan batial, dengan sedikit kontribusi dari material darat.



**Gambar 4.55** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Miosen Awal-Tengah, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur KYS (kedalaman 1.765-1.785 meter dan 2.930-2.940 meter) dan data sampel permukaan, penulis menafsirkan adanya paleofasies neritik di antara darat dan batial di Sulawesi Barat, dengan kontribusi material darat yang tinggi.



**Gambar 4.56** Paleogeografi Kalimantan Timur dan Sulawesi Barat pada Miosen Akhir-Pliosen Awal, menurut Moss dan Wilson (a), dan interpretasi baru (b). Berdasarkan data sumur K-1, penulis menggambarkan paleofasies Selat Makassar sebagai batial, sedangkan dari data sumur LYS (kedalaman 340-1.416 meter) dan KYS (170-1.365 meter), Sulawesi Barat digambarkan sebagai neritik hingga batial, dengan kontribusi material darat yang tinggi.

Terkait dengan 3 (tiga) hipotesis yang telah dibahas pada subbab 2.3 sebelumnya, maka di bawah ini dapat dirangkum hal-hal yang penting sebagai berikut.

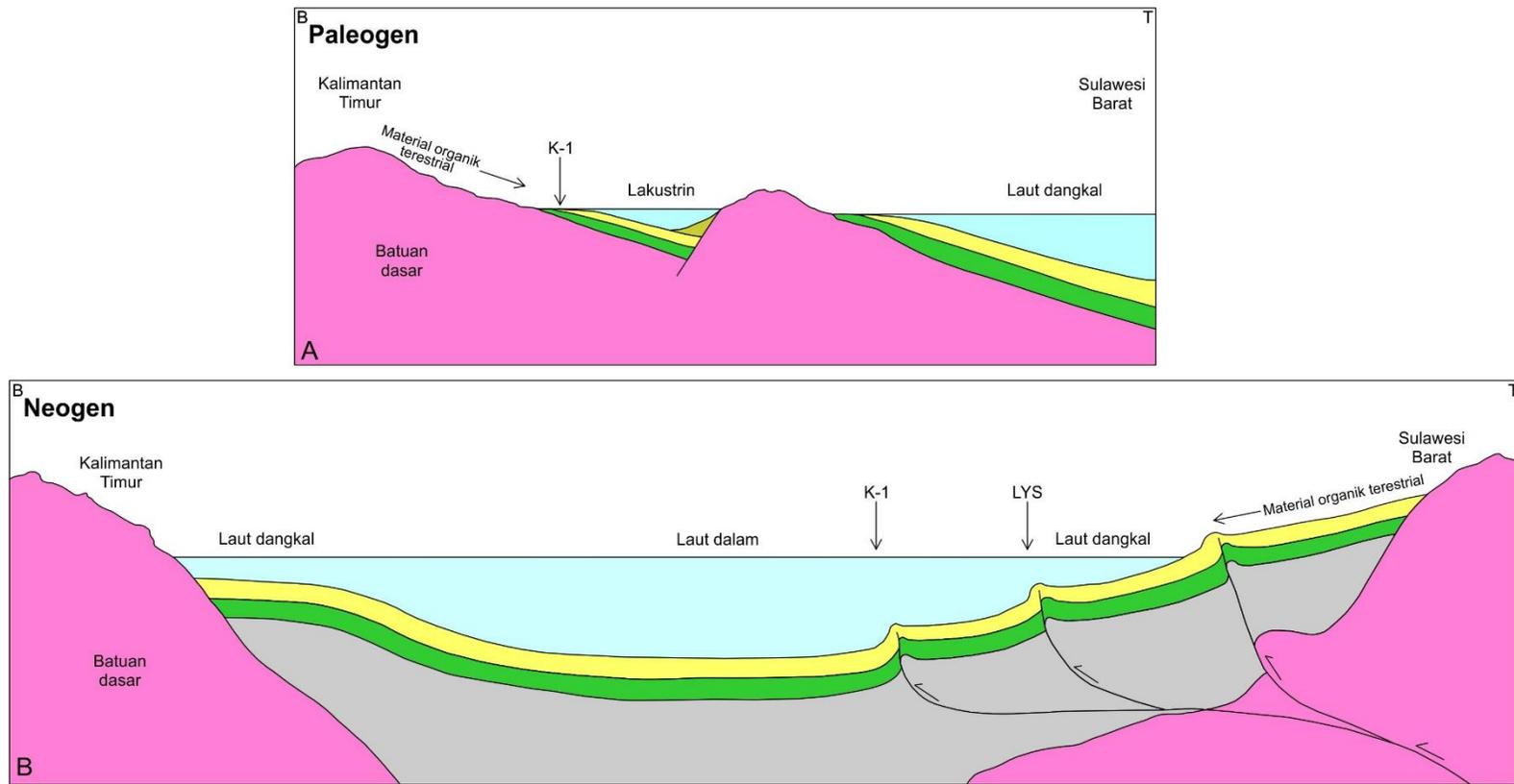
1) Pada umur Eosen, terjadi perbedaan paleofasies batuan induk antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat.

- Sesuai urutan pembentukan *rifting*, paleofasies pengisian sedimen graben setidaknya tidak lebih muda dari umur Paleosen Awal, baik di Selat Makassar maupun di Sulawesi Barat.
- Berhubung subsiden di bagian daratan Sulawesi Barat ditafsirkan terjadi lebih cepat dibanding Selat Makassar, maka pada kala Eosen terjadi perbedaan paleofasies antara daratan Sulawesi Barat dan Selat Makassar bagian timur, dalam hal ini Selat Makassar bagian timur dengan paleofasies masih lakustrin, sedangkan di Sulawesi Barat sudah menjadi laut (neritik tengah-luar).

Atas dasar ini maka dapat disimpulkan bahwa hipotesis pertama sesuai dan terbukti.

2) Adanya perbedaan tektonik antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat.

- *Rifting* pada bagian daratan Sulawesi Barat dan di Selat Makassar diperkirakan sama-sama terbentuk setidaknya tidak lebih muda dari umur Paleosen Awal, sesuai dengan mekanisme *extensional rift simple shear* (model Wernicke, 1985).



**Gambar 4.57** Profil paleogeografi Cekungan Makassar (Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat), pada umur Paleogen (A) dan umur Neogen (B).

- Ketika tektonik kompresional mulai terjadi pada umur Pliosen-Pleistosen akibat *collision* dari bagian timur Sulawesi, bagian daratan Sulawesi Barat mengalami *thick-skinned tectonic* dan *thin-skinned tectonic*, sedangkan di Selat Makassar tidak mengalami deformasi tektonik kompresif.

Atas dasar ini maka dapat disimpulkan bahwa hipotesis kedua sesuai dan terbukti.

- 3) Terdapat perbedaan tingkat kematangan hidrokarbon antara Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat (Gambar 4.41).

- Sesuai mekanisme *rifting* model Wernicke (1985), *rifting* dan pembentukan horst dan graben di Sulawesi Barat mengalami pembenaman (*burial*) lebih dalam dibanding *rifting* di Selat Makassar bagian timur.
- Pada Gambar 4.41 jelas tergambar bahwa sedimen berumur Eosen yang berada di Sulawesi Barat lebih matang dibandingkan dengan sedimen berumur Eosen di Selat Makassar bagian timur. Hal ini disebabkan oleh tebalnya sedimen berumur Oligosen dan Miosen di daratan Sulawesi Barat.

Atas dasar ini maka dapat disampaikan bahwa hipotesis ketiga sesuai dan terbukti.

Berdasarkan dari keseluruhan analisis yang telah dilakukan dan hasil penelitian yang diperoleh, terdapat beberapa perbedaan penafsiran. Semua pemikiran yang penulis sampaikan berdasarkan dari *hard data* (dalam hal ini adalah biomarker) dan data paleofasies. Hasil kompilasi antara analisis biomarker dan paleofasies dapat menggambarkan tatanan geologi, antara lain berupa paleogeografi.

Penulis menemukan beberapa penafsiran baru dalam penelitian yaitu dijumpainya batuan induk *marine shale* dari *source facies marine* alga di daratan Sulawesi Barat. Hal ini berbeda dengan yang telah disampaikan beberapa peneliti sebelumnya yang mengatakan bahwa *source facies* di Sulawesi bagian barat dianggap berupa fluvio-deltaik dari Group Toraja (Sutadiwiria *et al.*, 2016). Penemuan batuan induk *marine shale* ini berdasarkan litologi serpih dan batulempung serpihan pada sampel permukaan dan data sumur (biostratigrafi dan *radiometric dating*), dengan paleofasies intertidal-batial atas dan umur tua (Paleosen Awal-Eosen Akhir), serta proporsi C<sub>27</sub> sterana yang relatif tinggi (35,77-45,02%) dibanding dengan proporsi C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> sterana.

Penafsiran baru yang berikutnya adalah bahwa pemekaran dan strukturasi graben yang terbentuk di Selat Makassar terjadi setidaknya tidak lebih muda dari umur Paleosen Awal. Hal ini didasarkan atas analisis umur sedimen secara biostratigrafi terhadap sampel dengan paleofasies berupa lakustrin marginal dengan umur Eosen Awal-Paleosen Tengah, maupun dari data *dating* terhadap sampel batulempung serpihan dengan umur Paleosen Awal yang diperoleh di sumur maupun sampel batulempung serpihan di permukaan yang berumur Eosen Tengah-Kapur Akhir. Penafsiran ini berbeda dengan pemikiran dari beberapa peneliti sebelumnya yang umumnya menyatakan bahwa pemekaran Selat Makassar dan pembentukan graben terjadi pada kala Eosen Tengah (Situmorang, 1982; Hall, 1996; Moss dan Wilson, 1998; Guntoro, 1999; Calvert dan Hall, 2003, 2007; Satyana, 2015).

Penafsiran berikutnya adalah berhubungan dengan pembukaan Selat Makassar dan pembentukan Cekungan Makassar. Pembukaan Cekungan Makassar bagian timur, yaitu di daratan Sulawesi Barat dan Selat Makassar, berkembang lebih cepat dibandingkan dengan Cekungan Makassar bagian barat dan sentral, yang dikonfirmasi membuka secara asimetris dengan kinematika *simple shear* (mekanisme *rifting* model Wernicke, 1985) dengan mekanisme blok timur (Sulawesi Barat) yang meregang dan bergerak ke arah timur. Tidak terlihat bahwa Cekungan Makassar membuka secara simetris (model McKenzie, 1978) dengan kinematika *pure-shear*, seperti yang sudah disampaikan oleh peneliti sebelumnya (Situmorang, 1982).

Penafsiran berikutnya terkait dengan variasi konsentrasi biomarker tumbuhan tingkat tinggi dari umur Paleogen ke umur Neogen yang mencerminkan adanya perubahan dari lakustrin dan laut dangkal ke perairan laut dalam, serta kelimpahan yang lebih besar dari tanaman angiosperma selama umur Neogen.

Pada penelitian ini juga disampaikan bahwa tektonik kompresi yang berasal dari arah sebelah timur Sulawesi dapat dikonfirmasi sudah dimulai pada kala Miosen Akhir, yang kemudian dilanjutkan secara aktif oleh terjadinya *collision* (tubrukan) pada kala Pliosen-Pleistosen dari arah timur Sulawesi, sehingga menyebabkan terjadinya deformasi. Ketebalan sedimen pada Miosen Akhir di bagian Sulawesi Barat relatif tipis dan makin menebal ke arah Selat Makassar. Adanya tektonik kompresi menunjukkan bahwa tektonik dari arah timur lebih kuat, sehingga menyebabkan di bagian depannya, yaitu pada bagian barat terjadi *trust loading*. Selanjutnya, hal ini berpengaruh terhadap sedimen-sedimen yang berumur muda (Neogen) di Selat Makassar bagian timur, yang

terlihat lebih tebal dibandingkan dengan sedimen yang berada di sebelah timur. Penafsiran ini telah dieksekusi dengan pembuatan profil paleogeografi, sehingga tampak dengan jelas bahwa transportasi sedimen di Selat Makassar bagian timur pada umur Neogen berasal dari arah timur (Sulawesi Barat), bukan dari Kalimantan, seperti yang pernah disampaikan oleh Calvert (2007) (Gambar 4.57).

Penafsiran berikutnya yaitu terkait penggambaran paleogeografi. Apabila dibandingkan dengan paleogeografi yang digambarkan oleh Moss dan Wilson (1998), hasil penelitian menunjukkan perbedaan. Pada kala Paleosen Awal hingga Pliosen Awal, Moss dan Wilson (1998) menggambarkan paleofasies Selat Makassar dan Sulawesi Barat sebagai darat, sedangkan penulis pada umur yang sama menggambarkan adanya paleofasies neritik (laut dangkal) di antara darat, transisi, dan batial. Adanya tambahan paleofasies laut dangkal ini, yaitu berdasarkan data-data sampel sumur dan sampel permukaan.

#### **4.5 Hasil Pengujian Terhadap Validitas Data**

Berdasarkan keseluruhan identifikasi sampel-sampel yang dianalisis (Lampiran 5 dan 11), uji statistik dengan menggunakan rasio antara biomarker (*finger printing*) tidak dapat langsung diberlakukan pada penelitian ini. Variabel yang digunakan seperti pristana (Pr), fitana (Phy), nC<sub>31</sub>, nC<sub>19</sub>, triterpana, dan sterana (C<sub>27</sub>, bikadinana, oleanana, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub>) dapat digunakan untuk dapat mengetahui paleofasies dari biomarker-biomarker dimaksud, tetapi belum dapat memberikan dampak langsung

terhadap evolusi tektonik, seperti terjadinya *rifting*, *post rift*, *sagging*, maupun *uplift*. Adanya perubahan kandungan biomarker yang terdapat pada keseluruhan sampel ini, baik di sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur maupun yang ada di daratan Sulawesi Barat, mencerminkan input material organik dan material organik yang tersimpan di dalam batuan pada saat pengendapan, serta menggambarkan umur sedimen tersebut (Sutadiwiria *et al.*, 2018).

Oleh karena itu, terkait uji validitas ini, dilakukan model pengelompokan (*cluster*) sesuai yang digambarkan pada Tabel 4.7, menggunakan nilai rasio pristana/fitana (Pr/Phy). Kontribusi dari material organik ditunjukkan oleh besarnya persentase C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> sterana, begitu juga dengan rasio biomarker material organik darat seperti rasio oleanana/C<sub>30</sub>, bikadinana/C<sub>30</sub>, dan taraxastana/C<sub>30</sub>. Sampel-sampel daerah lepas pantai (sumur K-1) menggunakan persentase dari C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub> sterana, dan input material organik oleanana, bikadinana, dan taraxastana, dikarenakan hasil gas kromatografi tidak dapat digunakan.

Beberapa tahapan yang dilakukan dalam uji validaitas ini yaitu:

1) Standarisasi data

Data *raw* (Lampiran 5a) distandarisasi menggunakan persamaan (1) (subbab 3.5), yaitu dengan mengurangi nilai data dengan rata-rata variabel dan kemudian membaginya dengan nilai standar deviasi. Data yang telah distandarisasi disajikan pada Lampiran 5b. Data tersebut akan menghasilkan rata-rata dari masing-masing variabel sama dengan 0 dan standar deviasi sama dengan 1.

## 2) Matriks Euclidean

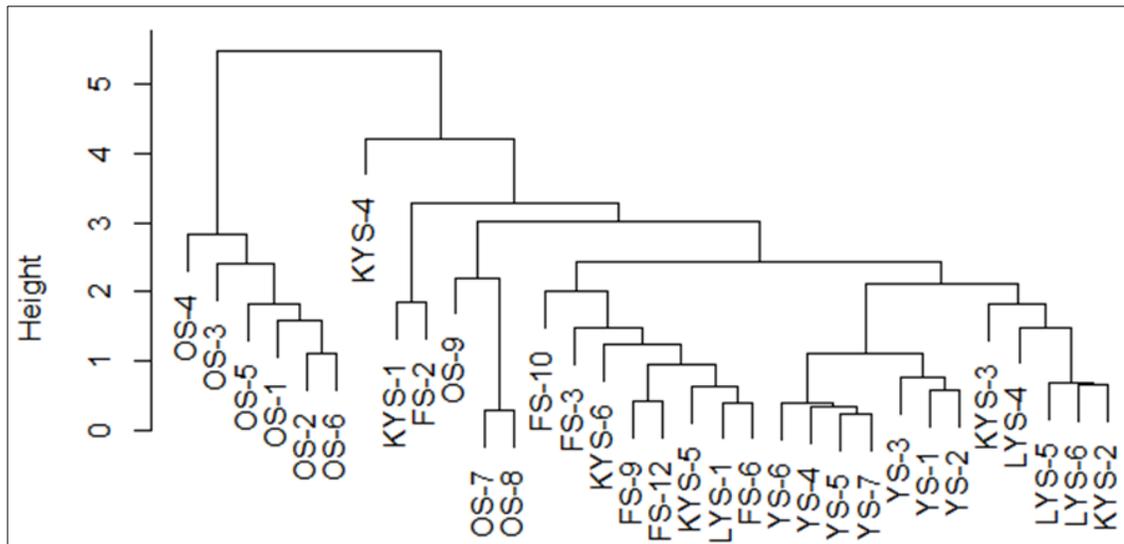
Pada data yang telah distandarisasi (Lampiran 5b), dihitung jarak Euclidean dengan rumus persamaan (2) (subbab 3.5). Kemudian, dibentuk matriks Euclidean dengan baris dan kolom menunjukkan sampel serta nilai berupa jarak antar sampel tersebut (Lampiran 5c).

## 3) Pembentukan kelompok

Metode *hierarchical clustering minimax linkage* digunakan untuk membentuk kelompok (*cluster*). Metode dilakukan dengan bantuan perangkat lunak RStudio versi 1.1.442 yang kemudian diperoleh dendogram seperti tampak pada Gambar 4.58. Ketinggian dendogram menyatakan jarak kedekatan sampel dalam kelompok. Ketinggian mencerminkan tingkat perbedaan, apabila semakin tinggi, semakin besar perbedaannya.

Untuk melihat kesamaan, dendogram pada Gambar 4.58 dibaca dari bawah (pasangan sampel yang paling dekat kemiripannya) ke atas:

1. Pasangan 1: YS-5 dengan YS-7
2. Pasangan 2: OS-7 dengan OS-8
3. Pasangan 3: YS-4 dengan Pasangan 1
4. Pasangan 4: YS-6 dengan Pasangan 3
5. Pasangan 5: LSY-1 dengan FS-6
6. Pasangan 6: FS-9 dengan FS-12
7. Pasangan 7: YS-1 dengan YS-2
8. Pasangan 8: KYS-5 dengan Pasangan 5



**Gambar 4.58** Dendrogram *cluster* hasil pengelompokan sampel berdasarkan nilai rasio Pr/Phy, rasio OL/C<sub>30</sub>, rasio Bic/C<sub>30</sub>, rasio Tx/C<sub>30</sub>, C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub>.

9. Pasangan 9: LYS-6 dengan KYS-2
10. Pasangan 10: LYS-5 dengan Pasangan 9
11. Pasangan 11: YS-3 dengan Pasangan 7
12. Pasangan 12: Pasangan 6 dengan Pasangan 8
13. Pasangan 13: OS-2 dengan OS-6
14. Pasangan 14: Pasangan 4 dengan Pasangan 11
15. Pasangan 15: KYS-6 dengan Pasangan 12
16. Pasangan 16: FS-3 dengan Pasangan 15
17. Pasangan 17: LYS-4 dengan Pasangan 10
18. Pasangan 18: OS-1 dengan Pasangan 13
19. Pasangan 19: KYS-3 dengan Pasangan 17

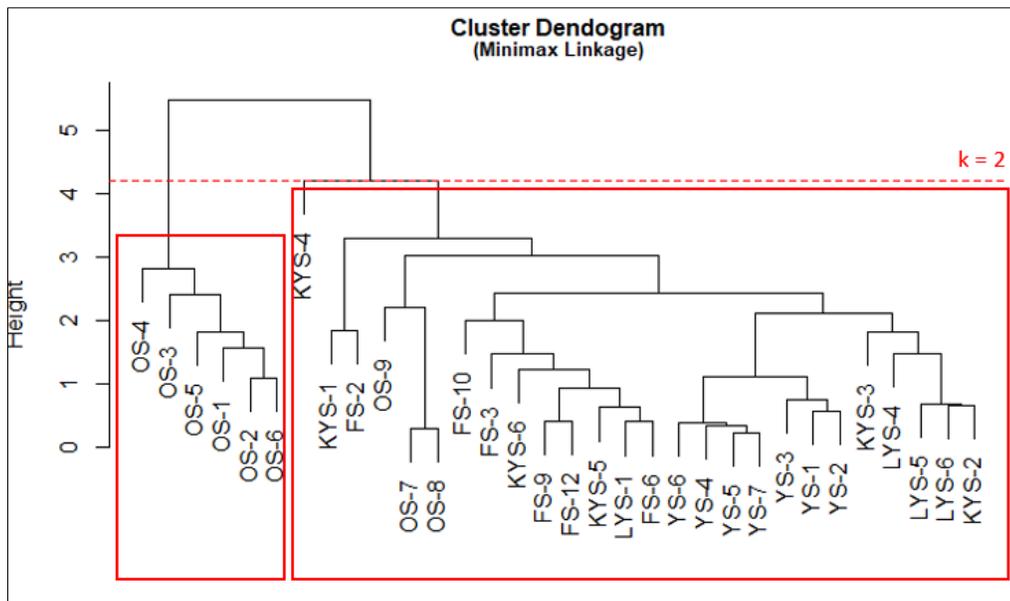
20. Pasangan 20: OS-5 dengan Pasangan 18
21. Pasangan 21: KYS-1 dengan FS-2
22. Pasangan 22: FS-10 dengan Pasangan 16
23. Pasangan 23: Pasangan 14 dengan Pasangan 19
24. Pasangan 24: OS-9 dengan Pasangan 2
25. Pasangan 25: OS-3 dengan Pasangan 20
26. Pasangan 26: Pasangan 22 dengan Pasangan 23
27. Pasangan 27: OS-4 dengan Pasangan 25
28. Pasangan 28: Pasangan 24 dengan Pasangan 26
29. Pasangan 29: Pasangan 21 dengan Pasangan 28
30. Pasangan 30: KYS-4 dengan Pasangan 29
31. Pasangan 31: Pasangan 27 dengan Pasangan 30

Sampel KYS-4 merupakan sampel terakhir yang berpasangan (Pasangan 30), terlihat pula dari posisinya di dendogram. Hal ini menunjukkan bahwa sampel KYS-4 paling tidak mirip dengan sampel lainnya. Hal tersebut kemungkinan disebabkan oleh nilai Pr/Phy pada sampel KYS-4 yaitu sebesar 5.99, yang paling tinggi di antara sampel lainnya sehingga menghasilkan jarak data yang tinggi.

#### 4) Menentukan banyaknya kelompok

Banyaknya kelompok (*cluster*) yang terbentuk ditentukan berdasarkan nilai indeks Calinski-Harabasz (CH) terbesar. Perhitungan indeks CH dilakukan dengan bantuan perangkat lunak RStudio versi 1.1.442. Nilai indeks CH yang diperoleh kemudian diplotkan (Lampiran 5d). Hasil plot menunjukkan nilai indeks CH melonjak pada  $k=2$ ,

sehingga ditetapkan dua (2) kelompok sebagai jumlah *cluster* yang akan dibentuk. Dari hasil dendogram, dibuat *cut-off* untuk  $k=2$  (Gambar 4.59), sehingga diperoleh Tabel 4.7.



**Gambar 4.59** Pengelompokan sampel menjadi dua (2) kelompok

Hasil analisis *hierarchical cluster minimax linkage* menghasilkan pengelompokan seperti terlihat pada Tabel 4.7.

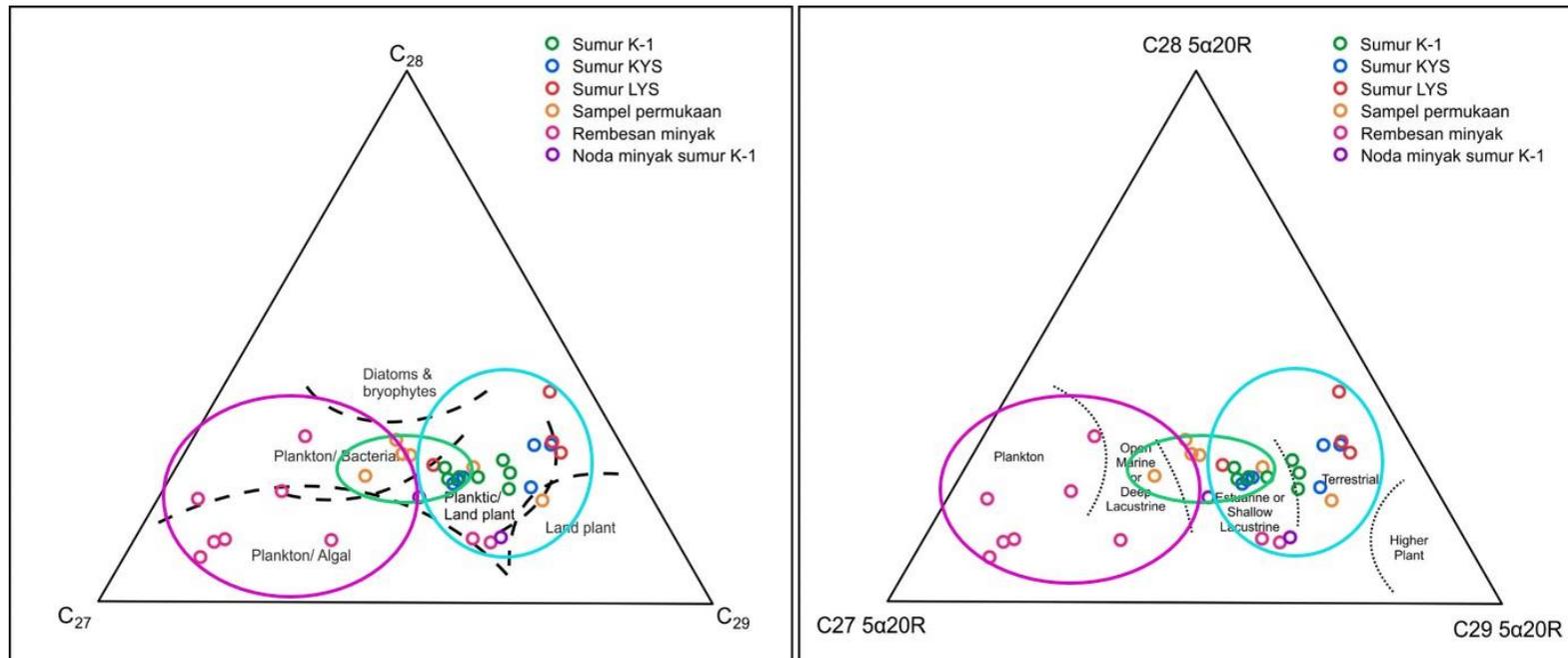
Berdasarkan metode *hierarchical clustering*, data terbagi menjadi dua (2) kelompok yang dapat diklasifikasikan yaitu:

1. Kelompok sampel yang memiliki *source facies marine* (laut).
2. Kelompok sampel yang memiliki *source facies fluvio-deltaik*.

**Tabel 4.7** Klasifikasi 2 (dua) kelompok dengan metoda statistika

Sample	Pr/Phy	OL/C <sub>30</sub>	Bic/C <sub>30</sub>	Tx/C <sub>30</sub>	C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>	C <sub>29</sub>
YS-1	0	0.82	2.46	0.11	22.62	21.31	56.07
YS-2	0	0.86	2.1	0.14	20.9	24.29	54.8
YS-3	0	0.79	1.44	0.09	20.86	26.82	52.32
YS-4	0	0.39	1.13	0.06	26.57	23.43	50
YS-5	0	0.48	1.41	0.06	29.58	23.59	46.82
YS-6	0	0.4	1.18	0.05	31.1	25.36	43.54
YS-7	0	0.42	1.25	0.05	31.75	23.02	45.24
LYS-1	0.31	0.18	0.29	0	32.61	26.09	41.3
LYS-4	0.79	0.11	1.49	0.11	6.67	39.75	53.58
LYS-5	0.94	0.1	1.9	0.04	10.96	30.43	58.61
LYS-6	1.59	0.08	1.62	0.08	10.59	28.42	60.98
KYS-1	0.82	0.5	5.39	0.11	11.45	30.12	58.43
KYS-2	2.01	0.29	1.18	0.09	14.33	29.78	55.9
KYS-5	0.64	0.04	0.1	0.01	29.94	23.22	46.83
KYS-6	1.75	0.03	0.08	0.02	30.85	22.71	46.44
FS-6	0.29	0.05	0.22	0	35.77	27.5	36.73
FS-9	0.98	0.17	0.32	0.06	36.91	27.76	35.33
FS-12	1.02	0.09	0.11	0.04	36.69	30.19	33.12
FS-2	2.44	0.93	5.76	0.17	26.5	25.21	48.29
FS-3	2.12	0.02	0.04	0.01	18.41	18.96	62.64
FS-10	2.42	0.63	0.99	0.16	45.02	23.62	31.37
KYS-3	3.75	0.46	0.48	0.07	18.8	21.82	59.38
KYS-4	5.99	0.07	0.12	0.04	28.88	23.71	47.41
OS-1	0	1.85	0.44	0.19	59.72	20.83	19.44
OS-2	0	1.89	0.33	0.19	75.47	11.32	13.21
OS-3	0	1.47	0.34	0.28	50.83	30.83	18.33
OS-7	0	0.93	0.21	0.12	33.33	11.11	55.56
OS-8	0	0.91	0.19	0.12	30.61	10.2	59.18
OS-4	0	4.17	0.89	0.5	79.17	8.33	12.5
OS-5	0	2.94	0.92	0.39	74.19	19.35	6.45
OS-6	0	2.27	0.92	0.3	73.53	11.76	14.71
OS-9	0	0.51	0.48	0.25	56.76	10.81	32.43

Berdasarkan klasifikasi data yang menghasilkan 2 (dua) kelompok, jika memperhatikan kembali Gambar 4.39, maka metode *cluster* ini mendukung keseluruhan sampel data yang berada di daerah penelitian. Hal ini juga diperlihatkan oleh Gambar 4.60, yang menunjukkan bahwa sekurang-kurangnya terdapat 2 (dua) kelompok/*source facies* yang ada di daerah penelitian.



**Gambar 4.60** Nomor karbon  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  sterana fraksi saturat dari sampel serbuk pengeboran sumur K-1, sampel noda minyak sumur K-1, sampel serbuk pengeboran sumur LYS dan KYS, sampel permukaan, dan sampel rembesan minyak pada Cekungan LY dan KY, diplot pada diagram ternary menurut Peters *et al.*, 2005 (a), dan Huang dan Meinschein, 1979 (b), yang memperlihatkan jumlah kelompok/*source facies* di daerah penelitian.

Berdasarkan pengelompokan secara *source facies* yang diperlihatkan pada Gambar 4.60 dan seperti yang telah disampaikan pada subbab 4.1.4 sebelumnya bahwa *source facies* di Sulawesi bagian barat yang dianggap dan dipercaya sebelumnya berupa fluvio-deltaik dari Group Toraja (Sutadiwiria *et al.*, 2016).

Apabila memperhatikan Gambar 4.47 dan 4.60, *source facies* di daerah penelitian (Sulawesi Barat dan Selat Makassar bagian timur) dapat disimpulkan dan dibagi menjadi 3 (tiga), yaitu:

1. *Source facies* di Sulawesi bagian barat, yaitu:
  - a. Laut (*marine*)
  - b. Fluvio-deltaik
2. *Source facies* di Selat Makassar adalah *lacustrine*.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Sesuai dengan tujuan akhir penelitian yang sudah disampaikan pada subbab 1.3, maka kesimpulan dari penelitian ini adalah:

1. Pada kala Eosen, terjadi perbedaan paleofasies antara Selat Makassar bagian timur dan daratan Sulawesi Barat, dalam hal ini Selat Makassar bagian timur memiliki paleofasies masih lakustrin, sedangkan di Sulawesi Barat sudah menjadi laut (neritik tengah-luar).
2. Evolusi tektonik Selat Makassar bagian timur dan Sulawesi Barat adalah sebagai berikut.
  - a. Secara tektonostratigrafi, *rifting* dengan strukturasi horst dan graben di Selat Makassar dan bagian daratan Sulawesi Barat ditafsirkan sama-sama terbentuk pada setidaknya tidak lebih muda dari umur Paleosen Awal.
  - b. Secara perubahan tipe tektonik, dibagi dua yaitu sebagai berikut.
    - Tektonik ekstensional, yaitu Selat Makassar dan Sulawesi Barat sama-sama mengalami proses peregangan (*rifting*) pada umur Paleogen.
    - Tektonik kompresional dari arah timur telah dimulai pada kala Miosen Akhir dan mencapai puncaknya pada kala Pliosen-Pleistosen, yang mengakibatkan terjadinya deformasi berupa:

- *Thick-skinned tectonic* dan *thin-skinned tectonic* di daratan Sulawesi Barat, berupa pensesaran dan perlipatan yang memotong serta menginversi graben-graben di Sulawesi Barat.
  - *Thin-skinned tectonic* di Selat Makassar, berupa pensesaran anjak dan perlipatan (*thrust-fold*) melalui bidang pemisahan (*detachment zone*) di bidang perlapisan Miosen Akhir bagian bawah (Neogen). sedangkan horst dan graben pada umur Paleogen di Selat Makassar tidak mengalami deformasi (*thick-skinned tectonic*).
  - Adanya tektonik kompresi menunjukkan bahwa tektonik dari arah timur lebih kuat, menyebabkan di bagian depannya, yaitu pada bagian barat, terjadi *trust loading*, yang selanjutnya berpengaruh terhadap sedimen-sedimen yang berumur muda (Neogen) di Selat Makassar bagian timur, yang terlihat lebih tebal dibandingkan dengan sedimen yang berada di sebelah timur.
3. Secara tipe batuan induk, di Selat Makassar bagian timur terdapat tipe batuan induk berupa *lacustrine shale* (kerogen tipe I), sedangkan di Sulawesi Barat terdapat tipe batuan induk berupa *marine shale* (kerogen tipe II/III).
- Sesuai dengan tingkat kematangan, sedimen berumur Eosen yang berada di Sulawesi Barat lebih matang dibandingkan dengan sedimen berumur Eosen di Selat Makassar. Hal ini disebabkan oleh laju pembedahan graben di Sulawesi Barat berlangsung lebih cepat dibanding laju pembedahan graben di Selat Makassar.

## 5.2 Saran

1. Cekungan Makassar (Selat Makassar dan Sulawesi Barat) masih memiliki sistem petroleum yang menarik untuk dieksplorasi, dengan batuan induk berumur Paleogen (Paleosen-Eosen).
  - 1.1 Dengan ditemukannya sampel noda minyak (*oil show*) pada pengeboran sumur K-1 di Selat Makassar bagian timur, dapat memiliki kontribusi yang lebih yaitu dengan melakukan studi lanjut terhadap sampel noda minyak tersebut, mengingat posisi sumur berada di sebelah barat dari graben terdekat di sebelah timur dari sumur K-1.
  - 1.2 Hal yang sama juga dapat diberlakukan terhadap sampel rembesan yang ditemukan di daratan Sulawesi Barat. Sumur KYS yang berada di graben menggambarkan adanya batuan induk *marine shale* dengan tingkat kematangan yang sangat baik, yaitu TOC sebesar 2,49%, Tmax sebesar 416°, dan VR sebesar 0,77%. Pengeboran dapat dilakukan lebih ke arah timur dari lokasi sumur KYS, terlebih apabila dapat dilakukan seismik akuisisi 3D sebelumnya di daerah penelitian.
2. Hasil penelitian menemukan batuan sedimen yang berumur Kapur Atas, sehingga berpeluang memiliki sistem petroleum Mesozoikum tersendiri.
3. Penulis mengharapkan penelitian ini dapat berguna bagi banyak pihak agar dapat meningkatkan aktivitas eksplorasi di daerah penelitian dan sekitarnya, bahwa dengan evaluasi secara komprehensif terhadap data geologi-geofisika-geokimia (3G) dan disesuaikan dengan analisis laboratorium pasca-pengeboran akan

meningkatkan penilaian terhadap peluang dan risiko terhadap aktivitas eksplorasi daerah tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- van Aarssen, B.G.K., Kruk C., Hessels J.K.C., dan de Leeuw J.W., 1990. Cis-cis-trans-bicadinane, a novel member of an uncommon triterpane family isolated from crude oils. *Tetrahedron Letters* 31, 4645-4648.
- van Aarssen, B.G.K., Hessels, J.K.C., Abbingk, O.A., dan de Leeuw, J.W., 1992. The occurrence of polycyclic sesqui-, tri- and oligoterpenoids derived from a resinous polymeric cadinene in crude oils from Southeast Asia. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 56, 1231-1246.
- Allen, G.P. dan Chambers, J.L.C., 1998. Sedimentation in the modern and Miocene Mahakam delta. *Indonesian Petroleum Association Guidebook*, 23.
- Argakoesoemah, R.M.I., 2017. Middle Eocene Palaeogeography of the Greater Makassar Strait Region, Indonesia: A Review of Eocene Source Rock Distribution. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 41<sup>st</sup> Annual Convention and Exhibition*, paper IPA17-247-G.
- Bachtiar, A., Heru N., D.W., Azzaino, Z., Utomo, W., Krisyuniyanto, A., dan Sani, M., 2013. Surface data re-evaluation, Eocene source rock potential and hydrocarbon seepage, and Eocene sand reservoir prospectivity in West Sangatta, Northern Kutai Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 37<sup>th</sup> Annual Convention and Exhibition*, paper IPA13-G-087.
- Bergman, S.C., Coffield, D.Q., Talbot, J.P., dan Garrard, R.J., 1996. Tertiary Tectonic and Magmatic Evolution of Western Sulawesi and the Makassar Strait, Indonesia: Evidence for a Miocene Continent–Continent Collision.

- In Hall, R. and Blundell, D.J. (eds). *Tectonic Evolution of SE Asia*. Geological Society, London, Special Publications 106, 391–430.
- Brahmantyo, K.G., 2009. *Tektonostratigrafi dan Mekanisme Pembentukan Cekungan Makassar*. Magister Thesis, Institut Teknologi Bandung (*unpublished*).
- Brahmantyo, K.G. dan Damayanti, S., 2010. New Insight: Basin Development Mechanism and Tectono-Stratigraphy of Makassar Basin. *Proceedings of The Bali 2010 International Geosciences Conference and Exposition*, Bali, Indonesia.
- Bray, E.E. dan Evans, E.D., 1961. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22, 2–15.
- Burollet, P.F. dan Salle, C. 1981. Seismic Reflection Profiles in the Makassar Strait. Dalam Barber, A.J. & Wiryosujono, S. (eds). *The Geology and Tectonics of Eastern Indonesia*. Geological Research and Development Centre, Bandung, Indonesia, *Special Publication*, 2, 273–276.
- Calvert, S. J., 2000. *The Cenozoic Geology of the Lariang and Karama Regions, Western Sulawesi, Indonesia*. Ph.D. Thesis, University of London (*unpublished*).
- Calvert, S.J. dan Hall, R., 2003. The Cenozoic Geology of the Lariang and Karama Regions, Western Sulawesi: New Insight into the Evolution of the Makassar Straits Region. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 29<sup>th</sup> Annual Convention*, 501–517.

- Calvert, S.J. dan Hall, R. 2007. *Cenozoic Evolution of the Lariang and Karama Regions, North Makassar Basin, Western Sulawesi, Indonesia*. *Petroleum Geoscience*, 13, 353–368.
- Clayton, C. dan Fleet, A., 1991. *Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Course Manual for Pertamina, BP Research, Denpasar.
- Cloke, I.R., 1997. *Structural Controls on the Basin Evolution of the Kutai Basin and the Makassar Straits*. Ph.D. Thesis, University of London, 374.
- Coffield, D.Q., Bergman, S.C., Garrard, R.A., Guritno, N., Robinson, N.M., dan Talbot, J., 1993. Tectonic And Stratigraphic Evolution of The Kalosi PSC Area and Associated Development of a Tertiary Petroleum System, South Sulawesi, Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 22<sup>nd</sup> Annual Convention*.
- ConocoPhillips, 2011. *Composite Well Log*. Laporan internal ConocoPhillips Indonesia.
- ConocoPhillips, 2012. Kuma Block PSC Petroleum Geochemistry Study of Unwashed Cuttings, Ditch Cuttings in Isojars, and RCI Oil Samples. Report internal untuk ConocoPhillips yang disiapkan PT Corelab Indonesia (*unpublished*).
- Cox, H.C., de Leeuw, J.W., Schenck, P.A., van Koningsveld, H., Jansen, J.C., van de Graaf, B., van Geerestein, B., Kanters, J.A., Kruk, C., dan Jans, A.W.R., 1986. Bicinane, a C<sub>30</sub> pentacyclic isoprenoid hydrocarbon found in crude oil. *Nature* 319, 316-318.

- Curiale, J., Lin, R., dan Decker, J., 2005. Isotopic and molecular characteristics of Miocene-reservoired oil of the Kutei Basin, Indonesia. *Organic Geochemistry* 36, 405– 424.
- Davis, R., 1990. *Geochemical study of outcrop samples, oil seeps, and a gas seep from various locations in north-west and south-west Sulawesi, Indonesia*. An internal report prepared for British Petroleum Development Ltd. (*unpublished*).
- Doglioni, C., 2008. Relations between sedimentary basins and petroleum provinces. (eds). *Encyclopaedia Hydrocarbons: Plate Tectonics* 1.4. Treccani, 117-134.
- Duval, B.C., de Janvry, G.C., dan Loiret, B., 1992. Detailed geoscience reinterpretation of Indonesia's Mahakam delta scores. *Oil & Gas Journal*, 67– 71.
- Duval, B.C., de Janvry, G.C., dan Loiret, B., 1992. The Mahakam delta province: An ever-changing picture and a bright future. *24<sup>th</sup> Offshore Technology Conference (Houston)*, OTC 6855, 393– 404.
- Fowler, J.N., Guritno, E., Sherwood, P., Smoth, M.J., Algar, S., Busono, I., Goffey, G., dan Strong, A., 2004. Depositional architectures of recent deepwater deposits in the Kutei Basin, East Kalimantan. Dalam Davies, R.J., Cartwright, J.A., Stewart, S.A., Lappin, M., dan Underhill, J.R. (eds). 3D seismic technology. *The Geological Society of London Memoir* 29, 25-33.
- Fossen, H., 2010. Structural Geology. *Cambridge University Press*, 154.

- Fraser, T.H. dan Ichram, L.A. 2000. Significance of the Celebes Sea Spreading Center to the Paleogene Petroleum Systems of the SE Sunda Margin, Central Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 27<sup>th</sup> Annual Convention*, 431–441.
- Fraser, T.H., Jackson, B.A., Barber, P.M., Baillie, P., dan Myers, K. 2003. The West Sulawesi Fold Belt and other new plays within the North Makassar Straits – a prospectivity review. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 29<sup>th</sup> Annual Convention*, 431–450.
- Geoservices, P.T., 2012. *Geochemical Maturity & Kerogen Compositional Analysis of Ditch Cutting Samples from Neogene & Paleogene Intervals of Well Kaluku-1*. Report internal untuk ConocoPhillips Indonesia yang disiapkan PT Geoservices (*unpublished*).
- Geoservices, P.T., 2012. *Petrographic Analyses & K/AR Radiometric Dating of Ditch Cutting Samples from Well Kaluku-1*. Report internal untuk ConocoPhillips Indonesia yang disiapkan PT Geoservices (*unpublished*).
- Grantham, P.L., Posthuma, J., dan Baak A., 1983. Triterpanes in a number of Far-Eastern crude oils. Dalam Bjoray, M. (eds). *Advances in organic geochemistry 1981*. Wiley, Chichester, 675-683.
- Guntoro, A, 1999. The Formation of the Makassar Straits and the Separation between SE Kalimantan and SW Borneo. *Journal of Asian Earth Sciences*, 17, 79- 98.

- Guritno, E., Coffield, D.Q., dan Cook, R.A., 1996. Structural Development of Central South Sulawesi, Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 25<sup>th</sup> Annual Convention*, 253–266.
- Guritno, E., Salvadori, L., Syaiful, M., Busono, I., Mortimer, A., Hakim, F.B., Dunham, J., Decker, J., dan Algar, S., 2003. Deep-water Kutei Basin: A new petroleum province: *Proceedings of the Indonesia Petroleum Association, 29<sup>th</sup> Annual Convention and Exhibition*.
- Hadiwijoyo, S., Sukarna, D., dan Sutisna, K., 1993. *Geology of the Pasangkayu Quadrangle, Sulawesi*. (Quadrangle 2014) Scale 1: 250, 000. Geological Survey of Indonesia, Directorate of Mineral Resources, Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Hall, R., 1996. Reconstructing Cenozoic SE Asia. Dalam Hall, R. & Blundell, D.J. (eds). Tectonic Evolution of SE Asia. *The Geological Society of London*. Special Publications 106, 153–184.
- Hall, R. dan Nichols, G., 2002. Cenozoic sedimentation and tectonics in Borneo: climatic influences on orogenesis. *The Geological Society of London*. Special Publication, 191, 5-22.
- Hamilton, W. 1979. *Tectonics of the Indonesian Region*. U.S. Geological Survey Professional Paper, 1078.
- Harsanti, S., Muhamad, S., Utut, H., Muhamad, T.R, dan Wantoro, 2011. *Biostratigraphy and Paleoenvironments of the Interval 110M to 1596M of LG-1 Well, Onshore West Sulawesi, Indonesia*. Report internal untuk Tately Budong-Budong N.V. yang disiapkan PT Corelab Indonesia (*unpublished*).

- Harsanti, S., Muhamad, S., Yuliana, P., Steve, N., Patrice, B., Muhamad, T.R., dan Jim, C., 2013. *Biostratigraphy and Paleoenvironments of the Interval 8010' to 17360' of Kaluku-1 Well, Sulawesi Sea, Indonesia*. Report internal untuk ConocoPhillips Indonesia yang disiapkan PT Corelab Indonesia (*unpublished*).
- Hills, I.R., Smith, G.W., dan Whitehead E.V., 1970. Hydrocarbons from fossil fuels and their relationship with living organisms. *Journal of the Institute of Petroleum* 56, 127-137.
- Huang, W.Y. dan Meinschein, W.G., 1979. Sterols as Ecological Indicators. *Geochimica and Cosmochimica Acta*, 43, 739-745.
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology (2<sup>nd</sup> edition)*. W.H. Freeman and Company, New York.
- Jarvie, D.M., Claxton, B.L., Henk, F.B., dan Breyer, J.T., 2001. Oil and Shale Gas from the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas. American Association of Petroleum Geologists National Convention, Denver, CO, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 85, No. 13 (Supplement), A100.
- Katili, J.A., 1978. Past and Present Geotectonic Position of Sulawesi, Indonesia. *Tectonophysics*, 45, 289-322.
- Killops, S.D., Raine, J.I., Woolhouse, A.D., dan Weston, R.J., 1995. Chemostratigraphic evidence of higher plant evolution in the Taranaki Basin, New Zealand. *Organic Geochemistry* 23, 429-445.

- Law, C., 1999. Evaluating Source Rock. Dalam American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology, Bab 6, Beaumont, E.A. (eds). *The American Association of Petroleum Geologist*, 6.3-6.27
- Lin, R., Saller, A., Dunham, J., Teas, P., Kacewicz, M., Curiale, J., dan Decker, J., 2005. Source, Generation, Migration and Critical Controls on Oil Versus Gas in the Deepwater Kutei Petroleum System. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 30<sup>th</sup> Annual Convention and Exhibition*.
- Lister, G.S. dan Davis, G.A., 1989. The origin of metamorphic core complexes and detachment faults formed during Tertiary continental extension in the Northern Colorado River Region, U.S.A. *Journal of Structural Geology*, 11, 65-94.
- Longley, I.M., 1997. The Tectonostratigraphic evolution of SE Asia. Dalam Fraser, A.J., Matthews, S.J., dan Murphy, R.W. (eds). Petroleum Geology of Southeast Asia. *The Geological Society of London. Special Publication*, 126, 311-339.
- Malecek, S.J., Reaves, C.M., dan Atmadja, W.S., 1993. Seismic Stratigraphy of Miocene and Pliocene Age Outer Shelf and Slope Sedimentation in the Makassar PSC, Offshore Kutei Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 22<sup>nd</sup> Annual Convention*, 345–371.
- McClay, K.R. dan White, M., 1995. Analogue modelling of orthogonal and oblique rifting. *Marine and Petroleum Geology*, 12, 137–151.

- McKenzie, D.P., 1978. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth Planet Sciences. Lett.* 40, 25-32.
- Mathur, N., 2014. Tertiary oils from Upper Assam Basin, India a geochemical study using terrigenous biomarkers. *Organic Geochemistry* 76, 9-25.
- Moldowan, J.M., Dahl, J., dan Huizinga, B.J., 1994. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiospermas. *Science* 265, 768 -771.
- Morrison, D.F., 2005. *Multivariate Statistical Methods (4th edition)*. Belmont: Thomson Learning.
- Moss, S.J. dan Wilson, M.E.J., 1998. *Biogeographic Implications of the Tertiary Paleogeographic Evolution of Sulawesi and Borneo*. SE Asia Research Group, Department of Geology, Royal Holloway University of London, Egham, Surrey, TW20 0EX, UK.
- Muhamad, S., Muhamad, T.R., Wantoro, dan Alaa, B., 2012. *Biostratigraphy and Paleoenvironments of the Interval 80M to 4400M of KD-1 and KD-1<sup>ST</sup> Wells, Onshore West Sulawesi, Indonesia*. Report internal untuk Tately Budong Budong N.V. yang disiapkan PT Corelab Indonesia (*unpublished*).
- Murray, A.P., Summons, R.E., Bradshaw J., dan Pawih B, 1993. Cainozoic oil in Papua New Guinea-evidence from geochemical analysis of two newly discovered seeps. Dalam *Petroleum Exploration and Development in Papua New Guinea: Proc. 2<sup>nd</sup> PapuaNew Guinea Petroleum Convention*. (Edited by Cannan G. J. dan Cannan Z.), 489-498. PNG Chamber of Mines and Petroleum.

- Murray, A.P., Summons, R.E., Boreham, C.J., dan Dowling, L.M., 1994. Biomarker and n-alkane isotope profiles for Tertiary oils: Relationship to source rock depositional setting. *Organic Geochemistry* 22, 521-542.
- Murray, A.P., Sosrowidjojo, I.B., Alexander, R., Kagi, R.I., Norgate, C.M., dan Summons, R.E., 1997. Oleananes in oils and sediments: evidence of marine influence during early diagenesis. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 61, No. 6, 1261 – 1276.
- Nur'Aini, S., Hall, R., dan Elders, C.F., 2005. Basement architecture and sedimentary fills of the North Makassar Straits basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 30<sup>th</sup> Annual Convention*, 483–497.
- Parkinson, C., 1998. Emplacement of the East Sulawesi Ophiolite: Evidence from Subophiolite Metamorphic Rocks. *Journal of Asian Earth Sciences*, 16, 13–28.
- Paterson, D.W., Bachtiar, A., Bates, J.A., Moon, J.A., dan Surdam, R.C., 1997. Petroleum systems of the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. Dalam Howes, J.V.C. dan Noble, R.A. (eds). *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association: Petroleum Systems of SE Asia and Australia Conference: Jakarta*, 709–726.
- Pearson, M. J. dan Alam, M., 1993. Biscadinanes and other terrestrial terpenoids in immature Oligocene sedimentary rocks and a related oil from the Surma Basin, N. K Bangladesh. *Organic Geochemistry* 20, 539-554.
- Perkins, G.M., Bull, I.D., ten Haven, H.L., Rullkötter, J., Smith, Z.E.F., dan Peakman, T.M., 1995. First positive identification of triterpenes of the

taraxastane family in petroleums and oil shales: 19 $\alpha$ (H)-Taraxastane and 24-nor-19 $\alpha$ (H)-Taraxastane. Evidence for a previously unrecognised diagenetic alteration pathway of lup-20(29)-ene derivatives. Dalam Grimalt, J.O. dan Dorronsoro, C. (eds). Developments and applications to energy, climate, environment, and human history. *Organic Geochemistry*. Selected Papers 17<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry, Donostia-San Sebastian, 247-249.

Pertamina-BPPKA, 1996. *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application*, Volume V. Tarakan Basin, Northeast Kalimantan.

Peters, K.E., Moldowan, J.M., dan Sundararaman, P., 1990. Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous Members. *Organic Geochemistry*, 15, 249–65.

Peters, K.E. dan Moldowan, J.M., 1993. *The Biomarker Guide, Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632.

Peters, K.E. dan Cassa, M.R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. The Petroleum System from Source to Trap. *The American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 60.

Peters, K.E., Snedden, J.N., Sulaeman, A., Sarg, J.F., dan Enrico, R.J., 2000. A new geochemical-sequence stratigraphic model for the Mahakam delta and Makassar slope, Kalimantan, Indonesia: *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 48, 12–44.

- Peters, K.E., Walters, C.C., dan Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide*, I dan II. Cambridge University Press, Cambridge.
- Philp, R.P. dan Gilbert, T.D., 1986. Biomarker distribution in Australian oils predominantly derived from terrigenous source material. *Organic Geochemistry*, 10, 73-84.
- Powell, T.G. dan McKirdy, D.M., 1973. The effect of source materials, rock type and diagenesis on the n-alkane content of sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 37, 523–633.
- Price, P.L., O’Sullivan, T., dan Alexander, R., 1987. The Nature and Occurrence of Oil in Seram, Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 16<sup>th</sup> Annual Convention*.
- Rachmalia, M.A. dan Jatmiko, E.W., 2011. *Budong-Budong Outcrop Petroleum Geochemistry Analysis*. An internal report for Tately Budong-Budong N.V. prepared by PT Corelab Indonesia (*unpublished*).
- Redhead, R.B., Lumadyo, E., Saller, A., Noah, J.T., Brown, T.J., Yusri, Y., Inaray, J., Ma, T.A., May, R., dan Lin, R., 2000. West Seno field discovery, Makassar Straits, East Kalimantan, Indonesia. Dalam Weimer, P., Slatt, R., Coleman, J., Rosen, N., Nelson, H., Bouma, A., Styzen, M., dan Lawrence, D. (eds). GulfCoast Section SEPM Foundation 20<sup>th</sup> Annual Research Conference. *Deep-Water Reservoirs of the World*, 862–876.
- Riva, A., Caccialanza, P.G., dan Quagliaroli, F., 1988. Recognition of 18 $\beta$ (H)-oleanane in several crudes and Cainozoic-Upper Cretaceous sediments.

Definition of a new maturity parameter: *Organic Geochemistry*, 13, 671–675.

Robinson, K.M., 1990. *Geochemical Study of Outcrop Samples, Gas Seeps and Oil Seeps from the Lariang and Karama Basins North West Sulawesi, Indonesia*, I, II dan III. An internal report prepared for British Petroleum Development Ltd. (*unpublished*).

Rodgers, J., 1949. Evolution of thought on structure of middle and southern Appalachians. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 33, 1643-1654.

Rullkötter, J., Peakman, T.M., dan Haven, H.L.T., 1994. Early Diagenesis of Terrigenous Triterpenoids and Its Implications for Petroleum Geochemistry. *Organic Geochemistry*, 21, No. 3/4, 215-233.

Saller, A.H., Noah, J.T., Ruzuar, A.P., dan Schneider, R., 2004. Linked lowstand delta to basin-floor fan deposition, offshore Indonesia: An analog for deep-water reservoir systems: *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 88, 21–46.

Saller, A.H., Lin, R., dan Dunham, J., 2006. Leaves in turbidite sands: The main source of oil and gas in the deep-water Kutei Basin, Indonesia. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 90, No. 10, 1585-1608.

Sandwell, D.T. dan Smith, W.H.F., 1997. Marine gravity anomaly from Geosat and ERS 1 satellite altimetry. *Journal of Geophysical Research*, 102, No. B5, 10039-10054.

- Satyana, A.H., Damayanti, S., Armandita, C., 2012. Tectonics, Stratigraphy and Geochemistry of the Makassar Straits: Recent Updates from Exploring Offshore West Sulawesi, Opportunities and Risks. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 36th Annual Convention and Exhibition.*
- Satyana, A.H., 2015. *Rifting History of the Makassar Straits: New Consideration from Well Penetrating the Basement and Oils Discovered in Eocene Section –Implications for Further Exploration of West Sulawesi Offshore. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 39th Annual Convention.*
- Selley, R.C., 1985. Elements of petroleum geology. *Geological Magazine*, New York, Oxford, W. H. Freeman dan Co.
- Sherwood, P., Algar, S., Goffey, G., Busono, I., Fowler, J.N., Francois, J., Smith, M.J., dan Strong, A., 2001. Comparison of recent and Mio-Pliocene deep water deposits in the Kutei Basin, East Kalimantan. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 28th Annual Convention and Exhibition*, 1, 423–438.
- Situmorang, B., 1982. The Formation of the Makassar Basin as Determined from Subsidence Curves. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 11th Annual Convention*, 83-107.
- Sutadiwiria, Y., Hamdani, A.H., Sendjaja, Y.A., Haryanto, I., dan Satyana, A.H., 2016. Origin of Oil Seeps in West Sulawesi Onshore, Indonesia: Geochemical Constraints and Paleogeographic Reconstruction of the

Source Facies. *The 9<sup>th</sup> International Conference on Petroleum Geochemistry in the Africa-Asia Region Bandung*, Indonesia.

Sutadiwiria, Y., Hamdani, A.H., Sendjaja, Y.A., Haryanto, I., dan Yeftamikha, 2018. The Biomarker Composition of Some Oil Seeps from West Sulawesi, Indonesia. *Indonesian Journal on Geoscience*, 5, No. 3, 211-220.

Thomas J., 1990. *Biological markers in sediments*. Ph.D. Thesis, University of Bristol.

Thompson, M., Reminton, C., Purnomo, J., dan Macgregor, D., 1991. Detection of Liquid Hydrocarbon Seepage in Indonesian Offshore Frontier Basins Using Airborne Laser Fluorosensor (Alf) the Results of A Pertamina / Bp Joint Study. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 30<sup>th</sup> Annual Convention*.

Tibshirani, R., 2013. *Clustering 3: Hierarchical Clustering (Continued); Choosing the Number of Cluster*. Melalui <<http://www.stat.cmu.edu/~ryantibs/datamining/lectures/06-clus3.pdf>>.

Tissot, B.P. dan Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, New York.

Tver, D.F. dan Berry, R.W., 1980. *The Petroleum Dictionary*. Van Nostrand Reinhold Co., New York.

Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation, Boston.

Waples, D.W. dan Curiale, J.A., 1999. Oil-Oil and Oil-Source Rock Correlation. *Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring*

for Oil and Gas Traps. Chapter 8. *The American Association of Petroleum Geologist*. Special Volumes.

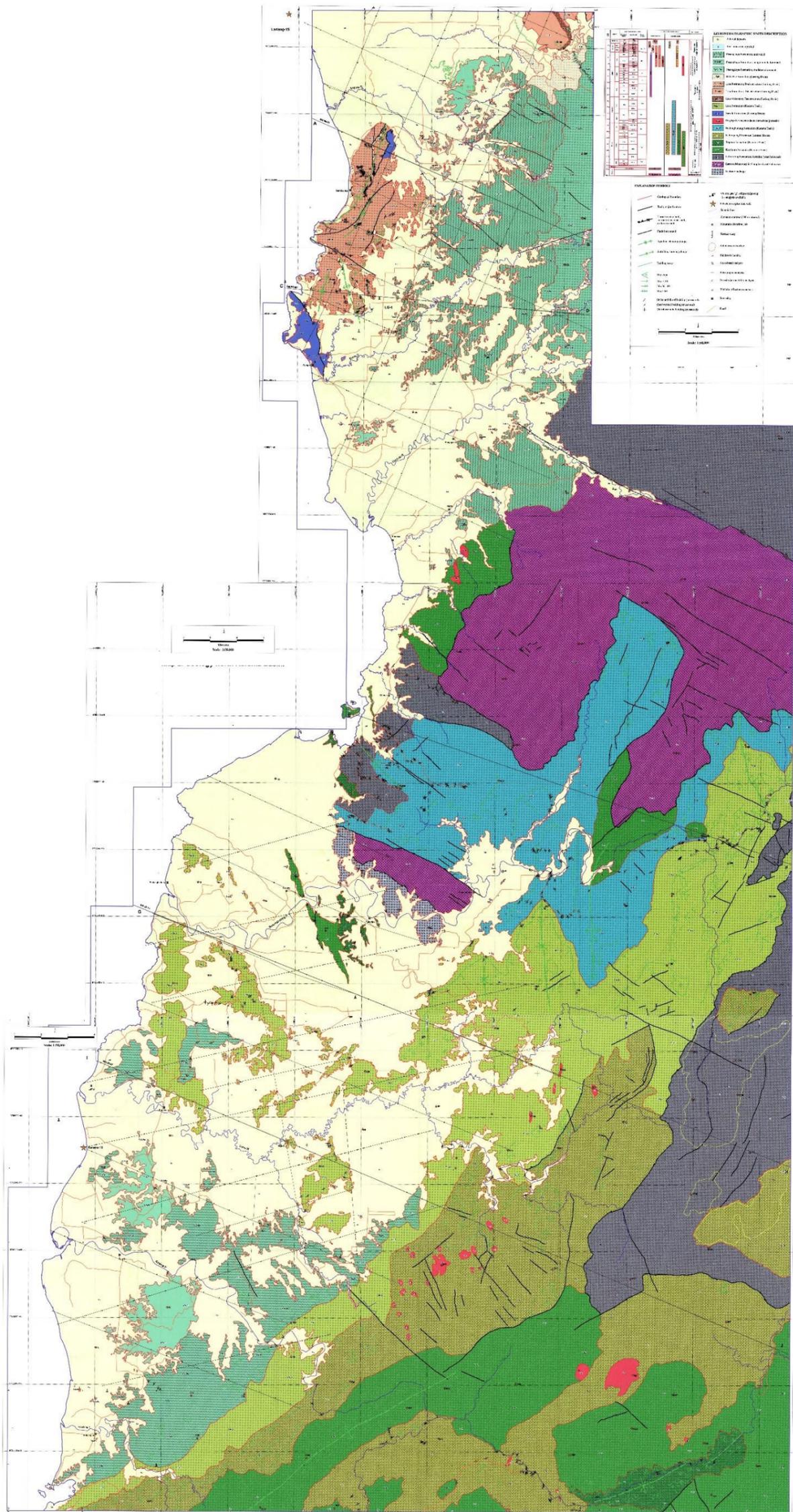
Wernicke, B., 1985. *Uniform normal-sense simple shear of the continental lithosphere*. Canadian Journal of Earth Sciences, 22, No. 1, 108-125.

Weatherford, 2011. *Exploratory Wild Cat Well Kaluku-1 Well, Makassar Strait, Indonesia*. An internal report for ConocoPhillips Indonesia prepared by Weatherford (*unpublished*).

Wenger, L.M. dan Isaksen, G.H., 2002. Control of hydrocarbon seepage intensity on level of biodegradation in sea bottom sediments. *Organic Geochemistry* 33, 1277-1292.

LAMPIRAN 1

PETA GEOLOGI DAERAH PENELITIAN DI DARATAN SULAWESI BARAT

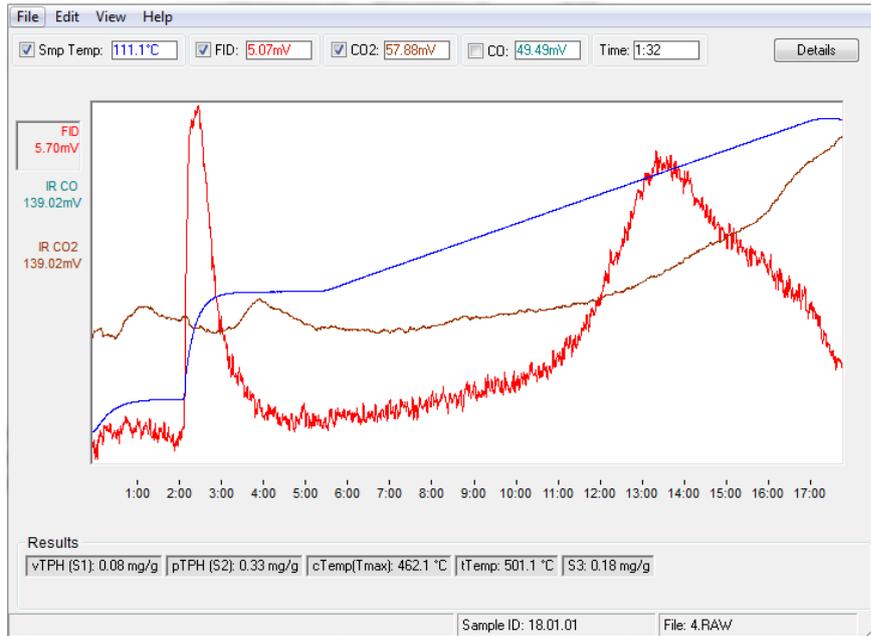


## LAMPIRAN 2

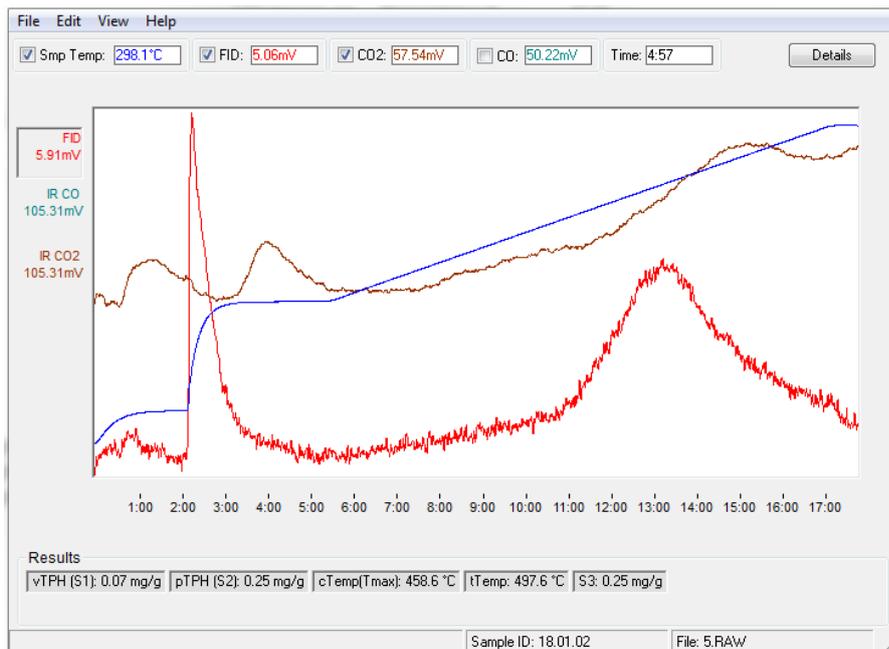
### PIROGRAM

#### A. Sampel permukaan.

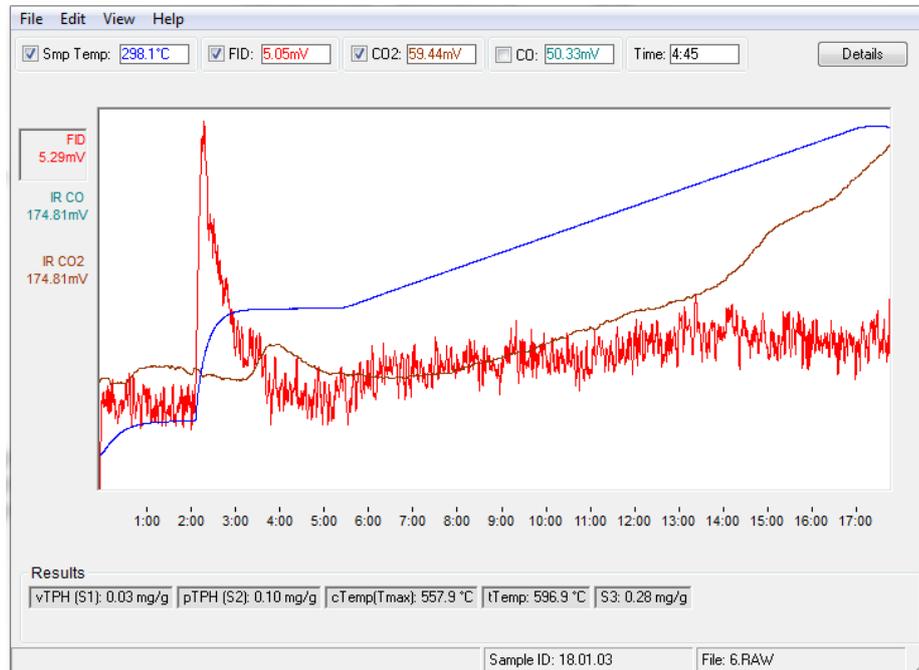
##### 1. FS-9



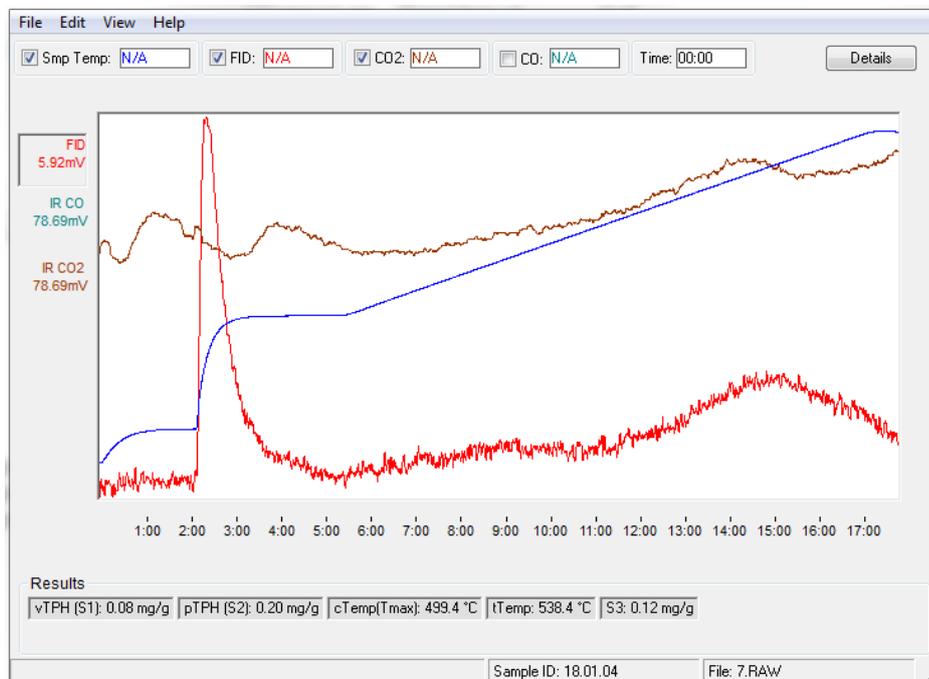
##### 2. FS-10



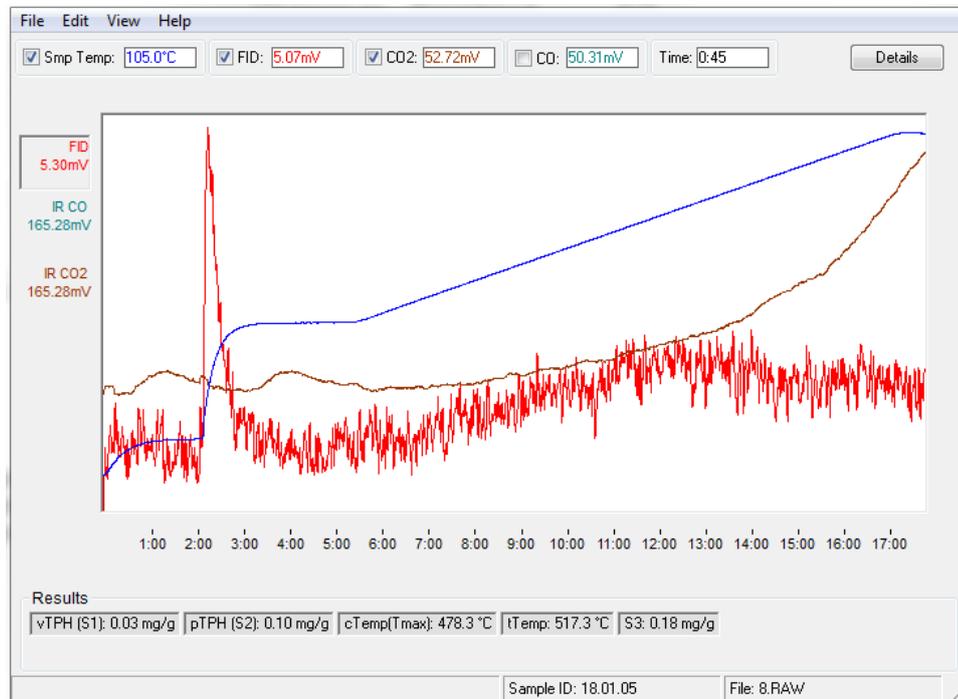
### 3. FS-11



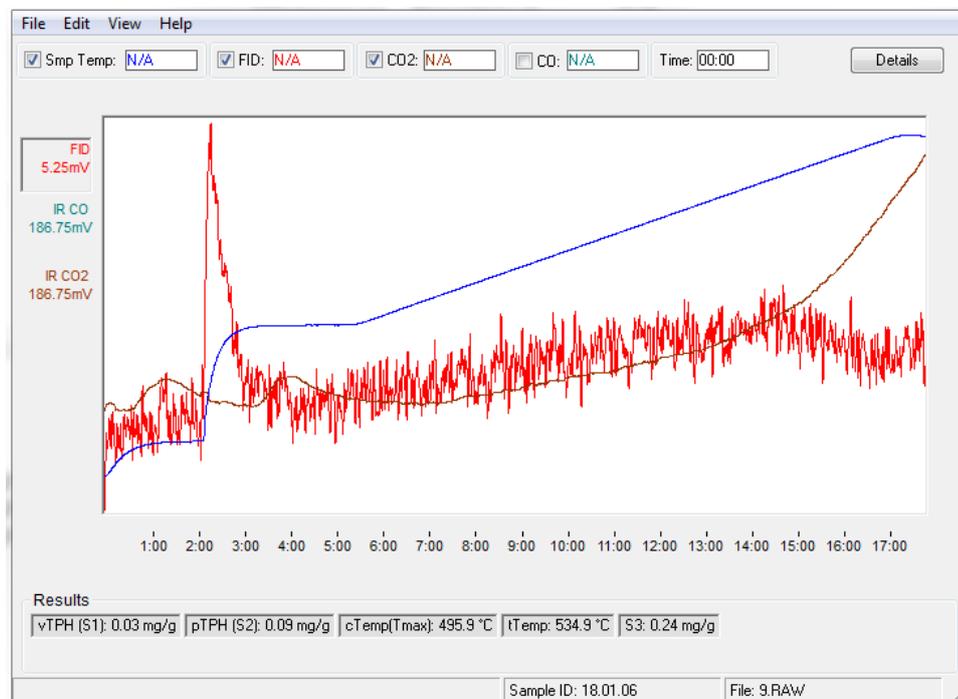
### 4. FS-12



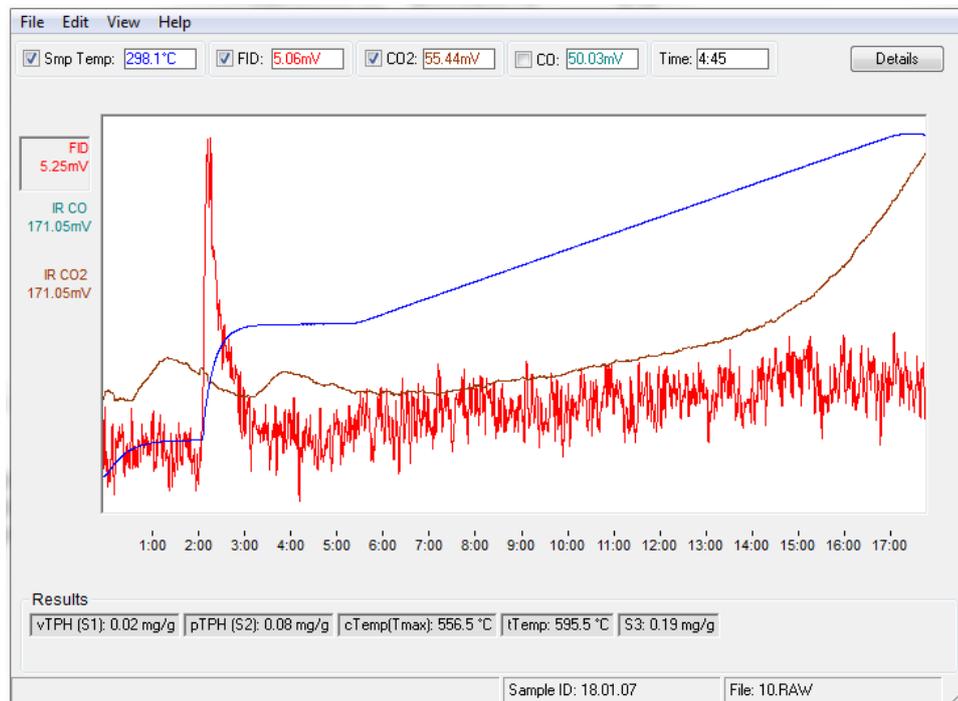
## 5. FS-13



## 6. FS-14

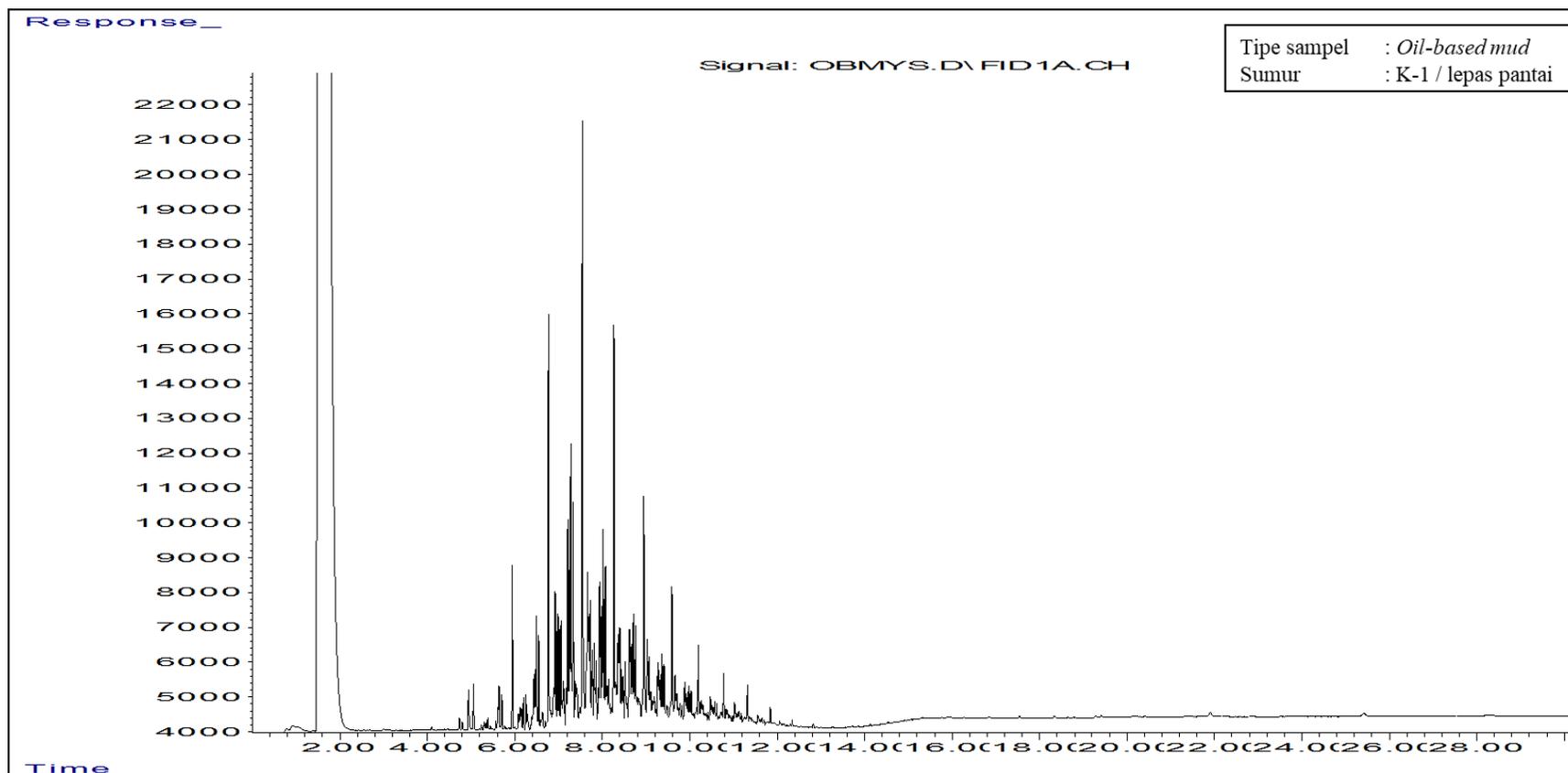


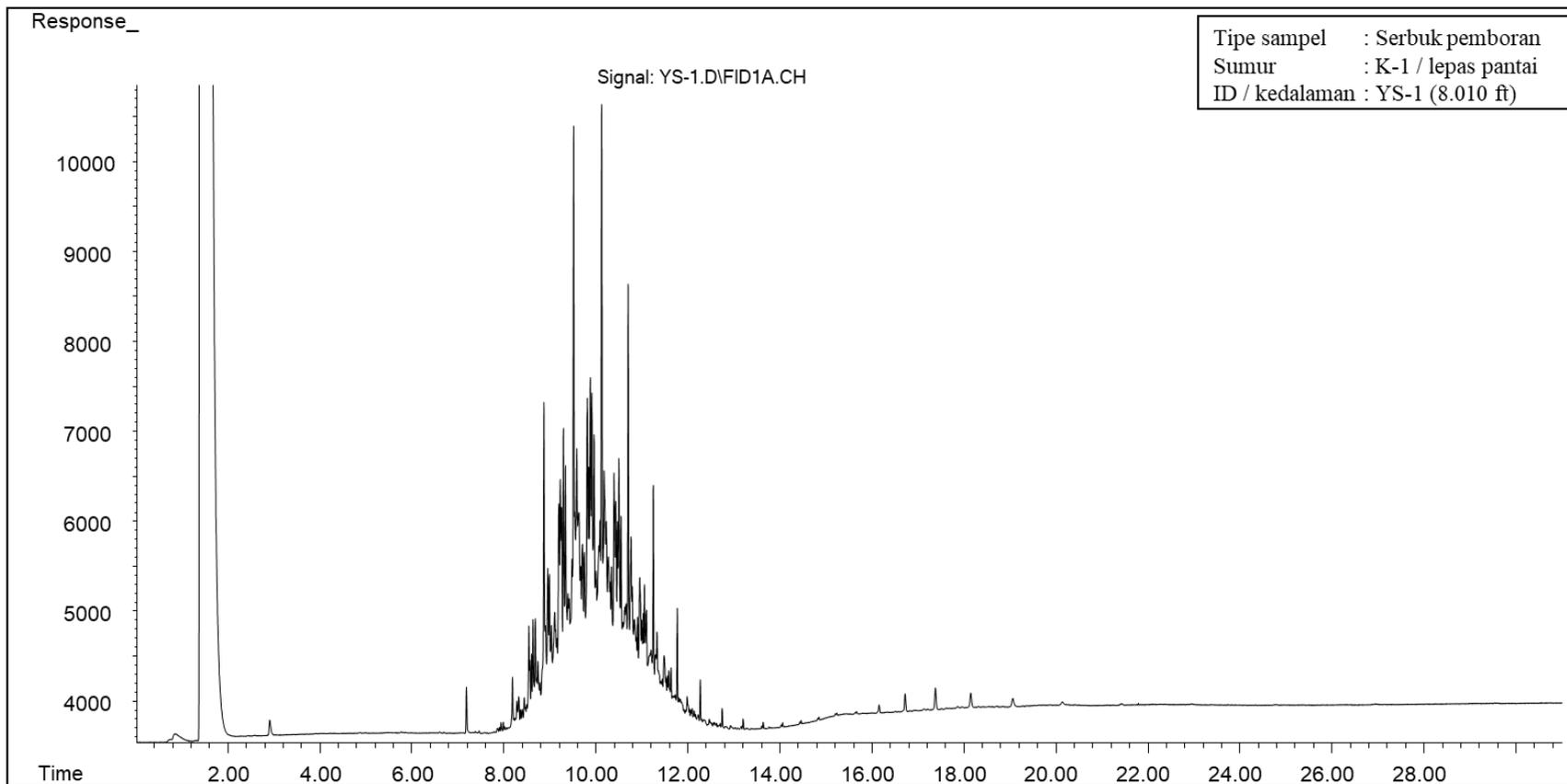
## 7. FS-15

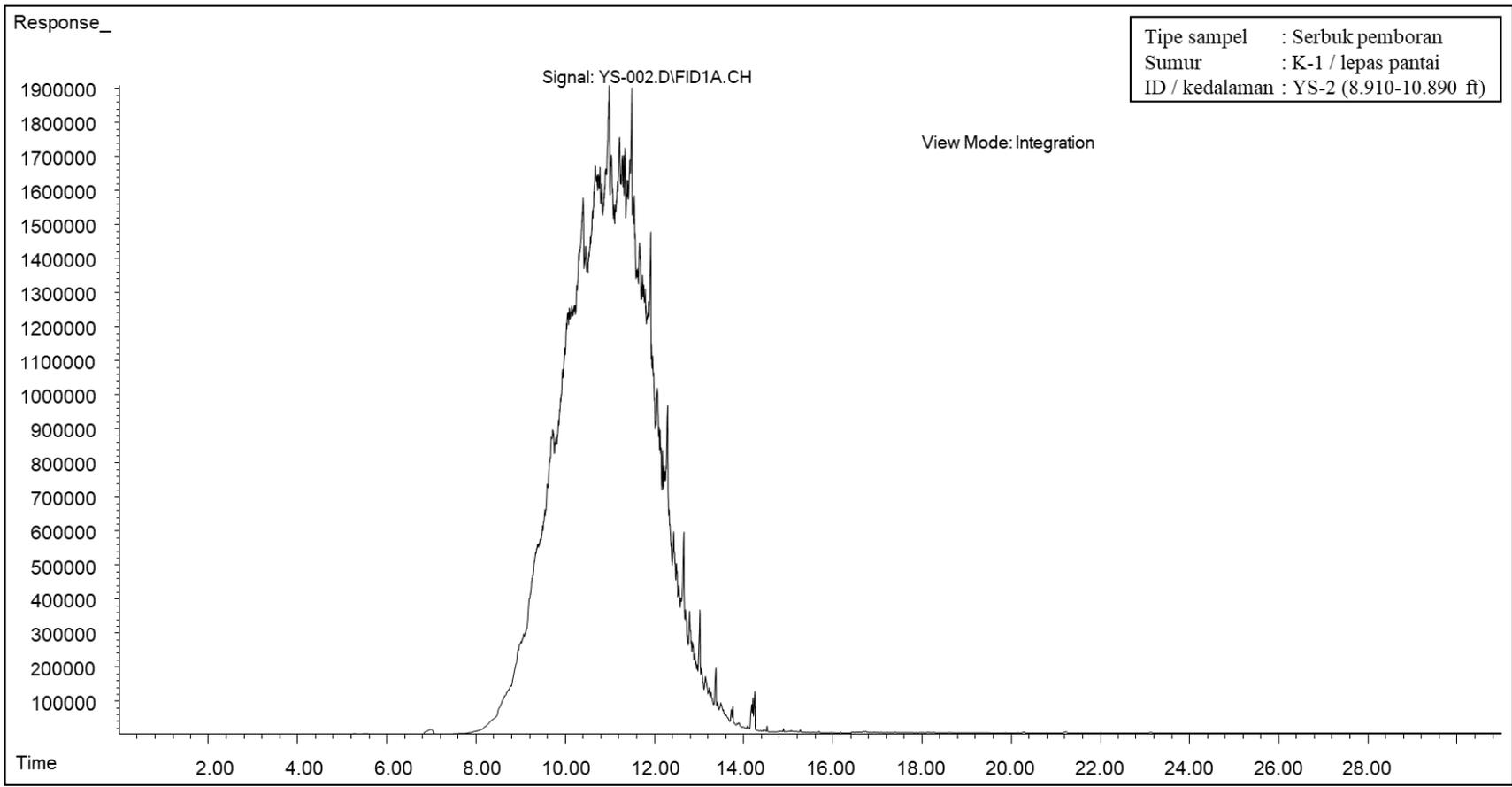


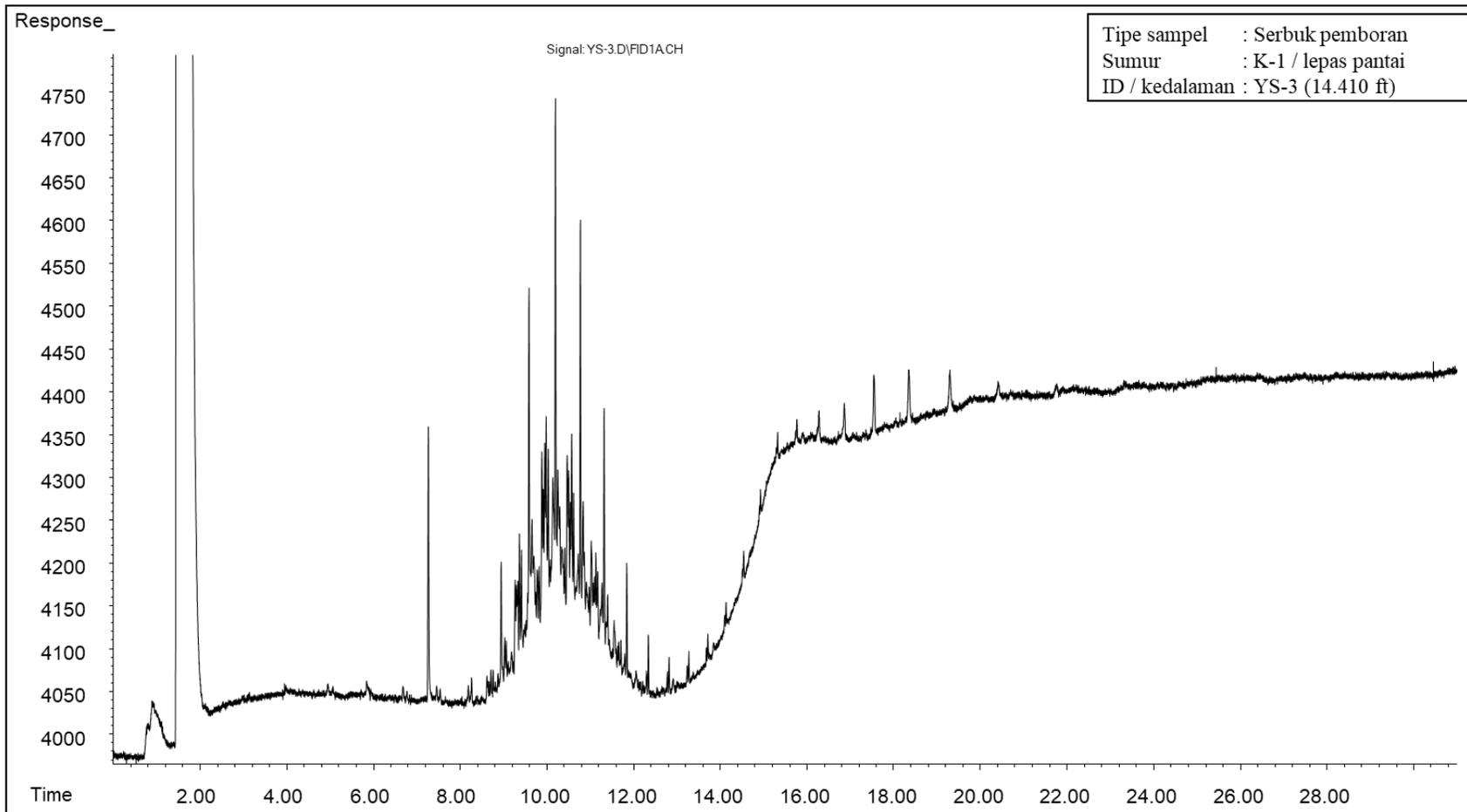
### LAMPIRAN 3

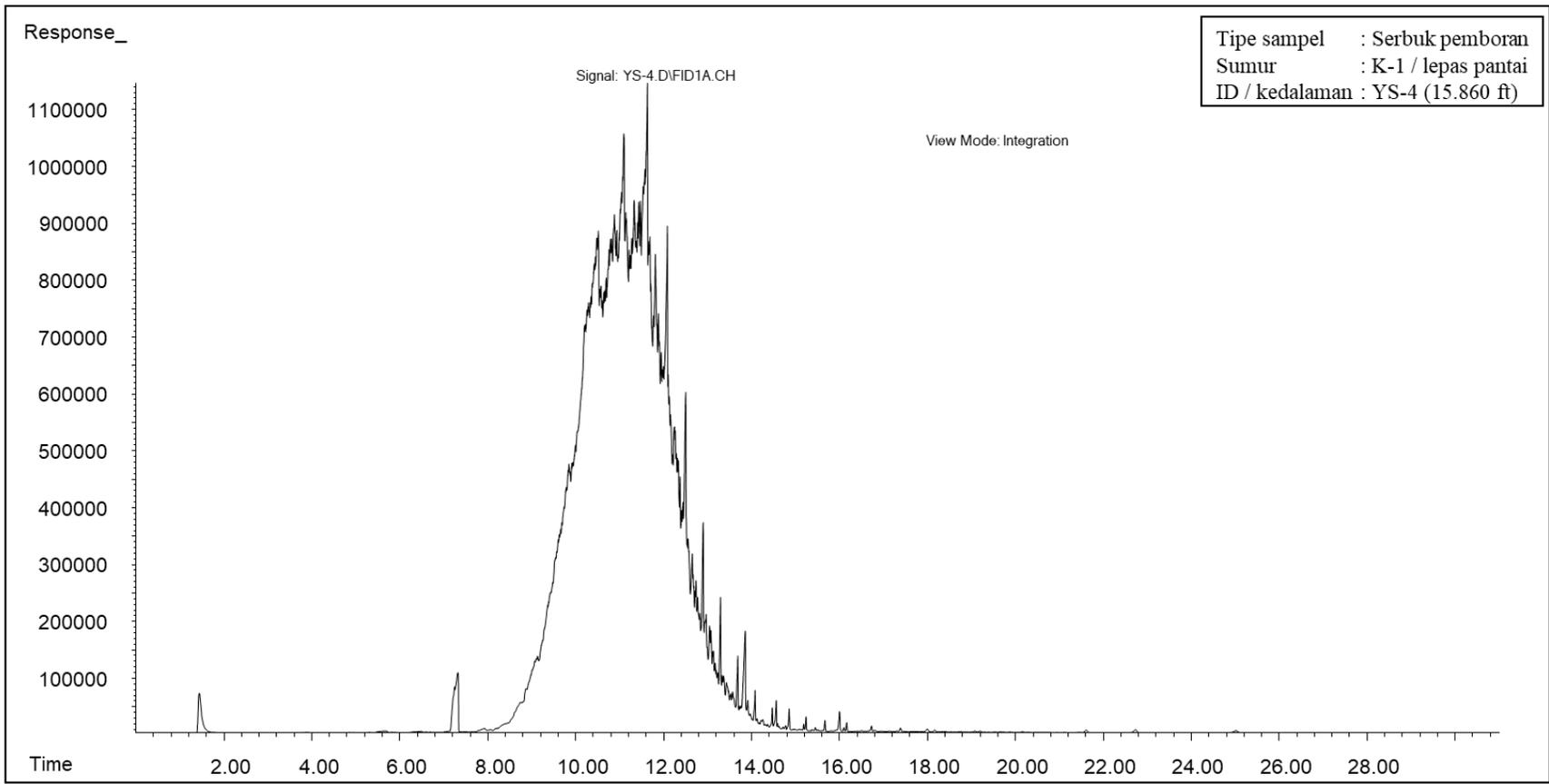
### KROMATOGRAFI GAS (GC)

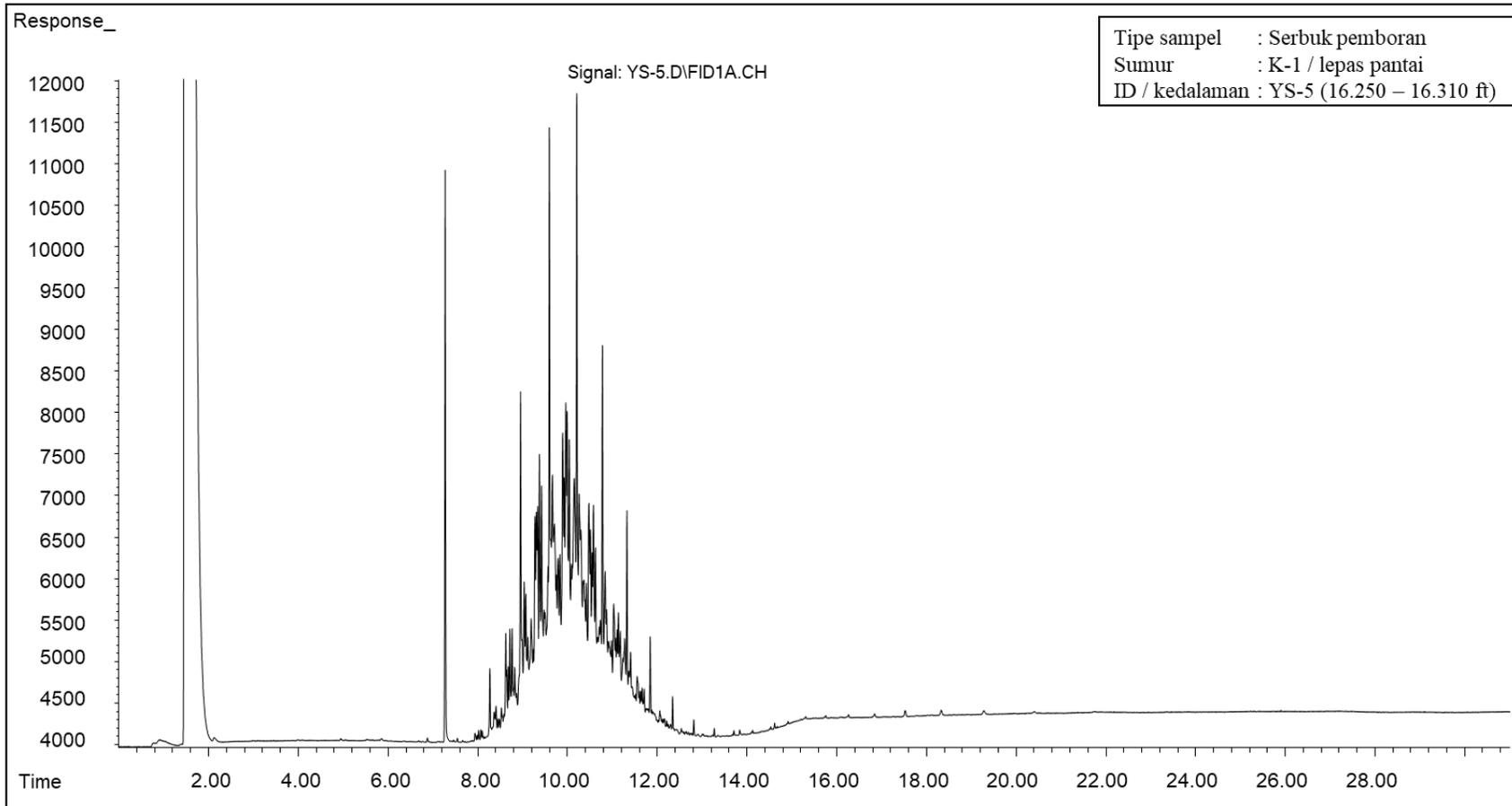


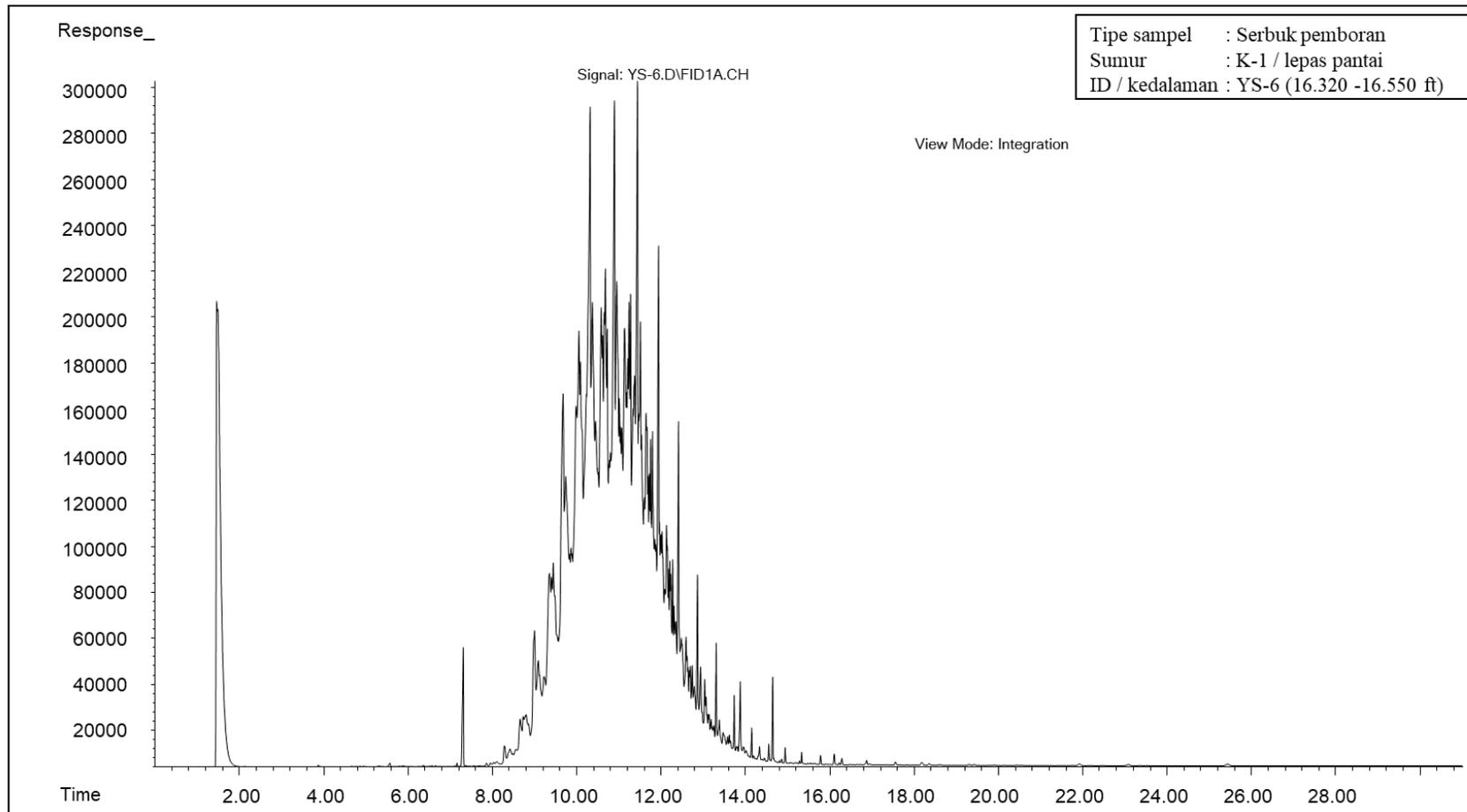


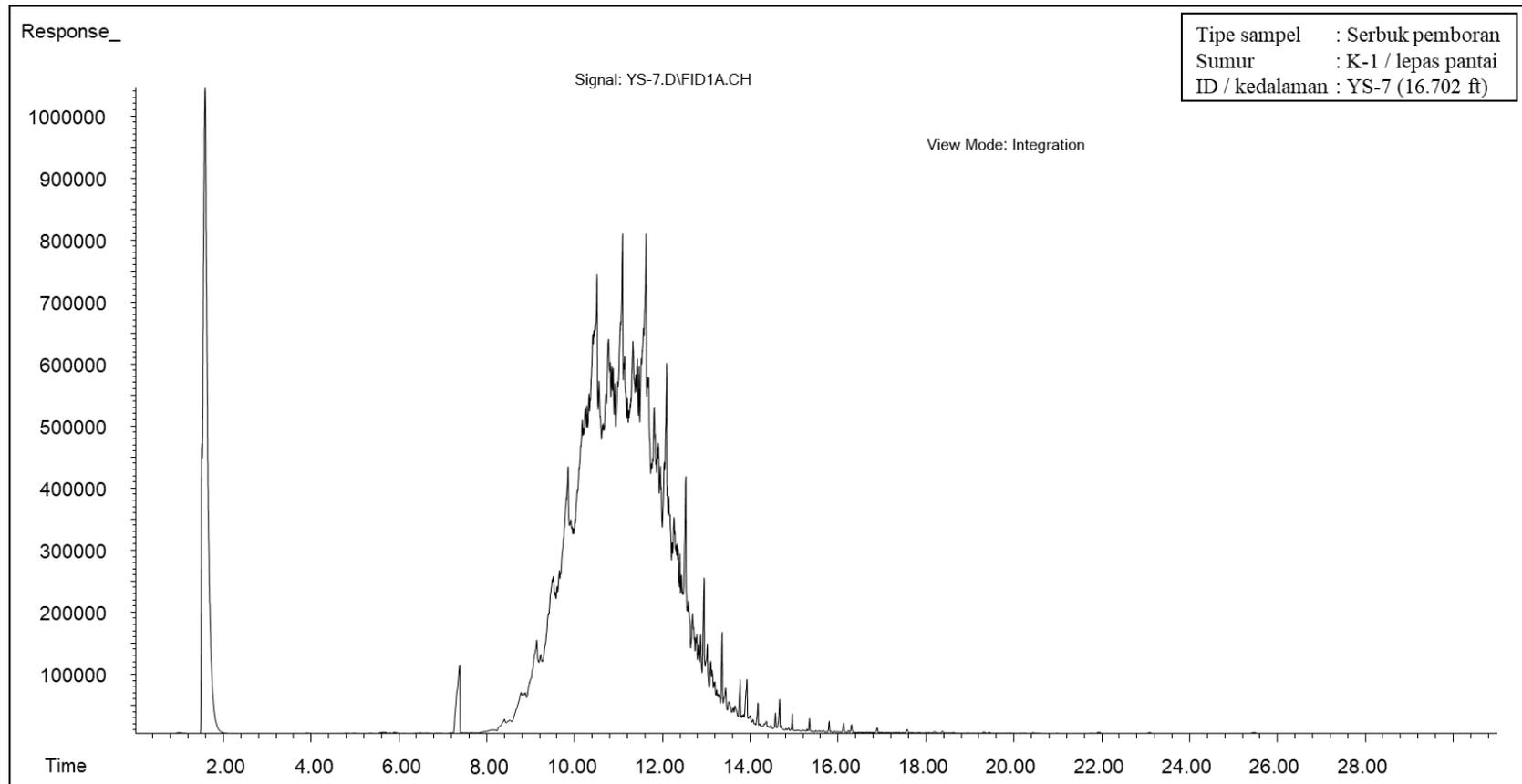


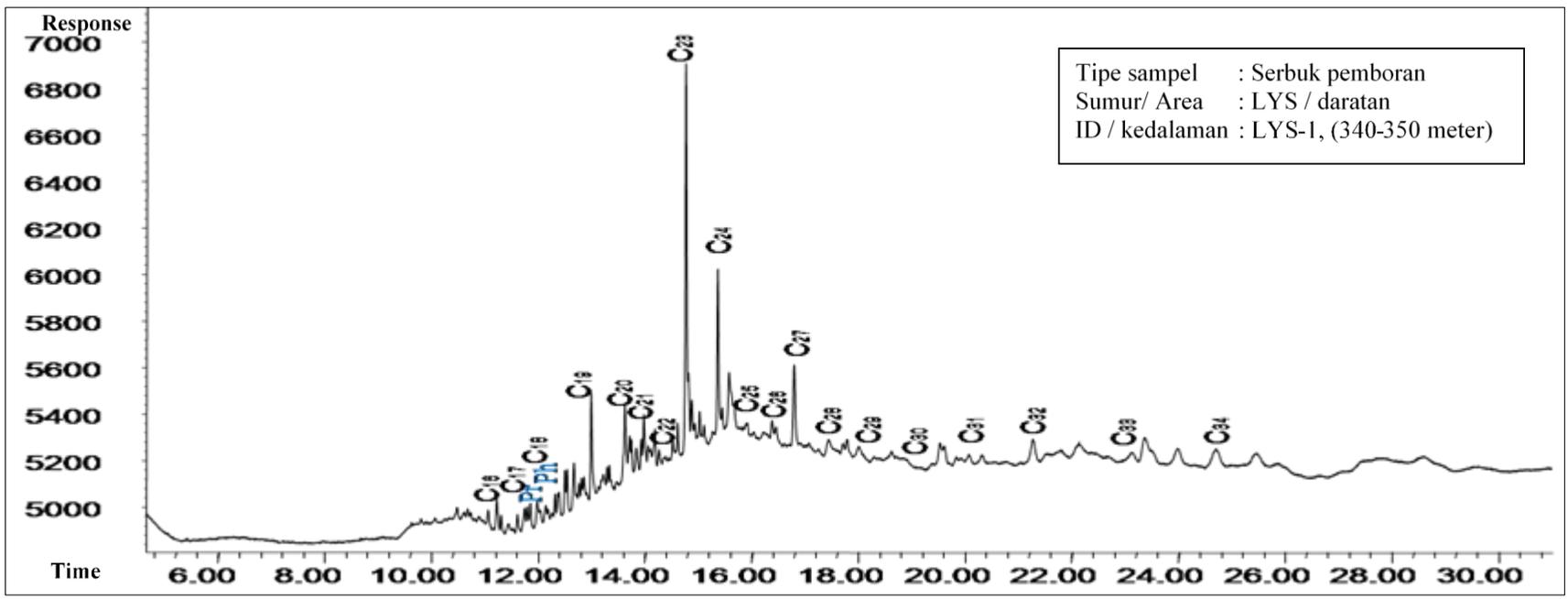


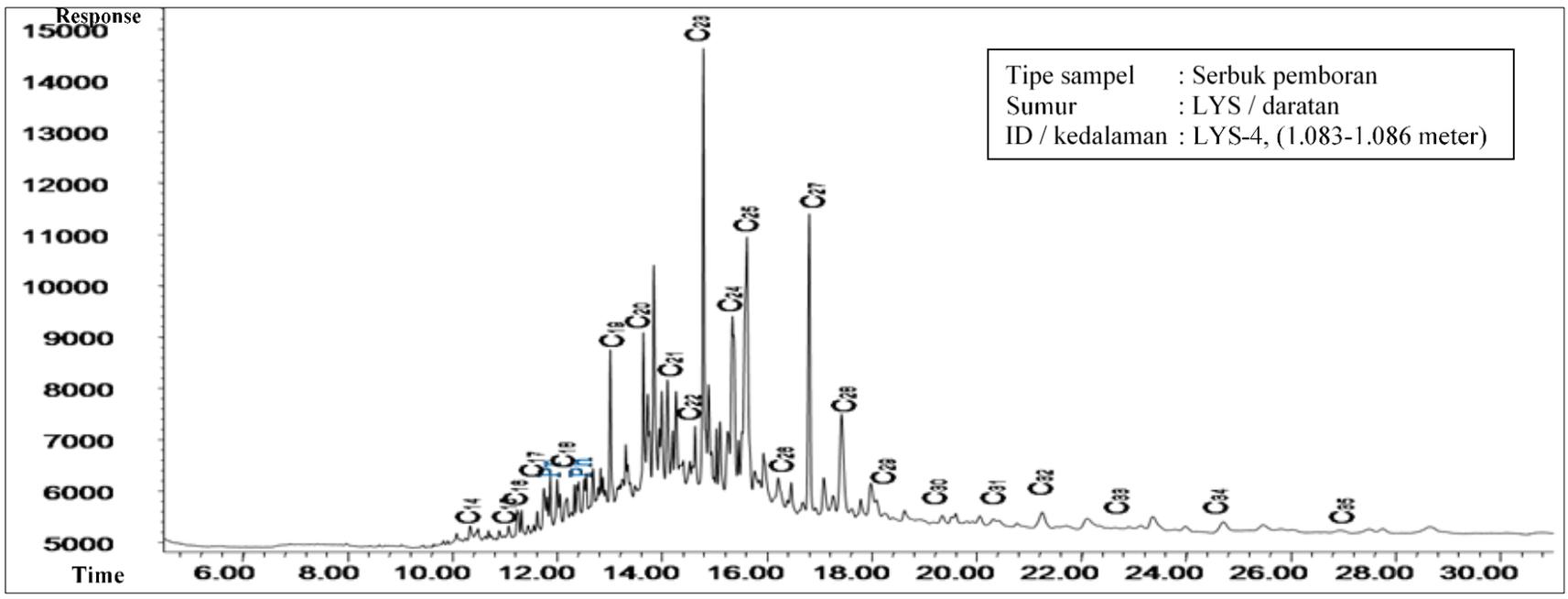


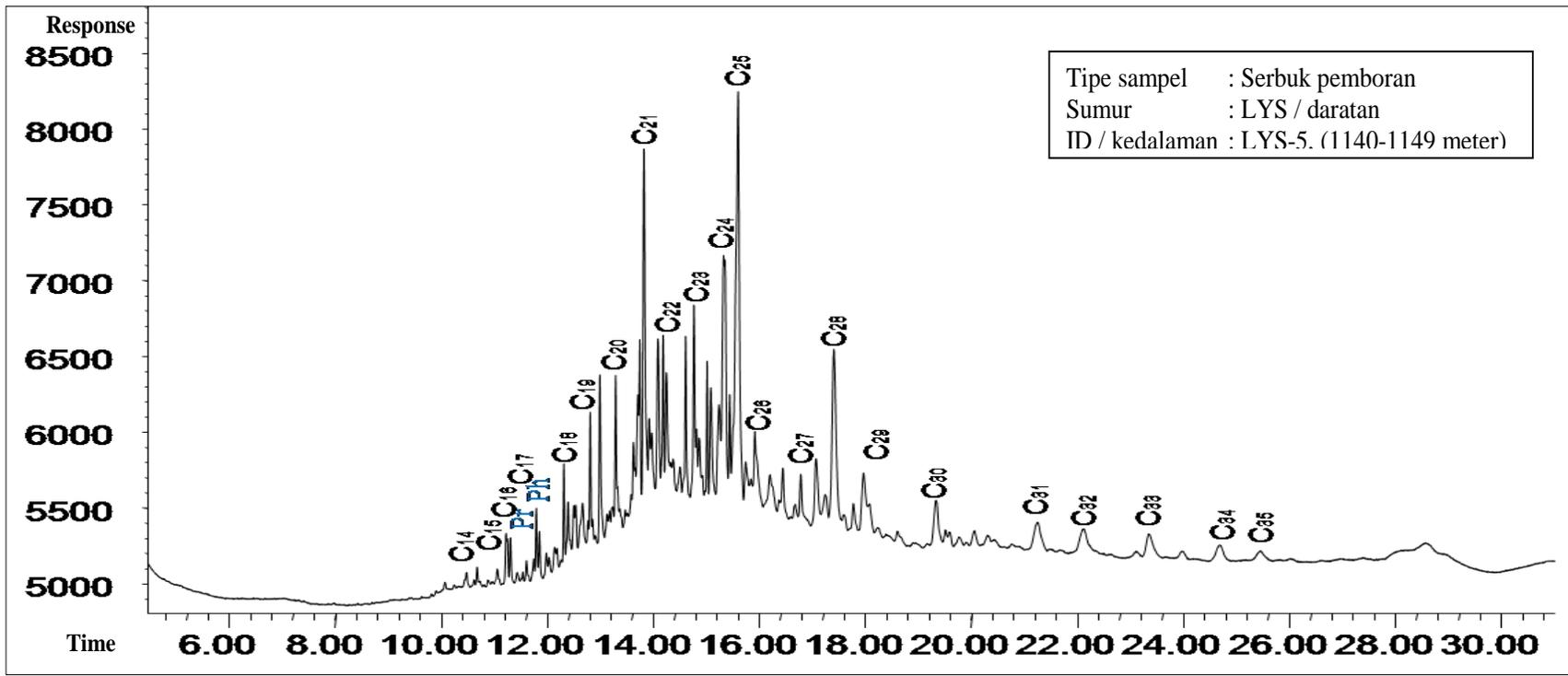


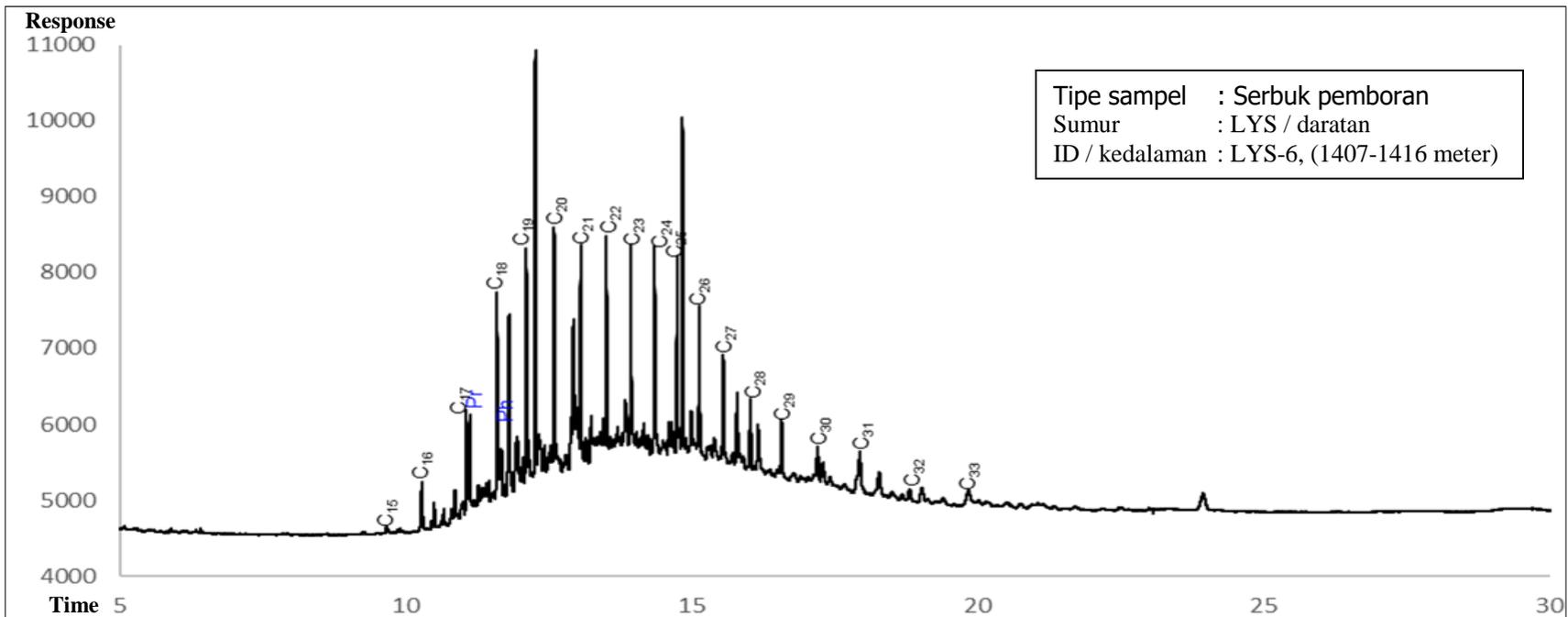


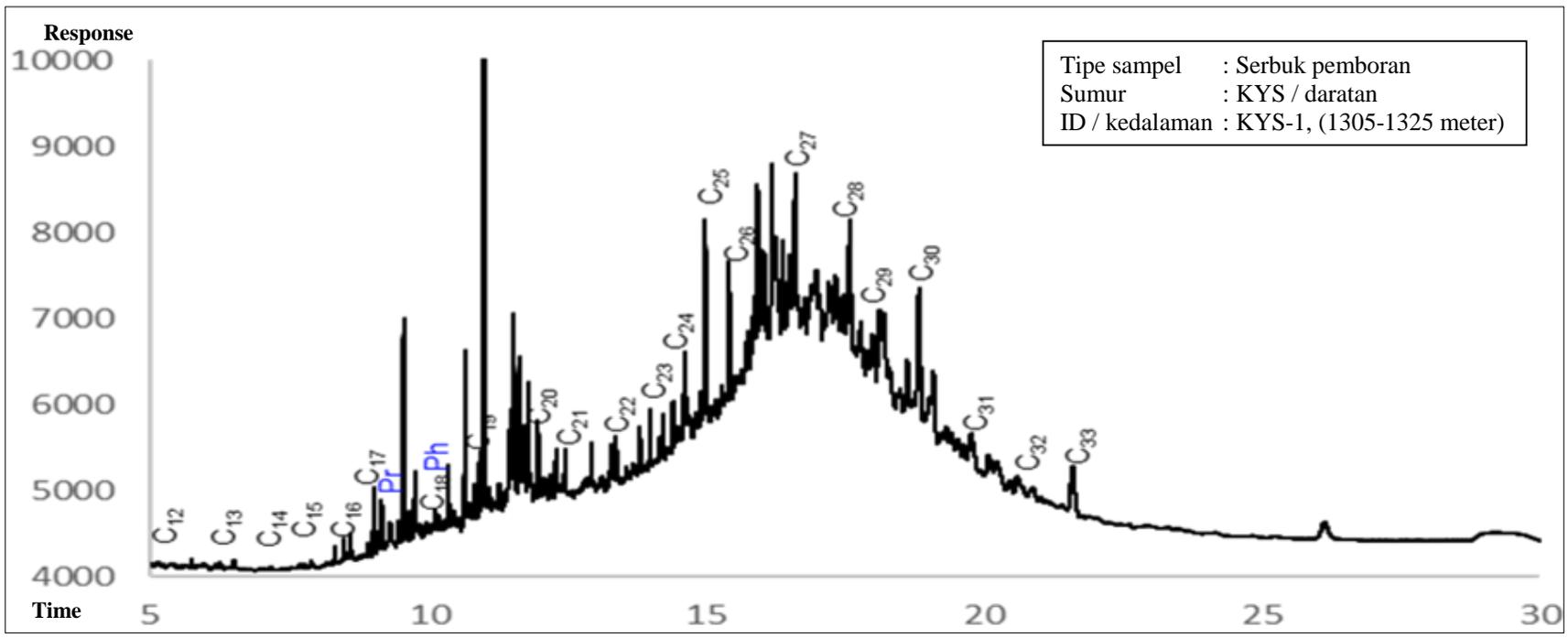


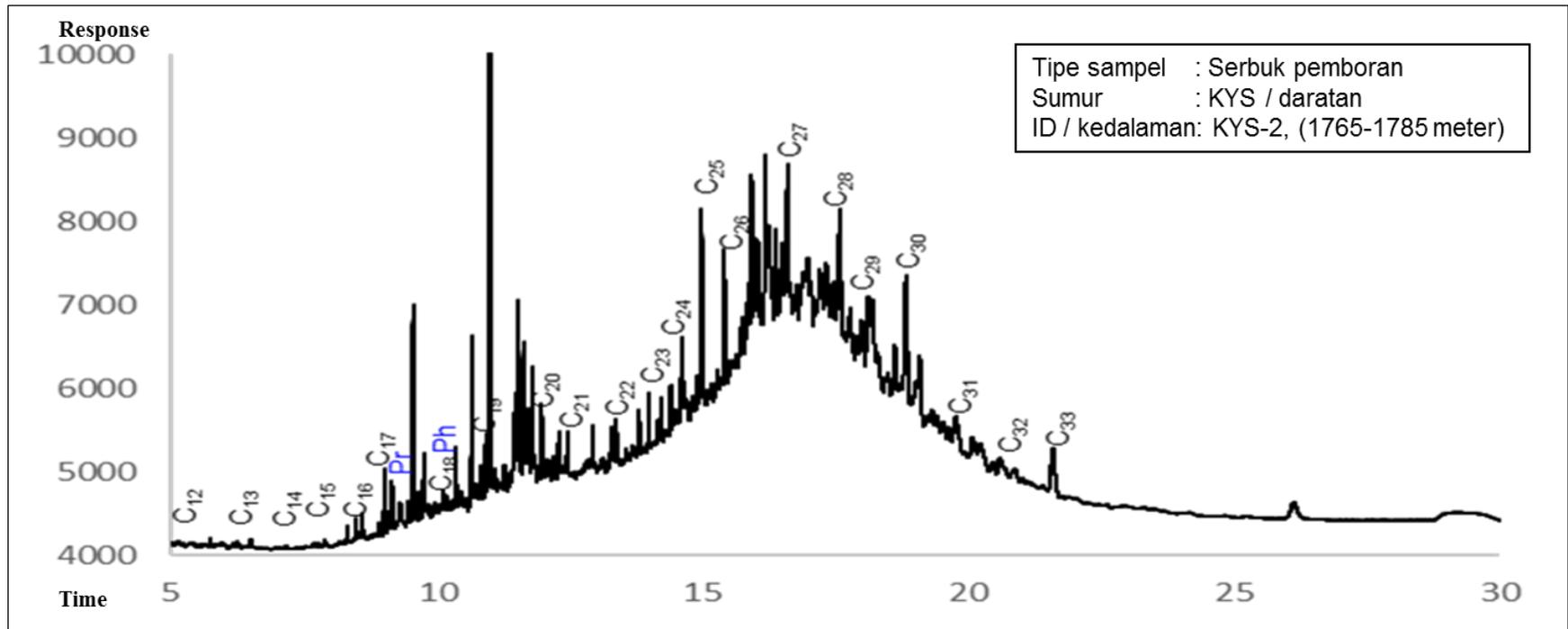


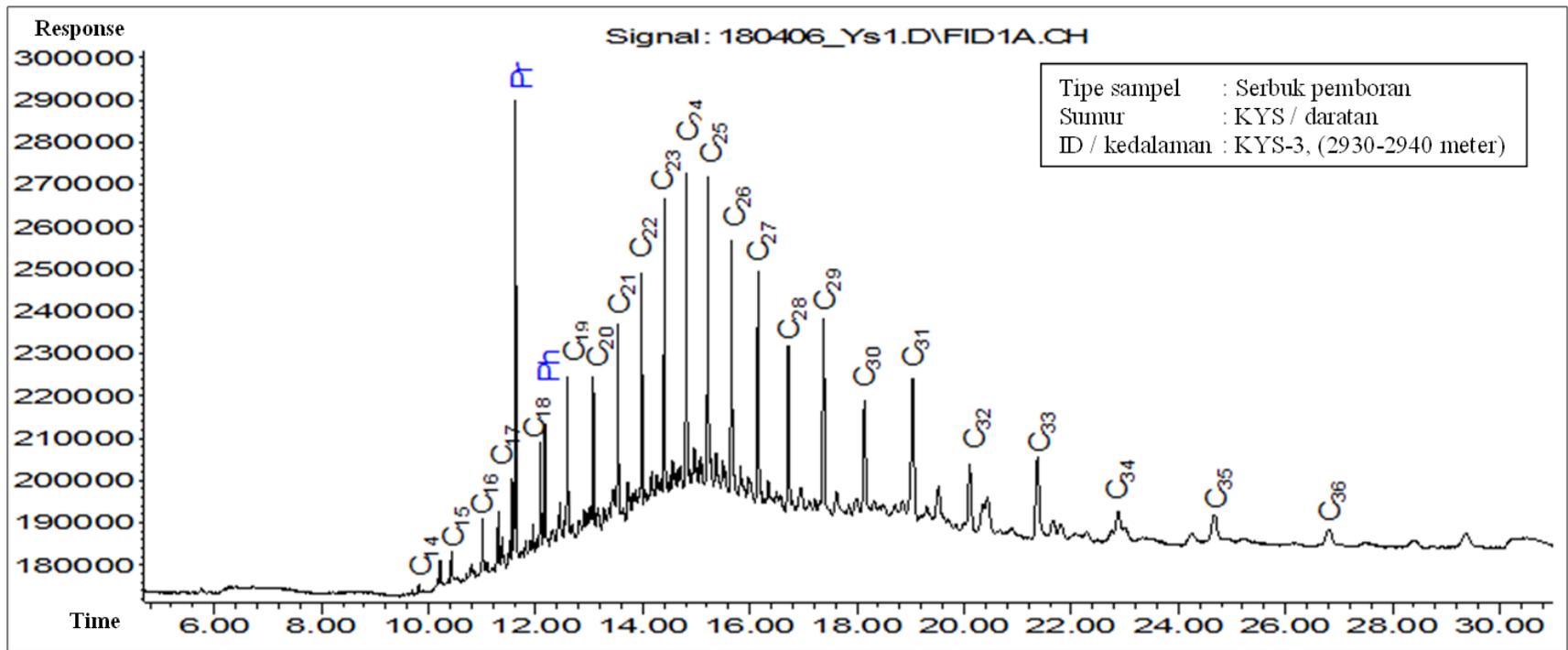


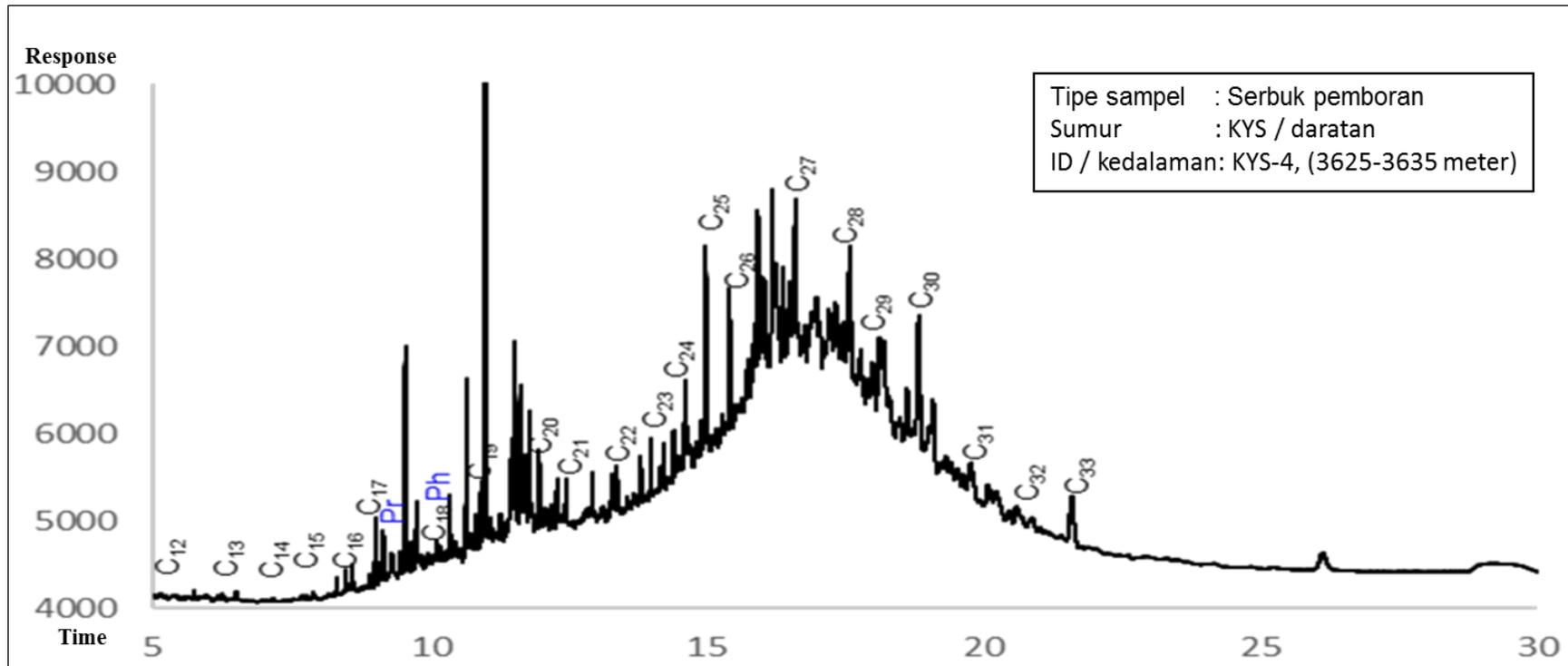


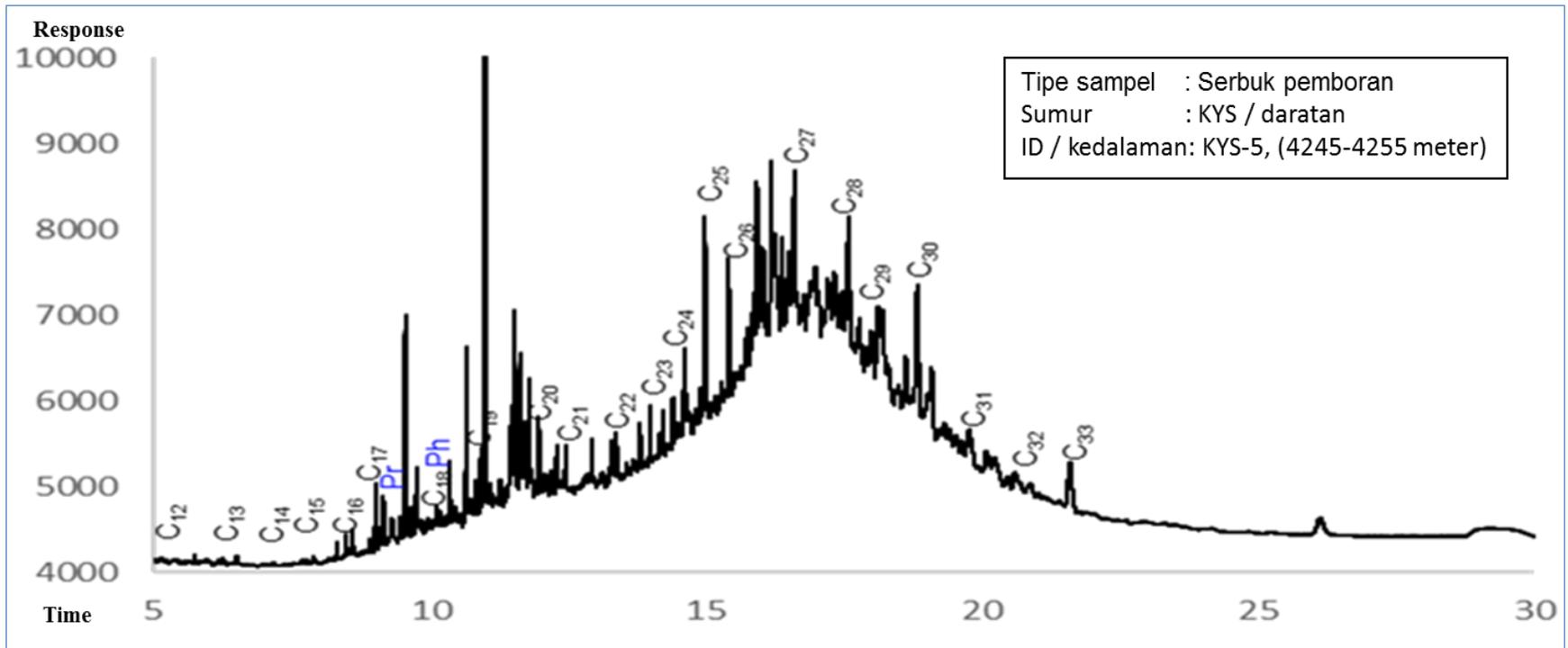


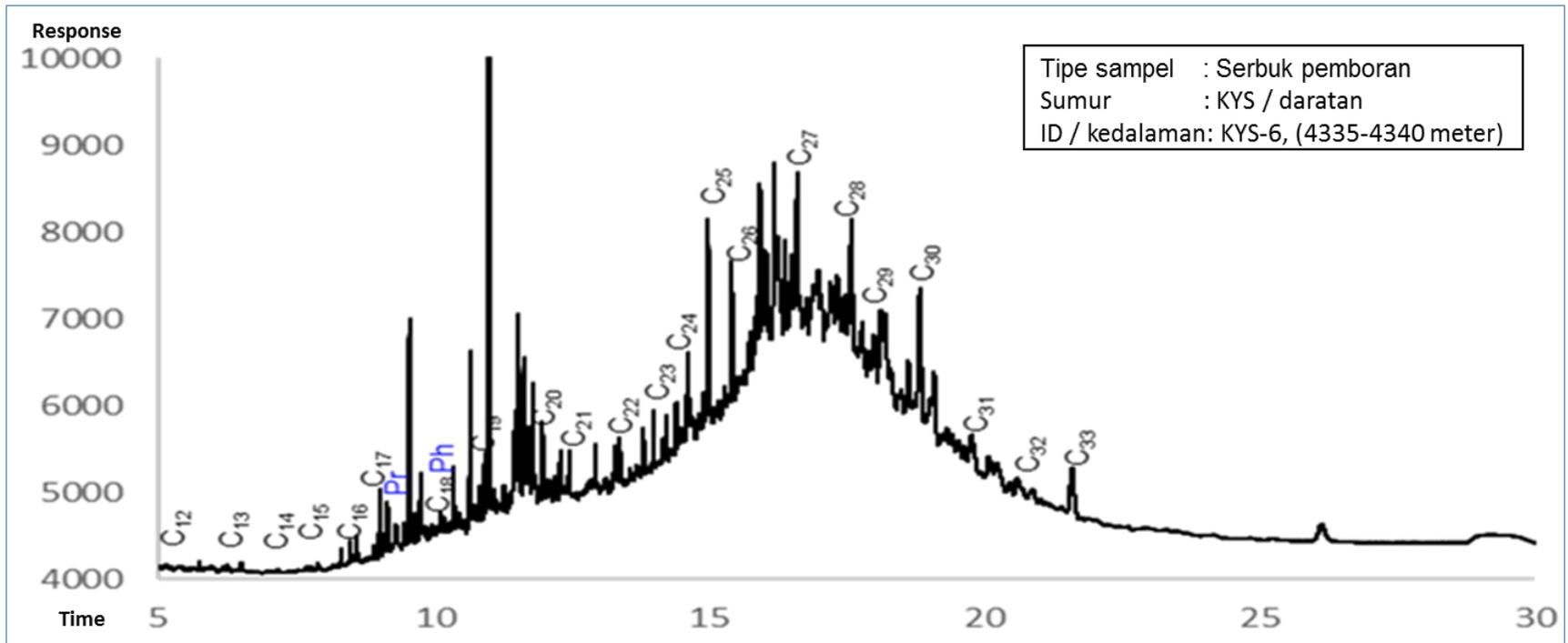


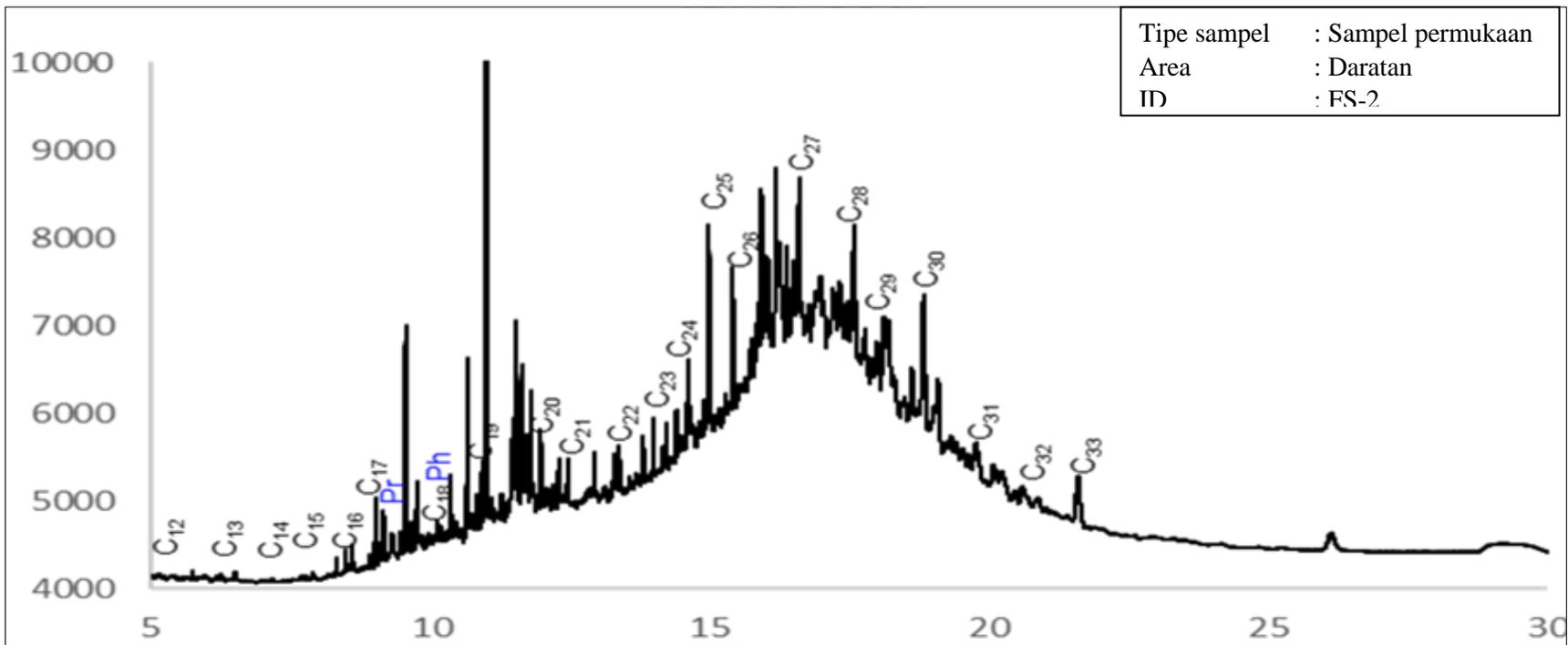


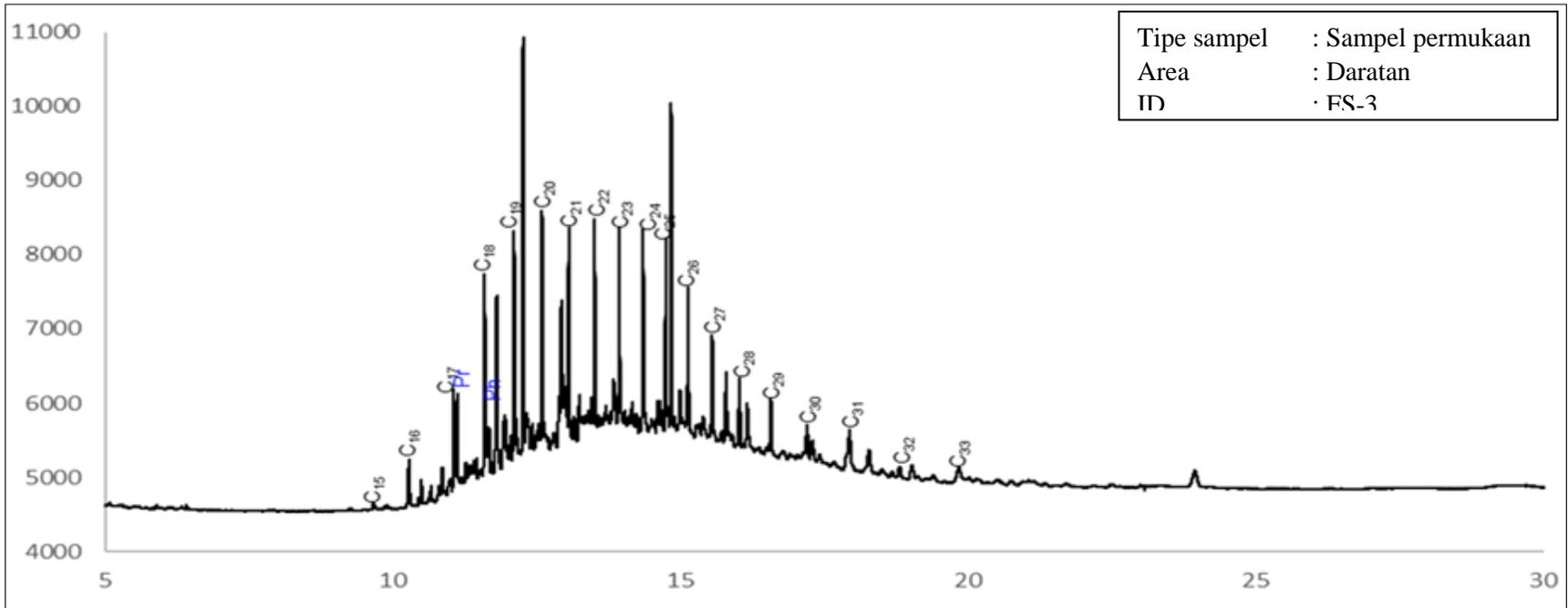


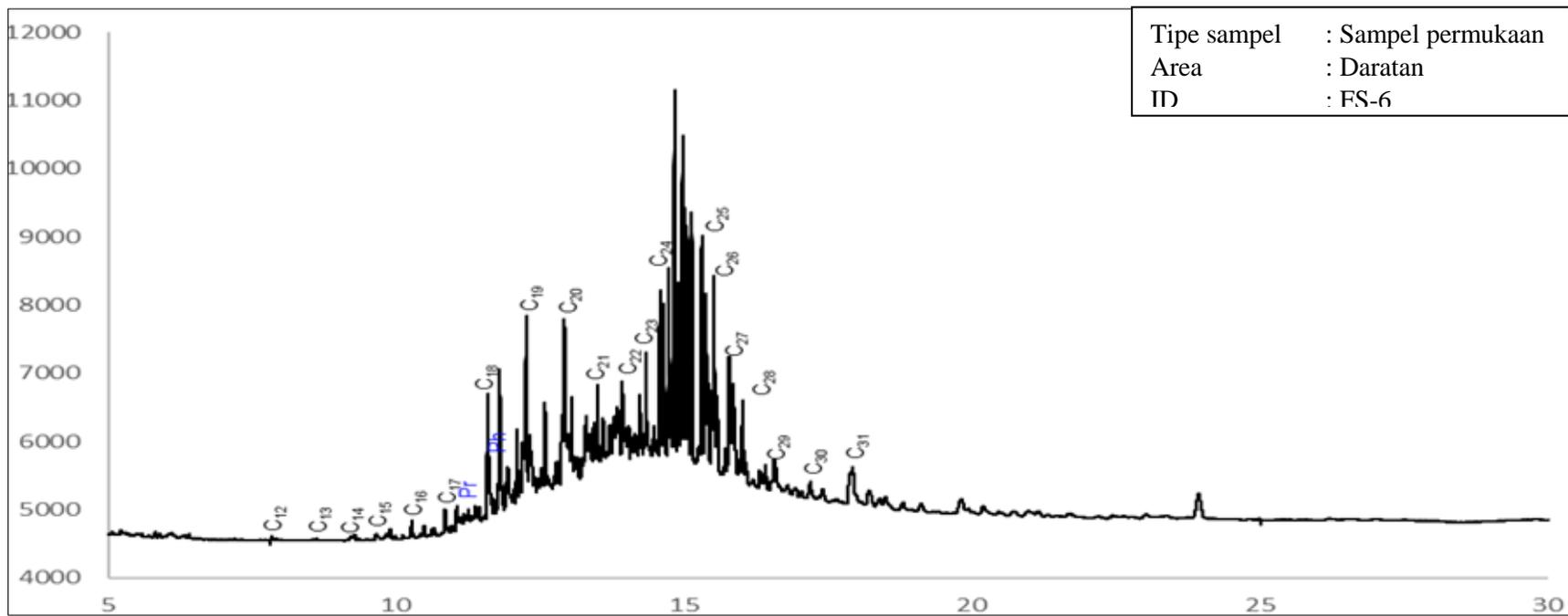


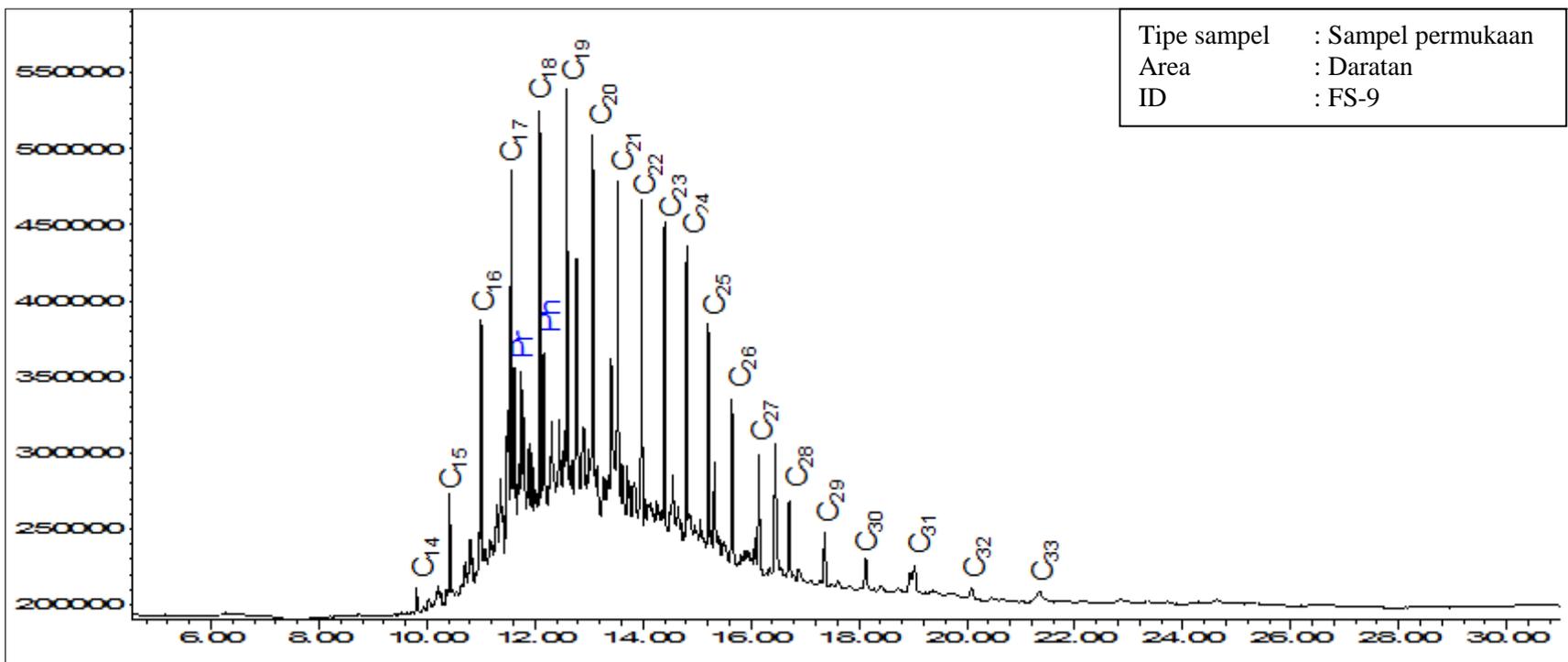


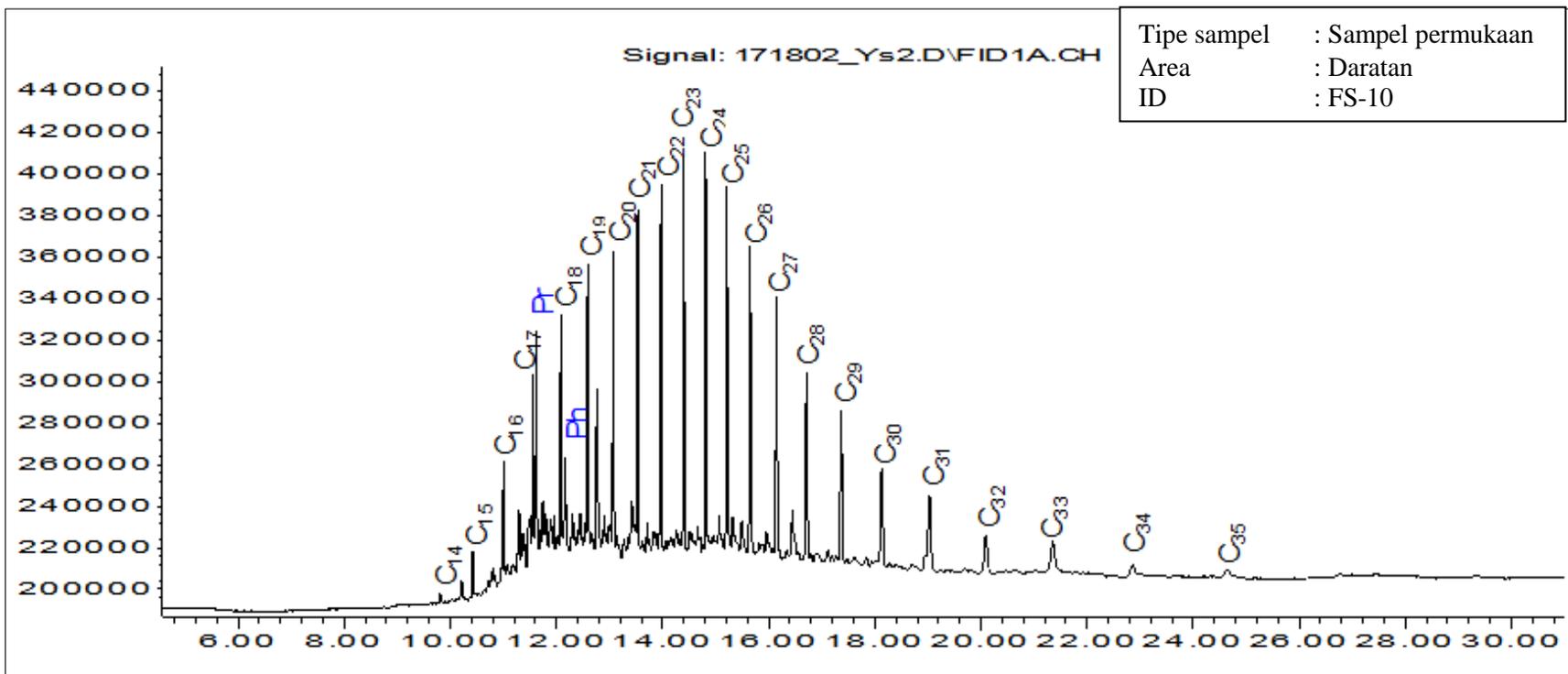


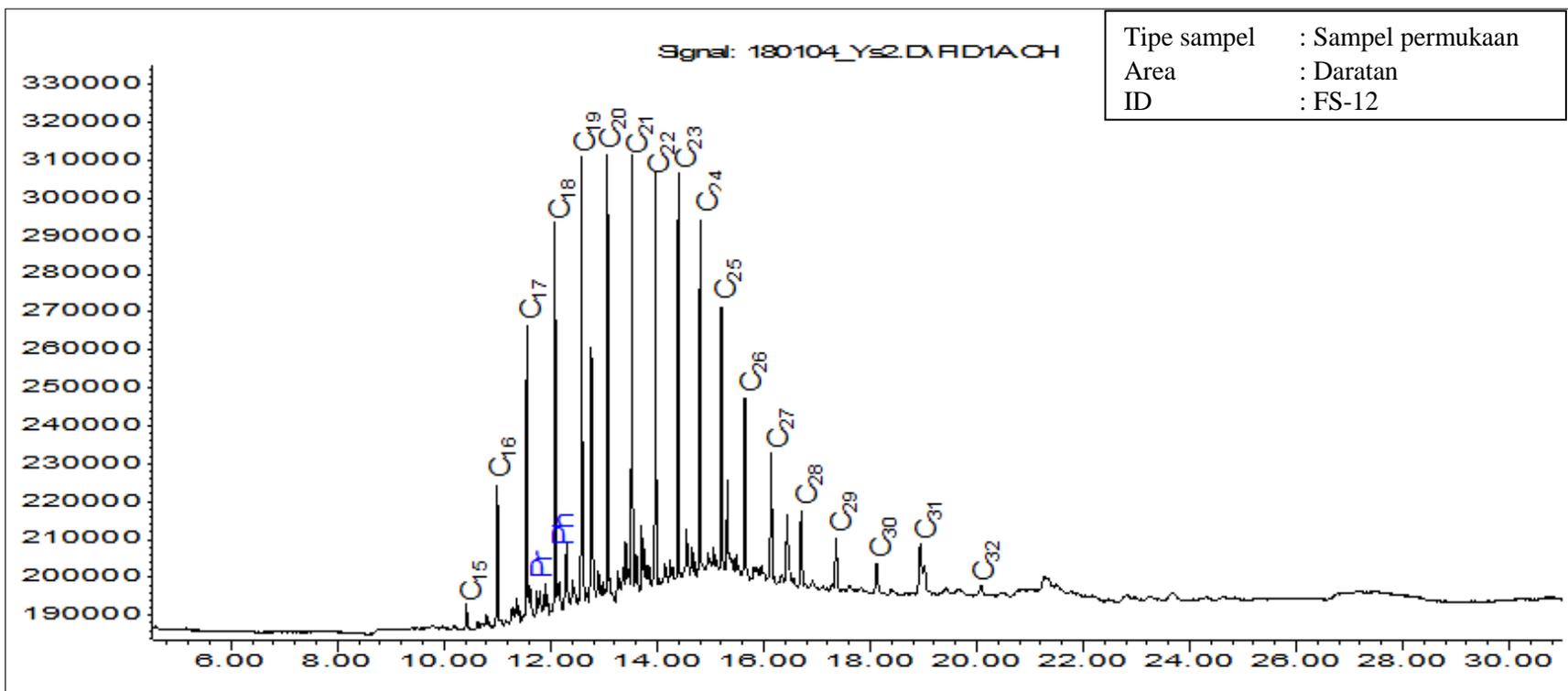






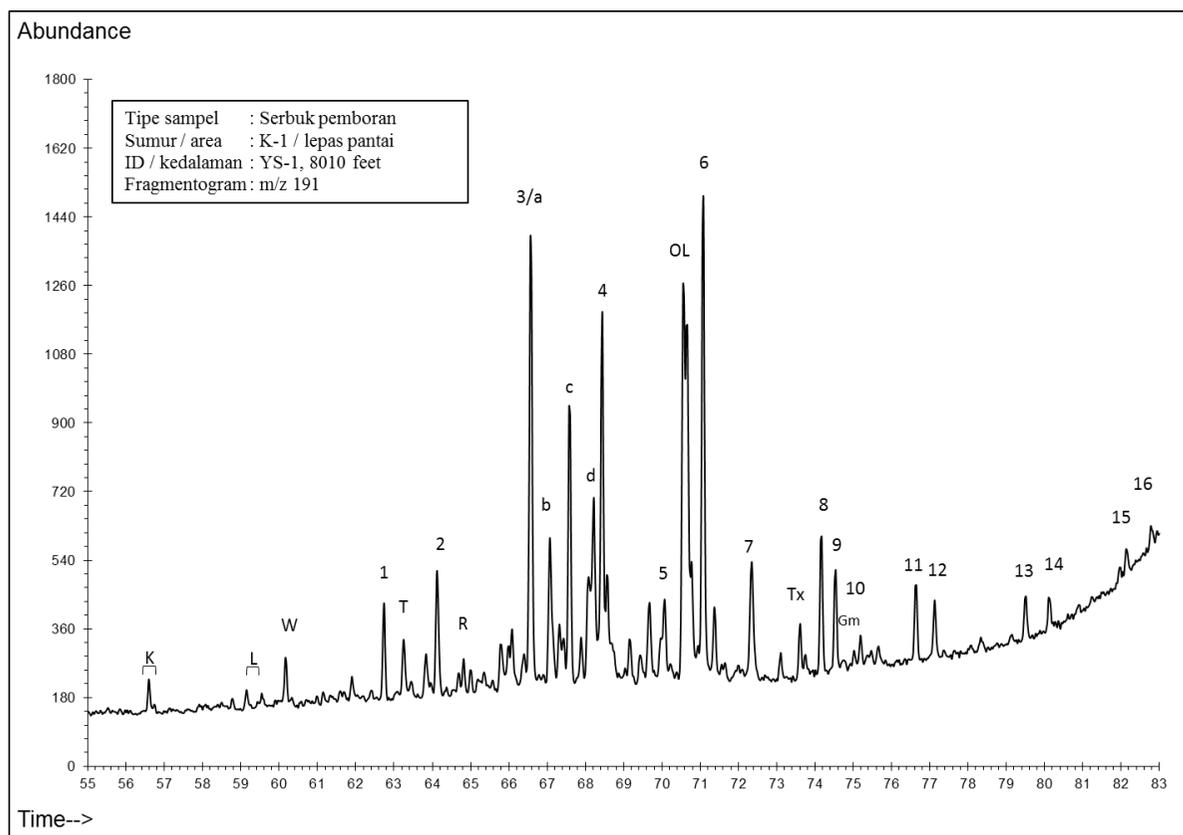


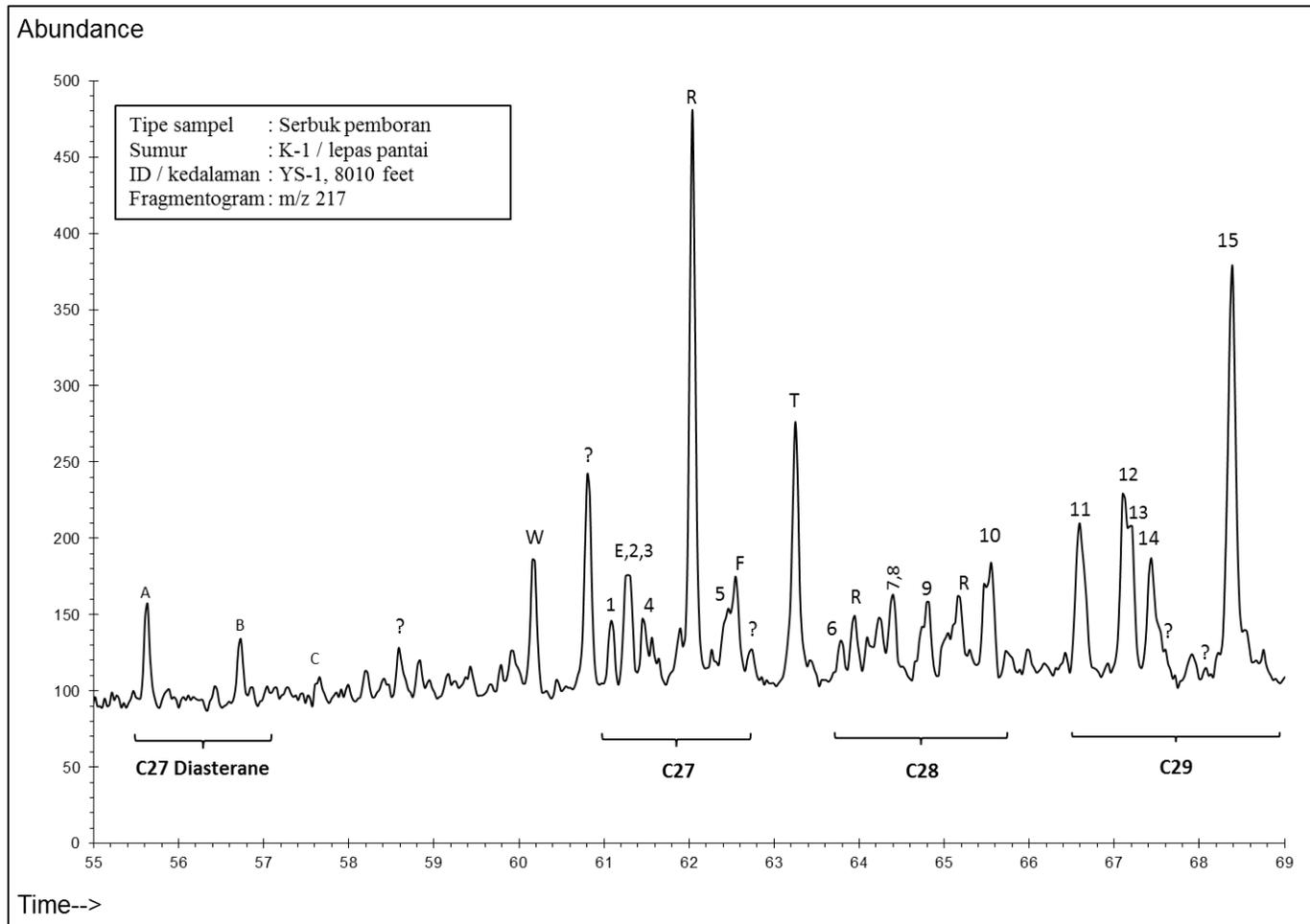


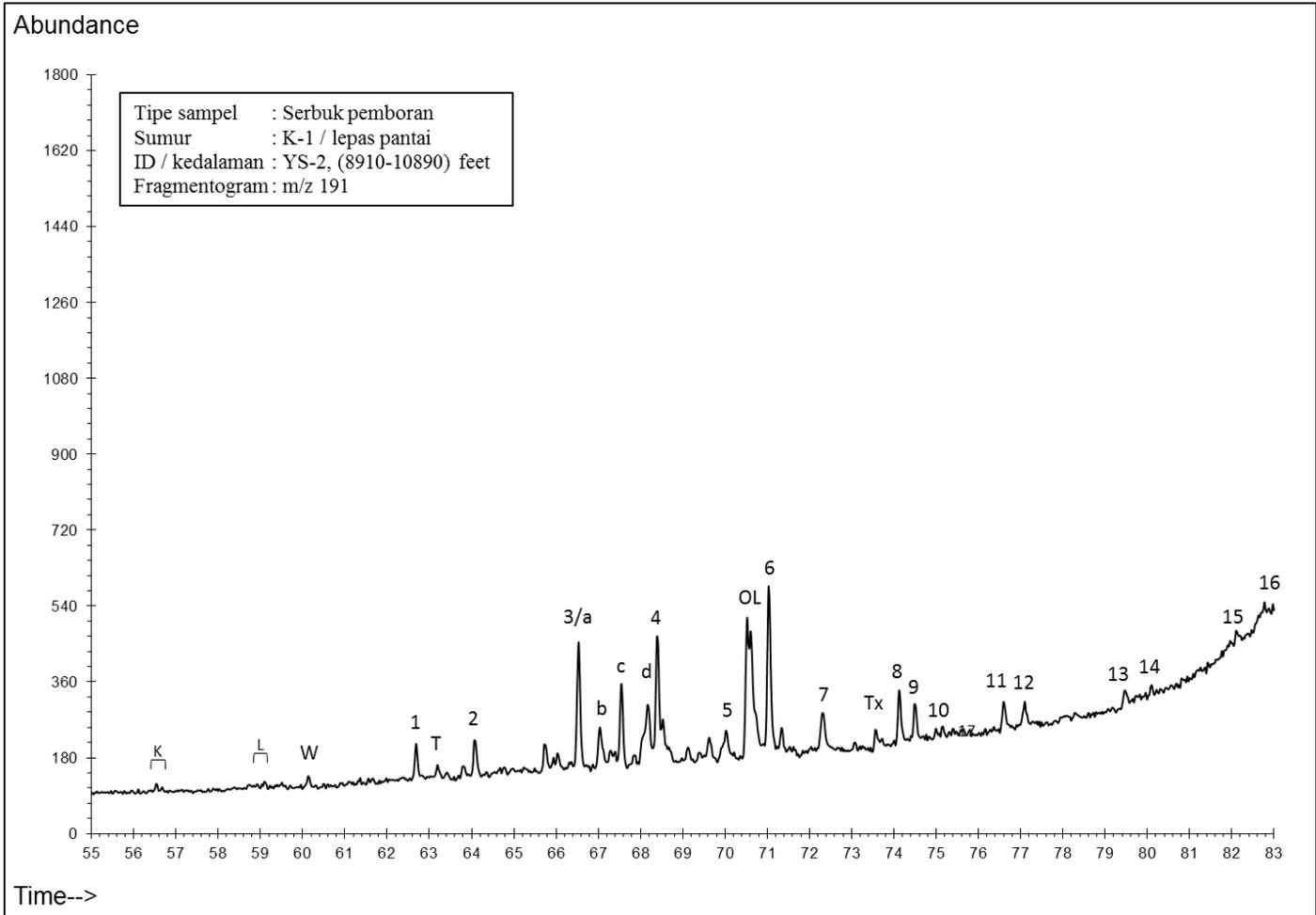


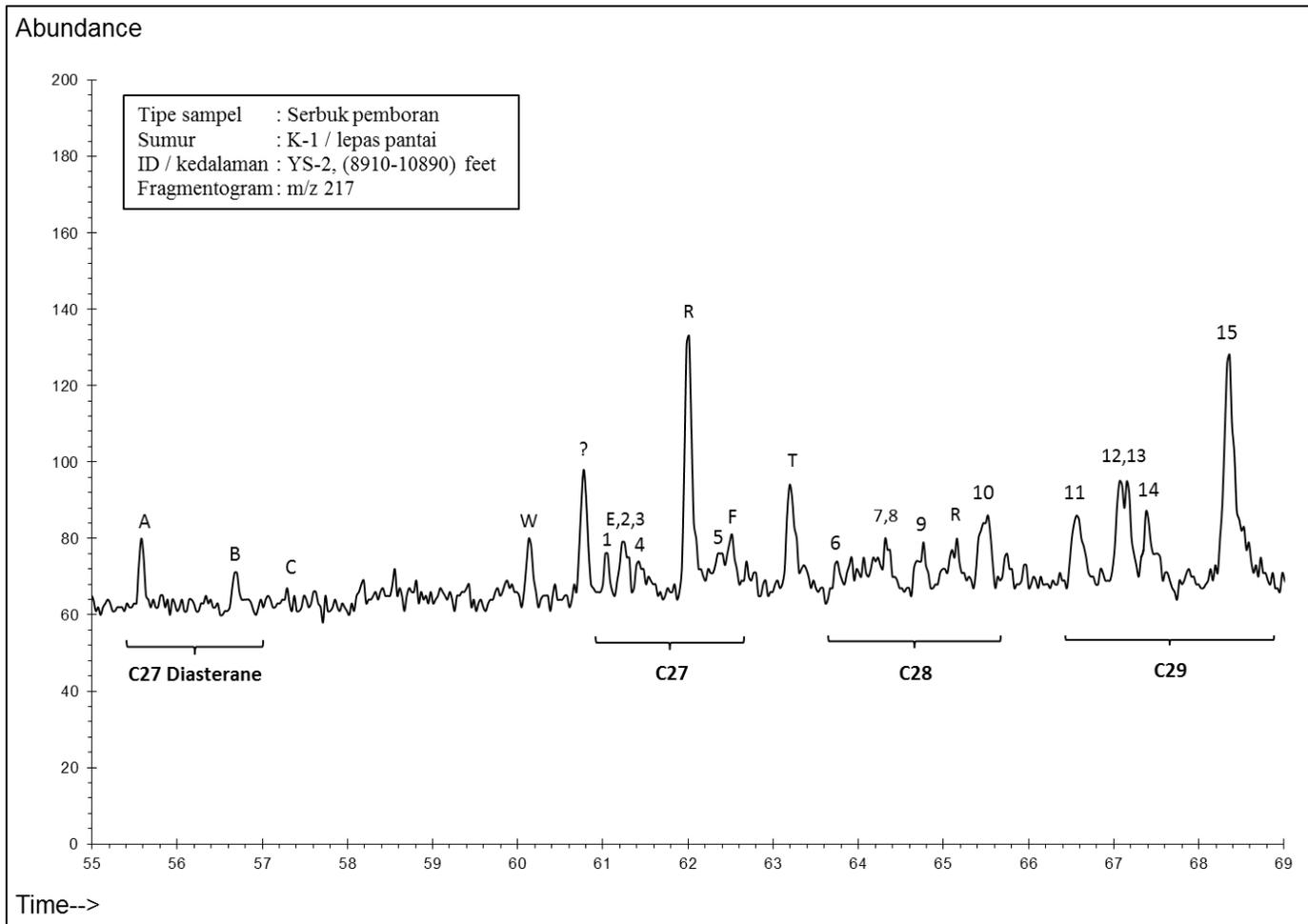
## LAMPIRAN 4A

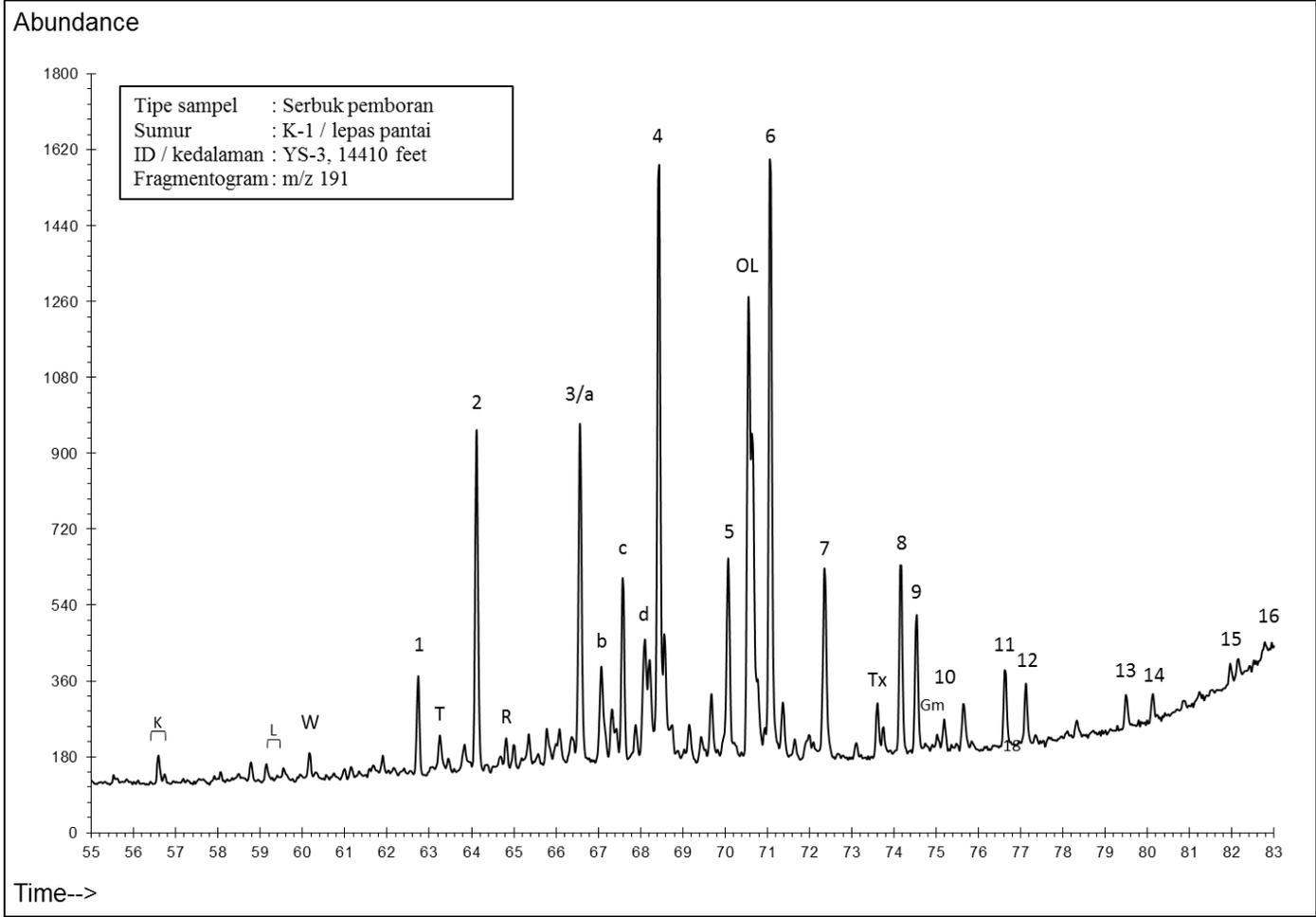
### KROMATOGRAFI GAS-SPEKTROMETRI MASSA (GCMS)

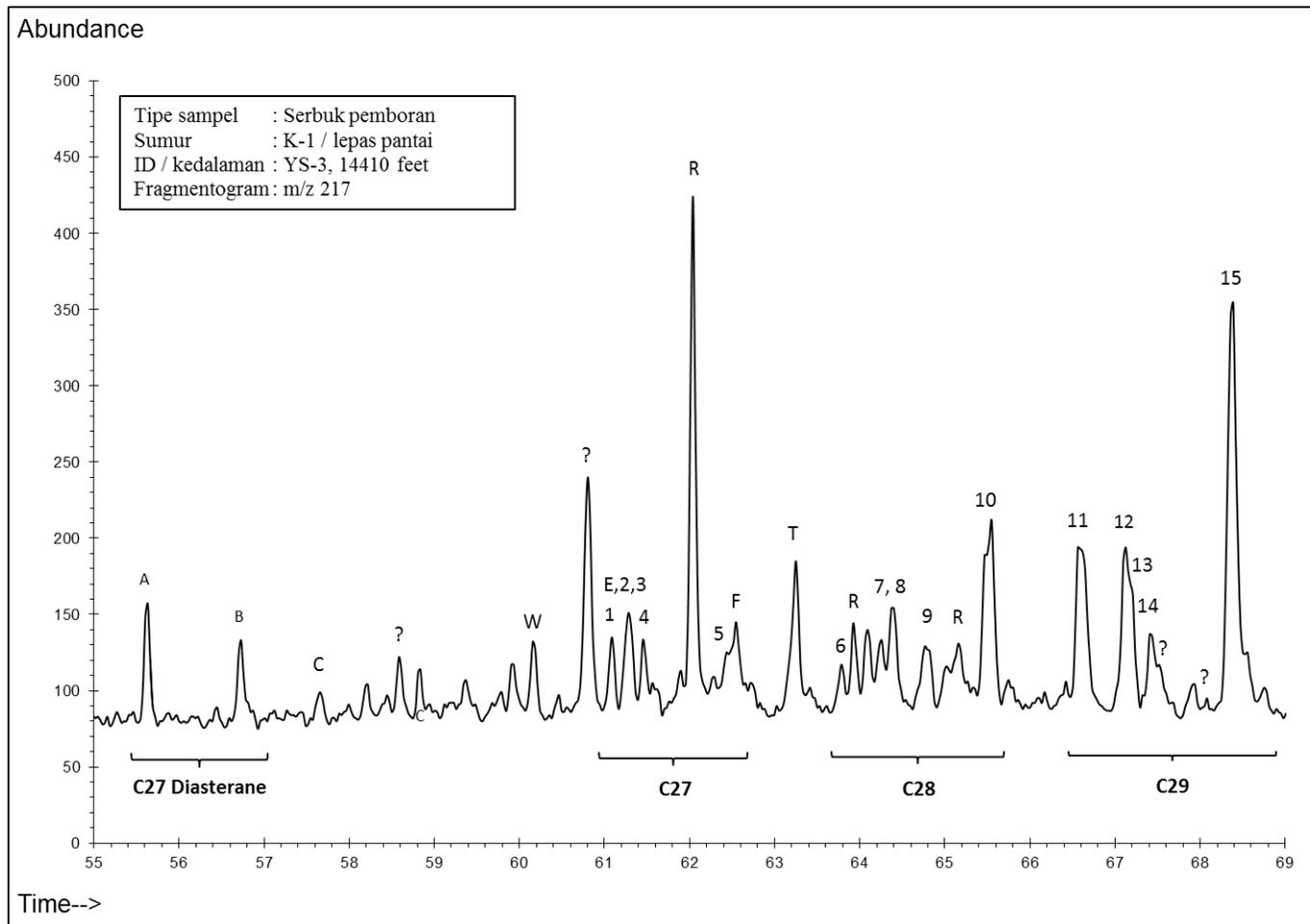


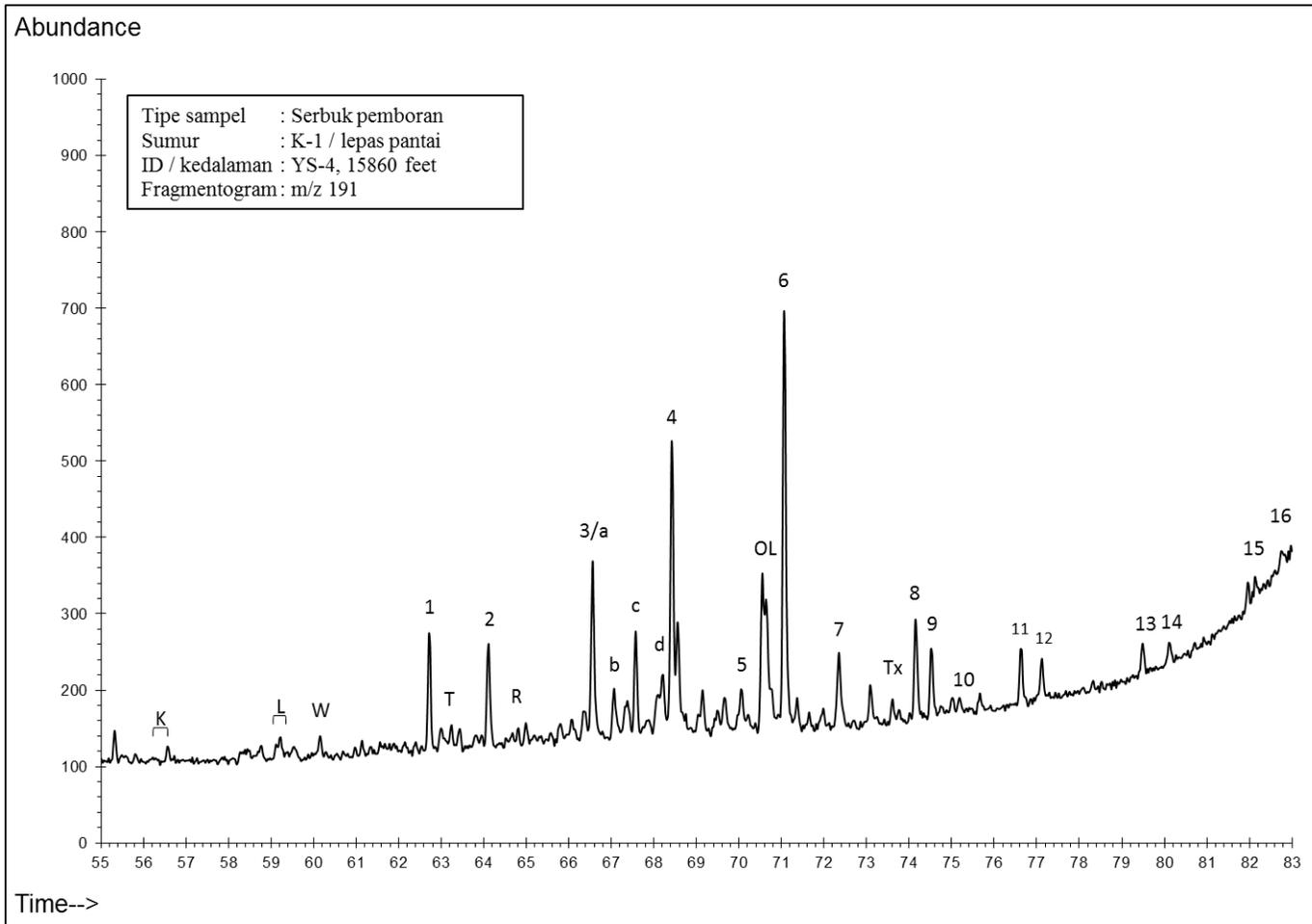


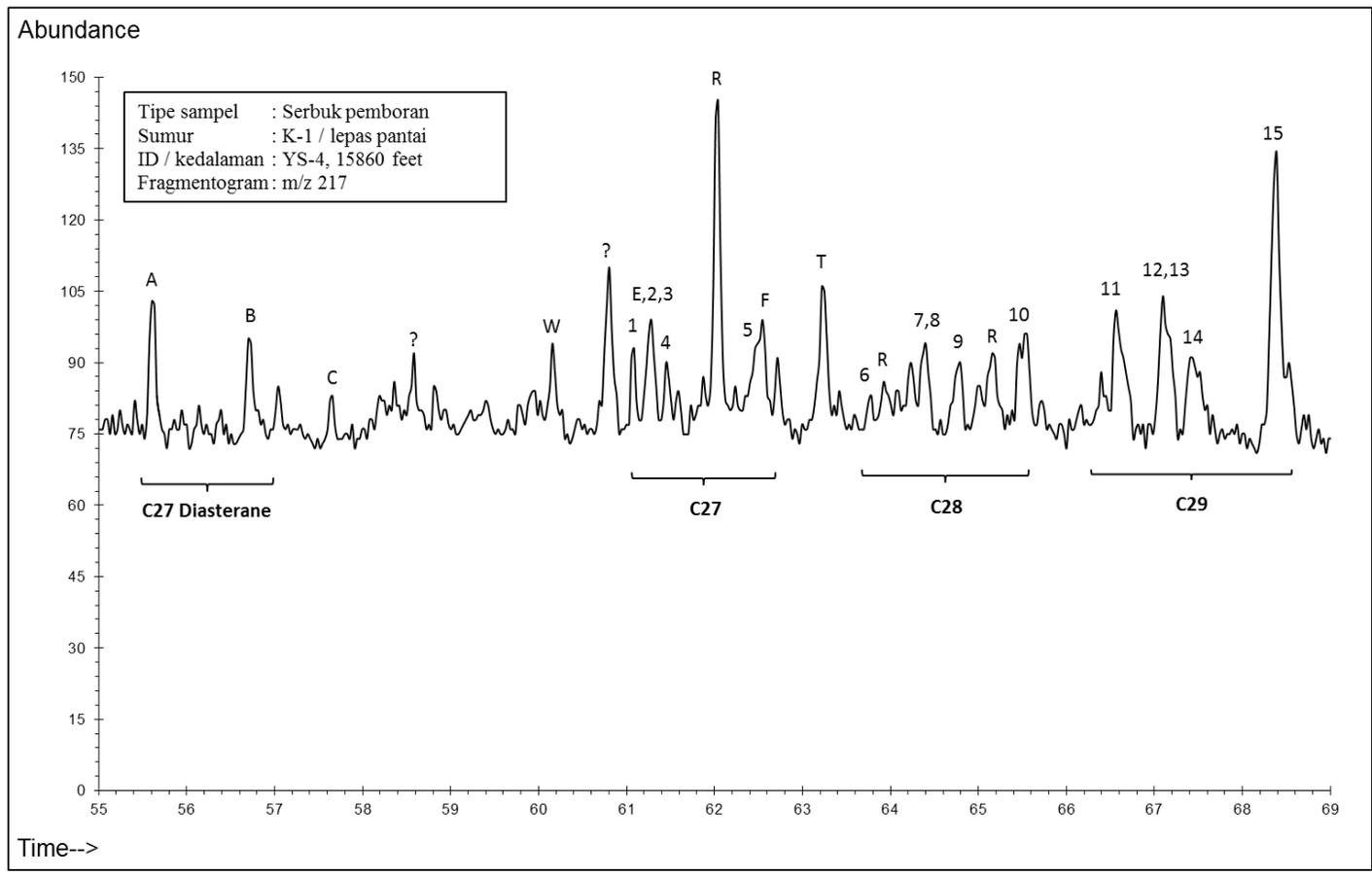


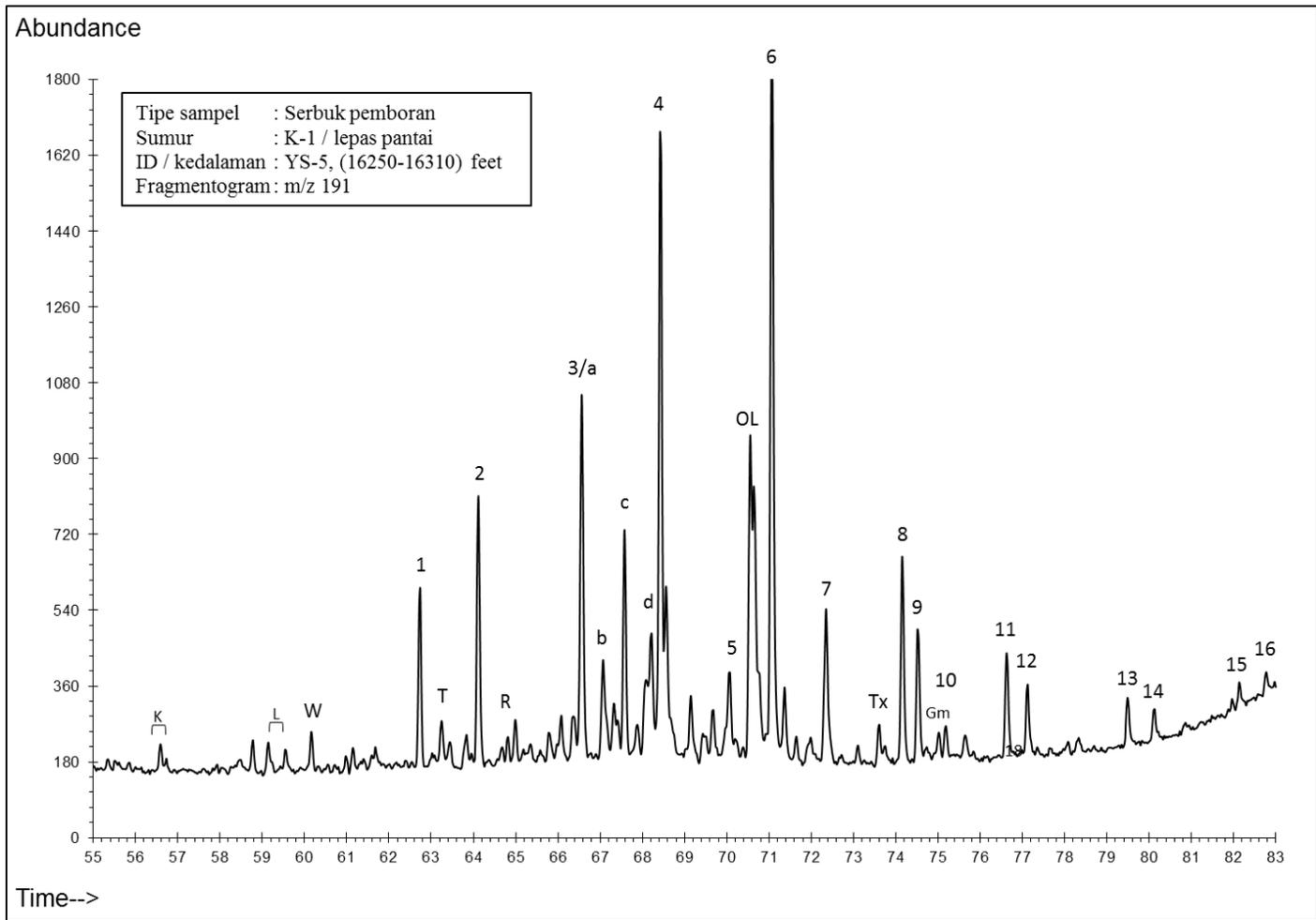


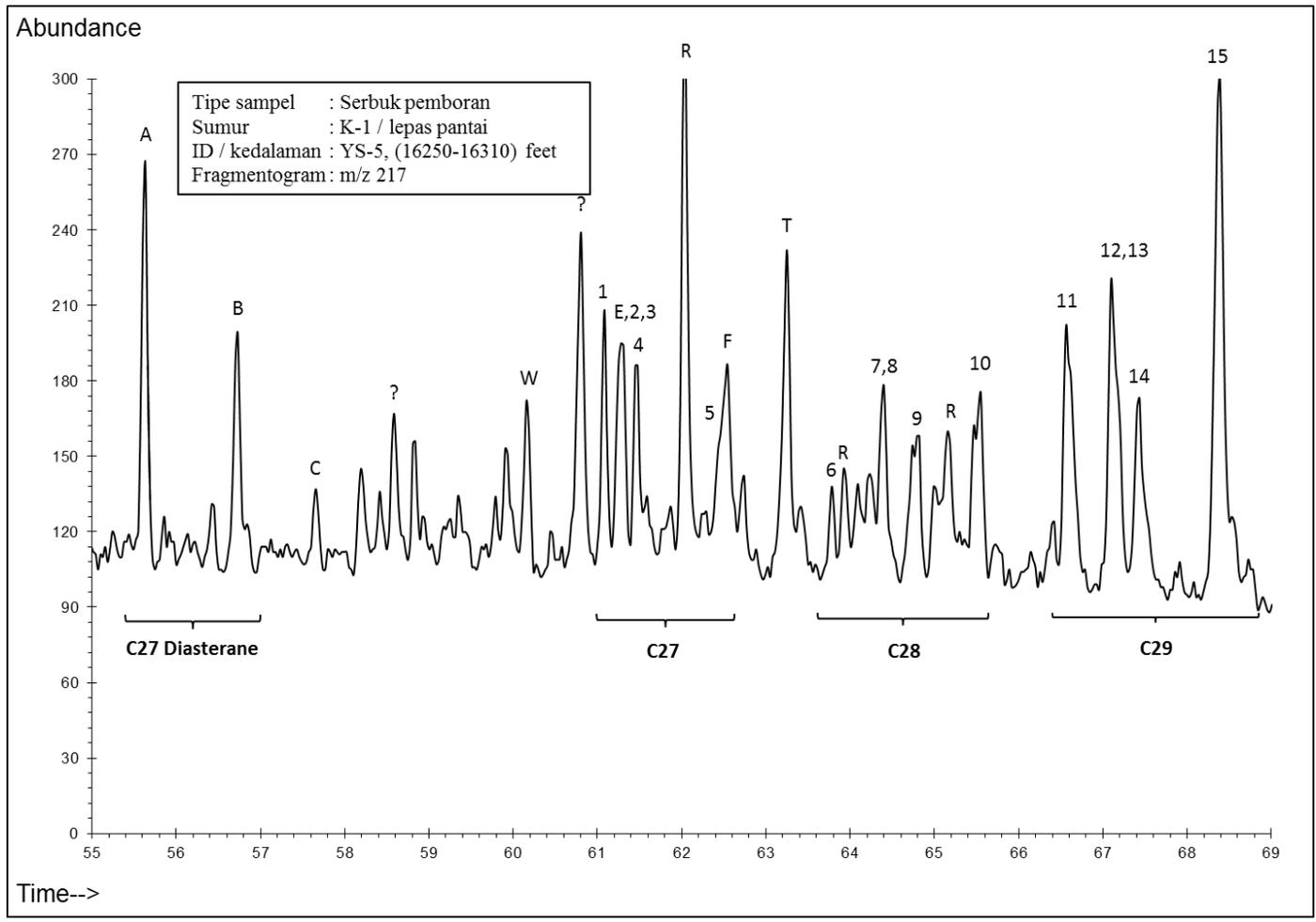


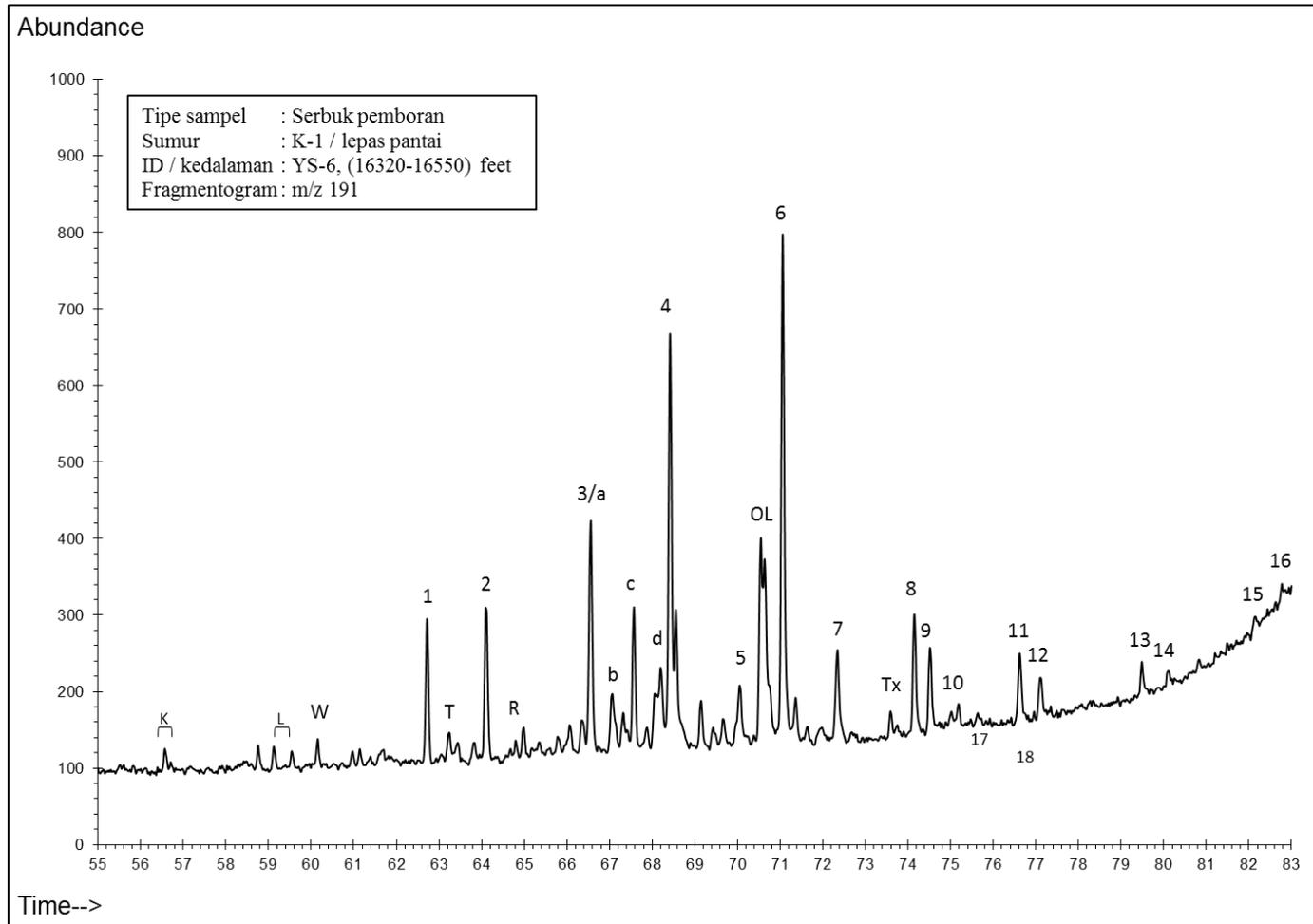




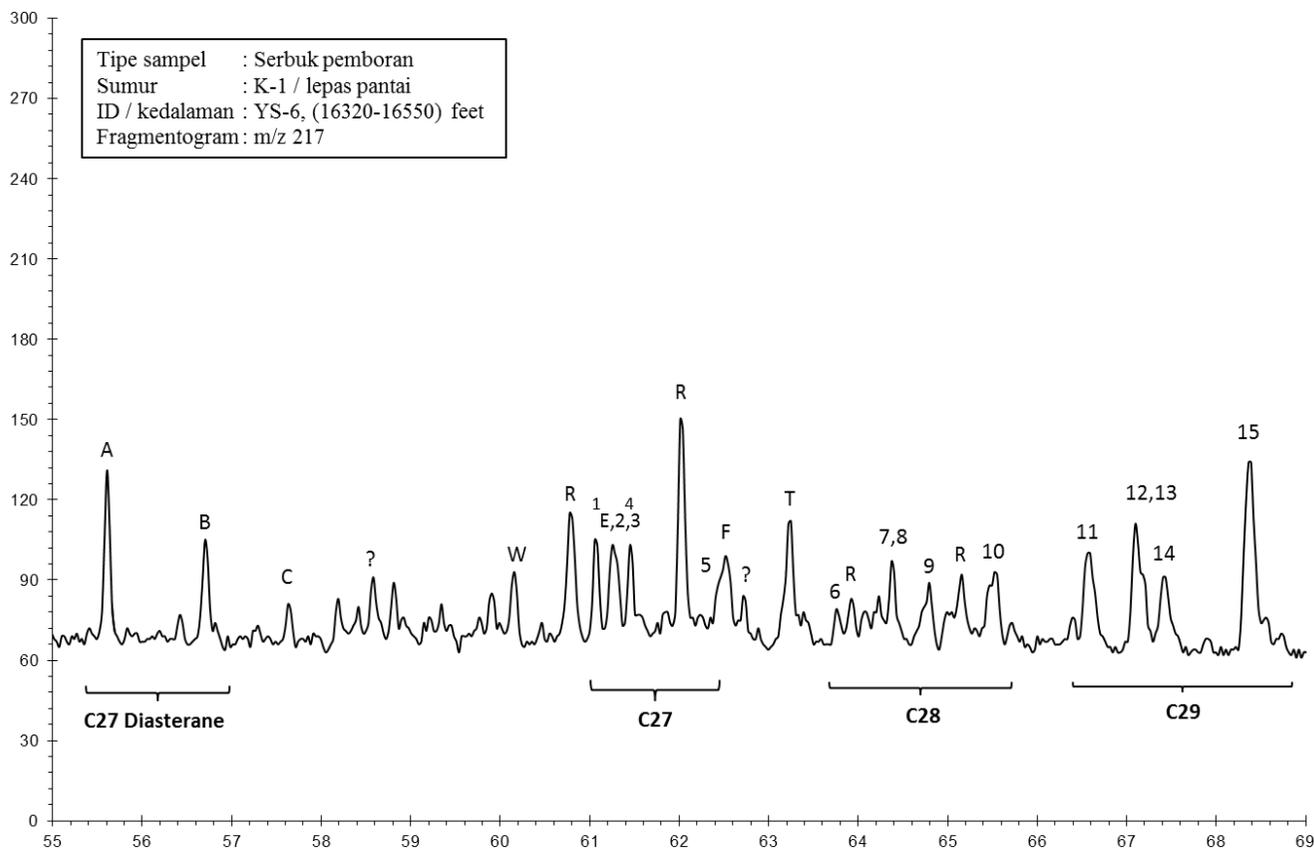




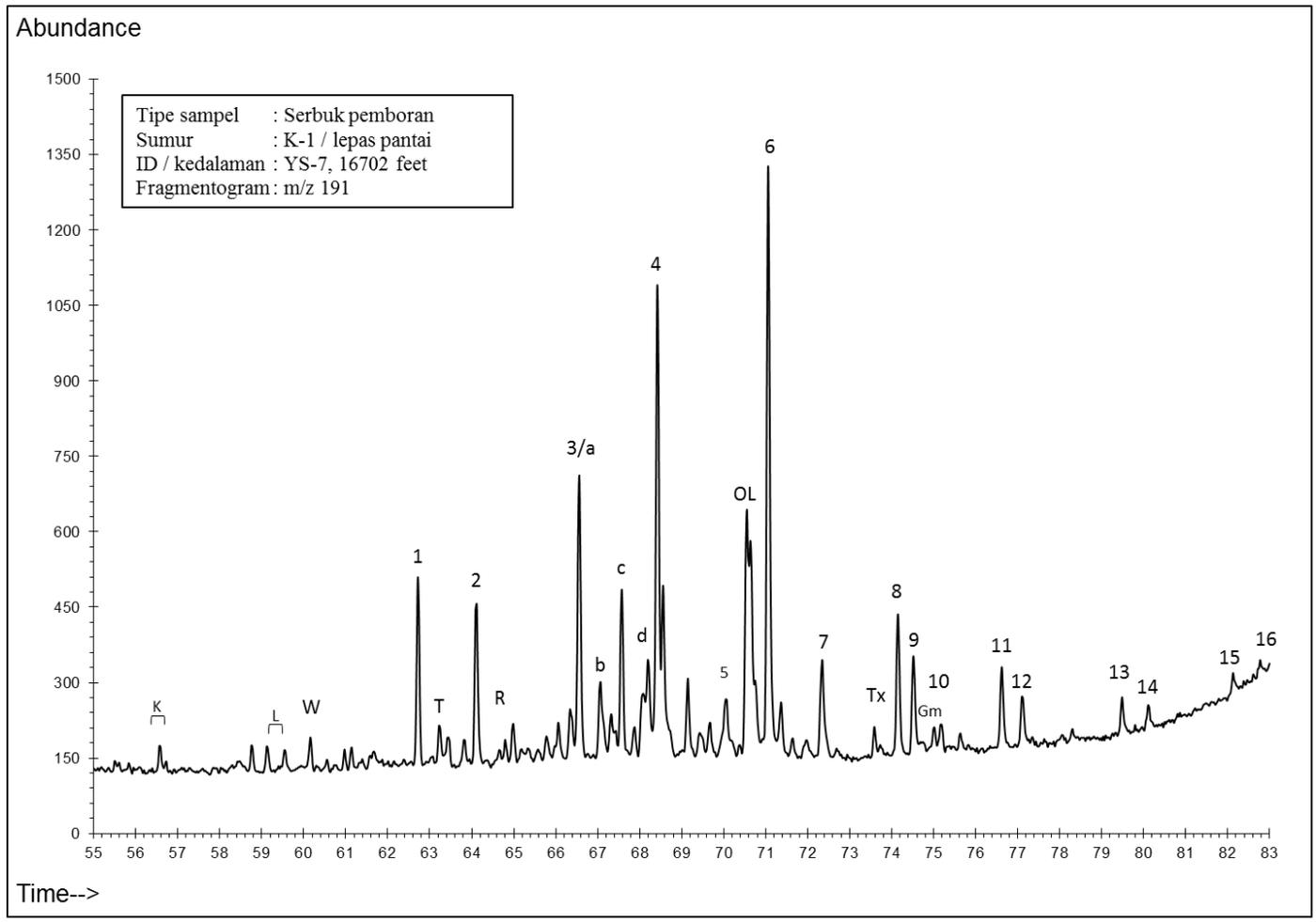


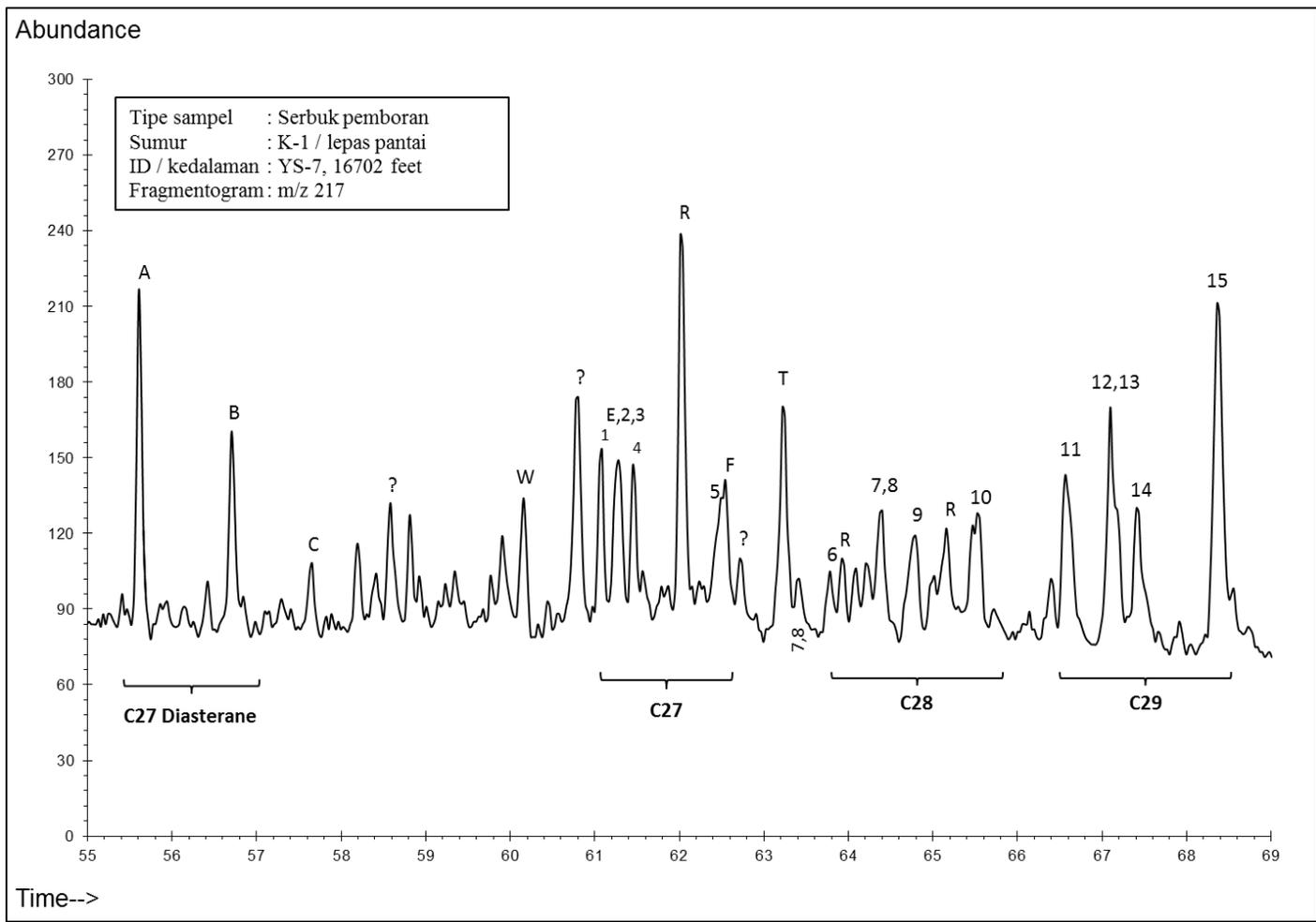


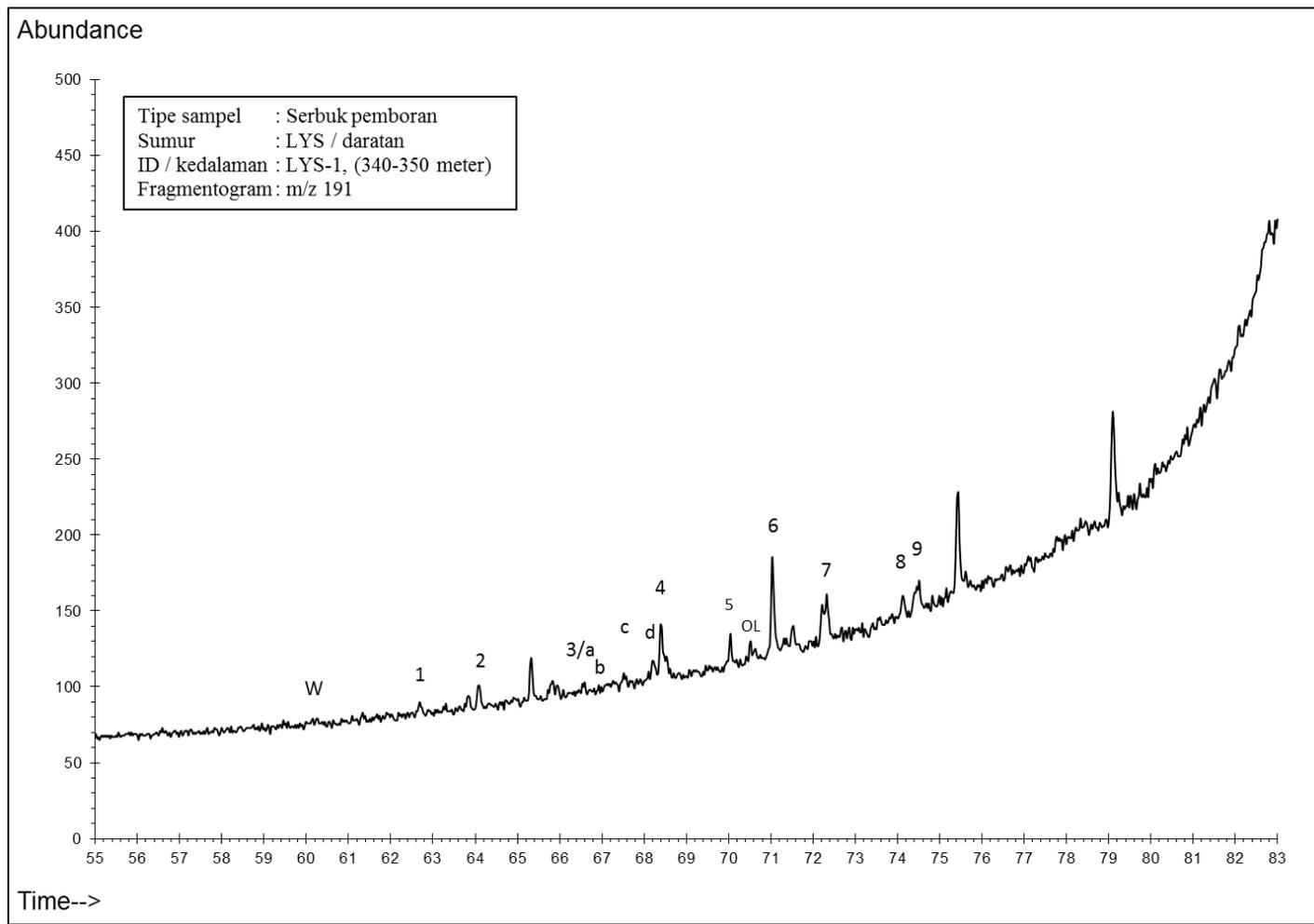
Abundance

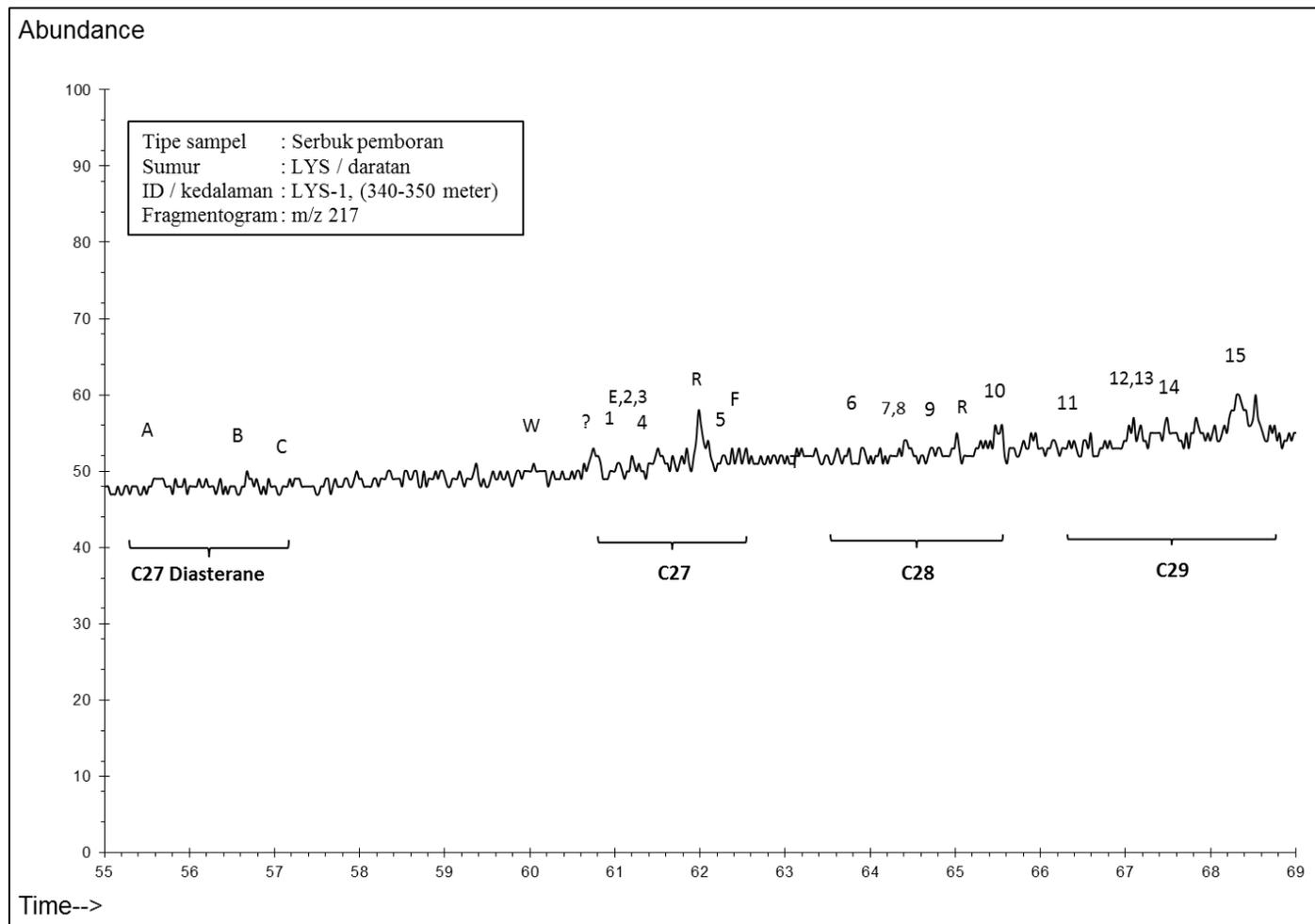


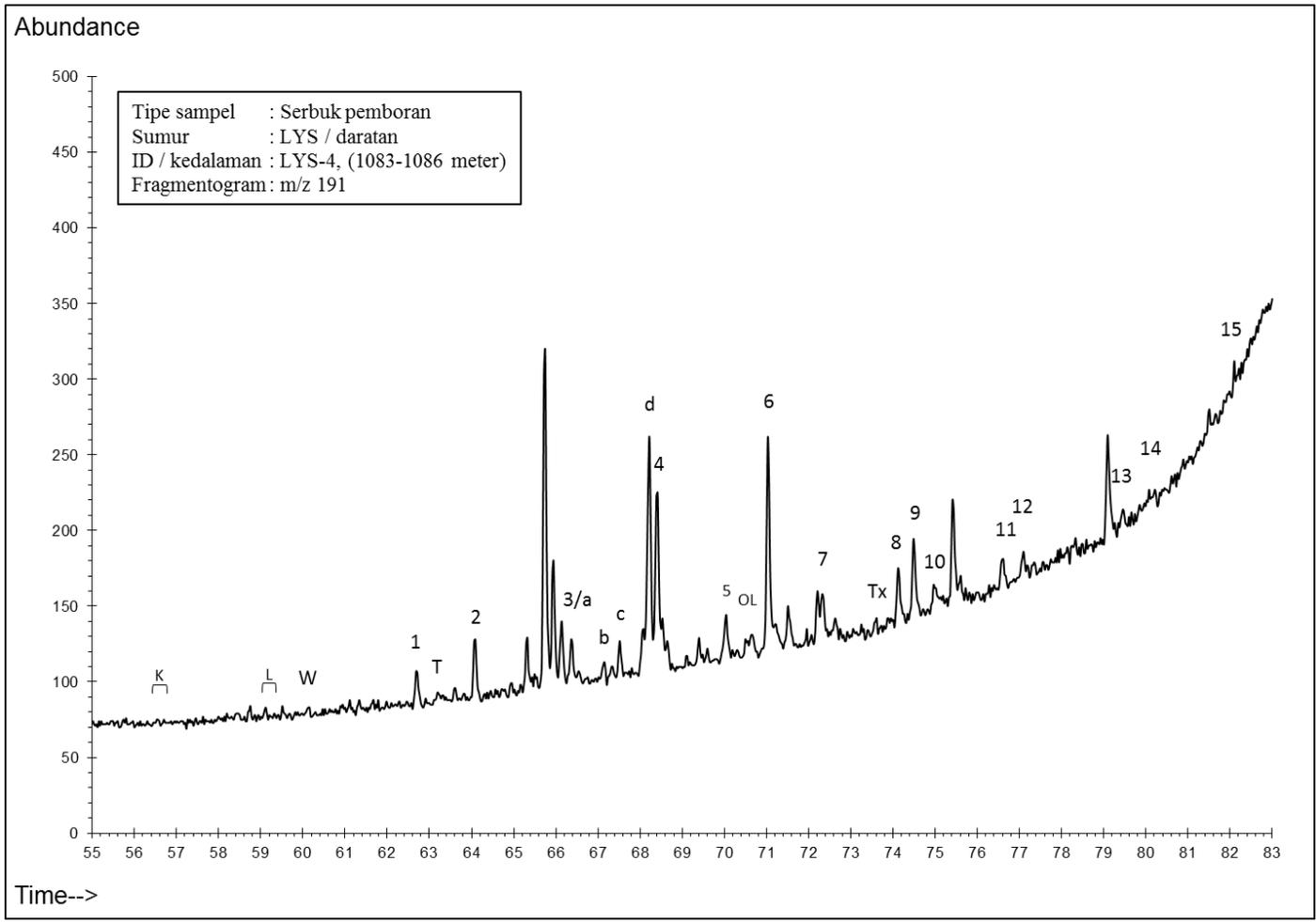
Time-->

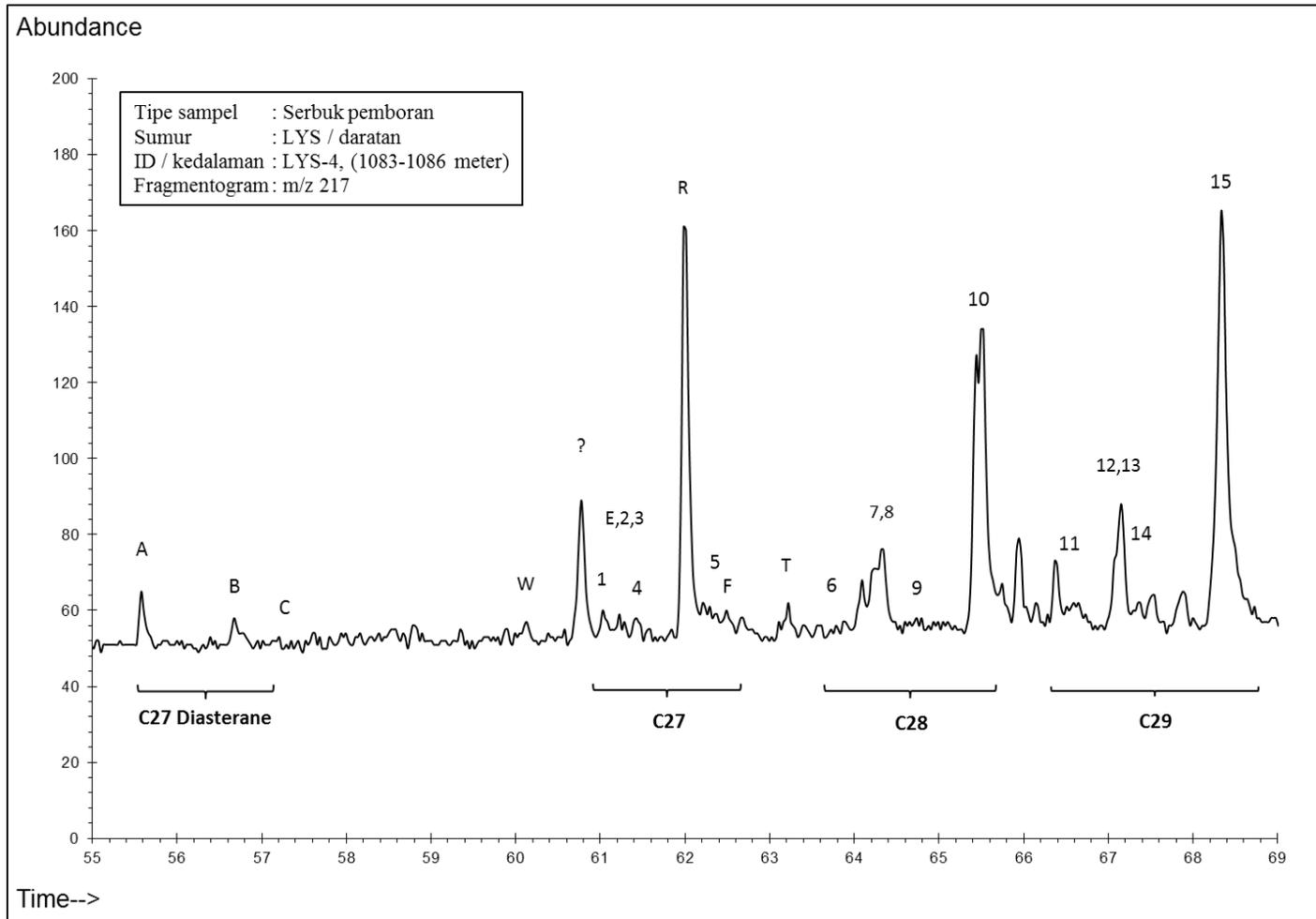


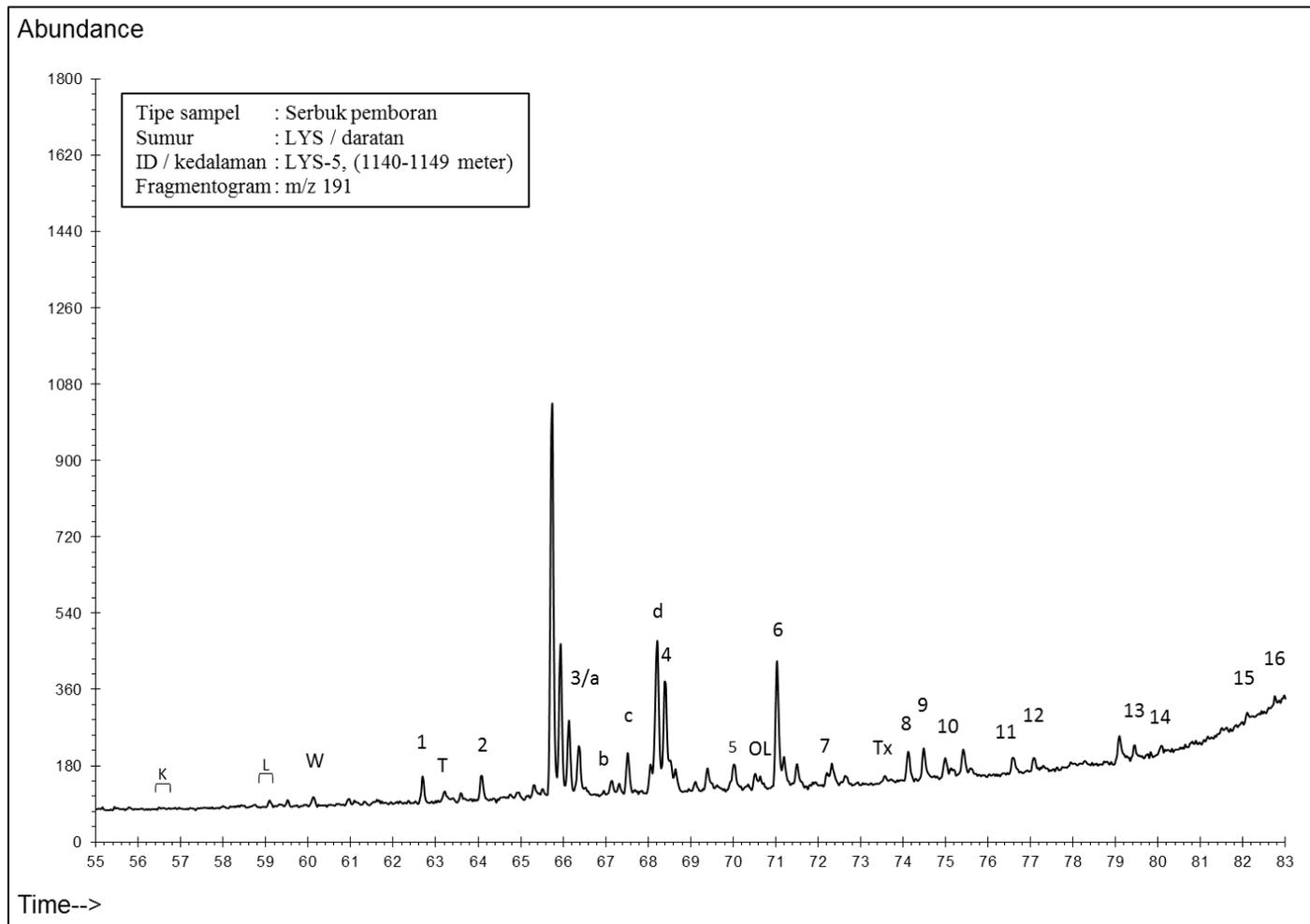


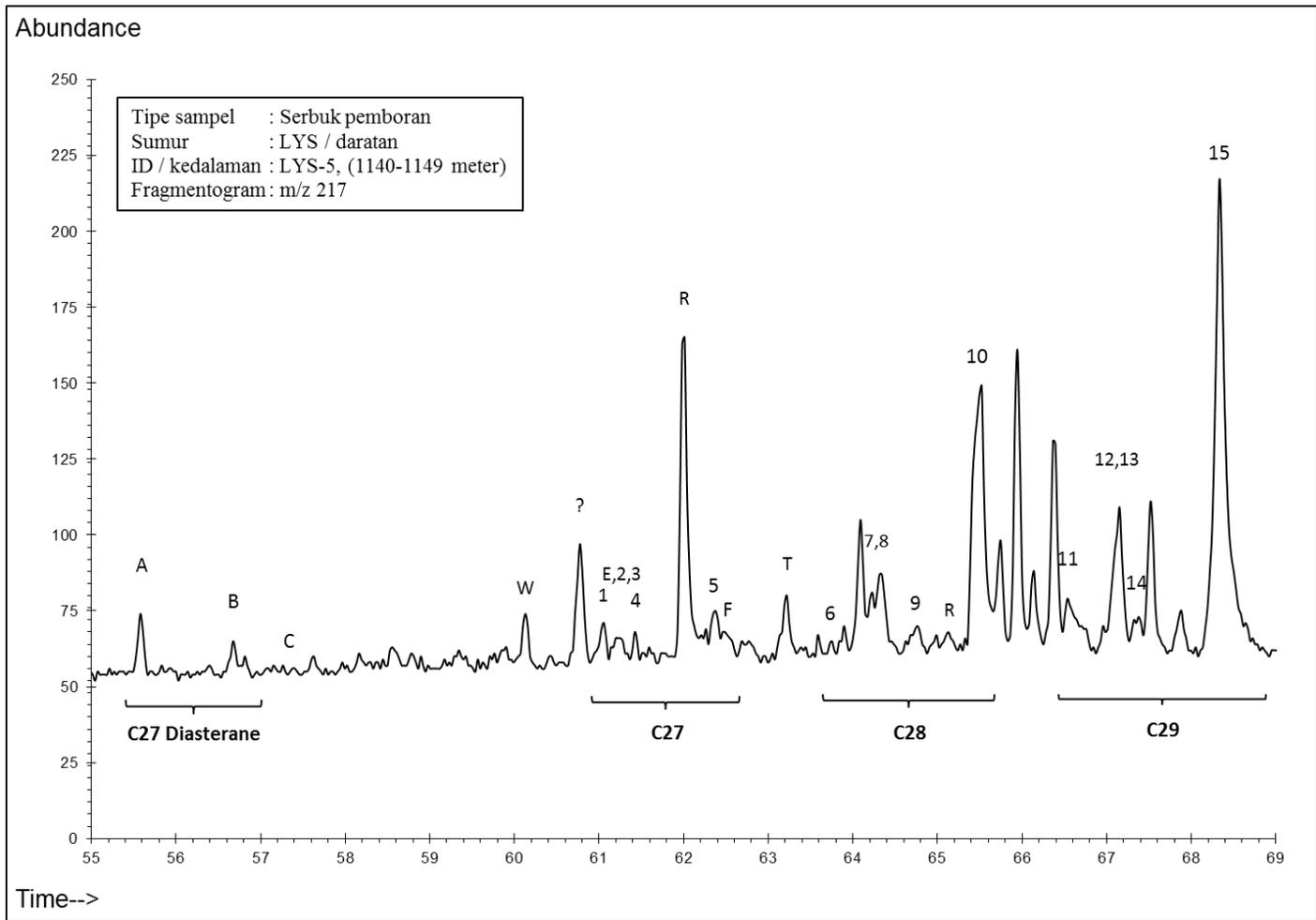


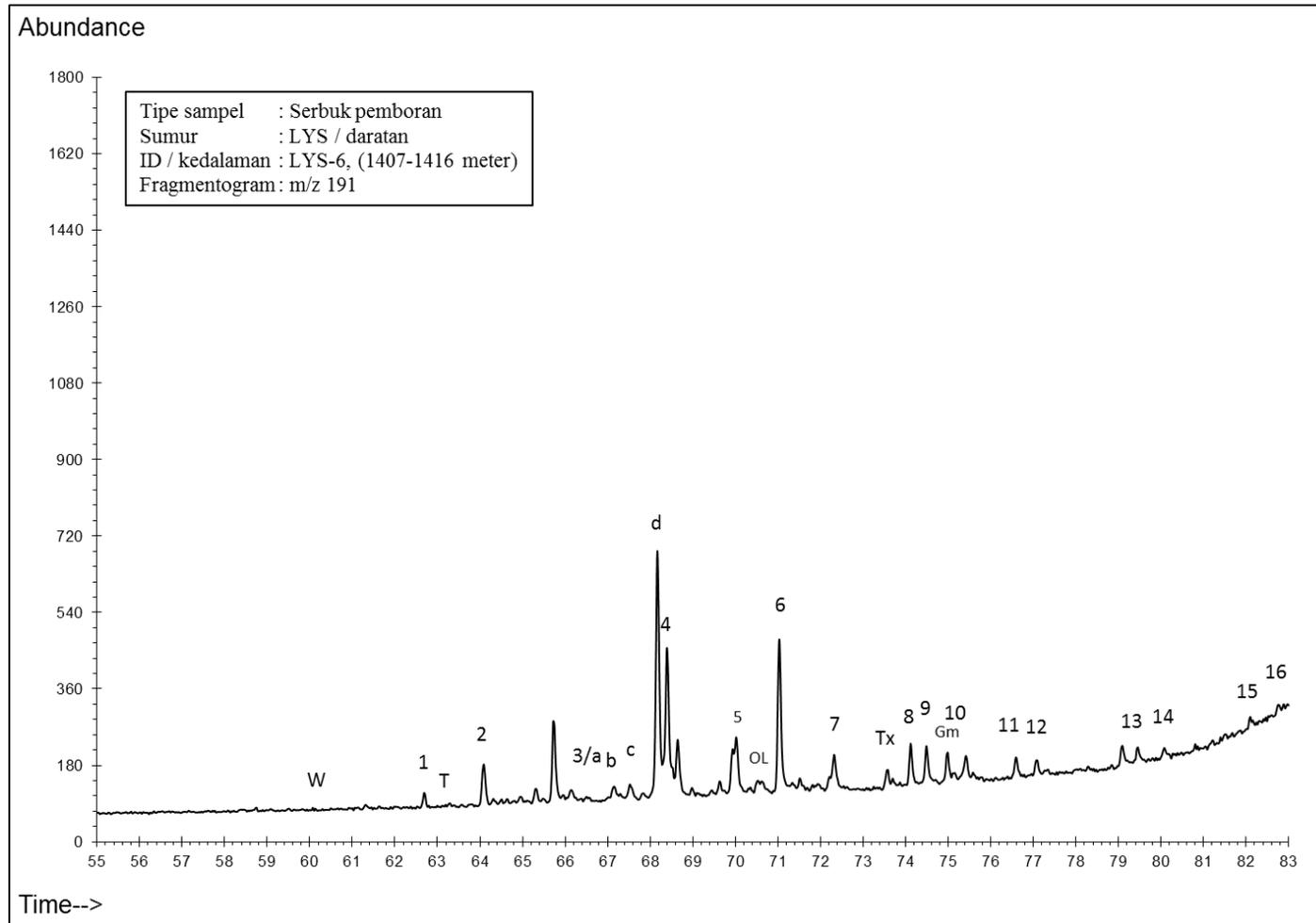


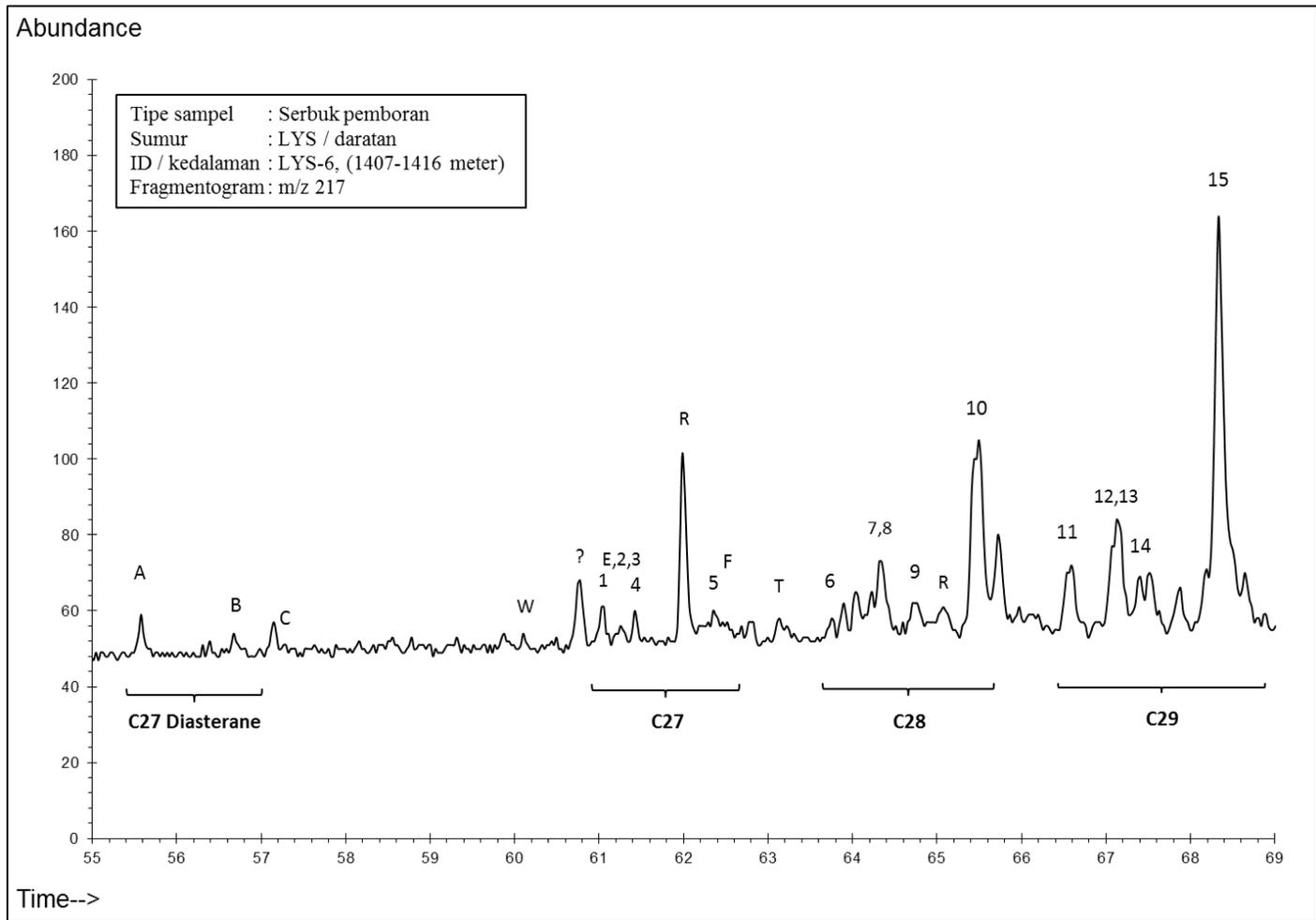


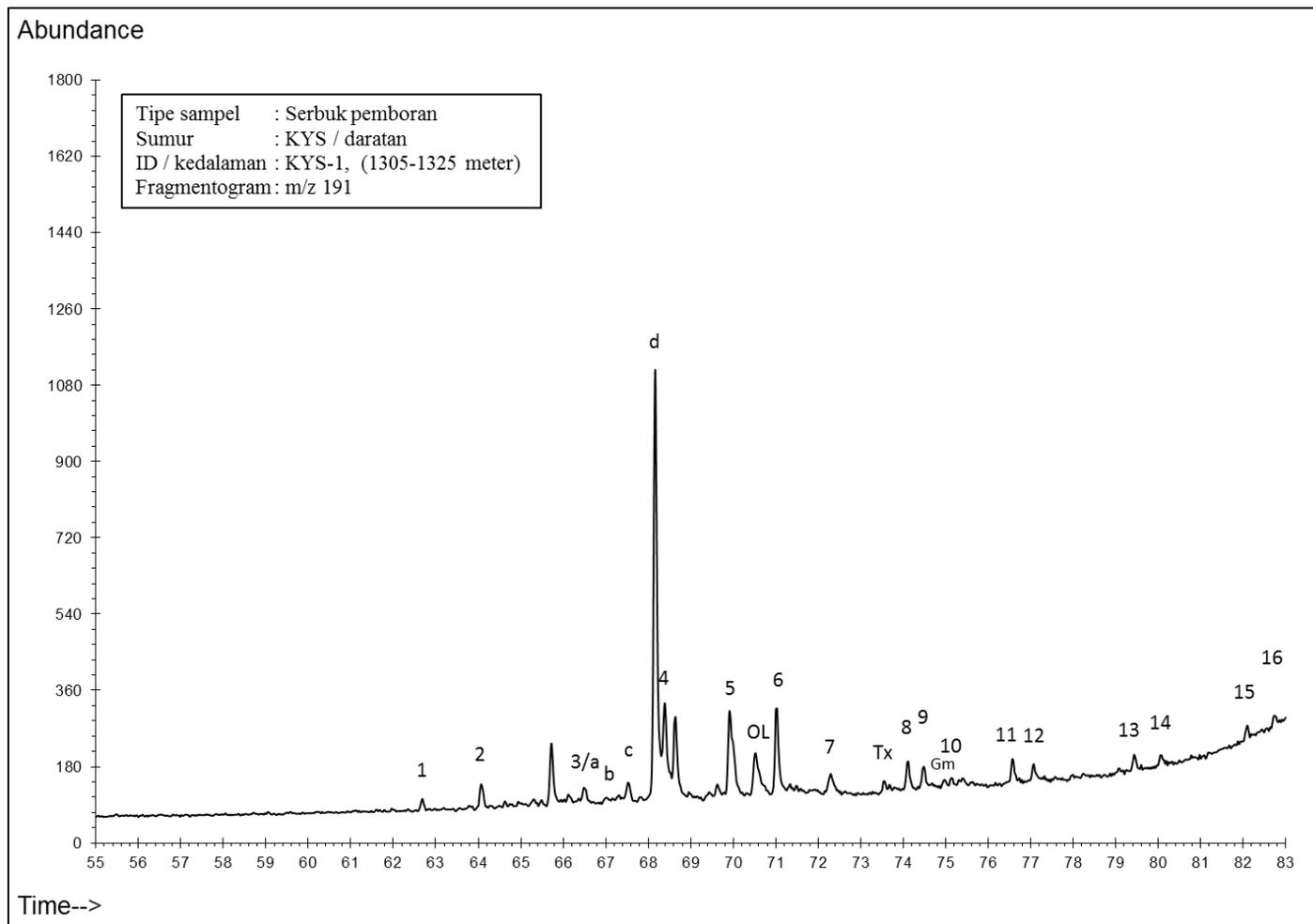


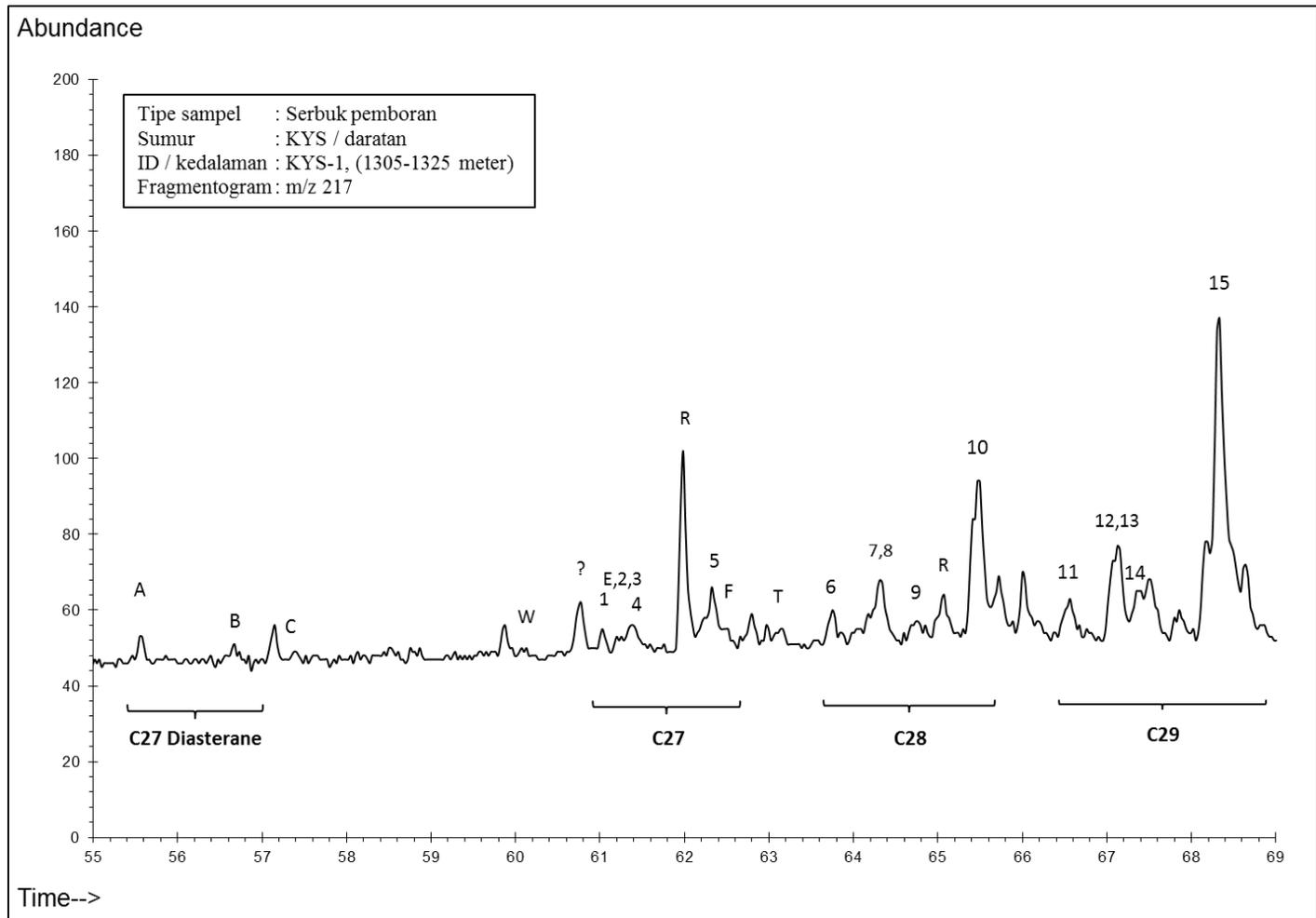




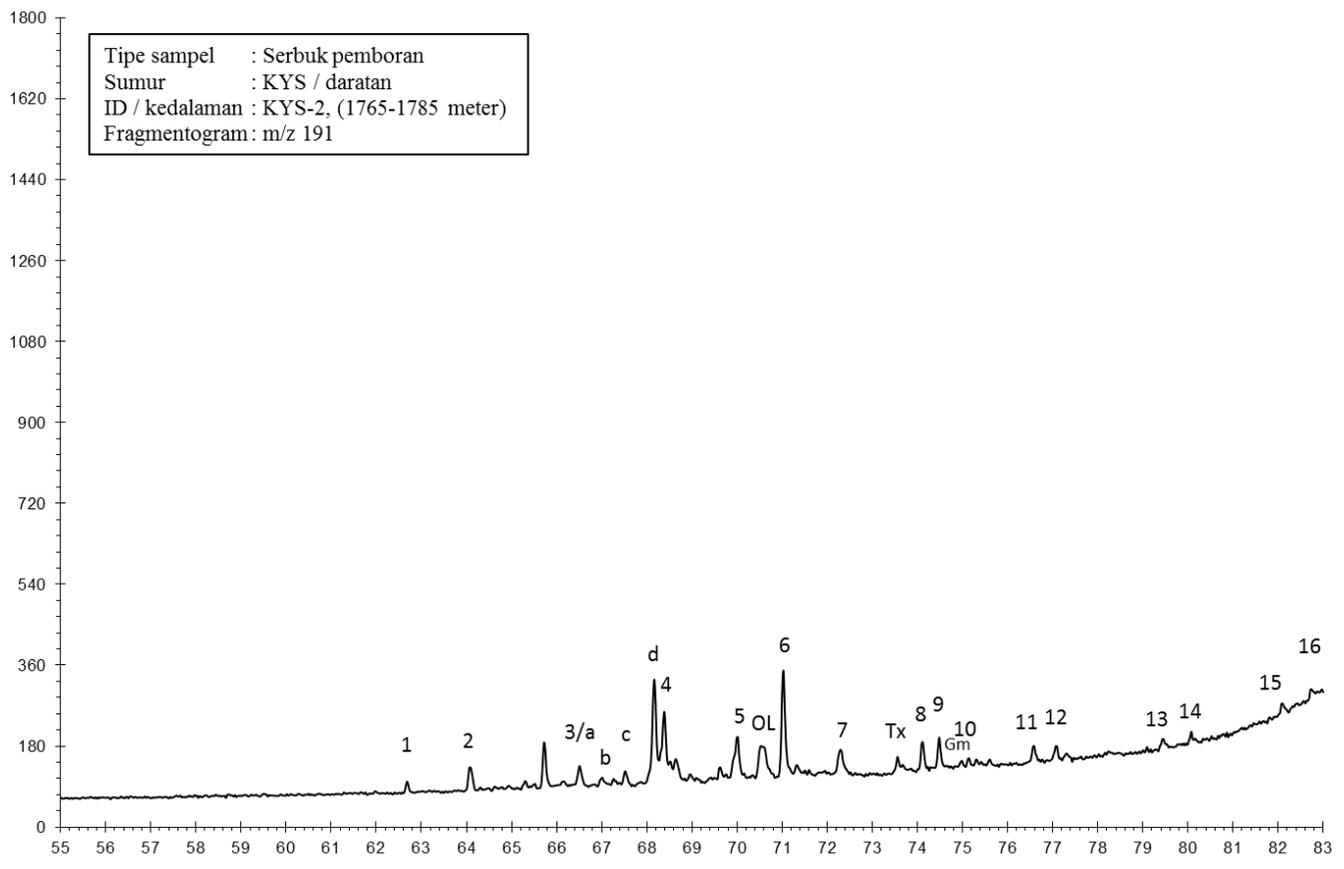




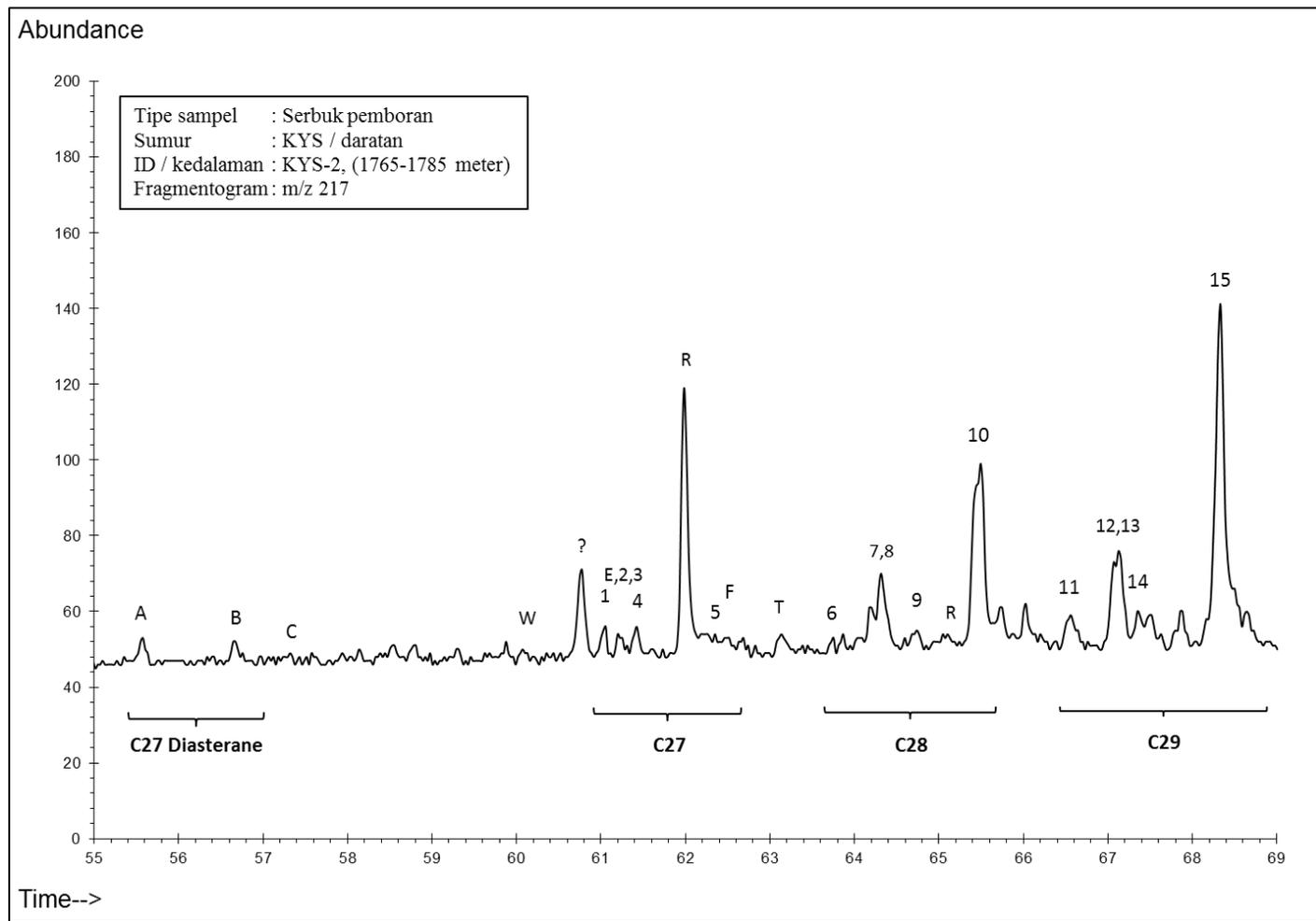


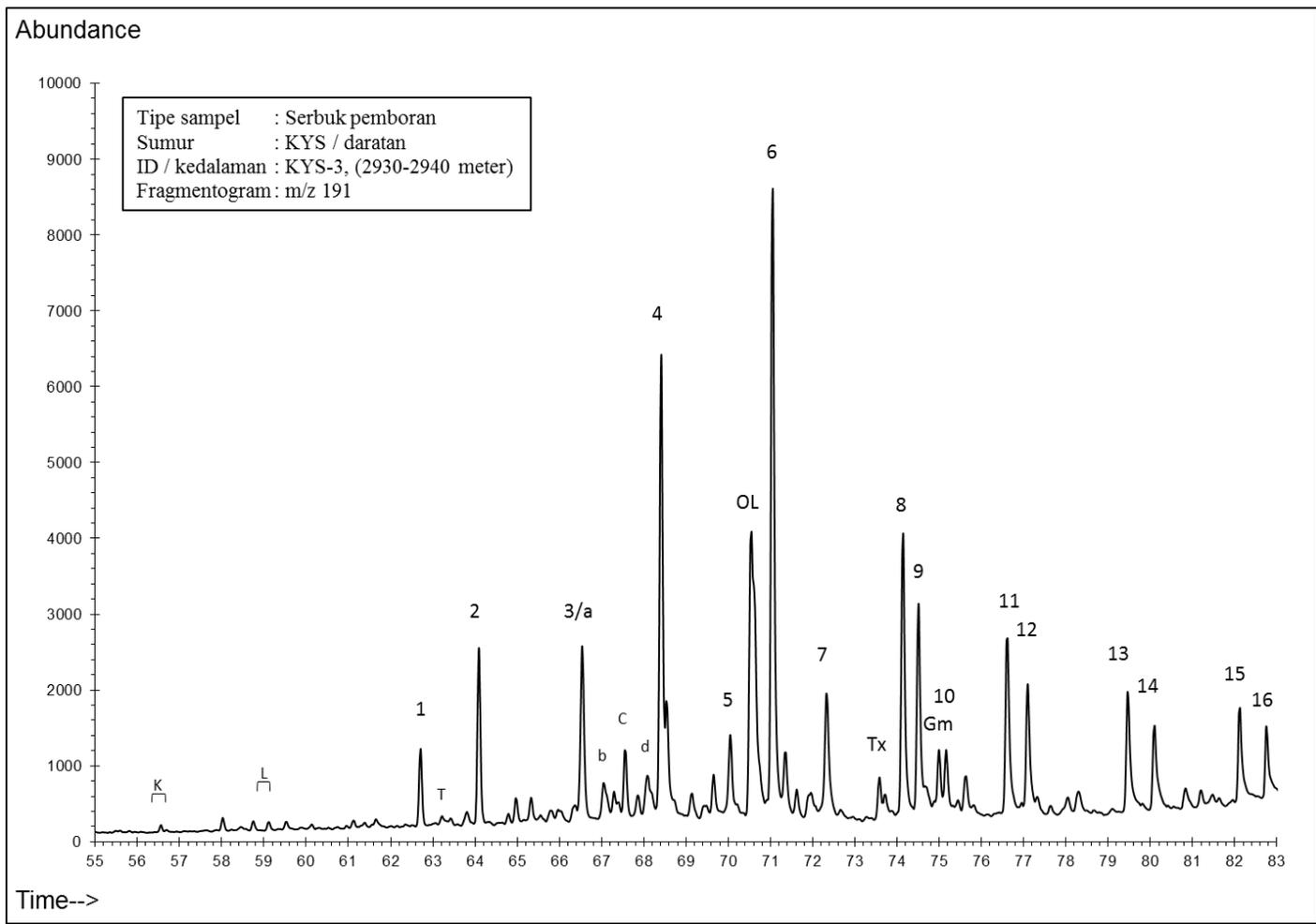


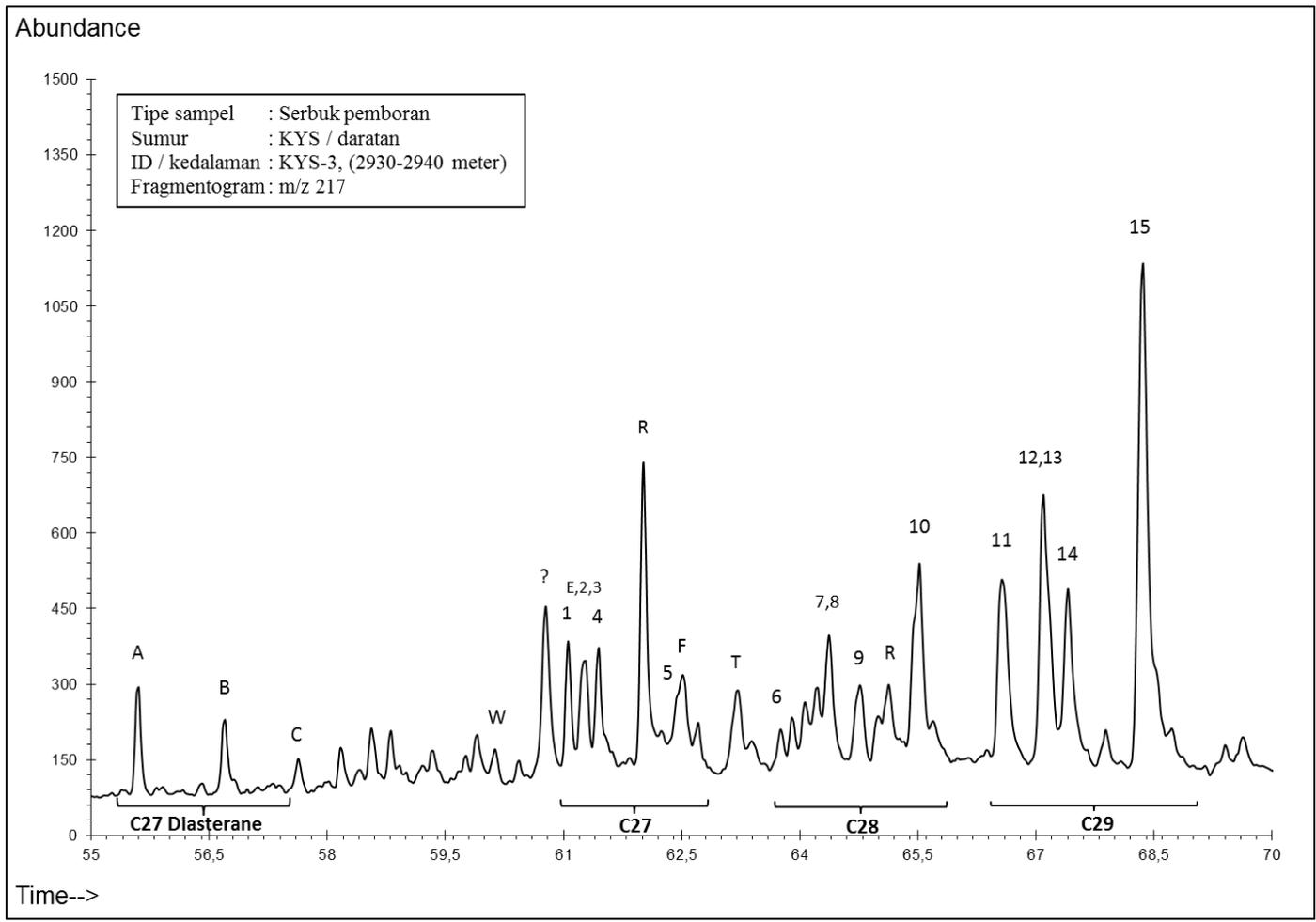
Abundance

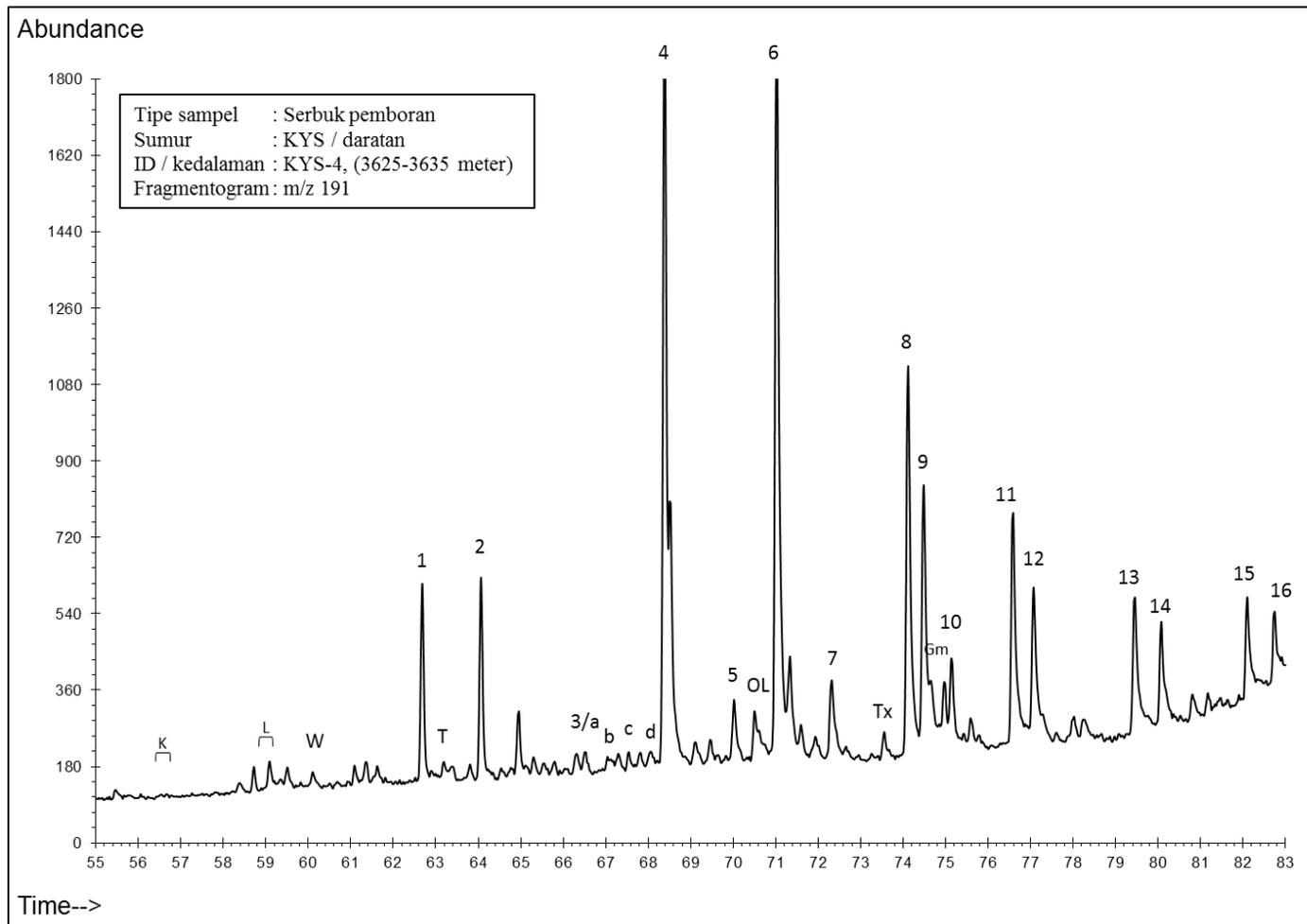


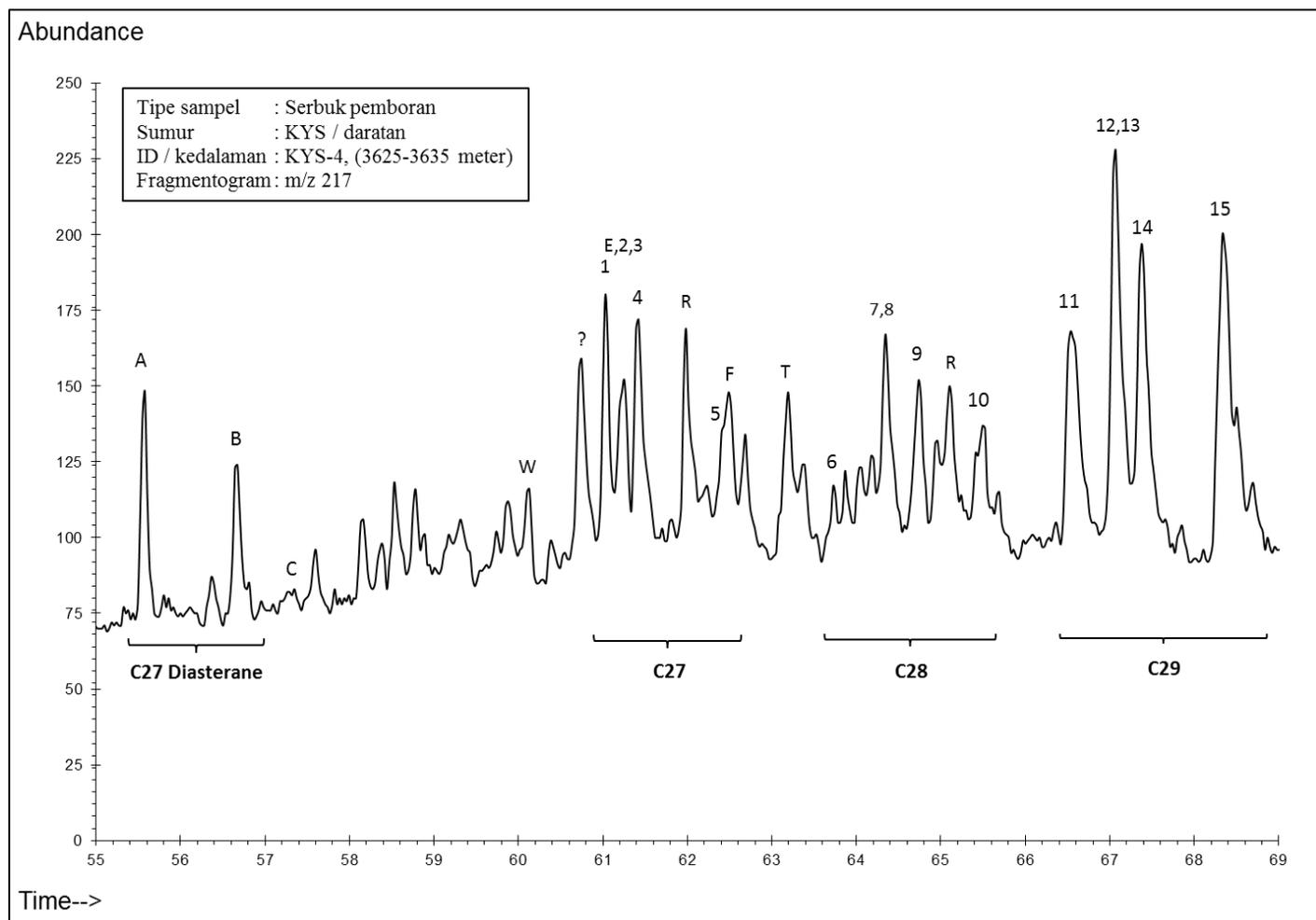
Time-->

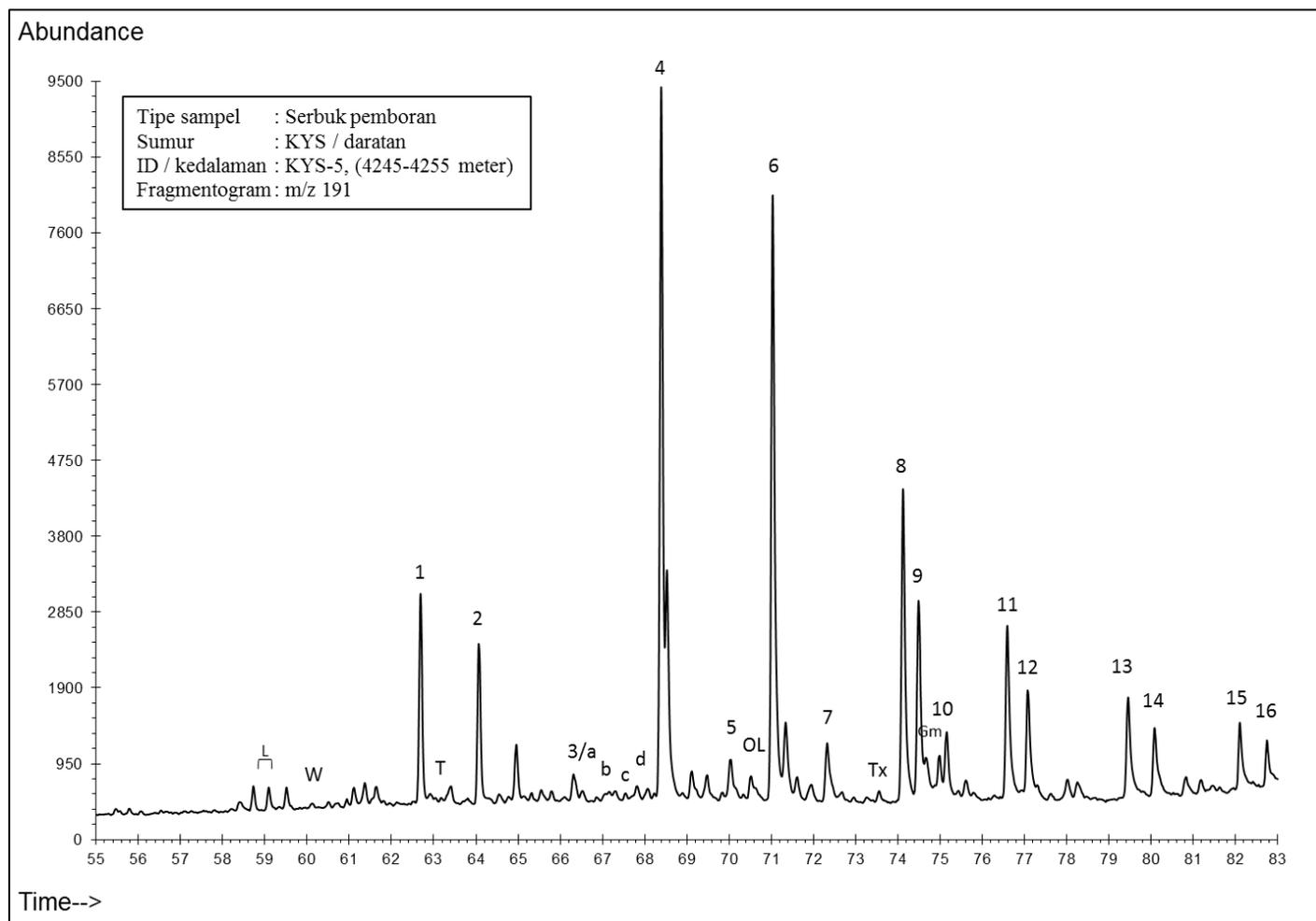


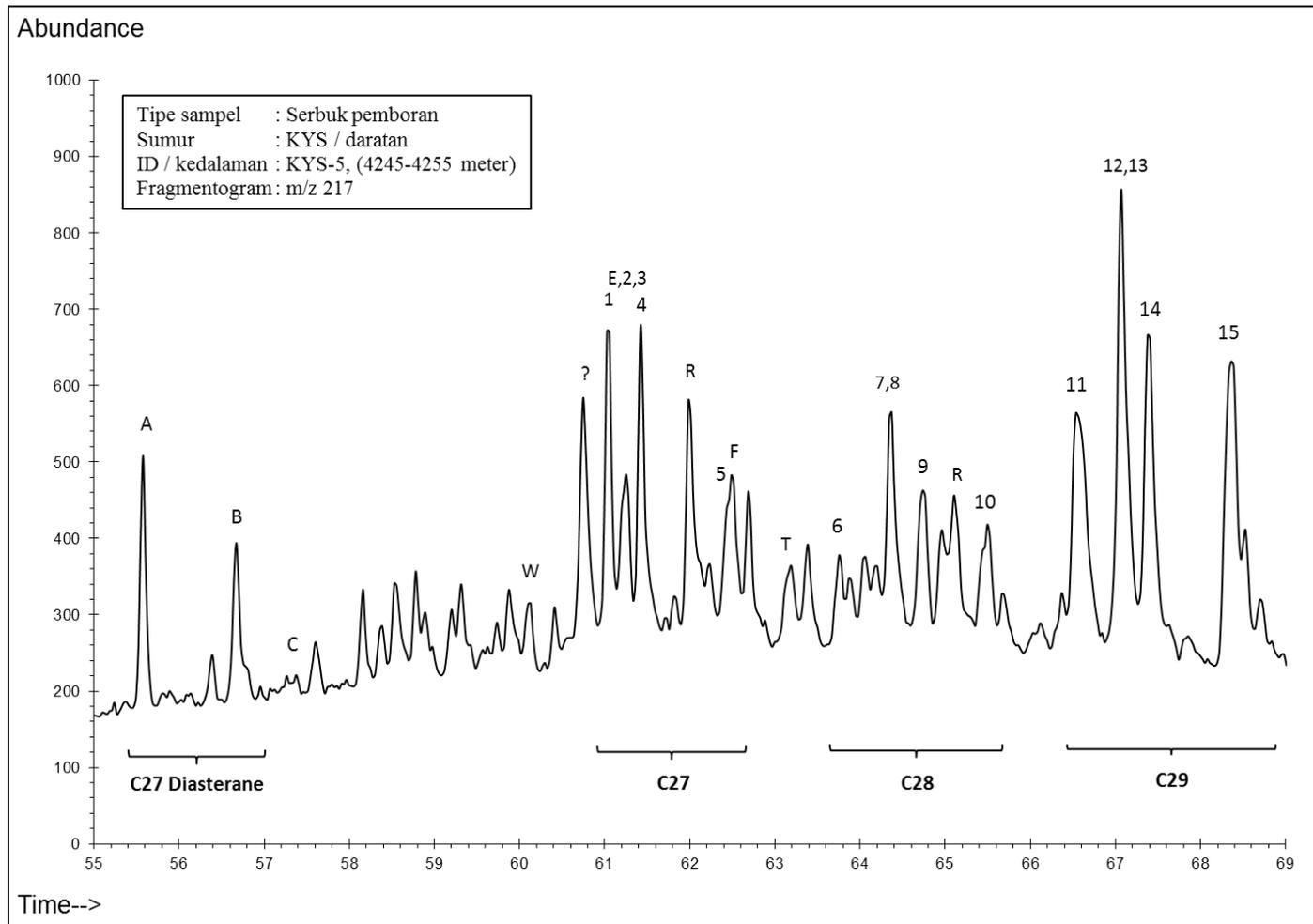


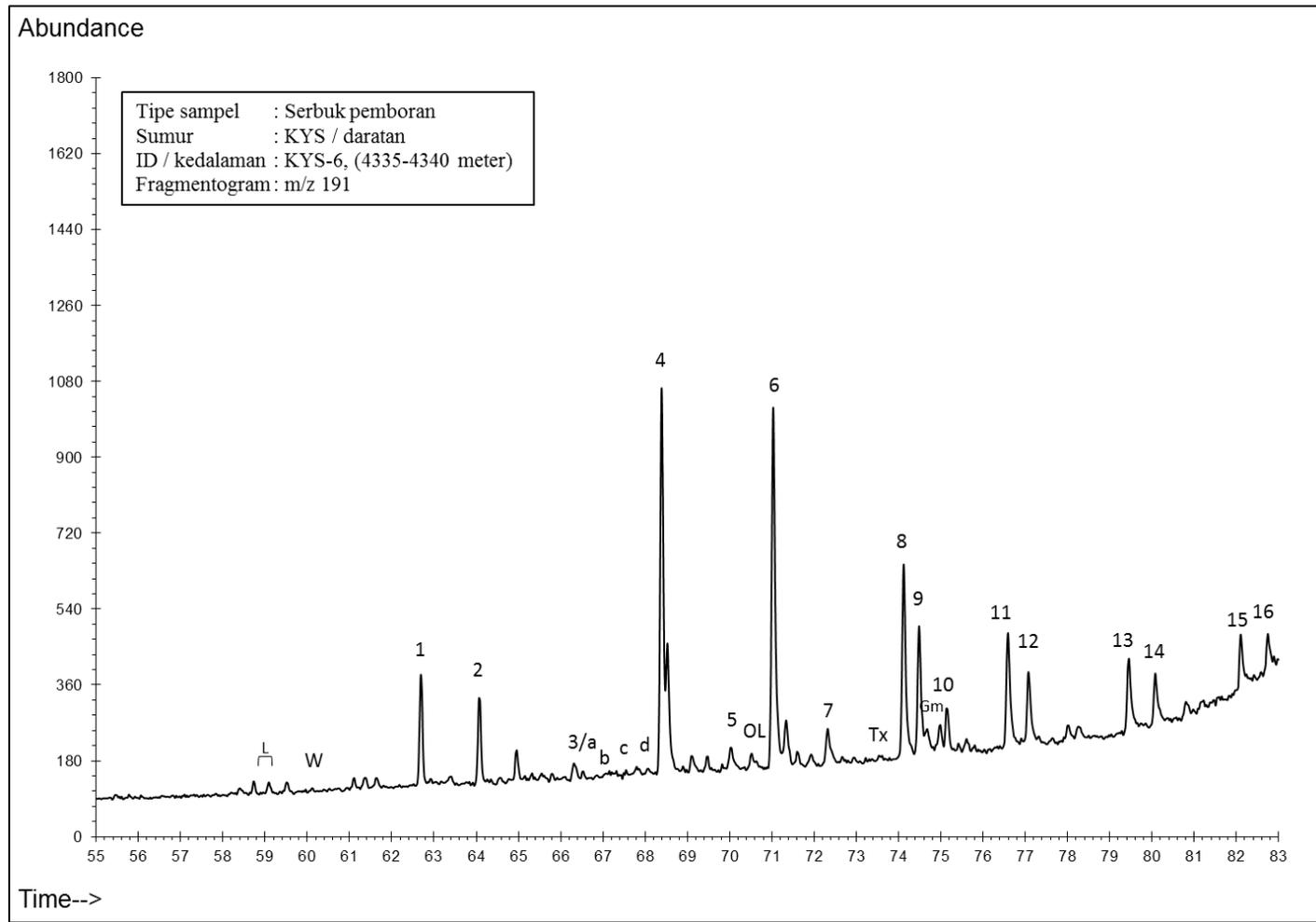


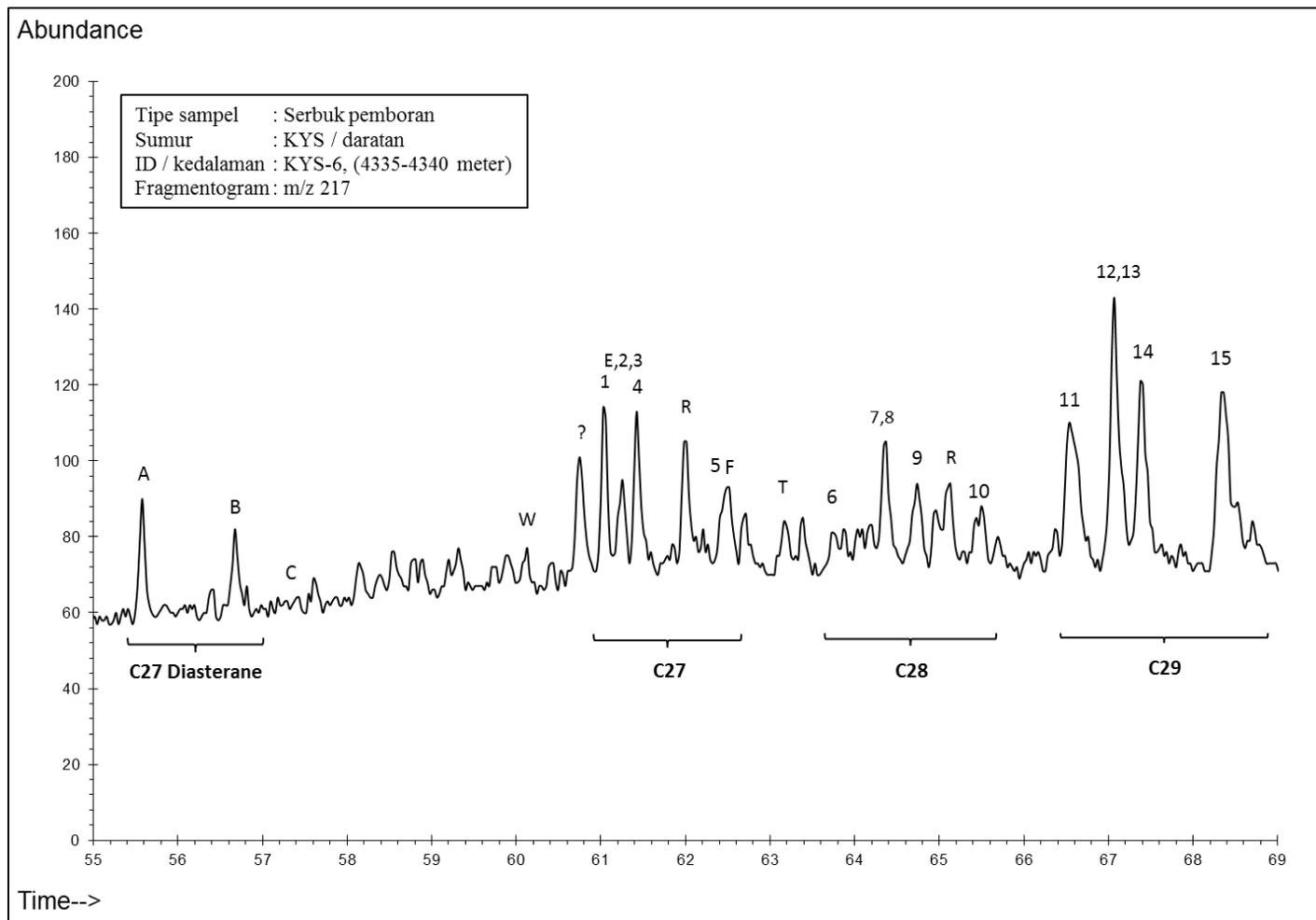


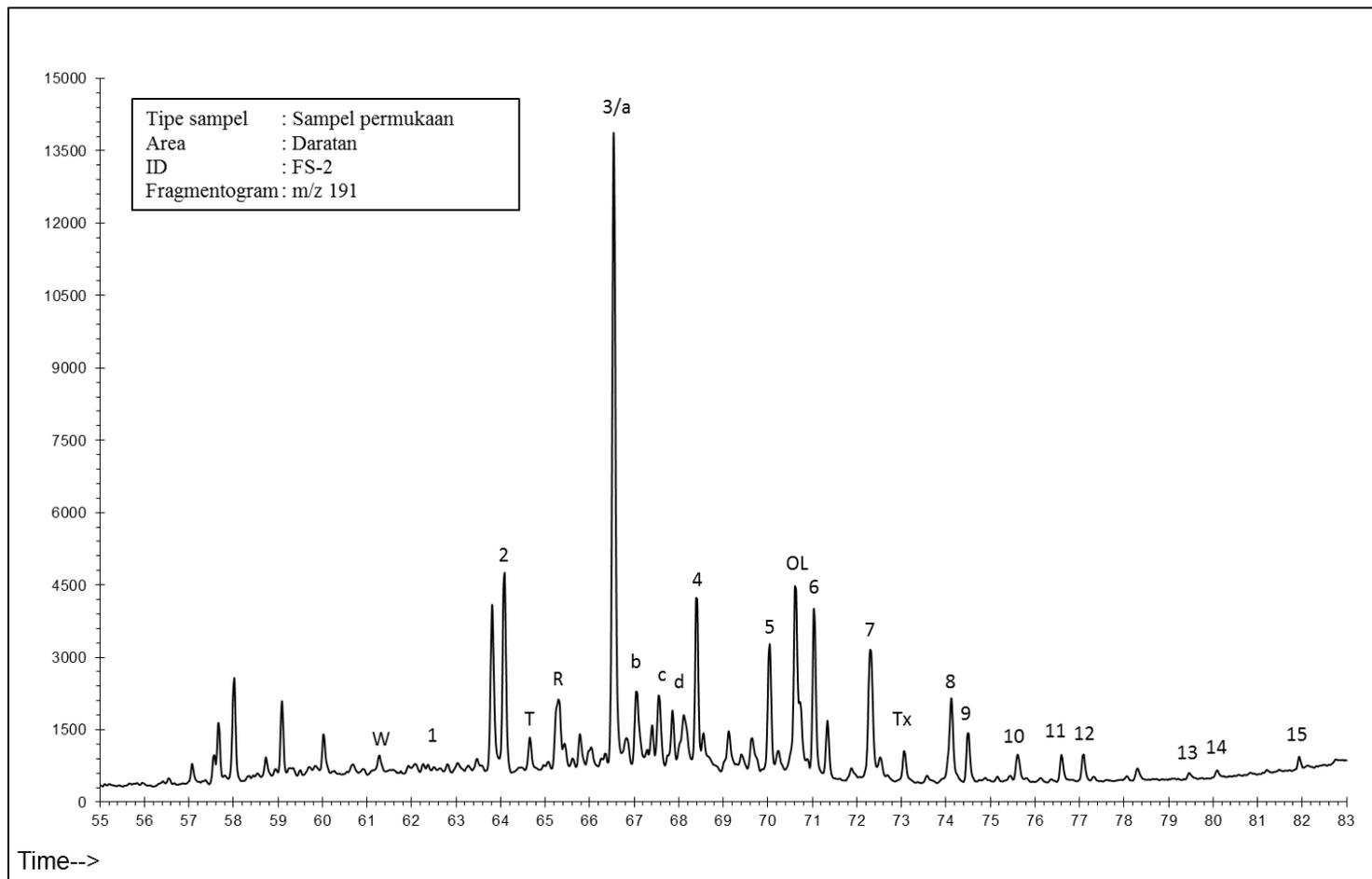


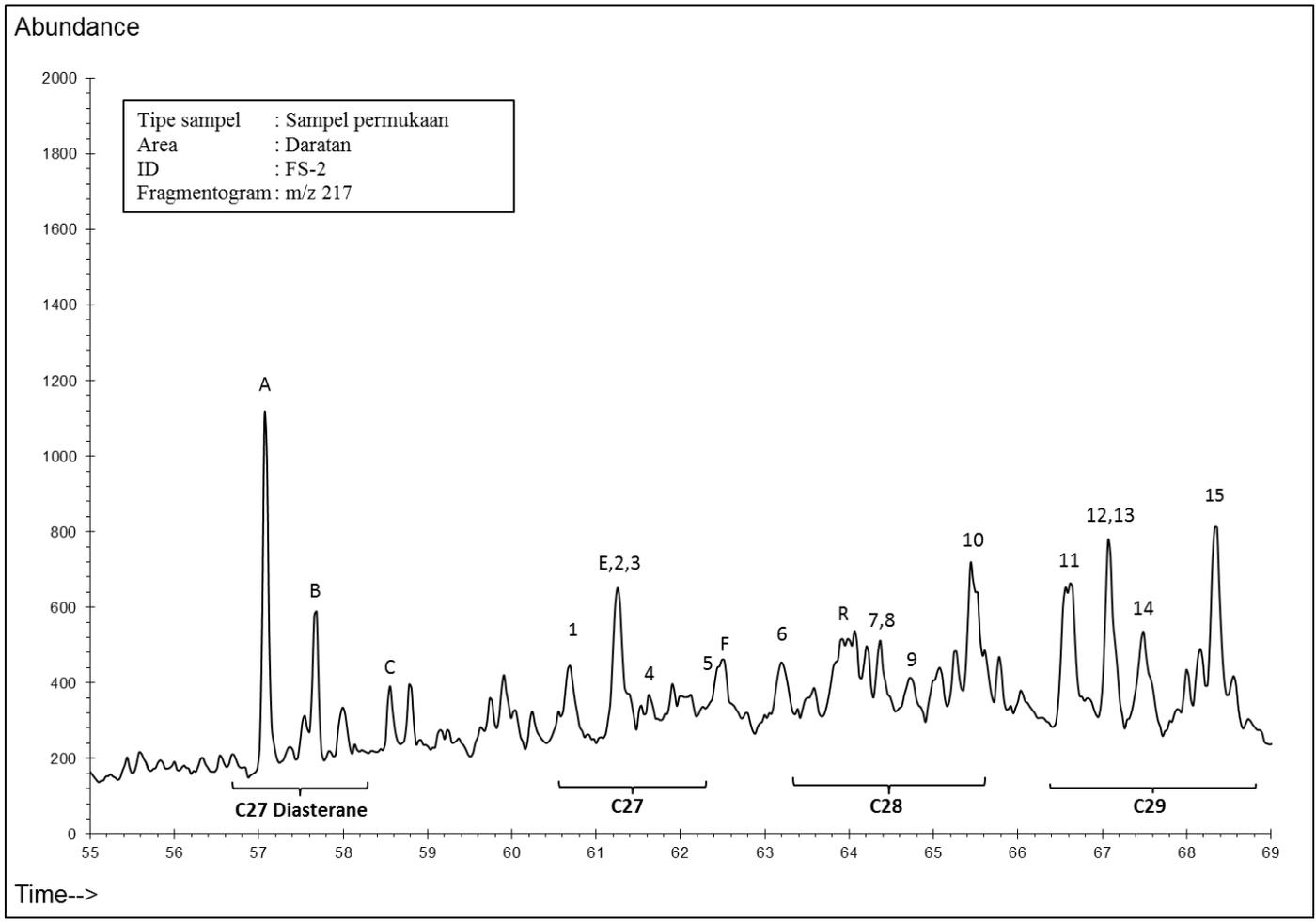


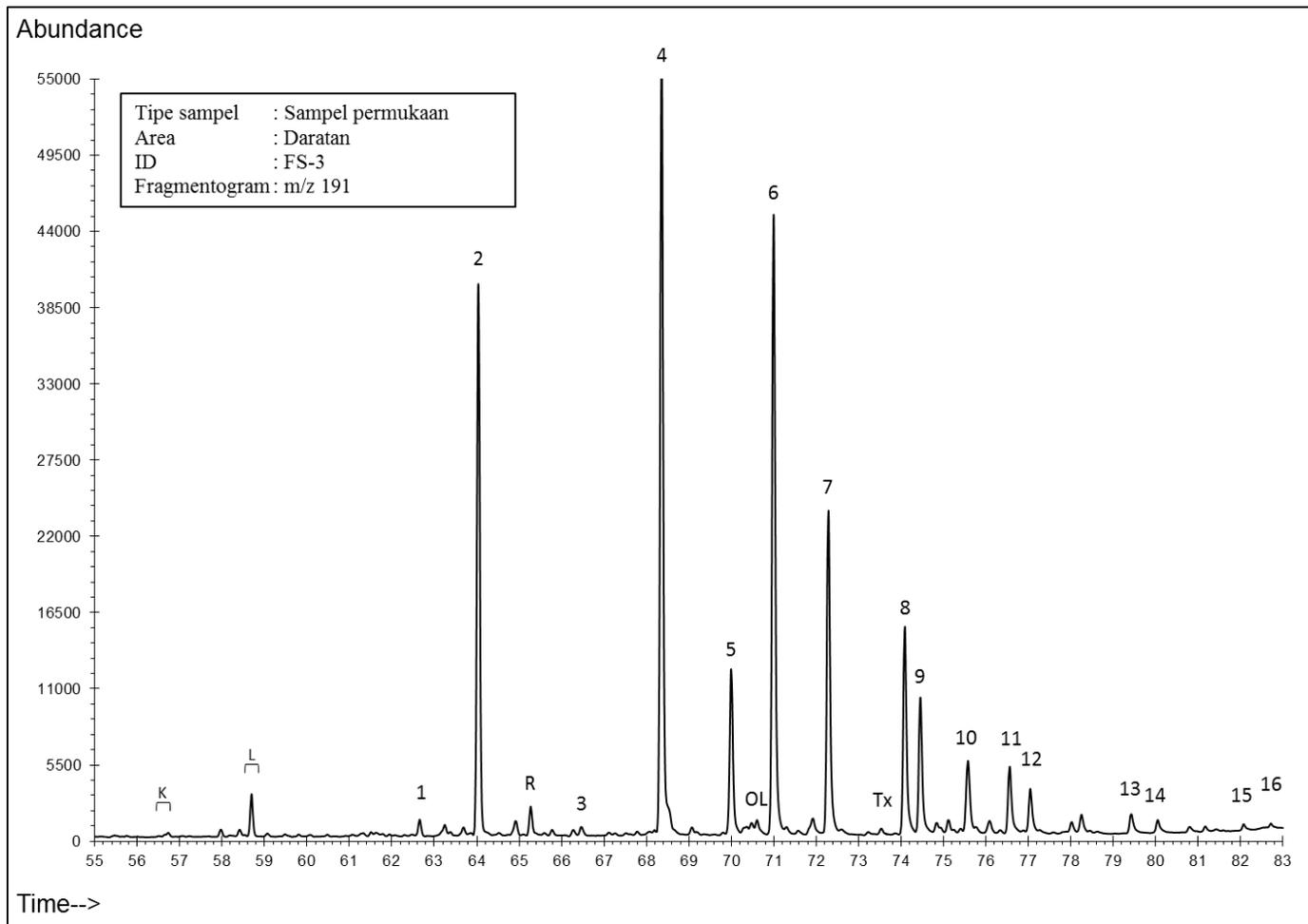


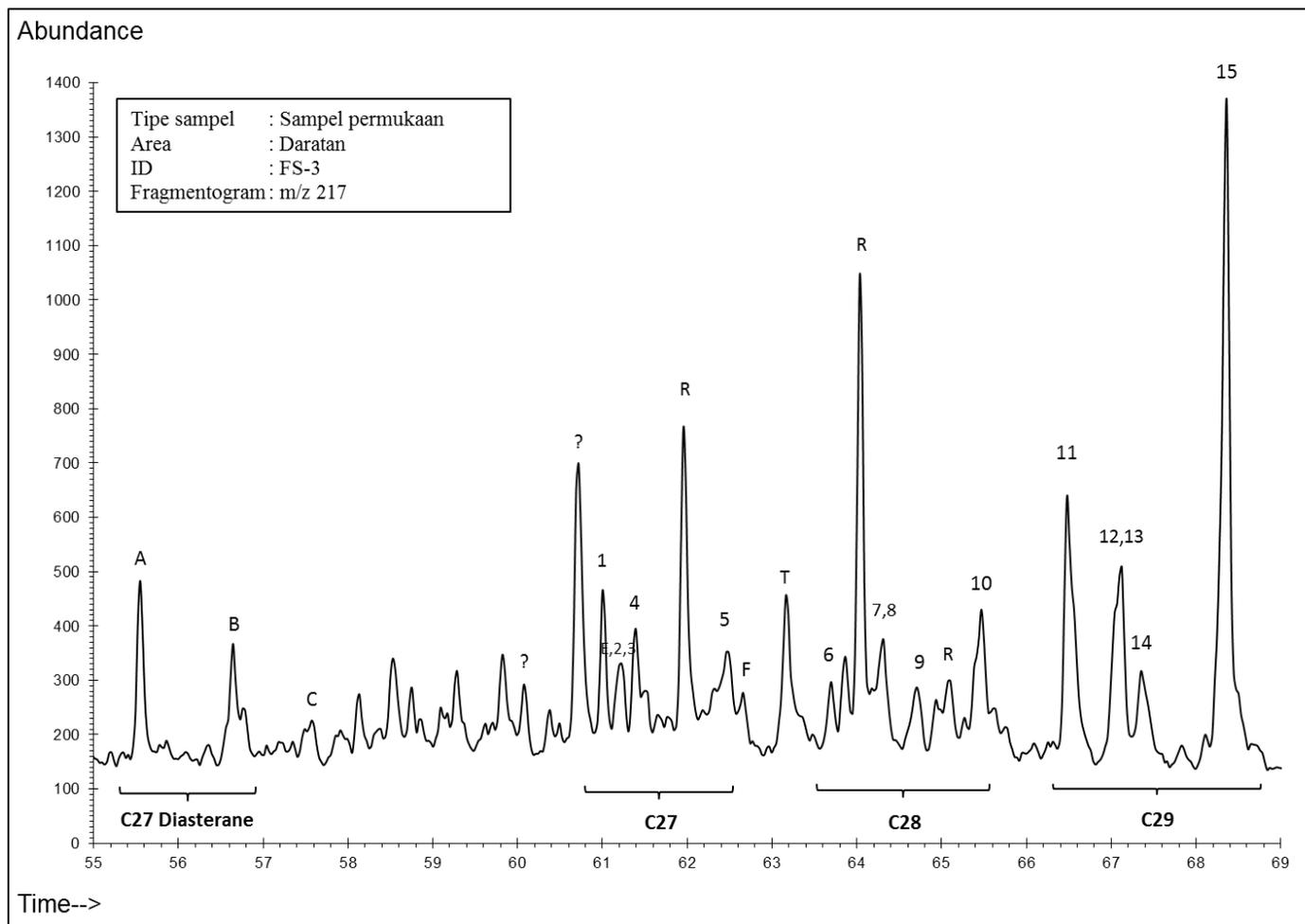


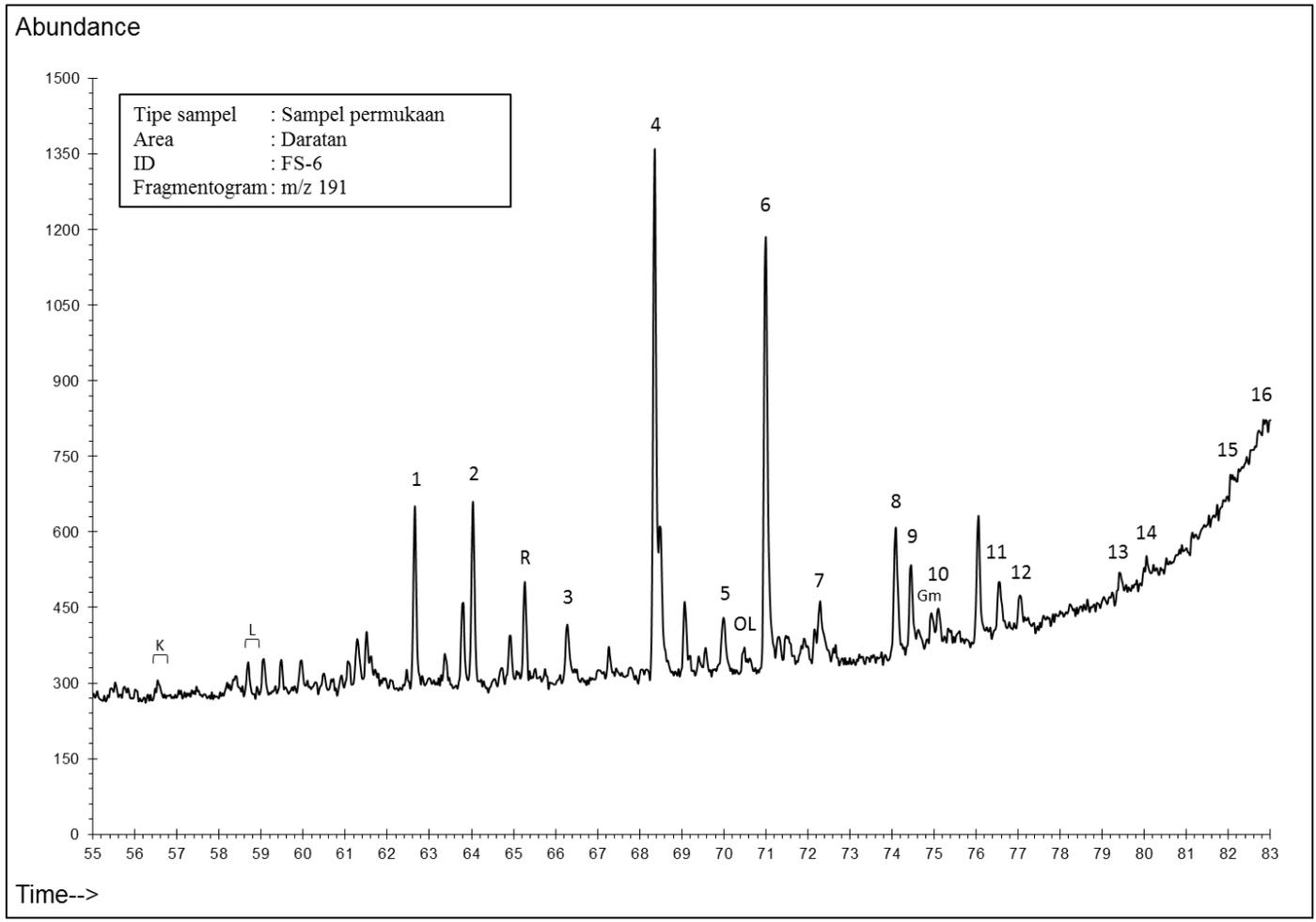


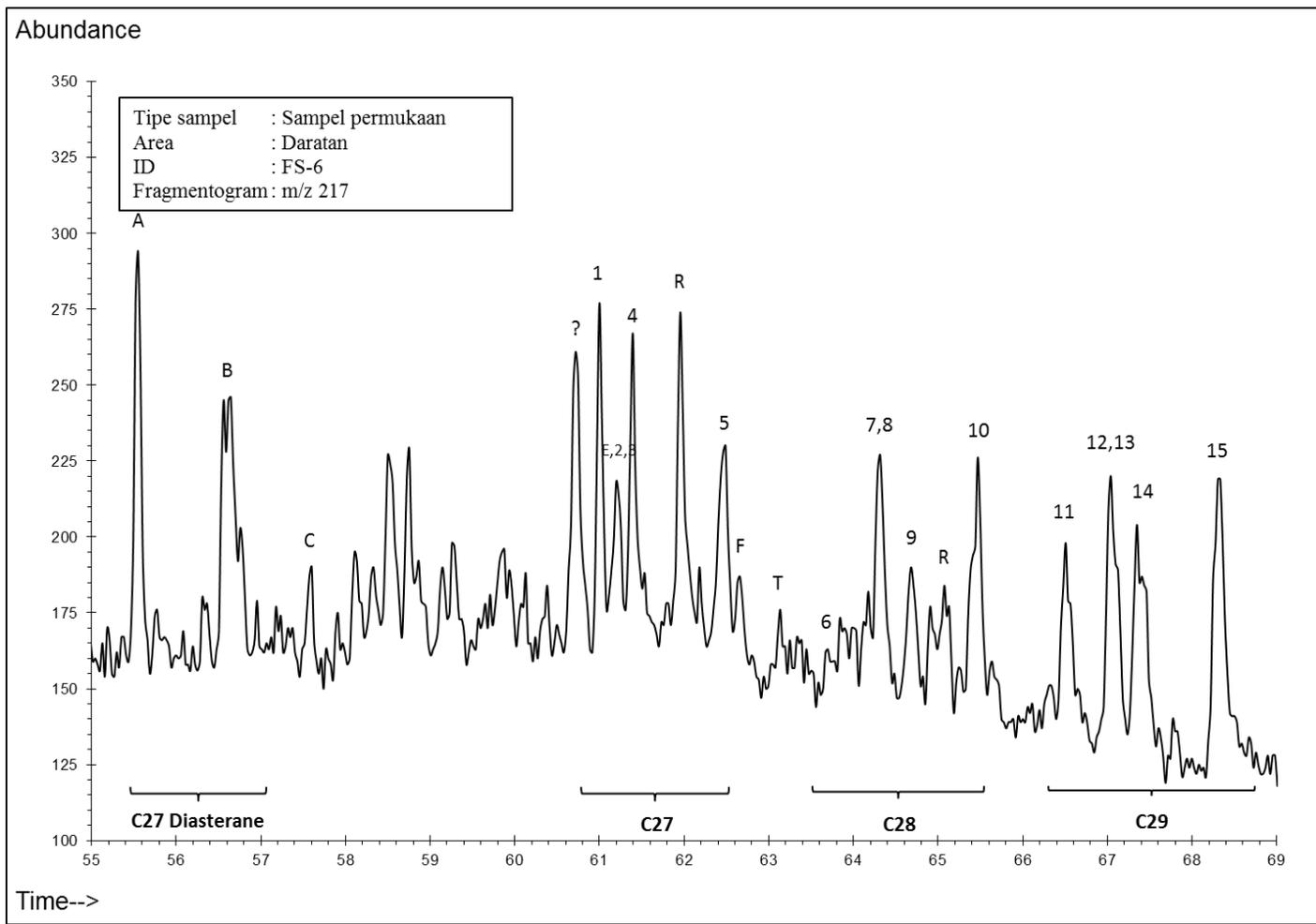


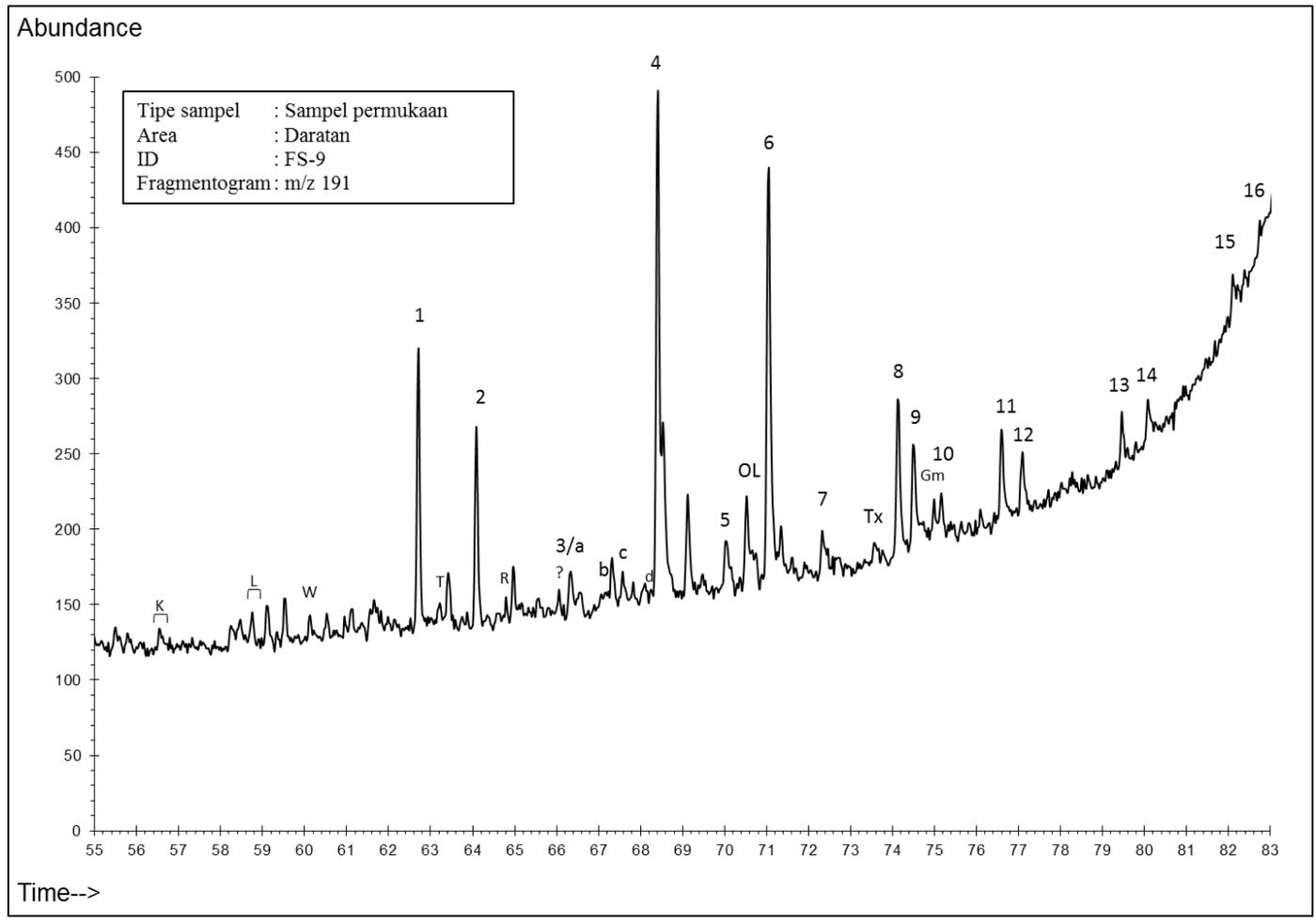


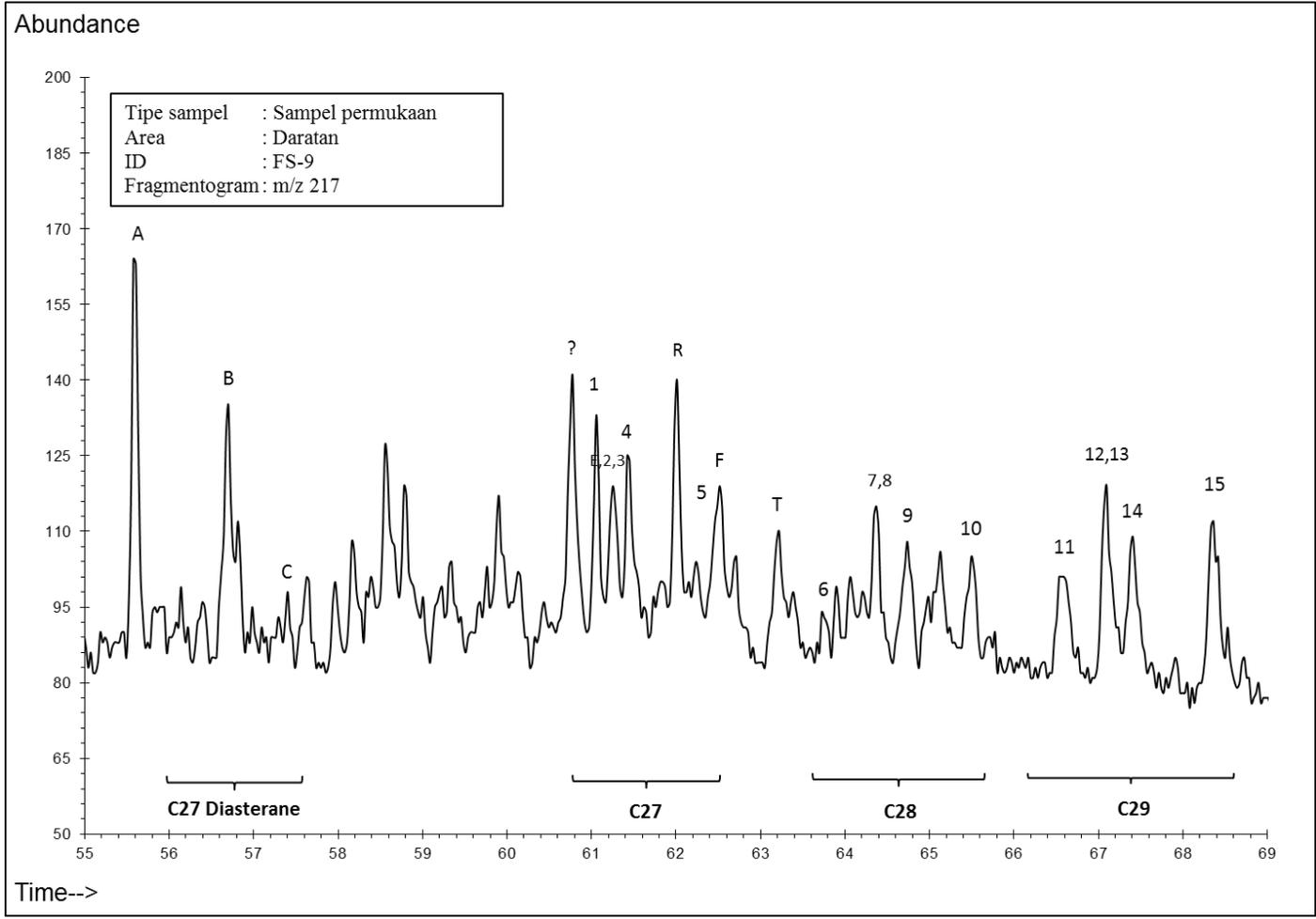


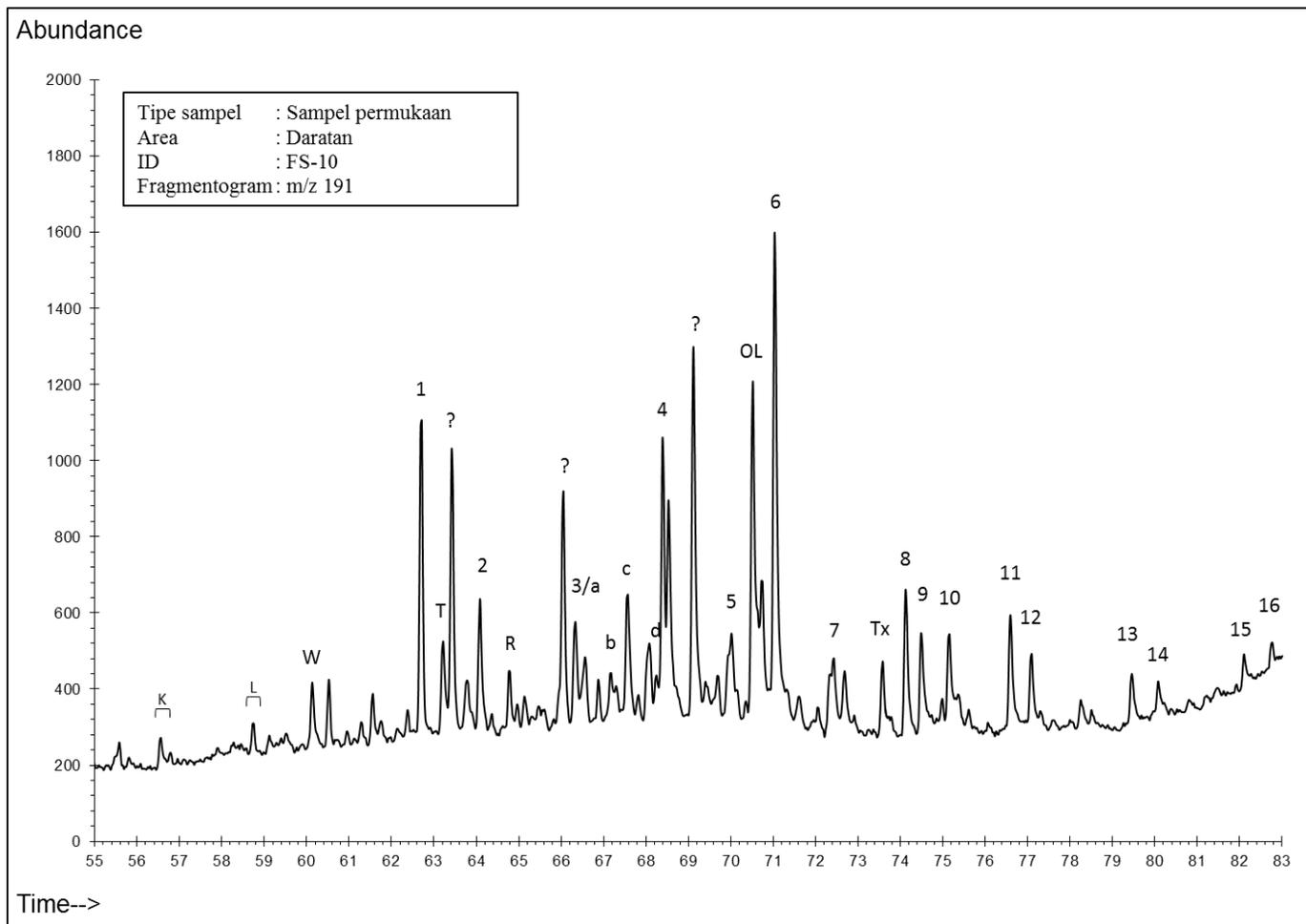


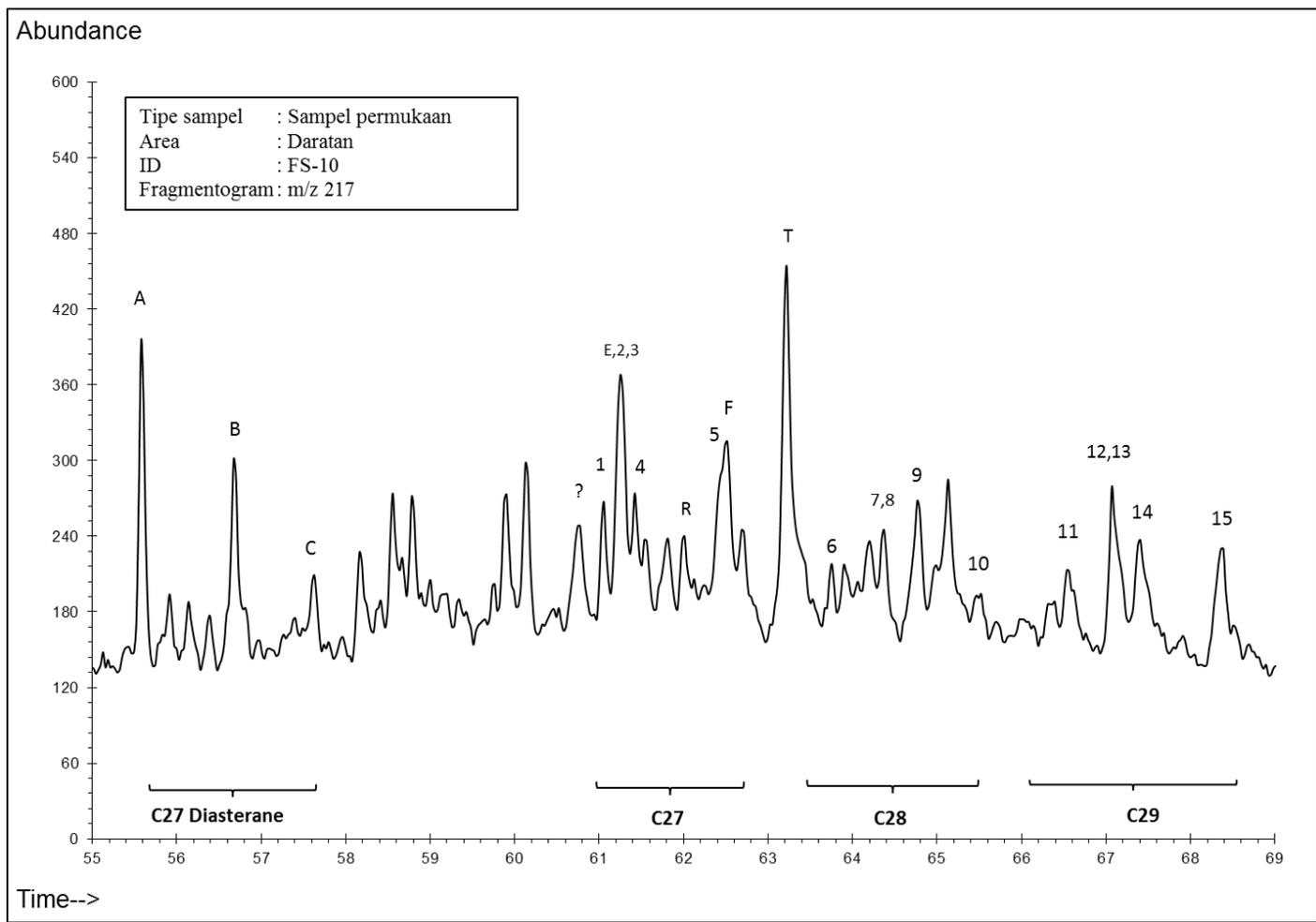


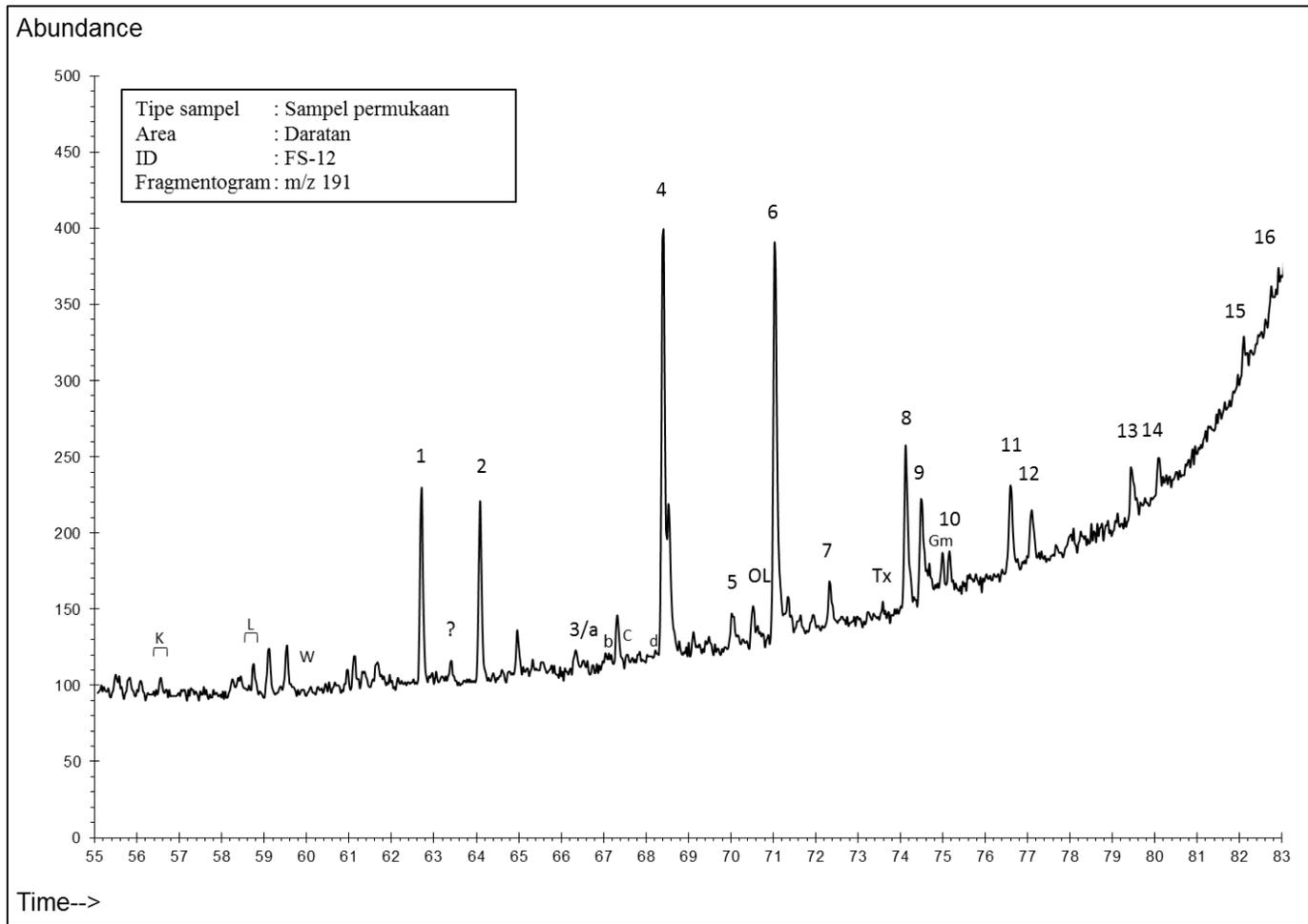


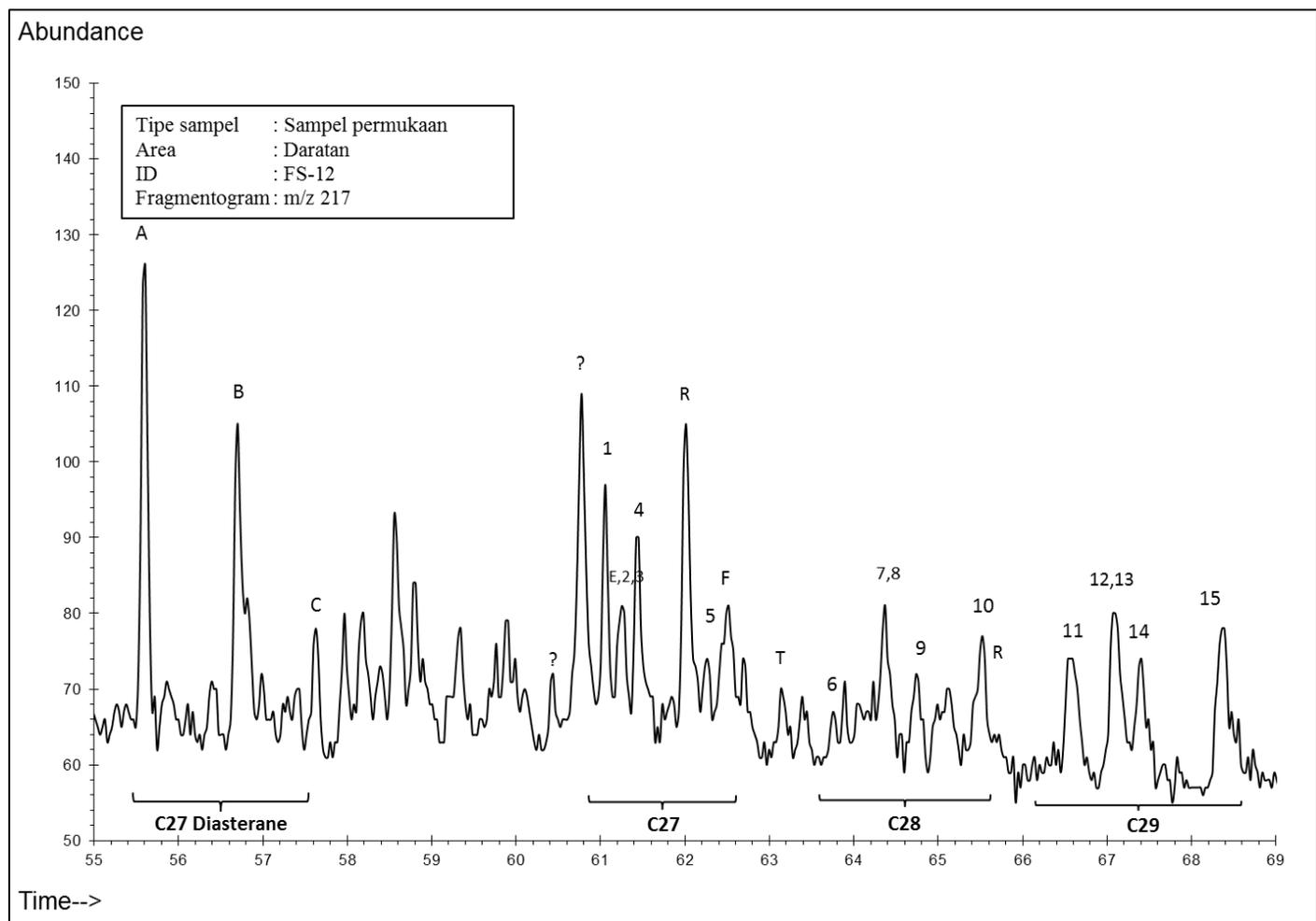






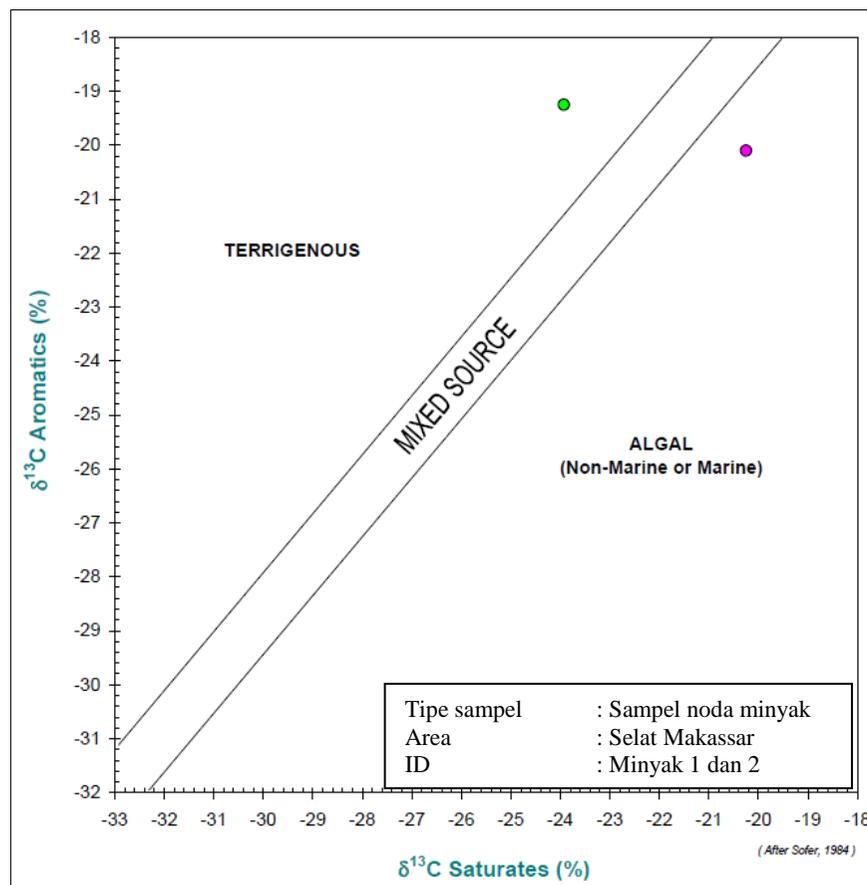






## LAMPIRAN 4B

### CARBON ISOTOP



## LAMPIRAN 5

### DATA CLUSTER RAW (5a)

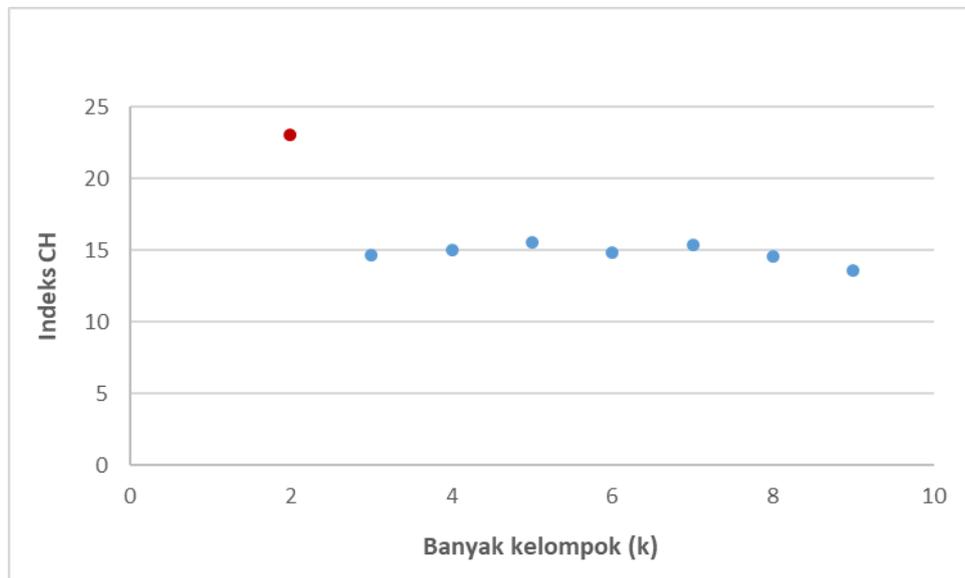
Sample	Pr/Phy	OL/C <sub>30</sub>	Bic/C <sub>30</sub>	Tx/C <sub>30</sub>	C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>	C <sub>29</sub>
YS-1	0	0.82	2.46	0.11	22.62	21.31	56.07
YS-2	0	0.86	2.10	0.14	20.90	24.29	54.80
YS-3	0	0.79	1.44	0.09	20.86	26.82	52.32
YS-4	0	0.39	1.13	0.06	26.57	23.43	50.00
YS-5	0	0.48	1.41	0.06	29.58	23.59	46.82
YS-6	0	0.40	1.18	0.05	31.10	25.36	43.54
YS-7	0	0.42	1.25	0.05	31.75	23.02	45.24
LYS-1	0.31	0.18	0.29	0.00	32.61	26.09	41.30
LYS-4	0.79	0.11	1.49	0.11	6.67	39.75	53.58
LYS-5	0.94	0.10	1.90	0.04	10.96	30.43	58.61
LYS-6	1.59	0.08	1.62	0.08	10.59	28.42	60.98
KYS-1	0.82	0.50	5.39	0.11	11.45	30.12	58.43
KYS-2	2.01	0.29	1.18	0.09	14.33	29.78	55.90
KYS-5	0.64	0.04	0.10	0.01	29.94	23.22	46.83
KYS-6	1.75	0.03	0.08	0.02	30.85	22.71	46.44
FS-6	0.29	0.05	0.22	0.00	35.77	27.50	36.73
FS-9	0.98	0.17	0.32	0.06	36.91	27.76	35.33
FS-12	1.02	0.09	0.11	0.04	36.69	30.19	33.12
FS-2	2.44	0.93	5.76	0.17	26.50	25.21	48.29
FS-3	2.12	0.02	0.04	0.01	18.41	18.96	62.64
FS-10	2.42	0.63	0.99	0.16	45.02	23.62	31.37
KYS-3	3.75	0.46	0.48	0.07	18.80	21.82	59.38
KYS-4	5.99	0.07	0.12	0.04	28.88	23.71	47.41
OS-1	0	1.85	0.44	0.19	59.72	20.83	19.44
OS-2	0	1.89	0.33	0.19	75.47	11.32	13.21
OS-3	0	1.47	0.34	0.28	50.83	30.83	18.33
OS-7	0	0.93	0.21	0.12	33.33	11.11	55.56
OS-8	0	0.91	0.19	0.12	30.61	10.20	59.18
OS-4	0	4.17	0.89	0.50	79.17	8.33	12.50
OS-5	0	2.94	0.92	0.39	74.19	19.35	6.45
OS-6	0	2.27	0.92	0.30	73.53	11.76	14.71
OS-9	0	0.51	0.48	0.25	56.76	10.81	32.43

**DATA CLUSTER STANDARDIZED (5b)**

Sample	Pr/Phy	OL/C <sub>30</sub>	Bic/C <sub>30</sub>	Tx/C <sub>30</sub>	C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>	C <sub>29</sub>
YS-1	-0.65	0.05	1.00	-0.13	-0.61	-0.21	0.84
YS-2	-0.65	0.09	0.74	0.15	-0.69	0.20	0.76
YS-3	-0.65	0.01	0.24	-0.27	-0.69	0.55	0.61
YS-4	-0.65	-0.41	0.01	-0.56	-0.41	0.08	0.47
YS-5	-0.65	-0.31	0.22	-0.54	-0.26	0.10	0.27
YS-6	-0.65	-0.40	0.05	-0.65	-0.18	0.34	0.07
YS-7	-0.65	-0.38	0.10	-0.62	-0.15	0.02	0.17
LYS-1	-0.42	-0.63	-0.62	-1.04	-0.11	0.45	-0.07
LYS-4	-0.06	-0.71	0.28	-0.11	-1.40	2.33	0.69
LYS-5	0.05	-0.72	0.59	-0.67	-1.19	1.04	0.99
LYS-6	0.53	-0.74	0.37	-0.38	-1.21	0.77	1.14
KYS-1	-0.04	-0.29	3.19	-0.12	-1.16	1.00	0.98
KYS-2	0.84	-0.52	0.04	-0.28	-1.02	0.96	0.83
KYS-5	-0.17	-0.78	-0.76	-0.96	-0.24	0.05	0.27
KYS-6	0.65	-0.79	-0.78	-0.90	-0.19	-0.02	0.25
FS-6	-0.43	-0.77	-0.67	-1.04	0.05	0.64	-0.35
FS-9	0.08	-0.64	-0.59	-0.55	0.11	0.68	-0.43
FS-12	0.11	-0.73	-0.75	-0.66	0.10	1.01	-0.57
FS-2	1.16	0.16	3.47	0.44	-0.41	0.32	0.36
FS-3	0.93	-0.80	-0.81	-0.96	-0.82	-0.54	1.24
FS-10	1.15	-0.16	-0.10	0.36	0.51	0.10	-0.68
KYS-3	2.13	-0.34	-0.48	-0.47	-0.80	-0.14	1.04
KYS-4	3.80	-0.75	-0.75	-0.73	-0.29	0.12	0.31
OS-1	-0.65	1.14	-0.51	0.57	1.25	-0.28	-1.41
OS-2	-0.65	1.18	-0.59	0.59	2.04	-1.59	-1.79
OS-3	-0.65	0.73	-0.58	1.37	0.80	1.10	-1.48
OS-7	-0.65	0.17	-0.68	-0.04	-0.07	-1.62	0.81
OS-8	-0.65	0.14	-0.69	0.02	-0.21	-1.75	1.03
OS-4	-0.65	3.59	-0.17	3.27	2.22	-2.01	-1.83
OS-5	-0.65	2.29	-0.15	2.34	1.97	-0.49	-2.20
OS-6	-0.65	1.58	-0.15	1.50	1.94	-1.53	-1.70
OS-9	-0.65	-0.28	-0.48	1.08	1.10	-1.66	-0.61

MATRIKS JARAK EUCLIDEAN (5c)

	YS-1	YS-2	YS-3	YS-4	YS-5	YS-6	YS-7	LYS-1	LYS-4	LYS-5	LYS-6	KYS-1	KYS-2	KYS-5	KYS-6	FS-6	FS-9	FS-12	FS-2	FS-3	FS-10	KYS-3	KYS-4	OS-1	OS-2	OS-3	OS-7	OS-8	OS-4	OS-5	OS-6		
YS-1	0																																
YS-2	0.57	0																															
YS-3	1.12	0.76	0																														
YS-4	1.29	1.21	0.80	0																													
YS-5	1.20	1.15	0.82	0.34	0																												
YS-6	1.57	1.45	0.97	0.54	0.39	0																											
YS-7	1.39	1.37	1.03	0.41	0.23	0.35	0																										
LYS-1	2.34	2.21	1.61	1.11	1.17	0.86	1.02	0																									
LYS-4	2.93	2.51	2.14	2.61	2.67	2.57	2.81	2.76	0																								
LYS-5	1.87	1.69	1.39	1.66	1.76	1.80	1.91	2.11	1.49	0																							
LYS-6	1.97	1.79	1.61	1.80	1.93	2.01	2.06	2.26	1.77	0.68	0																						
KYS-1	2.67	2.75	3.13	3.53	3.40	3.57	3.58	4.26	3.26	2.70	2.94	0																					
KYS-2	2.24	1.98	1.69	1.89	1.99	2.00	2.10	2.12	1.73	1.09	0.66	3.29	0																				
KYS-5	2.29	2.21	1.70	1.08	1.26	1.12	1.12	0.63	2.92	2.09	2.08	4.34	1.99	0																			
KYS-6	2.59	2.53	2.11	1.63	1.75	1.66	1.65	1.24	3.07	2.23	2.01	4.43	1.77	0.83	0																		
FS-6	2.63	2.48	1.89	1.43	1.44	1.09	1.29	0.40	2.82	2.34	2.50	4.42	2.33	0.95	1.43	0																	
FS-9	2.58	2.37	1.86	1.54	1.50	1.21	1.40	0.85	2.69	2.30	2.32	4.29	2.01	1.13	1.24	0.73	0																
FS-12	2.92	2.68	2.12	1.86	1.83	1.50	1.74	1.03	2.64	2.43	2.49	4.48	2.14	1.38	1.47	0.80	0.42	0															
FS-2	3.20	3.33	3.80	4.08	3.88	4.07	4.03	4.72	4.23	3.61	3.59	1.86	3.71	4.75	4.60	4.86	4.51	4.75	0														
FS-3	2.73	2.77	2.51	2.14	2.37	2.45	2.34	2.25	3.43	2.35	1.94	4.52	1.93	1.68	1.31	2.56	2.47	2.70	4.79	0													
FS-10	2.89	2.75	2.66	2.51	2.37	2.33	2.33	2.40	3.55	3.10	2.86	4.34	2.45	2.40	2.02	2.40	1.73	1.97	3.85	2.93	0												
KYS-3	3.20	3.16	3.01	2.92	3.03	3.10	3.05	3.00	3.50	2.69	2.11	4.45	1.82	2.60	1.92	3.22	2.83	3.02	4.29	1.49	2.56	0											
KYS-4	4.93	4.87	4.68	4.52	4.57	4.54	4.54	4.26	4.75	4.24	3.74	5.73	3.33	3.97	3.15	4.33	3.86	3.91	5.19	3.14	3.25	1.98	0										
OS-1	3.53	3.39	3.32	3.21	3.01	2.96	2.94	3.15	4.80	4.49	4.49	5.46	4.20	3.38	3.54	3.12	2.85	3.05	5.13	4.47	2.52	4.60	5.52	0									
OS-2	4.48	4.50	4.54	4.25	4.07	4.07	3.95	4.21	6.20	5.67	5.62	6.48	5.38	4.32	4.41	4.19	3.98	4.22	5.92	5.22	3.42	5.41	6.16	1.58	0								
OS-3	3.78	3.42	3.28	3.42	3.25	3.11	3.23	3.31	4.05	4.26	4.30	5.27	3.94	3.64	3.80	3.19	2.80	2.86	5.13	4.80	2.64	4.77	5.63	1.71	3.11	0							
OS-7	2.26	2.40	2.46	2.05	2.14	2.38	2.09	2.60	4.41	3.42	3.25	4.87	3.29	2.26	2.50	2.90	2.88	3.26	4.98	2.49	3.06	3.31	4.94	3.13	3.55	3.96	0						
OS-8	2.33	2.48	2.58	2.20	2.31	2.57	2.28	2.79	4.50	3.48	3.29	4.92	3.36	2.42	2.64	3.11	3.10	3.47	5.05	2.49	3.26	3.34	5.01	3.40	3.80	4.20	0.30	0					
OS-4	6.62	6.55	6.82	6.87	6.70	6.80	6.69	7.16	8.29	8.00	7.87	8.17	7.62	7.23	7.26	7.20	6.84	7.09	7.31	7.80	5.87	7.62	8.38	4.19	3.65	4.87	5.94	6.07	0				
OS-5	5.33	5.18	5.31	5.37	5.16	5.17	5.14	5.48	6.57	6.46	6.41	6.82	6.10	5.68	5.74	5.43	5.06	5.24	6.11	6.56	4.24	6.40	7.11	2.41	2.43	2.82	5.00	5.21	2.25	0			
OS-6	4.58	4.56	4.73	4.59	4.39	4.44	4.33	4.73	6.34	5.89	5.82	6.40	5.58	4.83	4.91	4.74	4.44	4.70	5.72	5.65	3.65	5.69	6.50	1.82	1.10	3.03	3.87	4.08	2.73	1.60	0		
OS-9	3.30	3.32	3.47	3.07	2.97	3.07	2.88	3.30	5.14	4.48	4.33	5.48	4.22	3.20	3.33	3.36	3.13	3.47	5.16	3.92	2.72	4.33	5.41	2.20	2.15	3.10	2.21	2.40	4.77	3.60	2.38		

**PLOT K TERHADAP INDEKS CH (5d)**

## LAMPIRAN 6

### PERJANJIAN KERJASAMA DENGAN PUSDATIN

#### PERJANJIAN KERJA SAMA

Antara

**PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI  
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL**

Dengan

**SATUAN KERJA KHUSUS PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU  
MINYAK DAN GAS BUMI**

tentang

**PEMANFAATAN DATA**

**NOMOR:** 60007/PJ/05/SJD.2/2016  
P.JN-0003/SKKG0000/2016/SO

Perjanjian Kerja Sama tentang Pemanfaatan Data ("**Perjanjian Kerja Sama**"), dibuat dan ditandatangani pada hari ini, Kamis tanggal 24 bulan Maret tahun 2016 bertempat di Jakarta, oleh dan antara :

- 1. PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL** yang berkedudukan di Jalan Medan Merdeka Selatan Nomor 18, Jakarta Pusat 10110, dalam hal ini diwakili oleh Ir. Susetyo Edi Prabowo, M.Si. selaku Kepala PUSDATIN ESDM, yang oleh karena jabatannya bertindak untuk dan atas nama Instansi tersebut, selanjutnya disebut sebagai **PUSDATIN**;
- 2. SATUAN KERJA KHUSUS PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (SKK MIGAS)** yang berkedudukan di Jalan Jenderal Gatot Subroto Nomor 42, Jakarta 12710, dalam hal ini diwakili oleh Budi Agustyono selaku Sekretaris SKK Migas, selanjutnya disebut sebagai **SKK MIGAS**;

**PUSDATIN** dan **SKK MIGAS** secara sendiri-sendiri untuk selanjutnya disebut **Pihak** dan secara bersama-sama disebut **Para Pihak**.

Terlebih dahulu Para Pihak menerangkan, sebagai berikut :

1. Bahwa, sesuai dengan Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi jo. Peraturan Pemerintah Nomor 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas, Data yang diperoleh dari hasil Survei Umum, Eksplorasi dan Eksploitasi minyak dan gas bumi adalah milik Negara yang dikuasai oleh Pemerintah;
2. Bahwa, sesuai dengan ketentuan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 27 tahun 2006 tentang Pengelolaan dan Pemanfaatan Data yang diperoleh dari Survei Umum, Eksplorasi dan Eksploitasi Migas, **PUSDATIN** adalah unit kerja di Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang bertanggung jawab dalam pengelolaan Data dan Informasi hasil kegiatan Survei Umum, Eksplorasi dan Eksploitasi minyak dan gas bumi;
3. Bahwa, **PUSDATIN** dapat melakukan pelayanan dan pemanfaatan Data yang berstatus terbuka yang dikelolanya kepada pengguna;
4. Bahwa, dalam rangka penyusunan Tugas Akhir / Disertasi oleh pekerja SKK MIGAS atas nama **Yarra Sutadiwiria - Kepala Kelompok Kerja Bagian Program dan Pelaporan** (selanjutnya disebut "Pekerja **SKK MIGAS**") dengan Judul "Genesis Hidrokarbon Di Cekungan-Cekungan Sulawesi Barat Berdasarkan Analisis Geokimia Korelasi Minyak Bumi Dan Batuan Induk" (selanjutnya disebut "Disertasi"), Pekerja **SKK MIGAS** yang bersangkutan bermaksud untuk melakukan analisa dan pengkajian terhadap data-data eksplorasi yang dikelola oleh **PUSDATIN**;
5. Bahwa, untuk menunjang pelaksanaan kegiatan pada poin 4 di atas, **SKK MIGAS** melalui surat kepada **PUSDATIN** dengan Nomor: SRT-0034/SKKG0000/2016/S0 tanggal 26 Januari 2016 hal Permohonan Permintaan Data Untuk Keperluan Penelitian Disertasi S3, bermaksud untuk meminjam data (sebagaimana daftar terlampir ) dalam rangka penyusunan Disertasi;
6. Bahwa, **PUSDATIN** melalui surat Nomor : 01303/03/SJD.2/2016 tanggal 09 Februari 2016 hal Izin Pemanfaatan Data Migas untuk Disertasi telah memberikan izin kepada **SKK MIGAS** untuk memanfaatkan Data dalam rangka menunjang keperluan penyusunan Disertasi;
7. Bahwa, untuk keperluan penyusunan Disertasi, maka melalui **Perjanjian Kerja Sama** ini, **SKK MIGAS** menguasakan seluruh hak dan kewajiban **SKK Migas** yang timbul dari **Perjanjian Kerja Sama** kepada Pekerja **SKK Migas** tersebut;

Berdasarkan hal-hal tersebut, **Para Pihak** setuju dan sepakat untuk mengadakan **Perjanjian Kerja Sama**, dengan syarat-syarat dan ketentuan-ketentuan sebagaimana tersebut dalam pasal-pasal berikut :

**Pasal 1**  
**RUANG LINGKUP**

Ruang Lingkup Perjanjian ini meliputi, antara lain:

1. Pemanfaatan Data oleh Pekerja **SKK MIGAS** yang memanfaatkan data dimaksud, dan;
2. Usaha untuk menjaga kerahasiaan Data yang diperoleh dari **PUSDATIN** sebagaimana daftar terlampir yang dipergunakan sebagai acuan untuk penyusunan Disertasi.

**Pasal 2**  
**JENIS DATA**

Data sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 meliputi:

1. Data Seismik
2. Data Sumur
3. Data G&G

**Pasal 3**  
**JANGKA WAKTU**

1. **Perjanjian Kerja Sama** berlaku untuk jangka waktu 3 (tiga) tahun terhitung sejak tanggal penandatanganan oleh **Para Pihak** dan dapat diperpanjang dengan kesepakatan oleh **Para Pihak** dengan pemberitahuan tertulis kepada pihak lainnya paling lambat 3 (tiga) bulan sebelum **Perjanjian Kerja Sama** berakhir;
2. **Para Pihak** dapat mengakhiri **Perjanjian Kerja Sama** sebelum jangka waktu berakhirnya, dengan menyampaikan pemberitahuan secara tertulis kepada pihak lainnya dalam waktu 30 (tiga puluh) hari kalender sebelum tanggal pengakhiran **Perjanjian Kerja Sama** berlaku efektif.

**Pasal 4**  
**HAK DAN KEWAJIBAN**

**(1) PUSDATIN**

- a. Wajib memberikan informasi, salinan dan/atau sampel data yang dimilikinya sebagaimana tercantum dalam lampiran **Perjanjian Kerja Sama** ini untuk mendukung pelaksanaan Disertasi yang disusun oleh Pekerja **SKK MIGAS**;
- b. Berhak meminta kepada **SKK MIGAS** untuk mengembalikan salinan dan/atau sampel data sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 setelah berakhirnya **Perjanjian Kerja Sama** ini.

## (2) SKK MIGAS

- a. Berhak mendapatkan informasi, salinan dan/atau sampel data sebagaimana tercantum dalam lampiran **Perjanjian Kerja Sama** dari **PUSDATIN** untuk mendukung penyusunan Disertasi;
- b. Wajib menjamin dan menjaga dengan sungguh-sungguh kerahasiaan informasi, salinan dan/atau sampel data yang diperoleh dari **PUSDATIN** dan hanya digunakan untuk keperluan penyusunan Disertasi oleh Pekerja **SKK MIGAS** di atas;
- c. Wajib menyerahkan seluruh salinan dan/atau sampel data sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 kepada **PUSDATIN** paling lambat 1 (satu) bulan setelah berakhirnya Perjanjian ini;
- d. Wajib menyerahkan 1 (satu) salinan laporan hasil penyusunan Disertasi, sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1, yang menggunakan informasi, salinan dan/atau sampel data sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 kepada **PUSDATIN** paling lambat 1 (satu) bulan setelah berakhirnya **Perjanjian Kerja Sama**.

### Pasal 5 TUNTUTAN DAN GANTI RUGI

Sehubungan dengan **Perjanjian Kerja Sama**, **PUSDATIN** membebaskan **SKK MIGAS** dari segala tuntutan dan gugatan serta segala akibat hukumnya dari semua pihak termasuk tapi tidak terbatas dari pihak ketiga, para karyawan atau pekerja yang dipekerjakan oleh **PUSDATIN** dan/atau **SKK MIGAS**.

### Pasal 6 KEADAAN KAHAR

**Para Pihak** sepakat bahwa dalam hal terjadi keadaan kahar, maka jangka waktu pelaksanaan **Perjanjian Kerja Sama** ini dapat diperpanjang sesuai jangka waktu keadaan kahar. Keadaan kahar meliputi : bencana alam, kerusuhan massa, kebakaran, aksi kekerasan, blokade, sabotase, pemogokan, kekacauan, pemberontakan, epidemi, badai topan, gempa bumi, angin ribut, banjir, ledakan, petir, dan krisis ekonomi.

### Pasal 7 PENYELESAIAN PERSELISIHAN

Dalam hal ini terjadi perselisihan antara **Para Pihak** yang mungkin timbul sebagai akibat dari penafsiran ketentuan dan/atau pelaksanaan **Perjanjian Kerja Sama** ini maka akan diselesaikan secara musyawarah oleh **Para Pihak** untuk mencapai mufakat.

**Pasal 8**  
**KETENTUAN LAIN**

Semua lampiran yang terdapat dalam **Perjanjian Kerja Sama** ini merupakan satu kesatuan yang melekat dan menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari **Perjanjian Kerja Sama** ini.

**Pasal 9**  
**AMANDEMEN/ADDENDUM**

- (1) **Perjanjian Kerja Sama** tidak dapat diubah kecuali disetujui secara tertulis dan ditandatangani oleh **Para Pihak**;
- (2) Dalam hal terjadi perubahan peraturan perundang-undangan, baik yang menjadi dasar/landasan maupun yang terkait dengan pelaksanaan **Perjanjian Kerja Sama** ini, atau suatu keadaan yang menyebabkan sebagian atau seluruh **Perjanjian Kerja Sama** ini menjadi tidak sesuai lagi dan/atau tidak dapat dilaksanakan sepenuhnya maka **Para Pihak** sepakat untuk melakukan perubahan **Perjanjian Kerja Sama**;
- (3) Setiap perubahan/penambahan isi **Perjanjian Kerja Sama** ini mengikat **Para Pihak** apabila dinyatakan secara tertulis dan disetujui oleh **Para Pihak** dengan membuat amendemen/addendum terhadap **Perjanjian** ini.

**Pasal 10**  
**PENUTUP**

**Perjanjian Kerja Sama** dibuat dalam 2 (dua) rangkap asli bermaterai cukup dan masing-masing mempunyai kekuatan hukum yang sama dan ditandatangani oleh kedua belah pihak di Jakarta pada hari dan tanggal tersebut di atas.

**Pusat Data dan Teknologi Informasi  
Energi dan Sumber Daya Mineral**



**Ir. Susetyo Edi Prabowo, M.Si**  
**NIP. 19660108 199403 1001**  
Kepala

**Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan  
Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi**



**Budi Agustyono**  
**No. Pekerja 231687**  
Sekretaris SKK Migas

## LAMPIRAN PERJANJIAN KERJA SAMA PEMANFAATAN DATA

NOMOR : 00007/PJ/05/SJD.2/2016  
 PJN-0003/SKKG0000/2016/S0  
 TANGGAL : 24 Maret 2016

## DAFTAR PEMANFAATAN DATA

## 1. Rincian Data Sumuran, Seismik, dan G&amp;G Report dari WK Kuma, WK Karama, WK Malunda.

## a) Data Sumuran :

No.	WELL NAME
1.	ANOMAN-1
2.	ANTASENA-1
3.	GATOT KACA-1
4.	KALUKU-1
5.	KARAMA-1S
6.	LARIANG-1S

## b) Data Seismik :

No.	AREA	LINE NAME
1	KUMA AREA	71-19A
2	KUMA AREA	71-19
3	KUMA AREA	Kuma09-12
4	KUMA AREA	Kuma09-13
5	KUMA AREA	Kuma09-29
6	KUMA AREA	Kuma09-31
7	KUMA AREA	Kuma09-33
8	KUMA AREA	Kuma09-35
9	KUMA AREA	MCP-5A
10	KUMA AREA	NM93-24
11	KUMA AREA	NM93-26
12	KUMA AREA	NM93-28
13	KUMA AREA	PAC-201(1)
14	KUMA AREA	PAC-201(2)
15	KARAMA AREA	703
16	KARAMA AREA	733
17	KARAMA AREA	734
18	KARAMA AREA	704A
19	KARAMA AREA	704B
20	KARAMA AREA	704BC
21	KARAMA AREA	704D
22	KARAMA AREA	71-18
23	KARAMA AREA	MR93-104(4A)
24	KARAMA AREA	NM93-11
25	MALUNDA AREA	71-47
26	MALUNDA AREA	71-48
27	MALUNDA AREA	73-58
28	MALUNDA AREA	D-919NW
29	MALUNDA AREA	D-919SE
30	MALUNDA AREA	T-0A

## c) Data G &amp; G Report :

No.	AREA	TITLE
1	KUMA_KARAMA_MALUNDA AREA	GEOCHEMICAL STUDY OF OUTCROP SAMPLES OIL SEEPS AND A GAS SEEP FROM VARIOUS LOCATIONS IN NORTH WEST AND SOUTH WEST SULAWESI, INDONESIA
2	KUMA_KARAMA_MALUNDA AREA	GEOCHEMICAL STUDY OF OUTCROP SAMPLE, GAS SEEPS AND OIL SEEPS FROM THE LARIANG AND KARAMA BASINS NORTH WEST SULAWESI, INDONESIA VOL-I
3	KUMA_KARAMA_MALUNDA AREA	GEOCHEMICAL STUDY OF OUTCROP SAMPLE, GAS SEEPS AND OIL SEEPS FROM THE LARIANG AND KARAMA BASINS NORTH WEST SULAWESI, INDONESIA VOL-II
4	KUMA_KARAMA_MALUNDA AREA	GEOCHEMICAL STUDY OF OUTCROP SAMPLE, GAS SEEPS AND OIL SEEPS FROM THE LARIANG AND KARAMA BASINS NORTH WEST SULAWESI, INDONESIA VOL-III

## LAMPIRAN 7

# PERJANJIAN KERJASAMA DENGAN HARVEST BUDONG- BUDONG

### CONFIDENTIALITY AGREEMENT

THIS AGREEMENT (hereinafter referred to as the "Agreement"), entered into this the 3<sup>rd</sup> day of March 2016, by and between **Stockbridge Budong-Budong B.V.**, a company organized and existing under the laws of the Netherlands, with offices located at Graha Kapital Building, 2<sup>nd</sup> Floor S-205 Jl Kemang Raya No. 4, Jakarta Selatan, Indonesia 12730 (hereinafter referred to as the "**Disclosing Party**") and Sdri. Yarra Sutadwiria, an individual citizen of Indonesia and resident of Jakarta, address in Jalan Pulo Mas VII B No.14 Jakarta 13210, Indonesia, (hereinafter referred to as the "**Receiving Party**"). The companies named above may also be referred to herein individually as "**Party**" or collectively as "**Parties**".

1. In connection with the evaluation and the possible acquisition by the Receiving Party or any of its Affiliated Companies (as defined below) of interests in certain petroleum exploration and production rights held by the Disclosing Party in the area as more particularly described in Schedule 1 hereto (hereinafter referred to as the "**Area**"), the Disclosing Party is willing, in accordance with the terms and conditions of this Agreement, to disclose (either through itself or its Affiliated Companies) to the Receiving Party (or its representatives) certain confidential information, on a nonexclusive basis, relating to the Area which includes, but is not necessarily limited to, geological and geophysical data, maps, models and interpretations and may also include commercial, contractual and financial information, and such other information as may be provided by Disclosing Party to Receiving Party hereunder (hereinafter referred to as the "**Confidential Information**").
2. In consideration of the disclosure referred to in Paragraph 1 hereof, the Receiving Party agrees that the Confidential Information shall be kept strictly confidential and shall not be sold, traded, published or otherwise disclosed to anyone in any manner whatsoever, including by means of photocopy, reproduction or electronic media, without the Disclosing Party's prior written consent, except as provided in this Agreement.
3. The Receiving Party may disclose the Confidential Information without the Disclosing Party's prior written consent only to the extent such information:
  - (a) is already known to the Receiving Party as of the date of disclosure hereunder;
  - (b) is already available to the public or becomes available to the public other than through the act or omission of the Receiving Party or of any other person to whom Confidential Information is disclosed pursuant to this Agreement;
  - (c) is required to be disclosed under applicable law or regulation, including by stock exchange regulations or by a governmental order (including any rules of a regulatory body or supervisory body with which the Receiving Party is bound to comply), decree, regulation or rule (provided that the Receiving Party shall, to the extent permitted by law and/or regulation, make reasonable efforts to give prompt written notice to the Disclosing Party prior to such disclosure);
  - (d) is acquired independently by the Receiving Party from a third party that represents that it has the right to disseminate such information at the time it is acquired by the Receiving Party; or
  - (e) is developed by the Receiving Party independently of the Confidential Information received from the Disclosing Party.
5. The Receiving Party shall be not entitled to disclose the Confidential Information to any third party without the Disclosing Party's prior written consent.
6. The Receiving Party shall only use or permit the use of the Confidential Information disclosed under this Agreement to evaluate the Area and determine whether to enter into negotiations concerning the acquisition of all or part of the Disclosing Party's rights in the Area; provided, however, that the Receiving Party may use its own analyses of the Confidential Information in its evaluation of properties outside the Area.

7. The Receiving Party shall be responsible to Disclosing Party for ensuring that all persons to whom the Confidential Information is disclosed under Paragraph 5 shall keep such information confidential and shall not disclose or divulge the same to any unauthorized person. The liability of the Parties to each other for breach of this Agreement shall be limited to only direct damages (but excluding any loss or deferment of revenue or profits or loss of opportunity). Such direct damages shall be the sole and exclusive remedy, and all other remedies or damages at law or in equity are waived. In no event shall a Party be liable to the other for any other damages, loss or deferment of revenue or profits or loss of opportunity or incidental, consequential, special, or punitive damages, regardless of negligence or fault.
8. The Receiving Party shall acquire no proprietary interest in or right to the Confidential Information, and the Disclosing Party may demand the destruction or return thereof, but not the Evaluation Material (as defined below) at any time upon giving written notice to the Receiving Party. Within thirty (30) days of receipt of such notice, the Receiving Party shall destroy or return all of the original Confidential Information and shall destroy or cause to be destroyed or return or cause to be returned all copies and reproductions (in whatever form, including but not limited to, electronic media) in its possession and in the possession of persons to whom it was disclosed pursuant to this Agreement.
9. Information generated by Receiving Party or by a person described in Paragraph 5 that is derived in whole or in part from Confidential Information is "**Evaluation Material**." Evaluation Material includes models, analyses, estimates of reserves, interpretations, presentations for management (including those prepared for corporate governance reasons and legal advice and legal due diligence), and economic evaluations. During the term of this Agreement, Receiving Party shall not disclose Evaluation Material to anyone other than the persons described under Article 4 without the prior written consent of Disclosing Party.
10. The confidentiality obligations and limitations on use set forth in this Agreement shall terminate on the later of three (3) years after the date of this Agreement or on the date on which disclosure is no longer restricted either under the law applicable in the Area or under the terms of the concession, license, contract or permit currently covering the Area.
11. The Disclosing Party hereby represents and warrants that it has the right and authority to disclose the Confidential Information to the Receiving Party or any of its Affiliated Companies. **THE DISCLOSING PARTY, HOWEVER, MAKES NO REPRESENTATIONS OR WARRANTIES, EXPRESS OR IMPLIED, AS TO THE QUALITY, CORRECTNESS, ACCURACY AND COMPLETENESS OF THE CONFIDENTIAL INFORMATION DISCLOSED HEREUNDER, AND THE RECEIVING PARTY (ON BEHALF OF ITSELF AND ITS REPRESENTATIVES) EXPRESSLY ACKNOWLEDGES THE INHERENT RISK OF ERROR IN THE ACQUISITION, PROCESSING AND INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA. THE DISCLOSING PARTY, ITS AFFILIATED COMPANIES, THEIR OFFICERS, DIRECTORS AND EMPLOYEES SHALL HAVE NO LIABILITY WHATSOEVER WITH RESPECT TO THE USE OF OR RELIANCE UPON THE CONFIDENTIAL INFORMATION BY THE RECEIVING PARTY.**
12. This Agreement shall be governed by, construed and interpreted in accordance with the substantive laws of the Republic of Indonesia and the parties irrevocably submit to the exclusive jurisdiction thereof.
13. Unless otherwise expressly stated in writing, any prior or future proposals or offers made in the course of the Parties' discussions are implicitly subject to all necessary management and government approvals and may be withdrawn by either Party for any reason or for no reason at any time. Nothing contained herein is intended to confer upon the Receiving Party any right whatsoever to the Disclosing Party's interest in the Area.
14. No amendments, changes or modifications to this Agreement shall be valid except if the same are in writing and signed by a duly authorized representative of each of the Parties hereto.
15. This Agreement comprises the full and complete agreement of the Parties with respect to the disclosure of the Confidential Information and supersedes and cancels all prior

communications, understandings and agreements between the Parties relating to the Confidential Information, whether written or oral, expressed or implied.

16. No waiver by either Party of any one or more breaches of this Agreement by the other Party shall operate or be construed as a waiver of any future default or defaults by the same Party. Neither Party shall be deemed to have waived, released, or modified any of its rights under this Agreement unless such Party has expressly stated, in writing, that it does waive, release or modify such rights.
17. Interpretation
- (a) The topical headings used in this Agreement are for convenience only and shall not be construed as having any substantive significance or as indicating that all of the provisions of this Agreement relating to any topic are to be found in any particular article or provision.
  - (b) Reference to the singular includes a reference to the plural and vice versa.
  - (c) Unless otherwise provided, reference to any article or an exhibit means an article or exhibit of this Agreement.
  - (d) The words "include" and "including" have an inclusive meaning, are used in an illustrative sense and not a limiting sense, and are not intended to limit the generality of the description preceding or following such term.
18. This Agreement may be executed in counterparts and each counterpart shall be deemed an original Agreement for all purposes; provided that neither Party shall be bound to this Agreement until both parties have executed a counterpart. For purposes of assembling the counterparts into one document, the Disclosing Party is authorised to detach the signature page from one counterpart and, after signature thereof by Receiving Party, attach each signed signature page to a counterpart.
19. No Party shall release any announcement relating to this Agreement unless the form and content of such announcement has been submitted to, and agreed by, the other Party. Nothing in this Article 19 shall prohibit any Party from making any announcement as required by law, the rules of any stock exchange or other government, judicial or regulatory body having jurisdiction over such Party or its Affiliated Companies.
19. All notices authorized or required between the Parties by any of the provisions of this Agreement shall be in written English, properly addressed to the other Party as shown below, and delivered in person, by courier, or by any electronic means of transmitting written communications that provides written confirmation of complete transmission. Oral communication does not constitute notice for purposes of this Agreement. A notice given under any provision of this Agreement shall be deemed delivered only when received by the Party to whom the notice is directed. "Received" for purposes of this Article means actual delivery of the notice to the address or facsimile address of the Party shown below. Notices may be transmitted by e-mail provided that the recipient transmits a manual written acknowledgment of successful receipt, which the recipient shall have an affirmative duty to furnish promptly after successful receipt. Automatic delivery receipts issued without direct human authorization shall not be evidence of effective notices for purposes of this Agreement.

**Disclosing Party**  
STOCKBRIDGE Budong-Budong B.V.

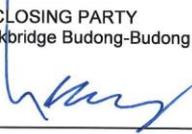
Att: Hening Sugiarno  
Tel.: +62 21 7199529  
Fax: +62 21 7199529  
E-mail: [henings@stockbridgeoilandgas.com](mailto:henings@stockbridgeoilandgas.com)

**Receiving Party**  
Sdri. Yarra Sutadiwiria

Tel. : +62 812 1082 256  
Fax : --  
E-mail: yarra@skkmigas.go.id / ysutadiwiria@yahoo.com

IN WITNESS WHEREOF, the duly authorized representatives of the Parties have caused this Agreement to be executed on the date first written above.

DISCLOSING PARTY  
Stockbridge Budong-Budong B.V.

By:  \_\_\_\_\_

Printed Name: Hening Sugiatno

Title: Vice President

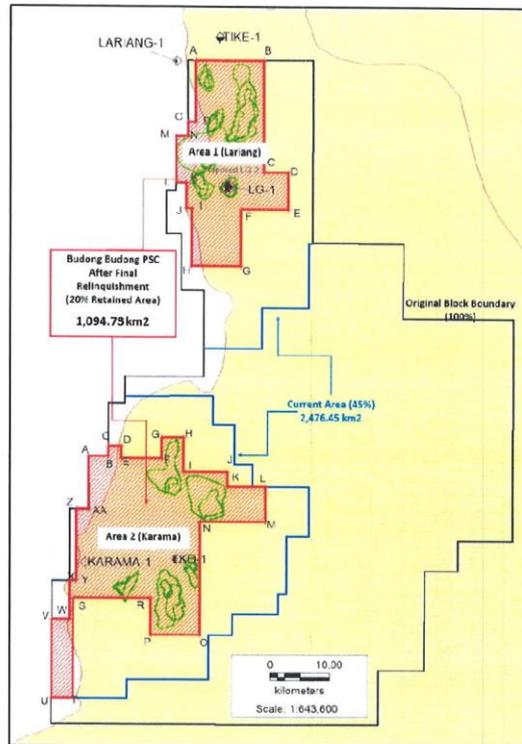
RECEIVING PARTY

By:  \_\_\_\_\_

Printed Name: Yarra Sutadiwiria

SCHEDULE 1 The "Area" includes:

1. The Budong-Budong Production Sharing Contract area located onshore Sulawesi Indonesia a map the current area of the PSC is included below;



## LAMPIRAN 8

### SURAT IZIN BUKA DATA-1 DENGAN MIGAS



KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA

DIREKTORAT JENDERAL MINYAK DAN GAS BUMI  
GEDUNG MIGAS, JALAN H.R. RASUNA SAID KAV B - 5. JAKARTA 12910

KOTAK POS : 1296/JKT 100.12 TELEPON : (021) 5268910 (HUNTING) FAKSIMILE : (021) 5269114 e-mail: migas@migas.esdm.go.id

#### SURAT PEMANFAATAN DATA UNTUK PUBLIKASI MAKALAH

Nomor : 12898/13/DJM.E/2017

#### DIREKTUR JENDERAL MINYAK DAN GAS BUMI

Memperhatikan : Surat Wakil Dekan atas nama Dekan Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjajaran kepada Direktur Pembinaan Usaha Hulu Nomor 8604/UN6.P1/DL/2017 tanggal 29 November 2017 hal Izin Penggunaan Data;

Mengingat : 1. Undang-Undang No. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi;  
2. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 35 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi;  
3. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 027 tahun 2006 tentang Pengeloaan dan Pemanfaatan Data yang Diperoleh dari Survei Umum, Eksplorasi, dan Eksploitasi Minyak dan Gas Bumi;  
4. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 029 tahun 2017 tentang Perizinan Pada Kegiatan Hulu Migas;  
5. Surat Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor : 13694.K/80/DJM/2007 tentang Pelimpahan Wewenang kepada Direktur Pembinaan Usaha Hulu Migas mengenai Persetujuan Pembukaan Data yang Dikelola Kontraktor

#### MEMBERIKAN IZIN

Kepada : Nama Perusahaan/Instansi : Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjajaran  
Penanggung Jawab : Dekan  
Alamat : Jl. Raya Bandung-Sumedang Km. 21 Jatinangor

selanjutnya dalam persetujuan ini disebut sebagai **Pemegang Izin**

Untuk : Mempublikasikan makalah dengan judul:  
1. "Source Facies of Oil Seeps in West Sulawesi Onshore, Indonesia: Geochemical Constraints" oleh Yarra Sutadiwiria pada Indonesia Journal on Geoscience (IJOG);  
2. "Paleofacies and Biomarker Characteristics of the Paleogene to Neogene Rocks in The Makassar Straits, Indonesia" oleh Yarra Sutadiwiria pada Journal of Asian Earth Sciences (JAES)

dengan Ketentuan :

Izin diberikan dengan ketentuan :

1. Pemegang izin diwajibkan :

- a. Tidak mencantumkan angka-angka cadangan minyak/gas; lokasi/nama sumur, satuan batuan dan lintasan seismik sebenarnya.
- b. Mengirimkan 1 (satu) copy makalah yang berkaitan dengan presentasi tersebut ke Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi cq. Direktorat Pembinaan Usaha Hulu Migas, selambat-lambatnya 14 (empat belas) hari sebelum publikasi dilaksanakan.
- c. Melaksanakan publikasi setelah dilakukan pemeriksaan akhir atas bahan presentasi oleh petugas Ditjen Migas pada forum tersebut.
- d. Mematuhi butir-butir tersebut di atas dan setiap pelanggaran terhadap ketentuan-ketentuan tersebut dapat dikenakan sanksi sebagaimana dimaksud dalam Pasal 51 (2) UU No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

2. Masa Berlaku

- a. Izin presentasi makalah ini berlaku sampai dengan 28 Juni 2018 dan secara otomatis dinyatakan tidak berlaku apabila pemegang izin tidak memenuhi ketentuan dan persyaratan yang tercantum di dalam surat izin ini.
- b. Izin ini dapat diperpanjang setelah mendapatkan persetujuan dari Direktur Pembinaan Usaha Hulu.

Demikian agar dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Dikeluarkan di : Jakarta

Pada tanggal : 18 Desember 2017

a.n. Direktur Jenderal,  
Direktur Pembinaan Usaha Hulu



K. Funggal, M.Sc  
NIP 19600225 198903 1 001

Tembusan:

1. Direktur Jenderal Migas (sebagai laporan);
2. Deputi Perencanaan SKKMIGAS;

## SURAT IZIN BUKA DATA-2 DENGAN MIGAS



KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIC INDONESIA  
DIREKTORAT JENDERAL MINYAK DAN GAS BUMI  
GEDUNG MIGAS, JALAN H.R. RASUNA SAID KAV B - 5. JAKARTA 12910

KOTAK POS : 1296/JKT 100.12 TELEPON : (021) 5268910 (HUNTING) FAKSIMILE : (021) 5269114 e-mail: migas@mgas.esdm.go.id

### SURAT IZIN PEMANFAATAN DATA

Nomor : 6315 /13/DJM.E/2018

#### DIREKTUR JENDERAL MINYAK DAN GAS BUMI

- Memperhatikan : Surat dari Wakil Dekan atas nama Dekan Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran kepada Direktur Pembinaan Usaha Hulu Nomor 4009/UN6.P1/DL/2018 tanggal 25 Juni 2018 hal Permohonan Perpanjangan Izin Pemanfaatan Data untuk Publikasi Ilmiah.
- Mengingat : 1. Undang-Undang No. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, Pasal 20 ayat (1) dan (3) tentang Kepemilikan dan Pemanfaatan Data Hasil Survei Umum, Eksplorasi dan Eksploitasi dan Pasal 51 tentang Ketentuan Pidana  
2. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 35 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Pasal 15 dan 17 tentang Kepemilikan dan Pemanfaatan Data Hasil Kegiatan Survei Umum, Eksplorasi dan Eksploitasi  
3. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 27 tahun 2006 Pasal 25 tentang Pemanfaatan Data Minyak dan Gas Bumi  
4. Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi No. 12225.K/80/DJM/2007 tentang Pelimpahan Wewenang Pemberian Izin Presentasi / Publikasi Makalah kepada Direktur Pembinaan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

#### MEMBERIKAN IZIN

- Kepada : Nama Perusahaan/Instansi : Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran  
Penanggung Jawab : Dekan  
Alamat : Jl. Raya Bandung-Sumedang Km 21, Jatinangor 45363, Indonesia.
- Untuk : Mempublikasikan makalah dengan judul:  
1. "Source Facies of Oil Seeps in West Sulawesi Onshore, Indonesia: Geochemical Constraints" oleh Yarra Sutadiwiria pada Indonesia Journal on Geoscience (IJOG).  
2. "Paleofacies and Biomarker Characteristics of the Paleogene to Neogene Rocks in the Makassar Straits, Indonesia" oleh Yarra Sutadiwiria pada Journal of Geologos Polandia.

Izin diberikan dengan ketentuan :

1. Pemegang izin diwajibkan :
  - a. Menandatangani *Confidentiality Agreement* dengan pihak penerima data yang dibuat dalam 2 (dua) bahasa (Bahasa Indonesia dan Bahasa Inggris) yang disaksikan oleh petugas Ditjen Migas yang ditunjuk oleh Direktur Pembinaan Usaha Hulu.
  - b. Tidak mencantumkan angka-angka cadangan minyak/gas, nama dan koordinat geografis yang sebenarnya yang meliputi antara lain satuan batuan, sumur pemboran/ lintasan seismik, perusahaan dan wilayah kerjanya.
  - c. Menjaga dengan sungguh-sungguh kerahasiaan data dan tidak boleh dijual, diperdagangkan, dipublikasi, atau diungkapkan kepada siapapun dengan cara apapun termasuk melalui sarana alat bantu tanpa persetujuan dari Direktur Pembinaan Usaha Hulu, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
2. Mematuhi butir-butir tersebut di atas dan setiap pelanggaran terhadap ketentuan - ketentuan tersebut dapat dikenakan sanksi sebagaimana dimaksud dalam Pasal 51 (2) UU No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.
3. Masa Berlaku
  - a. Sesuai Pasal 23 (f) Permen ESDM No. 29 Tahun 2017 tentang Perizinan pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi, Izin Pemanfaatan Data ini berlaku selama 3 (tiga) bulan sejak ditandatanganinya surat persetujuan dan dapat dicabut apabila pemegang izin tidak memenuhi ketentuan dan persyaratan yang tercantum didalam izin ini;
  - b. Izin ini dapat diusulkan untuk diperpanjang selambat-lambatnya 14 (empat belas) hari sebelum berakhir masa berlakunya.

Demikian agar dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Dikeluarkan di : Jakarta  
Pada tanggal : 16 Juli 2018

a.n. Direktur Jenderal  
Direktur Pembinaan Usaha Hulu,



Edjar Usman  
NIP. 19641003 199303 1002

Tembusan:

1. Direktur Jendral Migas
2. Deputi Perencanaan SKK Migas.

## LAMPIRAN 9

### PERJANJIAN DENGAN LEMIGAS



KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS PADJADJARAN  
FAKULTAS TEKNIK GEOLOGI

Jl. Raya Bandung-Sumedang Km. 21 Jatinangor Telp./Fax. (022) 7796545 Kode Pos 45363  
e-mail : [ftg@unpad.ac.id](mailto:ftg@unpad.ac.id) Website : <http://ftgeologi.unpad.ac.id>

Nomor : 8080/UN6.P.1/EP/2016

23 November 2016

Perihal : Permohonan Izin Penggunaan Fasilitas Laboratorium  
Untuk Analisis GC dan GC/MS.

Yth. Kepala Pusat PPPTMGB Lemigas

Cipulir Raya Kav. 109

Kebayoran Lama – Jakarta Selatan

Sehubungan dengan pelaksanaan penelitian Disertasi mahasiswa Program Doktor Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, kami mengajukan permohonan izin penggunaan fasilitas Laboratorium Eksplorasi dan Eksploitasi di PPPTMGB Lemigas, untuk analisis kromatografi gas (GC) dan kromatografi gas-spektrometri massa (GC/MS) terhadap percontoh rembesan minyak, serbuk pengeboran, dan/atau singkapan batuan di daerah penelitian, kurang lebih **sebanyak 5 – 10 sample**, bagi mahasiswa di bawah ini :

Nama : Yarra Sutadiwiria  
NIP : 270130150503  
Judul Penelitian : **“Paleofasies Batuan Induk Eosen Di Selat Makassar Dan Sulawesi Barat, Dan Sejarah Tektonik Selat Makassar, Berdasarkan Karakterisasi Biomarker Steran, Triterpan, Metil Fenantren”**

Demikian disampaikan, atas perhatian dan bantuan Bapak/Ibu, kami ucapkan terima kasih.

a.n. Dekan,

Wakil Dekan Bidang Akademik,  
Kemahasiswaan, Inovasi dan Kerja Sama,



**Dr. Sc. Yoga Andriana Sendjaja, ST., M.Sc.**

NIP. 197210101999031002

Tembusan Yth :

1. Dekan FTG-Unpad (sebagai laporan);
2. Ketua Program Studi Doktor Teknik Geologi, FTG-Unpad;
3. Kepala Bagian Tata Usaha dan Kasubbag Administrasi Akademik FTG-Unpad.

## LAMPIRAN 10

### SURAT IZIN KUNJUNGAN LAPANGAN



PEMERINTAH PROVINSI SULAWESI BARAT  
**DINAS PENANAMAN MODAL DAN  
PELAYANAN TERPADU SATU PINTU**

Jl. H. Abd. Malik Pattana Endeng Kompleks Perkantoran Gubernur Sulawesi Barat  
Mamuju 91512, Telp/Fax : 0426-2325152, email : sulbarppmd@yahoo.co.id

**REKOMENDASI PENELITIAN**  
**NOMOR : 19/76/RP-PTSP.B/III/2017**

1. Dasar :
1. Peraturan Menteri Dalam Negeri Nomor 7 Tahun 2014 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Dalam Negeri 64 Tahun 2011 tentang Pedoman Penerbitan Rekomendasi Penelitian.
  2. Peraturan Daerah Nomor 6 Tahun 2016 tentang Pembentukan dan Susunan Perangkat Daerah Provinsi Sulawesi Barat.
  3. Peraturan Gubernur Sulawesi Barat Nomor 45 Tahun 2016 tentang Kedudukan, Tugas Dan Fungsi Susunan Organisasi Dan Tata Kerja Dinas Daerah Provinsi Sulawesi Barat.
  4. Peraturan Gubernur Sulawesi Barat Nomor 37 Tahun 2015 Tentang Penyelenggaraan Pelayanan Terpadu Satu Pintu (Berita Daerah Provinsi Sulawesi Barat Tahun 2015 Nomor 37) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Gubernur Sulawesi Barat Nomor 31 Tahun 2016 tentang Perubahan Atas Peraturan Gubernur Sulawesi Barat Nomor 37 Tahun 2015 Tentang Penyelenggaraan Pelayanan Terpadu Satu Pintu (Berita Daerah Provinsi Sulawesi Barat Tahun 2016 Nomor 31).
2. Menimbang : Surat Ijin Penelitian dari Kementerian Riset, Teknologi dan Pendidikan Tinggi Universitas Padjajaran c.q. Fakultas Teknik Geologi Nomor : 1603/UN6.P.1/KM/2017 Tanggal 28 Februari 2017.

**MEMBERITAHUKAN BAHWA:**

- a. Nama/ Objek : **Yarra Sutadiwiria**  
b. Jabatan : Peneliti Utama  
c. Alamat : Jl. Raya Bandung Sumedang, KM 21 Jatinangor.  
d. Untuk :
- 1). Melakukan Penelitian, dengan Proposal berjudul **"Evolusi Tektonik dan Paleofasies Batuan Paleogen-Neogen di Selat Makassar dan Sulawesi Barat Berdasarkan Karakterisasi Biomarker"**.
  - 2). Lokasi Penelitian : Kabupaten Mamuju, dan Kabupaten Majene, Sulawesi Barat
  - 3). Waktu/Lama Peneliti : Maret s/d Juni 2017.
  - 4). Anggota Tim Peneliti : Yeftamikha, Jordan Romora Simarmata, Muhammad Arba Azzaman.
  - 5). Bidang Penelitian : Geologi.
  - 6). Status penelitian : Baru.
  - 7). Jumlah Fasilitator : -

1

- e. Melaporkan hasil penelitian kepada Gubernur Sulawesi Barat c.q. Dinas Penanaman Modal Dan Pelayanan Terpadu Satu Pintu Provinsi Sulawesi Barat paling lambat 6 (enam) bulan setelah selesai penelitian.

Demikian rekomendasi ini dibuat untuk digunakan sebagaimana mestinya.

Dikeluarkan di: Mamuju  
Pada Tanggal : 14 Maret 2017

**a.n GUBERNUR SULAWESI BARAT  
KEPALA DINAS PENANAMAN MODAL  
DAN PELAYANAN TERPADU SATU PINTU  
PROVINSI SULAWESI BARAT,  
Selaku Administrator Pelayanan Terpadu Satu Pintu**



Tembusan disampaikan kepada Yth:

1. Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal Pusat di Jakarta;
2. Menteri Riset, Teknologi dan Pendidikan Tinggi di Jakarta;
3. Universitas Padjajaran di Bandung;
4. Bupati Mamuju di Mamuju;
5. Bupati Majene di Majene;
6. Dinas ESDM Provinsi Sulawesi Barat di Mamuju;
7. Badan Kesbangpol Provinsi Sulawesi Barat di Mamuju;
8. Kepala DPMTSP Kabupaten Mamuju di Mamuju;
9. Kepala DPMTSP Kabupaten Majene di Majene;
10. Peringgal.

**LAMPIRAN 11**

**DATA GEOKIMIA SELURUH SAMPEL YANG TERMASUK DALAM**

**PENELITIAN INI DENGAN INFORMASI LITOLOGI DAN**

**BIOSTRATIGRAFI**

**LAMPIRAN 12**  
**RIWAYAT HIDUP**

Nama : Yarra Sutadiwiria

Tempat/Tanggal Lahir : Balikpapan, 11 Juni 1963

Jenis Kelamin : Perempuan

Agama : Islam

Pekerjaan : Spesialis Utama Sekretaris SKK Migas

Anak : Mordekhai, S.T., M.T.  
Yeftamikha, S.T.

Orangtua : Sartono Sutadiwiria (alm)  
Februna Latuperissa (almh)

Alamat Rumah : Jalan Pulo Mas VII B/14  
RT/RW:010/011  
Kelurahan Kayu Putih, Jakarta 13210

Alamat Email : ysutadiwiria@gmail.com

**Pendidikan:**

S1: Teknik Geologi, Universitas Trisakti, Jakarta (1988), S1.

S2: Geofisika Reservoir, Universitas Indonesia, Jakarta (2005-2007), M.Si.

S3: Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran (2019), Doktor (Dr.)

**Masa Kerja 30 tahun:**

- 1989 – 1991 : **Elnusa Data Processing**, as Geophysicist Data Processor, yaitu memproses data seismik akusisi, baik data *land* maupun *marine*
- 1991 – 1992 : **Vico Indonesia**, as Log Data Processor
- 1992 – 1995 : **Schlumberger Geoquest**, as Log Data Processor, yaitu menganalisa log-log sumur, mulai dari prosesing data lapangan sampai ke perhitungan dan penentuan jumlah cadangan.
- 2001 – 2005 : **PT. Geoservices**, as Operation Geologist, dalam bidang geokimia, biostratigraphy dan analisa core
- 2005 – 2009 : Staf Sub Dinas Evaluasi Prospek/Lead, Dinas Studi Eksplorasi & Evaluasi P/L, Divisi Kajian & Pengembangan **SKK Migas**
- 2009 – 2013 : Kepala Subdinas Wilayah Kerja Baru dan Perpanjangan KKS, Divisi Pengkajian & Pengembangan **SKK Migas**
- 2013 : Kepala Subdinas Pembuktian dan Pengujian Eksplorasi Hidorkarbon Nonkonvensional, Divisi Eksplorasi **SKK Migas**
- 2013 – 2014 : Kepala Kelompok Kerja Unit Percepatan Proyek Eni Muara Bakau, **SKK Migas**
- 2014 – 2018 : Kepala Kelompok Kerja Program dan Pelaporan, Bidang Sekretaris **SKK Migas**
- 2018 – 2019 : Spesialis Utama Sekretaris **SKK Migas**

**Tulisan-tulisan yang pernah dipresentasikan dalam forum Internasional:**

- a. *"The Biomarker Composition of Some Oil Seeps from West Sulawesi, Indonesia"*, *Indonesian Journal on Geoscience*, Vol 5, No. 3, Desember 2018.
- b. *"Origin of Oil Seeps in West Sulawesi Onshore, Indonesia: Geochemical Constraints and Paleogeographic Reconstruction of the Source Facies"*, tanggal 15-17 November 2016, pada Konvensi *"The 9th International Conference on Petroleum Geochemistry in the Africa-Asia Region Bandung, Indonesia"*.
- c. *"Forensic Geochemistry: Study Case of Crude Oil Smuggling from Five Tankers Around Riau Islands, Indonesia"*, tanggal 15-17 November 2016, pada Konvensi *"The 9th International Conference on Petroleum Geochemistry in the Africa-Asia Region Bandung, Indonesia"*.
- d. Penulisan paper dengan judul *"Integration of Log Data Analysis and Facies Core to Define Electrofacies, Using MRGC (Multi Resolution Graph-Based Clustering) Method, in Galaxy Field, Central Sumatera Basin, Indonesia"*, diterima pada *"73<sup>rd</sup> EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011"*, tanggal 23-26 May 2011 di Vienna, Eropa
- e. Presentasi paper dengan judul *"From lead to Field"*, di Bali 2010 International Geosciences Conferences & Exposition, tanggal 21 Juli 2010
- f. Presentasi paper dengan judul *"Using MRGC (Multi Resolution Graph-Based Clustering) Method to Integrate Log Data Analysis and Core Facies to Define Electrofacies, in the Bungsu Field, Central Sumatera Basin, Indonesia"*, tanggal 8-10 Oktober 2008, pada Konvensi IGRC (*International Gas union Research Conference*) di Paris, Eropa

- g. Presentasi paper dengan judul “*Facies Geometry Uncertainty in Reservoir Model, a Case Study of Bungsu Field, Central Sumatra Basin, Indonesia*”, pada Petroleum Geostatistics 2007, EAGE Convention 2007, di Cascais-Portugal, tanggal 10-14 September 2007.
- h. Presentasi paper dengan judul “*Reefal Build Ups within Miocene Kais Platform: Roles of 3-D Seismic Data in Defining Subtle Trap*”, Proceedings, Jakarta 2006 International Geosciences Conference and Exhibition, tanggal 14-16 Agustus 2006.