

SEJARAH PENIMBUNAN CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DAN IMPLIKASINYA
TERHADAP WAKTU GENERASI HIDROKARBON
*BURIAL HISTORY OF THE SOUTH SUMATERA BASINS AND ITS IMPLICATION TO THE
TIME OF THE HYDROCARBON GENERATION*

Oleh:

Hermes Panggabean*) dan Lauti Dwita Santy*)

*)Pusat Survei Geologi, Badan Geologi
Jl. Diponegoro 57, Bandung 40122
hermes.panggabean@yahoo.com.au

Abstrak

Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi empat subcekungan yaitu Subcekungan Jambi, Palembang Tengah, Palembang Utara, dan Palembang Selatan. Batuan sedimen klastika dan karbonat telah mengisi Cekungan Sumatera Selatan sejak Eosen hingga Kuartar dengan ketebalan seluruh satuan batuan di setiap subcekungan berkisar 2100 m hingga 3500 m. Keempat subcekungan ini telah mengalami sejarah penimbunan yang hampir tidak seragam, yaitu mencapai maksimum kedalaman mulai dari 2900 m hingga 5200 m. Dari capaian maksimal penimbunan kedalaman lebih dari 2000 m, beberapa singkapan batuan Formasi Talangakar terbukti telah mengalami kompaksi dan perubahan mineral maupun matriks akibat telah mengalami diagenesis. Generasi hidrokarbon yang paling dangkal pada Formasi Lahat adalah di kedalaman 1560 m di Subcekungan Palembang Tengah, sedangkan yang paling dalam pada Formasi Talangakar adalah di kedalaman 2700 m di Subcekungan Jambi dan 2800 m di Subcekungan Palembang Selatan. Waktu generasi hidrokarbon berlangsung mulai antara 20.6 jtl (Miosen Awal) dan 3.87 jtl (Pliosen Akhir). Dengan mempelajari secara detil karakteristik semua batuan sedimen yang mengisi masing-masing subcekungan, maka waktu generasi hidrokarbon yang lebih tepat dapat diketahui.

Katakunci : Cekungan Sumatera Selatan, sejarah penimbunan, generasi hidrokarbon, Formasi Lahat, dan Formasi Talangakar

Abstract

South Sumatra Basin is divided into four subbasins, that are Jambi Subbasin, Central Palembang Subbasin, North Palembang Subbasin, and South Palembang Subbasin. Clastic and carbonate sediments had filled the South Sumatra Basin during Eocene up to Quaternary times by various thickness of all rock units in each subbasin ranging from 2100 m to 3500 m. Those four subbasins have shown almost different maximum deep of burial history, that was started from 2900 m up to 5200 m. From burial of maximum depth by over 2000 m, several rock outcrop samples of the Talangakar Formation have evidently compacted, and grain particles as well as minerals of matrix have been processed by diagenesis realm. The lowest depth oil generation of the Lahat Formation is 1560 m in the Central Palembang Subbasin, while the deepest in the Talangakar Formation is 2700 in Jambi Subbasin and 2800 m in the South Palembang Subbasin. The timing of hydrocarbon generation has occurred between 20.6 mya (Early Miocene) and 3.38 mya (Late Pliocene). By studying detailed characters of sedimentary rocks filling each subbasin, thus the time of hydrocarbon generation can be known.

Keyword : South Sumatra basin, burial history, hydrocarbon generation, Lahat Formation, and Talangakar Formation

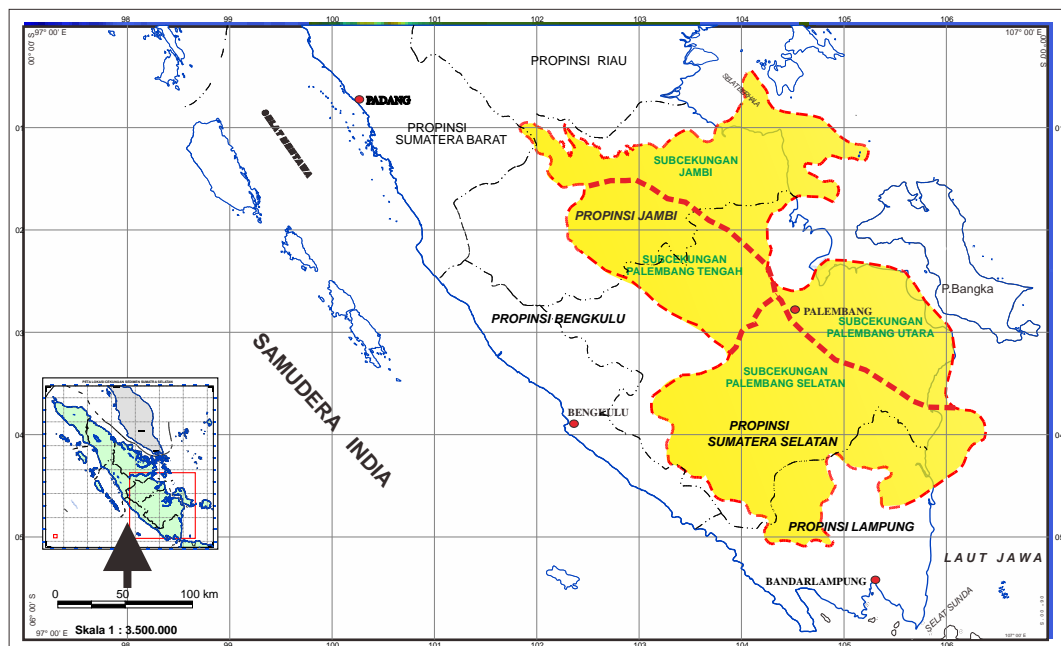
Pendahuluan

Untuk menunjang pembangunan ekonomi sektor energi, Pusat Survei Geologi berperan memberikan informasi hasil kajian dan penelitian di setiap cekungan sedimen yang ada di wilayah Indonesia. Cekungan Sumatera Selatan (Gambar 1) merupakan salah satu cekungan Tersier penghasil hidrokarbon

utama di Indonesia. Meskipun telah dieksplorasi selama lebih dari satu abad dan menghasilkan minyak lebih dari 1,5 milyar barel serta sejumlah gas bumi (Ryacudu, 2005), berbagai penemuan baru hidrokarbon di daerah ini masih diharapkan oleh Pemerintah.

Analisis sejarah penimbunan (*burial history*) di Cekungan Sumatera Selatan merupakan suatu kajian geologi di sektor hulu. Kajian ini diharapkan

Naskah diterima : 5 September 2012
Revisi terakhir : 20 Desember 2012



Gambar 1. Peta Cekungan Sumatera Selatan yang di bagi 4 subcekungan masing-masing Subcekungan Jambi, Subcekungan Palembang Utara, Subcekungan Palembang Selatan dan Subcekungan Palembang Tengah

dapat menghasilkan konsep pemikiran dan informasi geologi yang dapat memberikan pandangan baru untuk eksplorasi di sektor minyak dan gas bumi di Sumatera Selatan.

Maksud tulisan ini adalah mempelajari dan memahami secara rinci proses penimbunan (burial) batuan-batuan sedimen yang mengisi keempat subcekungan (Jambi, Palembang Utara, Palembang Selatan dan Palembang Tengah) di Cekungan Sumatera Selatan (Gambar 1) dalam kurun Tersier hingga Kuarter yaitu meliputi Formasi Lahat, Talangakar, Gumai, Baturaja, Airbenakat, Muaraenim, dan Kasai serta formasi lainnya yang setara. Sedangkan tujuan kajian ini adalah untuk mengetahui gambaran model sejarah penimbunan di setiap subcekungan, sehingga kedalaman maksimum penimbunan yang dicapai satuan batuan diketahui, dan demikian juga waktu generasi hidrokarbon di setiap subcekungan.

Metoda kajian dan penelitian terhadap sejarah penimbunan di keempat subcekungan adalah dengan mempelajari stratigrafi dan sedimentologi setiap satuan batuan dari beberapa data singkapan di lapangan (Hermiyanto drr., 2006 dan Hermiyanto drr., 2007) dan dari data sekunder berupa literatur tentang geologi di Cekungan Sumatera Selatan (Gafoer drr., 1993; Gafoer, 1999; Suwarna drr., 2001; dan Panggabean drr., 2003).

Untuk mendapatkan model sejarah penimbunan, pembuatan kurva penimbunan setiap satuan batuan dihitung dengan menggunakan model Lopatin (1971) begitu pula untuk mengetahui "indek waktu pemanasan" (Time Temperature Index/ TTI).

Perhitungan kematangan hidrokarbon menggunakan nilai harga TTI berdasarkan Waples (1980). Nilai TTI yang didapat sangat berguna untuk menentukan awal waktu generasi hidrokarbon (time of hydrocarbon generation) hingga optimal generasi. Nilai tersebut saat titik awal kerogen mengeluarkan hidrokarbon adalah TTI 10 untuk kerogen tipe 2, TTI 15 untuk kerogen tipe 3, dan TTI 160 untuk awal fase gas. Sedangkan perhitungan gradien geothermal dilakukan baik melalui peta gradient temperatur maupun dengan menghitung gradien antara temperature lubang bor (BHT) terhadap temperatur permukaan. Temperatur permukaan menggunakan harga 30°C, dengan anggapan bahwa temperatur tersebut konstant sejak Eosen.

Kurva sejarah penimbunan ini dikoreksi terhadap perkembangan nilai kompaksi dan tingkat erosi. Karena keterbatasan data, maka nilai kompaksitas batuan pada kondisi sekarang dianggap mendekati porositas di permukaan. Sehingga koreksi dilakukan terhadap porositas batuan saat terendapkan. Sedangkan besarnya erosi dihitung dari korelasi antar lubang bor maupun seismik dari publikasi – publikasi

terdahulu. Penentuan tebal awal sedimen dilakukan dengan korelasi terhadap sedimen di titik lain yang tak tererosi.

Tataan Geologi

Daerah kajian dan penelitian Cekungan Sumatera Selatan (Gambar1), adalah merupakan salah satu cekungan busur belakang di Pulau Sumatera. Peta geologi terbit berskala 1: 250.000 yang diterbitkan oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi juga digunakan sebagai acuan sekunder geologi, yakni Peta Geologi Lembar Sarolangun (Suwarna dan Suharsono, 1984; Suwarna dr., 1992), Lembar Jambi (Andi Mangga dr., 1994), Lembar Muara Bungo (Simandjuntak dr., 1991), Lembar Bangko berskala 1 : 100.000 (Suwarna dr., 1998), Lembar Baturaja (Gafoer dr., 1993), Lembar Bengkulu (Gafoer dr., 1992).

Akibat tumbukan dua Lempeng Benua (Paparan) Sunda dengan Lempeng Samudera Hindia (Hindia-Australia), maka terbentuk zone tunjaman yang miring sepanjang Palung Sunda, sebelah luar pantai barat Sumatera (Hamilton, 1979). Penunjaman ini terjadi sejak Perem Akhir (Cameron dr., 1980) atau lebih awal lagi (Katili, 1973) sehingga mengakibatkan terbentuknya busur magmatik antara

lain Pegunungan Barisan, cekungan Busur Belakang (Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan), dan sesar-geser mengangan searah tepi lempeng yang menghasilkan Sistem Sesar Besar Sumatera. Cekungan-cekungan busur belakang tersebut mempunyai batuan alas pra-Tersier, diisi oleh endapan batuan Tersier dengan batuan penutupnya berupa lapisan sedimen dan gunungapi Kuartar yang menindahnya.

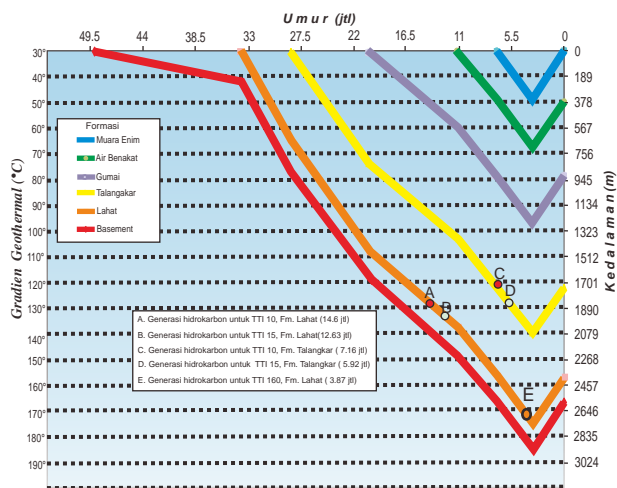
Secara stratigrafi, dari tua ke muda, satuan batuan Tersier yang terendapkan di Cekungan Sumatera Selatan (dimodifikasi dari Gafoer, 1999) tersusun atas Formasi Kikim, Kelesa, Lahat, Talangakar, Gumai, Baturaja dan yang setara, Airbenakat, Muaraenim, Kasai dan yang setara, dan termuda endapan batuan gunung api (Formasi Ranau dan Bukitpunjung), serta di atasnya adalah endapan aluvium (lihat Gambar 2).

Gafoer dr. (1993) dan Gafoer (1999) menyusun startigrafi Cekungan Sumatera Selatan bahwa batuan penyusun paling bawah terdiri atas konglomerat aneka bahan, breksi gunungapi, tuf padu, tuf, lava, batupasir, batulempung, batulanau dan serpih (Formasi Kikim dan Lahat).

Batuan diendapkan kala Eosen-Oligosen di lingkungan daratan fluviatil. Secara tak selaras di

Umur	Satuan Litostratigrafi	Litologi	Kegiatan Magmatik		
K u a r t e r	Aluvium	Pasir, lanau, lempung, setempat tufan. Endapan sungai dan rawa	V V V V V V V V (gn.api Kuartar Muda)		
	Fm. Bukitpunjung Fm. Ranau	Breksi gunungapi lava, dan tuf bersusunan riolit andesit	+ + + + + + V V V V V V V V		
	Fm. Kasai	Tuf dasit - riolit, tuf pasiram, batupasir tufan mengandung batuapung, kuarsa, kaca, lensa tipis lignit	V V V V V V V V (gn.api Kuartar Tua)		
T e r s i e r	Pliosen	Fm. Muaraenim	Batulempung, bt.lanau, bt.pasir tufan, lunak, berlapis. Umumnya mengandung bahan karbonan & kuarsa, oksida besi, sisipan lignit umum ditemukan.	+ + + + + + + + + + + + V V V V V V V V (gn.api Lakitan)	
		Fm. Airbenakat	Perselingan bt. lempung, bt.lanau & serpih, sisipan. Perselingan bt.lanau, bt.lanau & serpih, sisipan bt.lempung gampingan dan bt.lanau, kuarsa lepas. Umumnya gampingan, karbonan dan glaukonitan.	V V V V V V V V (gn.api Bal)	
	M i o s e n	Akhir	Fm. Gumai	Fm. Gumai berupa bt.lempung, serpih, sisipan bt.gamping, bt.lanau dan bt.pasir;bagian bawah umumnya gampingan, dan selempat berupa bt.gamping, setempat galukonitan, karbonan dan tufan. Fm. Baturaja berupa batugamping terumbu, kalkarenit dan napal.	+ + + + + + + + + + + +
		Tengah	Fm. Baturaja	Bt.pasir kasar - halus, konglomerat, bt.lanau, bt.lempung gampingan dan serpih. Setempat mengandung sisipan batubara, tuf, lensa bt.gamping, kuarsa, kayu terkarsikkan.	V V V V V V V V V V V V V V V V (gn.api Hulusimpang)
		Awal	Fm. Talangakar	Konglomerat aneka bahan, bt.pasir kuarsa, sisipan bt.lanau dan bt.lempung, setempat kuarsa, sisipan bt.lanau dan bt.lempung, setempat dijumpai batubara. Komponen konglomerat berasal dari batuan Pratersier.Struktur sedimen silang-siur dan perlapisan bersusun. Setempat tuf dan breksi gunungapi.	V V V V V V V V V V V V V V V V (gn.api Kikim)
	Oligosen	Eosen	Fm. Lahat	V V V V V V V V V V V V V V V V	
				Paleosen	V V V V V V V V

Gambar 2. Kolom Stratigrafi Umum Cekungan Sumatera Selatan (modifikasi dari Gafoer, 1999)



Gambar 3. Sejarah penimbunan (*burial history*) Subcekungan Jambi, generasi hidrokarbon untuk TTI 10, 15 (Formasi Lahat dan Talangakar) dan TTI160 (Formasi Lahat).

atasnya diendapkan Formasi Talangakar (Oligosen-Miosen Awal) berupa perselingan antara konglomerat dan batupasir, dengan sisipan batulumpur dan batubara. Bagian atas Formasi Talangakar terdiri atas perselingan batulumpur dengan batupasir glaukonitan, yang diendapkan pada lingkungan delta (Suwarna dr., 2001).

Formasi Baturaja (Miosen Awal) yang umumnya adalah fasies karbonat terdiri atas batugamping terumbu dan kalkarenit dengan sisipan serpih gampingan dan napal. Bagian atasnya menjemari dengan Formasi Gumai (Miosen Awal - Miosen Tengah), terdiri atas serpih yang berselingan dengan batupasir halus, sisipan napal, napal tufan dan batugamping serta kaya akan kandungan fosil foraminifera. Formasi Air Benakat yang berumur Miosen Tengah-Miosen Akhir disusun oleh perselingan batupasir dan batulempung, sisipan konglomerat gampingan, batulanau, napal dan batubara. Di atasnya diendapkan Formasi Muaraenim berumur akhir Miosen Akhir sampai Pliosen Awal, yang tersusun atas perselingan batupasir, batulanau, batulempung dan lignit. Lignit coklat kehitaman sampai hitam, keras, mengandung jejak amber (Suwarna dr., 2001). Formasi Kasai dan Formasi Pasumah terdiri atas perselingan batupasir tufan, tuf, batulempung tufan, batulempung, dan batupasir lempungan. Formasi ini berumur Pliosen Akhir sampai Plistosen Awal (Suwarna dr., 2001). Di atas Formasi Pasumah dan Kasai diendapkan batuan hasil gunung api dari Formasi Ranau dan Formasi Bukitpunjung berumur Kuartar (Gafour, 1999).

Sejarah Penimbunan

Subcekungan Jambi

Perhitungan ketebalan sedimen untuk kurva sejarah penimbunan di Subcekungan Jambi diambil dari lintasan – lintasan seismik pada blok Jambi – Merang (Clure & Fiptiani, 2001). Pada lintasan ini diketahui setebal 350 m sedimen telah tererosi. Gradien geothermal pada subcekungan Jambi dihitung dari nilai BHT beberapa sumur, diketahui rata-rata sebesar $5,29^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ (Aadland dan Phoa, 1981). Kemudian nilai gradien ini digunakan sebagai penentu spasi isotherm untuk kurva *burial history*, yaitu sebesar 189 m setiap kenaikan 10°C .

Di Subcekungan Jambi, kurva setiap satuan batuan (Formasi Lahat, Talangakar, Gumai, Air Benakat dan Muara Enim) menunjukkan, bahwa Formasi Lahat mencapai maksimum kedalaman 2900 m, Formasi Talangakar di kedalaman 2660 m, Formasi Gumai mencapai 2079 m, Formasi Air Benakat di kedalaman 1250 m dan terendah adalah Formasi Muara Enim yang menunjukkan pernah tertimbun hanya mencapai di kedalaman 700 m saja (Gambar 3). Sedangkan formasi lainnya yang terendapkan di atas Formasi Muara Enim hanya pernah tertimbun di kedalaman 370 m.

Singkapan batupasir dan serpih sisipan batulanau yang diambil di Cekungan Sumatera Selatan terutama Subcekungan Palembang Selatan (lihat Gambar 4A dan 4B) memperlihatkan kompaksi yang telah berlangsung selama sejarah penimbunan. Hasil sayatan pipih (Heryanto, 2004) telah membuktikan bahwa kompaksi diakibatkan oleh penimbunan yang dibarengi oleh peristiwa diagenesis. Pada Gambar 4C, terlihat bahwa sebagian besar butiran mineral telah bersentuhan tangensial hingga *suture*. Pengaruh kompresi kuat tidak terlihat, namun diyakini bahwa kompaksi hanya dipengaruhi oleh penimbunan. Lebih rinci, *Scanning Electron Microscope* (SEM) juga telah memperlihatkan (lihat Gambar 4D) kompaksi telah bekerja selama sejarah penimbunan. Mineral-mineral lempung hasil diagenesis belum signifikan terlihat, hanya berupa kaolinit dan *smectite-illite* (lihat Gambar 4D).

Perhitungan TTI (*Time Temperature Index*) pada Subcekungan Jambi terbukti hanya dicapai pada horizon masing-masing Formasi Lahat dan Talangakar dengan hasil bahwa titik awal generasi hidrokarbon yaitu titik kritis (*critical moment*) untuk kerogen tipe 2 (Total TTI 10) adalah 14,6 jt (Miosen Tengah), sedangkan pada horizon Formasi Lahat

dan 7,16 jtl (Miosen Akhir) pada horison Talangakar. Titik awal generasi hidrokarbon untuk kerogen Tipe 3 (Total TTI 15 untuk Formasi Lahat adalah 12,63 jtl (Miosen Tengah), dan pada horizon Formasi Talangakar yaitu 5,92 jtl (Pliosen Awal). Waktu tercapainya fase gas pada horison Formasi Lahat (TTI 160) adalah 3,87 jtl (Pliosen Akhir), sedangkan pada Formasi Talangakar belum tercapai.

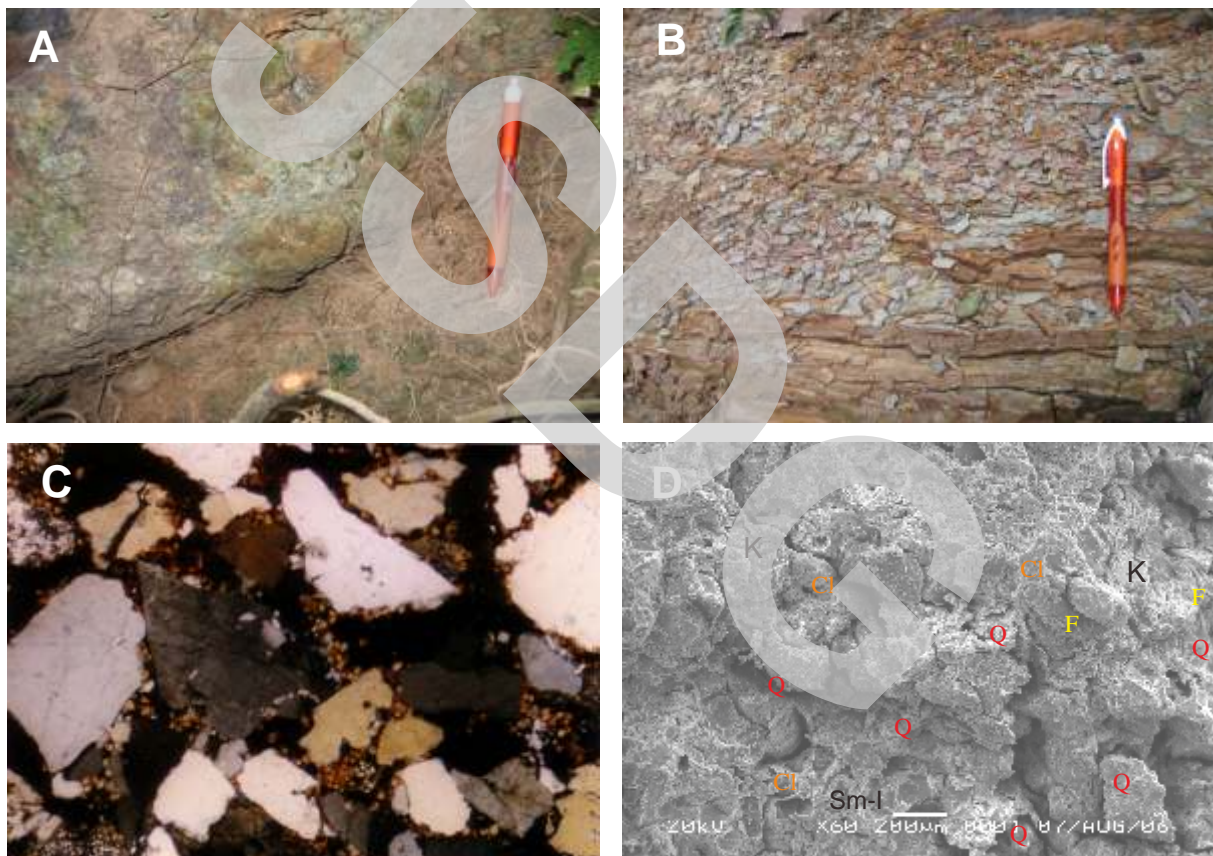
Subcekungan Palembang Utara

Ketebalan sedimen rata-rata untuk membuat model kurva sejarah penimbunan di Subcekungan Palembang Utara dilansir data sekunder dari lintasan – lintasan Ramba dan Tanjung Laban dan data ketebalan rata-rata sedimen telah tererosi diketahui setebal 700 m (Courteney drr., 1990). Gradien geothermal pada Subcekungan Palembang Utara diperoleh dari peta gradient sebesar 5,4°C/100m, sehingga spasi isotherm untuk kurva *burial history*

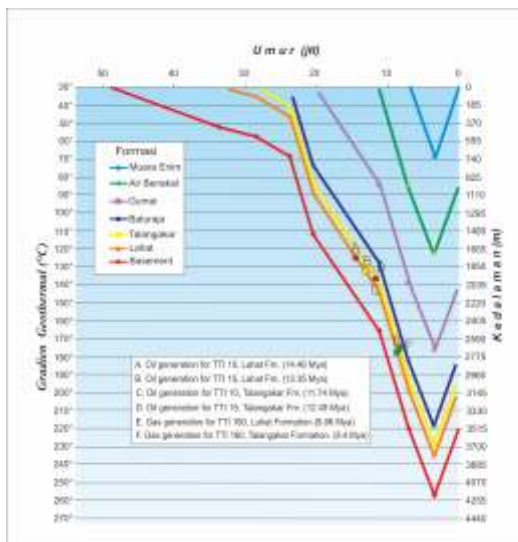
ditentukan dengan interval 185 m setiap kenaikan 10°C (Aadland dan Phoa, 1981).

Bagian bawah Formasi Lahat telah pernah tertimbun di kedalaman 4250 m, yang berarti bahwa Subcekungan ini terdapat "kitchen" sumber daya hidrokarbon yang baik. Formasi Talangakar mencapai sejarah penimbunan di kedalaman maksimum 3700 m yang mana hampir berimpit dengan bagian atas Formasi Lahat. Formasi Baturaja mencapai 3500 m dan Formasi Gumai di kedalaman 2650 m, sedangkan Formasi Air Benakat mencapainya kedalaman 1670 m dan Formasi Muara Enim hanya di kedalaman 740 m (lihat Gambar 5).

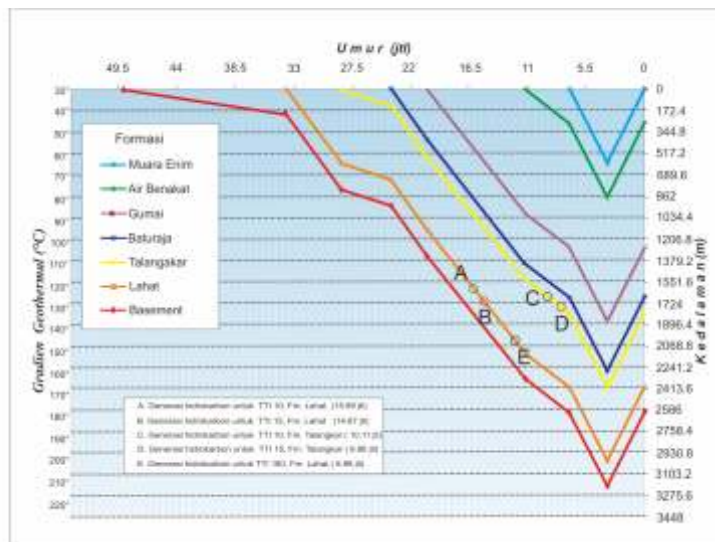
Nilai TTI pada Subcekungan Palembang Utara dilakukan pada lapisan Formasi Lahat dan Talangakar dengan hasil sebagai berikut. Hasilnya menunjukkan bahwa titik awal atau titik kritis (*critical moment*) generasi hidrokarbon untuk



Gambar 4. Foto singkapan dan mikrofotograf sayatan pipih dan SEM Fm. Talangakar di Cekungan Sumatera Selatan; (A) batupasir kuarsa, struktur *erosion channel*, Subcekungan Palembang Selatan (Hermiyanto, drr., 2007); (B) serpih dan batulanau, mengalami kompaksi selama sejarah penimbunan, Subcekungan Palembang Selatan (Hermiyanto, drr., 2007); (C) sayatan pipih batupasir menunjukkan batupasir kompak peran sejarah penimbunan kedalaman lebih 2000 m (Heryanto, 2004); (D) SEM, batupasir kuarsa berbutir sedang; terdiri atas kuarsa (Q); felspar (F); matriks lempung (CI); aolinite (K) dan smectite-illite (Sm-I); batupasir terkompaksi secara signifikan selama sejarah penimbunan lebih dari 2000 m, Subcekungan Jambi. Pembesaran 60X. (Panggabean & Hermiyanto 2006)



Gambar 5. Sejarah penimbunan (*burial history*) Subcekungan Palembang Utara, generasi hidrokarbon untuk TTI 10, 15 dan 160 (Formasi Lahat dan Talangakar)



Gambar 6. Sejarah penimbunan (*burial history*) Subcekungan Palembang Tengah, generasi hidrokarbon untuk TTI 10 dan 15 (Formasi Lahat dan Talangakar) dan TTI 160 (Formasi Lahat).

kerogen tipe 2 (Total TTI 10) sekitar 14,46 jtl yaitu pada Miosen Tengah untuk satuan Formasi Lahat dan 11,74 jtl (Miosen Akhir bagian bawah) pada Formasi Talangakar (Gambar 5). Dari sini juga diketahui titik awal generasi hidrokarbon untuk kerogen tipe 3 (Total TTI 15) di Subcekungan Palembang Utara adalah 13,35 jtl (Miosen Tengah) yaitu terletak di horison lapisan satuan Formasi Lahat dan 12,49 jtl (Miosen Tengah) pada Formasi Talangakar. Waktu tercapainya fase gas pada Formasi Lahat (TTI 160) adalah 8,86 jtl (Miosen Akhir), sedangkan pada Formasi Talangakar (TTI 160) adalah 8,4 jtl yaitu pada Miosen Akhir (lihat Gambar 5).

Subcekungan Palembang Tengah

Pemodelan diagram kurva sejarah penimbunan di Subcekungan Palembang Tengah dibuat berdasarkan lintasan yang melewati struktur - struktur Babat, Mangunjaya, Benakat Timur, Jirak (Courtney dr., 1990). Pada Subcekungan Palembang Tengah diketahui gradien geotermal 5,8°C/100m, sehingga spasi isoterm untuk kurva sejarah penimbunan ditentukan dengan tebal 172,4 m setiap kenaikan 10°C.

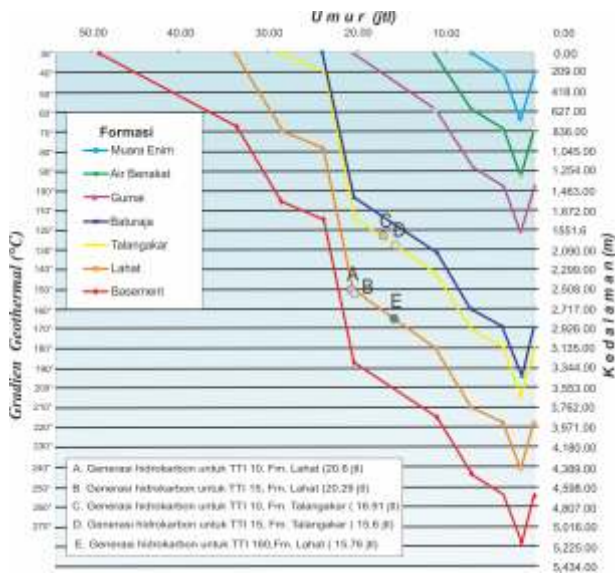
Pemodelan kurva Lopatin di Subcekungan Palembang Tengah menghasilkan bahwa lapisan dasar Formasi Lahat telah pernah tertimbun di kedalaman 3250 m (Gambar 6), Formasi Talangakar di kedalaman 2950 m, dan untuk Formasi Baturaja

adalah 2400 m, sedangkan Formasi Gumai mencapai kedalaman 2235 m, serta Formasi Air Benakat sendiri di kedalaman 1870 m, dan yang terdangkal adalah Formasi Muara Enim yaitu di kedalaman 860 m (Gambar 6) dan formasi di atasnya (Formasi Kasai dan yang setara hanya mencapai kedalaman 550 m saja (lihat Gambar 6).

Setelah dilakukan perhitungan TTI di Subcekungan Palembang Tengah yaitu horison Formasi Lahat dan Talangakar, diketahui bahwa titik awal generasi hidrokarbon untuk kerogen tipe 2 (Total TTI 10) adalah 15,89 jtl (Miosen Tengah) untuk Formasi Lahat, dan 10,11 jtl (Miosen Akhir bagian bawah) pada Formasi Talangakar. Selanjutnya, titik awal generasi hidrokarbon untuk kerogen tipe 3 (Total TTI 15) adalah 14,87 jtl (Miosen Tengah) pada horison Formasi Lahat dan 8,86 jtl (Miosen Akhir) pada horison Formasi Talangakar (lihat Gambar 6). Waktu tercapainya fase gas untuk Formasi Lahat (TTI 160) adalah 8,98 jtl (Miosen Akhir).

Subcekungan Palembang Selatan

Ketebalan sedimen di Subcekungan Palembang Selatan diperoleh dari lintasan - lintasan Kepayang - Limau-Lematang, serta lintasan Lematang-Pendopo -Soka (Sarjono & Sarjito, 1989; Pulunggono, 1986). Rata-rata erosi pada subcekungan Palembang Selatan diperhitungkan dengan menggunakan metode *backstripping*. Acuan tebal awal sedimen



Gambar 7. Sejarah penimbunan (*burial history*) Subcekungan Palembang Selatan, generasi hidrokarbon untuk TTI 10 dan 15 (Formasi Lahat dan Talangakar) dan TTI 160 (Formasi Lahat).

yang tererosi di suatu titik diperoleh dari tebal rata – rata sedimen yang sama yang muncul di titik lainnya. Hasil dari perhitungan tersebut menunjukkan bahwa tingkat erosi pada Subcekungan Palembang Selatan adalah 150 m hingga 800 m (Sarjono & Sarjito, 1989). Di daerah Subcekungan Palembang Selatan diketahui gradien geotermal $4,78^{\circ}\text{C}/100\text{m}$, sehingga spasi isoterm untuk kurva sejarah penimbunan ditentukan dengan tebal sekitar 209 m setiap kenaikan 10°C .

Formasi yang pernah tertimbun dalam sejarah penimbunan Subcekungan Palembang Selatan adalah juga Formasi Lahat, yaitu di kedalaman 5200 m (lihat Gambar 7). Formasi Talangakar mencapai di kedalaman 4380 m, sedangkan Formasi Baturaja di kedalaman 3570 m. Formasi di atas Formasi Baturaja, yaitu Formasi Gumai menunjukkan bahwa satuan ini telah pernah tertimbun hingga di kedalaman 3345 m, sedangkan Formasi Air Benakat di kedalaman 1550 m, dan Formasi Muara Enim di kedalaman 1250 m (Gambar 7). Dapat disimpulkan bahwa Subcekungan Palembang Selatan telah mengalami sejarah penimbunan yang paling dalam diantara keempat subcekungan di Sumatera Selatan. Oleh karena itu, subcekungan ini berpotensi sebagai "kitchen" hidrokarbon yang paling baik.

Nilai TTI (*Time Temperature Index*) yang dihitung di area Subcekungan Palembang Selatan dilakukan terhadap lapisan Formasi Lahat dan juga Talangakar

telah dihitung dan di plot ke dalam kurva model Lopatin yang menghasilkan (lihat Gambar 7) bahwa titik awal generasi hidrokarbon untuk kerogen tipe 2 (Total TTI 10) adalah 20.6 jtl (Miosen Awal) yaitu Formasi Lahat dan 16.91 jtl (Miosen Tengah) pada horison Formasi Talangakar. Titik awal generasi hidrokarbon untuk kerogen tipe 3 (Total TTI 15) adalah 20.29 jtl (Miosen Awal) yaitu di horison Formasi Lahat, dan 15.6 jtl (Miosen Tengah) pada horison Formasi Talangakar. Waktu fase gas tercapai pada horison Formasi Lahat saja (TTI 160) yaitu 15.76 jtl (Miosen Tengah) (lihat Gambar 7).

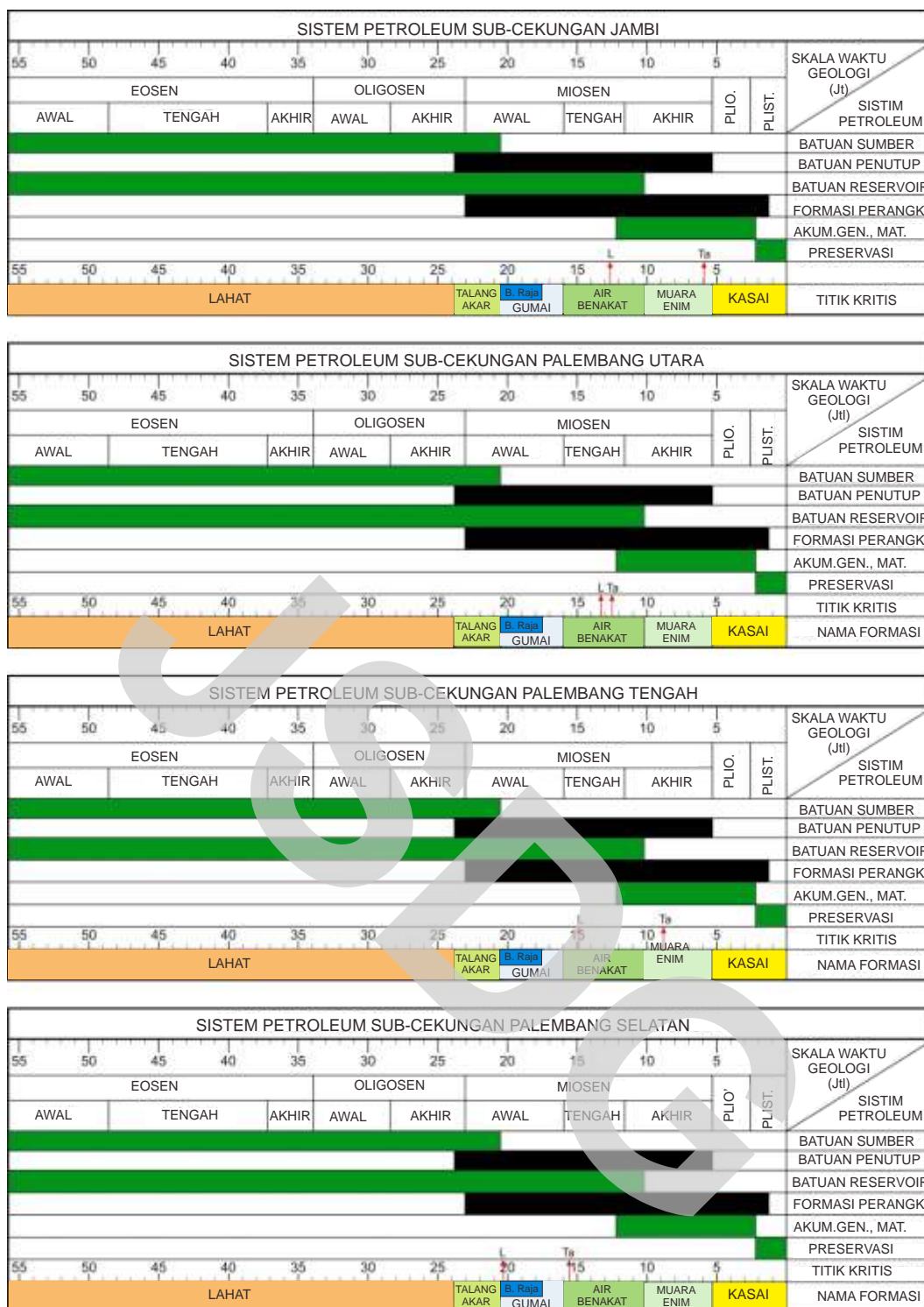
Hasil dan Diskusi

Sejarah penimbunan di Cekungan Sumatera Selatan telah dibuat pemodelannya mengikuti Lopatin (1971). Analisis sejarah penimbunan di cekungan ini dilakukan di setiap subcekungan yaitu Subcekungan Jambi, Subcekungan Palembang Utara, Subcekungan Palembang Tengah dan Subcekungan Palembang Selatan (lihat Gambar 3, 5, 6 dan Gambar 7).

Kurva model sejarah penimbunan di ke empat subcekungan telah berhasil meyakinkan bahwa generasi hidrokarbon (minyak dan gas) telah dicapai disemua subcekungan. Namun generasi optimal yang dicapai hanya bekerja di dua satuan batuan yaitu Formasi Lahat dan Formasi Talangakar, yaitu di kedalaman 1700 m hingga 2650 m (Subcekungan Jambi), kedalaman 1750 m hingga 2770 m di Subcekungan Palembang Utara (lihat Gambar 3 dan 5).

Di Subcekungan Palembang Tengah Formasi Lahat dan Talangakar mencapai generasi hidrokarbon di kedalaman antara 1560 m hingga 2060 m. Kedua formasi tersebut mencapai generasi hidrokarbon di kedalaman mulai 1560 m hingga 2300 m di Subcekungan Palembang Selatan. Dengan demikian disimpulkan bahwa Subcekungan Palembang Tengah dan Subcekungan Palembang Selatan generasi hidrokarbon sudah dicapai pada kedalaman 1600 m, dan yang terdalam 2800 m lebih. Dengan demikian Subcekungan Palembang Selatan mencapai sejarah penimbunan dengan generasi hidrokarbon yang paling dalam dibandingkan dengan subcekungan lainnya di Sumatera Selatan.

Waktu generasi hidrokarbon (*timing of hydrocarbon generation*) di Subcekungan Jambi (lihat Gambar 3) telah dimulai pada 14,6 jtl (Miosen Tengah) hingga berlangsung pada 3,87 jtl (Pliosen Akhir). Di



Gambar 8. Sistem Petroleum di Subcekungan Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah dan Palembang Selatan, menunjukkan bahwa semua sistem petroleum hampir sama. Nilai titik kritis (*critical moment*) pada tiap subcekungan di-plot untuk T₁₅ (kerogen tipe 3) pada horison Lahat (L) dan Talangakar (Ta).

Subcekungan Palembang Utara (Gambar 5), waktu generasi hidrokarbon telah berlangsung sejak 14.46 jtl (Miosen Tengah) hingga 8,4 jtl (Miosen Akhir). Formasi Lahat dan Formasi Talangakar di Subcekungan Palembang Tengah telah dimulai sejak 15,89 jtl (Miosen Tengah) hingga 8,98 jtl (Miosen Akhir), sedangkan di Subcekungan Palembang Selatan dimulai pada 20.29 Jtl (Miosen Awal) dan berakhir di 15,6 jtl (Miosen Tengah). Fase gas telah dicapai pada 15,76 jtl (Miosen Tengah) hingga 3,87 jtl (Pliosen Akhir) di semua Subcekungan. Dengan demikian minyak dan gas merupakan generasi hidrokarbon yang terbentuk di Cekungan Sumatera Selatan.

Sistem petroleum di Cekungan Sumatra Selatan di jelaskan menjadi setiap subcekungan, yaitu Subcekungan Jambi, Subcekungan Palembang Utara, Subcekungan Palembang Tengah, dan Subcekungan Palembang Selatan (lihat Gambar 8). Pemodelan terhadap masing-masing subcekungan merupakan gambaran semua Cekungan Sumatra Selatan. Terdapat dua fase sistem petroleum di Cekungan Sumatra Selatan. Pertama adalah sistem petroleum fase Tersier, dan fase sistem petroleum pra-Tersier (Paleozoikum-Mesozoikum). Sistem petroleum pada fase Tersier dapat digambarkan pada diagram pada Gambar 8. Semua parameter sistem petroleum di keempat subcekungan (Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah, dan Palembang Selatan) sangat lengkap dan hadir yaitu mulai dari batuan waduk (*reservoir*), batuan sumber (*source rock*), perangkap dan penutup (*seal*).

Batuan waduk terdiri atas batuan alas (*basement rocks*), Formasi Lahat, Formasi Kikim, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja (karbonat), Formasi Air Benakat dan Formasi Muaraenim. Formasi Baturaja dan Airbenakat adalah yang paling berpotensi sebagai reservoir di dalam sistem petroleum di seluruh Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001).

Batuan sumber di Cekungan Sumatra Selatan termasuk di semua subcekungan adalah hadir (lihat Gambar 8) yang terdiri atas batuan sedimen halus (serpih) dan batubara yang diendapkan di lingkungan lakustrin dan fluvio-deltaik (Formasi Lahat dan Talangakar) dan serpih dari Formasi Baturaja dan Gumai. Nilai rata-rata TOC di dalam batuan sumber tersebut berkisar 1.7 % sampai 8.5 %, sementara kematangan thermalnya (*vitroinite reflectant*) berkisar 0.64 – 1.40 % Ro. Dengan demikian batuan sumber di Cekungan Sumatera Selatan dikategorikan sebagai baik di semua subcekungan.

Pada umumnya perangkap yang paling menonjol di Cekungan Sumatra Selatan adalah lipatan antiklin yang berarah barat-laut-tenggara, merupakan struktur dangkal yang melibatkan reservoir dari Air Benakat dan Muara Enim (Pertamina, 1997). Jebakan struktur ini merupakan hasil fase kompresional pada Plio-Pleistosen. Jebakan struktur lainnya adalah struktur – struktur tinggian (*horst*) dan sayap – sayap graben sebagai hasil reaktivasi sesar – sesar normal selama Miosen Tengah hingga Miosen Akhir (Pertamina, 1997).

Trap stratigrafi dan "*carbonate build-up*" juga sangat potensi di cekungan ini. Jebakan stratigrafi terbentuk dari hubungan lateral antar formasi, perubahan fasies ataupun perselingan litologi permeabel-impermeabel. Batuan penutup yang paling sering dianggap berpotensi dan telah terbukti adalah Formasi Gumai. Selain itu, serpih yang terdapat di Formasi Baturaja dan Talangakar juga cukup berpotensi sebagai batuan penutup di Cekungan Sumatra Selatan.

Kesimpulan

- Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang sedimen Tersier yang telah banyak menghasilkan hidrokarbon (minyak dan gas), begitu juga hasil tambang batubara. Cekungan ini terbagi menjadi 4 (empat) subcekungan yaitu Subcekungan Jambi, Subcekungan Palembang Utara, Subcekungan Palembang Tengah dan Subcekungan Palembang Selatan.
- Satuan batuan yang mengisi ke empat subcekungan tersebut terdiri dari klastik dan karbonat dengan sejumlah bahan gunung api. Satuan batuan yang terpenting dari tua ke muda adalah Formasi Lahat (Eosen-Oligosen), di ikuti oleh Formasi Talangakar (Oligosen-Miosen Awal), Formasi Baturaja (Miosen Awal), dan di atasnya, sebagian menjemari dengan Formasi Gumai (Miosen Awal-Tengah), Formasi Air Benakat (Miosen Tengah-Akhir, dan Formasi Muara Enim (Miosen Akhir-Pliosen).
- Model sejarah penimbunan menyimpulkan bahwa Subcekungan Palembang Selatan adalah menghasilkan penimbunan yang paling dalam yaitu 5200 m, yang artinya bahwa Palembang Selatan terdapat "*kitchen*" yang baik untuk sumber hidrokarbon.

- Model sejarah penimbunan juga menyimpulkan bahwa waktu generasi hidrokarbon telah berlangsung sejak Miosen Awal hingga Pliosen Akhir. Akan tetapi puncak generasi hidrokarbon telah menunjukkan Miosen Akhir.
- Sistem Petroleum di keempat subcekungan juga hadir, mulai dari batuan waduk, batuan sumber, batuan penutup, dan perangkap.
- Dari pemodelan sejarah penimbunan di ke empat subcekungan, disimpulkan bahwa petroleum sistem masih bekerja dan hadir di semua subcekungan.

Ucapan Terimakasih

Penulis mengucapkan terima kasih banyak kepada Kepala Pusat Survei Geologi, Bandung atas ijin naskah ini untuk diterbitkan. Kami juga tidak lupa memberikan penghargaan setinggi-tingginya atas kritik dan saran terhadap tulisan ini, terutama kepada Prof. Dr. Surono Martosuwito dan Prof. Dr. Rachmat Heryanto. Juga penghargaan kami berikan kepada semua anggota Tim Atlas Cekungan Sumatera Selatan atas bantuan data sekunder maupun pemikiran, sehingga terwujudnya tulisan ini. Akhir kata kepada Sdr. Novan atas bantuan untuk menata tulisan ini.

Acuan

- Aadlan, A.J & Phoa, R.S.K., 1981. *Geothermal Gradient Map of Indonesia*. IPA Publication, 25 h.
- Andi Mangga, S., Sutisna K., Samodra, H., Hermanto, B., & Sukarna, D., 1994. Evolusi tektonik pra-Tersier daerah Sumatra bagian selatan, hubungannya dengan daerah sekitarnya. *Kumpulan Makalah SSGMEP Puslitbang Geologi Bandung*, tak diterbitkan.
- Bishop, M.G., 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talangakar-Cenozoic total petroleum system. Open-file report 99-50-S; U. S. Department of the Interior U. S. Geological Survey. 19.
- Cameron, N.R., Clarke, M.C.G., Aldiss, D.T., Aspden, J.A. & Djunuddin, A., 1980. The geological evolution of northern Sumatra. *Proc. of Indonesian Petroleum Association*, Jakarta, 149-187
- Clure, J. & Fiptiani, N., 2001. Hydrocarbon Exploration in the Merang Triangle, South Sumatra Basin. *Proc. of 28th Ann. Conv. & Exhibition, Indonesian Petroleum Association*, Jakarta, 803-824.
- Courteney, S., Cockcroft, P., Lorentz, Mille, R., R., Ott, H. L., Prijosoelilo, P., Suhendan, A. R., Wight, A. W. R. (eds.), 1990. Introduction South Sumatra exploration and production history, and bibliography. *Indonesia, Oil and Gas Fields Atlas: Vol. 3: South Sumatra*. IPA Professional Division.
- Gafoer, S., & Amin, T.C., 1993. Tinjauan kembali geologi Pra Tersier daerah Garba, Sumatra Selatan, *Bull. GRDC*, 16.
- Gafoer, S., Amin, T.C., & Pardede, R., 1992. *Geology of the Bengkulu Quadrangle (0912), Sumatera, (1:250.000)*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Gafoer, S., Amin, T.C., & Pardede, R., 1993. *Geology of the Baturaja Quadrangle Sumatera, (1:250.000)*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Gafoer, S., 1999. *Tataan geologi Tersier Sumatera bagian selatan*, Puslitbang Geologi Bandung, Tidak terbit.
- Hamilton, W., 1979, *Tectonics of the Indonesian Region*. U.S Geol. Surv. Prof. Paper 1078.
- Hermiyanto, H.M., Gunawan, W., Permana, A.K., Setiawan, R., Suryono, N., Santy, L.D., dan Hamzah, A., 2006. *Laporan kajian dinamika cekungan Tersier Sumatra Selatan Tahap I*. Laporan tak diterbitkan.
- Hermiyanto, H.M., Gunawan, W., Permana, A.K., Setiawan, R., Suryono, N., Santy, L.D., dan Hamzah, A., 2007. *Laporan kajian dinamika cekungan Tersier Sumatra Selatan Tahap II*. Laporan tak diterbitkan.
- Heryanto, R., 2004. Batuan sumber dan diagenesis batupasir Formasi Talangakar di daerah Merlung, Subcekungan Jambi. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, Vol. XIV 3: 134-147.

- Kalan, T., Maxwell, R.J., and Calvert, J.H., 1984. Ramba and Tanjung Laban oil discoveries corridor block, South Sumatra. *Proc. of 13th Ann. Conv. Indonesian Petroleum Association*, 365-384.
- Katili, J.A., 1973. Geochronology of West Indonesia and its implications on plate , *Tectonophysics*, 19: 195-212.
- Lopatin, N.V., 1971. Temperature and geologic time factors in coalification. *Izv. Akd. Nauk. Uzb, SSR, Ser. Geol.* 3: 95-107.
- Panggabean, H., Bachri, S., Satria Nas, D., Hermanto. B. 2003. *Cekungan Sumatera Selatan: Meninjau kembali neraca sumber daya geologi batubara*. Laporan "Desk Work", DIK'S, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung. 49 h.
- Panggabean, H., dan Hermiyanto, H.M., 2006. *Data analisis Laboratorium "Scanning Electron Microscope" (SEM) terhadap 14 contoh batuan sedimen dari daerah Sumatera Selatan*, Laboratorium Petrologi & Kimia, Pusat Survei Geologi, Bandung. 25 h.
- Pertamina, 1997. *Geology Survey of Merlung, Jambi*. An internal report; unpublished.
- Pulunggono, A., 1986. Tertiary Structural Features related to extensional and compressive tectonics in the Palembang Basin, South Sumatra. *Proc. of 15th Ann. Conv. Indonesian Petroleum Association*. 187-213.
- Ryacudu, R., 2005. *Studi endapan syn-rift Paleogen di Cekungan Sumatera Selatan*. Desertasi Doktor, Institut Teknologi Bandung, tidak diterbitkan.
- Sarjono, S., Sarjito., 1989. Hydrocarbon Source Rocks identification in the South Palembang Sub-Basin. *Proc. of 18th Ann. Conv. Indonesian Petroleum Association*. 426-467.
- Simanjuntak, T.O., Surono, Gafoer, S., dan Amin, T.C., 1991. *Geologi Lembar Muarabungo, Sumatra, Skala 1 : 250000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N. & Suharsono, 1984. *Laporan Geologi Lembar Bangko (Sarolangun), Sumatra*. Laporan terbuka, Puslitbang Geologi, Bandung.
- Suwarna, N., Gafoer, S., Heryanto, R., Andi Mangga, S., and Hendarto, 2001. *Oil possibilities in the Tigapuluh Mountain and adjacent areas*. In-house Research Draft, Geological Research and Development Centre, Bandung., Unpublish.
- Suwarna, N., Noya, Y., Polhaupessy, A.A., Suyoko & Kusumah, K.D., 1998. Stratigrafi dan paleontologi Formasi Asai, Peneta dan Rawas. *Kumpulan hasil Penelitian Proyek Kajian dan Informasi Geologi Tematik Tahun Anggaran 1997/1998*, Puslitbang Geologi, 90-107, tak diterbitkan.
- Suwarna, N., Suharsono, Gafoer, S., Amin, T.C., Kusnama, and Hermanto, B., 1992. *Geology of the Sarolangun Quadrangle, Sumatera, scale 1:250.000*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Waples, D.W., 1980. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. *AAPG. Bull.* 64: 916-926.