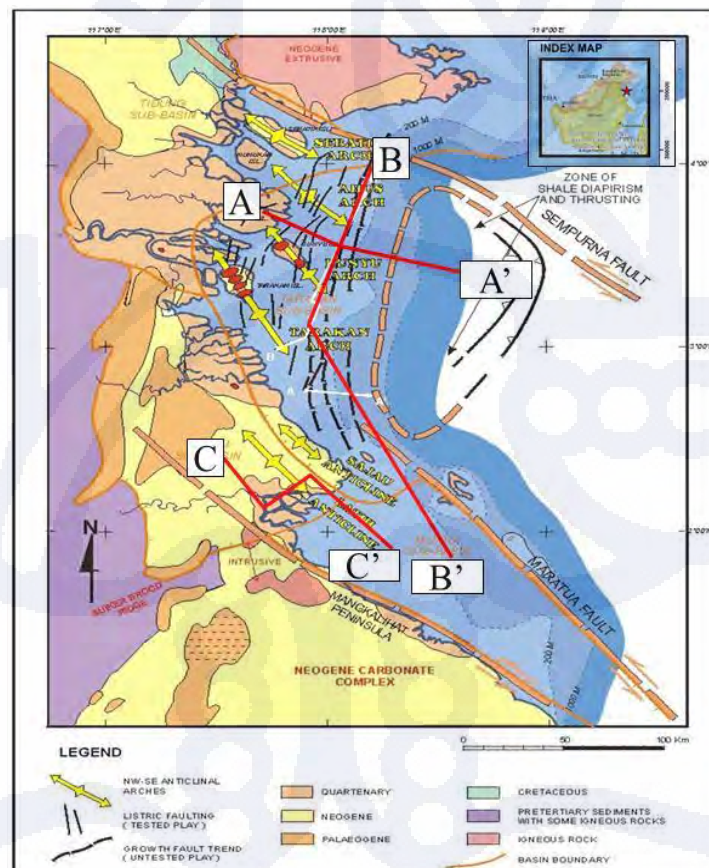


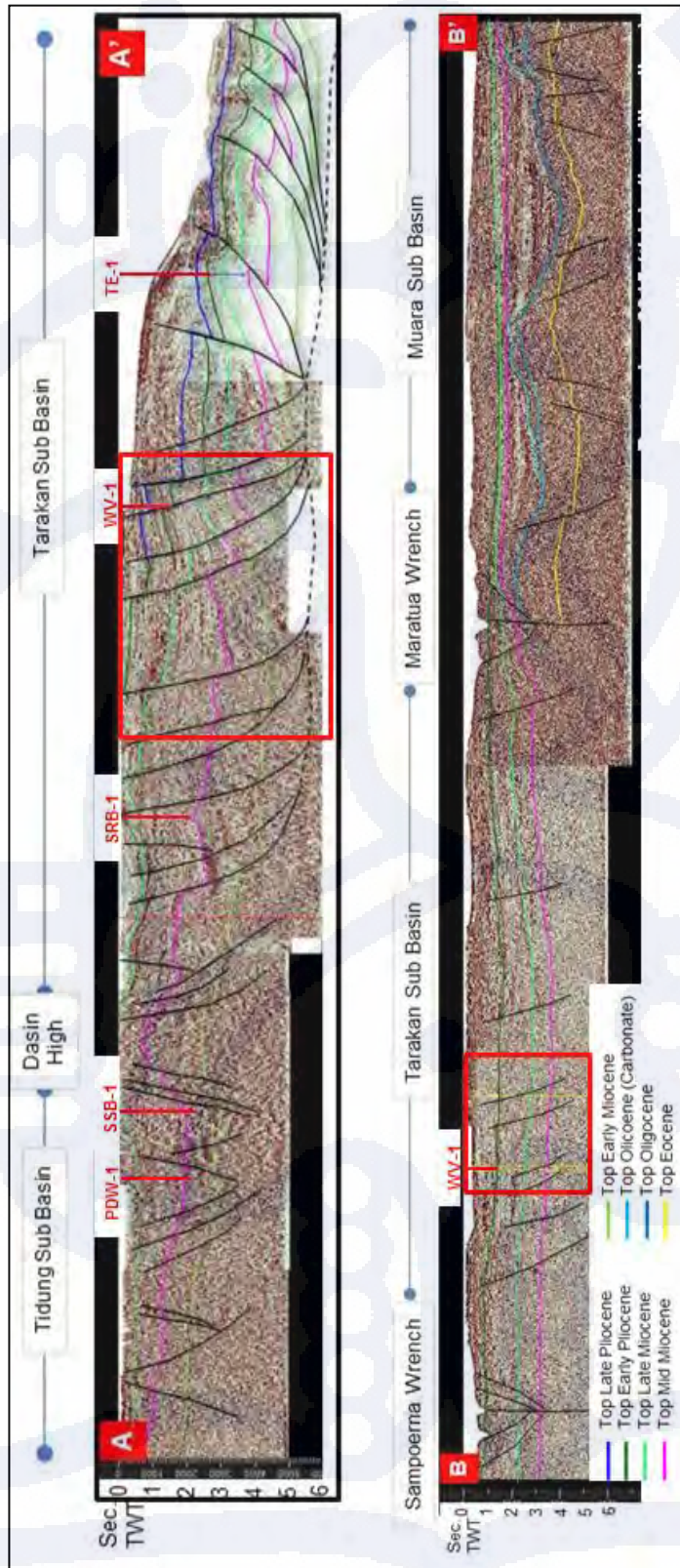
Bab II Geologi Regional dan Sistem Petroleum

II.1 Pembagian Cekungan Tarakan

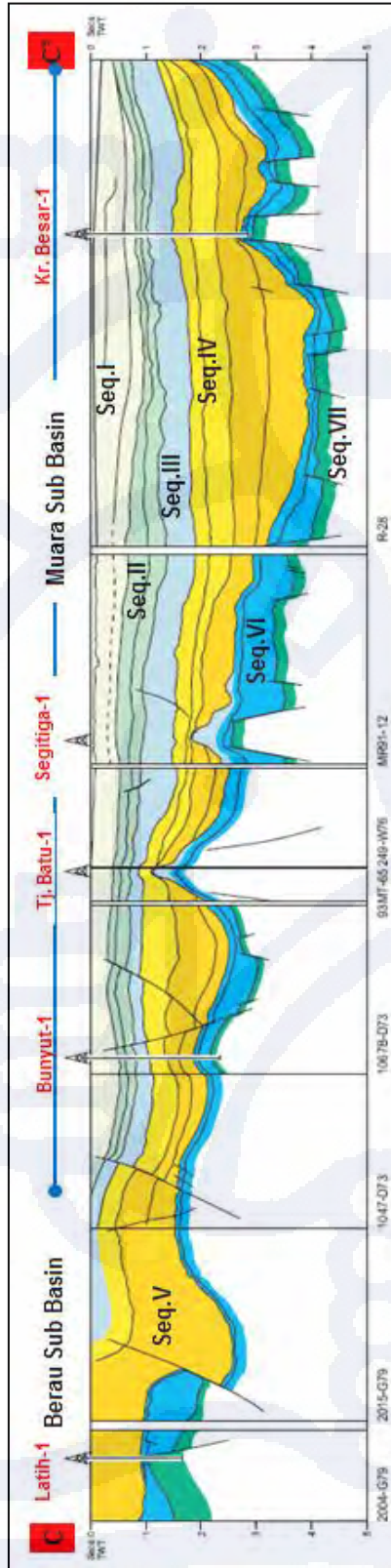
Cekungan Tarakan berlokasi di bagian timurlaut Pulau Kalimantan, yang merupakan delta *passive margin* dengan jejak minor tektonik *wrench*. Cekungan ini memiliki empat deposenter utama yang berumur Paleogen dan Neogen dengan penyebaran sedimen melebihi 40.000 km². Keempat deposenter tersebut dikenal dengan nama Subcekungan Tidung, Subcekungan Berau, Subcekungan Tarakan dan Subcekungan Muara (Gambar II.1). Batas antar subcekungan tidak tampak jelas secara stuktur geologi, hanya merupakan tinggian atau pematang dan rendahan yang merupakan deposenter Tersier, karena batas subcekungan merupakan tinggian-tinggian Paleogen (Gambar II.2a dan Gambar II.2b).



Gambar II.1 Cekungan Tarakan dan subcekungannya (kompilasi dari Wight dkk, 1992; Corelab, 2003). Penampang A-A', B-B', C-C' ditampilkan pada Gambar II.2a dan Gambar II.2b.



Gambar II.2a Profil subcekungan di Cekungan Tarakan. Penampang A-A' dan B-B' (Pertamina, 2015, tidak dipublikasikan). Kotak merah menunjukkan area penelitian.



Gambar II.2b Profil subcekungan di Cekungan Tarakan. C-C' (Corelab, 2003). Kotak merah menunjukan area penelitian. Keterangan notasi pada profil C-C': Seq I = Pliosen Akhir-Resen, Seq II = Pliosen Awal - Pliosen Akhir, Seq III = Miosen Akhir, Seq IV: Miosen Tengah, Seq V = Oligosen Akhir - Miosen Awal, Seq VI = Eosen Akhir - Oligosen Awal, Seq VII = Eosen Tengah.

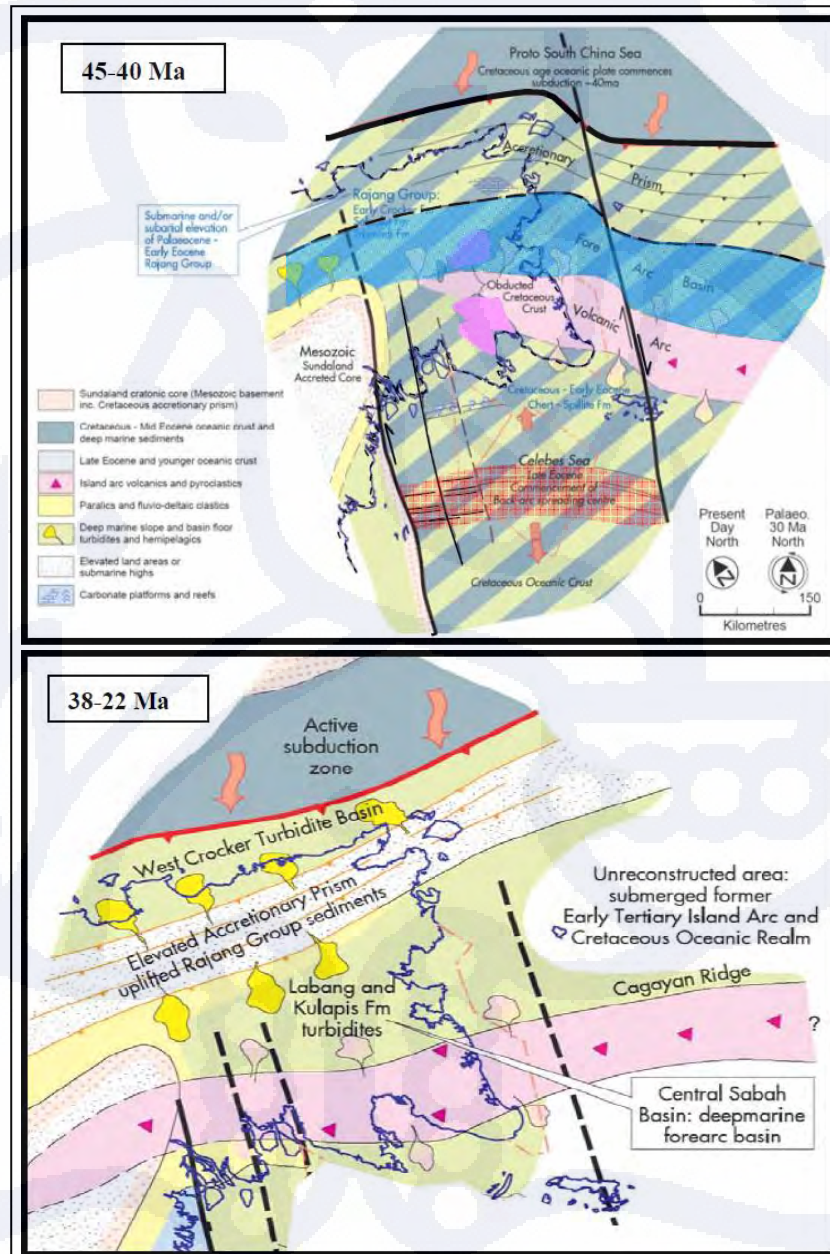
Cekungan Tarakan dibatasi sebelah barat oleh Tinggian Kuching yang merupakan kompleks batuan bantuh berumur Kapur hingga Eosen, sebelah utara oleh Tinggian Sampurna dan Dent Peninsula, sebelah selatan oleh Pematang Suikerbrood dan Tinggian Mangkalihat yang memisahkan Cekungan Tarakan dengan Cekungan Kutai. Batas cekungan sebelah timur masih belum jelas dikarenakan kurangnya data dan buruknya resolusi seismik, meskipun penipisan sedimen dapat dikenali (Corelab, 2003). Cekungan diduga meluas ke arah timur hingga Palung Makasar di Laut Sulawesi yang kemungkinan dibatasi oleh pengangkatan busur luar tua (Ascope, 1984 dalam Corelab, 2003). Batas timur dari Subcekungan Muara dapat dikenali secara lebih jelas oleh adanya pengangkatan batuan dasar Pematang Maratua. Pematang tersebut mengikuti kelurusan dari Sesar Mendatar Maratua yang juga memisahkan Subcekungan Tarakan (yang kaya akan sedimen klastik) dari Subcekungan Muara (yang kaya akan sedimen karbonat).

Batuan sedimen berumur Eosen sering dipertimbangkan sebagai batuan dasar dari cekungan ini, karena tidak adanya bukti definitif yang ditembus oleh sumur tentang batuan dasar Cekungan Tarakan (Noon dkk., 2003).

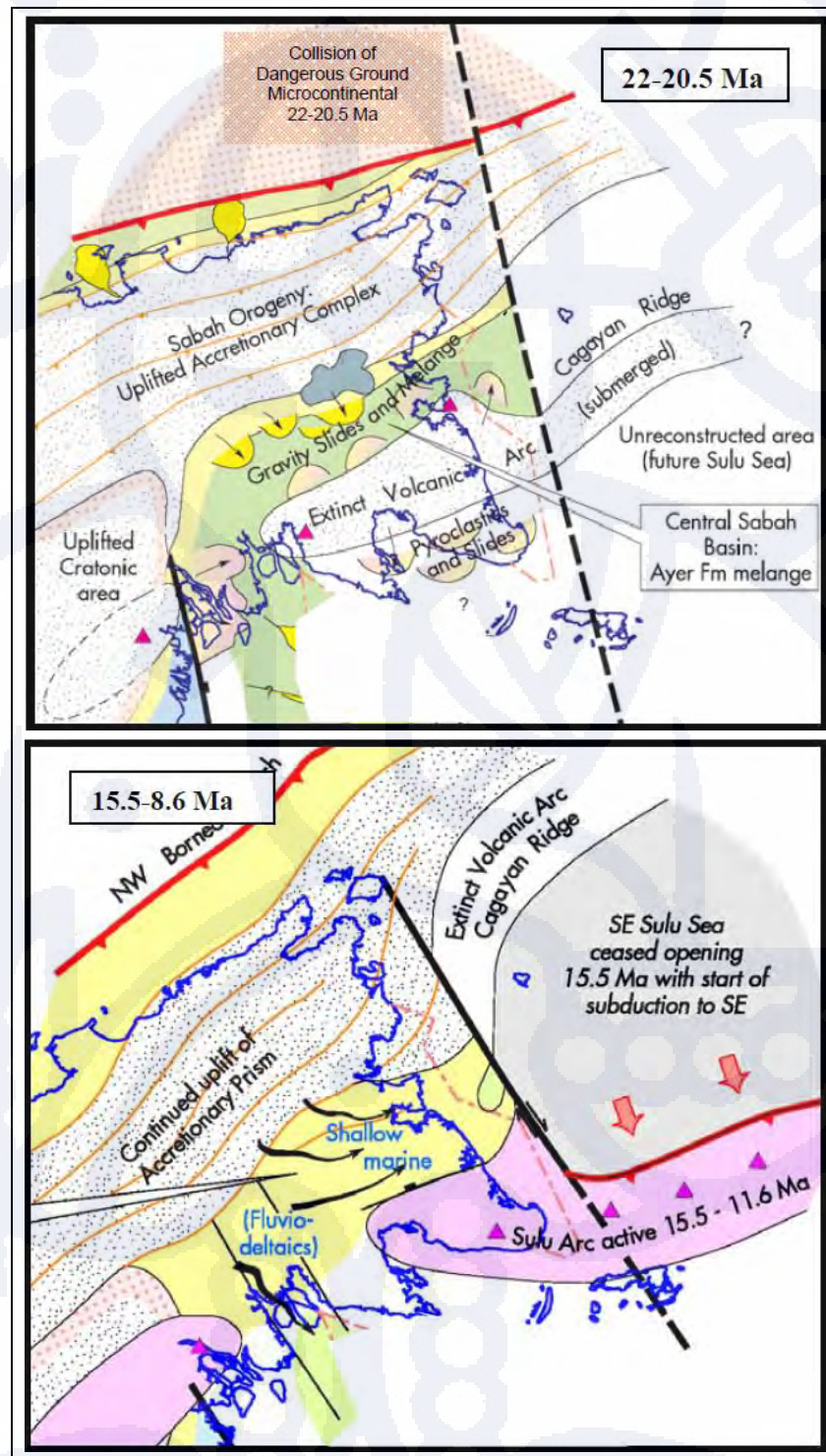
Berdasarkan data aeromagnetik, batuan dasar di Cekungan Tarakan dapat mencapai kedalaman 6.000 meter (Ascope, 1984 dalam Corelab, 2003). Sementara itu, studi terakhir memperkirakan batuan dasar berumur Pra-Tersier dapat mencapai kedalaman hingga lebih dari 15.000 meter dari Palung Makasar ke arah timur (Courteney dkk. 1991 dalam Corelab, 2003). Model deposenter untuk sejarah pemendaman dicapai pada kedalaman sekitar 9.300 meter di *Kantil Trough* (Corelab, 2003).

II.2 Tektono-Stratigrafi

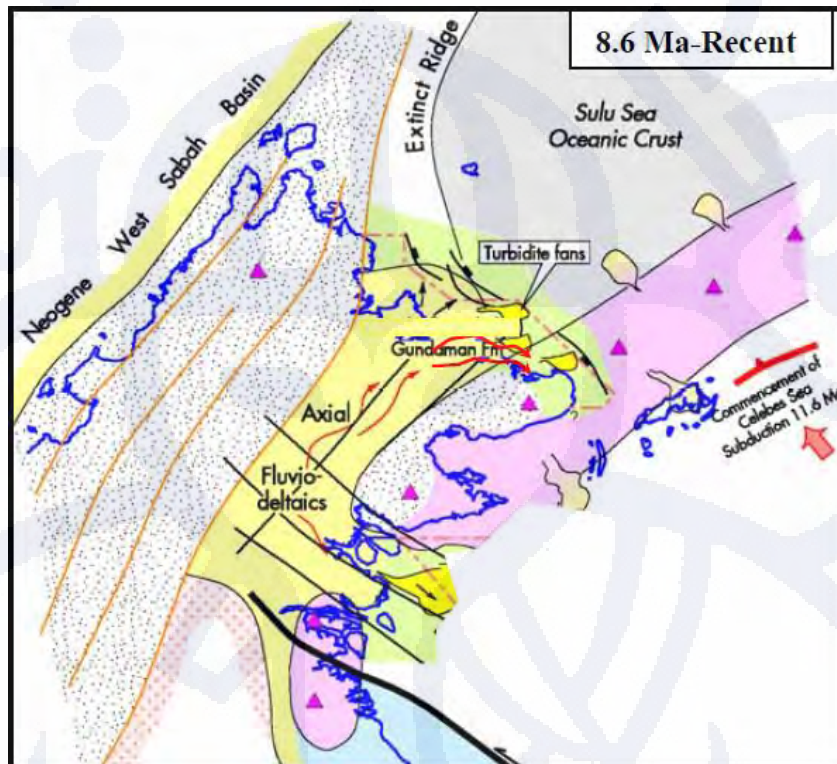
Balaguru dan Hall (2009) menjelaskan tentang rekonstruksi tektonik di Sabah – Sarawak dan utara Kalimantan yang berhubungan dengan sejarah pembentukan Cekungan Tarakan (Gambar II.3a, b dan c).



Gambar II.3a Rekonstruksi tektonik dan pembentukan Cekungan Tarakan dari 45-22 juta tahun yang lalu (Eosen Tengah – Miosen Awal) (Balaguru dan Hall, 2009).



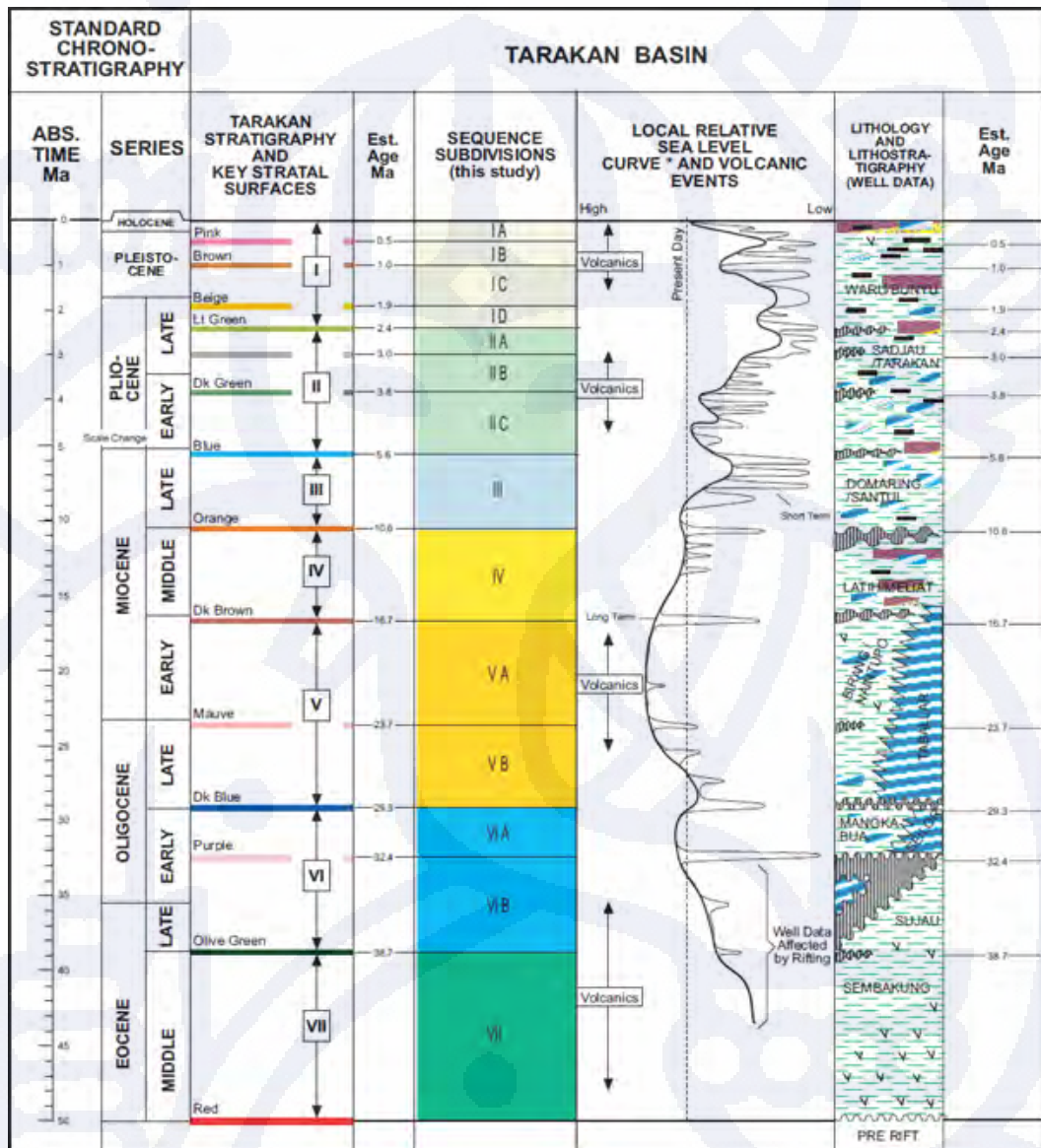
Gambar II.3b Rekonstruksi tektonik dan pembentukan Cekungan Tarakan dari 22 – 8,6 juta tahun yang lalu (Miosen Awal – Miosen Akhir) (Balaguru dan Hall, 2009)



Gambar II.3c Rekonstruksi tektonik dan pembentukan Cekungan Tarakan dari 8,6 juta tahun yang lalu hingga saat ini (Miosen Awal – Resen) (Balaguru dan Hall, 2009).

Corelab (2003) melakukan studi dengan pendekatan siklus stratigrafi resolusi tinggi dengan menggunakan data log tali kawat, paleontologi, tarikh absolut batuan dan seismik untuk mengetahui perkembangan Cekungan Tarakan secara detil (Gambar II.4).

Secara garis besar tektono-stratigrafi dan perkembangan Cekungan Tarakan berdasarkan Corelab (2003) serta Balaguru dan Hall (2006) dapat dibagi menjadi tiga (3) episode, yaitu:



Gambar II.4 Kolom tektonostratigrafi Cekungan Tarakan (Corelab, 2003).

1. Eosen – Miosen Awal: pembentukan cekungan dan pengisian sedimen secara transgresif.

Pembentukan Cekungan Tarakan diperkirakan dimulai pada zaman Kapur, berhubungan dengan pemekaran lantai samudera dan pembentukan Proto Laut China Selatan yang menyebabkan terjadinya *drifting* beberapa mikro-kontinen dari Sundaland (Luconia – Dangerous Ground dan Reed Bank) serta subduksi terhadap bagian utara Kalimantan.

Keberadaan endapan vulkanik berupa tuf dan batuan beku berumur Eosen yang ditemukan di seluruh subcekungan oleh sumur-sumur yang menembus batuan berumur Eosen, menunjukkan adanya busur vulkanik Paleogen yang diperkirakan berada di bagian utara Cekungan Tarakan, sehingga Cekungan Tarakan diinterpretasikan terbentuk dengan mekanisme *back arc rifting*. Pengisian cekungan oleh endapan marin secara transgresif yang terjadi sejak Eosen Tengah hingga Oligosen Akhir menghasilkan Formasi Sembakung, Formasi Sujau, Formasi Birang/Naintupo dan batugamping Formasi Tabalar yang berkembang terutama di bagian selatan (Subcekungan Berau dan Subcekungan Muara).

Pengisian sedimen secara transgresif tersebut diselingi oleh ketidakselarasan dan pengangkatan pada Oligosen Akhir - Oligosen Tengah di bagian barat Subcekungan Tidung dan Subcekungan Berau. Hal ini terjadi akibat benturan mikro-kontinen Luconia terhadap Kalimantan bagian utara (baratlaut saat ini) yang dikenal dengan episode Orogenesa Sarawak yang mengangkat endapan laut dalam dan kompleks ofiolit Kelompok Rajang Crocker yang berumur Kapur. Peristiwa ini menghentikan aktifitas vulkanisme yang berada di bagian utara Cekungan Tarakan, namun peristiwa ini tidak mengakibatkan pembentukan sedimen secara regresif karena kurangnya drainase dan pasokan sedimen ke arah Subcekungan Tarakan dan Muara sebagai deposenter.

Subduksi berlanjut seiring *drifting* Dangerous Ground menuju Kalimantan bagian utara sehingga mengaktifkan kembali vulkanisme di utara Cekungan Tarakan. Hal ini dibuktikan dengan ditemukannya batuan beku porfiri diorit dan tuf yang berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal di sumur Daino-1. Benturan mikro-kontinen Dangerous Ground terhadap Kalimantan bagian utara yang dikenal dengan Orogenesa Sabah menyebabkan terhentinya aktifitas vulkanisme dan mengangkat semakin tinggi ofiolit Kelompok Rajang Crocker serta endapan Paleogen Formasi

Embaluh dan bagian barat Subcekungan Tidung dan Berau serta merotasi berlawanan arah jarum jam Pulau Kalimantan (Balaguru dan Hall, 2009).

2. Miosen Tengah – Pliosen Akhir: pembentukan Delta Tarakan.

Hasil Orogenesa Sabah yang mengangkat batuan-batuan yang lebih tua menjadi lebih tinggi sehingga terekspos dan tererosi menyebabkan besarnya suplai sedimen ke arah Cekungan Tarakan. Hal ini menyebabkan terbentuknya endapan delta yang bersifat progradasional ke arah timur menuju Subcekungan Tarakan. Namun, pembentukan delta hanya terjadi di bagian utara Cekungan Tarakan yaitu di Subcekungan Tidung dan Subcekungan Tarakan, sedangkan di bagian selatan yaitu di Subcekungan Berau dan Subcekungan Muara tidak terbentuk delta, karena drainase dan suplai sedimen terestrial terbentuk maksimal di bagian utara Cekungan Tarakan.

Besarnya suplai pada saat pembentukan Delta Tarakan juga mengakibatkan terbentuknya sesar normal tumbuh dibagian barat (proksimal Subcekungan Tarakan).

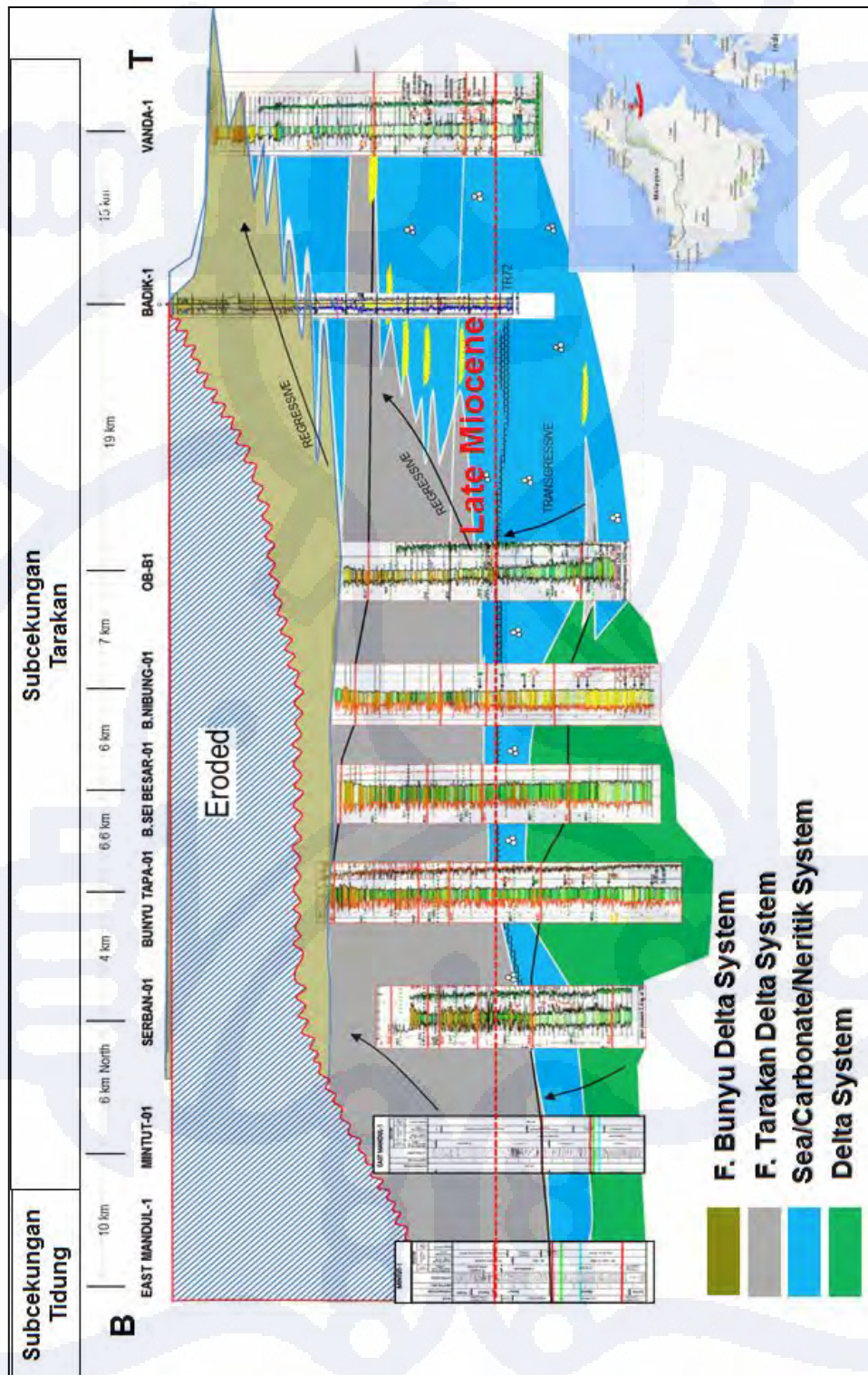
Subduksi dan *drifting* mikro kontinen Reed Bank menuju Kalimantan bagian utara menyebabkan aktifnya vulkanisme pada Miosen Akhir, diikuti oleh pengangkatan dan penghentian aktifitas vulkanisme Mio-Pliosen akibat benturan mikro kontinen Reed Bank terhadap bagian utara Kalimantan. Hal ini mengakibatkan tererosinya sebagian sedimen Miosen Akhir di Subcekungan Tidung dan bagian barat Subcekungan Tarakan sebagai pemberi sedimen ke arah deposenter Cekungan Tarakan (Gambar II.5). Dengan demikian, progradasional delta berlanjut seiring perkembangan sesar tumbuh dan membentuk *toe thrust* di bagian timur yaitu pada bagian laut dalam Subcekungan Tarakan.

Endapan Delta Tarakan pada episode Miosen Tengah – Pliosen Akhir menghasilkan batuan sedimen (dari tua ke muda) Formasi Santul, Formasi Tabul, dan Formasi Tarakan.

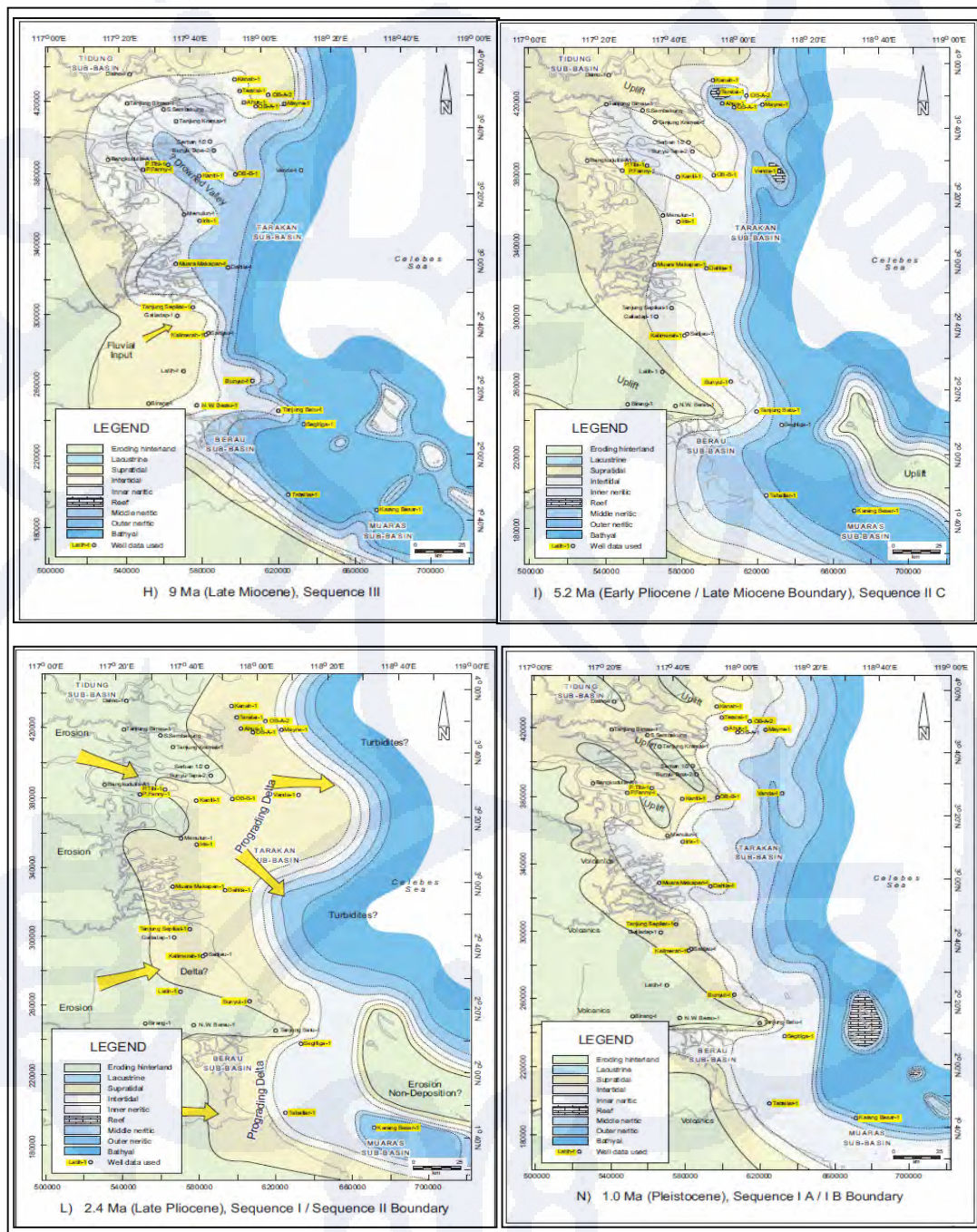
3. Plistosen – Resen: Inversi akibat benturan Australasia dengan Busur Banda yang membentuk Sesar Palu Koro.

Pergerakan Sesar Palu Koro ke arah barat laut mengakibatkan reaktifasi Sesar Maratua dan Sesar Samporna, sehingga sebagian struktur yang berada *en-echelon* dengan tinggian-tinggian tua kembali terangkat, contohnya pengangkatan Pulau Bunyu, *Dasin Ridge* dan Pulau Tarakan. Pengangkatan tersebut mengerosi sebagian batuan sedimen dan diendapkan ke arah deposenter seiring pembentukan delta Tarakan modern.

Corelab (2003) mengilustrasikan respon sedimentasi dan muka air laut terhadap tektonik selama perkembangan Cekungan Tarakan sebagai perubahan lingkungan pengendapan tiap waktu geologi (Gambar II.6a dan Gambar II.6b).



Gambar II.5 Korelasi sumur dari Subcekungan Tidung ke Subcekungan Tarakan (Total, 1999, tidak dipublikasikan).



Gambar II.6b Peta perubahan lingkungan pengendapan dan pembentukan delta di Cekungan Tarakan pada 9-1 juta tahun yang lalu (Miosen Akhir - Plistosen) (Corelab, 2003).

II.3 Sistem Petroleum

Merujuk pada Total (1999, tidak dipublikasikan), Corelab (2003) dan Subroto dkk. (2005) yang menjelaskan sejarah cekungan dan keberadaan hidrokarbon saat ini, maka sistem petroleum di Cekungan Tarakan secara garis besar dapat dibagi menjadi tiga, yaitu:

1. Sistem petroleum Neogen fluvio-deltaik
2. Sistem petroleum Neogen paparan – laut dalam
3. Sistem Petroleum Paleogen non-deltaik

II.3.1 Sistem Petroleum Neogen Fluvio-Deltaik

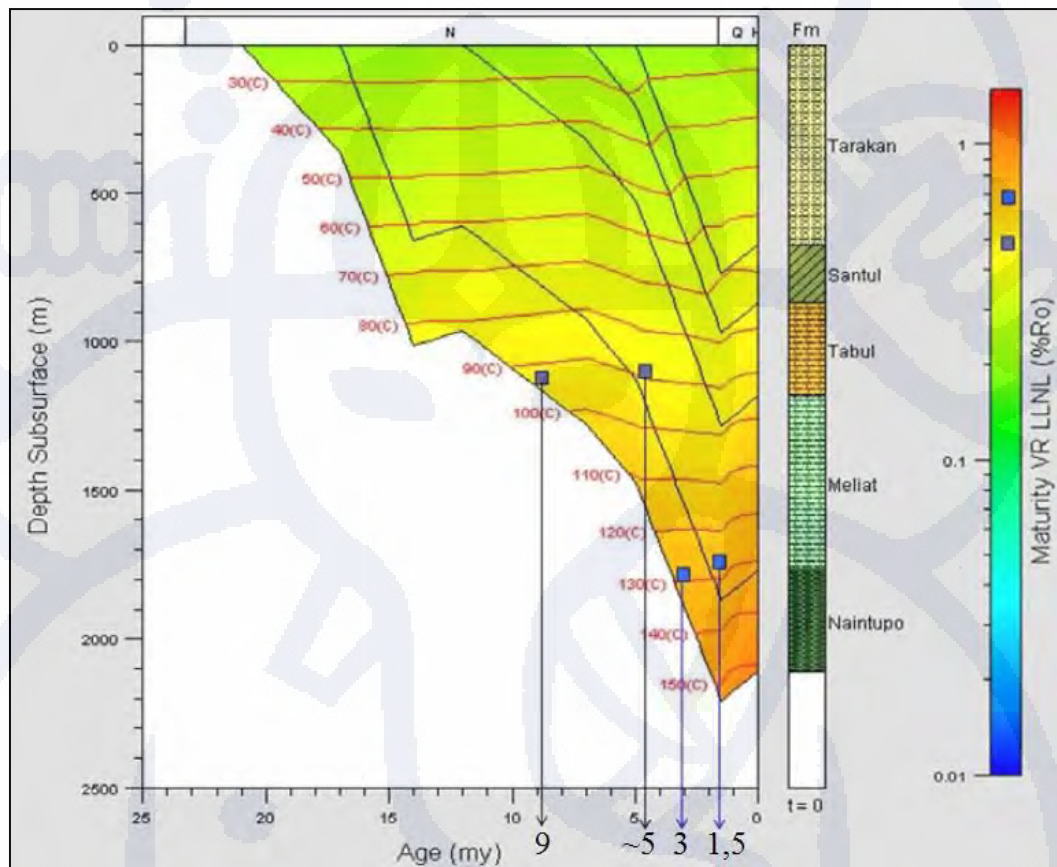
Sistem petroleum ini berkembang di Subcekungan Tidung dan bagian barat dari Subcekungan Tarakan yang secara stratigrafi dicirikan dengan ketidakhadiran sedimen Sikuen I (Plistosen) dan Sikuen II (Pliosen), dan merupakan bagian dari *delta plain – delta front* dari delta Tarakan pada akhir Miosen Awal hingga Miosen Akhir.

Subroto dkk. (2005) melakukan studi geokimia petroleum dalam kerangka sikuen stratigrafi di area Subcekungan Tidung dan bagian barat Subcekungan Tarakan dengan menganalisis sepuluh (10) perconto minyak bumi dan batuan yang ditembus oleh sumur-sumur di area penelitian. Analisis kandungan material organik (TOC) dan Indeks Hidrogen (HI) menunjukkan bahwa hampir setiap sikuen berpotensi untuk menjadi batuan induk dengan tipe kerogen II/III sebagai *gas prone* dengan potensi dapat menghasilkan likuid, kecuali pada Sikuen 0 (Oligosen) tipe kerogen III/IV dengan HI yang rendah mengindikasikan hanya berpotensi menghasilkan gas (Tabel II.1).

Tabel II.1 Kandungan material organik dan Indeks Hidrogen (HI) tiap sikuen di Subcekungan Tidung dan bagian barat Subcekungan Tarakan (Subroto dkk. 2005).

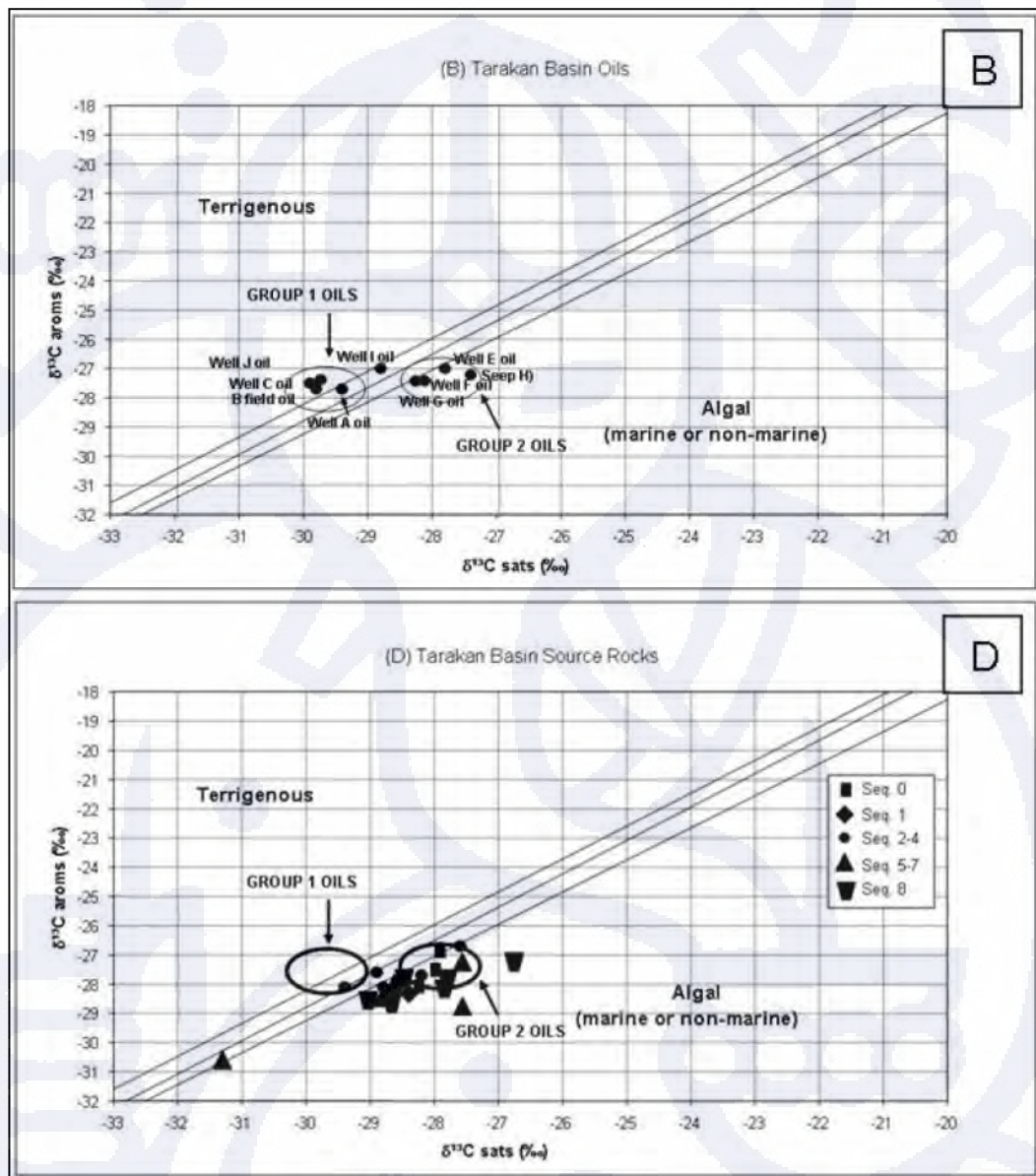
Sequence (Ma)	Total Organic Carbon (%)			Hydrogen Index		
	Minimum	Maximum	Average	Minimum	Maximum	Average
0 (>23.2)	0.65	0.95	0.83	75	111	93
1 (23.2-17.2)	0.65	7.30	1.64	63	283	119
2 (17.2-16.7)	0.67	72.20	12.10	37	454	176
3 (16.7-15.0)	0.84	69.89	10.25	55	388	159
4 (15.0-12.5)	0.31	6.91	2.00	38	317	133
5 (12.5-11.3)	1.26	54.3	27.90	119	417	284
6 (11.3-7.2)	0.77	64.00	7.10	64	284	129
7 (7.2-5.6)	0.47	72.60	22.15	63	278	135
8 (5.6-0)	0.56	68.90	22.20	30	328	135

Hasil analisis kematangan dan model sejarah pemendaman menunjukkan bahwa sedimen berumur Miosen Akhir (Formasi Santul) belum mencapai kematangan untuk menghasilkan hidrokarbon. Batuan berumur Miosen Awal (Formasi Naintupo) mencapai kematangan awal (Ro 0,5%) untuk menghasilkan minyak bumi pada 9 juta tahun yang lalu dan mencapai Ro 0,7% pada 3 juta tahun yang lalu. Sementara itu, Formasi Meliat (Miosen Tengah) mencapai kematangan awal (Ro 0,5%) pada 5 juta tahun yang lalu dan Ro 0,7% pada 1,5 juta tahun yang lalu, pada saat yang sama, Formasi Tabul (Miosen Tengah- awal Miosen Akhir) baru mencapai kematangan awal (Ro 0,5%) seperti ilustrasi model pada Gambar II.7.



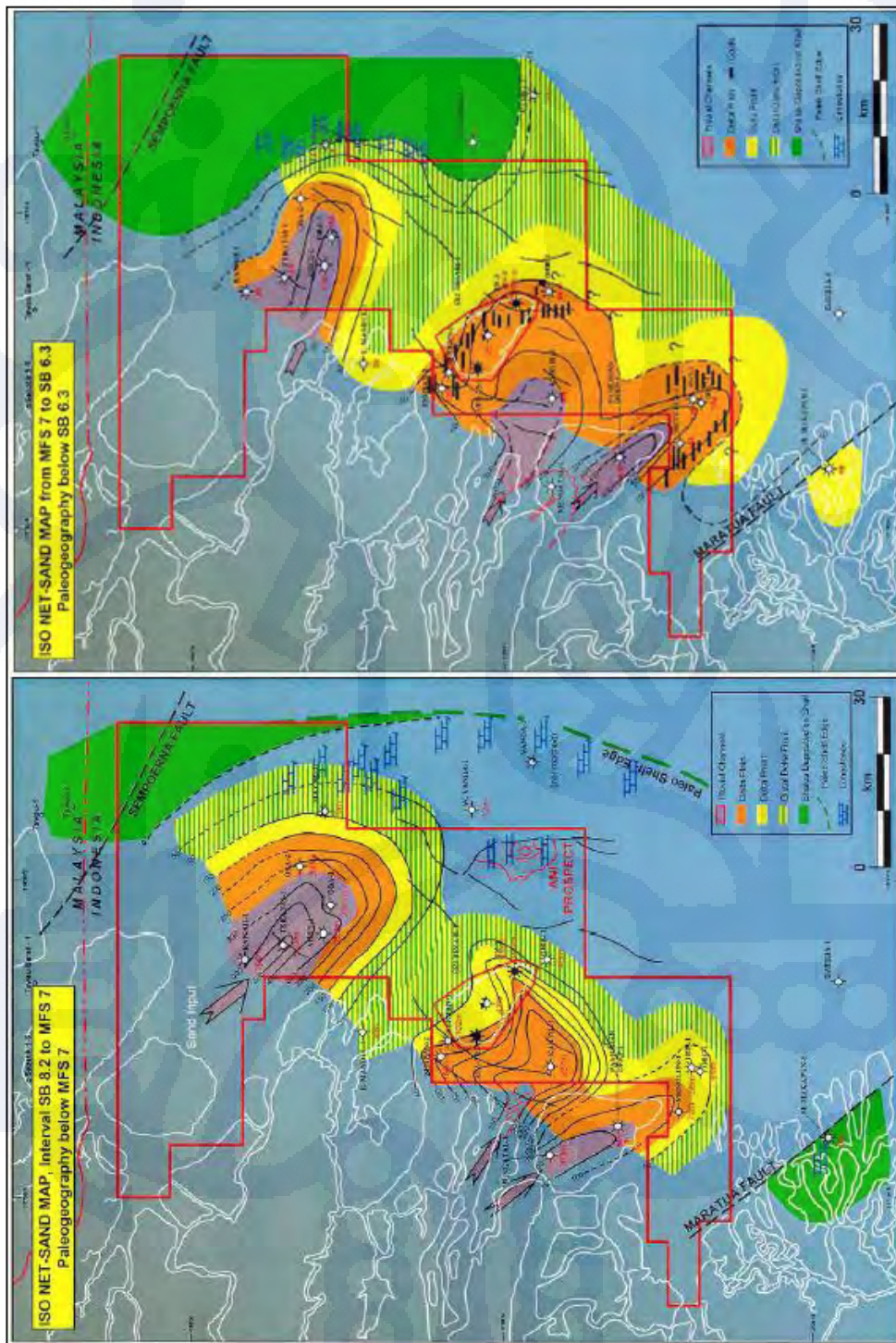
Gambar II.7 Model sejarah pemendaman yang mewakili Subcekungan Tidung dan bagian barat Subcekungan Tarakan (Subroto dkk. 2005).

Korelasi batuan induk dengan minyak bumi berdasarkan distribusi n-alkana, biomarker dan isotop stabil, menunjukkan bahwa minyak Subcekungan Tidung dan bagian barat Subcekungan Tarakan berasal dari Sikuen 2-4 (Formasi Meliat dan Formasi Naintupo: Miosen Tengah) atau dapat dibagi menjadi 2 (dua) sub-grup sebagai akibat adanya variasi lingkungan pengendapan. Grup-1 merupakan minyak bumi yang berasal dari batuan induk kayak organik asal terrestrial (tumbuhan tingkat tinggi) dan Grup-2 yaitu minyak bumi yang berasal dari batuan induk kaya alga (Gambar II.8).



Gambar II.8 Korelasi minyak bumi dengan batuan induk di Subcekungan Tidung dan bagian barat Subcekungan Tarakan (Subroto dkk. 2005).

Batuan reservoir pada sistem petroleum ini merupakan batupasir fluvial, *distributary channel* dan *bar* pada lingkungan *delta front* dan *delta plain* pada Formasi Santul yang berumur Miosen Akhir, yang terdistribusi cukup luas (Gambar II.9) dan terbukti sebagai reservoir hidrokarbon yang baik.



Gambar II.9 Peta iso-net batupasir pada interval SB 8,2 – MFS dan MFS 7 – SB 6,3 pada kisaran Miosen Akhir di Cekungan Tarakan (Total, 1999, tidak dipublikasikan).

Migrasi hidrokarbon terjadi baik secara lateral maupun vertikal yang dikontrol oleh sesar. Batuan tudung merupakan serpih intra-formasional dan serpih di setiap *maksimum flooding surface* (MFS) yang melampar dengan baik sehingga dapat berfungsi sebagai batuan tudung regional. Hidrokarbon umumnya terperangkap pada cebakan-cebakan struktur yang berfungsi sebagai penyekat.

II.3.2 Sistem Petroleum Neogen Paparan – Laut Dalam.

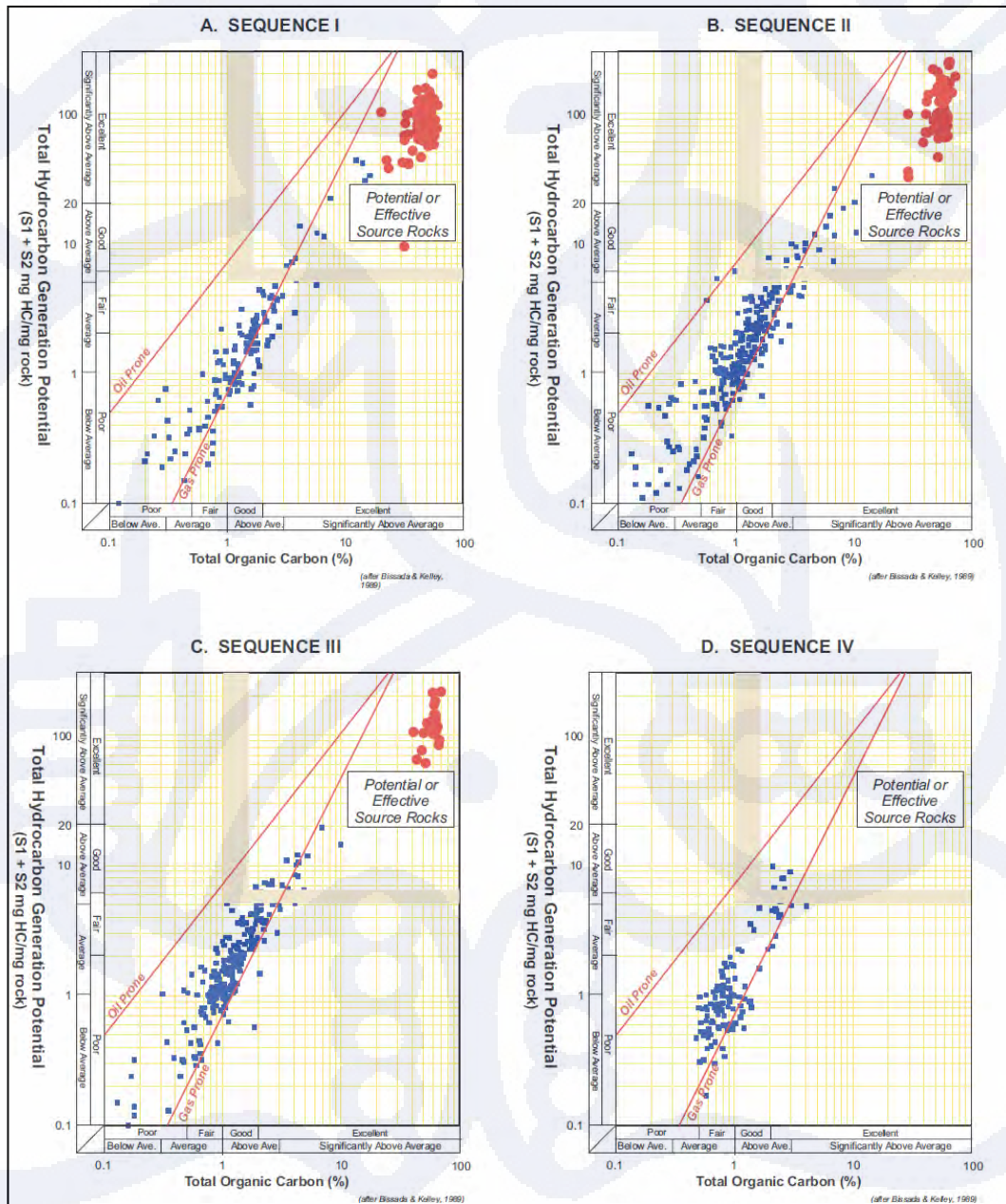
Sistem petroleum ini berkembang di area laut lepas Subcekungan Tarakan yang dicirikan oleh struktur sesar tumbuh dan *toe thrust*. Corelab (2003) dan Noon dkk. (2003) melakukan studi sikuen stratigrafi dan geokimia petroleum di tiga subcekungan yaitu Subcekungan Tarakan, Subcekungan Berau dan Subcekungan Muara (Tabel II.2).

Tabel II.2 Daftar sumur studi geokimia petroleum Corelab (2003). Sumur Bangkudulis-A1 seharusnya masuk kedalam Subcekungan Tidung.

Tarakan Sub-Basin	Berau Sub-Basin	Muaras Sub-Basin
<ul style="list-style-type: none"> ◆ Bangkudulis-A1, ◆ Bunyu Field Dahlia-1, ◆ Galiadap-1 Iris-1 ◆ Juata Field Kantil-1 Mayne-1 ◆ Mengatal Field Muara Makapan-1 OB B-1 ◆ Pamusian Field ◆ Sembakung Field Tanjung Sepikat-1 Teratai-1 Vanda-1 	Latih-1	<ul style="list-style-type: none"> Bunyut-1 Karang Besar-1 Taballar-1

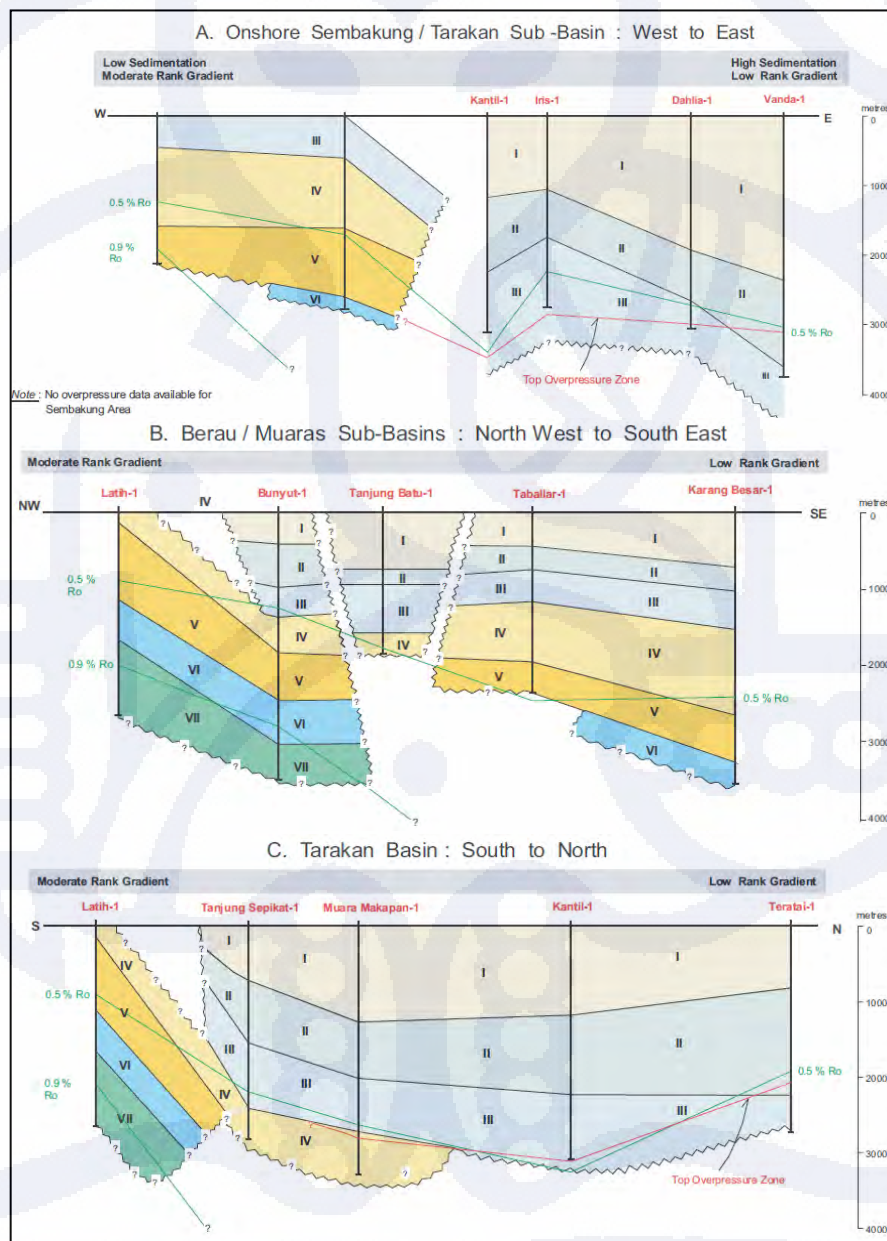
Batubara dan serpih yang terdapat pada Sikuen I dan II (Plistosen – Pliosen) merupakan batuan sedimen yang paling kaya akan material organik di area ini, namun masih belum matang untuk menghasilkan minyak bumi, sementara Sikuen III (Miosen Akhir) memiliki potensi sedang-baik untuk menjadi batuan induk. Sikuen IV (Miosen Tengah-Miosen Awal) mengandung kekayaan organik yang

sedang dan telah dapat menghasilkan hidrokarbon, terutama di Subcekungan Tarakan. Sikuen V, VI, dan VII (Miosen Akhir-Eosen Tengah) umumnya memiliki kandungan organik yang buruk dan cenderung *gas prone* (Gambar II.10). Hal ini sesuai dengan korelasi minyak bumi yang bersifat lilin sebagai indikasi bahwa batuan induk berasal dari material organik terestrial.



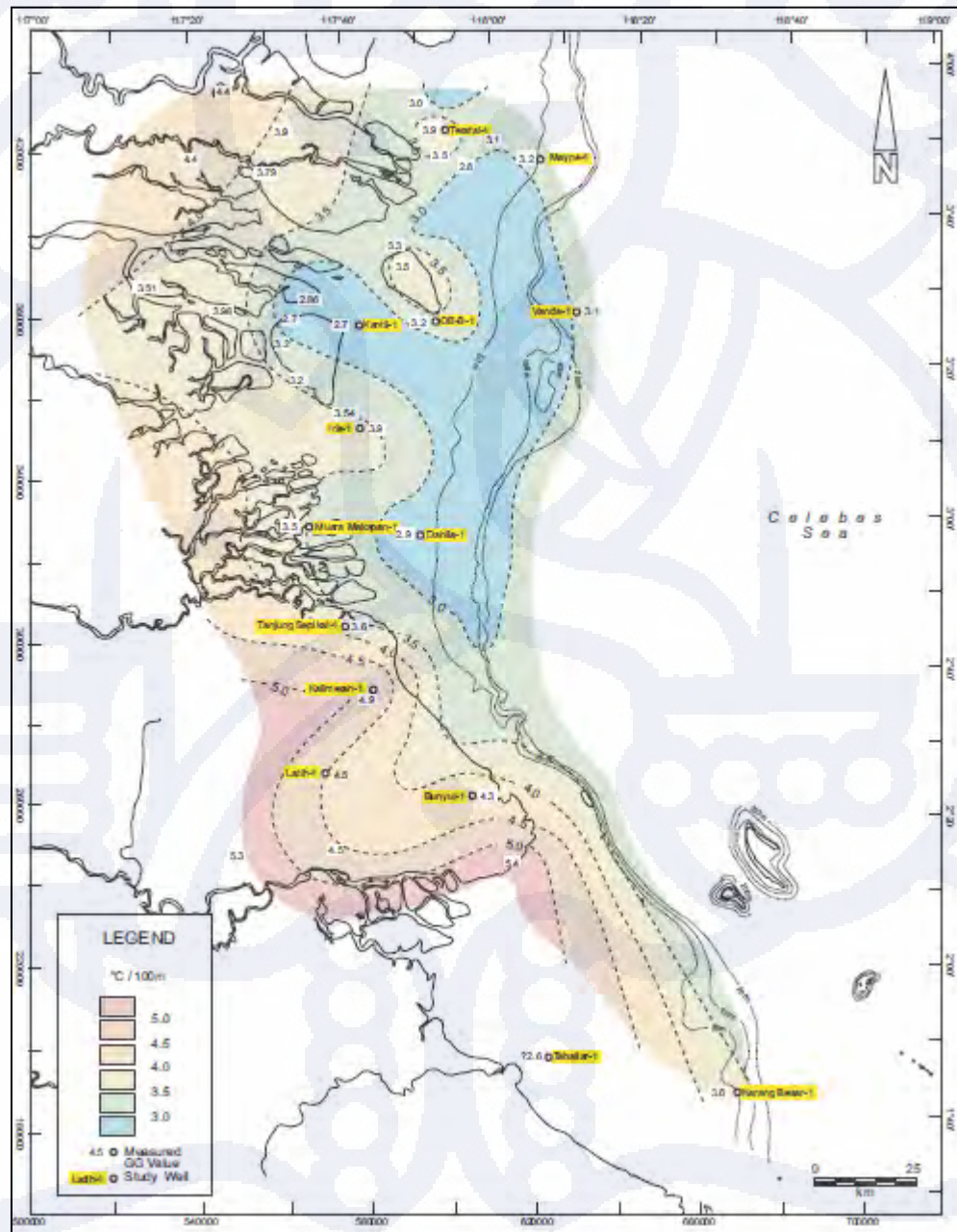
Gambar II.10 Potensi batuan induk berdasarkan kerangka kronostratigrafi di Cekungan Tarakan (Corelab, 2003).

Potensi batuan induk yang signifikan berada di Subcekungan Tarakan dengan teridentifikasinya batuan induk penghasil minyak dan gas bumi, Korelasi *iso-rank* dengan *cut off* R_o 0,5% sebagai kematangan awal pembentuk minyak bumi menunjukkan bahwa kematangan batuan induk akan dicapai lebih dalam ke arah timur cekungan, dengan garis *iso-rank* yang memiliki koherensi dengan puncak tekanan luap (Gambar II.11).



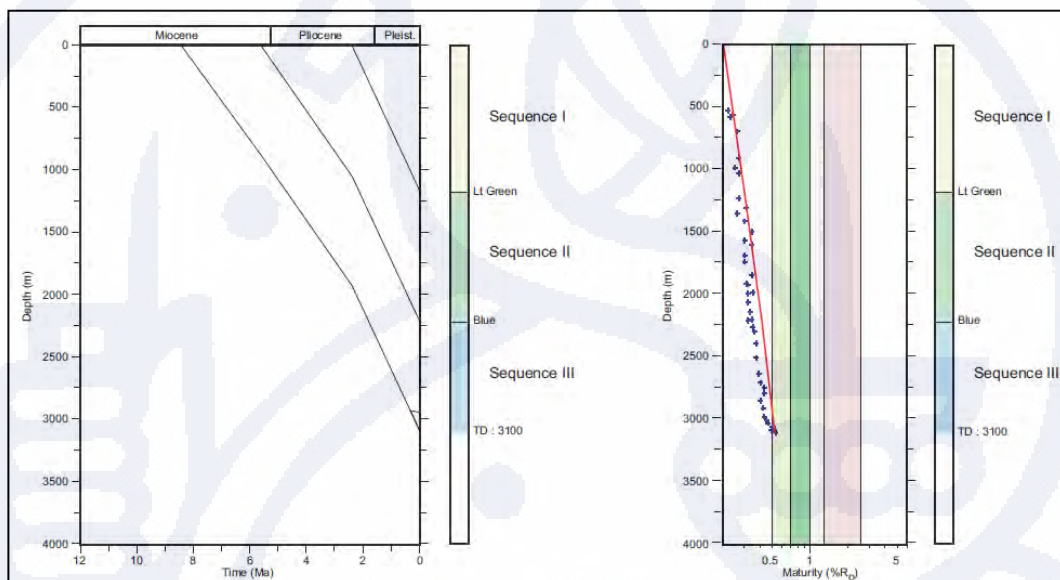
Gambar II.11 Penampang melintang melewati beberapa sumur kunci di Cekungan Tarakan (Corelab, 2003; Noon dkk. 2003).

Gradien termal dan Ro yang bernilai sedang dapat dikenali di area darat yaitu di Subcekungan Tidung dan Berau, sementara gradien termal dan Ro yang rendah berada di area lepas pantai yaitu Subcekungan Tarakan dan Subcekungan Muara (Gambar II.12).



Gambar II.12 Peta gradien kematangan batuan induk (Ro%/m) Cekungan Tarakan (Corelab, 2003).

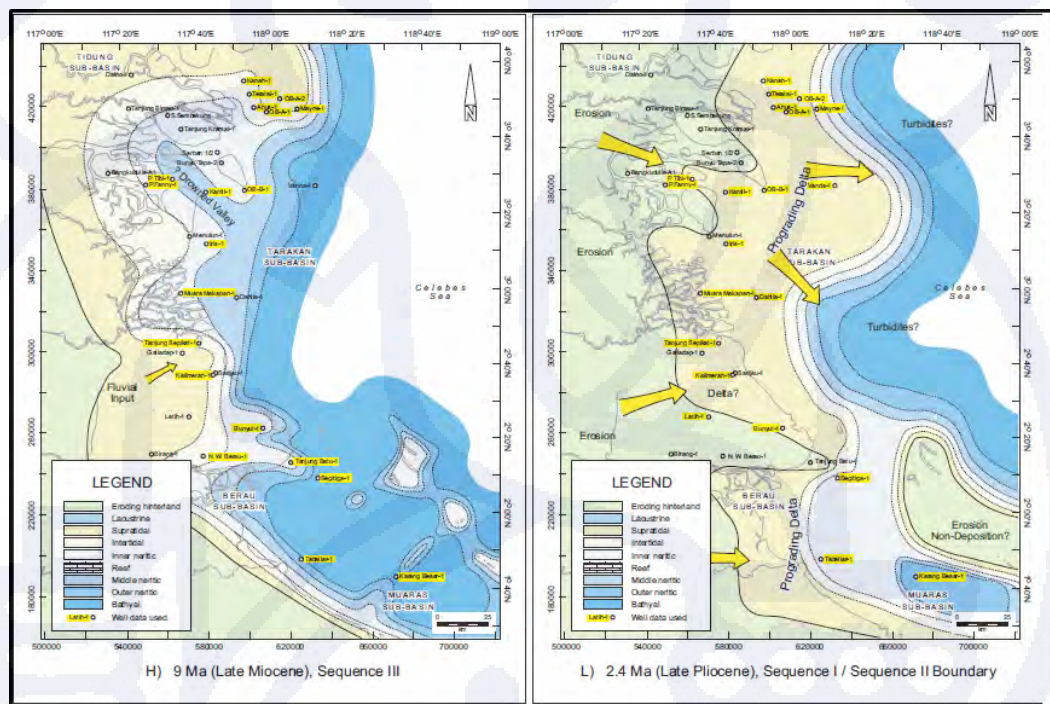
Adanya zona tekanan luap tidak menjadikannya sebagai *barrier* dalam kematangan batuan induk di Cekungan Tarakan. Pada Subcekungan Tarakan, kedalaman efektif untuk menghasilkan minyak bumi berada pada kisaran 3.100 – 4.250 meter. Pemodelan menunjukkan pembentukan minyak bumi terbentuk pada Sikuen IV (Miosen Tengah-Miosen Awal) pada 3 juta tahun yang lalu. Sementara itu, pada Sikuen III (Miosen Akhir) minyak bumi mulai terbentuk pada 2 juta tahun yang lalu di Kantil *Trough* sebagai dapur (Gambar II.13). Pada deposenter bagian selatan Cekungan Tarakan, Sikuen II (Pliosen) telah mencapai kematangan dan menghasilkan minyak bumi pada 1,5 juta tahun yang lalu hingga saat ini. Kedalaman efektif untuk menghasilkan minyak bumi di deposenter Subcekungan Tarakan berada pada kisaran kedalaman 5.000 meter.



Gambar II.13 Model sejarah pemendaman dan kematangan sumur Kantil-1 (Corelab, 2003).

Hidrokarbon bermigrasi secara vertikal dan lateral dari dapur menuju reservoir. Berdasarkan data sumur, area ini merupakan bagian dari *distal delta front* – *prodelta* dan sedimen laut dalam berumur Miosen Akhir dan bagian dari *delta plain* - *delta front* pada Pliosen (Gambar II.14). Reservoir pada sistem ini didominasi oleh batupasir berumur Pliosen dan sebagian Miosen Akhir yang memiliki kompleksitas sebaran secara lateral maupun vertikal dan keberagaman

properti reservoir yang dikontrol terutama oleh fasies dan lingkungan pengendapan (Gambar II.15). Serpih intra-formasional berfungsi sebagai tudung, selain serpih Pliosen yang terbentuk pada fase transgresif setelah progradasional delta terjadi di akhir Pliosen. Cebakan hidrokarbon umumnya merupakan *roll over* antiklin dengan sudut yang rendah pada bagian paparan yang didominasi oleh struktur sesar tumbuh, sedangkan pada bagian laut hidrokarbon terjebak pada lapisan batupasir Pliosen di *piggy back* dari *toe thrust*.



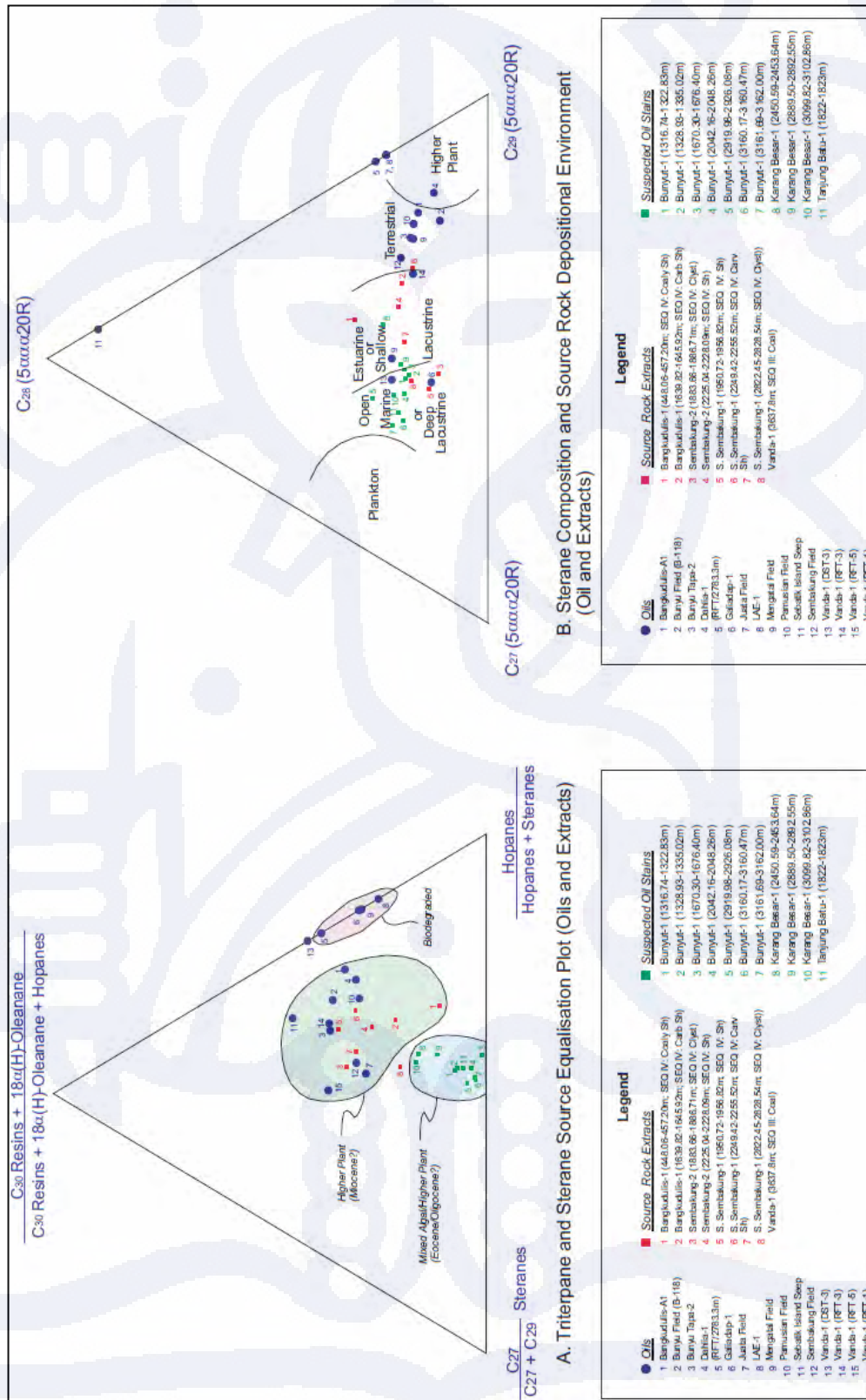
Gambar II.14 Perubahan lingkungan pengendapan dari fase transgresif di Miosen Akhir menjadi delta yang berprogradasi pada Pliosen Akhir di Subcekungan Tarakan (Corelab, 2003). Pembentukan delta tersebut mempengaruhi sebaran reservoir di subcekungan ini.

II.3.3 Sistem Petroleum Paleogen Non-deltaik

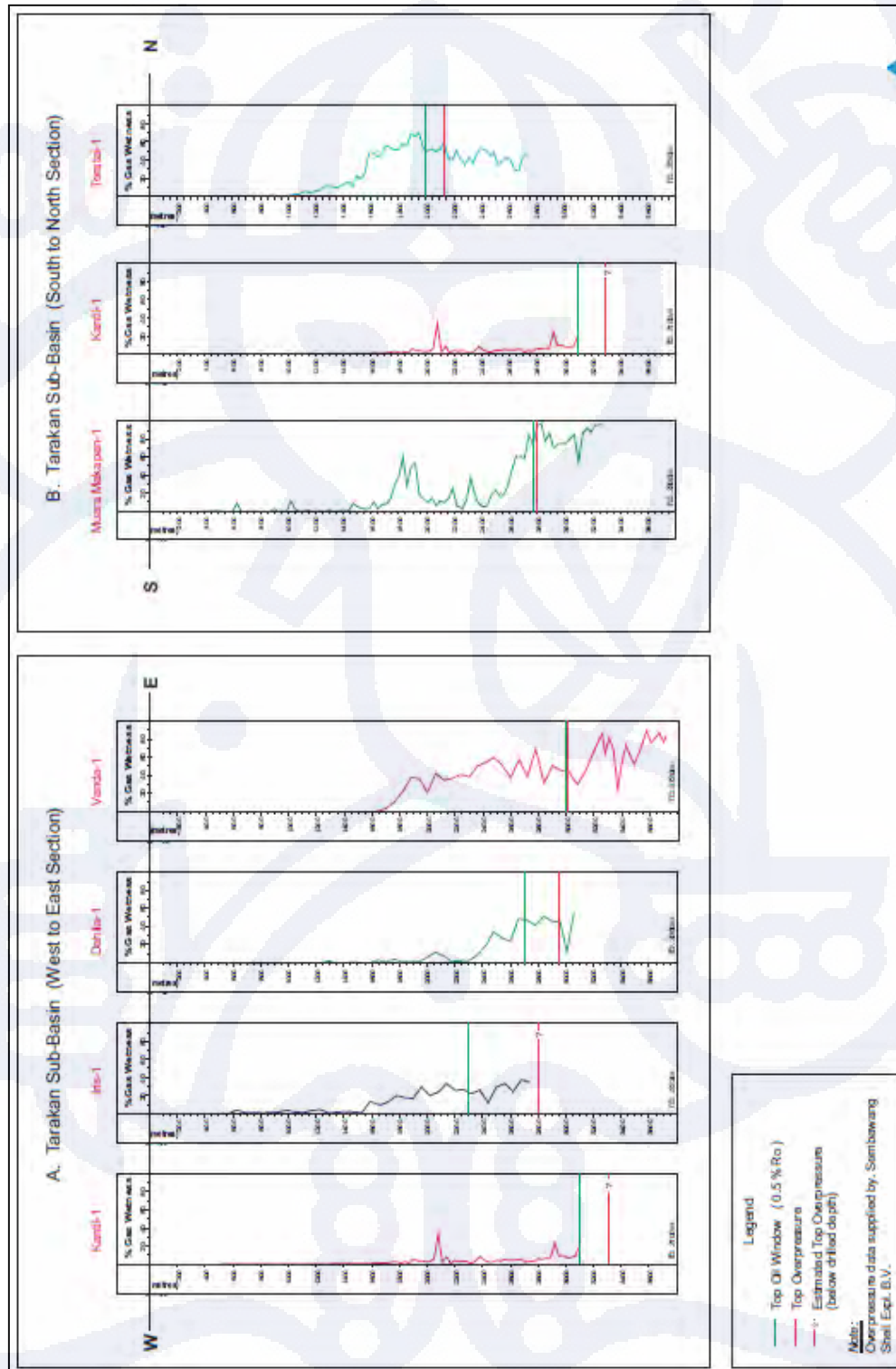
Sistem petroleum ini tidak terlalu berkembang dan hanya berpotensi di Subcekungan Berau dan Subcekungan Muara. Meskipun pemboran beberapa sumur kunci telah mencapai bagian dasar jendela minyak yaitu Sikuen VI dan VII (Oligosen Akhir – Eosen), namun tidak terdapat potensi batuan induk yang

signifikan di kedua subcekungan ini. Bukti keberadaan batuan induk dan migrasi hidrokarbon hanya ditunjukkan oleh adanya *oil stain* pada batugamping Tabalar yang berumur Oligosen. Meskipun demikian, hal tersebut dapat menjadi bukti adanya batuan induk yang telah matang, yang kemungkinan dapat berasal dari batuan induk lakustrin yang hipersalin pada lapisan Paleogen (Curiale dkk, 2003 dalam Corelab, 2003) yang berada di Subcekungan Muara sebagaimana ditunjukkan oleh kandungan sterana dan hopana yang lebih tinggi (Gambar II.15).

Hal menarik ditunjukkan oleh komposisi gas yang cenderung memiliki kandungan metan tinggi pada lapisan di atas puncak tekanan luap. Sementara itu, *gas wetness ratio* semakin tinggi pada zona tekanan luap dan meninggi seiring mendekati jendela minyak, selain itu *gas wetness ratio* juga cenderung meninggi ke arah timur (Gambar II.16) seiring semakin turunnya posisi Sikuen II dan III (Pliosen dan Miosen Akhir) terhadap puncak tekanan luap dan puncak jendela minyak. Hal tersebut mengindikasikan bahwa migrasi hidrokarbon cenderung terjadi secara vertikal dibagian timur Subcekungan Tarakan. Tingginya kandungan metana yang berada diatas zona tekanan luap diduga dihasilkan dari lapisan batubara (Corelab, 2003).



Gambar II.15 Karakter minyak bumi dan batuan induk di Cekungan Tarakan (Corelab, 2003).



Gambar II.16 Hubungan gas wetness ratio dengan puncak tekanan luap dan jendela minyak (Corelab, 2003).