

# POTENSI MIGAS BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN PENAMPANG SEISMIK DI WILAYAH OFFSHORE CEKUNGAN TARAKAN KALIMANTAN TIMUR

## OIL AND GAS POTENTIAL ON THE BASIS OF WELLS AND SEISMIC PROFILES INTEGRATION IN OFFSHORE AREA OF TARAKAN BASIN, EAST KALIMANTAN

P.H. Wijaya<sup>1)</sup>, D. Noeradi<sup>2)</sup>, A.K. Permadi<sup>2)</sup>, E. Usman<sup>1)</sup> dan A.W. Djaja<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan, Jl. Dr. Junjuran No. 236, Bandung 40174

<sup>2)</sup> Institut Teknologi Bandung, Jl. Ganesha 10, Bandung 40132  
email: hadiwijaya.mgi@gmail.com

Diterima : 12-6-2012, Disetujui : 18-11-2012

### ABSTRAK

Kajian geologi migas di Cekungan Tarakan relatif sangat kurang dibandingkan dengan Cekungan Kutai, diantaranya mengenai analisis stratigrafi sekuen yang lebih detil dan komprehensif, tingkat variasi lapisan sedimen di daerah transisi dengan laut dangkal sampai sedang dan keterkaitan dengan penentuan potensi migas. Padahal eksplorasi minyak dan gas bumi di Cekungan Tarakan, Kalimantan Timur telah mengalami proses waktu yang sangat panjang bahkan termasuk salah satu eksplorasi tertua di Indonesia. Namun eksplorasi di wilayah lepas pantai termasuk di timur Pulau Tarakan masih belum ditemukan lapangan migas yang bernilai ekonomis. Ini sangat berbeda dengan hasil eksplorasi Cekungan Kutai di lepas pantai dan laut-dalam yang telah mengalami kemajuan signifikan dalam 10 tahun terakhir setelah ditemukan beberapa lapangan migas laut-dalam seperti West Seno dan Gendalo. Berdasarkan pada pemerolehan data yang terdiri dari penampang seismik 2D, log sumur, rangkuman data biostratigrafi dan data *check-shot*, kajian dilakukan secara bertahap mulai dari analisis sekuen dan korelasi log sumur, interpretasi dan analisis seismik stratigrafi, pemetaan bawah permukaan, dan penentuan lokasi yang berpotensi migas. Tahapan metodologi kajian ini menggunakan beberapa perangkat lunak yang diproses secara integratif.

Hasil akhir kajian dari integrasi peta struktur kedalaman dan peta isopach serta dukungan data petrofisik dari aspek kualitas batuan reservoir diperoleh dua lokasi yang berpotensi migas: Potensi Migas-1 di bagian tenggara dekat Pulau Tarakan merupakan jebakan struktur antiklin yang dikontrol sesar-sesar inversi dan Potensi Migas-2 di lepas pantai bagian timur wilayah kajian berupa jebakan struktur hidrokarbon sebagai sebuah antiklin yang memanjang relatif arah SEE - NWW.

**Kata kunci:** Tarakan, sekuen, seismik, potensi migas

### ABSTRACT

*Study of Petroleum geology in the Tarakan Basin is relatively less than in the Kutai Basin such as detailed and comprehensively sequence stratigraphy, variation of sediment layering from transition to outer-neritic zone and its related to determination of oil and gas potential locations. Oil and gas exploration in Tarakan Basin, East Kalimantan, has been carried out for the last a hundred years ago and its include as the oldest basin in Indonesia. Unfortunately, oil and gas field in eastern part of offshore Tarakan Island has not yet been discovered significantly. In contrast, offshore and deep-water oil and gas fields of Kutai Basin has been discovered significantly i.e. West Seno and Gendalo Fields. Based on data of 2D seismic in SEG-Y-files, well log in LAS-file, biostratigraphy and check-shot data, then steps of research followed by a sequence analysis, wells correlation, interpretation and analysis of seismic stratigraphy, subsurface mapping and determination of oil and gas potential locations.*

*The results of this study are oil and gas potency 1 and potency 2. Potency 1 is located in south-eastern part of Tarakan Island where anticlinal traps are controlled by inversion faults. In contrast, potency 2 is an anticlinal trap located in offshore at the eastern part of the study area.*

**Key words:** Tarakan, sequence, seismic, oil and gas potential

## PENDAHULUAN

Wilayah laut Indonesia merupakan aset nasional yang perlu mendapat perhatian khusus dalam pengelolaannya, terutama laut terluar yang memiliki arti khusus sebagai batas laut Teritorial Negara Kepulauan (*Archipelagic State*, UNCLOS 1982, Pasal 47, ayat 1). Program utama Kebijakan Energi Nasional (KEN) Tahun 2005 salah satunya adalah peningkatan Kegiatan Eksplorasi di wilayah baru termasuk *frontier areas* dan laut dalam.

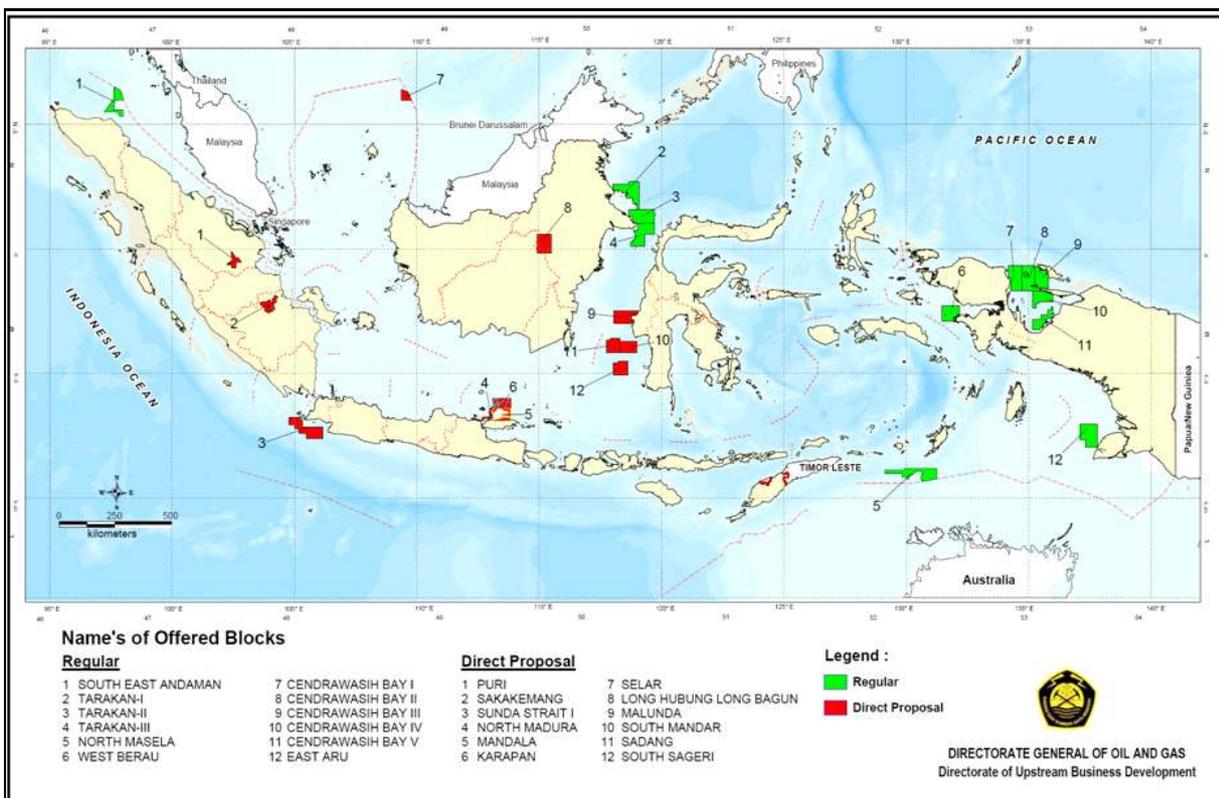
Berkaitan dengan upaya mendukung keberhasilan proses penyiapan wilayah kerja migas di bawah wewenang Dirjen Migas ESDM, kajian yang optimal dan komprehensif di wilayah lepas pantai dan *frontier* penting dilakukan. Wilayah lepas pantai di Cekungan Tarakan yang berbatasan dengan Malaysia adalah salah wilayah yang semakin menarik seiring makin tingginya minat investor migas (Gambar 1).

Eksplorasi minyak dan gas bumi di Cekungan Tarakan Kalimantan Timur telah mengalami proses waktu yang sangat panjang bahkan termasuk salah satu eksplorasi tertua di Indonesia. Hasil penemuan lapangan-lapangan minyak dan

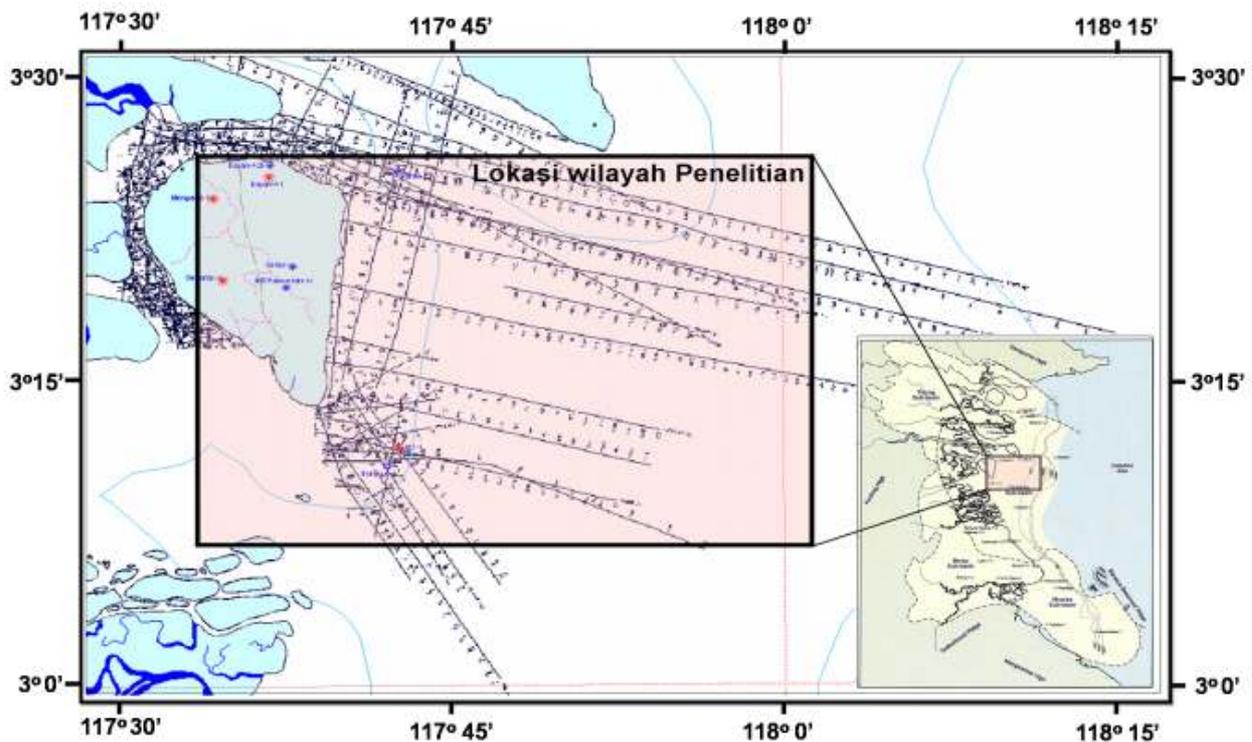
gas bumi di Pulau Bunyu, Pulau Tarakan dan Pantai Timur Kalimantan Timur sekitar Muara Sajau belum diiringi keberhasilan eksplorasi di wilayah lepas pantai. Dibandingkan dengan hasil eksplorasi Cekungan Kutai di lepas pantai dan laut-dalam yang telah menemukan beberapa lapangan migas yang signifikan seperti lapangan Merah Besar dan West-Seno, eksplorasi di Cekungan Tarakan masih belum ada penemuan yang ekonomis optimal walaupun telah dilakukan pemboran di sumur K-1, I-1, BC-1 dan V-1.

Lokasi daerah kajian yang memiliki luas sekitar 7.200 km<sup>2</sup> terletak pada koordinat 117° 37'30"-118° 18'30" BT dan 2° 58'10"-3° 27'45" LS. Daerah kajian berada di wilayah pantai timur dan selatan, juga lepas pantai sebelah timur dan Selatan Pulau Tarakan (Gambar 2).

Tujuan dari kajian ini adalah untuk mengkaji peluang dan potensi migas dari aspek tipe jebakan hidrokarbon dan distribusi batuan reservoir sebagai salah satu unsur sistem petroleum di wilayah lepas pantai Pulau Tarakan Kalimantan Timur.



Gambar 1. Status blok migas yang ditawarkan oleh Dirjen Migas secara reguler dan penawaran langsung pada tahun ke-2 tahun 2009 (Sumber: Ditjen Migas, 2009). Terdapat tiga blok (Tarakan I, II dan III) yang berada di Cekungan Tarakan merupakan indikator pentingnya melakukan kajian potensi migas di wilayah tersebut.



Gambar 2. Lokasi penyelidikan yang termasuk sub-Cekungan Tarakan terletak di bagian timur dari Pulau Tarakan. Pada gambar sisipan, lokasi ini termasuk bagian dari Cekungan Tarakan di Kalimantan Timur. Obyek pengamatan yang dilengkapi data sekunder terdiri dari penampang seismik 2D termigrasi dan sumur-sumur pemboran.

Sasarannya adalah untuk menentukan dan memetakan lokasi yang berpotensi migas sehingga bisa memberikan nilai tambah dalam rangka keberhasilan penyiapan wilayah kerja migas di wilayah kelautan Indonesia.

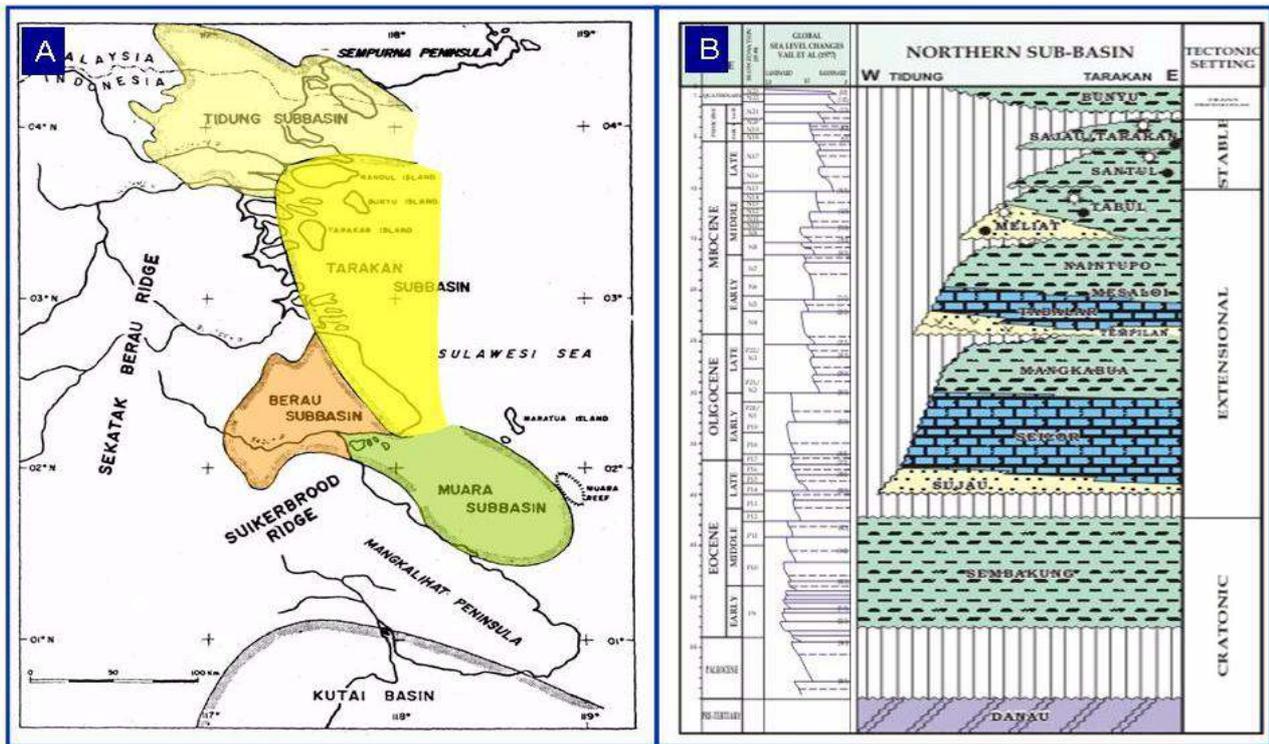
## GEOLOGI REGIONAL CEKUNGAN TARAKAN

Cekungan Tarakan secara umum termasuk daerah delta *passive margin* dengan kontrol tektonik minor geser lateral. Dari anomali magnetik, cekungan ini diindikasikan terjadi pemekaran lantai samudera dengan asosiasi sesar-sesar geser berarah ke barat laut (Lentini dan Darman, 1996). Cekungan yang terletak di bagian timur-laut Kalimantan ini ditinjau dari pusat cekungan sedimentasi dapat dibagi dalam empat sub-cekungan yaitu sub-Cekungan Tidung, Tarakan, Berau, dan Muara (Achmad dan Samuel, 1984).

Pada cekungan ini dibatasi oleh Punggungan Sekatak Berau di sebelah barat, Punggungan

Suikerbrood dan Mangkalihat Peninsula di bagian selatan, Punggungan Sempurna Peninsula di utara, dan Laut Sulawesi di sebelah timur. Untuk sub-Cekungan Tarakan yang menjadi lokasi kajian terletak di bagian tengah dari muara Sungai Sajau (Gambar 3.A).

Secara stratigrafi, Cekungan Tarakan dibedakan menjadi dua wilayah sub-cekungan, pertama; wilayah selatan yang meliputi sub-Cekungan Berau dan Muara, kedua; wilayah utara yang terdiri dari sub-Cekungan Tidung dan Tarakan. Stratigrafi di wilayah utara ini dialasi batuan dasar Formasi Danau yang merupakan batuan metamorf. Diatasnya sedimen *syn-rift* yang berumur Eosen sampai Miosen Tengah yang terdiri dari Formasi Sembakung, Sujau, Seilor, Mankabua, Tempilan, Tabalar, Mesaloi/Naintupo. Menumpang secara tidak selaras di atas sedimen *syn-rift* adalah sedimen delta dan sekitarnya berturut-turut Formasi Meliat, Tabul, Santul, Tarakan dan Bunyu. Formasi Santul dan Tarakan sebagai obyek penyelidikan (Gambar 3.B)



Gambar 3. A) Cekungan Tarakan dapat dibagi menjadi empat sub-cekungan yaitu sub-Cekungan Tidung, Tarakan, Berau, dan Muara, B) Stratigrafi secara umur di wilayah bagian utara sub-Cekungan Tarakan (dimodifikasi dari Achmad, dkk., 1984)

### Tektonostratigrafi Sub-Cekungan Tarakan

Tektonostratigrafi di Sub-Cekungan Tarakan terbagi dalam tiga tahap; *pre-rift*, *syn-rift* dan *post-rift*. Pada tahap *post-Rift*, Sub-Cekungan Tarakan menjadi *passive margin* yang terbagi dalam transgresi dan regresi (Ellen, dkk., 2008).

Pada tahap *pre-rift*, stratigrafi wilayah ini dialasi batuan dasar Formasi Danau yang merupakan batuan metamorf. Konfigurasi struktur diawali oleh proses *rifting* selama Eosen Awal, kemudian terjadinya *uplift* di bagian barat selama Eosen Tengah mengakibatkan erosi di puncak tinggian Sekatak sehingga tahap ini menjadi awal pengendapan siklus-1 dan berlanjut ke siklus-2 (Biantoro, dkk., 1996). Sesar-sesar normal selama *rifting* ini berarah relatif baratdaya-timurlaut.

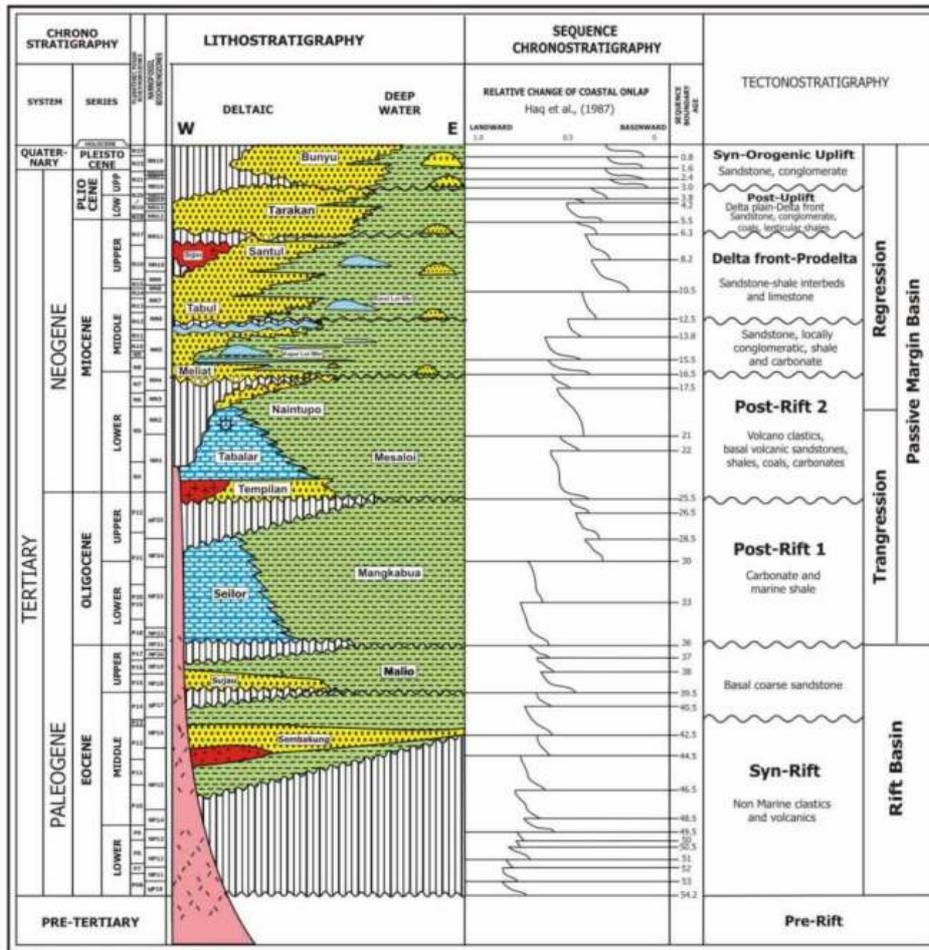
Untuk tahap *syn-rift*, sedimentasi berlangsung selama Eosen dari Formasi Sembakung dan Sajau. Secara tidak selaras di atasnya pada tahap *post-rift* 1 dan *post-rift* 2 selama Oligosen sampai Miosen Awal terendapkan sedimen yang terdiri dari Formasi Saylor, Mankabua, Tempilan, Tabalar, Mesaloi dan Naintupo. Kedua tahap *post-rift*

tersebut berlangsung pada tahap transgresi (Gambar 4).

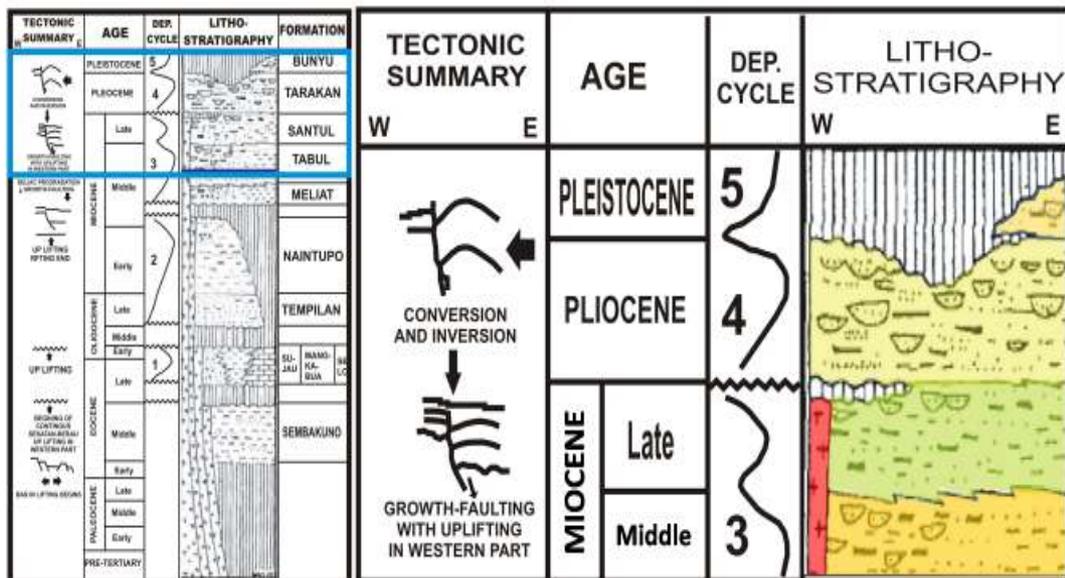
Pada tahap regresi, menumpang secara tidak selaras di atas sedimen *post-rift* 2 adalah sedimen delta dan sekitarnya berturut-turut Formasi Meliat, Tabul, Santul, Tarakan dan Bunyu. Pengendapan yang berlangsung cepat pada Formasi Santul menyebabkan pembebanan lebih sehingga terjadi peremajaan (*rejuvenation*) sesar membentuk sesar tumbuh.

Menurut Biantoro, dkk. (1996) sesar tumbuh ini berlanjut hingga umur Pliosen dengan pengendapan siklus-4 pada Formasi Tarakan. Aktivitas tektonik selama Pliosen Akhir sampai Pleistosen berubah ke kompresi menghasilkan sesar geser yang di beberapa tempat dijumpai sesar naik. Selama proses ini terjadi pengendapan Formasi Bunyu (Gambar 5).

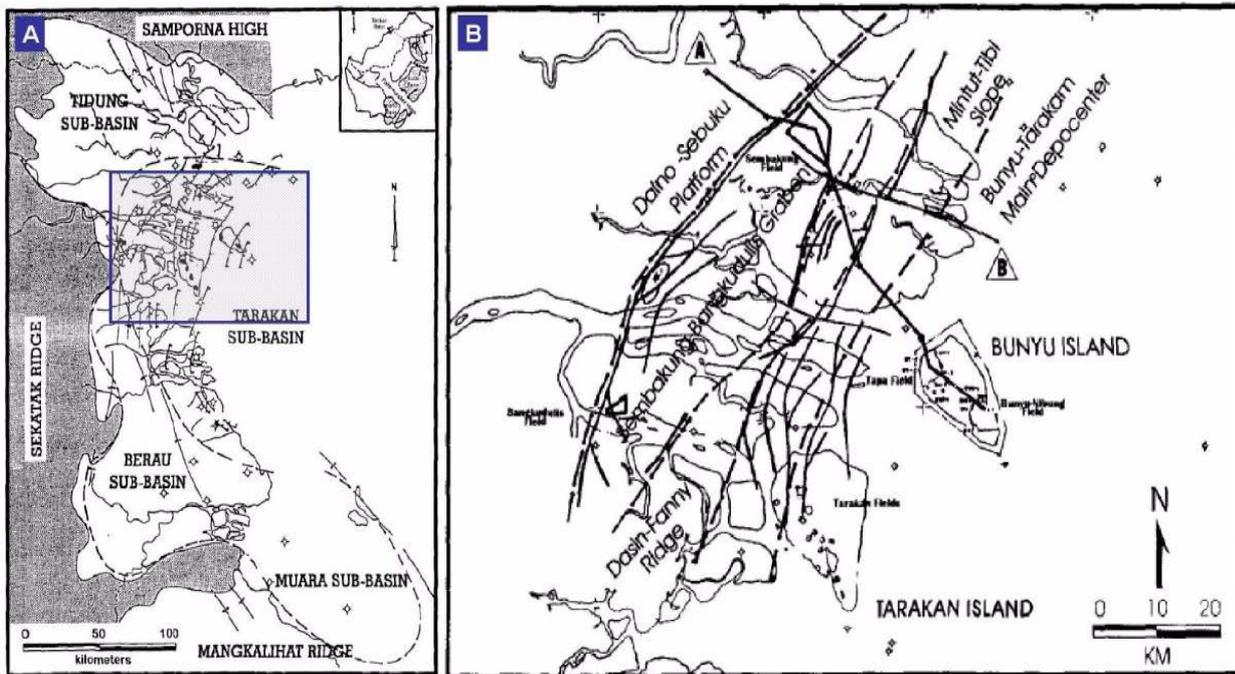
Berdasarkan hasil analisis struktur dan proses sedimentasi, sub-cekungan Tarakan dapat dipilah lagi menjadi lima wilayah geologi yaitu: Paparan Daino-Sebuku, Graben/sub-Deposenter Sembakung-Bangkudulis, Punggungan Dasin-Fanny, Lereng Mintut-Tibi dan Deposenter-utama Bunyu-Tarakan (Gambar 6. A-B).



Gambar 4. Tektonostratigrafi regional meliputi litostratigrafi dan kronostratigrafi termasuk umur ketidakselarasan utama di Cekungan Tarakan (Ellen, dkk., 2008)



Gambar 5. Kejadian tektonik di sub-Cekungan Tarakan yang dimulai dari proses rifting sampai kompresi yang menghasilkan sesar inversi (dimodifikasi dari Biantoro, dkk., 1996)



Gambar 6. A) Peta struktur regional Cekungan Tarakan, B) Hasil analisis struktur dan proses sedimentasi, sub-Cekungan Tarakan dapat dipilah lagi menjadi lima wilayah geologi (Biantoro, dkk., 1996)

### Sistem Petroleum Sub-Cekungan Tarakan

Berdasarkan analisis geokimia, batuan induk di Sub-Cekungan Tarakan adalah serpih di Formasi Meliat dan Tabul. Dua wilayah di Sub-Deposenter Sembakung-Bangkudulis dan Deposenter-utama Bunyu Tarakan memiliki kategori paling tebal untuk kedua formasi. Dengan ketebalan minimal 300 m untuk ketebalan serpih, nilai reflektansi vitrinit 0,65 Ro dan paleogradien geotermal > 3,5°/100 m, wilayah penghasil hidrokarbon (*kitchen area*) dijumpai pada kedua wilayah tersebut (Gambar 7.A). Hasil analisis laboratorium mengindikasikan tipe kerogen utama adalah tipe III yang menghasilkan gas dan dijumpai beberapa sampel termasuk kerogen tipe II (Biantoro, dkk. 1996).

Di wilayah timur yang lebih dalam, Formasi Tabul dan Santul dimungkinkan menjadi batuan induk yang penting. Serpih di Formasi Tabul memiliki kandungan organik dengan hasil antara *fair* sampai *excellent* (0,5-4%). Lapisan batubara yang dijumpai mengandung *Total Organic Carbon (TOC)* lebih dari 72%. Kerogen pada serpih dan batubara didominasi oleh Tipe II dan III (*HI* antara 60-280) yang diinterpretasikan sebagai *gas prone* dan sedikit potensi minyak. Untuk serpih di Formasi Santul yang lebih muda, kandungan *TOC* dari *fair* sampai *excellent* (0,6-4,5%). Pada lapisan

batubara mengandung *TOC* lebih dari 69%. Nilai *Hydrogen Index (HI)* di Formasi Santul antara 30-328, mengindikasikan *gas prone* dan sedikit potensi minyak yang dihasilkan dari proses degradasi material tumbuh tinggi (Subroto, dkk., 2005).

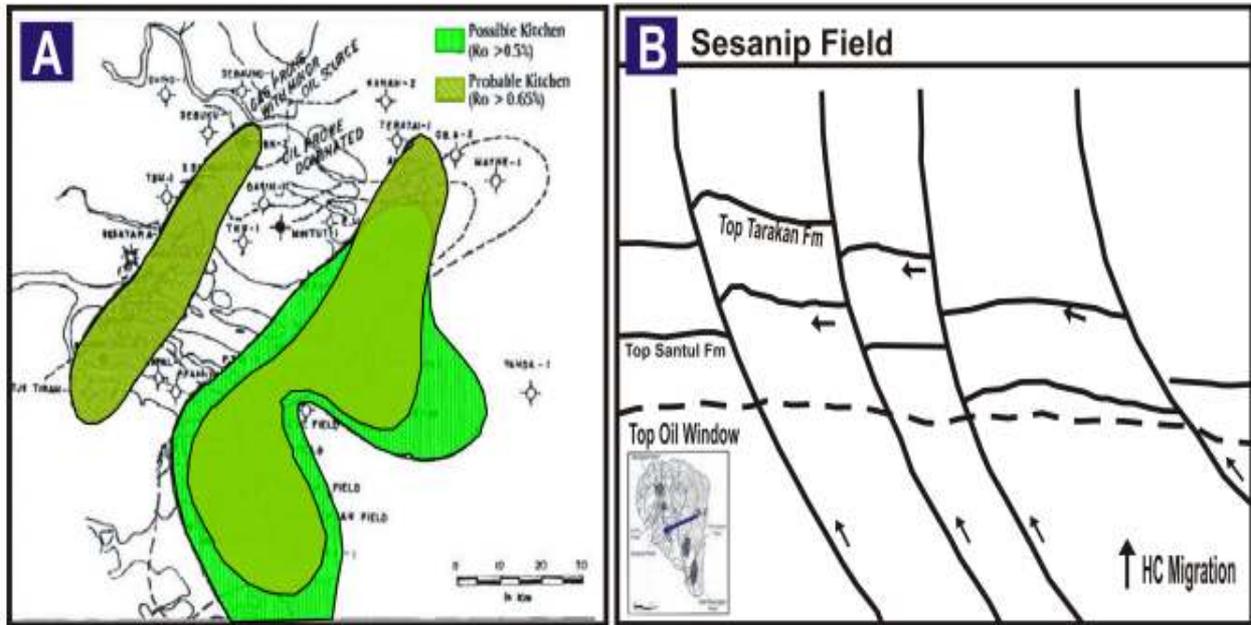
Pada aspek migrasi hidrokarbon, umumnya terjadi dari arah timur yang posisi batuan induk di lapisan lebih dalam. Untuk kasus sistem sesar tumbuh yang disebabkan proses inversi, Lapangan Sesanip di Pulau Tarakan menjadi salah satu contoh pola migrasi vertikal melalui zona sesar maupun secara lateral (Gambar 7.B).

### METODOLOGI

Metodologi yang digunakan dalam kajian ini mencakup kegiatan-kegiatan sebagai berikut:

Tahap Pemerolehan Data Sekunder: Jenis data yang diperlukan adalah: meliputi data stratigrafi, penampang seismik, sumur pemboran, informasi awal peta-peta geologi bawah permukaan, laporan dan paper-paper yang berkaitan dengan Cekungan Tarakan khususnya di wilayah sekitar Pulau Tarakan.

Tahap Kegiatan Pendahuluan: meliputi integrasi data, pendigitalan peta, penalaahan laporan/paper dan penyusunan rencana kerja.



Gambar 7. A) Peta area penghasil hidrokarbon di Sub-cekungan Tarakan, B) Penampang melewati lapangan Sesanip yang memprediksi migrasi hidrokarbon ke Formasi Santul dan Tarakan

Interpretasi dan Analisis Data: meliputi interpretasi kembali data seismik, analisis data pemboran (petrofisik), pemetaan geologi bawah permukaan, analisis stratigrafi seismik dan stratigrafi sekuen, analisis kualitas *reservoir* dari formasi Tarakan sebagai salah satu studi kasus.

Penyusunan makalah: meliputi penyempurnaan *draft*, informasi geologi, data terproses dan mengkompilasi dalam bentuk laporan yang utuh.

## PENGOLAHAN DAN INTERPRETASI DATA

### Penentuan Batas Sekuen Formasi Tarakan

Batas sekuen yang memiliki dua tipe ditentukan awalnya dari integrasi data log dan biostratigrafi. Data log yang digunakan adalah volume serpih (Vsh) setelah diolah dari log *Gamma Ray (GR)* yang dimiliki oleh semua sumur. Data biostratigrafi pada enam sumur dipakai dari hasil penafsiran lingkungan pengendapan dan hasil penentuan umur dengan kedalaman.

Untuk data analog log GR pada sumur OB-B1, Vanda-1 dan Dahlia-1 dilakukan digitasi dengan menggunakan perangkat lunak dan diproses lebih lanjut. Hasil beberapa data GR dengan nilai *null* (-9999) dihilangkan untuk penyaringan (*filtering*) data.

Dari proses pengolahan ini, kedua belas sumur di Pulau Tarakan dan di lepas pantai telah

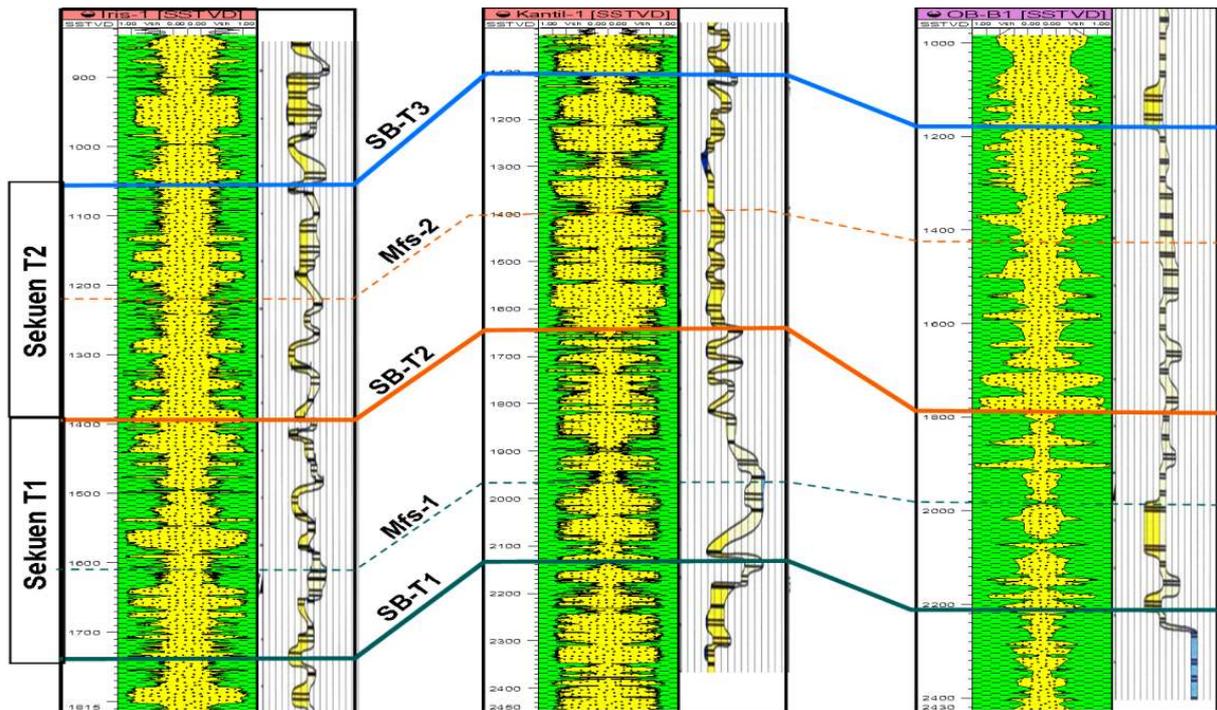
dibuat log Vsh dan ditampilkan menjadi *dual-log* agar mempermudah penafsiran motif log untuk penentuan batas sekuen. Hasil pengolahan log Vsh dan bagan rangkuman biostratigrafi di sumur pemboran diintegrasikan dan dianalisis untuk menentukan batas sekuen (Gambar 8)

### Korelasi Sumur pada Batas Sekuen

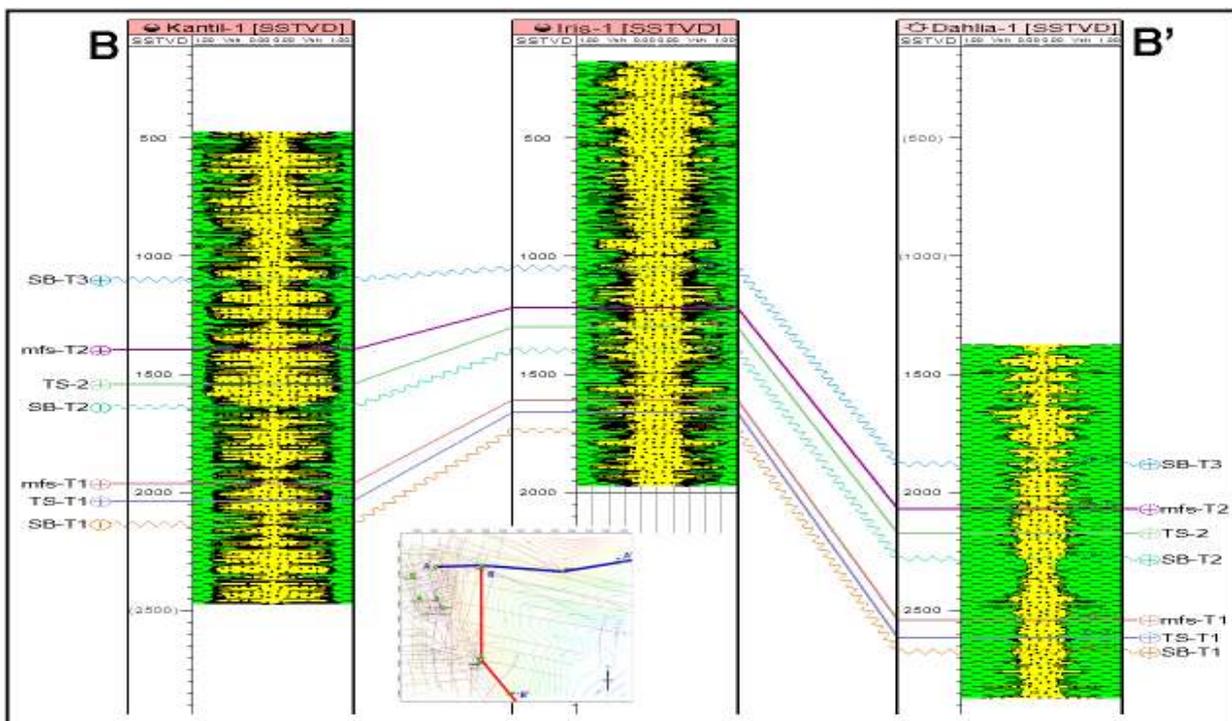
Penentuan batas sekuen di Formasi Tarakan yang berumur Pliosen dilakukan secara integrasi dengan korelasi antar sumur dengan berdasarkan respon log *V-Shale* dan lingkungan purba (*paleo-environment*) dari data biostratigrafi. Korelasi sumur diproses dengan pemodelan stratigrafi (*well-correlation tool*) pada *perangkat* lunak Petrel. Tersedianya hasil olahan log Vsh di 12 sumur dan enam bagan rangkuman biostratigrafi memberikan hasil cukup optimal dalam menentukan batas sekuen dan *maximum flooding surface (MFS)*.

Dari analisis dan integrasi motif log sumur dan penafsiran biostratigrafi, pembagian sekuen pada Formasi Tarakan umur Pliosen dihasilkan dua paket sekuen, Sekuen T1 dan T2. Kedua sekuen ini masing-masing dibatasi oleh batas sekuen yaitu SB-T1 sampai SB-T2 untuk sekuen T1 dan antara SB-T2 sampai SB-T3 sebagai sekuen T2.

Untuk mengetahui pengaruh struktur, dilakukan korelasi batas sekuen dengan memperhatikan ketinggian lokasi sumur saat ini. Hasilnya selain sumur di Pulau Tarakan lebih



Gambar 8. Penentuan batas sekuen di Formasi Tarakan yang berumur Pliosen berdasarkan respon log *V-Shale* dan lingkungan purba (*paleo-environment*) dari data biostratigrafi. Hasilnya terbagi menjadi dua paket sekuen, Sekuen T1 dan T2.. *Maximum flooding surface* (mfs) ditafsirkan pada setiap sekuen.



Gambar 9. Korelasi sumur Kantil-1, Iris-1 dan Dahlia-1 dengan ketinggian muka air laut saat ini. gambar adalah adalah lokasi lintasan (warna merah)

tinggi, juga sumur Iris-1 terlihat lebih tinggi daripada sumur Kantil-1 yang mengindikasikan pengaruh struktur *thrust-anticline* lebih kuat. Hal ini sesuai dengan geologi regional di Sub-Cekungan Tarakan (Gambar 9).

Korelasi antar sumur di wilayah *offshore* bagian utara dilakukan dari sumur Bayan A1, Kantil1, OB-B1 dan Vanda-1. Secara umum pada bagian barat (sumur Bayan A1) motif log berbentuk silindris terutama pada sekuen T2, semakin arah timur pada Kantil-1 dan OB-B1 campuran serpih semakin dominan. Namun pada sumur Vanda-1, log Vsh memperlihatkan kandungan serpih tidak lagi dominan seperti pada sumur OB-B1.

### Interpretasi Seismik pada Batas Sekuen

Interpretasi terhadap 28 penampang seismik dilakukan dengan menarik tiga top horizon (SB-T1, SB-T2 dan SB-T3) hasil pengikatan dengan sumur pemboran. Aspek kondisi struktur dan reflektor seismik menjadi obyek pengamatan dengan mengacu pada konsep stratigrafi seismik dan struktur geologi regional di Cekungan Tarakan (Gambar 10).

Hasil Interpretasi seismik dari pengikatan sumur Kantil-1 dan Bayan A-1 yang dipandu oleh data *check-shot* adalah tiga horizon SB-T1, SB-T2 dan SB-T3 yang mewakili tiga batas sekuen. Sebagai tambahan dilakukan interpretasi pada horizon Top Pleistosen awal untuk memandu batas sekuen di bawahnya. Di bagian timur yang lebih dalam, nampak indikasi *toplap* lapisan di bawah dari di SB-T1, SB-T2 dan SB-T3 (ditandai dengan garis kuning putus-putus). Pada Sekuen T1 di sebelah timur Sumur Kantil-1 terlihat reflektor kuat.

Pada interpretasi seismik gabungan arah selatan-tenggara ke utara dengan pengikatan sumur Iris-1, pada horizon SB-T1, SB-T2 dan SB-T3 yang mewakili tiga batas sekuen, secara umum, sekuen T1 memiliki reflektor lebih kuat dan kontinyu daripada sekuen T2. Sesar naik terjadi di sebelah barat-laut dari sumur Iris-1 karena efek dari sesar geser sinistral Maratua yang membentuk perangkat mono-antiklin. Pada batas sekuen T1 dijumpai pola terminasi *top-lap* dan *on-lap* sehingga mendukung horizon ini menjadi batas sekuen. Pada horizon SB-T2 ditemukan pola *on-lap* di bagian barat dan *down-lap* di bagian timur – tenggara yang mengindikasikan arah *basinward* di timur dan timur-tenggara.

### Pengolahan dan Analisis Kecepatan untuk Konversi Waktu ke Kedalaman

Berdasarkan hasil penentuan batas sekuen termasuk di tiga sumur yang memiliki data *check-shot* (Bayan A1, Mengatal-1 dan Selipi-1) dapat diolah nilai kecepatan interval rata-rata. Nilai kecepatan interval rata-rata ini dipakai untuk metode konversi waktu ke kedalaman.

Dari penentuan batas sekuen untuk sumur Bayan A1, kedalaman batas sekuen SB-T1, SB-T2 dan SB-T3 yaitu -1292, -708 dan -207 mTVDSS. Untuk batas sekuen di sumur Mengatal berturut-turut -1234, -700 dan -124 mTVDSS. Pada sumur Selipi-1 untuk SB-T2 di posisi -696 dan SB-T3 di -65 TVDSS.

Dari batas sekuen tersebut, pembagian interval dibuat tiga zone yaitu Zone-1 antara MSL – SB.T3, Zone-2 antara SB.T3 sampai SB.T2 dan Zone-3 antara SB.T2 - SB.T1. Masing-masing zone ini diplot nilai kecepatan interval tiga sumur (Gambar 11).

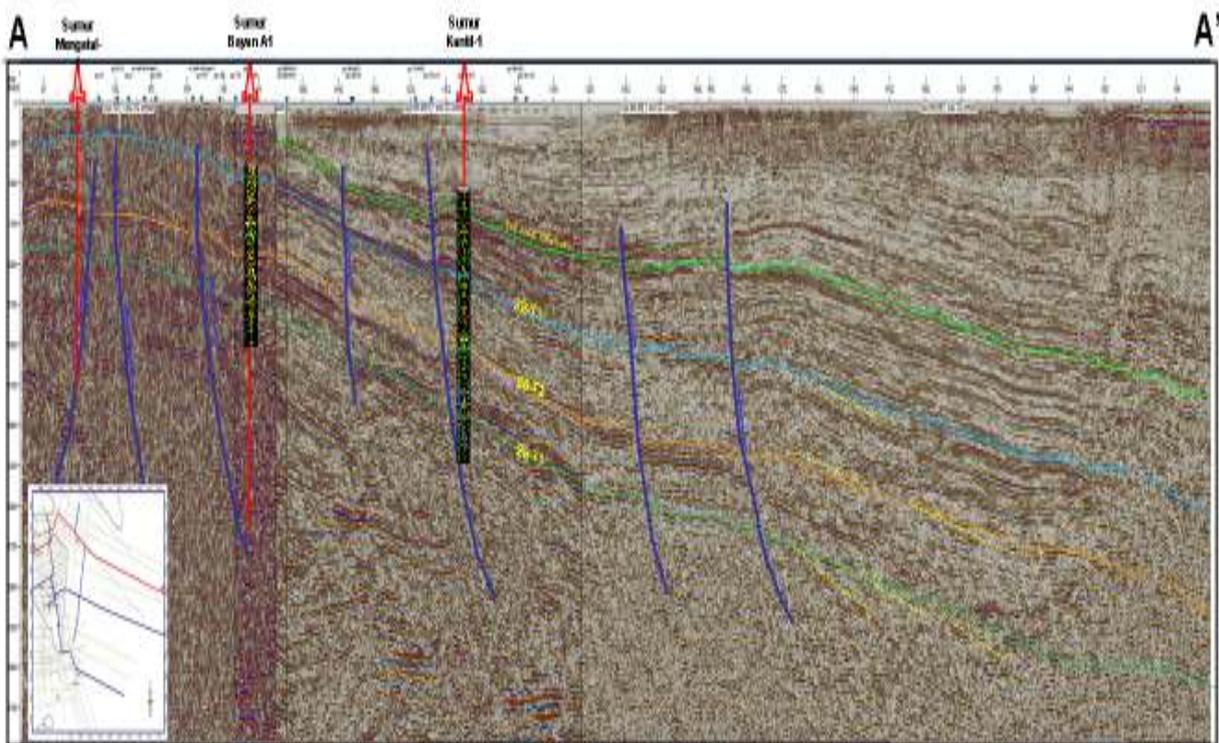
### HASIL DAN PEMBAHASAN

Pemetaan bawah permukaan ini dilakukan untuk mengetahui sebaran kedalaman lapisan pada batas sekuen SB-T1, SB-T2 dan SB-T3 dan pengaruh struktur geologi secara umum. Pemetaan bawah permukaan yaitu peta struktur kedalaman dihasilkan dari perpaduan peta Peta struktur waktu dan analisis kecepatan interval dari data *check-shot*.

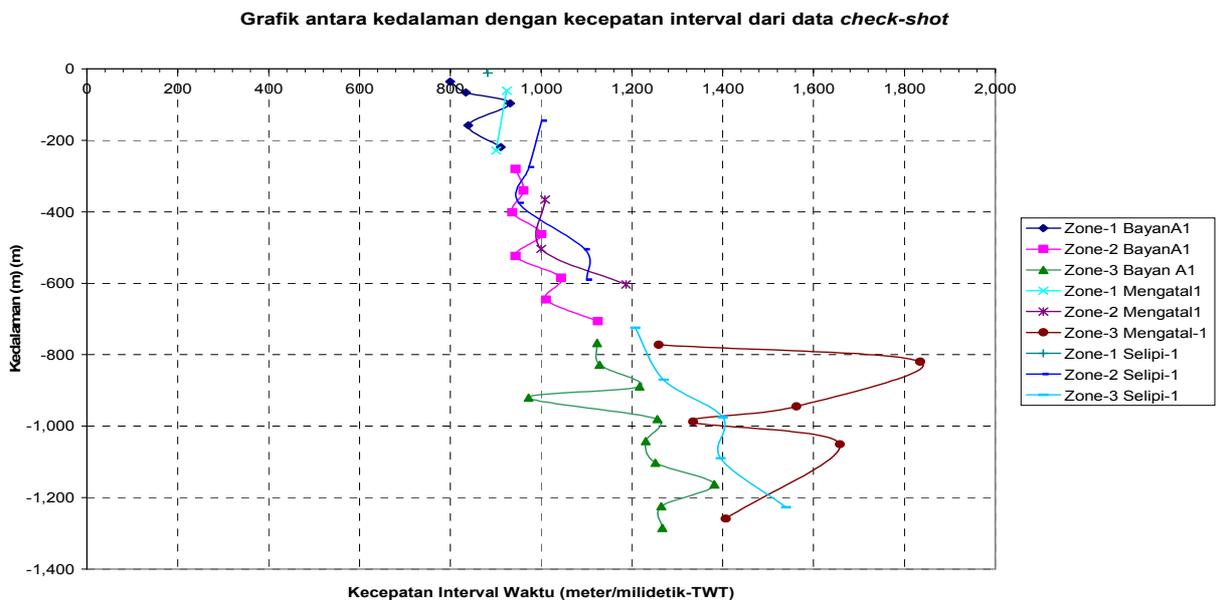
Proses pemetaan ini menggunakan *utilities tool* di Petrel bagian *make surface*. Input utama adalah tiga horizon (SB-T1, SB-T2, SB-T3) yang diinterpretasi dari penampang seismik dan dilakukan penyesuaian dengan *well-tops* batas sekuen dan hasil penafsiran bidang struktur naik dan struktur normal.

### Peta Struktur Waktu dan Kedalaman

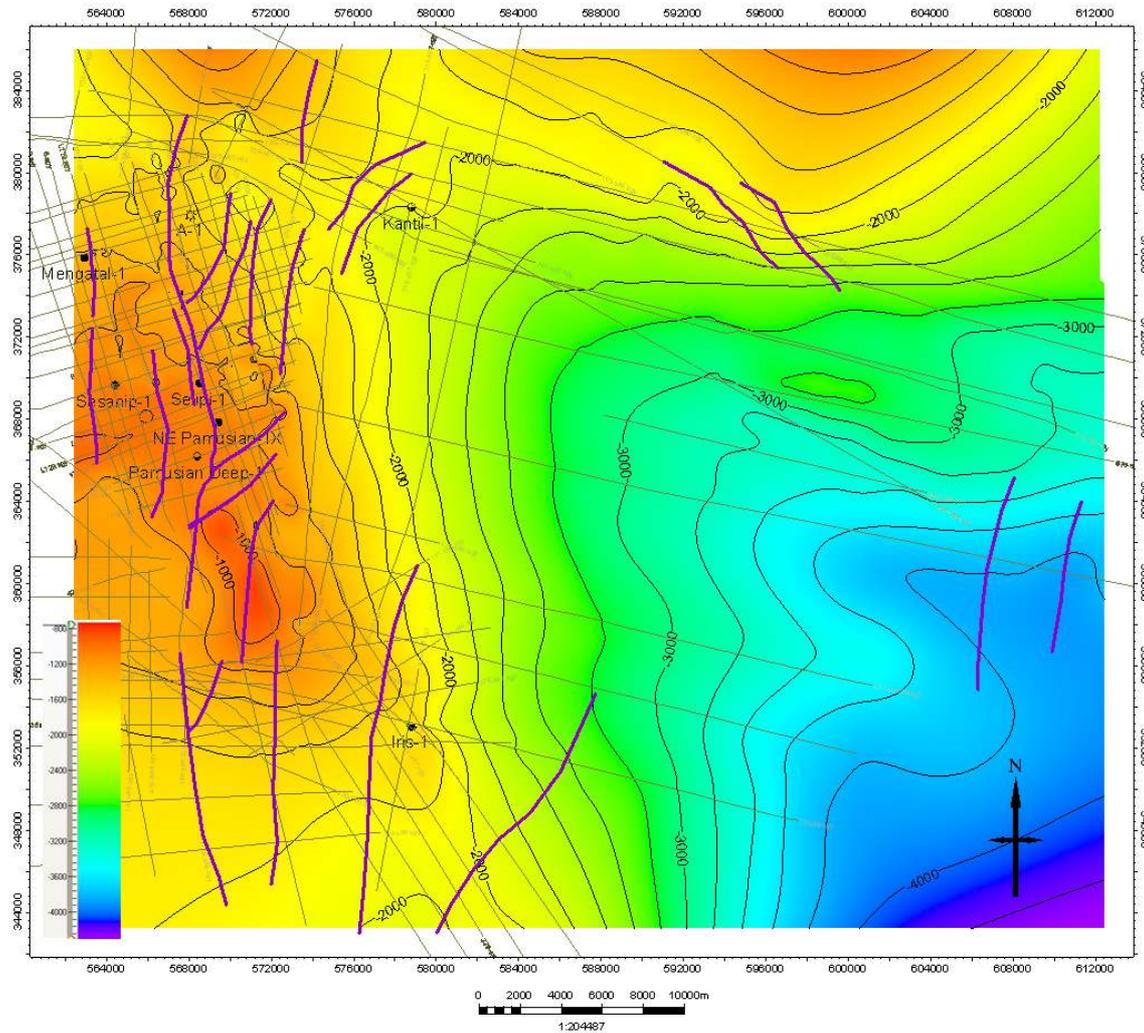
Secara peta struktur waktu pada SB-T3, SB-T2 dan SB-T1 memperlihatkan pola kontur relatif serupa. Tinggian di bagian barat atau Pulau Tarakan dan semakin menurun dengan arah penunjaman ke timur-tenggara. Tinggian di Pulau Tarakan dikontrol oleh struktur *thrust-anticline* dengan puncak antiklin berarah tenggara-baratlaut, sesar naik dan beberapa sesar normal relatif berarah NNW-SSE dan NNE-SSW. Secara regional, kontrol struktur tersebut dipengaruhi oleh sesar geser sinistral utama Maratua yang memanjang dari tenggara ke barat laut mendekati bagian tenggara dari lokasi kajian (Gambar 12).



Gambar 10. Interpretasi seismik dari pengikatan sumur Kantil-1 dan Bayan A-1 dipandu oleh data *check-shot*. Horizon SB-T1, SB-T2 dan SB-T3 adalah mewakili tiga batas sekuen. Pada Sekuen T1 di sebelah timur Sumur Kantil-1 terlihat reflektor kuat



Gambar 11. Grafik kecepatan interval dengan kedalaman dari tiga data *check-shot* (Sumber data : Pusdatin ESDM, 2012)



Gambar 12. Peta struktur waktu SB-T1. Pola kontur juga relatif sama dengan SB-T2 dan SB-T3, ke arah timur-tenggara semakin dalam dari 950-4200 ms. Struktur geologi dikontrol oleh *thrust-fold* di bagian barat.

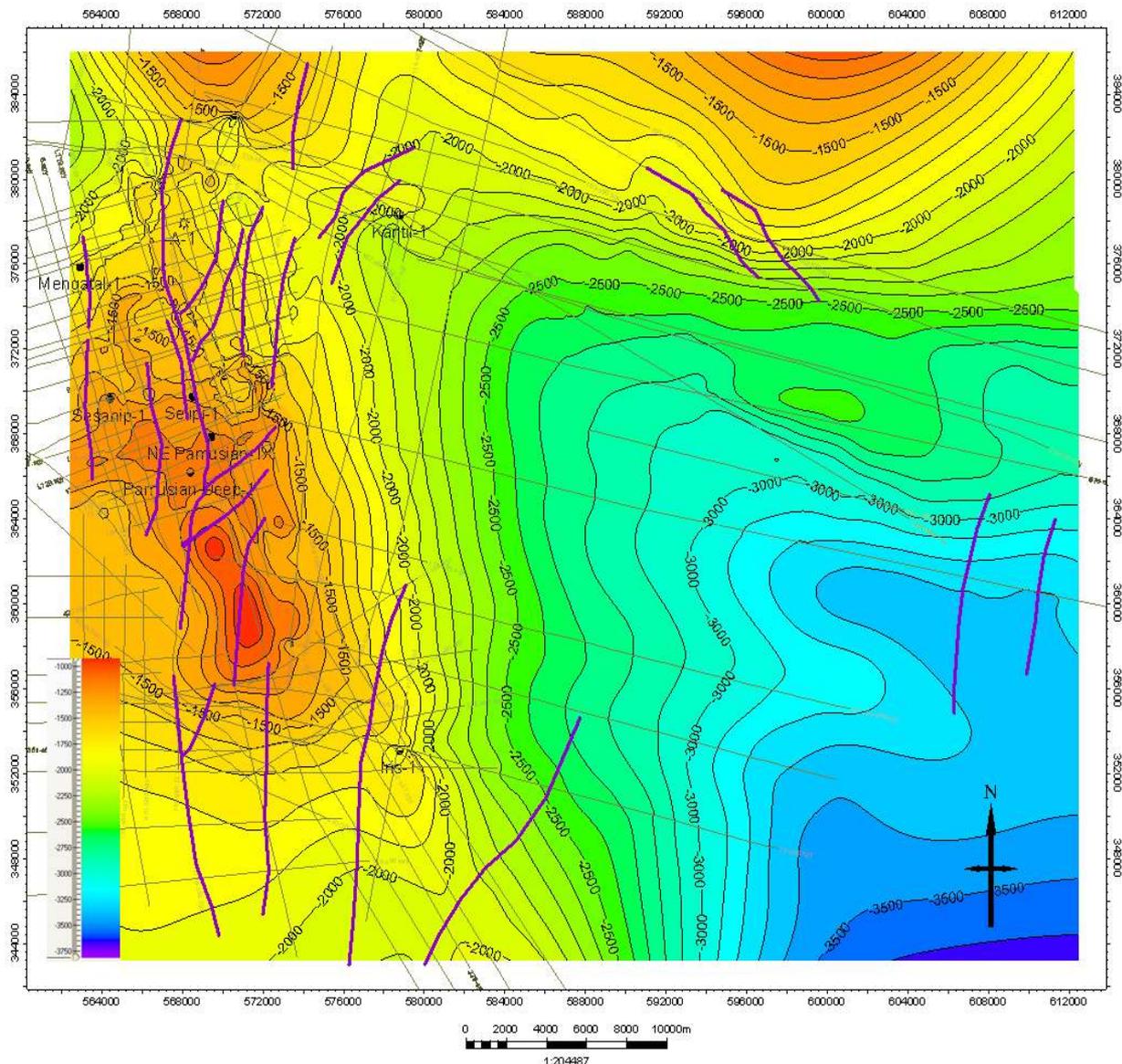
Peta struktur kedalaman dihasilkan dari konversi waktu ke kedalaman yaitu perkalian peta struktur waktu dengan peta distribusi rata-rata kecepatan interval. Seperti pada peta struktur waktu, peta struktur kedalaman pada SB-T3, SB-T2 dan SB-T1 memperlihatkan pola kontur relatif tidak banyak berubah. Untuk peta SB-T1, tinggian di bagian barat atau Pulau Tarakan mencapai 1150 m dan semakin menurun dengan arah penunjaman ke timur – tenggara hingga kedalaman 3600 m (Gambar 13).

Memperhatikan pola kontur tersebut dan berdasarkan geologi regional, secara umum proses pengendapan berlangsung dari arah barat yaitu sungai Tarakan purba relatif ke arah timur dengan pergeseran lateral berubah ke tenggara, timur dan timur-laut. Pulau Tarakan umumnya sebagai *tidal*

*sand bar*, dengan intensitas endapan sungai (*fluvial*) bervariasi.

Berdasarkan hasil korelasi sumur di Kanti-1 (wilayah bagian utara) dan Iris-1 (wilayah bagian selatan), pada sekuen T1 dan T2 bagian utara relatif lebih tebal dari pada bagian selatan. Demikian juga dari peta struktur kedalaman SB-T1 menunjukkan bahwa lereng penunjaman di bagian selatan Pulau Tarakan terlihat lebih terjal di bandingkan pada bagian utara.

Dengan demikian ditafsirkan bahwa pengaruh struktur Pleistosen Akhir pada bagian selatan lokasi kajian lebih kuat dari pada bagian utara, namun pada umur Pliosen proses pengendapan di bagian utara relatif lebih cepat dan lebih dominan dari pada bagian selatan.



Gambar 13 Peta struktur kedalaman SB-T1. Pola kontur juga relatif sama dengan SB-T2 dan SB-T3, ke arah timur-tenggara semakin dalam. Struktur geologi dikontrol oleh *thrust-fold* di bagian barat (Pulau Tarakan). Puncak antiklin berarah tenggara-barat laut, sesar naik dan beberapa sesar normal relatif berarah NNW-SSE dan NNE-SSW.

### Peta Ketebalan Lapisan Sedimen (*Isopach*)

Peta ketebalan lapisan sedimen dibuat dari pengurangan peta struktur kedalaman dari horizon SB-T1 dengan SB-T2 menjadi ketebalan sekuen T1. Peta ketebalan lapisan sedimen sekuen T2 adalah ketebalan dari lapisan SB-T2 sampai SB-T3 (Gambar 14).

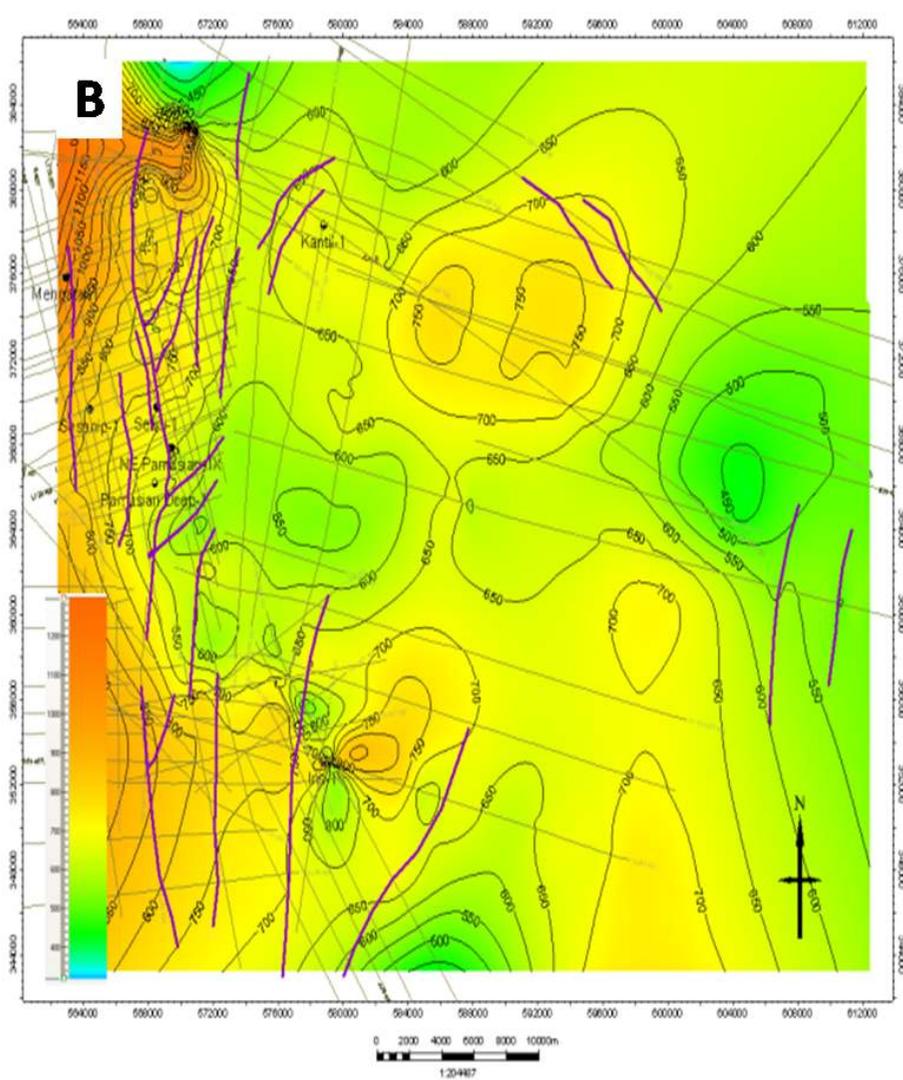
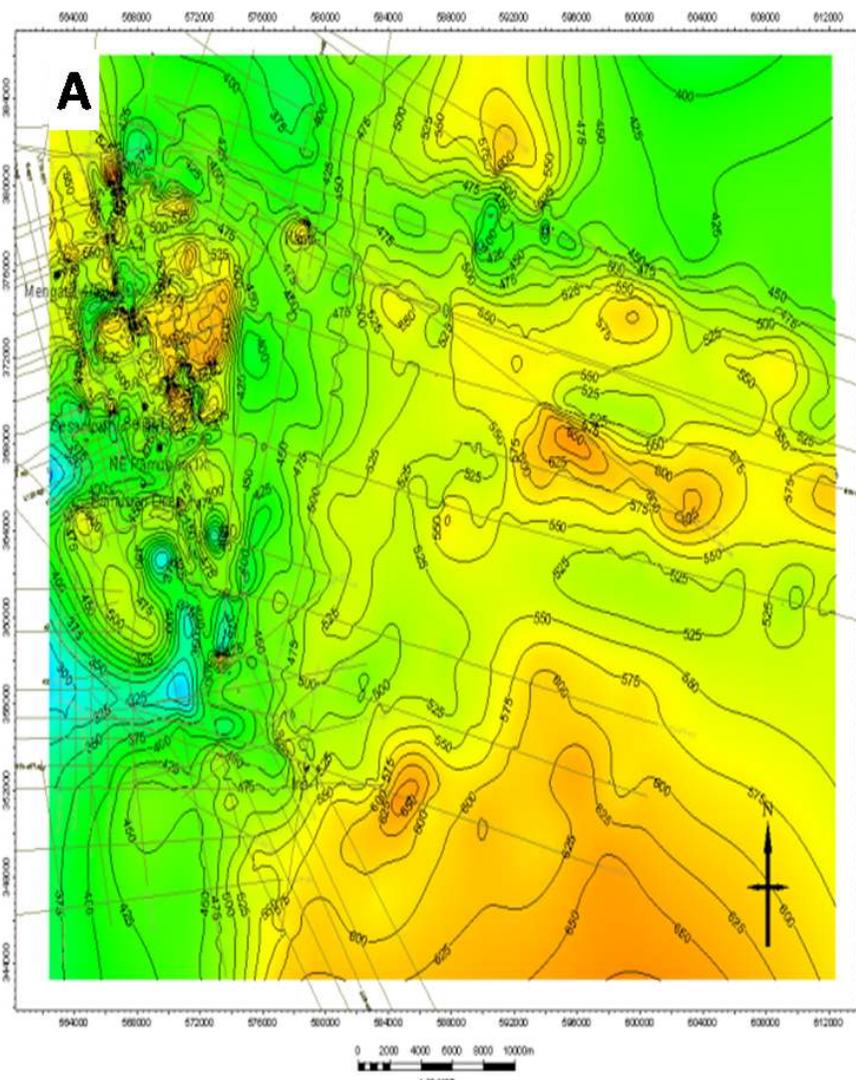
Dari perbandingan kedua peta ketebalan lapisan sedimen, terjadi pergeseran ketebalan dari ketebalan relatif merata di wilayah tengah utara-selatan pada Sekuen T1 menjadi lebih menebal di bagian tenggara. Terjadinya pergeseran ketebalan sedimen antara sekuen T1 dan T2 ini mengindikasikan terjadinya perubahan arah

sedimentasi (*switching*) dari arah barat ke timur pada sekuen T1 menjadi arah barat laut ke tenggara pada sekuen T2.

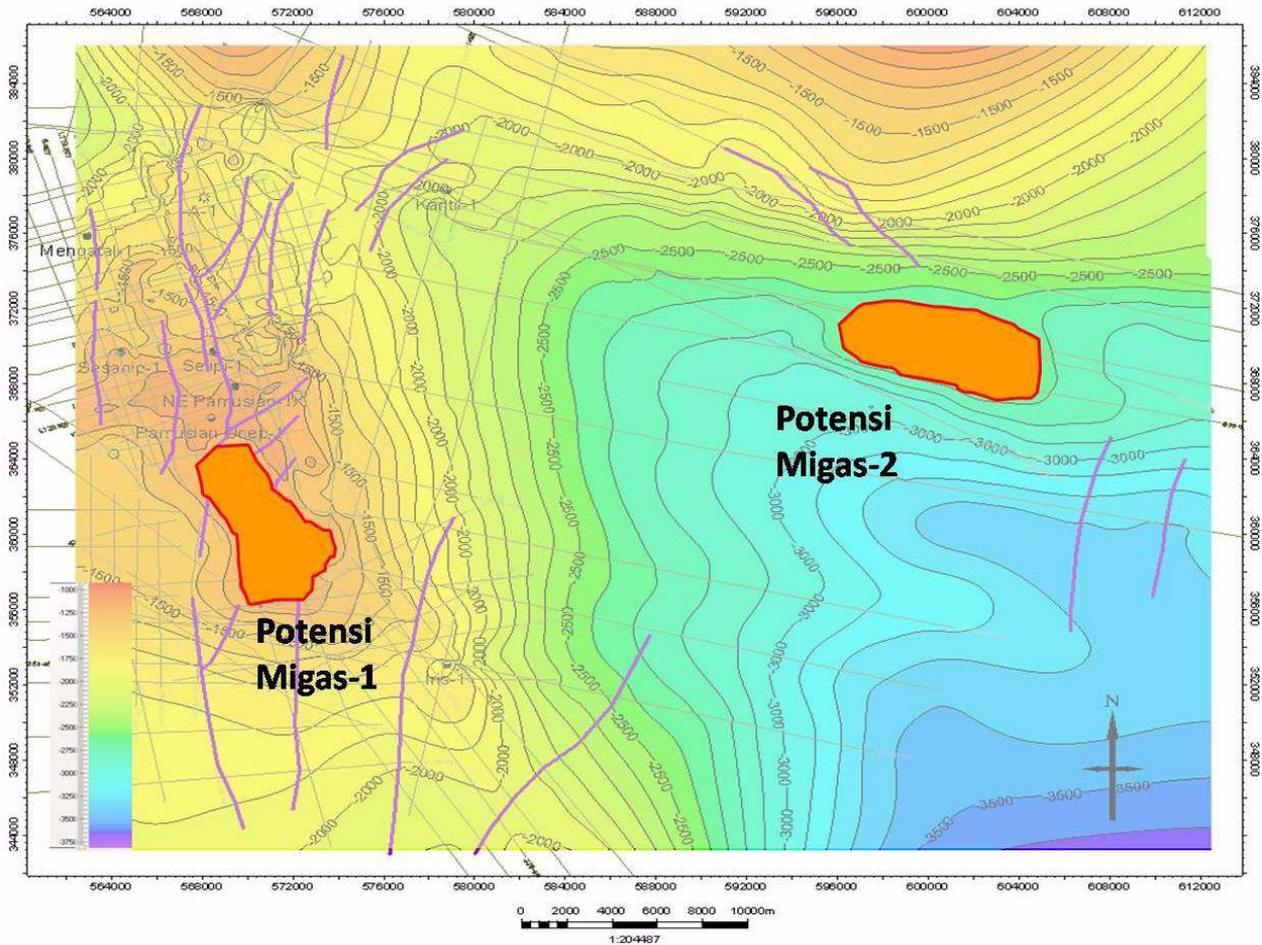
Hasil dari kedua peta ketebalan lapisan sedimen menjadi salah satu pijakan untuk menafsirkan proses sedimentasi analisis stratigrafi sekuen yang diintegrasikan dengan analisis dan korelasi log sumur, data biostratigrafi dan seismik stratigrafi.

### Lokasi Potensi Migas

Berdasarkan integrasi peta struktur kedalaman dan peta isopach serta dukungan data petrofisik dari aspek kualitas batuan reservoir



Gambar 14. A) Peta ketebalan lapisan sedimen pada sekuen T2. B) Peta ketebalan lapisan sedimen sekuen-T1. Terjadi pergeseran ketebalan dari ketebalan relatif merata di wilayah tengah utara - selatan pada sekuen T1 menjadi lebih menebal di bagian tenggara



Gambar 15. Lokasi potensi migas di tenggara Pulau Tarakan (Potensi Migas-1) dan di bagian timur lepas pantai (Potensi Migas-2)

diperoleh dua lokasi yang berpotensi migas: Potensi Migas-1 di bagian timur dekat Pulau Tarakan dan Potensi Migas-2 di lepas pantai bagian timur wilayah kajian (Gambar 15).

Potensi Migas-1 merupakan jebakan struktur antiklin yang dikontrol sesar-sesar inversi, sedangkan Potensi Migas-2 berupa jebakan struktur hidrokarbon sebagai sebuah antiklin yang memanjang relatif arah SE – NW.

### KESIMPULAN

Hasil kajian terhadap Formasi Tarakan menghasilkan sekuen T1 dan sekuen T2 yang memiliki pola *system-tract lengkap* yaitu dari LST, TST dan HST.

Peta kedalaman struktur, untuk peta SB-T1, di tinggian Pulau Tarakan mencapai 1150 m dan semakin menurun ke arah timur-tenggara hingga kedalaman 3600 m. Variasi kedalaman struktur tersebut secara umum mengontrol proses pengendapan sedimen yang berasal dari Sungai

Tarakan Purba ke arah timur. Sedangkan dinamika pergeseran sedimentasi secara lateral berubah ke tenggara, timur dan timurlaut. Pulau Tarakan sendiri bertindak sebagai *tidal sand bar*.

Peta ketebalan lapisan sedimen, menunjukkan perubahan arah sedimentasi (*switching*) dari arah barat ke timur pada sekuen T1 menjadi baratlaut ke tenggara pada sekuen T2. Hasil pemodelan 3D menunjukkan proses pergeseran batas luar *intertidal* sangat variatif ke *basinward* atau *landward*, juga geometri dan posisi unit pengendapan gosong pasir mengalami *switching* yang intensif.

Integrasi peta struktur kedalaman dan ketebalan lapisan sedimen serta didukung data petrofisik seperti kualitas batuan *reservoir*, terindikasi adanya dua lokasi yang berpotensi migas. "Potensi" Migas-1 di bagian timur dekat Pulau Tarakan merupakan jebakan struktur antiklin yang dikontrol sesar-sesar inversi. Sedangkan "potensi" Migas-2 di lepas pantai

bagian timur daerah kajian berupa jebakan struktur migas sebagai sebuah antiklin yang memanjang relatif arah SE-NW.

#### ACUAN

Achmad, Z., and Samuel, L, 1984. Stratigraphy and depositional cycles in the N.E. Kalimantan Basin, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association 13<sup>th</sup> Annual Convention*, Vol. 1, 109-120, Jakarta.

Biantoro, E., Kusuma, M.I., dan Rotinsulu, L.F., 1996. Tarakan sub-basin growth faults, North-East Kalimantan: Their roles hydrocarbon entrapment, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association 25<sup>th</sup> Annual Convention*, Vol. 1, 175-189, Jakarta.

Ellen, H., Husni, M.N, Sukanta, U., Abimanyu, R., Feriyanto, Herdiyan, T., 2008. Middle Miocene Meliat Formation in the Tarakan Islan, regional implications for deep

exploration opportunity, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association 32nd Annual Convention*, Vol.1, Jakarta.

Lentini, M. R., and Darman, H., 1996. Aspects of the Neogen tectonic history and hydrocarbon geology of the Tarakan Basin, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association 25<sup>th</sup> Annual Convention*, Vol.1, 241-251, Jakarta.

Subroto, E.A., Muritno, B.P, Sukowitono, Noeradi, D., Djuhaeni, 2005. Petroluem geochemistry study in a Sequence stratigraphic framework in the Simenggaris Block, Tarakan Basin, East Kalimantan, Indonesia, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association 30<sup>th</sup> Annual Convention*, Vol.1, Jakarta.

