



Pemodelan Fasies Pengendapan Formasi Baong Berdasarkan Data Log Sumur dan Seismik Pada Lapangan “AGN” Sub Cekungan Aru Cekungan Sumatra Utara

Attania Alifah, Hari Wiki Utama dan Bagus Adhitya

Teknik Geologi Universitas Jambi

Jl. Lintas Jambi Ma-Bulian, KM 15, Mendalo Darat, Jambi - Indonesia

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:
09 September 2024
Diterima setelah
perbaikan:
03 Oktober 2024
Disetujui terbit:
12 Desember 2024

Kata Kunci:

Middle Baong Sand
fasies
pengendapan
hidrokarbon.

Formasi Baong Sub Cekungan Aru Cekungan Sumatra Utara. Pada tengah-tengah formasi terdapat lensa lensa batupasir halus serpihan. Formasi ini dinamakan *Besitang River Sand* dan *Sembilan Sand*, yang keduanya merupakan *reservoir* yang produktif dengan berumur Miosen Tengah hingga Atas. Bagian bawah formasi ini merupakan batuan sumber hidrokarbon yang bermigrasi akibat adanya struktur diapir. Penekanan batuan sedimen yang jenuh akan air kemudian menekan hidrokarbon dan terperangkap pada lapangan batupasir yang terdapat di tengah-tengah formasi. Tujuan dari penelitian ini untuk mengetahui kondisi geologi pada cekungan daerah penelitian, distribusi fasies dan pemodelan *fasies*. Dengan menggunakan metode bawah permukaan, yaitu metode mengumpulkan dan menganalisis data sekunder bawah permukaan. Penentuan *fasies* dilakukan dengan analisis elektrofases, data *log* sumur, dan data seismik. Hasil akhir berupa kondisi geologi, persebaran *fasies* dan pemodelan *fasies*.

ABSTRACT

Baong Formation Aru Sub Basin North Sumatra Basin. At the center of the formation is a lens of fine-grained flaked sandstone. The formation is named Besitang River Sand and Sembilan Sand, both of which are productive reservoirs of Middle to Upper Miocene age. The lower part of the formation is hydrocarbon source rock that migrated due to the diapir structure. The suppression of water-saturated sedimentary rocks then suppresses hydrocarbons and is trapped in the sandstone field in the middle of the formation. The purpose of this study is to determine the geological conditions in the basin of the study area, facies distribution and facies modeling. By using subsurface methods, namely methods of collecting and analyzing secondary subsurface data. Facies determination is done by analyzing electrofacies, well log data, and seismic data. The final results are geological conditions, facies distribution and facies modeling.

© LPMGB - 2024

Korespondensi:

E-mail: h.wikiutama@unjs.ac.id (Hari Wiki Utama)

PENDAHULUAN

Formasi Baong yang merupakan salah satu formasi yang memiliki potensi hidrokarbon pada Sub Cekungan Aru, Cekungan Sumatra Utara. Namun, informasi geologi pada wilayah tersebut masih jauh lebih sedikit dibandingkan formasi penyimpan hidrokarbon lainnya pada Cekungan Sumatra Utara (Yulitha dkk. 2020).

Besarnya peran eksplorasi dan eksploitasi masih terus dilakukan, sehingga diperlukan analisis yang dapat memberikan informasi geologi pada saat dilakukannya eksplorasi. Salah satu analisis paling baik yang dapat menjelaskan kondisi geologi dari suatu Cekungan yang berpotensi menyimpan minyak dan gas adalah analisis Fasies (Nurdrajat 2014).

Fasies adalah suatu kenampakan lapisan atau kumpulan dari suatu lapisan batuan yang memperlihatkan karakteristik, geometri, dan sedimentologi tertentu yang berbeda dengan sekitarnya (Boggs 1987). Dengan mengetahui fasies maka kita akan mengetahui tentang proses distribusi, geometri, dan lingkungan pengendapannya.

Pentingnya dalam penelitian ini yaitu untuk memahami fasies pengendapan batupasir formasi baong yang diperkirakan berpotensi sebagai reservoir dari sistem hidrokarbon sub- cekungan aru.

Geologi regional

Darman & Sidi (2000), menjelaskan Cekungan Sumatra Utara secara litostratigrafi tersusun atas sembilan unit formasi. Formasi yang menjadi fokus pada penelitian ini adalah Formasi Baong.

Formasi Baong merupakan fokus pada penelitian ini terbagi kedalam tiga unit tidak resmi (Mulhadiono, 1982), yaitu: Serpih Baong bagian bawah, Batupasir Baong bagian tengah (Middle Baong Sandstone/ MBS) dan Serpih Baong bagian atas (Upper Baong Shale). Unit Serpih Baong bagian bawah (Lower Baong Shale), tersusun atas dominasi serpih karbonatan abu-abu gelap, kaya akan foraminifera, menunjukkan lingkungan pengendapan laut.

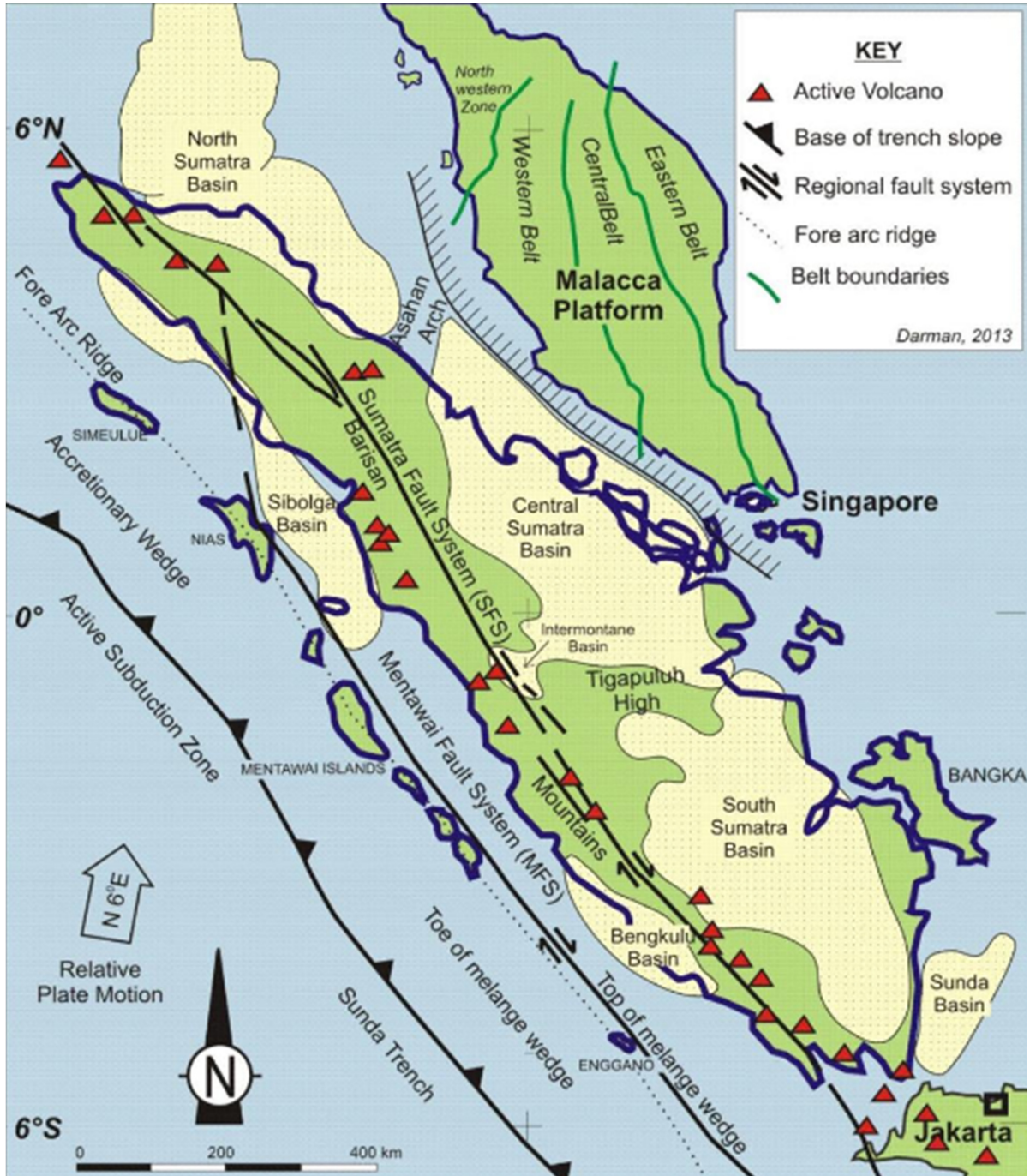
proses aktif tetonik yang masih berlangsung pada pulau sumatra adalah proses subduksi. Lempeng Indo-Australia menuju bawah Lempeng Eurasia. Subduksi ini memiliki kecepatan antara 6 hingga 7 cm per tahun dan berarah N 200 E. Cekungan Sumatra Utara terdiri atas tiga sub cekungan, yaitu Sub Cekungan Aceh di bagian Utara, Sub Cekungan Aru di bagian Tengah dan Sub Cekungan Langkat di

bagian Tenggara. Area penelitian lebih difokuskan kepada Sub Cekungan Aru (Darman & Sidi, 2013).

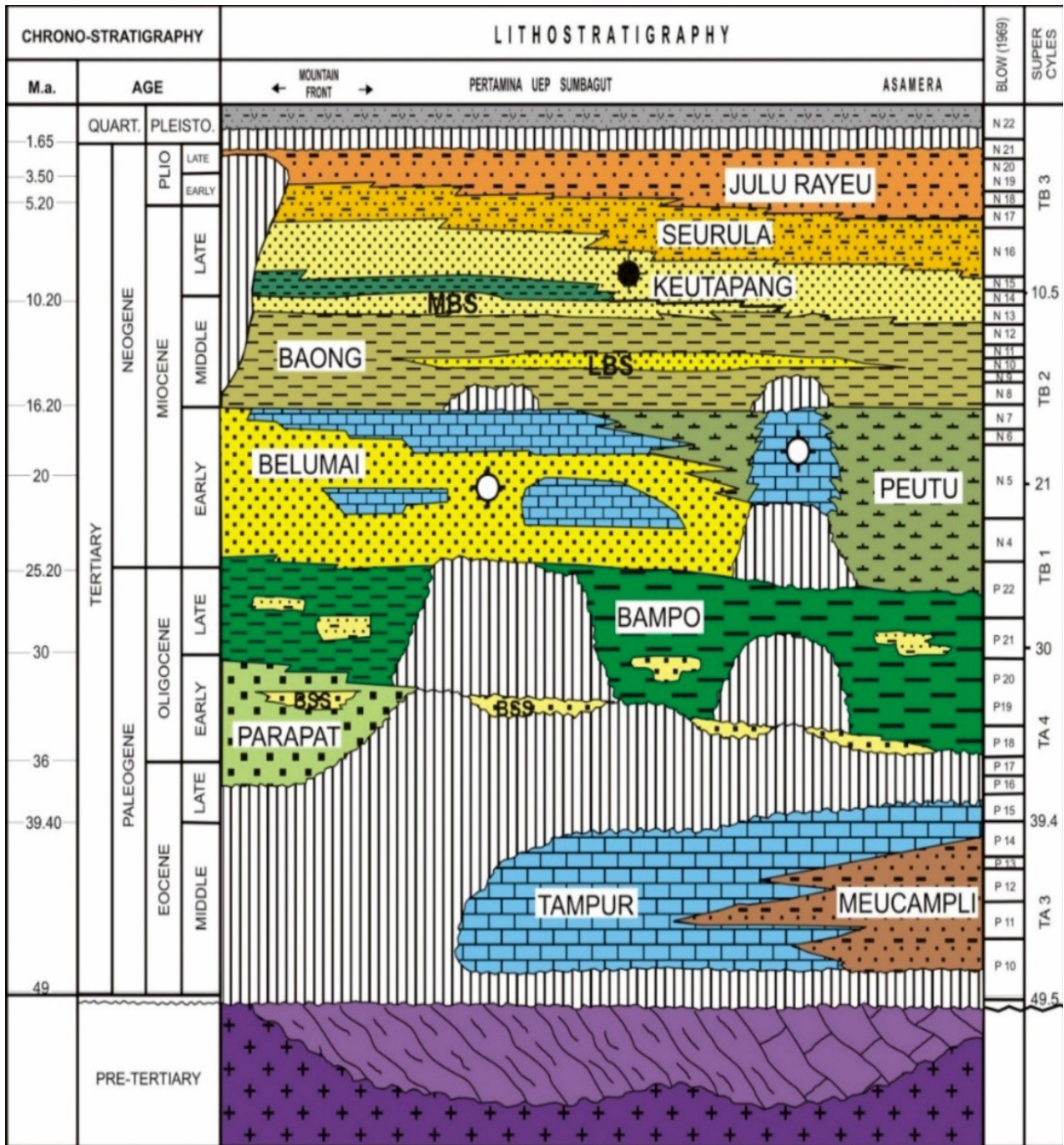
Formasi Baong bagian tengah ini dinamakan *Besitang River Sand* dan *Sembilan Sand*, yang keduanya merupakan reservoir yang produktif dengan berumur Miosen Tengah hingga Atas. Bagian bawah formasi ini merupakan batuan sumber hidrokarbon yang bermigrasi akibat adanya struktur diapir. Penekanan batuan sedimen yang jenuh akan air kemudian menekan hidrokarbon dan terperangkap pada lapangan batupasir yang terdapat di tengah-tengah formasi. Peneliti tertarik mengambil formasi baong bagian tengah di daerah sekitar sungai besitang yang dinamakan *Besitang River Sand* yang dimana pada daerah penelitian tersebut sudah terdapat lapangan minyak yang sudah berproduksi di sekitaran sungai besitang di daerah Palu Tabuhan Barat.

Formasi Baong merupakan formasi yang berpotensi menyimpan kandungan hidrokarbon pada Sub Cekungan Aru. Formasi ini memiliki setiap unsur dalam sistem hidrokarbon yang lengkap pada satu formasi, dimulai dari Serpih Baong bawah dengan litologi Serpih yang berpotensi sebagai batuan sumber yang menyimpan hidrokarbon (*Source Rock*), Batupasir Baong tengah dengan litologi batupasir yang berpotensi sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon, serta Serpih Baong atas dengan litologi Serpih yang berpotensi sebagai batuan penutup (*Cap Rock*).

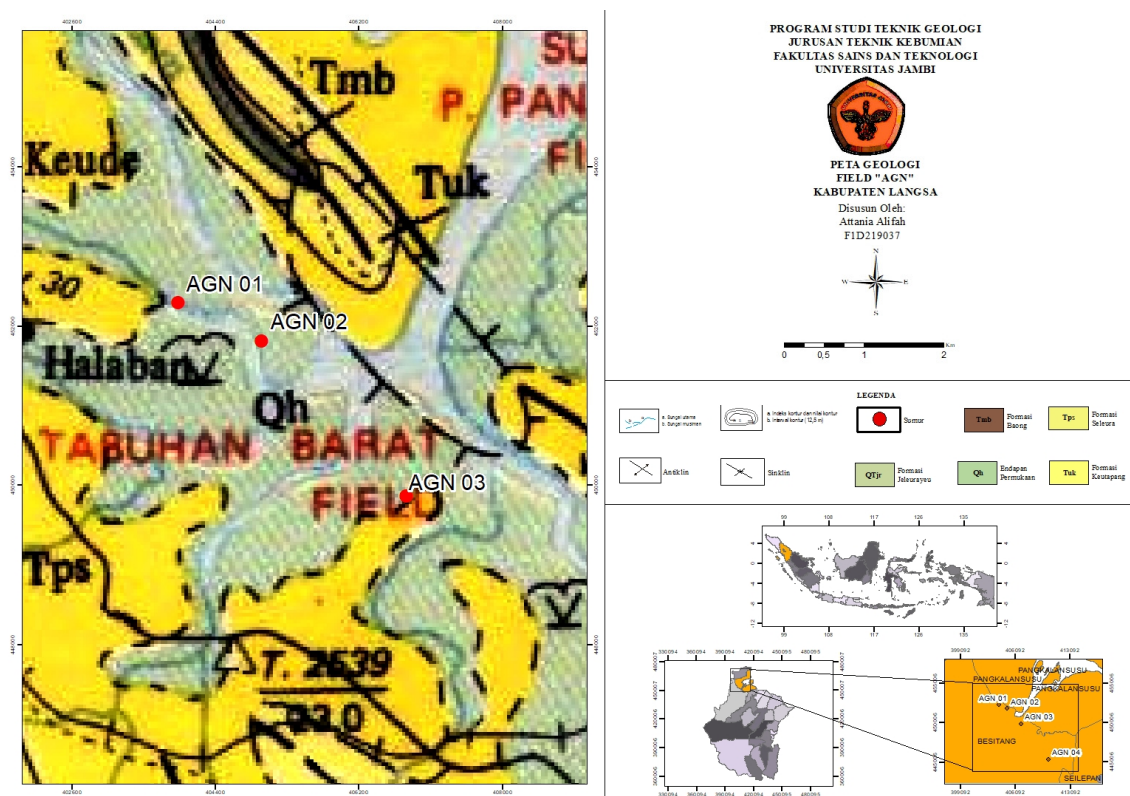
Pemodelan *Fasies* Pengendapan Formasi Baong Berdasarkan Data Log Sumur dan Seismik pada Lapangan "AGN" Sub Cekungan Aru Cekungan Sumatra Utara (Hari Wiki Utama, dkk)



Gambar 1
Tektonik regional Sumatra, (Darman & Sidi 2013).



Gambar 2
Litostratigrafi Sumatera Utara (Kamioli & Naim 1973, Mulhadiono 1975, Cameron dkk. 1980).



Gambar 3
Peta geologi regional daerah penelitian.

HASIL DAN DISKUSI

Pada Sumur AGN dengan pendeskripsian dari data log menunjukkan bahwa litologi yang terbaca pada daerah penelitian adalah Serpih (*Shale*), Batupasir (*Sandstone*) yang saling berselingan. Daerah penelitian kemudian dikelompokkan dalam dua litofasies berdasarkan jenis litologi yang paling mendominasi dengan pembagian batas kedalaman perbedaan jenis litofasies didasarkan pada perubahan motif *Log Gamma Ray*. Litofasies pada daerah penelitian adalah Serpih Baong (*Shale*) dan Batupasir (*Sandstone*) yang di dominasi oleh tebal lapisan batupasir 1665-1730 sstvd.

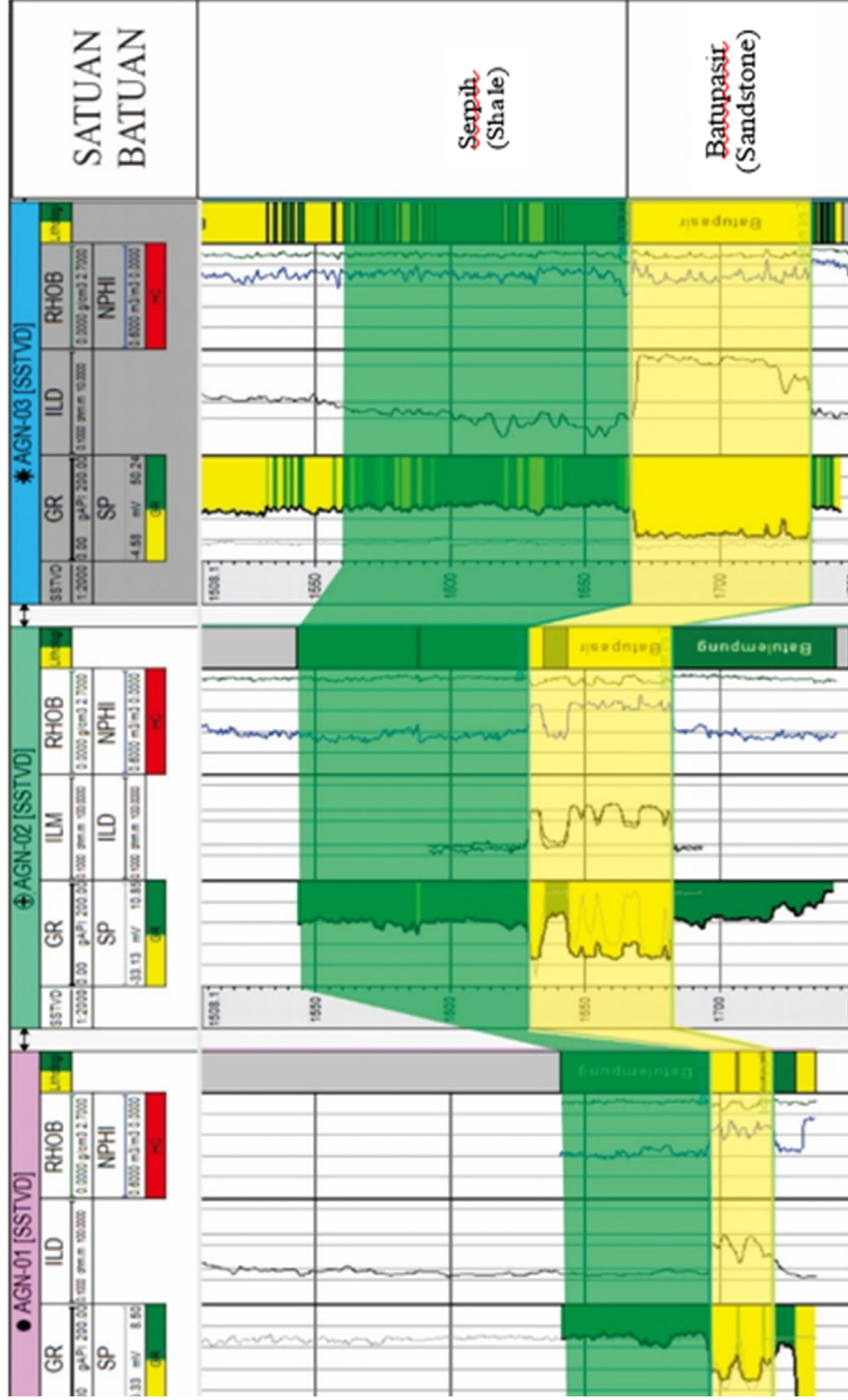
Untuk mengetahui hubungan antara Litofasies Serpih dan Batupasir Formasi Baong maka dilakukan korelasi menggunakan ketiga data log sumur, yaitu sumur AGN-01, AGN-02, AGN-03. Sumur AGN-02 merupakan sumur kunci karena memiliki data yang paling lengkap. Korelasi dilakukan berdasarkan kesamaan jenis litofasies dengan melihat sumur AGN-02. Sumur AGN-01, AGN-02 dan AGN-03 dikorelasikan dengan menganalisis kesamaan motif *Log Gamma Ray*. Serpih dan Batupasir sama-sama menunjukkan kemenerusan, sehingga hubungan

stratigrafi diantara kedua Litofasies tersebut adalah selaras.

Peta Struktur Waktu (BRS). Peta struktur waktu yang menunjukkan kenampakan lapisan BRS (*Besitang River Sand*) ini memiliki nilai kontur tertinggi 1170 m dengan warna biru tua pada peta (Gambar 5). Struktur yang mempengaruhinya yaitu sesar naik berarah Baratlaut-Tenggara sehingga memiliki pola kontur menutup dan bernilai elevasi rendah.

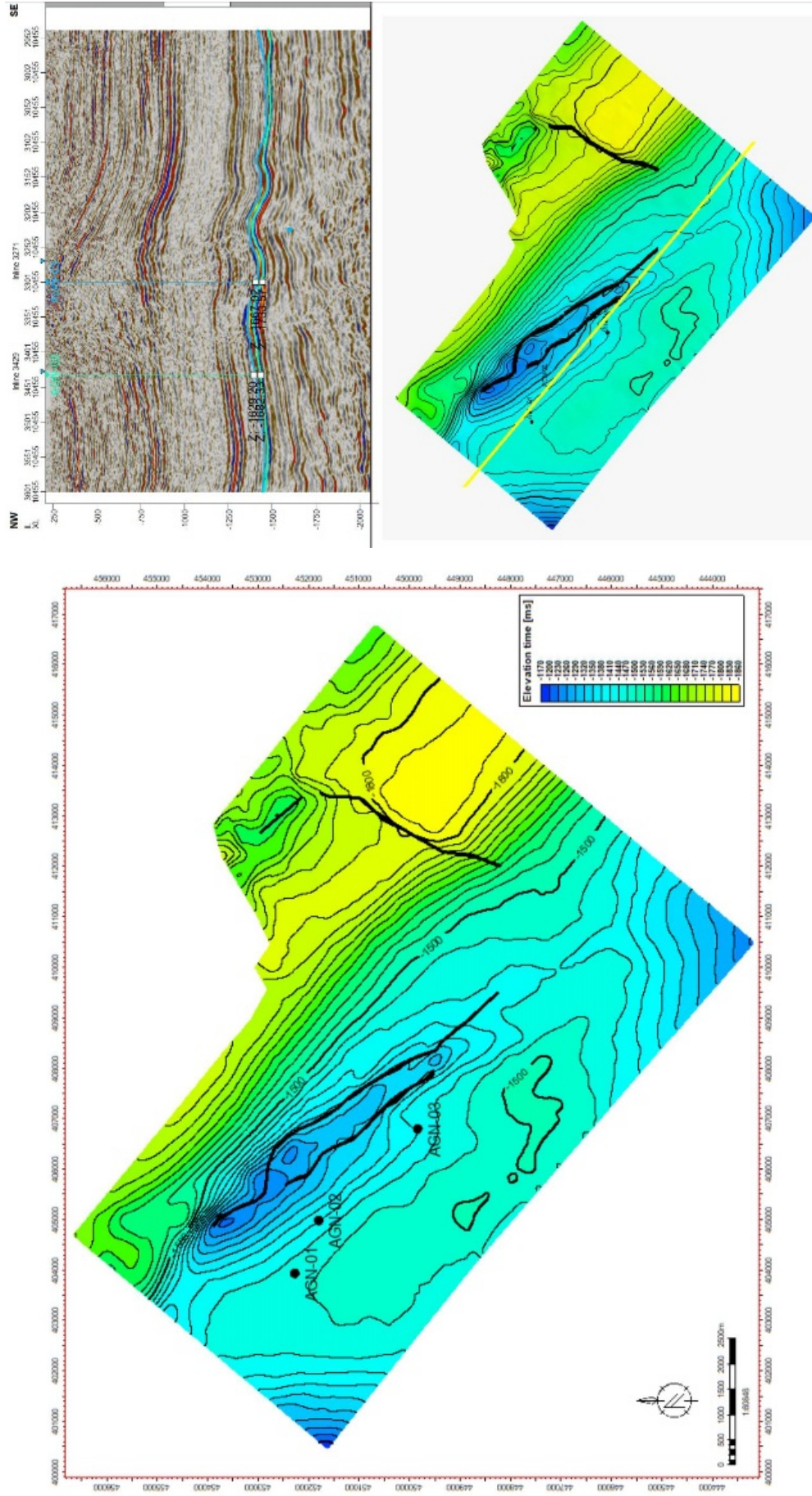
Pada (Gambar 6) peta ini juga terdapat sesar normal berarah Timurlaut-Baratdaya yang menyebabkan daerah sekitarnya memiliki nilai kontur 1860 m yang rendah akibat lapisan yang menurun.

Dapat dilihat menggunakan peta 3D, kenampakan kondisi geologi akibat sesar-sesar di daerah tersebut akan terlihat lebih detail. Dapat dilihat pada arah Baratlaut-Tenggara terdapat nilai kontur yang rendah dan pola kontur menutup, serta terlihat menjadi bukit akibat sesar naik sehingga menaikkan lapisan. Sementara dari arah Timurlaut-Baratdaya memiliki nilai kontur yang tinggi sehingga menurunkan lapisan disekitarnya (Gambar 7).

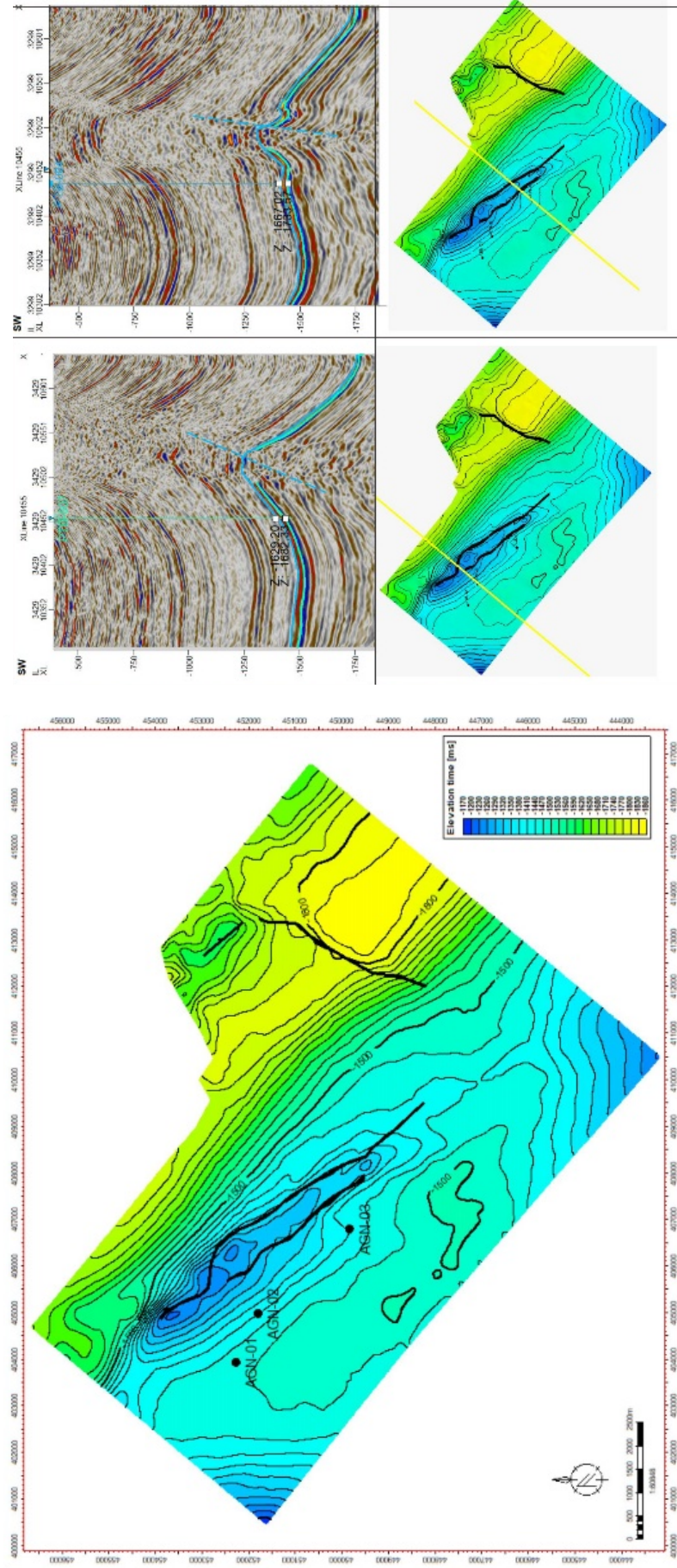


Gambar 4
Litologi daerah penelitian berdasarkan analisis elektrofisies data log sumur.

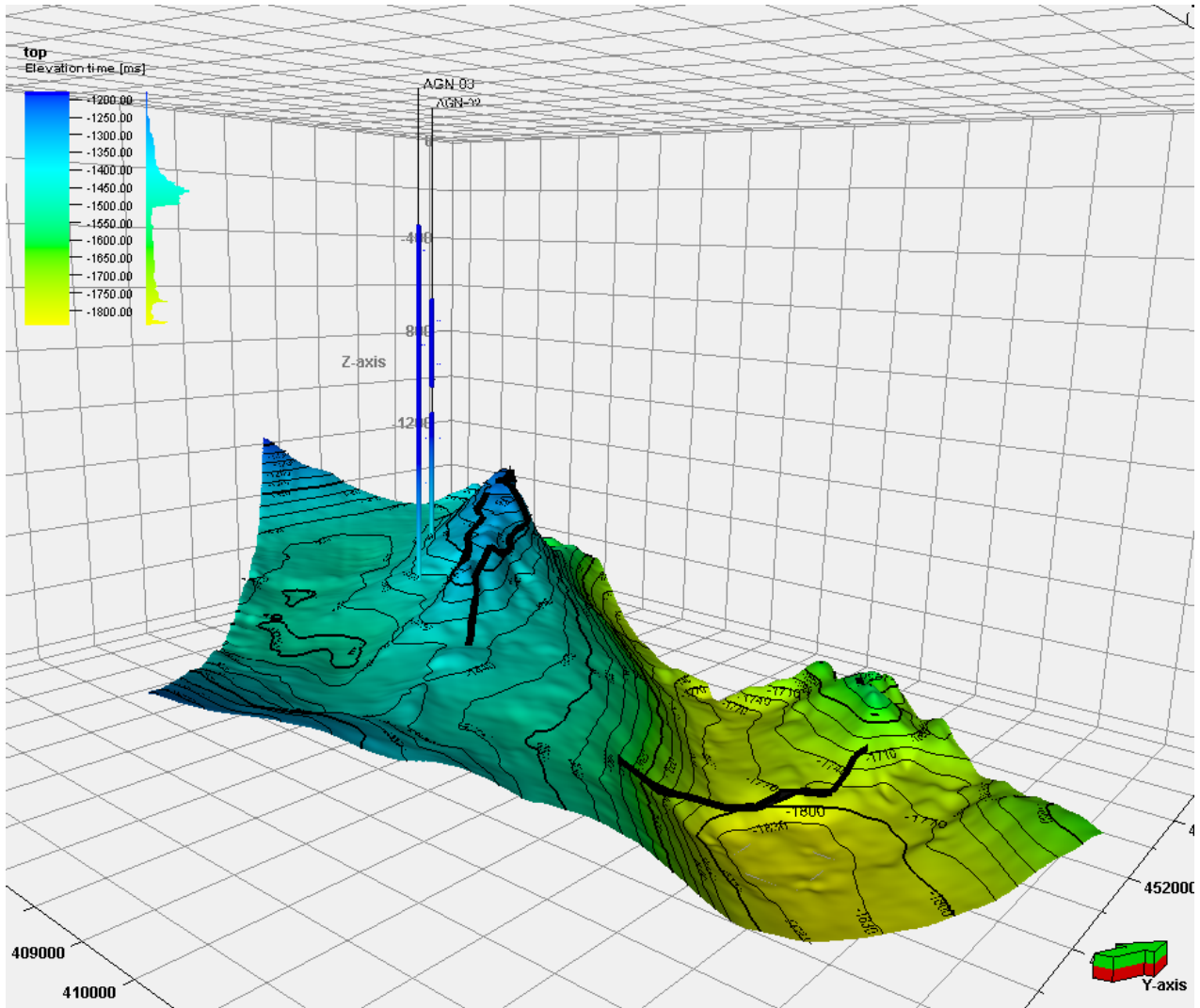
Pemodelan *Fasies* Pengendapan Formasi Baong Berdasarkan Data Log Sumur dan Seismik pada Lapangan "AGN" Sub Cekungan Aru Cekungan Sumatra Utara (Hari Wiki Utama, dkk)



Gambar 5
Peta struktur waktu dan penampang seismik berarah Barat Laut-Tenggara.



Gambar 6
Peta struktur waktu daerah penelitian berarah Barat Daya-Timur Laut.



Gambar 7
Peta struktur waktu (*Time Structure Map*) dalam bentuk 3D.

Fasies pengendapan

Analisis elektrofases

Analisis Elektrofases dapat didasarkan pada pola respon dari *Log Gamma Ray* pada klasifikasi *Deep Sea Setting* yang terdiri dari *Proximal: Slope Channel, Inner Fan Channel, Middle Fan Channel, Supra Fan Lobes. Distal: Basin Plain* (Kendall, 2003). Dari pola respon atau pola kurva pada *Log Gamma Ray* yang mana dapat menunjukkan variasi ukuran butir yang dapat mencirikan karakteristik suatu fasies pengendapan dan lingkungan pengendapan.

Analisis elektrofases pada kurva pada *Log Gamma Ray* yang dimulai pada lapisan BRS (*Besitang River Sand*) sumur AGN-01 pada interval 1695-1720 sstvd pada log gamma ray menunjukkan pola *cyndrical shape* dengan ukuran butir yang stabil. Dapat diinterpretasikan bahwa pada sumur

AGN-01 merupakan fasies dari *Sub Marine Fan* yang dicirikan tempat penyimpanan sedimen didominasi oleh material sedimen pasir (Gambar 8).

Dilanjutkan pada lapisan BRS (*Besitang River Sand*) sumur AGN-02 pada interval 1630-1680 sstvd dengan pola log *cryndical shape*, kurva log menunjukkan pola ukuran butir dengan sisipan Serpih dan ditutup dengan batupasir kembali. Perubahan ini menyebabkan suplai sedimen sama dengan ruang akomodasi (agradasi). Dapat diinterpretasikan bahwa pada sumur AGN-02 merupakan bagian dari fasies *Sub Marine Fan*.

Pada lapisan BRS (*Besitang River Sand*) sumur AGN 03 pola interval 1665-1730 sstvd, kurva log memperlihatkan adanya agradasi dari *Shale* dan *Sandstone*. Pola ini menandakan *Cryndical Shape*, yang dimana terjadinya perubahan material sedimen

yang terendapkan dari sedimen darat ke laut secara cepat karena suplai sedimen sama dengan ruang akomodasinya. Sub-fasies *Supra Fan Lobes* ini terjadi Ketika material sedimen berukuran pasir yang berasal dari paparan lebih banyak, sehingga pola pengendapan maju mengisi tempat akomodasi didepannya berupa kipas luar (*Outer Fan*).

System track

System track pada daerah penelitian ditentukan dengan berdasarkan analisis elektrofases, yaitu dengan menganalisis motif kurva *Log Gamma Ray* yang menunjukkan perubahan ukuran butir dan menyesuaikan dengan jenis litologi yang telah dianalisis sebelumnya dengan penyesuaian data *mudlog*. Pada analisis penelitian ini difokuskan pada *System Track*.

Pola Agradasi pada lapisan Formasi Baong Tengah (*Middle Baong Sand*) (Gambar 9), ini mengindikasikan peristiwa yang merupakan ciri dari *Lowstand System Tract* (LST) hal ini dipe rkuat dengan klasifikasi dari (Kendal, 2004) dan litofasies batupasir (*Sandstone*) dengan fasies pengendapan *Cryndical Shape/Blocky Pattern*, sehingga interval kedalaman 1630-1730 sstvd diinterpretasikan sebagai *Lowstand System Tract* (LST).

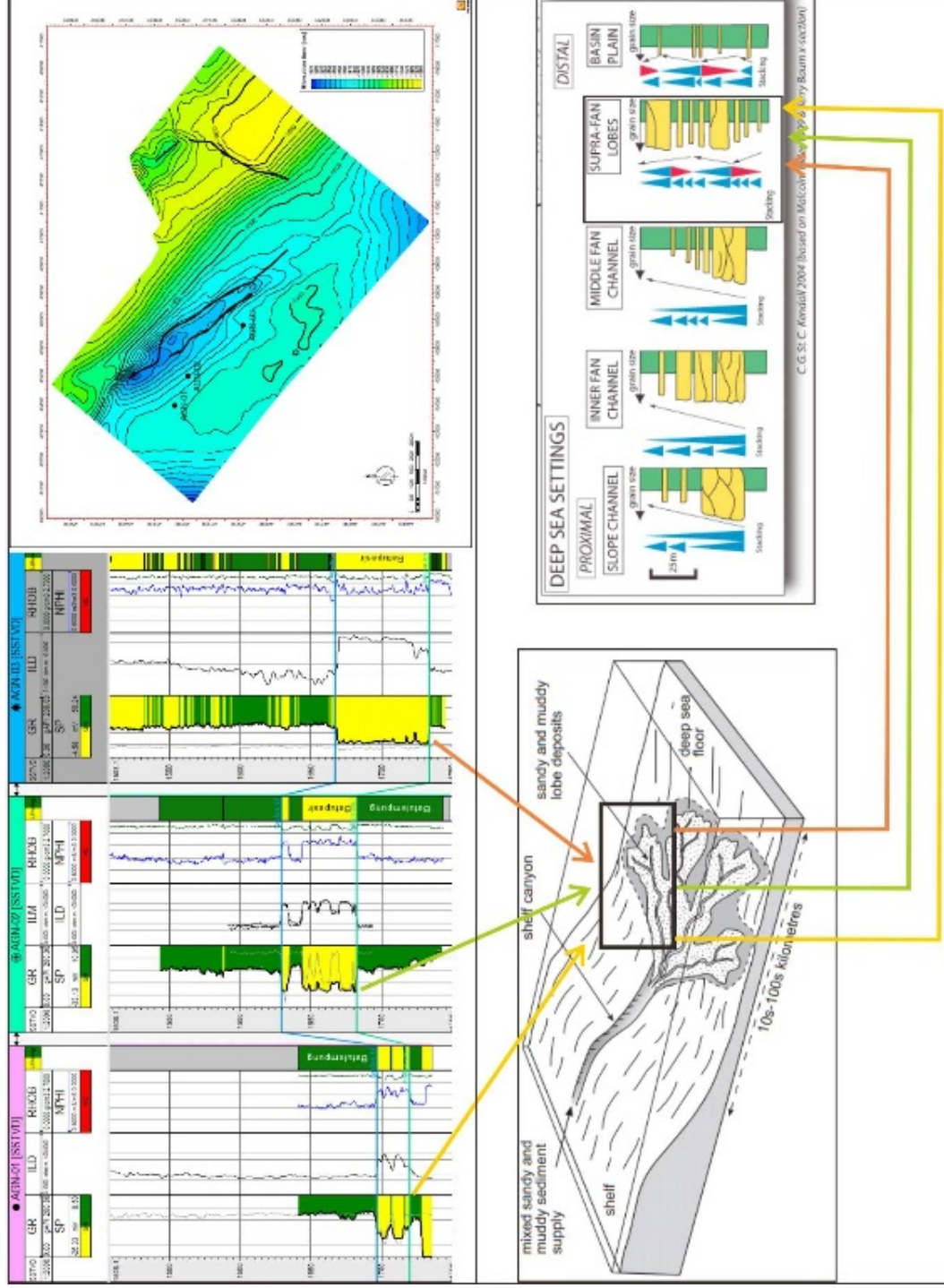
Pemodelan fasies pengendapan

Pemodelan Fasies merupakan penggambaran secara matematis dari reservoir dibawah permukaan yang bertujuan untuk mengetahui geometri dari suatu pelamparan dan distribusi fasies. Pemodelan fasies sangat diperlukan untuk mempermudah dalam proses simulasi. Dalam hal ini fasies sangat berkaitan dengan performa produksi sehingga nantinya akan digunakan sebagai pembuatan parameter petrofisika seperti penyebaran dan hubungan porositas dan permeabilitas (Gambar 10).

Fasies *Sub Marine Fan* pada daerah penelitian merupakan fasies pengendapan berbentuk kipas yang berada diatas lantai laut. Fasies pengendapan ini terdiri atas material sedimen dengan butir lebih kasar yang berasal dari daratan akibat muka air laut yang rendah. Fasies ini memiliki pola log (*Cryndical Shape/Blocky Pattern*) yang menandakan pola log yang stabil. Kondisi ini menunjukkan bahwa peristiwa yang terjadi adalah peristiwa agradasi yang dimana fase air laut yang terjadi stabil. Fasies pengendapan ini berada dibawah fasies *Marine Shale* yaitu *Sub Marine Shale*, pada formasi baong dengan litofasies berupa Batupasir (*Sandstone*) yang

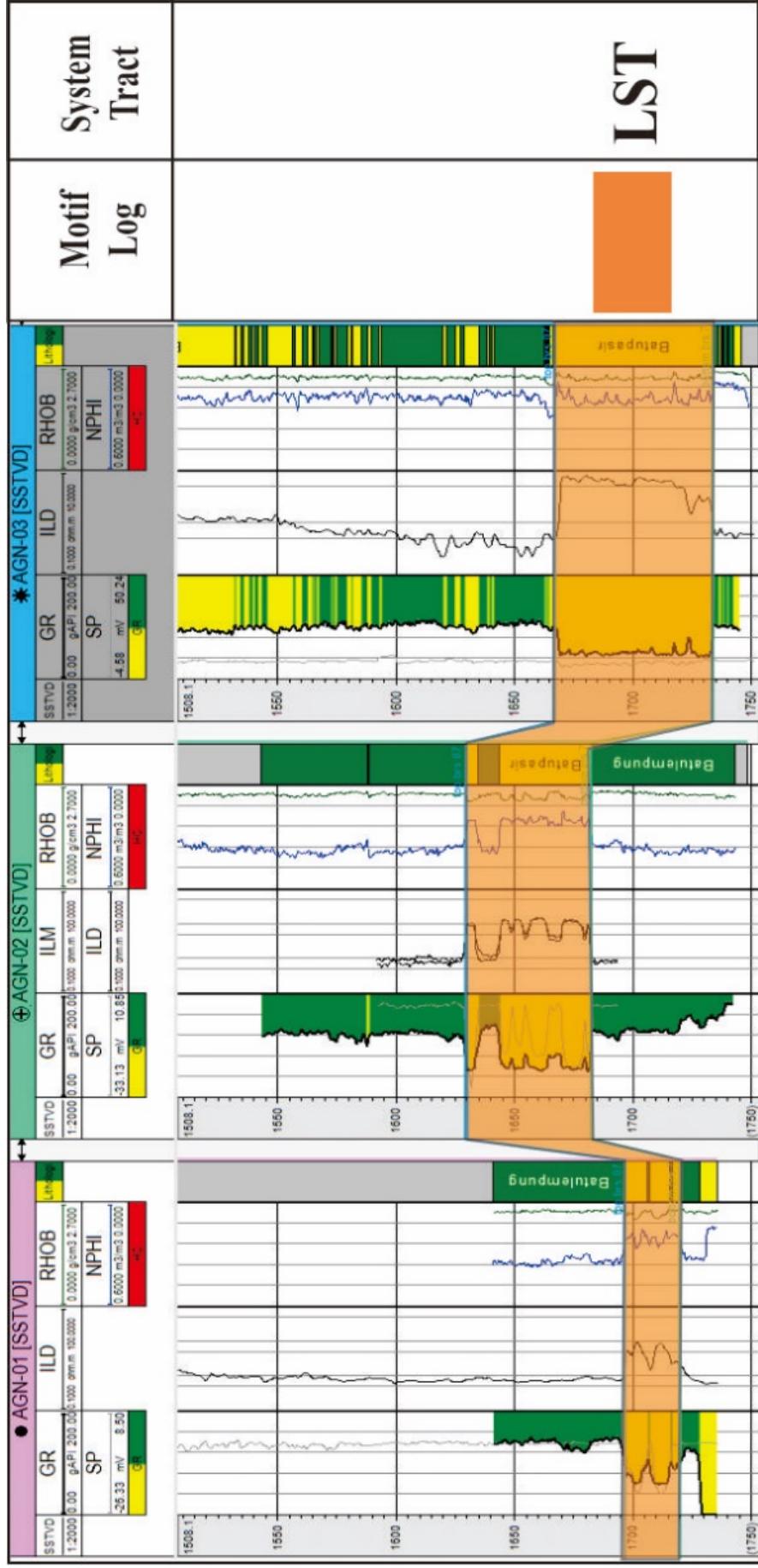
berpotensi sebagai reservoir dengan porositas yang baik. *Fasies Sub Marine Fan* daerah penelitian dibagi menjadi satu bagian yaitu *Supra Fan Lobes*.

Pemodelan *Fasies* Pengendapan Formasi Baong Berdasarkan Data Log Sumur dan Seismik pada Lapangan "AGN" Sub Cekungan Aru Cekungan Sumatra Utara (Hari Wiki Utama, dkk)

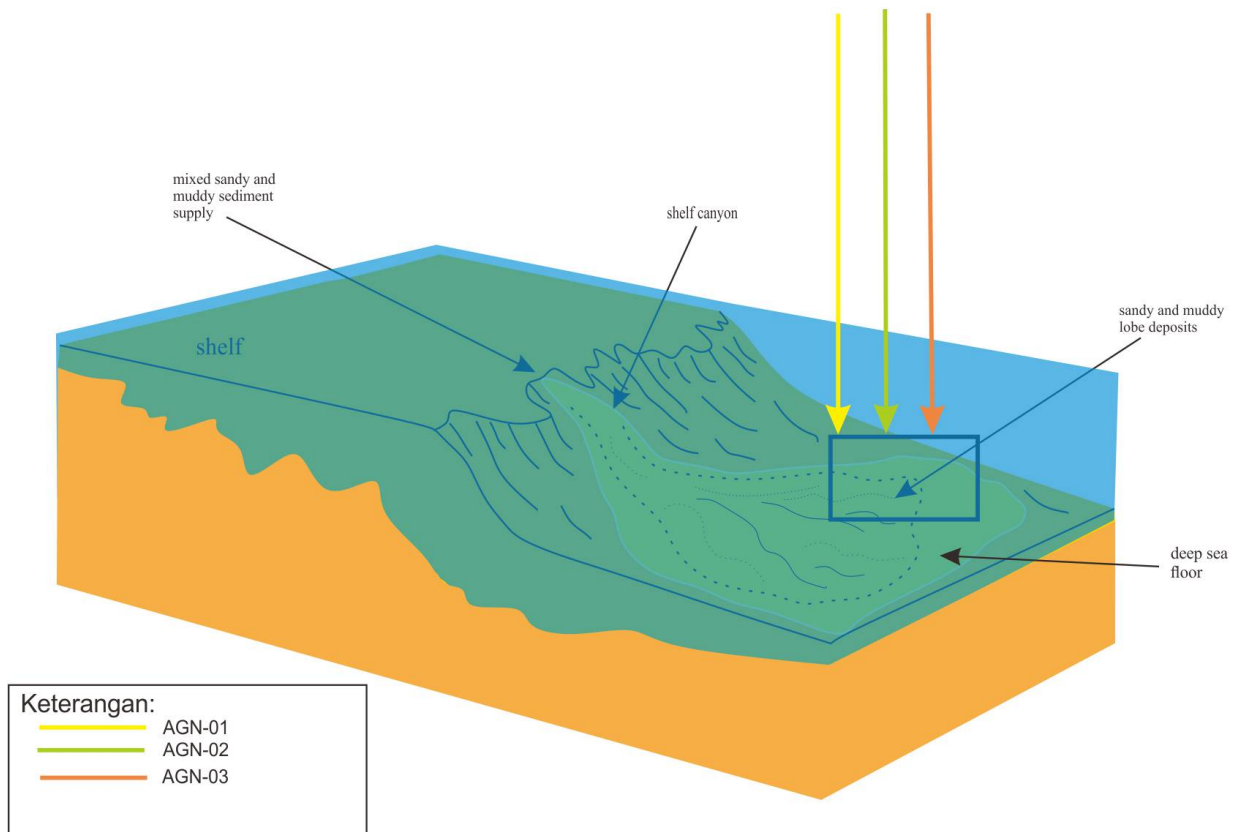


Gambar 8

Sub Fasies Supra Fan Lobes dengan lingkungan pengendapan Delta berdasarkan kesamaan motif Log Gamma Ray oleh (Kendall 2003) dan model fasies Sub Marine Fan.



Gambar 9
System Track Lowsand System Tract (LST) formasi Baong, Sub Cekungan Aru.



Gambar 10

Pemodelan *fasies* pengendapan *sub Marine Shale* daerah penelitian yang terbentuk pada lingkungan pengendapan Delta.

KESIMPULAN DAN SARAN

Formasi Baong terbagi kedalam tiga unit yaitu: Serpih Baong Bawah, Batupasir Baong Tengah (Middle Baong Sandstone/MBS) dan Serpih Baong bagian atas (Upper Baong Shale). Unit Serpih Baong Bawah (Lower Baong Shale). Batupasir Baong Tengah merupakan fokus formasi penelitian yang Dimana lapisan formasi tersebut tersusun atas dominasi serpih karbonatan serta Batupasir. Bagian top formasi MBS dicirikan oleh lapisan Batupasir sementara lapisan bagian bawah formasi ini terdapat lapisan terakhir yang berada diatas Serpih Baong Bawah. Struktur geologi yang berkembang pada daerah penelitian adalah satu Sesar Naik yang berarah Baratlaut–Tenggara, satu Sesar Normal yang berarah Timurlaut–Baratdaya.

Fasies pengendapan pada daerah penelitian *Submarine Fan* yang merupakan bagian dari litofasies Batupasir Baong Tengah (*Middle Baong Sand*). Fasies *Sub Marine Fan* dan subfasies, yaitu *Supra Fan Lobes*. Daerah penelitian terendapkan pada lingkungan laut dalam. Analisis penelitian fokus pada *System Track* yang dimana Pola Agradasi

mengindikasikan peristiwa yang merupakan ciri dari *Lowstand System Tract* hal ini diperkuat dengan klasifikasi dari (Kendal, 2003) dan litofasies batupasir (*Sandstone*) dengan fasies pengendapan *Sub Marine Fan*, sehingga interval kedalaman 1630-1730 sstvd diinterpretasikan sebagai *Lowstand System Tract* (LST).

UCAPAN TERIMAKASIH

Puji syukur kepada Allah SWT, sehingga penulis menyelesaikan artikel penelitian ini. Terima kasih kepada dosen pembimbing Bapak Ir. Hari Wiki Utama, S.T., M.Eng. dan bapak Bagus Adhitya, S.T., M.T yang telah berkontribusi banyak di dalam membantu penulisan artikel ini. Terimakasih juga penulis sampaikan kepada pihak- pihak yang juga terlibat dalam proses penyelesaian penelitian yang tidak dapat penulis sebutkan satu-persatu.

DAFTAR PUSTAKA

- Boggs Sam, J.R., 1995, Principles of Sedimentology and Stratigraphy. University of Oregon, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey.
- Darman, H. & F. Sidi, H., 2000, An Outline of The Geology of Indonesia. Jakarta: IAGI. 192 hal.
- Kendall.2004. Sequence Stratigraphy. University of South Carolina. 124-133 hal.
- Selley, R.C., 1988, Ancient Sedimentary Environments, Third Edition: Cornell University Press, New York.
- Suhartono, 2016, Pemodelan Produksi Minyak dan Gas Bumi pada Platform MK di PT X Menggunakan Metode ARIMA, Neural Network, dan Hibrida ARIMA-Neural Network. *Jurnal Sains dan Seni ITS*. Vol. 5 no 2.
- Yulitha, G.C., Utama, H.W., Kurniawan, F.H., 2020. "Sequence Stratigraphy Analysis Based On Wireline Log, Mudlog, And 2d Seismic Of Ghc Field, Baong Formation, Aru Sub Basin, North Sumatra Basin" *Proceedings, Indonesian Petroleum Association Digital Technical Conference*. Hal 1-11.