



Identifikasi Struktur Bawah Permukaan Lapangan Banyuasin dengan Menggunakan Pemodelan 2.5D Data Gravitasi dan Implikasinya Terhadap *Petroleum System*

Akbar Ramadhani¹⁾, Edi Sanjaya¹⁾ dan Humbang Purba²⁾

¹⁾Program Studi Fisika, Fakultas Sains dan Teknologi, UIN Syarif Hidayatullah Jakarta
Jl. Ir. H. Juanda No. 95, Cempaka Putih, Ciputat Timur, Tangerang Selatan, Banten 15412
²⁾Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"
Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230 Indonesia

Artikel Info:

Naskah Diterima:
3 Februari 2022
Diterima setelah
perbaikan:
6 April 2022
Disetujui terbit:
30 April 2022

Kata Kunci:

Hidrokarbon
Metode gravitasi
Metode seismik
Petroleum system
Gravity Method
Hydrocarbon
Petroleum system
Seismic Method

ABSTRAK

Lapangan migas Banyuasin bagian utara ditemukan adanya indikasi hidrokarbon di beberapa sumur eksplorasi. Namun, masih belum diketahui bentuk lapisan bawah permukaan, konfigurasi, dan lokasi tempat batuan sumbernya karena terbatasnya data seismik bawah permukaan. Penelitian ini dilakukan untuk menentukan gambaran bawah permukaan, konfigurasi, dan lokasi cekungan serta *petroleum system* nya berdasarkan pemodelan 2.5 D data gravity yang diintegrasikan dengan data seismik. Pemodelan dilakukan dengan metode *forward modeling gravity* dengan memanfaatkan nilai densitas yang berasal dari data sumur. Berdasarkan hasil interpretasi seismik, log sumur, dan *forward modelling gravity*, struktur bawah permukaan daerah penelitian tersusun atas lapisan batuan dasar dengan densitas rata-rata 2.9 gr/cc, lapisan batu serpih Lemat berumur Oligocene dengan densitas rata-rata 2.5 gr/cc, lapisan batupasir Talang Akar berumur sekitaran upper oligocene ke lower Miocene dengan densitas rata-rata 2.4 gr/cc, lapisan karbonat Baturaja berumur lower Miocene dengan densitas rata-rata 2.6 gr/cc, lapisan batu serpih telisa berumur middle Miocene dengan densitas rata-rata 2.3 gr/cc, serta lapisan sedimen berumur upper Miocen keatas dengan densitas rata-rata 2-2.3 gr/cc. Lokasi cekungan berada di sebelah selatan dari lokasi sumur eksplorasi. Hasil analisis *petroleum system* menunjukkan bahwa hidrokarbon yang berasal dari *source rock* formasi Lemat bermigrasi kearah reservoir batupasir formasi Talang Akar dan formasi Telisa.

ABSTRACT

In the northern part of the Banyuasin oil and gas field, indications of hydrocarbons were found in several exploration wells. However, the shape of the subsurface layer, configuration, and location of the source rock is still unknown due to limited subsurface seismic data. This research was conducted to determine the subsurface description, configuration, and location of the basin and its petroleum system based on 2.5 D gravity data modeling which is integrated with seismic data. The modeling is carried out using the forward modeling gravity method by utilizing the density value derived from the well data. Based on the results of seismic interpretation, well logs, and forward modeling gravity, the subsurface structure of the study area is composed of bedrock layers with an average density of 2.9 g/cc, an Oligocene shale layer with an average density of 2.5 g/cc, Talang Akar sandstones are around the upper Oligocene to the lower Miocene with an average density of 2.4 g/cc, the lower Miocene Baturaja carbonate layer with an average density of 2.6 g/cc, the Telisa shale layer of middle Miocene age with an average density of 2.3 g/cc, as well as upper Miocene sedimentary layers and above with an average density

Korespondensi:

E-mail: akbaramadhani@gmail.com (Akbar Ramadhani)

of 2-2.3 gr/cc. The location of the basin is to the south of the exploration well location. The results of the petroleum system analysis show that hydrocarbons originating from the source rock of the Lemat Formation migrated towards the sandstone reservoir of the Talang Akar Formation and the Telisa Formation.

© LPMGB - 2022

PENDAHULUAN

Hasil pemetaan cekungan sedimen Indonesia yang dibuat oleh Badan Geologi tahun 2009 menunjukkan bahwa Indonesia memiliki 128 cekungan berdasarkan data geologi dan geofisika khususnya gaya berat. Salah satu cekungan yang memiliki potensi hidrokarbon adalah cekungan Sumatera Selatan, yang berdasarkan penelitian Klett dkk (1997) memiliki potensi hidrokarbon sebesar 4.3 billion barrels of oil equivalent (BBOE). Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi harus dilakukan lebih lanjut agar bisa dimanfaatkan untuk kelangsungan konsumsi energi di Indonesia.

Lapangan Banyuasin Sumatra Selatan merupakan salah satu lapangan penghasil migas yang hingga saat ini masih dieksplorasi dan dieksploitasi terutama di bagian tengah area wilayah kerja. Pada area ini, data seismik dan data sumur cukup masif dan terdapat area struktur rendahan yang dianggap sebagai wadah batuan sumber penghasil hidrokarbon. Diria dkk (2017) telah mengidentifikasi adanya beberapa anomali hidrokarbon pada area ini. Pada area bagian utara, terdapat sumur yang terkonfirmasi adanya indikasi hidrokarbon, namun masih belum diketahui asal batuan sumbernya. Data seismik yang menggambarkan struktur bawah permukaannya masih minim untuk mendeliniasi struktur bawah permukaannya. Data *gravity* menunjukkan adanya anomali rendahan pada bagian timur yang diduga sebagai asal batuan sumbernya.

Penelitian ini dilakukan untuk menentukan gambaran bawah permukaan, konfigurasi, dan lokasi cekungan atau wadah batuan sumbernya serta *petroleum system* dengan menggunakan data gravitasi yang diintegrasikan dengan data seismik. Metode gravitasi adalah salah satu metode geofisika yang mengukur variasi medan gravitasi bumi akibat perbedaan nilai densitas dari material dibawah permukaan (Reynolds, 2011) yang dirumuskan sebagai :

$$\Delta g = \frac{Gmz}{(x^2+z^2)^{3/2}} \quad (1)$$

$$m = V\Delta\rho \text{ dimana } V = \frac{4}{3}\pi R^3 \quad (2)$$

$$\Delta g = \frac{\frac{4}{3}\pi R^3 \Delta\rho Gz}{(x^2+z^2)^{3/2}} \quad (3)$$

dengan adalah anomali *gravity*, G adalah konstanta umum gravitasi, m adalah massa batuan, z adalah jarak antara titik dan sumber anomali, x adalah jarak horizontal terhadap sumber anomali, V adalah volume, adalah kontras densitas, dan R adalah radius medan anomali. Perbedaan massa jenis tersebut divisualisasikan dengan *forward modelling* 2.5D untuk menginterpretasi lapisan bawah permukaan. Didukung dengan data seismik, diharapkan pemodelan tersebut dapat memperlihatkan secara umum kondisi bawah permukaan dan secara spesifik dapat mengidentifikasi batas sedimen dan *basement* untuk menganalisis komponen *petroleum system* pada lapangan Banyuasin, Sumatera Selatan.

BAHAN & METODE

A. Data

Penelitian ini menggunakan beberapa data, yaitu data gravitasi satelit GGMPPlus yang terdiri dari data *Free Air Anomaly* dan Elevasi yang dikoreksi dan digunakan untuk mencari nilai *Complete Bouguer Anomaly*, 2 lintasan data seismik yang dilakukan proses *picking horizon* untuk melihat kemenerusan lapisan, data sumur yang digunakan dalam interpretasi komponen *petroleum system*, serta peta geologi regional cekungan Sumatra Selatan.

HASIL & DISKUSI

A. Peta *Complete Bouguer Anomaly* (CBA)

Setelah data *gravity* hasil unduhan dikoreksi, diperoleh nilai *Complete Bouguer Anomaly* (CBA) lalu dilakukan proses *gridding* untuk mendapatkan peta sebaran nilai CBA

Dari gambar 2 diatas bias terlihat bahwa nilai CBA pada daerah penelitian berkisar antara 37.9 mgal – 51.7 mgal yang dilambangkan dengan warna biru tua hingga merah muda. Pada nilai anomali ini dapat dikelompokkan menjadi 3 bagian, yaitu anomali rendah, sedang dan tinggi.

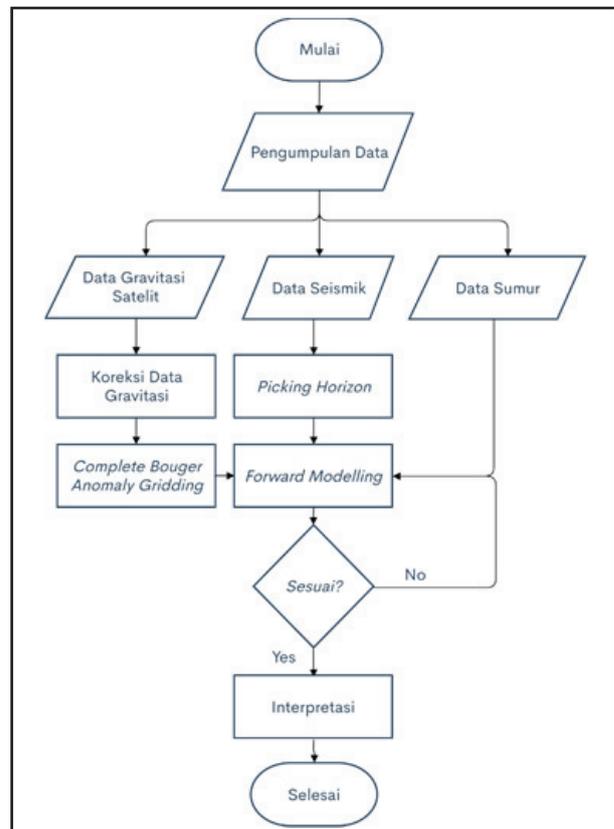
Anomali rendah berkisar di 37.9 mgal – 43.9 mgal ditandai dengan warna biru tua hingga hijau muda yang tersebar pada arah tenggara, selatan, hingga barat daya peta serta pada barat laut peta. Untuk anomali sedang berkisar di 43.9 mgal – 46.9 mgal ditandai dengan warna hijau muda sampai jingga yang tersebar melintang dari barat ke arah timur peta. Untuk anomali tinggi berkisar di 46.9 mgal – 51.7 mgal ditandai dengan warna jingga sampai merah muda yang tersebar pada timur laut peta.

Pada arah tenggara peta terdapat daerah yang tidak terjangkau data seismik dengan nilai *low anomaly gravity* yang kemungkinan berasosiasi dengan rendahan atau cekungan. Rendahan atau cekungan merupakan komponen penting dalam penyusunan *petroleum system*.

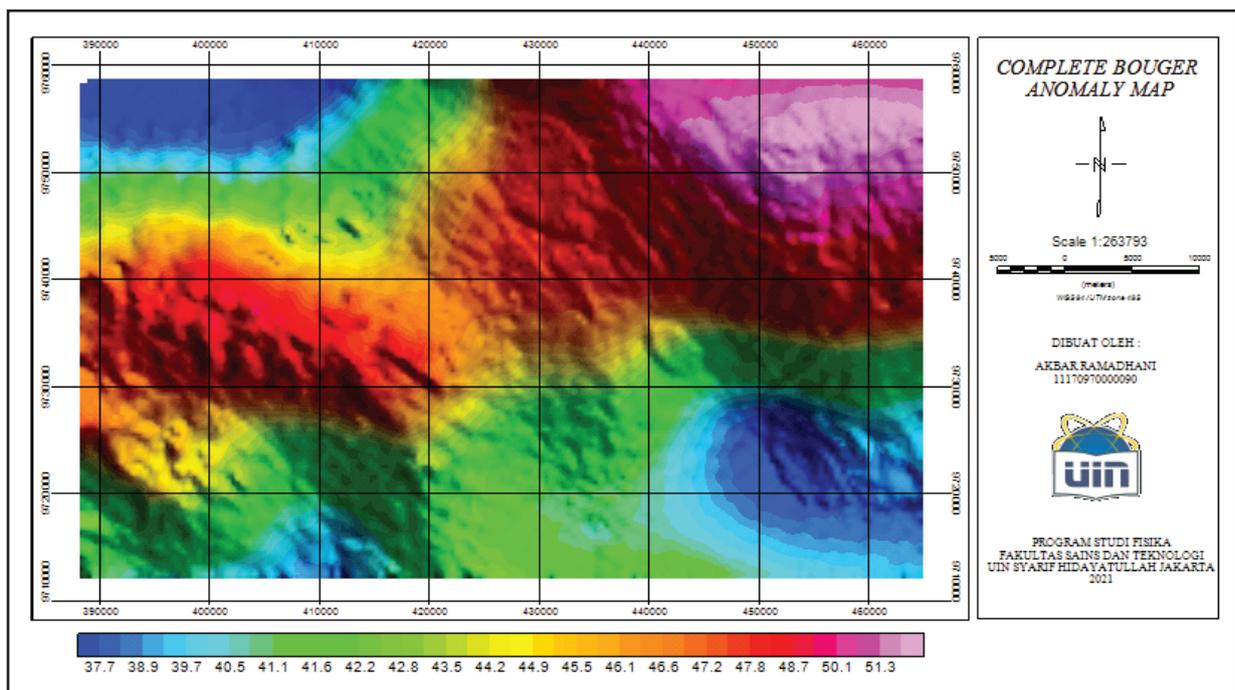
Pemodelan data gravity didukung dan divalidasi oleh 2 data seismik. Penampang seismik A yang berarah timurlaut-barat daya dan penampang B yang berarah baratlaut-tenggara yang tertera pada Gambar 3. Selanjutnya dilakukan *picking horizon* yang ditandai oleh garis hijau tua, garis biru muda, garis kuning, garis hijau muda, dan garis biru tua

serta dan *fault* pada penampang seismik yang sudah ditentukan sebagai panduan pada proses pemodelan.

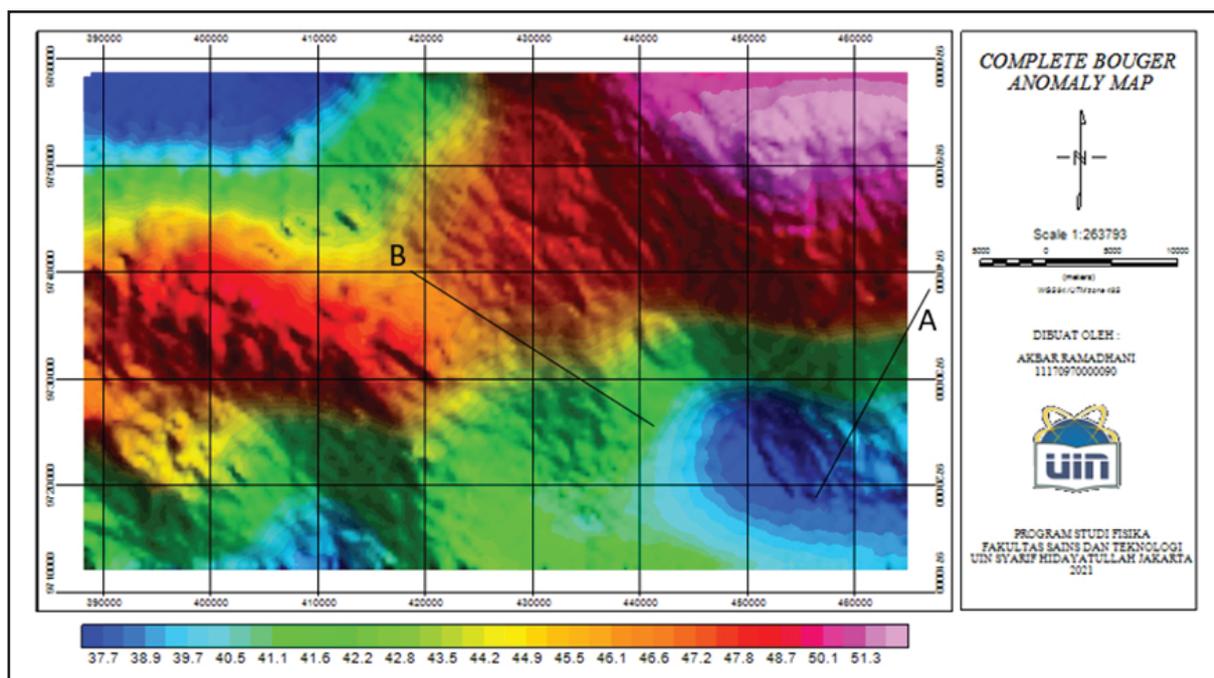
Pada penampang A terdapat beberapa lapisan bawah permukaan. Lapisan paling bawah merupakan



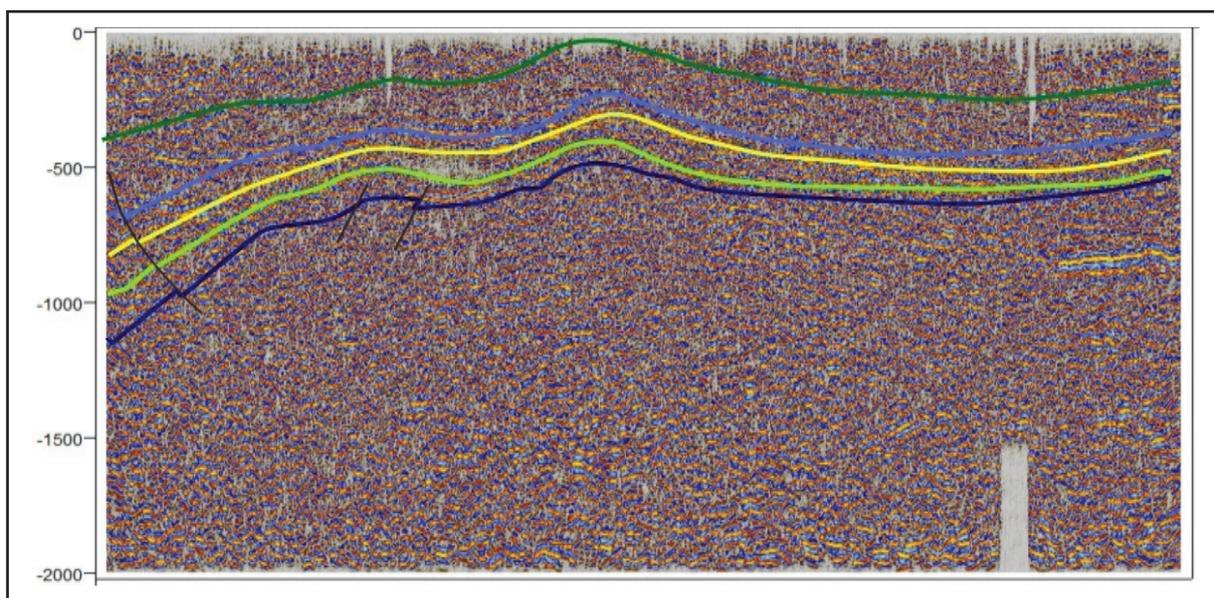
Gambar 1 Alur kerja penelitian.



Gambar 2 Complete Bouger Anomaly Map.



Gambar 3
CBA Map Overlay Lintasan Seismik.



Gambar 4
Hasil Picking Horizon and Fault Penampang Seismik A.

lapisan batuan dasar atau basement dilambangkan dengan warna biru tua. Kemudian terdapat formasi Lemat diatas lapisan batuan dasar yang ditandai dengan warna hijau muda. Diatas formasi Lemat terdapat lapisan formasi Talang Akar yang ditandai dengan warna kuning muda. Selanjutnya terdapat formasi Baturaja yang berada diatas formasi Talang Akar yang di tandai dengan warna biru muda.

Lapisan selanjutnya yaitu formasi Telisa yang ditandai dengan warna hijau tua dan berada diatas

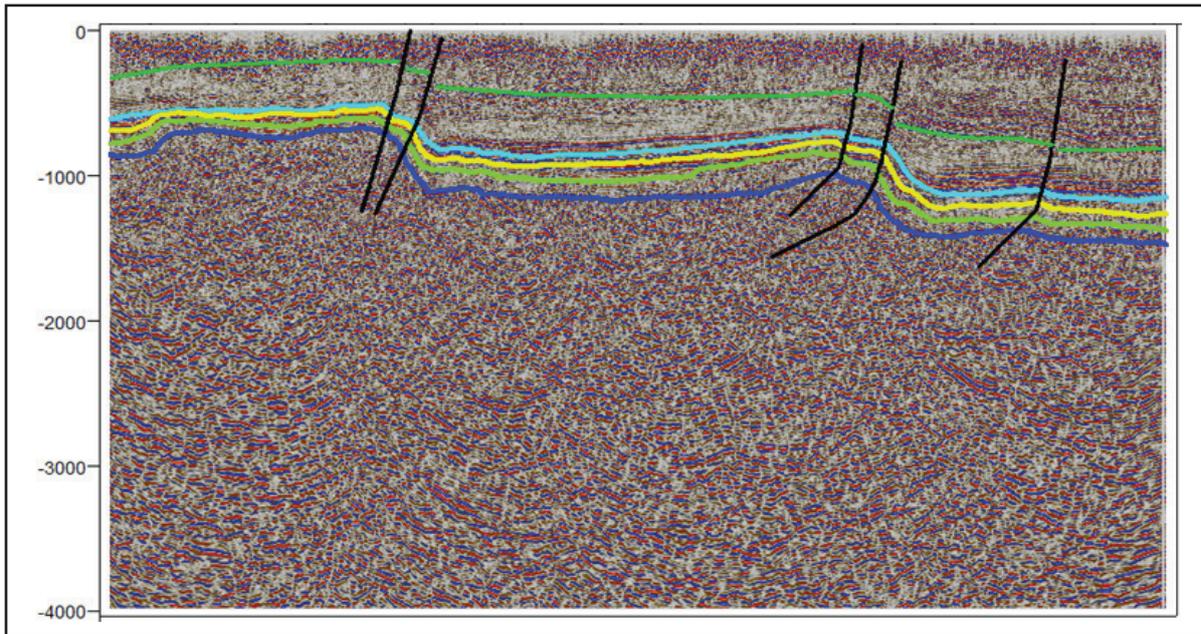
formasi Baturaja. Lapisan diatas formasi Telisa hingga sampai permukaan merupakan lapisan muda yang berumur dimulai dari *upper Miocene*. Pada penampang ini terdapat 2 patahan kecil yang terletak pada lapisan formasi Lemat dan batuan dasar yang dilambangkan dengan garis hitam.

Pada penampang seismik B, interpretasi banyaknya horizon penampang B disamakan dengan penampang A. Lapisan paling bawah merupakan lapisan batuan dasar atau *basement* yang ditandai

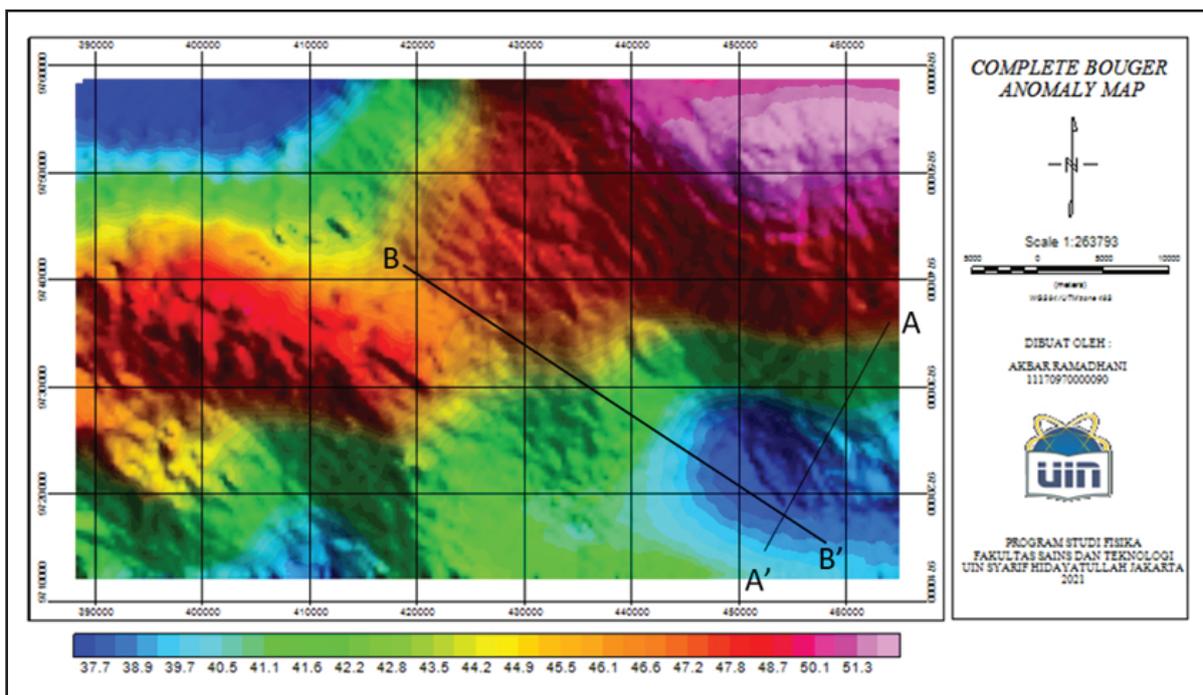
Identifikasi Struktur Bawah Permukaan Lapangan Banyuasin dengan Menggunakan Pemodelan 2.5D Data Gravitasi dan Implikasinya Terhadap *Petroleum System* (Ramadhani, dkk.)

dengan garis warna biru. Kemudian diatas batuan dasar terdapat formasi Lemat yang ditandai dengan garis warna hijau muda. Formasi Talang Akar dilambangkan dengan garis warna kuning muda dan berada diatas formasi Lemat. Diatas formasi Talang Akar terdapat formasi Baturaja yang dilambangkan dengan garis warna biru tua. Kemudian formasi telisa yang berada diatas formasi Baturaja dan

dilambangkan dengan garis warna hijau tua. Lapisan diatas formasi telisa merupakan sedimen muda yang diperkirakan berumur mulai dari *upper Miocene*. Pada penampang seismik B terdapat 5 patahan yang melintang mulai dari lapisan sedimen muda hingga batuan dasar yang dilambangkan dengan warna hitam.



Gambar 5 Hasil *Picking Horizon and Fault* Penampang Seismik B.



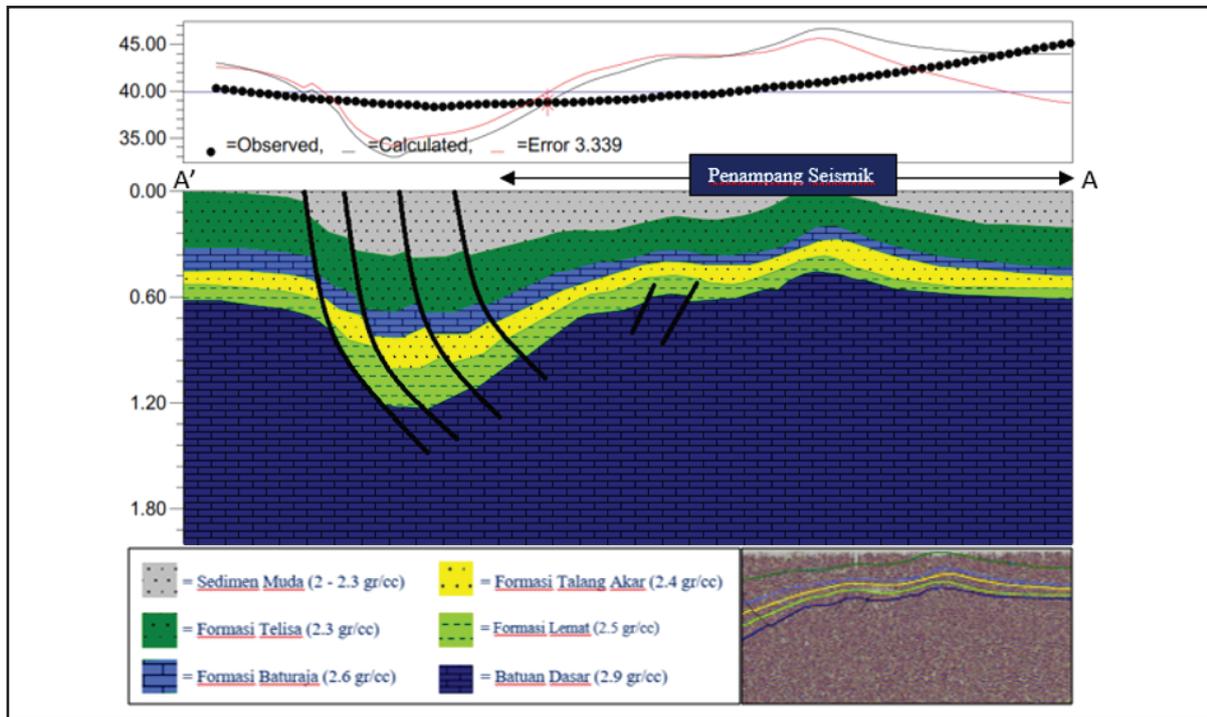
Gambar 6 CBA Map Overlay Lintasan *Forward Modelling*.

B. Forward Modelling

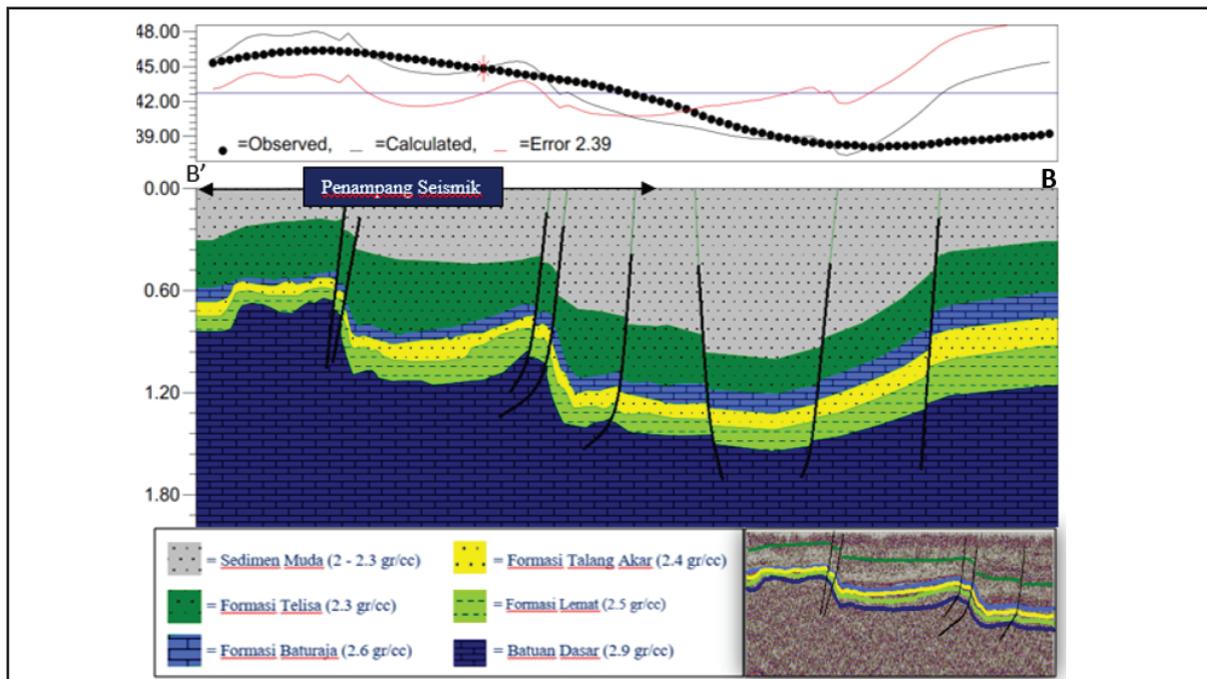
Forward modelling dilakukan pada 2 lintasan yang dinamai dengan lintasan A-A' dan B-B'. Forward modelling dilakukan pada peta CBA untuk mengetahui struktur bawah permukaan daerah penelitian berdasarkan parameter densitas dan didukung oleh data seismik dalam proses pemodelan. Lintasan tersebut dipilih untuk mengetahui nilai

anomali gravitasi rendah yang terletak pada tenggara peta Gambar 8 yang dilambangkan dengan warna biru tua hingga muda.

Pada pemodelan pertama dilakukan *slicing* pada arah A'-A yang berarah barat daya-timur laut. Pada sayatan ini dilakukan pemodelan yang didukung dengan data seismik A. Hasil yang didapat berupa penampang 2D pada Gambar 7.



Gambar 7
Hasil Forward Modelling Penampang A-A'.



Gambar 8
Hasil Forward Modelling Penampang B-B'.

Pada lintasan A'-A didapat model yang tevisualisasi pada Gambar 7. Banyak lapisan di modelkan berdasarkan interpretasi data seismik A. Pada lapisan terbawah merupakan lapisan batuan dasar atau *basement* yang dilambangkan dengan warna biru tua dengan simbol kotak-kotak. Lapisan ini di memiliki nilai densitas ± 2.9 gr/cc dengan konfigurasi batuan karbonat tua. Diatas lapisan batuan dasar terdapat formasi Lemat yang dilambangkan dengan warna hijau muda dengan simbol garis-garis. Pada formasi Lemat nilai densitas sebesar ± 2.5 gr/cc dengan konfigurasi berupa batuan serpih berbutir halus.

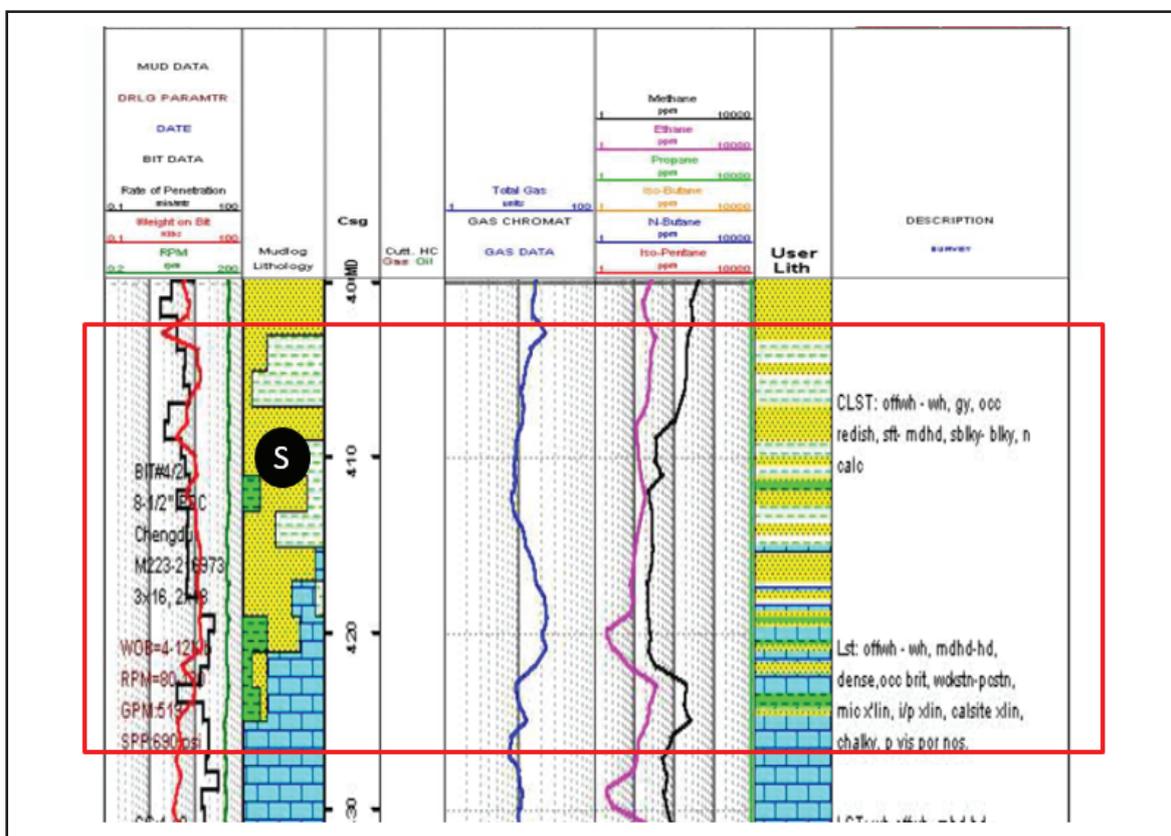
Lapisan diatas formasi Lemat merupakan lapisan formasi Talang Akar yang dilambangkan dengan warna kuning tua dengan simbol titik-titik. Formasi Talang Akar memiliki densitas ± 2.4 gr/cc dengan konfigurasi batu pasir dan batu lempung. Kemudian terdapat lapisan formasi Baturaja yang dilambangkan dengan warna biru muda dengan simbol kotak-kotak. Formasi Baturaja memiliki nilai densitas sebesar ± 2.6 gr/cc dengan konfigurasi batuan karbonat muda berumur sekitar *lower* Miocene.

Formasi Telisa merupakan lapisan diatas formasi Baturaja yang dilambangkan dengan hijau

tua dengan simbol titik-titik. Formasi Telisa ini memiliki nilai densitas sebesar ± 2.3 gr/cc dengan konfigurasi batuan serpih berbutir halus, lanau, dan sedikit pengendapan karbonat. Lapisan paling atas merupakan sedimen-sedimen muda berumur sekitar *upper* Miocene keatas yang dilambangkan dengan warna abu-abu dengan symbol titik-titik. Sedimen muda ini memiliki nilai densitas berkisar $\pm 2-2.3$ gr/cc dengan konfigurasi batu pasir halus, lempung, dan *tuff*.

Pada lintasan ini terdapat graben dengan beberapa patahan utama berbentuk *listric fault* yang terletak pada lintasan dengan anomali gravity rendah. Pada lintasan yang hanya didukung dengan data gravity dimodelkan berdasarkan informasi geologi, nilai pebandingan antara grafik nilai g observasi dan nilai perhitungan, dan menyesuaikan dengan model lain yang melewati titik pertemuan lintasan. Hasilnya menunjukkan nilai *error model* yang didapat sebesar ± 3.374 mGal.

Pada pemodelan kedua dilakukan *slicing* pada arah B-B' yang berarah barat laut-tenggara. Pada sayatan ini dilakukan pemodelan yang didukung dengan data seismik B. Hasil yang didapat berupa penampang 2D pada Gambar 8.



Gambar 9
Posisi Source Rock Pada Mud Log.

Pada model ini banyak lapisan, nilai densitas, dan konfigurasi batuan yang di buat semua sama dengan model penampang A-A', perbedaannya di bentuk struktur lapisan dan patahan. Pada lintasan ini lapisan terlihat lebih dalam dan lebih kompleks dari lintasan A-A'. Pada lintasan ini juga terlihat bahwa terdapat graben di anomali rendah dan terdapat 7 patahan utama yang melintang dari dari formasi Telisa sampai batuan dasar. Alhasil dengan konfigurasi yang sama dengan lintasan A'-A, maka lintasan B-B' dapat termodelkan dengan nilai *error model* sebesar 2.65 mGal.

C. Well Data Interpretation

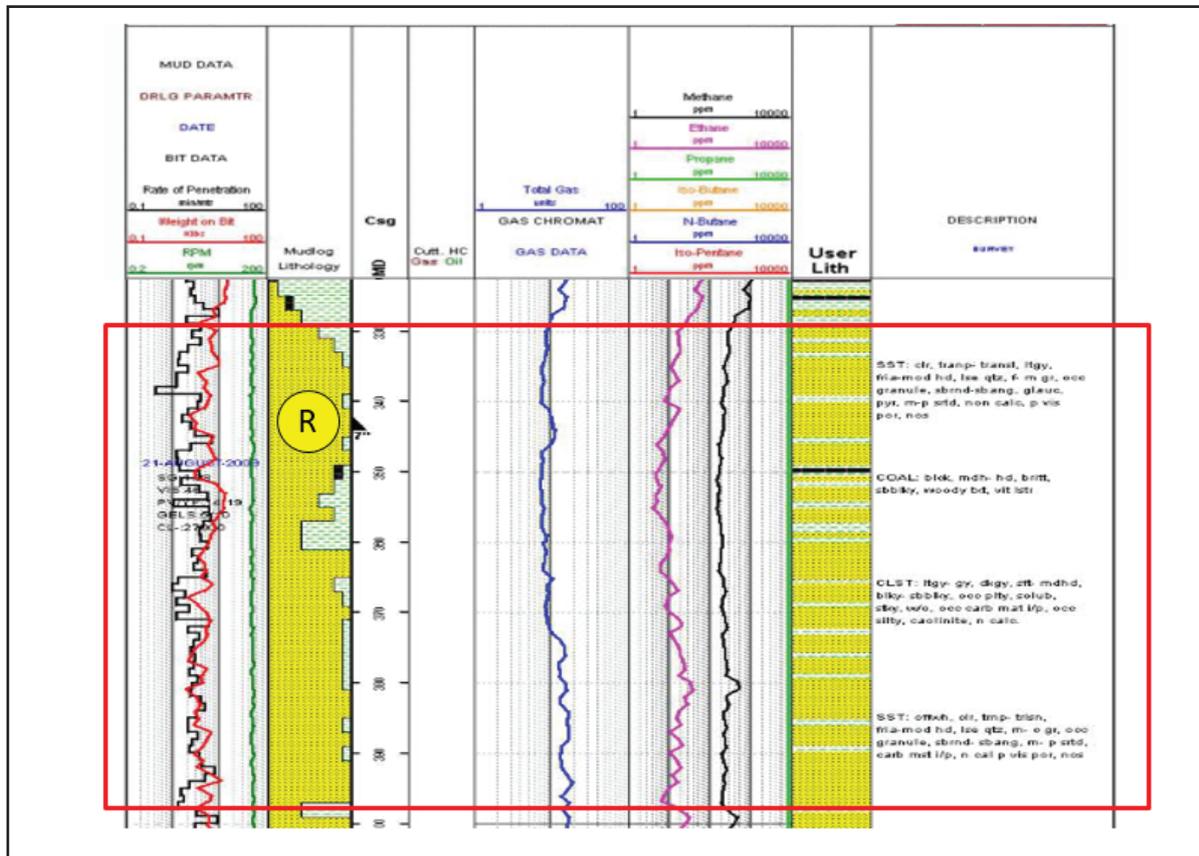
Pada analisis *petroleum system*, dibutuhkan banyak data pendukung dalam proses interpretasi agar nantinya hasil yang peroleh dapat mengurangi tingkat ambiguitas. Data pendukung yang diperlukan adalah *well log* dan *mud log*. Pada penelitian ini *well log* dan *mud log* memiliki peran dalam mengidentifikasi komponen *petroleum system* seperti posisi *source rock*, *seal*, *trap*, reservoir, dan jenis hidrokarbon yang terdapat pada reservoir.

Pada Gambar 9 terlihat bahwa *source rock* atau batuan sumber terdapat pada formasi Lemat dengan

formasi Lemat sendiri memiliki konfigurasi batuan *shale* yang dilambangkan dengan warna hijau tua yang mengandung material organik penghasil hidrokarbon. Posisi *source rock* sendiri berada diatas lapisan batuan dasar atau *basement* konfigurasi batuan karbonat yang dilambangkan dengan warna biru muda.

Pada Gambar 10 menunjukkan posisi reservoir yang berada pada formasi Talang Akar konfigurasi *sandstone* yang dilambangkan dengan warna kuning muda. *Sandstone* menjadi reservoir karena karakteristiknya yang porous dan permeabel sehingga fluida bisa bermigrasi dan terakumulasi pada batuan ini. Letak reservoir ini berada diatas formasi Lemat.

Pada Gambar 11 menampakan posisi *seal* dimana *seal* sendiri berada pada formasi Telisa konfigurasi *shale* yang dilambangkan dengan warna hijau dengan umur yang lebih muda dari *shale* pada formasi Lemat. *Shale* mejadi *seal* karena karakteristik batuan ini yang tidak porous dan impermeabel sehingga dapat menghalangi hidrokarbon bermigrasi lebih jauh dan hidrokarbon bisa terakumulasi di bawah *seal* pada *sandstone*. Letak *Seal* ini berada diatas formasi Baturaja.



Gambar 10
Posisi Reservoir Pada Mud Log.

Pada Gambar 12 terlihat adanya indikasi reservoir pada formasi telisa konfigurasi *sandstone*. Hal ini terlihat dari terdapatnya *crossover* antara log densitas berwarna merah muda yang semakin rendah dan log porositas berwarna biru muda yang semakin rendah juga. Hal ini menandakan bahwa lapisan ini merupakan reservoir terlihat juga dari log *gamma ray* yang memiliki nilai rendah sepanjang kedalaman *crossover* dan mengindikasikan terdapatnya *sandstone* sebagai reservoir.

Pada Gambar 13 terlihat adanya indikasi reservoir pada lapisan formasi Telisa atas konfigurasi *sandstone*. Hal ini terlihat dari terdapatnya *crossover* antara log densitas berwarna merah muda yang semakin rendah dan log porositas berwarna biru muda yang semakin rendah juga. Hal ini menandakan bahwa lapisan ini merupakan reservoir terlihat juga dari log *gamma ray* yang memiliki nilai rendah sepanjang terjadinya *crossover* mengindikasikan terdapatnya *sandstone* sebagai reservoir.

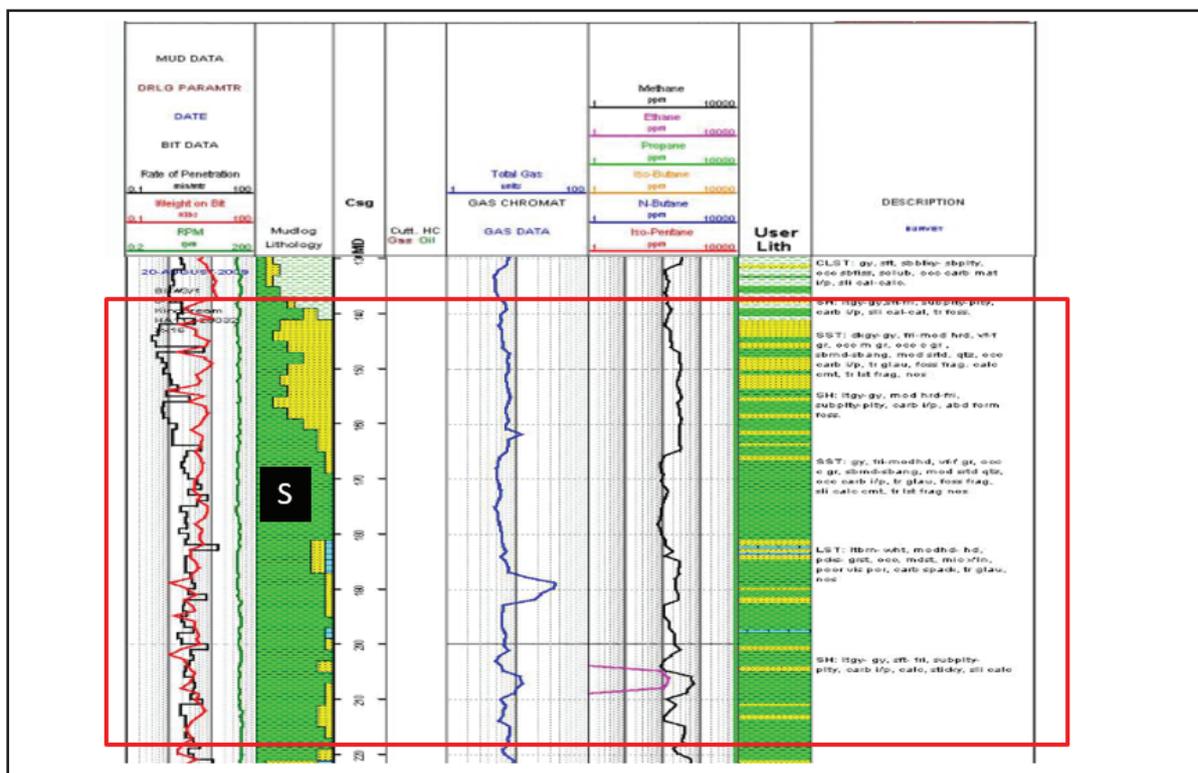
Pada gambar 14 terlihat adanya indikasi reservoir pada lapisan formasi Telisa bawah konfigurasi *sandstone*. Hal ini terlihat dari terdapatnya *crossover* antara log densitas berwarna merah muda yang semakin rendah dan log porositas berwarna biru muda yang semakin rendah juga. Hal ini menandakan bahwa lapisan ini merupakan reservoir terlihat juga

dari log *gamma ray* yang memiliki nilai rendah sepanjang terjadinya *crossover* mengindikasikan terdapatnya *sandstone* sebagai reservoir.

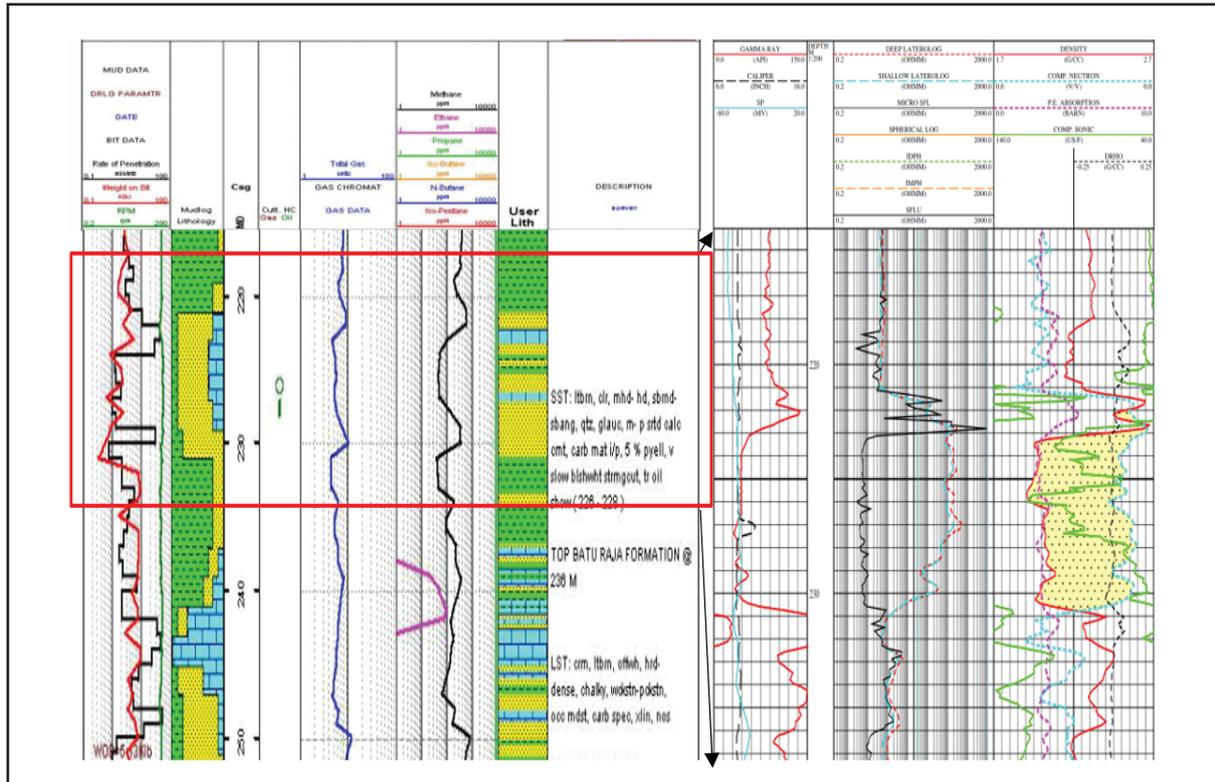
D. Analisis *Petroleum system*

Pada tahapan analisis *petroleum system*, penampang hasil *forward modelling* digunakan dalam menganalisis komponen terbentuknya *petroleum system*. Pada penelitian ini analisis dilakukan pada setiap penampang *forward model*.

Pada penampang A-A', terdapat *oil window* dikedalaman mulai dari 500 m dan *gas window* pada kedalaman 1000. *Source rock* pada penampang ini terdapat pada bagian graben formasi Lemat dikarenakan formasi Lemat terdiri dari konfigurasi *shale* dengan komponen organik penghasil hidrokarbon. Pada *source rock* ini jenis hidrokarbon yang dihasilkan adalah gas karena berada pada batas kedalaman *gas window*. Migrasi hidrokarbon terjadi dari *source rock* ke arah A penampang dikarenakan struktur lapisan yang lebih landai dibandingkan dengan arah A'. Kemudian migrasi mengarah kepada *trap* yang membentuk antiklin dengan *seal* yang berada pada formasi telisa dan Baturaja. Selanjutnya hidrokarbon terakumulasi di reservoir dengan beberapa kemungkinan.

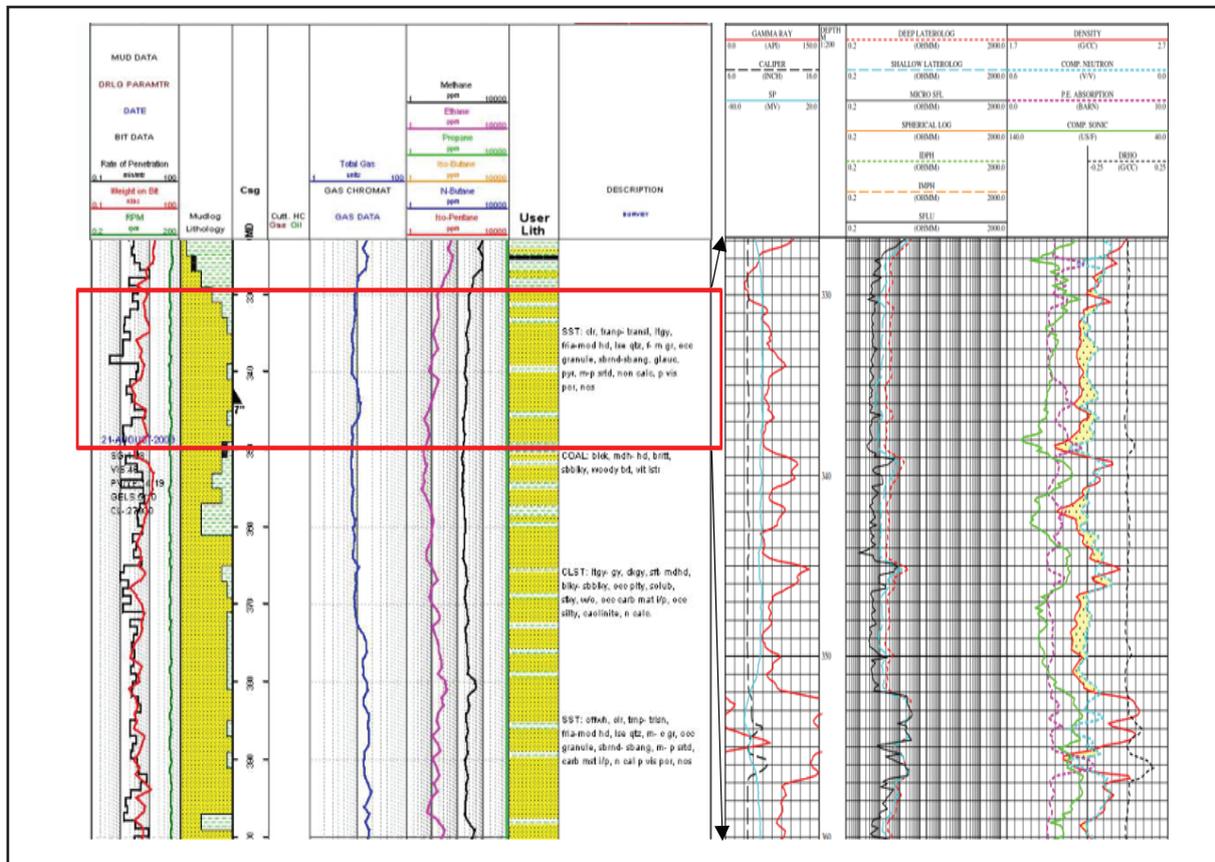


Gambar 11
Posisi Seal Pada Mud Log.



Gambar 12

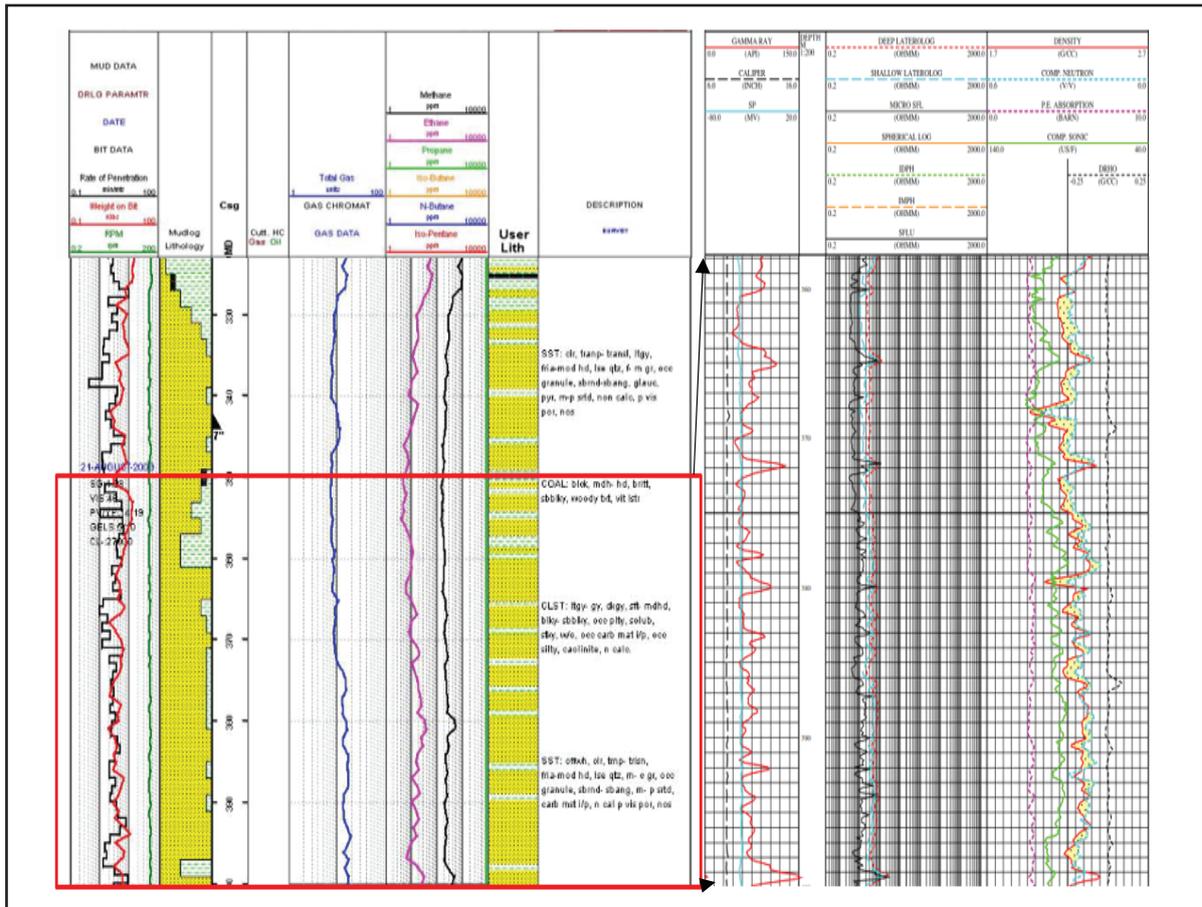
.Komparasi Mud Log Dan Well Log Dalam Penentuan Posisi Reservoir Formasi Telisa.



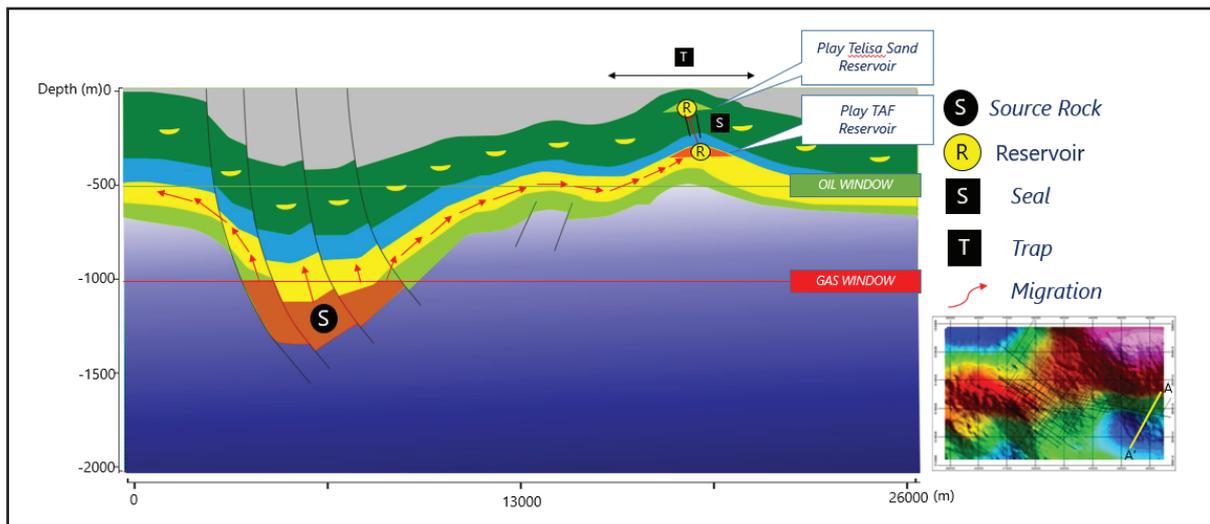
Gambar 13

Komparasi Mud Log Dan Well Log Dalam Penentuan Posisi Reservoir Upper Telisa.

Identifikasi Struktur Bawah Permukaan Lapangan Banyuasin dengan Menggunakan Pemodelan 2.5D Data Gravitasi dan Implikasinya Terhadap *Petroleum System* (Ramadhani, dkk.)



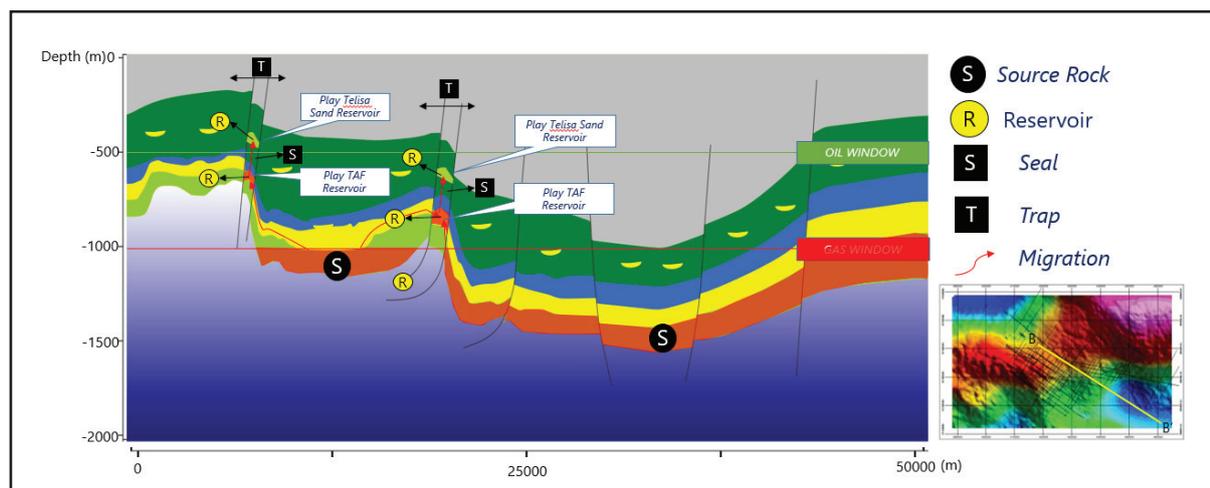
Gambar 14
Komparasi Mud Log Dan Well Log Dalam Penentuan Posisi Reservoir Lower Telisa.



Gambar 15
Petroleum system Penampang A-A'.

Reservoir pertama disebut sebagai *play taf reservoir*. Reservoir ini terbentuk dari hidrokarbon yang terakumulasi pada formasi Talang Akar dengan konfigurasi batu pasir yang memiliki sifat porositas dan permeabilitas. Reservoir kedua disebut sebagai

play telisa sand reservoir. Reservoir ini terbentuk apabila *seal* yang berada diatas *play taf reservoir* rusak atau patah sehingga hidrokarbon bisa lanjut bermigrasi sampai formasi Telisa dengan konfigurasi batu pasir.



Gambar 16
Petroleum system Penampang B-B'.

Pada penampang B-B', terdapat *oil window* pada kedalaman mulai dari 500 m dan *gas window* pada kedalaman mulai dari 1000 m. Penampang ini memiliki 2 *source rock* yang masing-masing terletak pada 2 cekungan berbeda yang terbentuk pada formasi Lemat dengan konfigurasi shale. Jenis hidrokarbon pada penampang ini berupa gas karena berada pada kedalaman *gas window*. Hidrokarbon bermigrasi ke arah 2 trap berbentuk antiklin dengan ketinggian yang berbeda namun dengan konfigurasi komponen *petroleum system* yang sama dengan penampang A. Jenis reservoir pada penampang ini memiliki kesamaan dengan penampang A yakni memiliki 2 kemungkinan yaitu *play taf reservoir* dan *play telisa sand reservoir* namun terletak pada dua trap yang berbeda.

KESIMPULAN & SARAN

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan yang telah diuraikan sebelumnya, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

Struktur bawah permukaan daerah penelitian dimodelkan dengan beberapa lapisan formasi. Lapisan batuan dasar dengan densitas ± 2.9 gr/cc, formasi Lemat dengan densitas ± 2.5 gr/cc, formasi Talang Akar dengan densitas ± 2.4 gr/cc, formasi Baturaja dengan densitas ± 2.6 gr/cc, formasi telisa dengan densitas ± 2.3 gr/cc, dan sedimen muda berumur *upper miocene* keatas dengan rentang densitas $\pm 2-2.3$ gr/cc.

Petroleum system pada daerah penelitian berupa *source rock* penghasil hidrokarbon jenis gas yang berada pada formasi Lemat konfigurasi *shale* yang

dimana hidrokarbon tersebut bermigrasi ke arah *trap* berbentuk antiklin dengan *seal* berada pada formasi telisa konfigurasi *shale* serta memiliki 2 jenis kemungkinan reservoir yaitu *play taf reservoir* dan *play telisa sand reservoir*.

Beberapa wilayah pada daerah penelitian yang tidak memiliki data seismik diduga terdapat cadangan hidrokarbon yang ditunjukkan adanya komponen *petroleum system* seperti *source rock*, *seal*, *trap*, reservoir, dan migrasi.

Terdapat beberapa saran dari penulis untuk penelitian selanjutnya antara lain:

Diperlukan data seismik 2D dalam menganalisis lebih jauh terkait struktur bawah permukaan pada daerah *low anomaly*.

Analisa *petrophysics* sebagai validasi struktur batuan dan karakteristik komponen penyusun *petroleum system*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih para dosen pembimbing yang telah membantu dalam penyusunan penelitian ini serta LEMIGAS dan Odira Energy yang telah menyediakan data untuk penelitian ini.

DAFTAR ISTILAH/ SINGKATAN

KEPUSTAKAAN

CGIAR - Consortium For Spatial Information (Cgiar-

Csi).[Online] Diakses : 2021. Tersedia : <https://srtm.csi.cgiar.org/srtmdata/>.

Badan Geologi, *Atlas Cekungan Sedimen Indonesia : Atlas Cekungan Sumatera Selatan*. Badan Geologi, Kementerian Esdm, 2009.

Badan Geologi, *Peta Cekungan Sedimen Indonesia*. Badan Geologi, Kementerian Esdm, 2010.

S. A. Diria, H. Purba, dan R. A. Tampubolon, “ Identifikasi Reservoir dan Hidrokarbon dengan Menggunakan Metode *Synchrosqueezing Transform*”, *Lembaran Publikasi Minyak dan gas Bumi*, Vol. 51, No.3, 2017

G. . De Coster, “The Geology Of The Central And South Sumatera Basins,” *Proc. Indones. Pet. Assoc. 3rd Annu. Conv.*, Pp. 77–110, 1974.

I. B. S. Setiadi And B. S. Widijono, “Deliniasi Cekungan Sedimen Sumatra Selatan Berdasarkan Analisis Data Gayaberat,” *Sumber Daya Geol. Bandung*, Vol. 20, No. 02, Pp. 93–106, 2010.

M. R. Hirt, C., S.J. Claessens, T. Fecher, M. Kuhn, R. Pail, “New Ultrahigh-Resolution Picture Of Earth’s Gravity Field,” *Geophys. Res. Lett.*, Vol. 40, 2013.

Reynolds, J. M. (2011). *An Introduction to Applied and Environmental Geophysics*. New York, NY: Wiley-Blackwell.

T. R. Klett, T. S. Ahlbrandt, J. W. Schmoker, And G. L. Dolton, “Ranking Of The World ’ S Oil And Gas Provinces By Known Petroleum Volumes Open-File Report 97-463 Open-File Report 97-463,” *Distribution*, Pp. 1–8, 2021.