

Identifikasi Prospek Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Inversi Impedansi Akustik pada Blok Kampar

Martin Horas Parulian Butar Butar¹, Juventa¹, dan Lenny Marlinda²

¹Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi
Jl. Jami-Muara Bulian Km 15, Jambi, 36361, Indonesia

²Program Studi Kimia Industri (D3), Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi
Jl. Jami-Muara Bulian Km 15, Jambi, 36361, Indonesia

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:

14 April 2023

Diterima setelah

perbaikan:

18 April 2023

Disetujui terbit:

24 Mei 2023

Kata Kunci:

Inversi impedansi akustik

Reservoir

Crossplot

Penentuan zona potensial hidrokarbon diperlukan untuk mendapatkan gambaran kemungkinan tempat atau zona yang dapat dijadikan sebagai endapan hidrokarbon. Lokasi penelitian berada pada Blok Kampar yang termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan belakang busur magmatik penghasil hidrokarbon yang terbantuk selama tersier awal (*Eosen-Oligosen*) sebagai rangkaian struktur setengah graben yang dipisahkan oleh suatu bidang hasil patahan. Penelitian menggunakan data 13 lintasan seismik 2D *post-stack* dan 3 data sumur dalam metode analisis inversi seismik impedansi akustik. Berdasarkan analisis penentuan zona target dari komponen log *gamma ray*, densitas, neutron porositas, dan resistivitas menunjukkan ketebalan zona target dari formasi Telisa hingga formasi Kelesa. Indikasi ini kemudian dikembangkan dengan melakukan inversi impedansi akustik sebagai fungsi pengolahan data seismik. Hasil inversi impedansi akustik diperoleh rentan nilai AI sebesar 14243 (ft/s)*(g/cc) – 30276 (ft/s)*(g/cc), sedangkan nilai nilai pancung yang menunjukkan zona batupasir berada pada rentan 18300 (ft/s)*(g/cc) – 24500 (ft/s)*(g/cc) yang menjadi berpotensi menjadi batuan reservoir hidrokarbon. Hasil *picking horizon* dan *picking fault* menunjukkan arah migrasi hidrokarbon struktur antiklin yang berasosiasi dengan sesar naik. Didapat zona prospek hidrokarbon MB-1 dan MB-2 berada pada utara barat laut lapisan formasi Tualang dan Formasi Lakat. Lokasi sumur pengembangan 1 berada area tertutup tinggian yang mempunyai reservoir batupasir.

ABSTRACT

Determination of potential hydrocarbon zones is needed to get an idea of possible places or zones that can be used as hydrocarbon deposits. The research location is in the Kampar Block which is included in the Central Sumatra Basin. The Central Sumatra Basin is a hydrocarbon-producing magmatic arc basin which was formed during the Early Tertiary (Eocene-Oligocene) as a series of half-graben structures separated by a fault area. The study used 13 post-stack 2D seismic track data and 3 well data in the acoustic impedance seismic inversion analysis method. Based on the analysis of determining the target zone from the components of the gamma ray log, density, neutron porosity, and resistivity shows the thickness of the target zone from the Telisa formation to the Kelesa formation. This indication is then developed by performing acoustic impedance inversion as a function of seismic data processing. The results of acoustic impedance inversion obtained an AI value range of 14243 (ft/s)(g/cc) – 30276 (ft/s)*(g/cc), while the stumps value indicating the sandstone zone is at a vulnerability of 18300 (ft/cc). s)*(g/cc) – 24500 (ft/s)*(g/cc)*

Korespondensi:

E-mail: martinhoras14@gmail.com (Martin Horas Parulian Butar Butar)

which has the potential to become a hydrocarbon reservoir rock. The results of picking horizon and picking faults show the direction of migration of hydrocarbons in anticline structures associated with reverse faults. The MB-1 and MB-2 hydrocarbon prospect zones are located in the north northwest of the Tualang and Lakat Formation layers. The location of the development well 1 is in a high cover area that has a sandstone reservoir.

© LPMGB - 2023

PENDAHULUAN

Indonesia memiliki potensi migas yang menjanjikan. Luas wilayah kerja migas Indonesia mencapai 750.000 km². Indonesia memiliki 3,8 miliar barel cadangan minyak terbukti dan gas 77 triliun standar cubic feet (tsc) (Kementrian ESDM 2020). Salah satu cekungan potensial yang berada dipulau Sumatera yaitu cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah memiliki luas sekitar 103.500 km², yang sebagian besar terdiri dari area berupa daratan. Eksplorasi pertama pada cekungan ini diawali oleh penemuan rembesan pada struktur antiklin yang kemudian memicu penemuan lapangan minyak Wkindonesia., (2017).

Dalam eksplorasi cadangan minyak dan gas bumi memerlukan data sifat fisis reservoir dibawah permukaan bumi. Untuk mendapatkan data tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan eksplorasi geofisika yaitu metode seismik dan proses logging sumur Novita dkk., (2022). Saat ini metode seismik refleksi dianggap metode efektif yang memegang fungsi untuk menggambarkan kondisi bawah permukaan. Dalam pengembangan potensi hidrokarbon digunakan pendekatan melalui dua data yaitu data seismik dan data log. Melalui korelasi data tersebut yang kemudian dapat dibuat gambaran interpretasi potensi berdasarkan nilai fisis.

Metode Seismik Inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi kebelakang, metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan, sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoir di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan geologi bawah permukaan Sukmono., (1999) dalam Malik dkk., (2018). Salah satu analisis dalam studi inversi seismik ini, yaitu inversi impedansi akustik. Inversi Impedansi akustik merupakan jenis *post-stack Inversion*. Dimana AI adalah parameter batuan yang memuat dipengaruhi nilai porositas, litologi, kedalaman sebagai indikator kuantitatif karakter reservoir Sanjaya dkk., (2014).

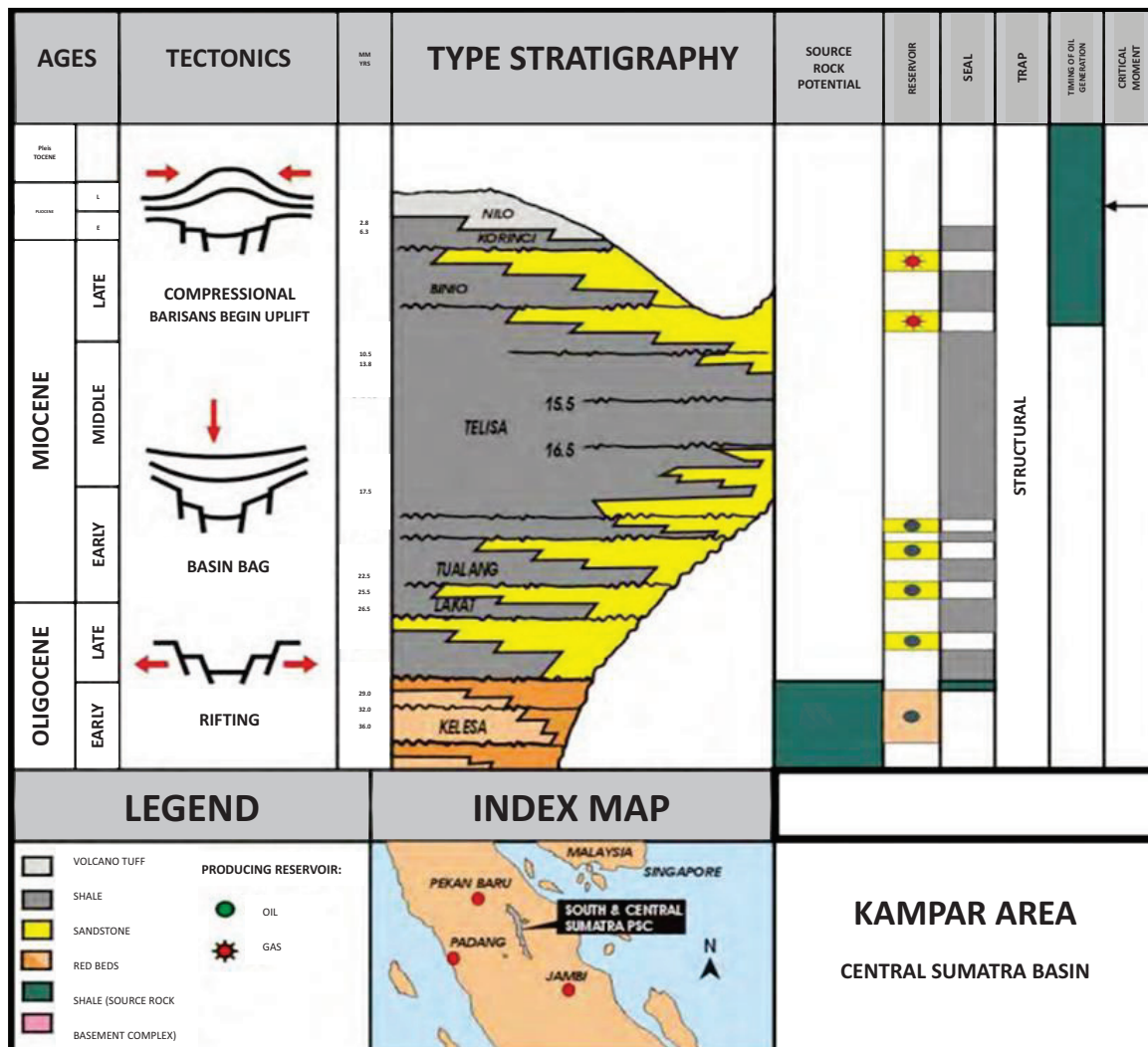
Pada penelitian ini dilakukan untuk mengidentifikasi range nilai Impedansi akustik reservoir hidrokarbon berdasarkan proses inversi seismik, serta dapat memberikan gambaran zona prospek untuk dijadikan sumur pengembangan baru.

Metode inversi model awal dilakukan untuk mendapatkan nilai impedansi akustik yang kemudian parameter tersebut dihitung persamaan lintasan ar dari crossplot antara log p-impedance dan neutron porositas untuk mencari estimasi distribusi porositas, peta struktur waktu dan peta struktur kedalaman didapat berdasarkan hasil griding picking horizon. Picking fault dilakukan untuk mendapatkan model patahan atau kemenerusan struktur. Melalui uraian tersebut, maka area penelitian Cekungan Sumatera Tengah menjadi lokasi yang menarik untuk dikaji tentang zona yang berprospek reservoir hidrokarbon. Oleh karena itu penulis mengangkat topik identifikasi prospek reservoir hidrokarbon menggunakan inversi impedansi akustik pada blok kampar.

Geologi Regional

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan sedimen yang terbentuk di belakang busur magmatik selama Tersier Awal (Eosen-Oligosen) sebagai rangkaian struktur setengah graben yang dipisahkan oleh suatu bidang hasil patahan sebagai hasil dari proses penunjaman lempeng samudra Hindia terhadap lempeng benua Asia Mertosono dan Nayoan., (1974) dalam Dewanto dan Yuliantina., (2021).

Cekungan ini merupakan seri dari struktur patahan normal pada periode Paleogen (Eosen – Oligosen) yang terbentuk akibat proses rifting sehingga terpisah oleh bidang hasil patahan. Cekungan Sumatra Tengah berbentuk asimetris yang mengarah Baratlaut - Tenggara. Bagian yang terdalam terletak pada bagian barat daya dan melandai ke arah timur laut. Hal ini disebabkan karena adanya patahan-patahan bongkah pada landas cekungan yang umumnya berbentuk patahan normal Eubank dan Makki., (1981).



Gambar 1
Stratigrafi umum dari area kampar (de Coster, 1974).
Menunjukkan urutan satuan batuan secara kronologis pada blok Kampar.

Formasi Potensi Pembawa Hidrokarabon

Formasi Telisa, pada Gambar 1 formasi menunjukkan ini sebagai batuan Penutup, batuan penutup utama pada area Cekungan Sumatera Tengah adalah *shale marine* yang berasal dari Formasi Telisa. Dengan ketebalan mencapai 1600 ft, maka formasi ini dapat bertindak sebagai batuan penutup yang baik bagi reservoir yang ada di bawahnya Siki dkk., (2016).

Formasi Tualang merupakan Formasi sasaran pada lapangan minyak bumi di blok Kampar, Cekungan Sumatra Tengah. Formasi Tualang merupakan Formasi hasil dari pengendapan lingkungan transisi, terdiri dari batulempung, batupasir glaukonit dan batulanau serta perselingan antara batupasir dan batulempung, Batupasir pada Formasi Tualang merupakan reservoir pada sistem

petroleum cekungan Sumatra Tengah. Formasi Lakat, berdasarkan analisis polen terendapkan dalam lingkungan transisi, yaitu mulai dari air tawar sampai adanya pengaruh bakau. Batuan yang diduga sebagai sumber hidrokarbon dalam Formasi Lakat terdapat dalam bagian tengah, yaitu tersusun oleh batulumpur warna kelabu kehitaman, yang kaya akan bahan organik. Heryanto dan Hermiyanto., (2006).

Formasi Kelesa, Batuan yang bertindak sebagai batuan sumber hidrokarbon adalah bagian atas formasi ini, yaitu atas perlapisan serpih berselingan dengan batupasir halus, batupasir konglomeratan dan batulanau (Sebagian teramalgamsi), serpih berwarna coklat berselingan dengan warna abu-abu gelap, berlapis tipis (0,5 cm – 1 cm), kaya akan bahan organik, bersifat agak plastis, struktur perarian sejajar. Heryanto dan Hermiyanto., (2006).

Analisis petrofisika, analisis burial history, dan pemodelan kematangan menunjukkan bahwa daerah penyelidikan memiliki potensi minyak serpih (*shale oil*) pada interval Formasi Kelesa – basement. Total *original oil in place* (OOIP) potensi sumber daya minyak serpih Formasi Kelesa di daerah penyelidikan adalah sebesar 3992,26 MMBbl Widhiyatmoko, dkk., (2022).

Seismik Inversi

Inversi adalah suatu metoda untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol Sukmono., (2002) dalam Prastika dkk., (2018). Berdasarkan data seismik yang digunakan metoda seismik inversi dapat dibagi menjadi dua macam, yaitu : inversi seismik post-stack dan inversi seismik prestack. Data seismik post-stack merupakan data seismik yang telah melalui proses stacking sehingga sudah tidak dipengaruhi lagi oleh sudut (R). Data seismik jenis ini

mengasumsikan amplitudo seismik dihasilkan dari $R(0)$, sehingga terbatas hanya dapat menghasilkan tampilan model impedansi akustik saja.

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang (v) dengan densitas batuan (ρ). Impedansi akustik didefinisikan dalam persamaan matematis:

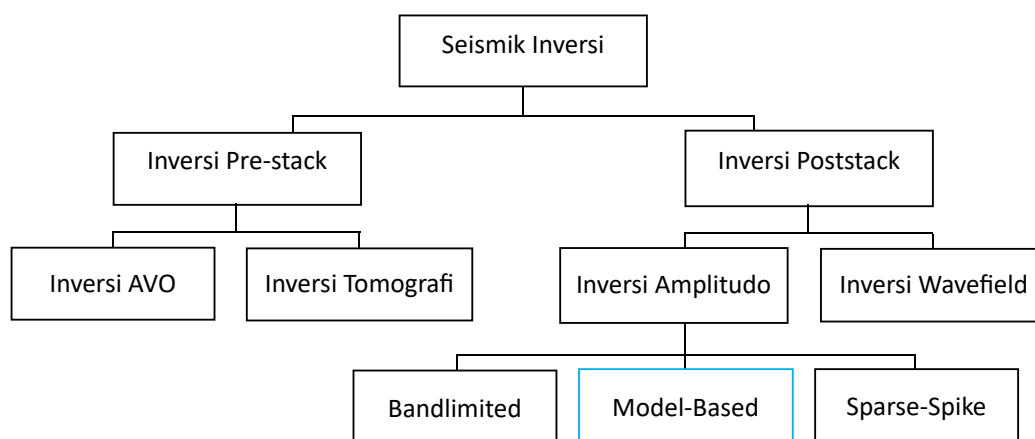
$$IA = V \cdot \rho \tag{1}$$

dengan :

V : kecepatan gelombang (m/s)

ρ : densitas batuan (g/cm^3)

Nilai impedansi akustik berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas batuan. Besar kecilnya nilai AI sangat dipengaruhi oleh cepat rambat gelombang.



Gambar 2

Metode seismik inversi, menunjukkan analisa inversi berdasarkan jenis data (Russell, 1988 dalam Novianto, 2015)

Metode inversi berbasis model disebut juga metode *blocky* karena impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Gambar 2. Menjelaskan bahwa inversi berbasis model merupakan inversi dari jenis data poststack. Konsep inversi metode ini dimulai dengan membuat model awal Impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Keunggulan dari metode inversi ini adalah metode paling sederhana namun hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), memiliki kontrol yang baik dari hasil yang didapatkan karena menghindari inversi langsung

dari data seismik melainkan menginversi model geologinya. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk blok dengan nilai Impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan reservoir.

BAHAN DAN METODE

Penelitian ini berada pada Blok Kampar cekungan Sumatera Tengah termasuk dalam lembar Rengat, data yang digunakan adalah data seismik dengan jenis 2D post-stack berjumlah 13 lintasan, 3 data sumur, yang masing-masing sumur terdapat data marker dan

data *checkshot*. Pada Gambar 3 terdapat 13 lintasan seismik dan 3 sumur. Ketersediaan komponen masing-masing sumur antara lain: koordinat, deviasi, checkshot (CS), marker dan log (seperti log Gamma ray (GR), caliper (CALI), *spontaneous potential* (SP), densitas (RHOB), P-Wave (DT), *neutron porosity* (NPHI), dan *density correction* (DRHO)).

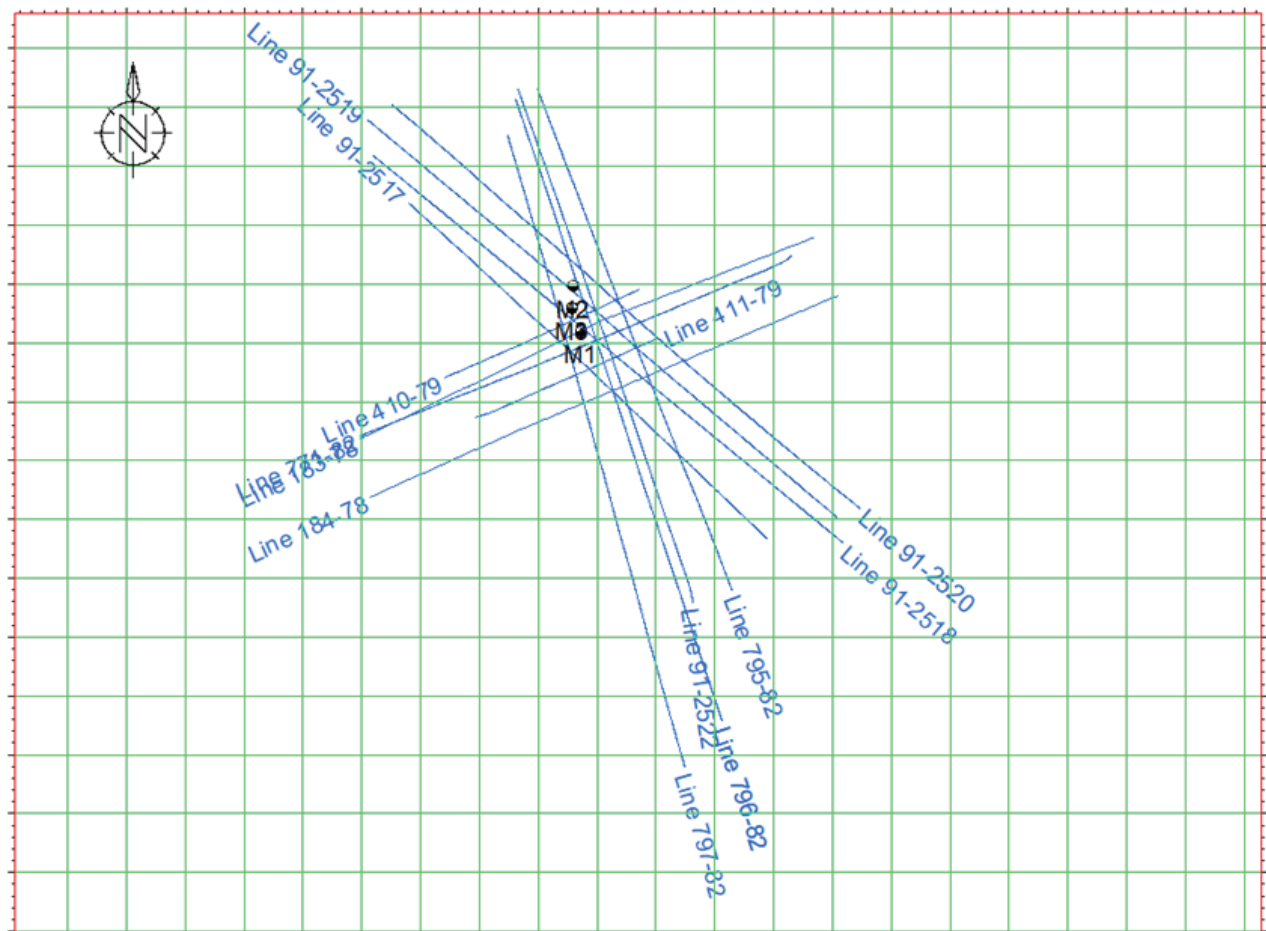
Alur Kerja Penelitian

Pada penelitian kali ini terbagi ke dalam tiga tahapan utama yaitu : tahapan pengumpulan data, tahapan pengolahan data, tahapan interpretasi/ analisis data. Data yang dikumpulkan merupakan data seismik dan data sumur yang meliputi data marker dan data *checkshoot*. Kemudian dilakukan pengecekan kelayakan data. Tahapan pengolahan data dimulai dengan analisis penentuan zona target selanjutnya pengikatan data sumur terhadap data seismik untuk memperoleh nilai korelasi yang baik

maka dilakukan proses ekstraksi wavelet dan *well-seismic tie*. Pengecekan analisis sensitifitas dengan log P-Impedance, Neutron Porosity, dan Gamma ray untuk memisahkan litologi serta harga nilai pancung impedansi batupasir yang berpotensi sebagai batuan reservoir hidrokarbon.

Picking horizon dan picking fault dilakukan untuk menghasilkan peta struktur waktu dan peta struktur kedalaman serta model patahan, kemudian pembuatan model awal sebagai langkah awal untuk inversi impedansi akustik. Secara empiris untuk mengestimasi nilai dan distribusi porositas reservoir dengan menggabungkan data log porositas secara statistik dari data seismik dan data impedansi akustik.

Kemudian tahapan interpretasi/analisis data, analisis menggunakan data penampang nilai acustic impedansi dan sebesar porositas secara lateral dan mengamati kemenerusannya. Sumur pengembangan diliat dari peta struktur kedalaman yang digabung dengan model patahan.



Gambar 3
Peta area penelitian.
Menunjukkan peta lintasan seismik dan titik sumur lokasi penelitian.

HASIL DAN DISKUSI

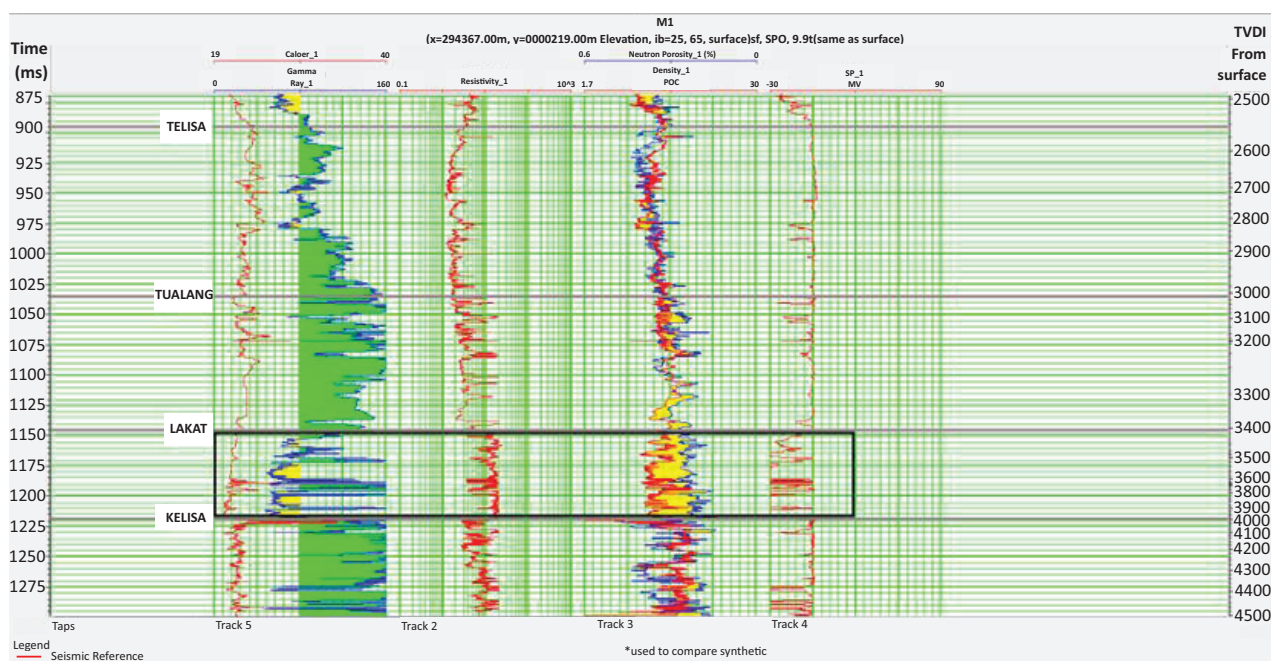
Penentuan Zona Target

Analisa zona target dilakukan untuk mengetahui adanya indikasi hidrokarbon berdasarkan respon data log. Analisa menggunakan data log diantaranya : gamma ray, neutron porositas, densitas, dan resistivitas. Zona target terdiri dari formasi Telisa, Tualang, Lakat, dan Kelesa. Dengan batas lapisan paling atas yaitu formasi telisa dan batas lapisan paling bawah yaitu formasi kelesa.

Analisa sumur M1 dilakukan untuk mengetahui zona target. Berdasarkan Gambar 4. menunjukkan zona target pada sumur M1 terdapat pada 898 m/s sampai 1296 m/s pada kedalaman 2570 ft sampai 4500 ft. Pada kolom 1 log gamma ray menunjukkan defleksi ke kiri yang menandakan respon bawah permukaan berupa litologi yang memiliki permeabilitas. Dalam perekaman data log gamma ray menunjukkan lapisan batupasir API yang relatif rendah dan menunjukkan lapisan serpih API yang tinggi.

Pada kolom 2 log resistivitas, pada lapisan yang terisi hidrokarbon log resistivitas menunjukkan respon yang tinggi dan terdapat separasi positif antara log neutron porositas dan densitas, sedangkan pada lapisan air log resistivitas menunjukkan respon yang rendah dan log densitas dan neutron sama atau separasi negatif. Nilai resistivitas pada zona yang memiliki nilai berkisar 10.64 ohm sampai 24.91 ohm mengindikasikan kandungan fluida berupa minyak.

Secara kualitatif, data log yang digunakan untuk mengidentifikasi jenis hidrokarbon adalah data log densitas dan neutron porositas yang berada pada kolom 3. Dimana untuk respon yang menandakan adanya zona reservoir pada kedalaman 3400 ft sampai 4000 ft. Perbedaan positif antara densitas dan log neutron porositas digunakan untuk membedakan antara lapisan yang diisi gas dan yang diisi minyak. Untuk gas, ini menunjukkan respons resistivitas yang lebih tinggi dan separasi positif log densitas - neutron porositas yang lebih besar daripada minyak. Tahap penentuan zona target dilakukan juga pada sumur M2 dan M3.



Gambar 4 Analisis zona target pada sumur M1. Merupakan tahapan awal dalam penentuan zona target

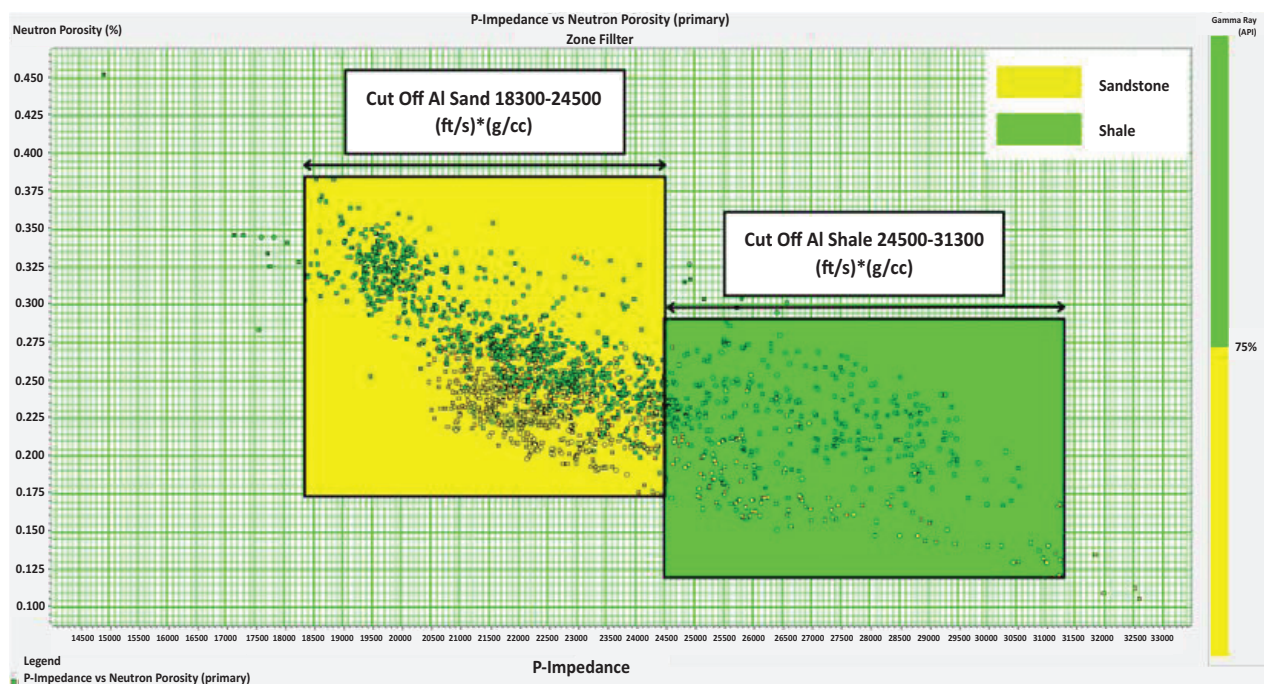
Analisis Sensitivitas

Tahapan pengujian sensitivitas sumur terhadap zona litologi menggunakan nilai impedansinya dengan beberapa komponen log yang ada dalam

sumur target (Gamma Ray, Neutron Porosity, dan p-impedance). Proses ini akan memisahkan atau menzonasi litologi reservoir batupasir dan batulempung pada formasi Tualang dan Lakat. Jika nilai impedansi benar-benar dapat memisahkan

zona, kemungkinan hasil inversi dapat digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir. Berdasarkan hasil analisa crossplot pada sumur M1 yang sudah menggunakan marker, terdapat 2 zona hasil dari crossplot yaitu zona kuning dimana memiliki nilai log Neutron Porosity sebesar 0.175 (%) sampai 0.385 (%) dengan nilai Gamma ray <75 API zona ini diidentifikasi sebagai reservoir dengan litologi batupasir dan untuk zona hijau merupakan litologi batulempung dimana nilai log Neutron Porosity sebesar 0.120 (%) sampai 0.285 (%) dan nilai Gamma ray >75 API. Zona batupasir berwarna kuning memiliki nilai impedansi akustik

sebesar 18300 (ft/s)*(g/cc) – 24500 (ft/s)*(g/cc), zona batulempung berwarna hijau dengan interval nilai Impedansi akustik sebesar 24500 (ft/s)*(g/cc) – 31300 (ft/s)*(g/cc). Berdasarkan Gambar 6. menunjukkan penampang cross section dengan interval kedalaman berkisar 3050 ft – 4000 ft yang didominasi dengan litologi batupasir. Kurva defleksi cross section juga menunjukkan litologi batupasir memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan porositas yang tinggi begitu pula sebaliknya untuk litologi batulempung. Hal tersebut mengindikasikan lokasi penelitian mempunyai jenis reservoir batupasir.



Gambar 5
Crossplot P-Impedance dan Neutron Porosity.
Menunjukkan crossplot pada formasi Tualang- formasi Lakat sumur M1

Tahapan analisis sensitifitas dilakukan pada setiap sumur dengan batas marker yang sama yaitu formasi Tualang dan formasi Lakat. Didapat harga sebaran batupasir pada sumur M2 berkisar 16000 (ft/s)*(g/cc) - 20300 (ft/s)*(g/cc) dan pada sumur M3 berkisar 18500 (ft/s)*(g/cc) – 23100 (ft/s)*(g/cc).

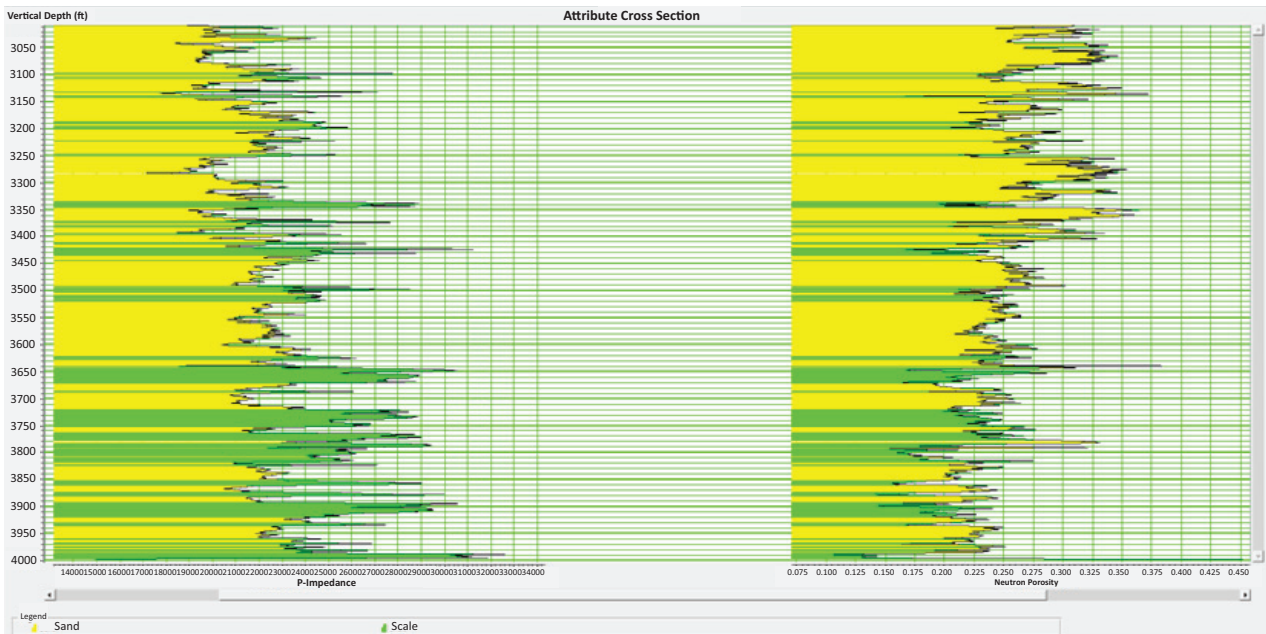
Picking Horizon dan Picking Fault

Picking Horizon merupakan tahap penandaan kemenerusan tiap top formasi dari marker hasil *well-seismic tie*. *Picking fault* merupakan tahap menandakan struktur-struktur patahan pada data seismik.

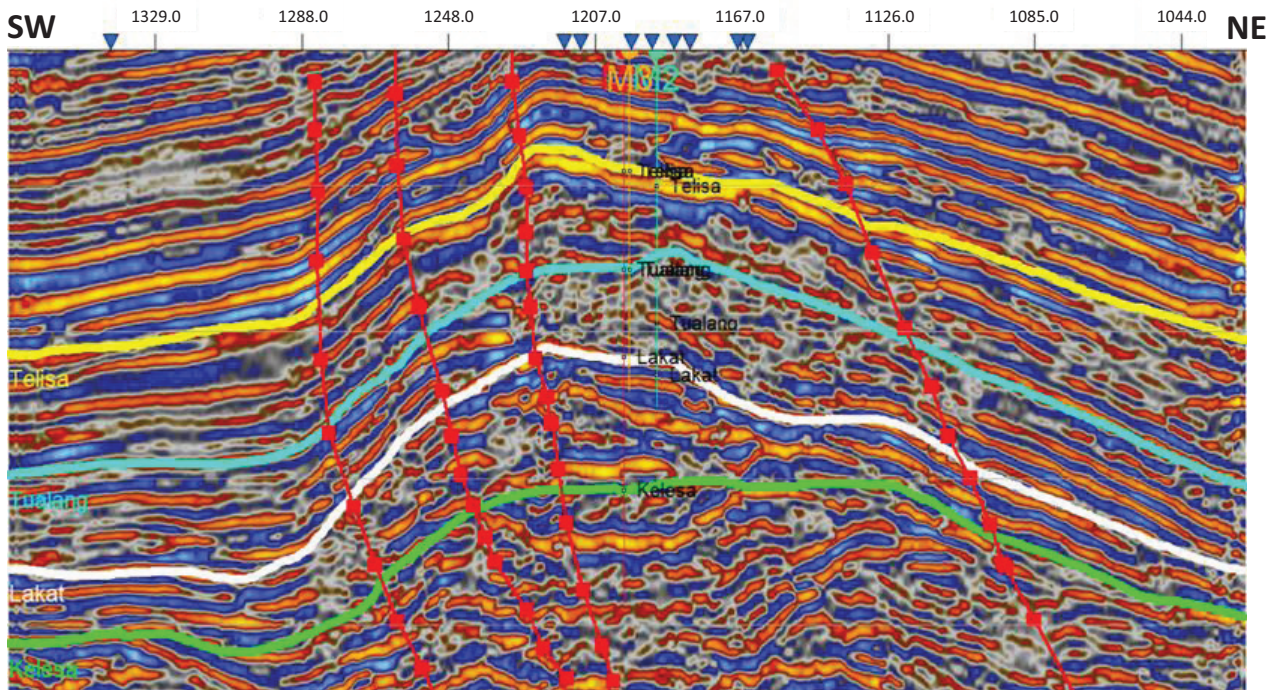
Pada Gambar 7 menunjukkan penampang hasil picking horizon dan *fault* lintasan 183-78 yang mempunyai arah baratdaya-timurlaut. Horizon puncak formasi Telisa mempunyai reflektor amplitudo yang kuat. Sedangkan horizon dasar formasi Kelesa mempunyai karakter refleksi amplitudo yang rendah. Horizon Kelesa mempunyai konfigurasi refleksi internal yang acak mengindikasikan batuan penyusun dengan pola yang tidak jelas atau zona hancuran. Jenis litologi berupa sedimen berbutir kasar sampai sedimen berbutir halus, dapat dilihat dari spasi reflektornya. Untuk sedimen kasar mempunyai spasi reflektor yang tidak rapat begitupula sebaliknya.

Struktur pada lintasan ini berupa antiklin dan sesar naik. Struktur antiklin diindikasikan dari adanya

pelengkungan horison seismik yang membentuk suatu antiklin. Terdapat 4 sesar yang berkembang



Gambar 6
Cross-section sumur M1.
Menunjukkan nilai zona masing-masing litologi beserta kedalaman



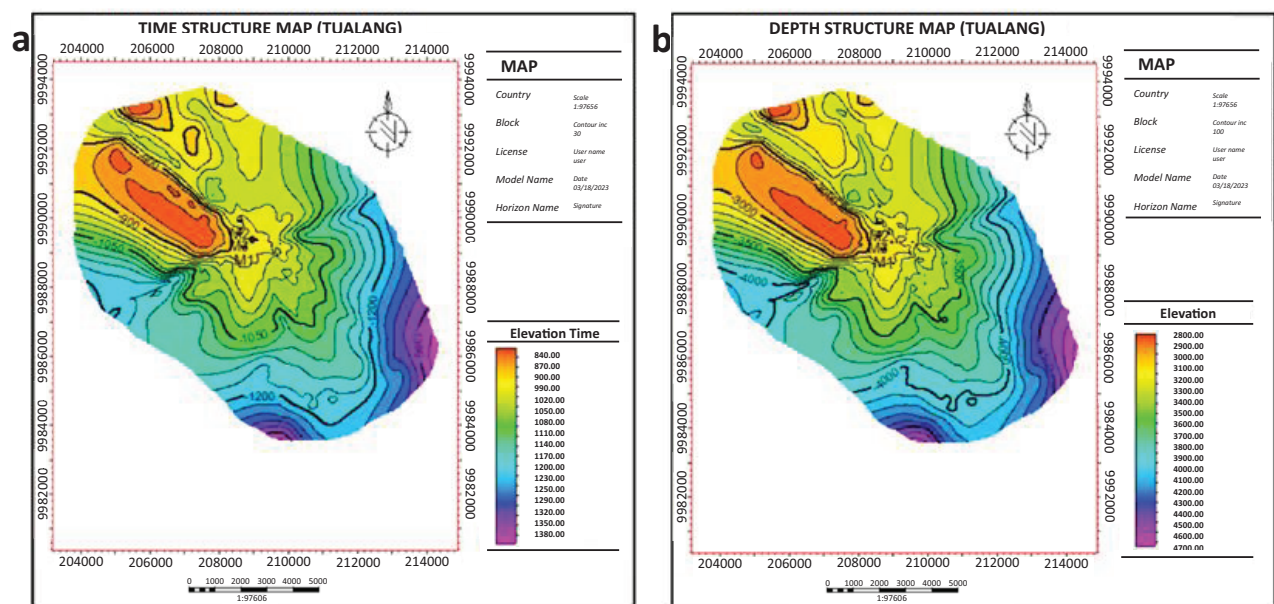
Gambar 7
Picking horizon dan picking fault 183-78.
Menunjukkan tanda kementerian tiap top formasi dan struktur pada lintasan seismik.

dengan arah baratdaya-timurlaut.

Peta Struktur Waktu dan Peta Struktur Kedalaman

Pemetaan struktur domain waktu dilakukan dengan menggunakan metode gridding untuk mendapatkan peta interpolasi dan ekstrapolasi Rahman dkk., (2017). Pada dasarnya metode grid memiliki beberapa parameter visualisasi, parameter yang paling penting adalah logaritma yang digunakan dan ukuran grid yang digunakan. Logaritma yang digunakan mempengaruhi hasil perhitungan interpolasi dan ekstrapolasi dan untuk mendapatkan logaritma yang benar harus disesuaikan dengan tujuan utama dari gambar tersebut SCM E&P., (2011). Berdasarkan Gambar 8. Bagian a menunjukkan hasil peta struktur waktu formasi Tualang yang memiliki interval kontur

dengan domain waktu sebesar -840 ms hingga -1380 ms. Skala warna pada peta menunjukkan area kontur tinggi disimbolkan dengan warna merah sedangkan area kontur rendah disimbolkan dengan warna ungu. Kemudian Gambar 8. Bagian b menunjukkan hasil peta struktur kedalaman formasi Tualang yang memiliki interval kontur dengan domain kedalaman sebesar -2800 ft hingga -4800 ft. Peta struktur kedalaman memperlihatkan bahwa wilayah jebakan hidrokarbon Area penelitian berada dalam area yang lebih tinggi yang berupa area tutupan. Terlihat pada gambar tersebut terdapat beberapa struktur antiklin yang berasosiasi dengan sesar naik. Struktur antiklinal ini dapat terjadi akibat adanya gaya kompresi saat pembentukan Cekungan Sumatera Tengah. Dimana Hidrokarbon di daerah penelitian tetap berada dalam struktur. Sehingga bisa dikelompokkan perangkat hidrokarbon di wilayah ini tipe struktural.

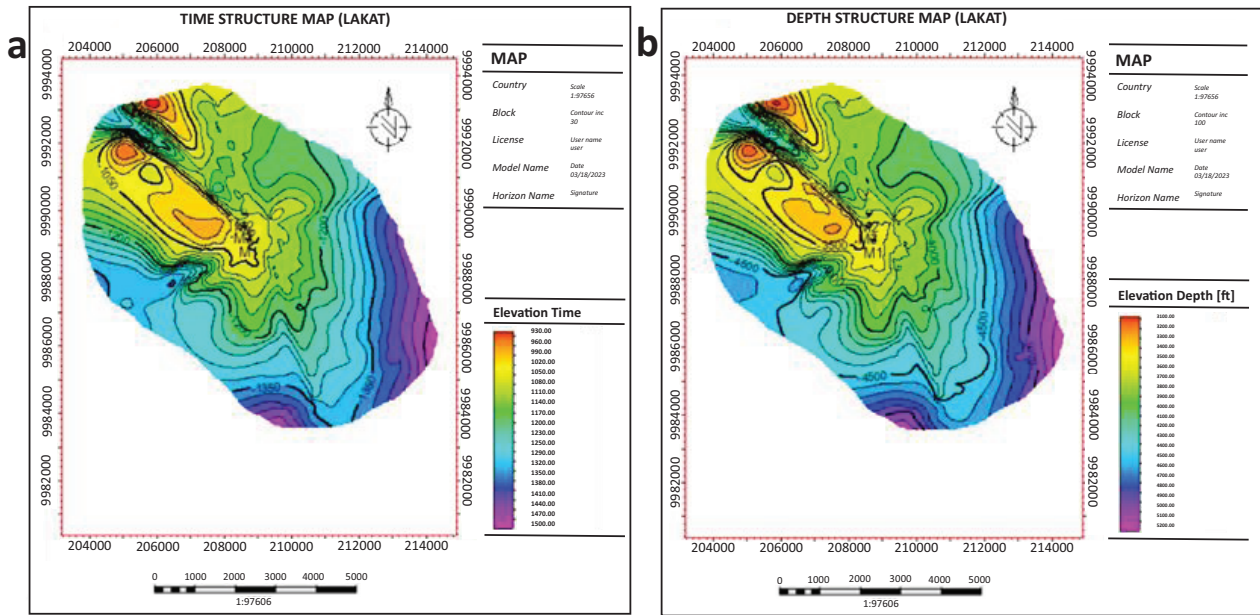


Gambar 8

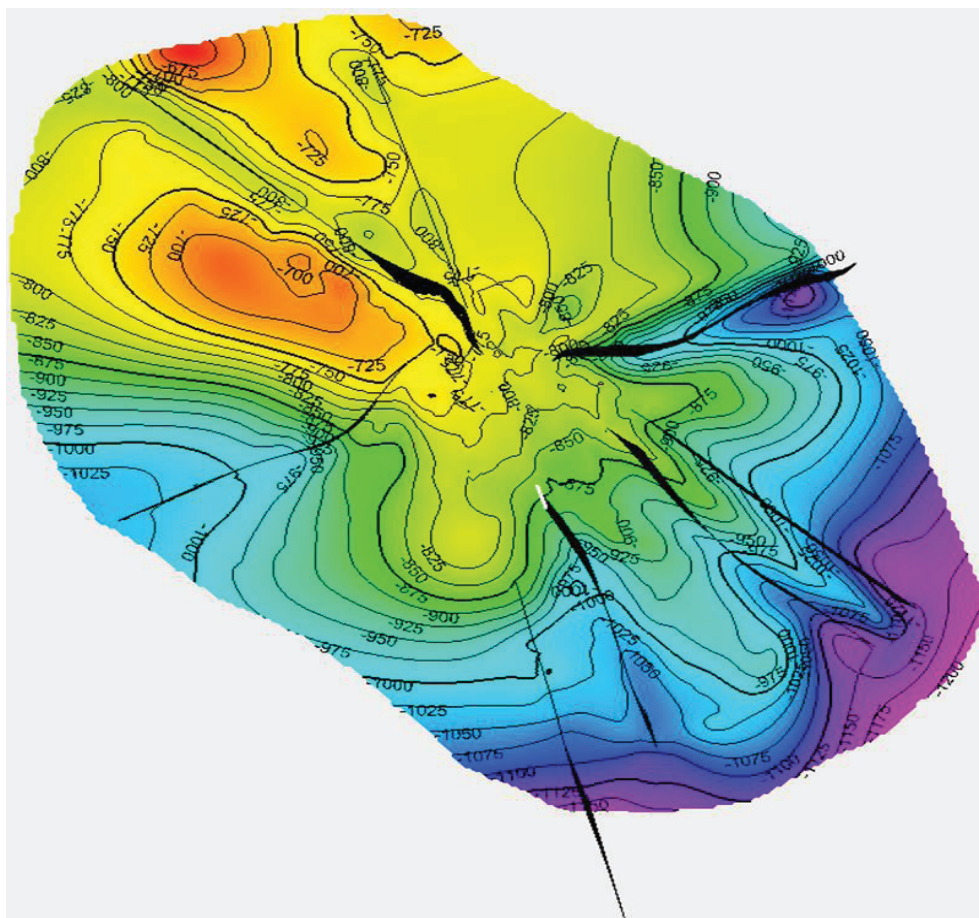
A). Peta struktur waktu dan B). Peta struktur kedalaman formasi Tualang. Menunjukkan kontras perbedaan warna berdasarkan domain waktu dan kedalaman pada formasi Tualang.

Sedangkan Gambar 9A menunjukkan hasil peta struktur waktu formasi Lakat yang memiliki interval kontur dengan domain waktu sebesar -1080 ms hingga -1770 ms. Terdapat beberapa keberadaan struktur antiklin yang sedikit berbeda pada tiap lapisan, hal ini bisa saja dipengaruhi masa pembentukan yang berbeda pada tiap lapisan. Kemudian Gambar 9B menunjukkan hasil peta struktur kedalaman formasi Lakat sebagai lapisan

bawah yang memiliki interval kontur dengan domain kedalaman sebesar -3700 m hingga -6100 m. Peta struktur kedalaman memperlihatkan bahwa wilayah jebakan hidrokarbon Area penelitian berada dalam area yang lebih tinggi yang berupa area tutupan. Terlihat pada gambar tersebut bahwa hidrokarbon bermigrasi dari arah tenggara (kontur rendah) ke barat laut (kontur tinggi).

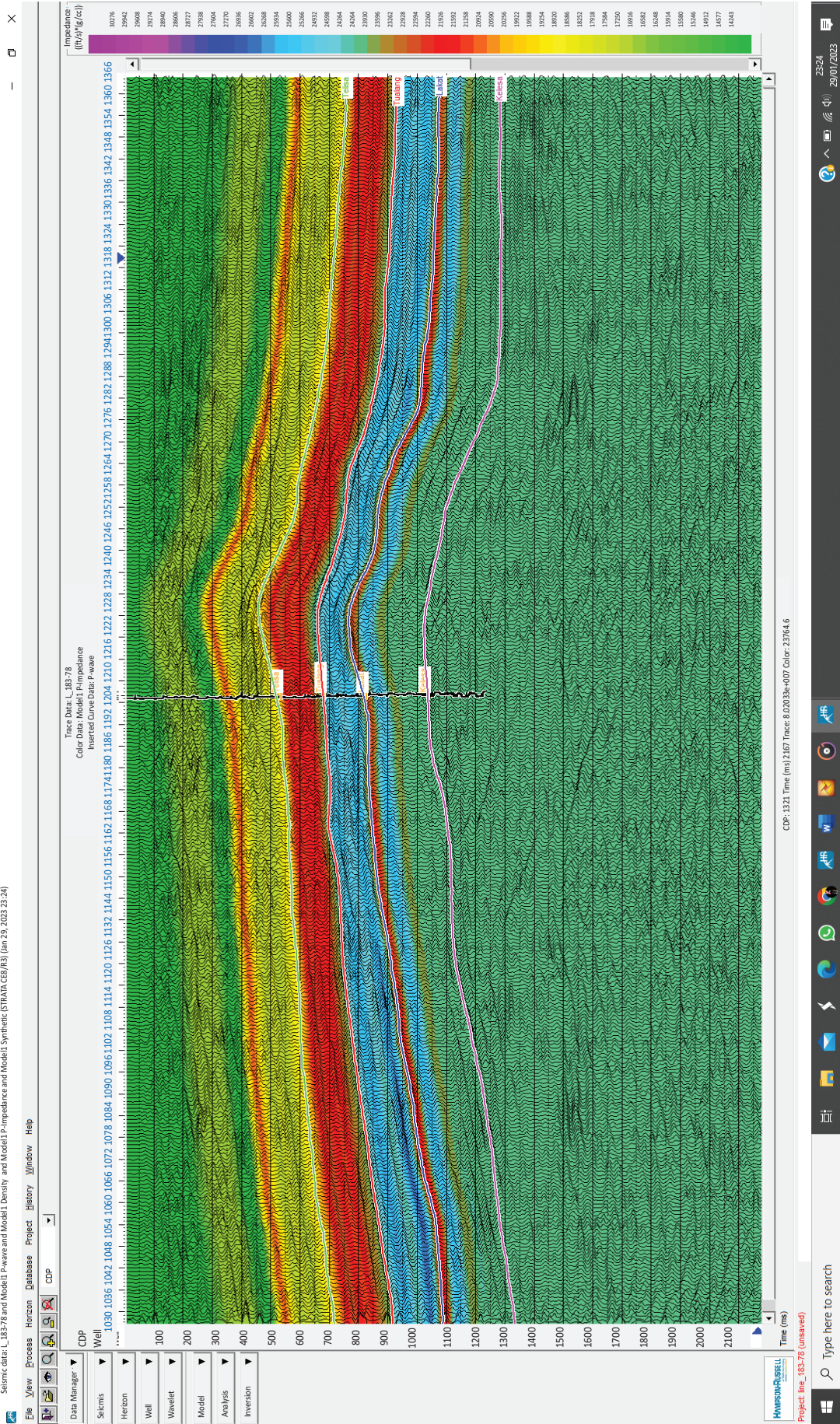


Gambar 9
 A). Peta struktur waktu dan B). Peta struktur kedalaman formasi Lakat.
 Menunjukkan kontras perbedaan warna berdasarkan domain waktu dan kedalaman pada formasi Lakat



Gambar 10
 Struktur patahan yang digabungkan peta struktur waktu formasi Telisa.
 Menunjukkan peta struktur waktu yang menggambarkan bentuk umum struktur

Identifikasi Prospek Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Inversi Impedansi Akustik pada Blok Kampar (Martin Horas Parulian Butar Butar, dkk)



Gambar 11 Model awal sumur M1 lintasan 183-78, merupakan model awal sebelum dilakukannya tahapan inversi

Model Patahan

Hasil pemodelan patahan diintergrasikan terhadap peta struktur waktu untuk memudahkan dalam interpretasi. Berdasarkan Gambar 10B menunjukkan waktur dari formasi Telisa. Umumnya patahan merupakan patahan normal dan patahan naik yang menghasilkan produk antiklin yang menjadi tempat akumulasi hidrokarbon.

Model Awal

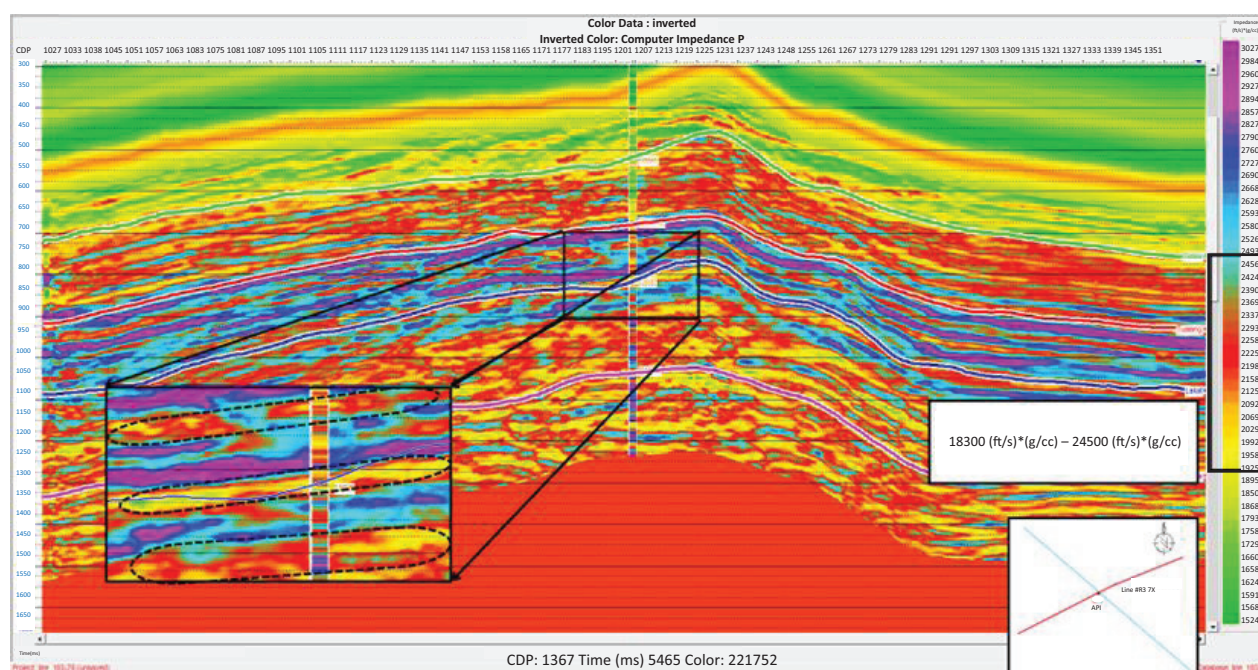
Model awal dibuat berdasarkan data seismik dan data log. Model asli ini adalah model geologis yang dibangun dari data log, dengan asumsi bahwa nilai Impedansi akustik setiap lapisan terdistribusi dalam volume seismik. Model awal ini nantinya akan digunakan dalam proses pembuatan model inversi. Hasil model awal dalam kajian ini memperlihatkan skala warna dari warna hijau tua yang menandakan

nilai impedansi terendah hingga warna ungu yang menandakan nilai impedansi tertinggi. Nilai Impedansi akustik pada model ini memiliki interval berkisar $14243 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ hingga $30276 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$.

Inversi Impedansi Akustik

Proses inversi adalah tahapan pembalikan data seismik yang mempunyai domain waktu (*time*) menjadi model atau penampang fisis. Metode inversi berbasis model dapat menghasilkan hasil inversi yang memiliki kecenderungan impedansinya hampir sama dengan aslinya yang terlihat pada hasil analisis inversi dengan memperoleh nilai korelasi yang tinggi dari hasil analisis inversi. dan antara *trace* sintesis dan *trace* seismik sehingga batas antar lapisan dapat dibedakan dengan jelas.

Pada hasil inversi model based sumur M1 yang



Gambar 12
Hasil inversi impedansi akustik.
Menunjukkan penampang impedansi akustik pada sumur M1 lintasan 183-78

memiliki rentang nilai AI sebesar $14243 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – $30276 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$. Area yang memiliki nilai AI rendah diinterpretasikan dengan warna hijau. Sedangkan area yang memiliki nilai AI tinggi diinterpretasikan dengan warna ungu. Pada pembacaan crossplot didapat nilai nilai pancung sumur M1 yang menggambarkan zona batupasir yang memiliki harga nilai AI berkisar $14900 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – 22500 (ft/

$\text{s)} \cdot \text{(g/cc)}$. Dapat dilihat pada gambar 11. penampang hasil inversi model based sumur M1 lintasan 183-78, dimana zona target berada pada warna kuning hingga merah. Warna tersebut menunjukkan zona yang diduga memiliki prospek reservoir hidrokarbon.

Zona dengan nilai AI yang tinggi menunjukkan reservoir batupasir yang lebih padat, sedangkan zona dengan nilai AI yang lebih rendah menunjukkan

reservoir batupasir yang lebih berpori. Hal ini dikarenakan nilai AI yang dihasilkan dari nilai kecepatan gelombang P dan densitas menggambarkan sifat dari batuan, dimana gelombang P yang merambat di dalam batuan merambat ke dalam matriks batuan yang dilaluinya. Semakin padat matriks batuan dan semakin kecil pori-pori batuan maka semakin tinggi pula nilai kecepatan saat dilalui gelombang. Melalui kurva defleksi gamma ray yang condong mengarah ke kiri mendandakan nilai AI yang rendah dapat menjadi acuan bahwa lapisan tersebut mengandung batuan dengan porositas yang baik. Pada gambar penampang yang diperbesar menunjukkan zona prospek reservoir hidrokarbon sesuai dengan nilai nilai pancung analisis sensitivitas. Area tersebut diduga mempunyai potensi migas dikarenakan batuan penyusun lapisan yang mempunyai porositas baik.

Estimasi Distribusi Porositas Reservoir

Untuk melihat hubungan antara nilai *p-impedance* terhadap data nilai porositas efektif maka dilakukan crossplot pada kedua komponen data tersebut di masing-masing sumur. Schultz dkk. (1994) dalam (Abdilla, 2017) mengusulkan suatu cara untuk

mengestimasi nilai dan distribusi porositas reservoir dengan menggabungkan data log porositas secara statistik dari data seismik dan data impedansi akustik.

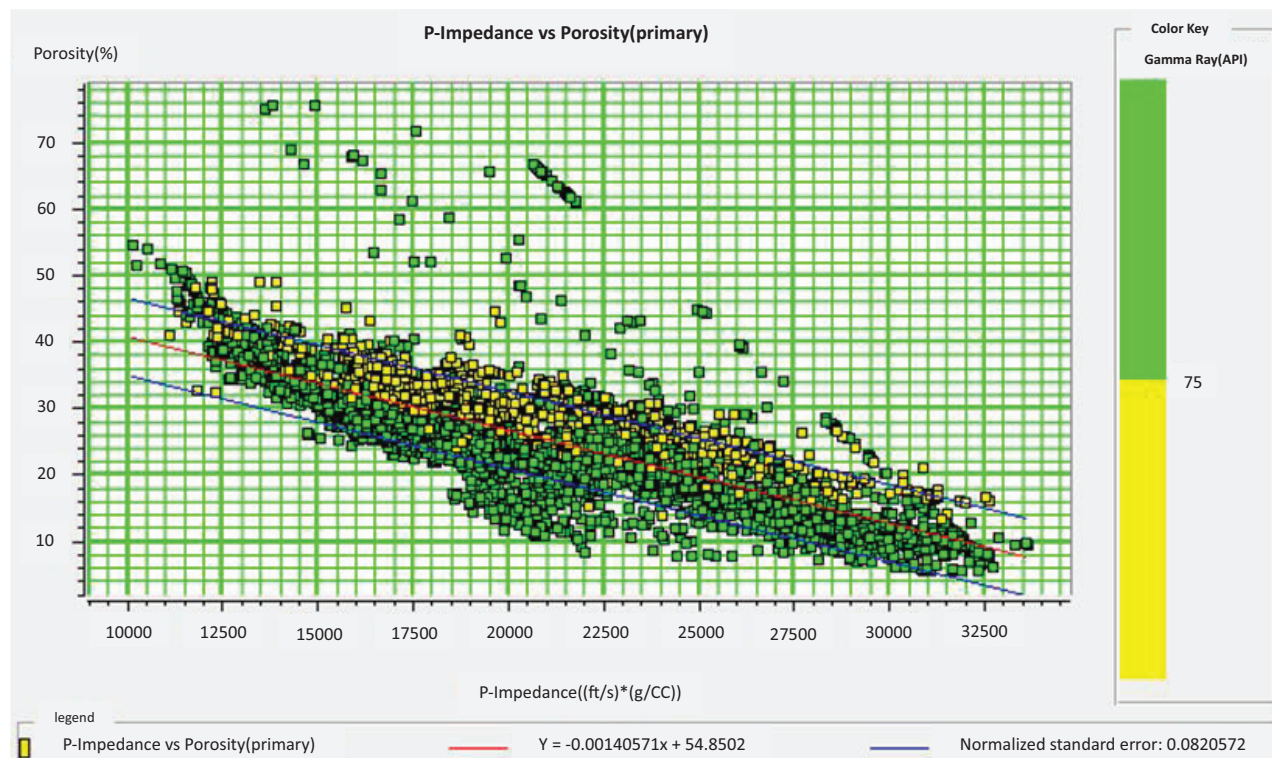
Dilakukan dengan cara dan komponen log yang sama pada setiap sumur. Dari hasil crossplot didapatkan persamaan masing-masing sumur :

$$M1 : y = -0.00140571x + 54.8502 \quad (2)$$

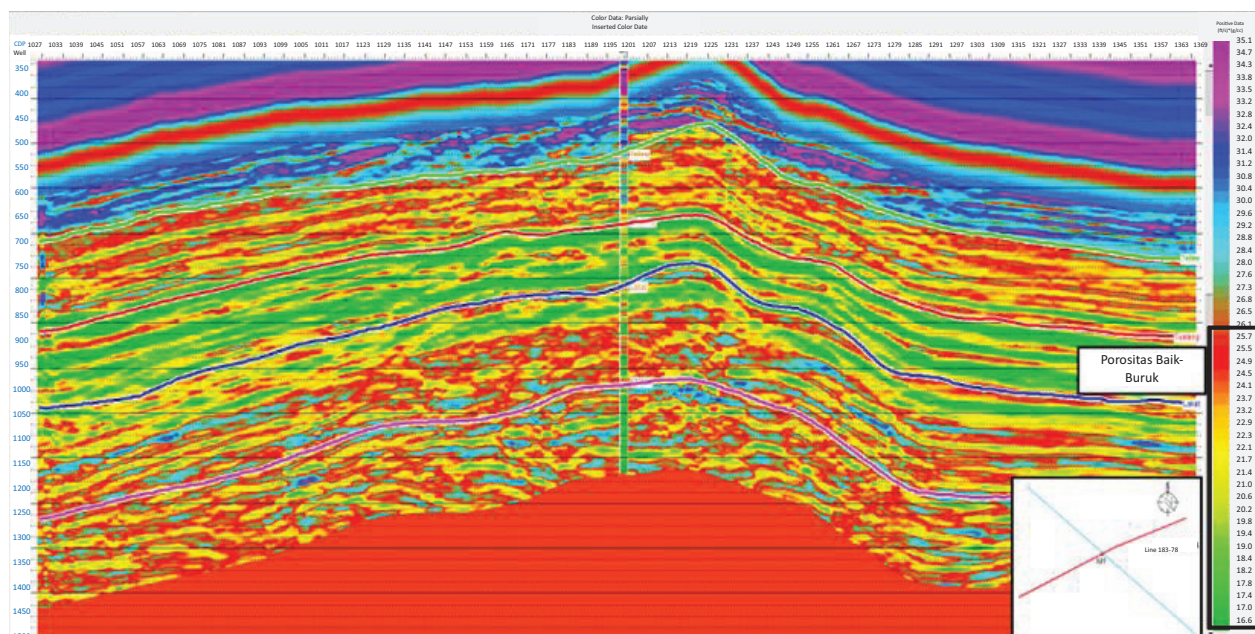
$$M2 : y = -0.00122371x + 48.052 \quad (3)$$

$$M3 : y = -0.000901337x + 43.476 \quad (4)$$

Analisis crossplot menggunakan data log *P-Impedance* sebagai sumbu x , log Porositas sebagai sumbu y dan log Gamma Ray sebagai skala warna. Hasil inversi model based dari lintasan linear programming kemudian di ekstrak menggunakan persamaan crossplot melalui perhitungan. Nilai porositas dari peta yang diperoleh merupakan hasil konversi dari nilai Impedansi akustik. Oleh karena itu, nilai porositas yang diperoleh tidak secara akurat mencerminkan nilai porositas sebenarnya. Namun demikian, kita dapat mengestimasi pola



Gambar 13
Crossplot P-Impedance dan Porositas sumur M1.
Menunjukkan persamaan linear yang akan digunakan dalam estimasi porositas



Gambar 14
Penampang porositas.

Menunjukkan penampang porositas dari tranformasi impedansi akustik hasil inversi Sumur M1 lintasan 183-78

sebaran porositas di lapangan. Peta porositas menggambarkan sebaran porositas dan menunjukkan adanya variasi porositas meskipun berada dalam formasi yang sama. Porositas bervariasi dapat diakibatkan dari pembentukannya. Pada penampang hasil transformasi menunjukkan nilai porositas yang tinggi di beberapa lapisan.

Hasil transformasi log p-impedance untuk mendapatkan estimasi porositas penampang menunjukkan pada sumur M1 lintasan 183-78 memiliki area porositas yang besar dan cukup tebal. Nilai porositas jelas terdistribusi dengan baik dengan rentan nilai porositas sebesar 16.2% - 35.1%. Pada sumur ini formasi Tualang hingga ke Lakat menggambarkan litologi batupasir yang tebal sebagai potensi reservoir dengan harga porositas sebesar 16.2% - 25.7% yang masuk kedalam skala porositas baik hingga sangat baik. Menurut Faris dkk., (2022) batupasir memiliki nilai impedansi akustik yang cenderung rendah dan memiliki nilai porositas yang cenderung tinggi. Hal ini juga sesuai dengan analisis zona target yang menunjukkan kurva log potensi hidrokarbon cukup tebal..

Lokasi Prospek Reservoir Hidrokarbon

Pada tahap ini akan dicari area tinggian yang dianggap prospek (belum dilakukan tahap pengeboran), kemudian diberikan penanda berupa

garis melingkar mengikuti garis kontur peta struktur yang terbentuk. Garis penanda terdiri atas area puncak (n) dan area lembah (n+1) Iskandar dkk., (2019).

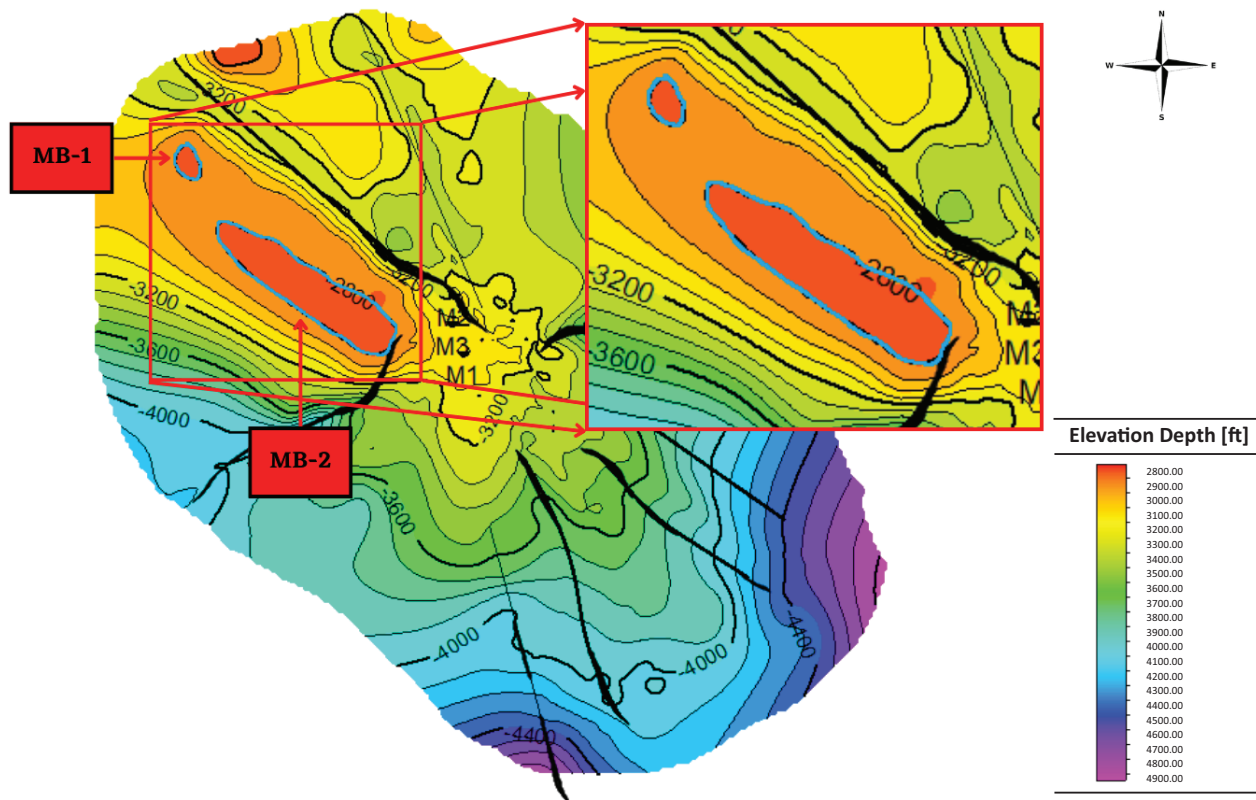
Peta struktur kedalaman menggambarkan warna hijau-oranye merupakan zona struktur batupasir dengan kedalaman yang dangkal (pada puncak struktur) dan warna ungu, yang merupakan zona dengan struktur kedalaman yang paling rendah. Lokasi lubang bor yang digunakan dalam proses inversi, yaitu sumur M1, M2, dan M3 dipetakan ke zona struktural atas.

Pemilihan formasi Tualang dan formasi Lakat dikarenakan kedua formasi tersebut dinilai memiliki potensi yang besar dibandingkan dengan lapisan lainnya. Gambar 15. Menunjukkan zona prospek MB-1 dan MB-2 pada formasi Tualang berada pada satu area tutupan yang sama. Area tutupan tersebut berada pada barat laut serta berada pada area tinggian yaitu 2800 ft – 3000 ft dari permukaan. Area tutupan ini merupakan antiklin sebagai tempat akumulasi hidrokarbon yang bermigrasi dari arah tenggara karena dipengaruhi oleh struktur dan level tinggian.

Sumur pengembangan 1 berada di area prospek MB-1 yaitu pada area tutupan berarah barat laut sehingga memungkinkan terjadinya perpindahan hidrokarbon ke area yang lebih dangkal. Hidrokarbon mengalami migrasi dari reservoir ke reservoir

yang lebih dangkal, Area tersebut dinilai memiliki potensi hidrokarbon yang cukup besar. Maka lokasi sumur pengembangan 1 mempunyai prospek yang baik untuk dilanjutkan ke tahap pengeboran sumur sebagai keperluan eksplorasi lebih lanjut. Kemudian sumur pengembangan 2 berada di area prospek

MB-2. Area ini berada pada area tutupandekat sumur penelitian yang mempunyai reservoir batupasir. Prospek MB-2 merupakan jebakan struktur antiklin yang dipengaruhi oleh sesar naik memanjang.



Gambar 15
Lokasi sumur pengembangan formasi Tualang.
Ditemukan 2 zona potensial baru pada formasi Tualang

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan bahwa harga sebaran reservoir batupasir berdasarkan analisis sensitifitas dan inversi *Impedansi akustik* didapat pada sumur M1 berkisar 18300 (ft/s)*(g/cc) – 24500 (ft/s)*(g/cc), kemudian pada sumur M2 berkisar 16000 (ft/s)*(g/cc) - 20300 (ft/s)*(g/cc) dan pada sumur M3 berkisar 18500 (ft/s)*(g/cc) – 23100 (ft/s)*(g/cc). Nilai tersebut menunjukkan zona batupasir yang memiliki porositas baik sebagai reservoir hidrokarbon dengan nilai Gamma ray <75 API.

Berdasarkan nilai-nilai tersebut menunjukkan zona prospek reservoir hidrokarbon berada pada formasi Tualang dan formasi Lakat. Didapat zona prospek

hidrokarbon MB-1 dan MB-2 berada pada utara barat laut lapisan formasi Tualang dan Formasi Lakat. zona prospek MB-1 berada pada area tutupantinggian yang merupakan puncak dari antiklin. Kemudian zona prospek MB-2 berada pada area tinggian tepat dekat dengan sumur sebelumnya yang mempunyai karakteristik reservoir batupasir.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi Dan Sumber Daya Mineral (PUSDATIN ESDM) atas izinnya dalam penggunaan data-data dalam penyusunan karya ilmiah ini

DAFTAR ISTILAH

Simbol	Definisi	Satuan
AI	<i>Impedansi akustik American</i>	(ft/s)*(g/cc)
API	<i>Petroleum Institute</i>	
CALI	<i>Caliper</i>	inch
CS	<i>Checkshot</i>	
DRHO	<i>Density Correction</i>	G/CC
DT	<i>P-Wave</i>	sec/ft
GR	<i>Gamma Ray Means One</i>	API
MMBbl	<i>Million barrels.</i>	
NPFI	<i>Neutron Porosity</i>	%
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>	STB atau STM ³
RHOB	<i>Density</i>	G/CC
SP	<i>Spontaneous Potential</i>	mV

DAFTAR PUSTAKA

- Abdilla, N., Bagus, S. M., Ahmad, Z., dan Irfan, M. H.**, (2017). Pemetaan Dsistribusi Reservoir Batupasir stone Menggunakan Metoda Sesimik Inversi Impedansi akustik(AI) Pada Lapangan ABL Formasi Menggala Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 3 (1).
- Dewanto, O dan Yuliantina, A.** (2021). Menentukan Konduktivitas Panas Formasi Pada Sumur Ais Di Cekungan Sumatera Tengah. *Prosiding Seminar Nasioanal Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri SINTA*. Vol 4, hlm 130.
- Eubank, R.T., and Makki A.C.** (1981) *Structural Geology of the Central Sumatra Basin*. Proceeding IPA, 10th Annual Convention, p. 285 – 317.
- Faris, M., Zera, T., dan Purba, H.** (2022). Analisis Penyebaran Reservoir Batupasir dan Karbonat Menggunakan Metode Inversi Seismik Studi Kasus : Lapangan RB, Blok Rangkas. *Lembaran*

Publikasi Minyak dan Gas Bumi. Vol. 56 (2).

- Heryanto, R. dan Hermiyanto, H.**, (2006). Potensi Batuan Sumber (Source Rock) Hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatra Tengah. *Jurnal Geologi Indonesia*, 1(1): 37-48.
- Iskandar, I. N. E. N., Rohmana, R. C., dan Atmoko, W.** (2019). Interpretasi Seismik Dalam Menentukan Zona Potensial Hidrokarbon Di Formasi Jatibarang Dan Talangakar, Sub-Cekungan Jatiarang, Cekungan Jawa Barat Utara. *Prosiding TAU SNAR-TEK 2019 Seminar Nasional Rekayasa dan Teknologi*.
- Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral.** (2020). Capaian Kinerja 2019 dan Program 2020. Kementrian ESDM Republik Indonesia, Jakarta.
- Malik, R., Mulyatno, B. S., Dewanto, O., dan Sulistiyono.** (2018). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Inversi AI (Acoustic Impedance) dan Metode Seismik Multiatribut Pada Lapangan “RM”, Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan. *Junal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 1 (16).
- Mertosono, S. dan Nayoan, G. A. S.** (1974). *The Tertiary Basinal Area of Central Sumatra*. Proceedings of 3 rd Annual Convention of Indonesian Petroleum Association (IPA), Jakarta.
- Novianto Ardian.** (2015). Pemetaan Metoda Inversi Dan Probabilistic Nural Ntework Pada Data Seismik Dalam Penentuan Zona Reservoir Batugambang (Carbonate Buildup) DiLapangan Suko, Cekungan Jawa Timur Utara. *Berkala Fisika*. Vol. 18 (3), hlm 117-124.
- Novita, D., Dzl, F. B., Sorja, K., dan Handono, R.** (2022). Interpretasi Sumur Log Untuk Menentukan Zona Prospek Hidrokarbon Pada Cekungan Akimeugah, Papua. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, Vol. 56 (1), hlm 1-10.
- Prastika, N., Septo, B., Dewanto., dan Wijaksono, E.** (2018). Analisis Perbandingan Metode Seismik Inversi Impedansi akustik Model Based, Band Limited, dan Sparse Sppike Un-

tuk Karakterisasi Reservoir Karbonat Lapangan “NBL” pada Cekungan Nias. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*.

Rafdy, R. A., Yusi. F., Joko. W., dan Edy, S. (2018). Porositas Reservoir Karbonat Formasi Manusela Berdasarkan Analisis Petrofisika. *Padjadjaran Geoscience Journal*. Vol. 2 (6), hlm 441-451.

Rahman, F. A., Ayi, S. B., dan Juan, P. G.N.R. (2017). Analisis Peta Struktur Domain Waktu Dalam Studi Pengembangan Lapangan Kaprasida, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Teknik ITS*. Vol. 6 (1).

Sanjaya, D. N., Dwa, D.W., dan Bagus, J. S. (2014). Analisis Sifat Fisis Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi akustik(AI) dan Multiatribut (Studi Kasus Lapangan F3). *Jurnal Sains Dan Seni POMITS*. Vol. 3 (2).

SCM E&P. (2011). *Solutions, Grid Algorithms and the Data Types*. Houston, Texas: SCMINC, hlm 1–5.

Siki, D. F. C., Burara, I. I., dan Triwibowo, B. (2016). Evaluasi Lapisan Batupasir B Formasi Bekasap Lapangan Tri Untuk Menentukan Sumur Infill. *Promine Journal*. Vol. 4 (1), hlm 8-16.

Wkindonesia. *Cekungan Sumatera Tengah #4*. Dilihat 2 Juli (2017), dari <http://wkindonesia.blogspot.com/2017/07/cekungan-Sumatera-tengah-4.html>

Widhiyatmoko, M., dkk. (2022). Petrofisika dan Pemodelan untuk Evaluasi Potensi Hidrokarbon Serpih Formasi Kelesa, Cekungan Sumatra Tengah. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*. Vol. 23 (4), hlm 205-215.