

ANALISIS PERSEBARAN POTENSI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) LAPANGAN “LINGGA” DENGAN MENGGUNAKAN METODE INVERSI SEISMIK DAN *NEURAL NETWORK*

M. Kevin P. B. Sinulingga*¹, Bagus Sapto Mulyatno¹, Ahmad Zaenudin¹, Humbang
Purba²

¹Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung

²Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jakarta

*email: sinulinggakevin@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan “LINGGA” terletak di provinsi Sumatera Utara dengan target penelitian Formasi Belumai, Cekungan Sumatera Utara. Tujuan penelitian ini adalah untuk menentukan zona prospek *shale* hidrokarbon pada lapangan “LINGGA” dengan menggunakan analisis seismik multi-atribut *neural networks* berdasarkan data petrofisika *Total Organic Carbon* (TOC) serta seismik inversi *Acoustic Impedance*. Seismik multi-atribut *neural networks* digunakan untuk mengetahui sebaran *property shale* hidrokarbon berdasarkan data petrofisika berupa TOC yang digunakan untuk mengetahui kandungan hidrokarbon pada lapisan *shale*. Data seismik *Acoustic Impedance* memperoleh nilai $5865 - 10295 ((m/s) * (g/cc))$ untuk mengkarakterisasi lapisan *shale* pada Formasi Belumai. Sedangkan untuk seismik AI digunakan sebagai *external attribute* dan data 2D seismik sebagai *internal attribute* pada seismik multi-atribut *neural networks*. Hasil seismik multi-atribut *neural networks* diperoleh nilai penyebaran TOC yang dikategorikan baik pada target Formasi Belumai dengan nilai TOC $0,79 - 1,10\%$.

Kata Kunci : *Multi-atribut Neural Networks, Acoustic Impedance, Total Organic Carbon, Shale* hidrokarbon

ABSTRACT

“LINGGA” field is located in North Sumatra Province with research objective Belumai Formation, North Sumatra Basin. The purpose of this research is to determine shale hydrocarbon prospect zone on “LINGGA” field using neural networks multi-atribut seismic analysis, based on Total Organic Carbon (TOC) petrophysical data and seismic Acoustic Impedance inversion. Neural networks multi -atribut seismic is used to discover shale hydrocarbon property based on TOC petrophysical data, that is being used to find out hydrocarbon content on shale layer. Seismic Acoustic Impedance data has obtained value $5865 - 10295 ((m/s) * (g/cc))$ to characterize shale layer on Belumai Formation. While seismic AI is used as external attribute and seismic 2D data as internal attribute for neural networks multi-atribut seismic. The result of neural networks multi-atribut seismic has obtained TOC distribution value which categorize as good on the target Belumai Formation with TOC value $0,79 - 1,10\%$.

Key words : *Multi-atribut Neural Networks, Acoustic Impedance, Total Organic Carbon, Shale* hydrocarbon

1. PENDAHULUAN

Pada saat ini, reservoir konvensional sedikit demi sedikit mulai ditinggalkan, karena jumlah penemuan cadangan reservoir konvensional baru yang semakin sulit, sehingga perlu dikembangkan dalam mencari sumber cadangan hidrokarbon yang baru atau disebut dengan reservoir non-konvensional. Batuan serpih merupakan salah satu contoh reservoir non-konvensional karena dapat bertindak sebagai batuan induk dan batuan reservoir. Sehingga perlu dilakukan studi atau pendekatan secara geologi meliputi studi regional dan lokal, analisis struktur, dll. Sedangkan pendekatan secara geofisika meliputi pemetaan secara *time*, karakterisasi serta persebaran properti reservoir.

Metode yang digunakan dalam pendekatan geofisika berupa seismik inversi dan seismik multi-atribut *neural network*. Seismik inversi ialah teknik untuk membuat model bawah permukaan bumi menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Inversi *Acoustic Impedance* (AI) adalah salah satu metode seismik inversi setelah *Stack (post-stack Inversion)*. Seismik inversi AI merupakan teknik dalam membuat model geologi berdasarkan data seismik, sehingga metode ini dapat mengkarakterisasi lapisan atau formasi target. Sedangkan untuk mengetahui properti batuan shale non-konvensional reservoir maka digunakan metode seismik multi-atribut *neural network*, karena metode ini dapat menyebarkan data petrofisika *Total Organic Carbon* (TOC).

Sehingga pada daerah penelitian ini dapat diperoleh zona sebaran *Total Organic Carbon* (TOC) dan prospek batuan shale non-konvensional reservoir. Di Indonesia sendiri, telah ditemukan juga cadangan hidrokarbon non-konvensional pada batuan serpih pada Formasi Belumai, Sumatera Utara.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Utara

Secara geologi, Cekungan Sumatera Utara dibatasi oleh *Malacca Platform* pada bagian timur, pada bagian Selatan dibatasi oleh Asahan Arch, bagian barat oleh Pegunungan Barisan dan pada bagian utara cekungan ini terbuka ke arah Laut Andaman.

Aktivitas tektonik Cekungan Sumatera Utara dibedakan antara Pra-Miosen dan Miosen hingga Pasca - Miosen. Pola struktur berarah U-S terutama dihasilkan oleh tektonik Pra-Miosen (Mulhadiono dan Sutomo, 1984). Pola struktur Miosen - Pasca-Miosen arah utamanya adalah BL-TG, orientasi struktur tersebut berkaitan dengan pengangkatan Bukit Barisan. Pola sesar berarah U-S (pola Pra-Tersier) dan arah BL-TGG maupun TL-BD merupakan reaktivasi sesar Plio-Pleistosen sejak Miosen Tengah.

Cekungan Sumatera Utara adalah salah satu dari tiga cekungan busur belakang yang terbentuk selama Tersier (Oligosen Awal), pada lempeng Eurasia atau Paparan Sunda. Tektonik ekstensional mendominasi sejarah Cekungan Sumatera di awal Tersier dan membentuk struktur tinggian dan rendahan, membentuk perangkap dan tempat tumbuhnya terumbu sebagai daerah kitchen. Tektonik kedua adalah kompresional yang juga membentuk perangkap sebagai struktur inversi.

2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Utara

Batuan Pra-Tersier di daerah darat umumnya terdiri dari batugamping, dolomit dan batupasir yang diendapkan pada lingkungan pantai sampai laut dangkal. Batuannya menyerupai Lempeng Mikro Mergui, bagian dari regional Dataran Sunda (Pulunggono dan Cameron, 1984). Distribusi lempeng mikro di Sumatera dan Semenanjung Malaysia

dapat terlihat pada daratan, dijumpai batuan metamorf dan intrusi granit dan granodiorit. Peta struktur batuan dasar Sumatera Utara memperlihatkan bahwa cekungannya tidak simetris, lereng barat dayanya lebih curam.

Formasi Belumai berada di blok barat laut (Formasi Peutu dan Anggota Telaga Said) terutama terdiri dari lanau dan batugamping dari lingkungan laut dangkal. Batugamping terumbu dijumpai di daerah dangkal. Di timur dan tenggara blok, sedimen yang ekuivalen dengan Formasi Belumai terdiri dari batupasir kuarsitik, kebanyakan glaukonitik, berselingan dengan batugamping air dangkal (Karbonat Malaka) dan lanau. Formasi Peutu dan Belumai diendapkan selama transgresi dan tidak selaras menutupi batuan dasar tinggian Pra - Tersier dan selaras di atas Formasi Bampo.

Formasi Baong terbagi kedalam tiga unit tidak resmi (Mulhadiono dkk, 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 foram, menunjukkan lingkungan pengendapan laut. Ketebalan maksimum yang dihitung mencapai 700 kaki.

3. TEORI DASAR

3.1 Metode Seismik Refleksi

Seismik refleksi adalah metode yang didasarkan atas analisis refleksi gelombang elastik dari lapisan-lapisan batuan di bawah permukaan. Data yang direkam oleh receiver ini ialah waktu tempuh gelombang pantul yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variable lain yaitu terdapat amplitudo,

frekuensi, fasa gelombang dan waktu kedatangan (arrival time) dari masing-masing reflektor.

Pulsa seismik merambat melewati batuan dalam bentuk gelombang elastik yang mentransfer energi menjadi pergerakan partikel batuan. Dimensi dari gelombang elastik atau gelombang seismik jauh sangat besar dibandingkan dengan dimensi pergerakan partikel batuan tersebut. Meski demikian, penjalaran gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh vibrasi selama penjalaran gelombang tersebut (Sukmono, 2002).

3.2 Hukum Snellius

Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, maka gelombang akan terbagi. Gelombang tersebut sebagian terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat di bawah permukaan. Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Gelombang P yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009).

3.3 Well Seismic Tie

Well Seismic Tie adalah proses pengikatan data sumur yang berada dalam domain kedalaman terhadap data seismik yang berada dalam domain waktu. Pengikatan tersebut perlu dilakukan agar horizon seismik (skala waktu) berada pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya, yang umumnya diplot pada skala kedalaman. Untuk melakukan pengikatan ini, data-data yang dibutuhkan

adalah data sonic (DT), densitas (RHOB), dan checkshot. Terdapat banyak teknik pengikatan, tetapi yang umum digunakan adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survey kecepatan (well velocity survey).

3.4 Log Gamma Ray

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar gamma dari formasi dengan gas ideal yang terdapat didalam kamar ionisasi yang ditempatkan pada sonde. Secara khusus *Gamma Ray Log* berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat Log SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). Selain itu Log Gamma Ray juga dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral radioaktif (potassium dan uranium), mendeteksi mineral tidak radioaktif (batubara), dan dapat juga untuk korelasi antar sumur.

Shale dan terutama *marine shale* mempunyai emisi sinar gamma yang lebih tinggi dibandingkan dengan *sandstone*, *limestone* dan *dolomite*. Dengan adanya perbedaan tersebut log gamma ray ini dapat digunakan untuk membedakan antara *shale* dan *non shale* sehingga gamma ray sering disebut sebagai log litologi.

3.5 Total Organic Carbon (TOC)

Untuk menganalisis kandungan TOC pada suatu reservoir menggunakan metode $\Delta \text{Log R}$. Analisa TOC dengan data *log* umumnya digunakan teknik *overlay log* porositas-resistivity. Biasanya digunakan *sonic log* sebagai indikator porositas namun *log neutron* atau *density log* dapat

menjadi indikator yang lebih baik. *Shale* dengan *resistivity* rendah mengindikasikan *non-source rock*, dan bukan merupakan *gas shale*. *Shale* sebagai batuan induk yang potensial diindikasikan oleh terdapatnya *crossover* antara kurva *sonic* dan *resistivity*

$$\Delta \text{LogR} = \text{Log}\left(\frac{\text{---}}{\Delta t \text{Baseline}} + 0,02 (\Delta t - \text{---})\right) \quad (21)$$

$$\text{TOC} = \Delta \text{LogR} \times \text{---} \quad (22)$$

Dengan :

R: *Resistivity* yang terbaca di log (ohm-m)

Rbaseline : *Resistivity* pada garis dasar (ohm-m)

Δt : *Travel time sonic log* ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Δt Baseline : *Travel time sonic log* pada garis dasar ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

LOM : Tingkat kematangan

3.6 Seismik Inversi AI

Bumi sebagai medium rambat gelombang seismik tersusun dari lapisan batuan yang memiliki sifat fisis yang berbeda-beda, terutama sifat fisis densitas batuan (ρ) dan cepat rambat gelombang (v). Sifat fisis tersebut adalah sifat fisis yang mempengaruhi reflektivitas seismik. Dengan berdasarkan konsep tersebut sehingga dapat dilakukan perkiraan bentuk lapisan/struktur bawah permukaan. Penerapan konsep tersebut kemudian disebut sebagai Impedansi Akustik, dimana sebagai karakteristik akustik suatu batuan dan merupakan perkalian antara densitas dan cepat rambat

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting dari

pada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan dari pada densitas. menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan, seperti batugamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah (Sukmono, 1999).

3.7 Neural Network

Penggunaan multiatribut pada dasarnya dilakukan dengan mencari hubungan statik antara data log dan set dari atribut seismik pada lokasi sumur, lalu memanfaatkan hubungan tersebut untuk membuat suatu volum properti log yang diinginkan. Multiatribut merupakan suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada setiap lokasi di volum seismik. Untuk menentukan atribut seismik yang akan digunakan dalam proses tersebut, dilakukan uji statistik antara kedua data tersebut (data log dan atribut seismik), sehingga dapat diketahui hubungan antara keduanya. Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang diprediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda *neural network* sebagai algoritma prediksi.

Dalam penelitian ini, *neural network* yang digunakan adalah *Probabilistic Neural Network* (PNN). Transformasi multiatribut menggunakan *Probabilistic Neural Network* merupakan skema interpolasi secara matematis yang menggunakan arsitektur *neural network* dalam penerapannya. Dalam pendekatan PNN, bobot dikalkulasikan menggunakan

konsep “jarak” dalam spasi atribut antara titik yang diketahui nilainya dan titik yang tidak diketahui. Ide dasar di balik PNN adalah menggunakan kumpulan dari satu atau lebih nilai terukur (variabel independen) untuk memprediksi nilai variabel dependen tunggal.

4. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan di Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral “LEMIGAS”, Jakarta yang dilaksanakan pada tanggal 27 November 2016 sampai dengan 24 Februari 2017.

4.2 Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data seismik, 2D PSTM dan data sumur. Data sumur dilengkapi data *log* (seperti *log GR*, *log Sonic*, *log NPHI*, *log RHOB*), data *checkshot* dan data *marker*. Dan menggunakan *Base map*, merupakan peta yang menunjukkan kerangka *survey* daerah penelitian, mulai dari posisi sumur dari sumur-sumur serta lintasan seismik yang digunakan pada penelitian ini.

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data yang diambil dari sumur KS di Formasi Belumai pada Lapangan “LINGGA”, Cekungan Sumatera Utara.

4.3 Tahapan Pengolahan Data

4.3.1 Well Seismic Tie

Sebelum melakukan *well seismic tie* harus dilakukan *checkshot correction* terhadap log *p-wave* dengan data *checkshot* untuk mengkonversi kedalaman (*depth*) pada *well* terhadap data *seismic* yang berada dalam kawasan waktu (TWT).

Kemudian membuat *seismic seismogram* dengan mengekstrak *wavelet* dari data *well* dan seismik. *Wavelet* yang diekstrak dari *time* 0-5000 ms. *Wavelet* diekstrak dengan menggunakan metode *statistic*, perhitungan *statistic*. *Well seismic tie* merupakan proses pengikatan antara data seismik dan data sumur yang berfungsi untuk menyesuaikan pola *trace seismic real* dengan pola *trace seismic seismogram*. Sehingga dapat menyesuaikan batas dari formasi target yang terdapat pada data sumur untuk interpretasi batas formasi *horizon* pada data seismik.

4.3.2 Picking Horizon

Horizon adalah zona atau target yang dilakukan inversi, sehingga dapat mengontrol proses inversi secara lateral serta akan berpengaruh dalam pembuatan *initial model* dan kualitas inversi. Proses *picking horizon* lintasan seismik pada Formasi Belumai sebagai zona target, *line* 89ar-494 sebagai *horizon* acuan untuk seluruh lintasan seismik karena lintasan tersebut merupakan lintasan seismik yang melalui *well*. *Horizon* yang dibuat ada dua yaitu *horizon Top Belumai* dengan warna hijau dan *horizon Top Bampo* ditandai dengan warna hijau

4.3.3 Seismik Inversi

Seismik inversi merupakan proses untuk memperoleh dalam menginterpretasi litologi dengan cara membuat model *subsurface* bumi dengan menggunakan sifat-sifat fisika yang digunakan pada metode seismik yang dikontrol oleh data sumur. Identifikasi sumur reservoir akan sulit jika hanya menggunakan data seismik biasa, karena data seismik hanya menunjukkan koefisien refleksi atau batas impedansi, metode seismik inversi AI dapat menggambarkan litologi bawah permukaan, yang dimana salah satu sifat

acoustic yang khas pada batuan adalah Acoustic Impedance (AI) yang merupakan perkalian antara kecepatan (v) dan densitas (ρ). Sebelum melakukan inversi maka harus membuat *initial model* terlebih dahulu sebagai model atau target yang akan dilakukan inversi.

4.3.4 Multi-atribut Neural Networks

Pada penelitian ini dilakukan analisis multi-atribut *neural networks* untuk mengetahui sebaran *property shale* berupa data TOC pada lapangan "LINGGA". Multi-atribut merupakan suatu metode statistik untuk memprediksi pola persebaran dengan prinsip interpolasi matematis, untuk memperoleh arah persebaran maka diperlukan data log sebagai parameter-parameter yang akan digunakan. Data log yang digunakan adalah data TOC yang diperoleh dari pengukuran petrofisika yang kemudian dilakukan korelasi yang mirip dengan parameter yang telah ditentukan. Metode *Artificial Neural Networks* (ANNs) adalah teknik yang menghitung variabel dari atribut-atribut kemudian memprediksikan berdasarkan parameter-parameter yang digunakan.

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Data Well

Analisa data *well* yang pertama kali dilakukan ialah memisahkan antara litologi *shale* dan *sand* berdasarkan kurva *gamma ray log*. Penentuan zona prospek shale hidrokarbon berdasarkan kurva TOC ≥ 1 wt%.

Pada daerah penelitian ini zona target terdapat di Formasi Belumai dengan batas bawah yaitu Formasi Bampo (Gambar 22), zona target berupa litologi *shale*. Menentukan litologi *shale* maka dilakukan analisis data *gamma ray log* dengan nilai >70 API merupakan *sand* sedangkan ≥ 70 API berupa *shale*. Pada

shale reservoir memiliki respon *gamma ray* tinggi karena *shale gas* pada umumnya terbentuk pada daerah laut atau danau (lacustrine) dimana kerogen yang terkandung didalamnya menyebabkan banyaknya endapan uranium sehingga *gamma ray log* tinggi.

5.2 Well Seismic Tie

Well seismic tie merupakan proses pengikatan antara data seismik dan data sumur yang berfungsi untuk menyesuaikan pola *trace seismic real* dengan pola *trace seismic seismogram*. Sehingga dapat menyesuaikan batas dari formasi target yang terdapat pada data sumur untuk interpretasi batas formasi *horizon* pada data seismik. Proses well seismic tie diperoleh korelasi sebesar 0,713

5.3 Picking Horizon

Proses *picking horizon* lintasan seismik pada Formasi Belumai sebagai zona target, *line 89ar-494* sebagai *horizon* acuan untuk seluruh lintasan seismik karena lintasan tersebut merupakan lintasan seismik yang melalui *well*. Horizon yang dibuat ada dua yaitu horizon Top Belumai dengan warna hijau dan horizon Top Bampo ditandai dengan warna hijau.

5.4 Seismik Inversi

Nilai eror paling kecil dari ketiga model inversi yang bertujuan sebagai parameter inversi yang paling bagus antara *tracesintetic* dengan *traceseismic*. Parameter analisis pra-inversi dilakukan secara *try and error* sehingga memperoleh nilai eror yang paling kecil, dan dari ketiga metode inversi yang telah dianalisis diperoleh eror yang paling kecil adalah *modelbased soft constraint*. Dengan eror yang paling kecil hasil analisis pra-inversi memiliki korelasi 0,953623 dan nilai eror 0,307768.

. Dari hasil korelasi analisis pra-inversi sebelumnya kita mendapatkan hasil

inversi AI. Lapisan dengan litologi *shale* ditunjukkan dengan warna kuning hingga ungu dengan nilai AI 5864 hingga 10295 ((m/s)*(g/cc)) yang berada di Formasi Belumai. Dengan setelah melakukan tahap inversi AI, maka dapat menentukan litologi *shale* dan *sand* pada Formasi Belumai dan juga dapat menentukan distribusi *property shale* yang akan disebarakan yaitu berupa data Total Organic Carbon (TOC)

5.5 Multi-atribut Neural Networks

Penelitian ini menggunakan metode *Probabilistic Neural Networks* (PNN) yang menggunakan parameter-parameter yang disebut variabel independen untuk memprediksi nilai variabel dependen tunggal kemudian dibuat interpolasi berdasarkan prinsip matematika. Parameter yang digunakan dianggap sebagai nilai *output* baru yang dapat ditetapkan sebagai kombinasi variabel linear. Dengan menemukan nilai set sigma untuk memperkecil nilai eror saat validasi. Langkah-langkah yang dilakukan PNN yaitu mengasumsikan bahan seluruh sigma dianggap sama, sehingga dapat menentukan sigma tunggal yang bagus. Kemudian sigma individu menggunakan analisis konjugat-gradien yang pertama "global" sigma sebagai titik awal.

5.6 Hasil Multi-atribut Neural Networks

Hasil penampang *seismic neural networks* pada penelitian ini menunjukkan daerah Formasi Belumai memiliki nilai TOC yang baik dengan nilai TOC sebesar ≥ 1 wt%, yaitu dengan nilai TOC 0,8 – 1,1 wt% yang ditunjukkan dengan daerah yang prospek TOC berwarna hitam hingga kuning. Kemudian yang bernilai $< 0,8$ ditunjukkan dengan warna putih hingga abu-abu pada Penampang seismik *line 89ar-494*.

5.7 Zona Prospek Shale Hidrokarbon

Zona prospek shale hidrokarbon yang baik dapat ditentukan berdasarkan nilai TOC $\geq 0,5$ wt%. Zona prospek pada daerah penelitian ini yaitu TOC dibagi menjadi tiga *level* yaitu *good*, *medium*, *poor* (modifikasi Altamar, 2013 dan Alexander dkk, 2011)

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Berdasarkan data *log gamma ray* dengan nilai diatas 70 API adalah sebagai *shale* dan dibawah 69 API adalah sebagai *sand*. Hasil inversi AI seismik yang diperoleh dengan nilai AI 5864 hingga 10295 ((m/s)*(g/cc)) sebagai *shale*.
2. Zona prospek shale hidrokarbon yang baik pada Formasi Belumai ditunjukkan dengan daerah yang prospek TOC berwarna hitam hingga kuning dengan nilai TOC 0,8 – 1,1 wt%.
3. Setelah diperoleh hasil dari proses multi-atribut *neural networks* untuk menyebarkan data TOC dengan nilai kuantitas >1% maka dapat menunjukkan lapisan yang berprospek *shale* hidrokarbon pada *well* KS.

6.2 Saran

Saran yang dapat diberikan dari hasil penelitian ini adalah sebagai berikut:

Saran untuk daerah penelitian ini harus dilakukan analisa *fault* untuk menentukan zona prospek yang lebih detail, dan analisa BI (*Brittleness Index*) pada Formasi Belumai, karena formasi tersebut merupakan salah satu *source rock* pada *petroleum*

system di cekungan Sumatera Utara.

DAFTAR PUSTAKA

- Alexander, T ., Baihly, J ., Boyer, C., Waters, B.C.G., Calvez, J.L., Miller, R.I.,C.K., Thaeler, J.,and Toelle, B.E. 2011. *Shale Gas Revolution*, Schlumberger.
- Altamar, R.P., dan Marfurt, K.2013. *Minerology-based Brittleness Prediction from Surface Seismic data Application to the Barnett Shale*, Conoco Phillips School of Geology and Geophysics, Norman, Oklahoma.

Hilterman, F.1983. Seismic Lithology. Unpublished course Note, Soc. Expl.Geophysics.

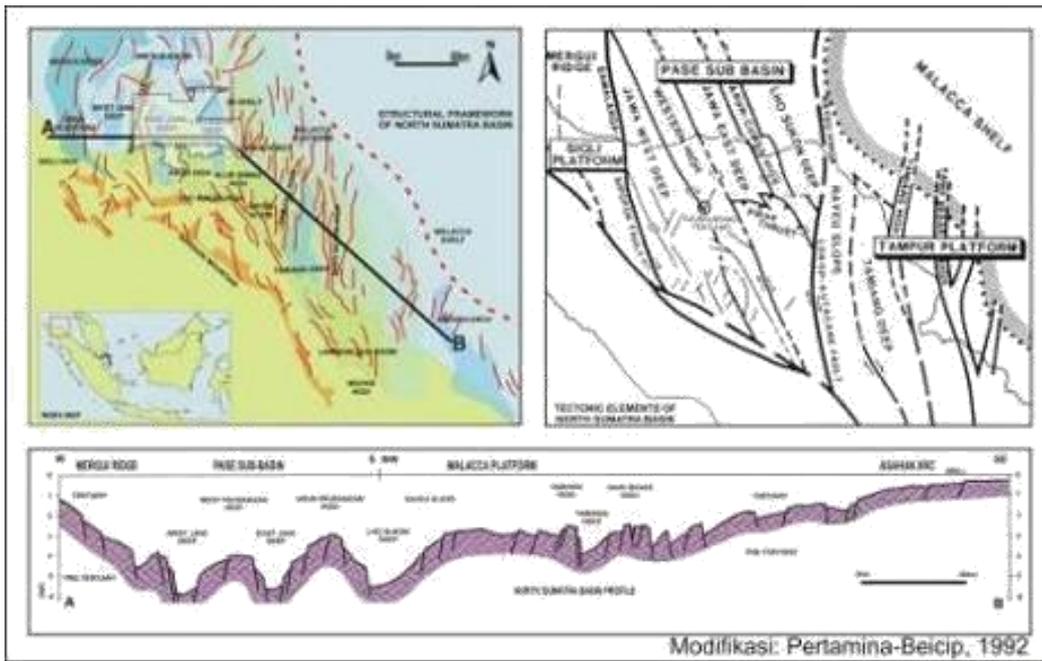
Mulhadiono, Koesoemadinata, R.P., dan Rusmandar. 1982. *Besitang River Sand as the First Turbidite Reservoir in Indonesia*. Proc 11th Ann. Conv Indon. Petrol. Assoc.,1. P. 265-298.

Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F.J., and Stroud, J D. 1990. *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs: The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*. V. 74. No. 12, P. 1777-1794. 19 Figs., 7 Table.

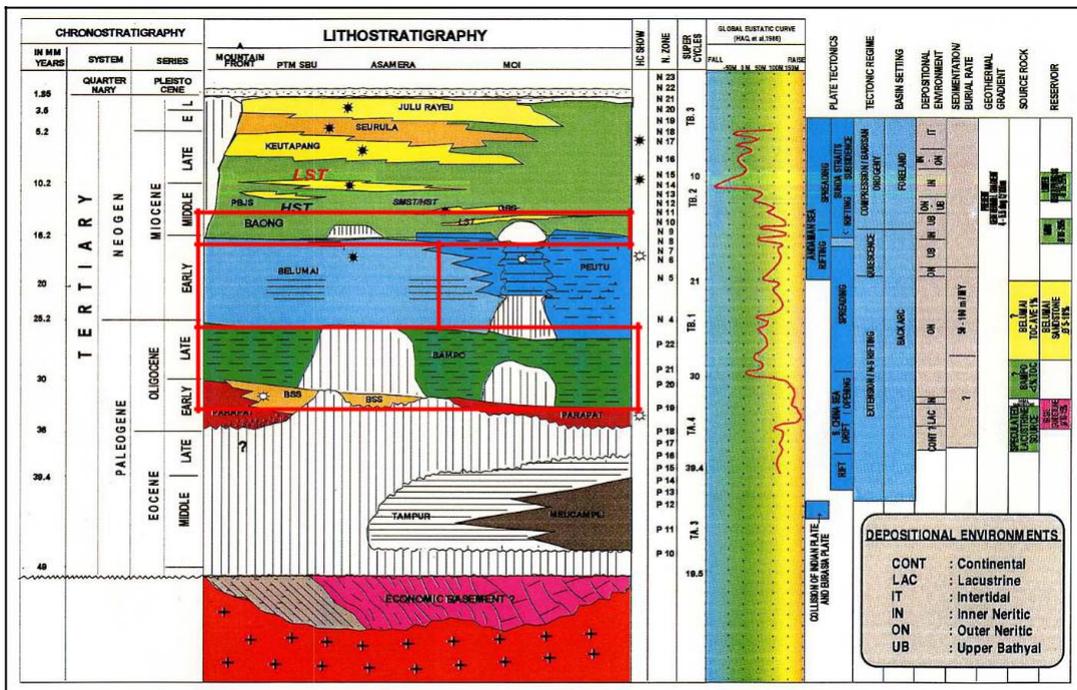
Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi, Geophysical Engineering*. Bandung Institute of Technology, Bandung.

Sukmono, S. 2001. *Seismic Attributes For Reservoir Characterization*. Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung

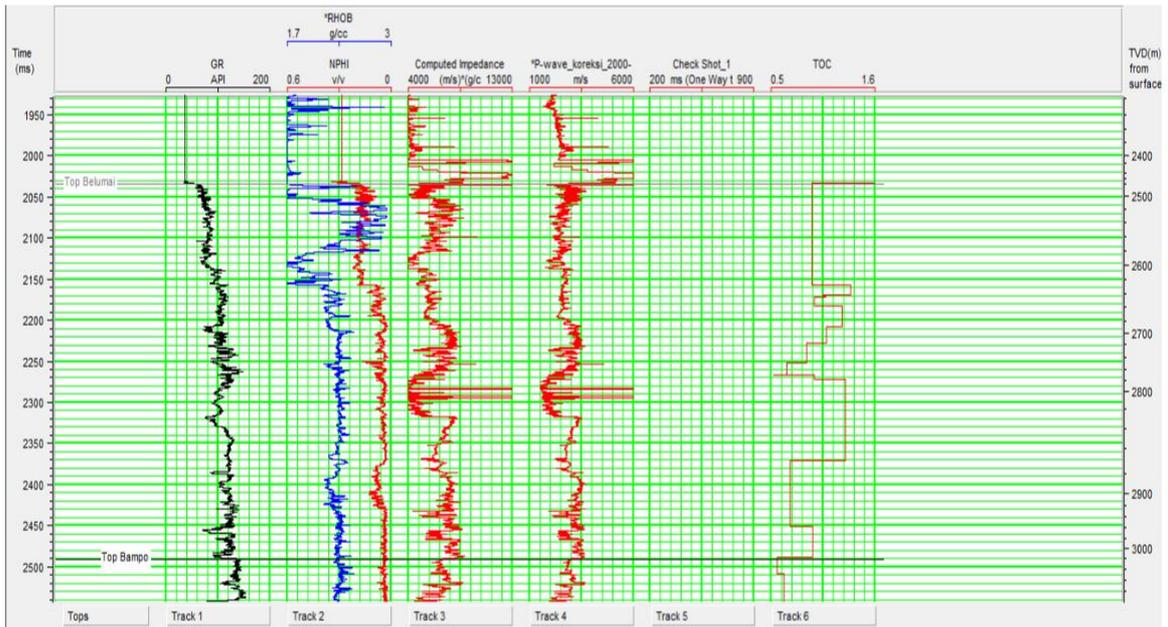
Sukmono, S. 2002. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*. Departement of Geophysical Engineering, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.



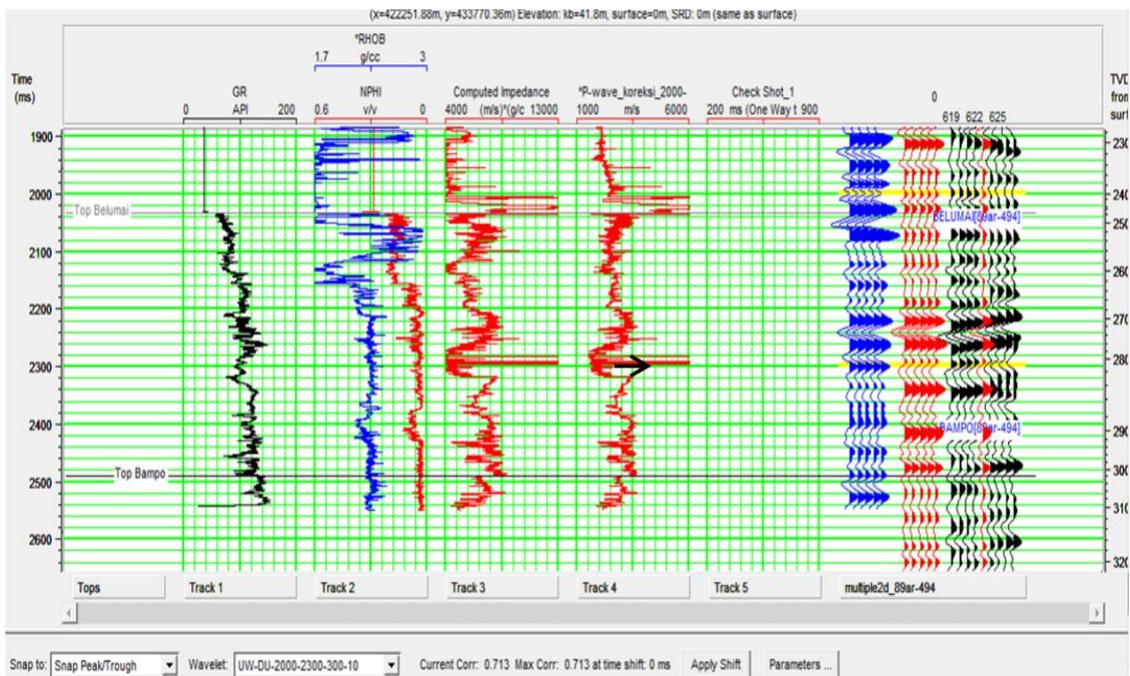
Gambar 1. Elemen-elemen Tektonik Sumatra Utara (Pertamina Beicip,1992).



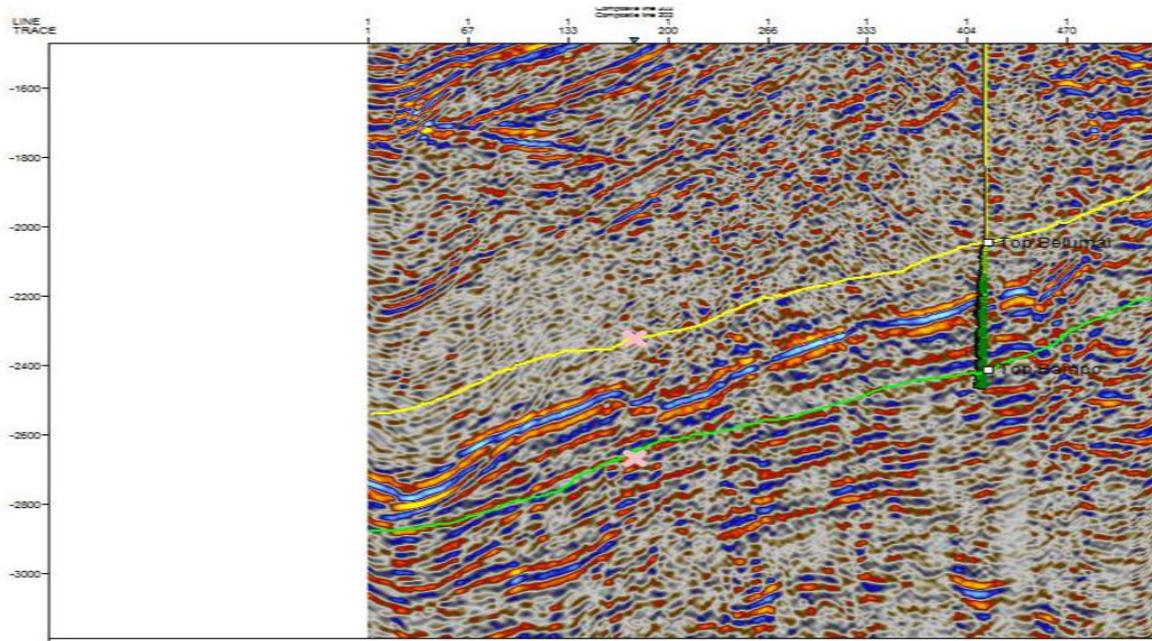
Gambar 2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Utara (Pertamina Biecip,1992).



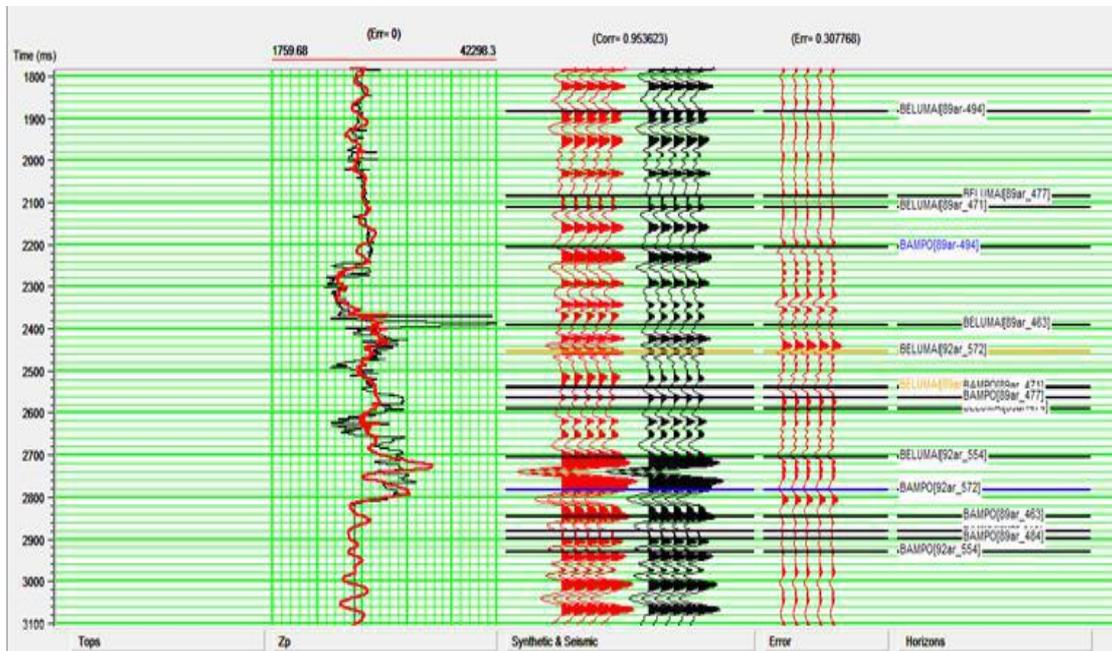
Gambar 3. Analisa target well pada sumur KS



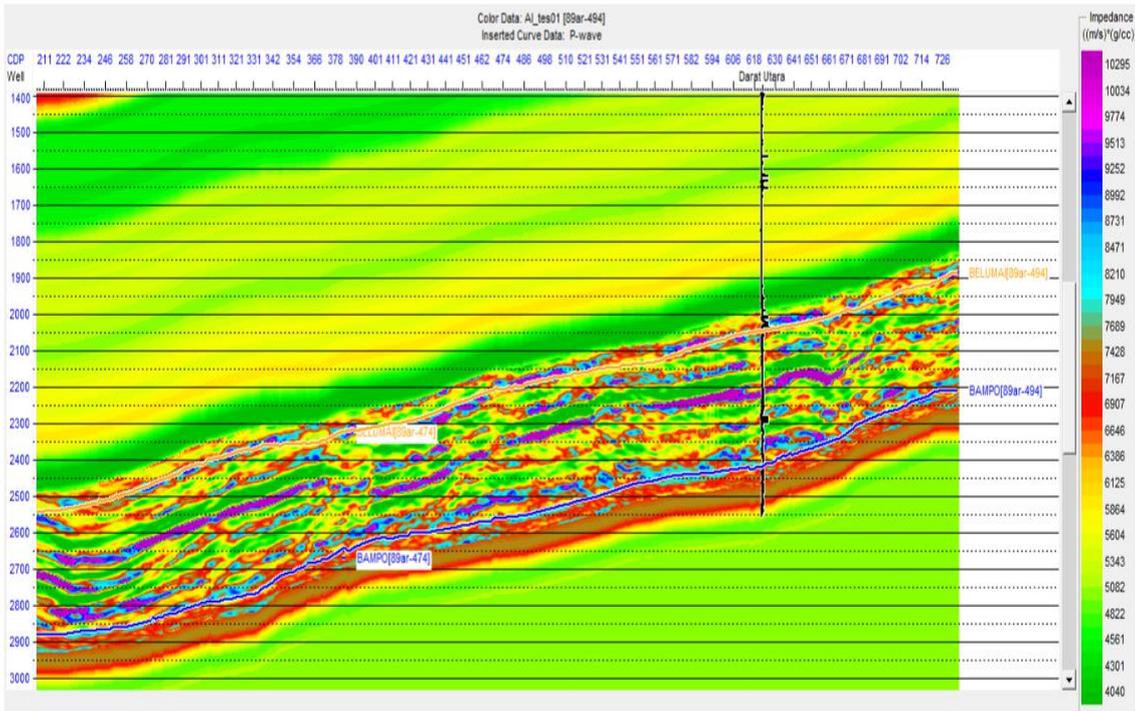
Gambar 4. Hasil well tie pada sumur KS



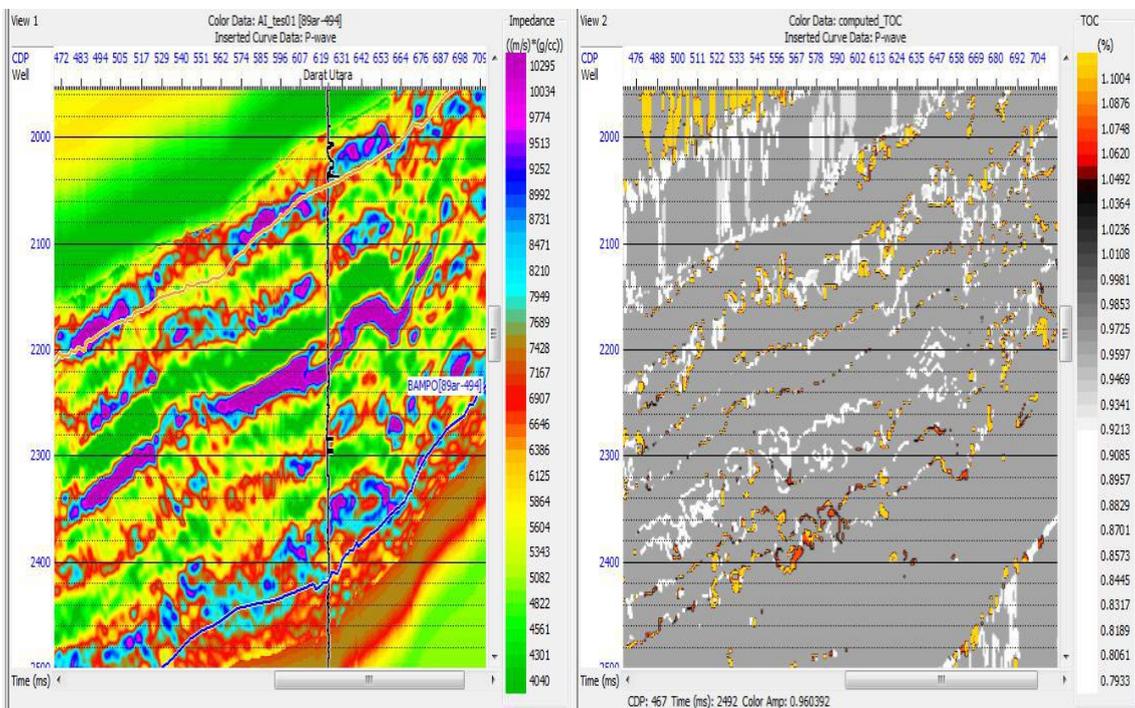
Gambar 5. Horizon penampang seismik line 89ar-494 dengan horizon Top Belunai (Kuning) dan Top Bampo (Hijau).



Gambar 6. Analisis pra-inversi



Gambar 7. Seismik Inversi AI



Gambar 8. Seismik Inversi AI line 89ar-494 dan Seismik section neural networks TOC line 89ar-494