



**ESTIMASI PENYEBARAN POROSITAS RESERVOIR
SANDSTONE PADA LAPANGAN EKSPLORASI
HIDROKARBON PENOBSCOT KANADA**

SKRIPSI

diajukan guna melengkapi skripsi dan memenuhi salah satu syarat
untuk menyelesaikan Program Studi S1 Fisika
dan mencapai gelar Sarjana Sains

oleh

Himmah Khasanah

NIM 121810201049

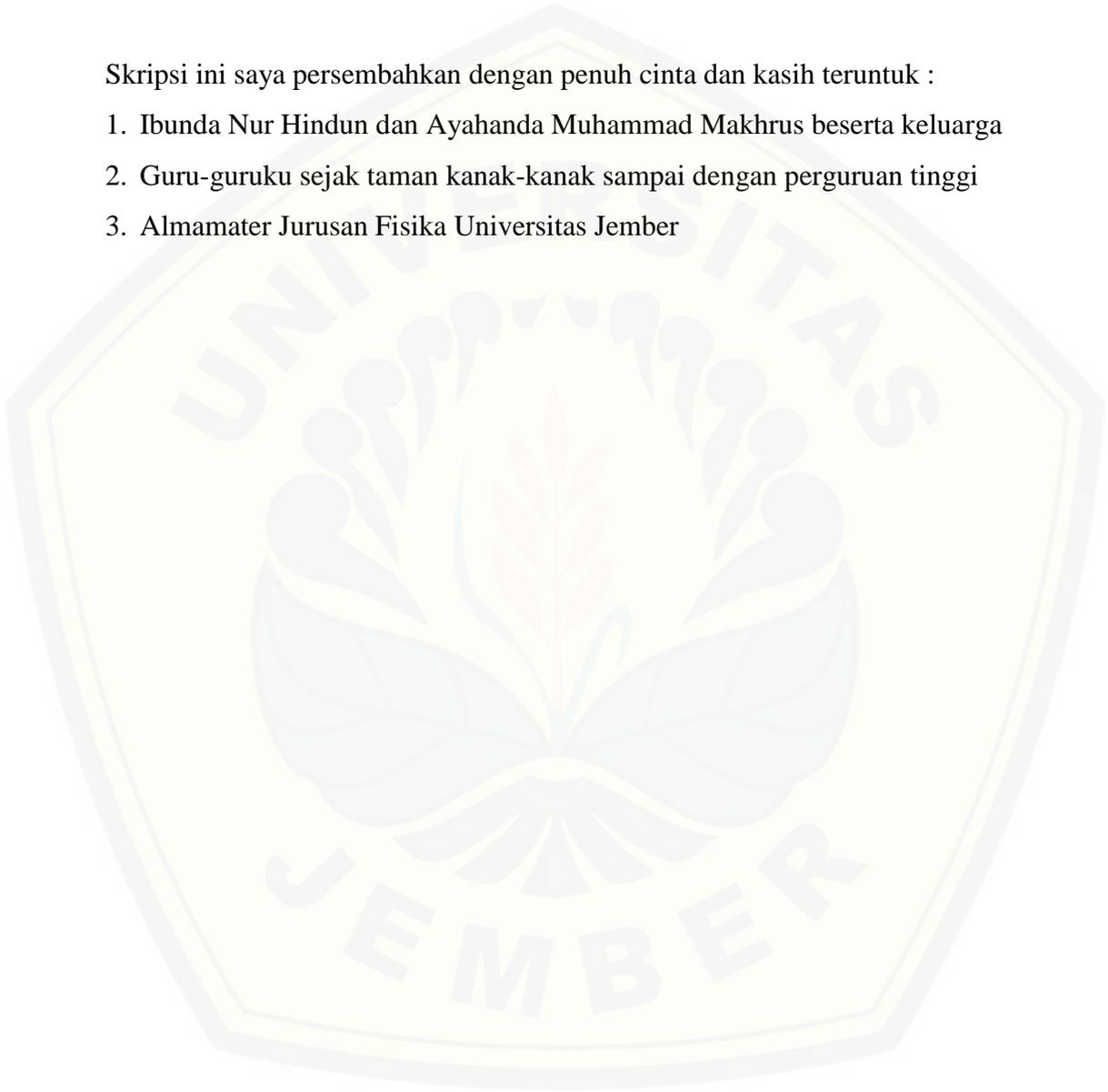
**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS JEMBER**

2016

PERSEMBAHAN

Skripsi ini saya persembahkan dengan penuh cinta dan kasih teruntuk :

1. Ibunda Nur Hindun dan Ayahanda Muhammad Makhrus beserta keluarga
2. Guru-guruku sejak taman kanak-kanak sampai dengan perguruan tinggi
3. Almamater Jurusan Fisika Universitas Jember



MOTO

“Hai orang-orang yang beriman apabila dikatakan kepadamu berlapang-lapanglah dalam majlis, maka lapangkanlah niscaya Allah akan memberikan kelapangan untukmu dan apabila dikatakan berdirilah kamu, maka berdirilah niscaya Allah akan meninggikan orang-orang yang beriman di antaramu dan orang-orang yang diberi ilmu pengetahuan beberapa derajat. Dan Allah mengetahui apa yang kamu kerjakan.”

(terjemahan Surat *Al-Mujadilah* ayat 11)^{*)}

Untuk menyelesaikan perjalanan paling berat yang kita perlukan hanya maju selangkah demi selangkah, tetapi kita harus tetap melangkah.

(Peribahasa Cina)^{**)}

^{*)}Departemen Agama Republik Indonesia. 2006. *Al-Qur'an dan Terjemahannya*. Surabaya: Duta Ilmu Surabaya.

^{**)}Keller, G. dan Papasan, J. 2002. *The One Thing: Kekuatan Fokus untuk Mendorong Produktivitas*. Jakarta: PT Gramedia Pustaka Utama.

PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Himmah Khasanah

NIM : 121810201049

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa karya ilmiah yang berjudul “*Estimasi Penyebaran Porositas Reservoir Sandstone pada Lapangan Eksplorasi Hidrokarbon Penobscot Kanada*” adalah benar-benar hasil karya sendiri, kecuali kutipan yang sudah saya sebutkan sumbernya, belum pernah diajukan pada institut mana pun, dan bukan karya jiplakan. Saya bertanggung jawab atas keabsahan dan kebenaran isinya sesuai dengan sikap ilmiah yang harus dijunjung tinggi.

Penelitian ini merupakan bagian dari penelitian bersama dosen dan mahasiswa dan hanya dapat dipublikasikan dengan mencantumkan nama dosen pembimbing.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya, tanpa ada tekanan dan paksaan dari pihak mana pun serta bersedia mendapat sanksi akademik jika ternyata dikemudian hari pernyataan ini tidak benar.

Jember, 10 Oktober 2016

Yang meyakini,

Himmah Khasanah

NIM 121810201049

SKRIPSI

**ESTIMASI PENYEBARAN POROSITAS RESERVOIR SANDSTONE
PADA LAPANGAN EKSPLORASI HIDROKARBON PENOBSCOT
KANADA**

oleh :

**Himmah Khasanah
121810201049**

Pembimbing

Dosen Pembimbing Utama : Puguh Hiskiawan, S.Si., M.Si.

Dosen Pembimbing Anggota : Supriyadi, S.Si., M.Si.

PENGESAHAN

Skripsi berjudul “Estimasi Penyebaran Porositas Reservoir *Sandstone* pada Lapangan Eksplorasi Hidrokarbon Penobscot Kanada” telah diuji dan disahkan pada:

hari :

tanggal :

tempat : Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Jember

Tim Penguji

Ketua,

Sekretaris,

Puguh Hiskiawan, S.Si., M.Si.
NIP. 19741215200212 1 001

Supriyadi, S.Si., M.Si.
NIP. 19820424200604 1 003

Dosen Penguji I,

Dosen Penguji II,

Drs. Sujito, Ph.D.
NIP. 19610204198711 1 001

Endhah Purwandari, S.Si., M.Si.
NIP. 19811111200501 2 001

Mengesahkan,
Dekan Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam,

Drs. Sujito, Ph.D.
NIP. 19610204198711 1 001

RINGKASAN

Estimasi Penyebaran Porositas Reservoir *Sandstone* pada Lapangan Eksplorasi Hidrokarbon Penobscot Kanada; Himmah Khasanah, 121810201049; 2016: 64 halaman; Jurusan Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Jember.

Minyak dan gas bumi hingga saat ini masih menempati urutan teratas dalam daftar penyedia kebutuhan energi di dunia. Untuk menjaga cadangan minyak dan gas bumi dan mencegah terjadinya penurunan produksi, diperlukan adanya pengembangan metode eksplorasi minyak dan gas bumi misalkan pada pengembangan metode seismik. Metode seismik telah berkembang ke arah petrofisika sehingga dapat memprediksi distribusi parameter-parameter fisis reservoir. Metode yang dikembangkan untuk menggambarkan litologi adalah penerapan atribut dengan menggunakan data seismik. Atribut yang secara langsung berhubungan dengan sifat fisis reservoir adalah impedansi akustik. Kumpulan-kumpulan amplitudo pada data seismik dapat diubah menjadi nilai impedansi akustik dengan menggunakan metode inversi deterministik.

Penelitian ini dilakukan di laboratorium fisika komputasi dengan menggunakan seperangkat komputer, *software* *opendtect*, data seismik lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscot yang diakuisisi pada posisi $44^{\circ}07'26''\text{LU}/60^{\circ}06'00''\text{BB}$ pada Formasi Missisauga. Setelah data-data tersebut dimasukkan pada *software* *opendtect*, dilakukan proses ekstraksi *wavelet* untuk membuat seismogram sintetik dan *well seismic tie* untuk mendapatkan korelasi antara data sumur dan data seismik. Jika korelasi yang didapatkan mencapai di atas 0,5 maka dilakukan *picking horizon* pada bagian atas dan bagian bawah dari Formasi Missisauga untuk digunakan sebagai batas pada pembuatan model awal dari

proses inversi deterministik. Model awal dibentuk dengan menyebarkan nilai impedansi akustik sumur L-30 pada semua daerah Formasi Missisauga dengan bantuan *horizon* dan analisis variogram. Model awal diinversi dengan metode deterministik dan dilakukan *crossplot* antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik sumur L-30 untuk memvalidasi hasil inversi. Hasil inversi ini diaplikasikan secara vertikal pada *inline* dan horizontal pada *horizon* hasil *picking*. Nilai impedansi akustik hasil inversi kemudian digunakan untuk mengetahui distribusi atau sebaran porositas pada reservoir *sandstone* dengan menggunakan metode *neural network*.

Wavelet hasil ekstraksi dikonvolusikan dengan koefisien refleksi untuk membuat *trace* seismik sintetik. *Trace* sintetik yang berisi informasi data sumur ini kemudian dikorelasikan dengan *trace* seismik asli pada proses *well seismic tie*. Korelasi yang didapatkan dari *well seismic tie* adalah 0,7 dari skala 0 sampai 1. Kemudian dilakukan *picking horizon* pada bagian atas dari Formasi Missisauga pada kedalaman 2251,3 m dan bagian bawah dari Formasi Missisauga pada kedalaman 3190,4 m. *Horizon* hasil *picking* ini digunakan untuk membentuk model awal dari proses inversi deterministik untuk mendapatkan peta sebaran impedansi akustik. Korelasi yang didapatkan dari *crossplot* antara impedansi akustik hasil inversi dan impedansi akustik sumur sebesar 0,8 dari skala 0 sampai 1. Berdasarkan peta impedansi akustik dan porositas secara horizontal, impedansi akustik dan porositas berbanding terbalik. Porositas pada bagian atas Formasi Missisauga bervariasi mulai dari harga 13,1% sampai 23,3%. Daerah Utara sampai Timur laut didominasi oleh porositas dengan nilai 13,1% berkualitas cukup. Pada daerah Timur sampai Tenggara didominasi nilai porositas 18,2% berkualitas baik. Daerah selatan sampai barat Daya porositas dengan nilai 20,8% berkualitas sangat baik. Porositas dengan harga 23,3% berkualitas sangat baik tersebar pada daerah Timur Laut, Barat sampai ke tengah pada Formasi Missisauga dan Barat Daya di dekat sumur L-30. Daerah ini dapat dinyatakan sebagai zona prospek hidrokarbon.

PRAKATA

Puji syukur kehadirat Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “Estimasi Penyebaran Porositas Reservoir *Sandstone* pada Lapangan Eksplorasi Hidrokarbon Penobscot Kanada”. Skripsi ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat untuk menyelesaikan pendidikan strata satu (S1) pada Jurusan Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Jember. Penyusunan skripsi ini tidak lepas dari bantuan berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis menyampaikan terima kasih kepada:

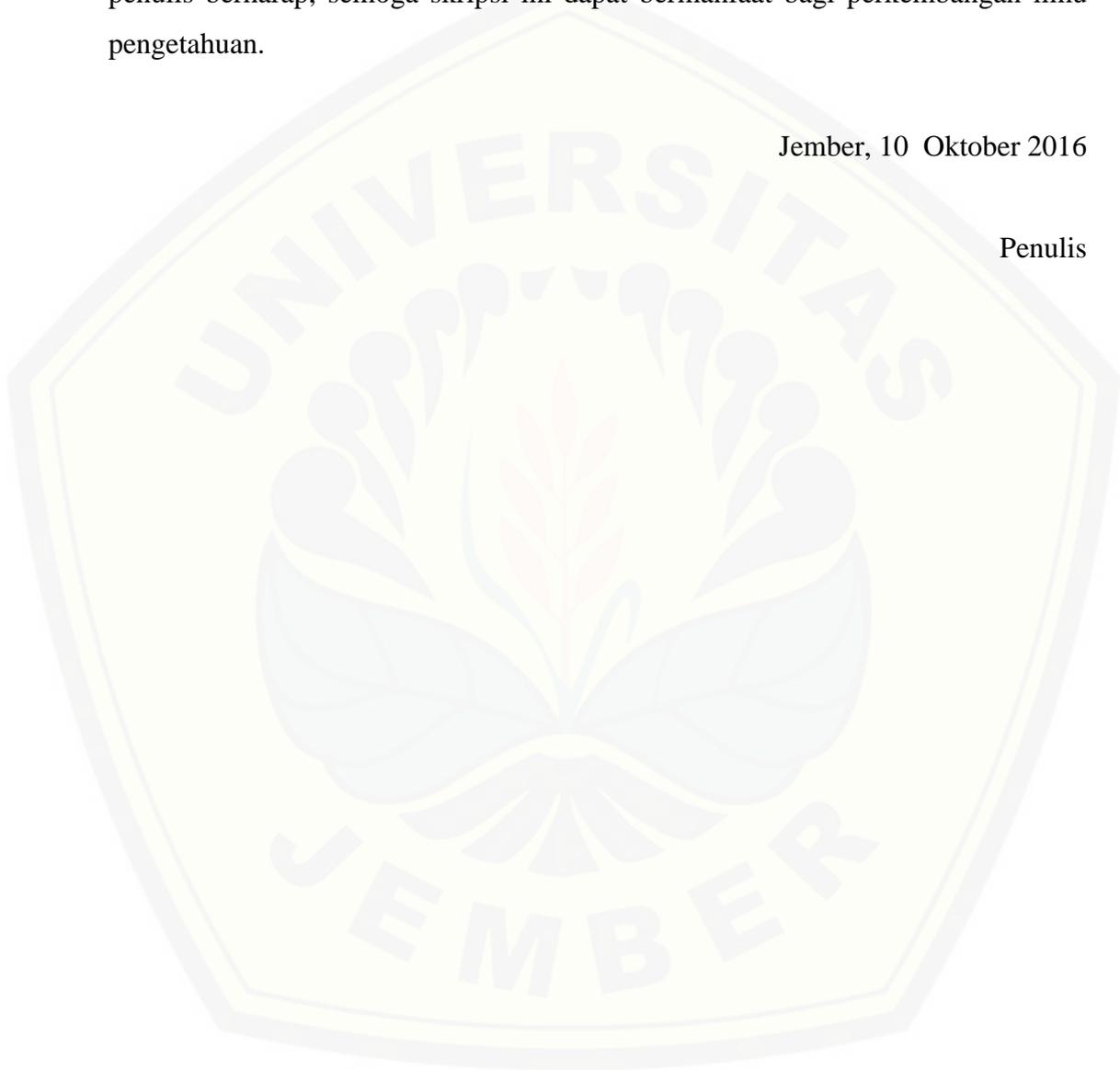
1. Puguh Hiskiawan, S.Si., M.Si., selaku Dosen Pembimbing Utama dan Supriyadi, S.Si., M.Si., selaku Dosen Pembimbing Anggota yang telah banyak membantu dan meluangkan waktu, pikiran, dan perhatiannya untuk membimbing skripsi ini;
2. Drs. Sujito, Ph.D., selaku Dosen Penguji I dan Endhah Purwandari, S.Si., M.Si., selaku Dosen Penguji II yang telah banyak memberikan masukan yang membangun dalam keberhasilan penulisan skripsi ini;
3. Kedua orang tua tercinta, kedua kakak yang membanggakan, adik tersayang dan seluruh keluarga besar atas semangat dan motivasinya untuk keberhasilan skripsi ini;
4. Para Dosen, keluarga besar Lorent'z 2012 Fisika dan seluruh staf di Lingkungan FMIPA, atas segala keikhlasan hati membantu penulis selama masa perkuliahan;
5. Sahabat-sahabat dan teman hidup saya, Dimas Waluyo Jati, Muqtafiah, Ria, Ifah, Agnes, Ervin, atas bantuan dan dukungannya.
6. Tim “Go Seismik” yang telah banyak membantu dan menjadi teman diskusi penulis;

7. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu dalam kesempatan ini.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu penulis menerima segala kritik dan saran dari pembaca sekalian. Akhirnya penulis berharap, semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Jember, 10 Oktober 2016

Penulis



DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERSEMBAHAN	ii
HALAMAN MOTO	iii
HALAMAN PERNYATAAN	iv
HALAMAN PEMBIMBINGAN	v
RINGKASAN	vii
PRAKATA	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Batasan Masalah	4
1.4 Tujuan	5
1.5 Manfaat	5
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA	6
2.1 Tinjauan Geologi	6
2.1.1 Geologi Regional Lapangan Penobscot	6
2.1.2 Stratigrafi Lapangan Penobscot	7
2.1.3 <i>Petroleum System</i> Lapangan Penobscot	10
2.2 Tinjauan Geofisika	11
2.2.1 Metode Eksplorasi Geofisika	11

2.2.2 Metode Seismik	11
2.2.3 Hukum Perambatan Gelombang Seismik	14
2.2.4 Komponen Seismik Refleksi	16
2.2.5 Porositas	20
2.3 Variogram	21
2.4 Metode Inversi Deterministik	22
2.5 Neural Network.....	23
BAB 3. METODE PENELITIAN	24
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian	24
3.2 Alat dan Bahan	24
3.3 Prosedur Penelitian	28
3.3.1 Diagram Alir Penelitian	28
3.3.2 Pengolahan Data	29
3.4 Metode Analisis	31
BAB 4.HASIL DAN PEMBAHASAN	33
4.1 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i>	33
4.2 <i>Picking Horizon</i> dan Analisa Model Awal	34
4.3 Analisa Inversi Deterministik dan Kontrol Kualitas	37
4.4 Peta Sebaran Impedansi Akustik dan Peta Sebaran Porositas	39
BAB 5. PENUTUP	43
5.1 Kesimpulan	43
5.2 Saran	43
DAFTAR PUSTAKA	44
DAFTAR ISTILAH	49
LAMPIRAN	51

DAFTAR TABEL

	Halaman
3.1 Informasi sumur L-30	26
3.2 Data <i>marker</i> untuk setiap Formasi Missisauga lapangan Penobscot.....	27
3.3 <i>Transite time matrix</i>	31
3.4 Skala penentuan kualitas porositas batuan reservoir	32

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
2.1 Lokasi Cekungan Nova Scotia	6
2.2 Stratigrafi Cekungan Nova Scotia	8
2.3 Fenomena perubahan gelombang seismik	12
2.4 Model rambat gelombang seismik (a) Gelombang P; (b) Gelombang S..	13
2.5 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium	14
2.6 Sketsa dari jalur sinar refleksi	16
2.7 Model konvolusional dari jejak seismik refleksi	17
2.8 Polaritas standar SEG dan standar Eropa	18
2.9 <i>Wavelet</i> dengan fase nol dan fase minimum	19
2.10 Ilustrasi seismogram sintetik	19
2.11 Grafik variogram	21
3.1 <i>Base map</i> lapangan Penobscot	25
3.2 Penampang data seismik daerah Formasi Missisauga dalam bentuk <i>inline</i> pada <i>software</i> opendtect	25
3.3 Diagram alir penelitian	28
4.1 <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi	33
4.2 Hasil korelasi antara jejak sintetik seismogram dan jejak seismik pada sumur L-30	34
4.3 Penampakan horizon pertama	35
4.4 Penampakan horizon kedua	35
4.5 Penampang vertikal untuk model awal yang akan digunakan pada proses inversi	36
4.6 Penampang vertikal impedansi akustik yang diperoleh dari inversi deterministik	37
4.7 <i>Crossplot</i> antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik sumur L-30.....	38
4.8 Peta sebaran impedansi akustik	39
4.9 Peta sebaran porositas.....	39

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi merupakan kegiatan yang berperan penting untuk menjaga cadangan minyak dan gas bumi dan mencegah terjadinya penurunan produksi. Minyak dan gas bumi hingga saat ini masih menempati urutan teratas dalam daftar penyedia kebutuhan energi di dunia. Meskipun beberapa energi terbarukan seperti matahari, panas bumi, biomassa, nuklir dan lain sebagainya sudah dikembangkan, namun sumber energi minyak dan gas bumi masih belum tergantikan oleh sumber energi-energi tersebut. Sunaryadi (2015) menyatakan, “minyak dan gas bumi masih mendominasi bauran energi primer nasional sampai 20 tahun mendatang”. Hal ini disebabkan oleh pertumbuhan penduduk yang diprediksi meningkat 1/3 dari total populasi sekarang (Yatule, 2015).

Minyak dan gas merupakan konversi dari senyawa organik yang telah tertimbun selama ratusan juta tahun. Konversi dari senyawa organik menjadi minyak dan gas ini karena adanya perubahan tekanan dan temperatur yang ada di lapisan bawah permukaan bumi. Minyak terdiri dari unsur hidrokarbon antara C5-C20 berwujud cair sedangkan gas terdiri dari unsur hidrokarbon C1-C4 dalam wujud gas. Senyawa hidrokarbon ini kemudian akan bermigrasi dan tersimpan pada batuan yang berpori yang disebut dengan reservoir. Reservoir dapat berupa batuan klastik, batuan karbonat, batu kapur dan *sandstone* (Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia, 2014).

Syarat batuan menjadi reservoir yang bagus adalah harus memiliki kemampuan untuk menampung dan mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya. Hal ini dinyatakan sebagai porositas dan permeabilitas. Porositas didefinisikan sebagai persentasi ruang-ruang kosong untuk menyimpan fluida

yang ada pada batuan sedangkan permeabilitas adalah kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida naik ke atas. Porositas dan permeabilitas memiliki hubungan yang sangat erat, sehingga dapat dikatakan bahwa permeabilitas adalah tidak mungkin tanpa porositas walaupun sebaliknya belum tentu demikian, karena batuan yang bersifat porous belum tentu bersifat permeabilitas. Sebuah batu pasir memiliki banyak ruang di dalam dirinya untuk menjebak minyak, seperti spons memiliki ruang di dalam dirinya untuk menyerap air. Porositas pada batu pasir bisa mencapai 15% sampai 30% sedangkan porositas pada batu karbonat cukup bervariasi tetapi cukup rendah dibanding dengan batu pasir. Reservoir batuan karbonat hanya memiliki porositas sebesar 5% sampai 10% (Hidayat, 2012).

Tingkat kebutuhan akan senyawa hidrokarbon dalam bentuk minyak dan gas bumi yang masih tinggi tidak diikuti dengan perkembangan produksi minyak dan gas bumi dan pada kenyataannya keberadaan minyak dan gas bumi menjadi semakin sulit ditemukan. Oleh karena itu perlu ada pengembangan metode eksplorasi minyak dan gas bumi untuk meningkatkan produksi sehingga dapat memenuhi kebutuhan energi. Metode eksplorasi untuk mendeteksi keberadaan minyak dan gas bumi di bawah permukaan bumi dapat menggunakan metode seismik. Metode seismik pada awalnya hanya digunakan untuk memetakan geometri struktur penampung hidrokarbon. Namun kemudian teknologi seismik telah berkembang ke arah petrofisika. Teknik pengembangan reservoir hidrokarbon dewasa ini tidak hanya memandang data seismik sebagai informasi struktural bawah permukaan, tetapi juga sebagai data yang mampu memberikan informasi mengenai litologi maupun kandungan fluida dalam reservoir sebagai studi lanjutan (Rezki, 2012).

Informasi mengenai distribusi parameter-parameter fisis reservoir merupakan informasi yang sangat penting dalam tahap penentuan lokasi pengeboran lapangan minyak dan gas bumi, untuk mengurangi resiko kegagalan sehingga dapat mengurangi biaya operasional dari suatu lapangan. Upaya yang telah dilakukan hingga saat ini adalah dengan mengembangkan banyak metode

yang dapat digunakan untuk memprediksi litologi dan persebaran fluida dalam reservoir secara langsung tanpa melakukan banyak pengeboran (Peryoga, 2011).

Metode yang dikembangkan untuk menggambarkan litologi adalah penerapan atribut pada analisis eksplorasi dengan menggunakan data seismik. Jenis atribut dalam metode seismik diantaranya adalah atribut internal seismik seperti amplitudo, frekuensi dan fase. Atribut geometris seperti *dip*, *variance* dan koheren serta atribut eksternal terdiri dari AVO, impedansi akustik dan impedansi elastik (Sinansari *et al*, 2014). Atribut yang secara langsung berhubungan dengan sifat-sifat batuan adalah impedansi akustik. Jejak seismik yang masuk ke dalam bumi sebagai kumpulan-kumpulan amplitudo seismik diubah ke dalam nilai impedansi akustik dengan menggunakan metode inversi. Metode inversi menggunakan data seismik sebagai data masukan dan data sumur sebagai data kontrol (Rubiyana, 2010).

Metode inversi deterministik dapat digunakan untuk menentukan suatu nilai secara kuantitatif dari suatu parameter fisis reservoir misalkan porositas, saturasi air dan volume total batuan. Inversi deterministik beroperasi dalam meminimalisir selisih antara impedansi akustik dari inversi dengan impedansi akustik asli. Inversi deterministik merupakan bagian dari inversi berbasis model. Inversi berbasis model merupakan metode inversi yang tepat dan terbaik yang menghasilkan tren impedansi akustik yang hampir sama dengan aslinya dengan korelasi yang cukup besar dan tingkat kesalahannya cukup kecil (Oktavia, 2010).

Lapangan Penobscot di Kanada adalah salah satu contoh lapangan eksplorasi minyak dan gas bumi. Lapangan Penobscot terletak pada zona transisi dari sebelah barat Abenaki Sub-Basin sampai sebelah utara Sable Sub-Basin. Kelengkapan data dari eksplorasi pada lapangan Penobscot dipublikasikan oleh Opendtect.org dengan lisensi dari *Nova Scotian Resource Limited* (NSRL)). Data sumur yang bisa diakses publik adalah data sumur L-30 dan B-41. Hasil eksplorasi dari sumur L-30 menunjukkan adanya lapisan *sandstone* yang berada di Formasi Missisauga. Hasil ini juga didukung oleh tes formasi dengan *Repeat Formation Tester* (RFT) dan

telah terbukti mengandung reservoir *sandstone*. Beberapa sampel fluida berupa minyak dan *condensate* telah didapatkan dari data *core* pada lapisan pasir di formasi ini (Wibowo, 2012). Opendtect.org mempublikasikan data dari beberapa lapangan eksplorasi lain, namun hanya lapangan Penobscot yang memiliki kelengkapan data yang dibutuhkan pada penelitian yang akan dilakukan.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas pada penelitian ini adalah bagaimana hasil estimasi sebaran porositas reservoir *sandstone* pada Formasi Missisauga yang didapatkan dengan menggunakan inversi deterministik dan *neural network*. Bentuk sebaran yang akan diestimasi adalah persentase dari porositas yang dimiliki oleh reservoir *sandstone*. Selanjutnya persentase yang didapatkan digunakan untuk menentukan kualitas porositas reservoir *sandstone*.

1.3 Batasan Masalah

Pada penelitian diberlakukan pembatasan masalah untuk mempermudah dalam proses penelitian, diantaranya sebagai berikut:

- a. Data yang digunakan adalah data regional Lapangan eksplorasi Penobscot pada Formasi Missisauga.
- b. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post stack time migration*.
- c. Data log sumur yang digunakan adalah data log *sonic*, log *density*, log *porosity* dan log impedansi akustik dari sumur L-30.
- d. Metode yang digunakan untuk mendapatkan sebaran impedansi akustik adalah metode inversi deterministik.
- e. Metode untuk mengubah sebaran impedansi akustik menjadi sebaran porositas *sandstone* adalah *neural network*.

1.4 Tujuan

Berdasarkan latar belakang dan rumusan masalah yang menjadi dasar dilakukannya penelitian ini, maka tujuan penelitian ini adalah mengetahui hasil estimasi sebaran porositas reservoir *sandstone* pada Formasi Missisauga, Penobscot, Kanada. Sebaran porositas yang didapatkan dalam bentuk persentase akan digunakan untuk menentukan kualitas porositas dari reservoir *sandstone*. Informasi kualitas porositas dapat digunakan untuk menentukan kualitas porositas dari reservoir *sandstone*.

1.5 Manfaat

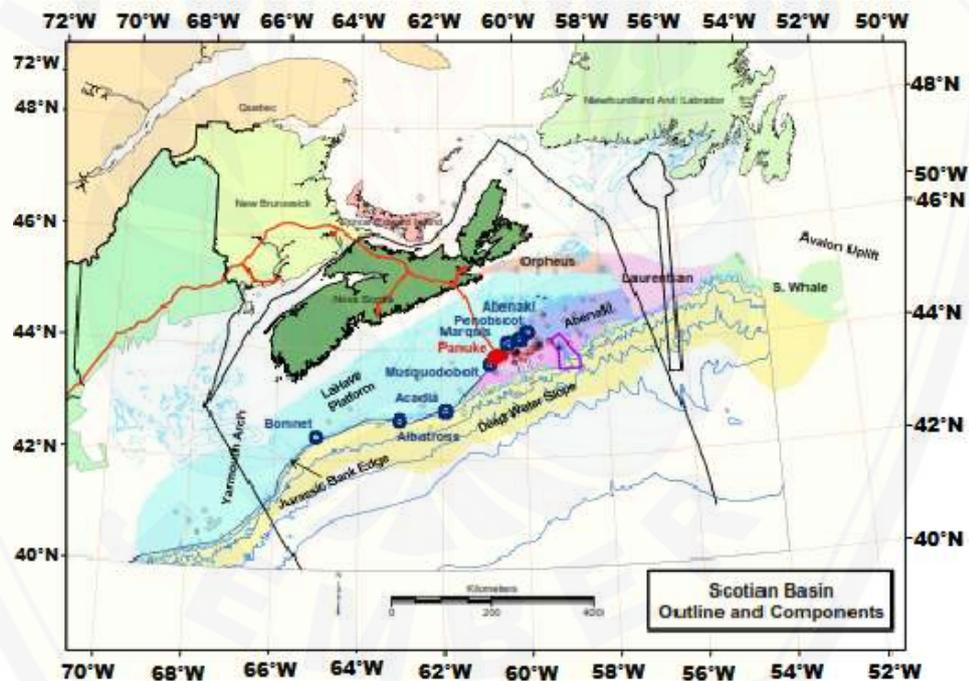
Setelah melakukan penelitian ini, manfaat yang diharapkan dari penulis adalah penelitian ini mampu memberikan wawasan dalam studi karakterisasi reservoir seismik dengan menggunakan inversi deterministik. Manfaat yang dapat disumbangkan bagi dunia industri adalah penelitian ini memberikan alternatif konsep interpretasi data seismik dan aplikasinya sehingga dapat meminimalisir kegagalan bagi perusahaan minyak dan gas bumi dalam melakukan eksplorasi dan eksploitasi.

BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Geologi

2.1.1 Geologi Regional Lapangan Penobscot

Salah satu potensi sumber minyak dan gas bumi terdapat di lapangan *offshore* Penobscot, Nova Scotia, Kanada. Penobscot terletak di atas cekungan Scotia yang berada di sebelah Tenggara Propinsi Nova Scotia di wilayah Samudera Atlantik bagian utara dengan koordinat lapangan terletak pada 44°07'26"LU/60°06'00"BB (Peryoga, 2011).



Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Nova Scotia (Sumber: Kidston, *et al*, 2005)

Gambar 2.1 merupakan peta dari lokasi Cekungan Nova Scotia yang sudah dieksplorasi mulai tahun 1959 ini memiliki total luas 300.000 km² dan panjang sekitar 1200 km dari perbatasan Amerika Serikat pada posisi Barat Daya ke *uplift* Avalon di Grand Banks Newfoundland pada posisi Timur Laut. Setengah dari

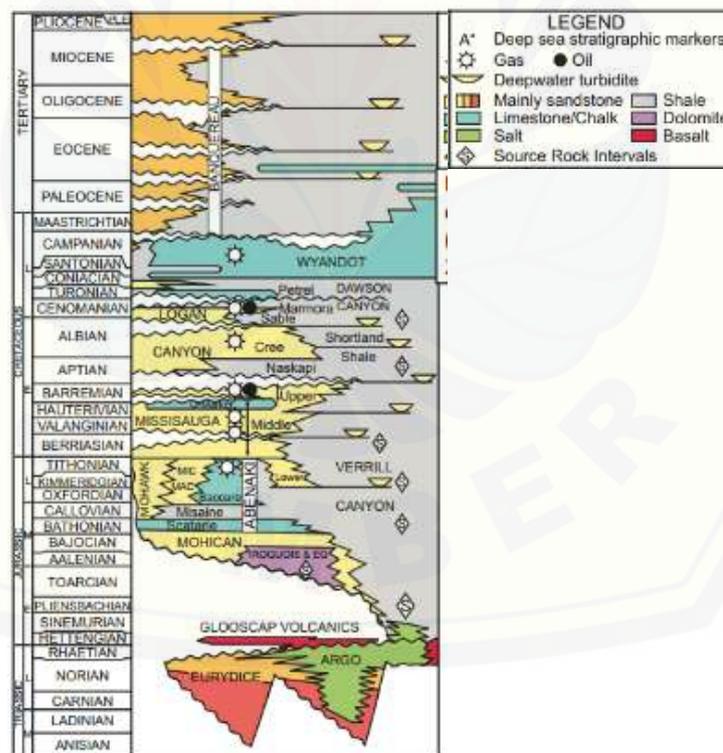
cekungan terletak di landasan benua dimana sekarang berada di kedalaman air kurang dari 200 m dengan setengah lainnya berada di lereng benua dengan kedalaman air dari 200 sampai 400 m. Cekungan ini terbentuk pada daerah *passive continental margin* yang terbentuk selama retakan Pangea hingga pembentukan Atlantik. Retakan Pangea yang memisahkan Amerika Utara dengan Benua Afrika berlangsung pada periode Triassic pertengahan, kemudian membentuk cekungan yang terisi oleh lapisan paling awal berupa sedimen *fluvial* dan *lacustrine* serta intrusi batuan vulkanik. Pada periode Jurassic awal, cekungan secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat dan berkembang menjadi lautan sepenuhnya pada periode Jurassic pertengahan yang memicu terbentuknya susunan *alluvial plain*, delta dan pembentukan karbonat. Kenaikan permukaan air laut disertai terjadinya pembentukan *platform* karbonat, mengakibatkan lingkungan karbonat ditutupi oleh serpih (*shale*), yang kemudian terbentuk kembali pada periode Jurassic akhir. Pengendapan pada periode Cretaceous didominasi oleh serangkaian batu pasir yang tebal dari tipe *deltaic*, *strand plain*, *carbonate shoal* dan suksesi paparan laut dangkal. Fluktuasi relatif permukaan air laut pada periode Tersier mengakibatkan *unconformity* pada lapisan sedimen. Lapisan tersebut tererosi oleh aliran fluvial yang membawa sedimen menuju ke Abyssal Plain. Pada periode Kuartar, terdapat deposit sedimen laut dan *glacial* pada bagian luar paparan (Rezki, 2012).

2.1.2 Stratigrafi Lapangan Penobscot

Prospek minyak dan gas pada lapangan Penobscot berasal dari reservoir batu pasir yang terjadi pada masa Cretaceous awal. Cekungan Scotian terdiri dari batuan sedimen dari zaman Mesozoikum-Kenozoikum dengan ketebalan mencapai 16 km di bawah permukaan yang diendapkan selama proses peretakan Pangea hingga proses pembentukan Atlantik Utara. Lapisan paling awal pada cekungan terendapkan selama proses peretakan Triassic yang terdiri dari batuan evaporit dan klastik kontinen merah (*red continental clastics*) dengan proses

transisi ke dasar laut dan menyebar yang terjadi pada zaman Jurassic awal retakan pada cekungan secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat (Peryoga, 2011).

Kondisi pasang laut pada zaman Jurassic tengah memicu terbentuknya susunan *alluvial plain*, delta dan fasies karbonat. Selanjutnya, proses pengendapan pada zaman Cretaceous akhir didominasi oleh *transgressive shale*, *limestone* dan kapur. Fluktuasi pasang-surut permukaan air laut (*sea level*) selama zaman Paleosen dan Neosen membentuk campuran *sandstone* dan *shale* yang diselingi batuan klastik kasar dan karbonat. Lapisan tersebut juga dilapisi *unconsolidated glacial*, *glaciomarine silts*, dan sedimentasi lautan yang terendapkan selama zaman Kuartar (*Quaternary*). Kronostratigrafi pada wilayah penelitian dapat dilihat pada Gambar 2.3



Gambar 2.3 Stratigrafi Cekungan Nova Scotia (Sumber: Dickson, 2014)

Berikut penjelasan strata lapisan batuan pada cekungan Scotia (Natural Resources Canada, 2011):

- a. Formasi Eurydice: formasi tertua dari cekungan Scotia yang terdiri dari deretan *sandstone*, *siltstone*, dan *shale* pada zaman Triassic
- b. Formasi Argo: formasi batuan yang berhadapan langsung dengan Formasi Eurydice dan berada pada tepi cekungan, dengan penyusun utama berupa garam
- c. Formasi Iroquois dan Formasi Mohican: penyusun utama Formasi ini adalah batuan dolomit (*dolostone*). Formasi ini memiliki umur yang hampir sama dengan bagian bawah dari Formasi Mohican pada *platform* LaHave yang mencapai ketebalan maksimum hingga 800 m
- d. Formasi Mic Mac dan Formasi Mohawk: formasi Mic Mac memiliki ketebalan 6 km. Pada sebelah tenggara pulau Sable terdiri dari 4 sampai 5 km perselingan antara *sandstones*, *shale*, dan *limestone*
- e. Formasi Verrill Canyon: formasi ini tersusun dari *calcareous shale* dengan lapisan tipis *limestone*, *siltstone*, dan *sandstone*. Formasi ini memiliki ketebalan 360 m pada bagian barat daya cekungan Scotia dan lebih dari 915 m di bagian timur laut
- f. Formasi Laurentian: Formasi Laurentian merupakan sedimentasi dari “*progradational wedge*” pada zaman Kuartar dan Pliosen akhir. Pada bagian tertebal dari Formasi Laurentian sepanjang bagian luar dan dalam lereng, terdapat sekitar 1500 m lapisan *glaciomarine sands*, *marine sands*, silt, dan lempung
- g. Formasi Abenaki: Formasi Abenaki dibagi menjadi empat bagian yaitu Scatarie, Misaine, Baccaro dan Artimon. Formasi ini terbentuk dari lapisan *limestone* yang memiliki sekuen seismik yang kompleks.
- h. Formasi Missisauga: Formasi Missisauga tersebar sangat luas di Cekungan Scotia dimana Formasi ini bervariasi baik fasies maupun ketebalannya. Melintasi *Platform* LaHave dan Burin dan Canso *Ridge* ketebalan formasi

kurang dari 1000 m dan terdiri 60-80% adalah *sandstone* dengan beberapa fasies lokal batuan karbonat di daerah barat daya. Pada Sub Cekungan Sable, lebih dari 2770 m telah dibor di area Pulau Sable dan total ketebalan diperkirakan lebih dari 3 km dengan kandungan 30-50% *sandstone*.

- i. Formasi Logan Canyon: Formasi Logan Canyon memiliki ketebalan sekitar 2,5 km dan dibagi menjadi empat bagian yang dua diantaranya didominasi oleh *shale*. Formasi ini mirip dengan turbidit atau shale (*distal turbidite / shale equivalent*) pada *Shortland Shale*.
- j. Formasi Dawson Canyon: Formasi Dawson Canyon yang memiliki variasi ketebalan dari 700 m lebih di bagian subcekungan *South Whale* dan bagian paparan Scotia kira-kira 200 m pada *Canso Ridge* dan sekitar 100 m di bagian luar subcekungan Sable
- k. Formasi Wyandot: Formasi Wyandot tersusun dari batu kapur, *mudstone* kapuran (*chalky mudstones*), *marl* dan sedikit *limestone*. Ketebalannya bervariasi antara kurang dari 50 m di pulau Sable dan sekitar 400 m di sebelah tenggara pada tepi paparan Scotia, tetapi keberadaannya hilang pada cekungan karena proses erosi pada zaman Tersier
- l. Formasi Banquereau: Formasi Banquereau merupakan sedimentasi (*sedimentary succession*) yang terdapat diantara bagian atas dari Formasi Wyandot dan bagian atas dari Formasi Cenozoic. Formasi ini memiliki ketebalan dari nol sampai 4 km.

2.1.3 *Petroleum System* Lapangan Penobscot

Lapangan Penobscot terletak miring ke atas pada daerah *geopresure*. Lapangan minyak Cohasset dan Panuke yang telah berproduksi pada pertengahan tahun 1990. Terdapat 23 penemuan gas kondensat dan *light oil* di paparan Scotia yang terletak sebagian dalam Sable Subcekungan (CNSOPB, 2010). Batuan sumber diprediksi berada pada area Verril Canyon di kedalaman 3666,7 m di bawah permukaan. Hidrokarbon akan bermigrasi ke arah utara dan selatan dari

struktur Penobscot karena adanya punggung Missisauga (*Missisauga Ridge*). Reservoir *sandstone* pada lapangan Penobscot berada pada bagian tengah Formasi Missisauga. Reservoir Missisauga tengah terdiri dari lapisan pasir yang lebih tebal dari bagian bawah Missisauga (*Low Missisauga*) dan lapisan pasir tersebut dapat dengan mudah dikorelasikan melalui analisa sumur. Informasi mengenai reservoir diantaranya adalah porositas rata-rata berkisar diantara 20% dengan maksimum porositas 32% (Peryoga, 2011).

2.2 Tinjauan Geofisika

2.2.1 Metode Eksplorasi Geofisika

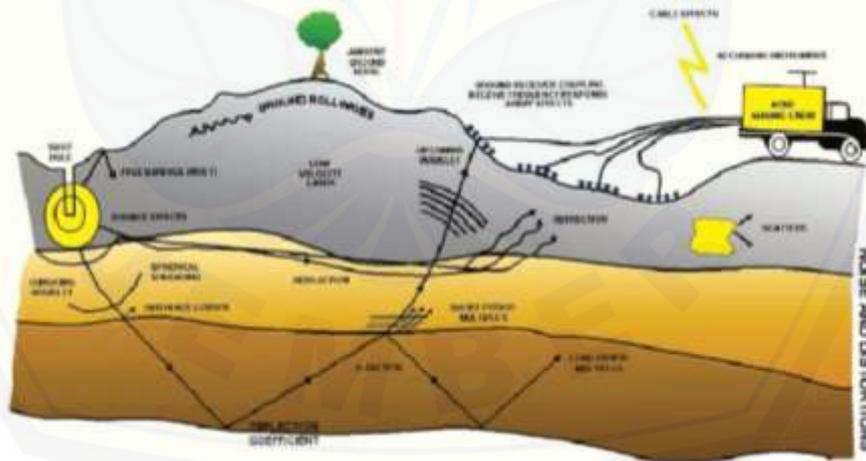
Eksplorasi geofisika merupakan salah satu aplikasi dalam cabang ilmu geofisika, yakni aplikasi dari metode fisika (seismik, geomagnet, gravitasi, geoelektrisitas, georadar, dan lain-lain) untuk mendapatkan gambaran dari anomali di bawah permukaan. Secara umum, eksplorasi geofisika ini digunakan untuk mencari kandungan mineral atau hidrokarbon yang tersimpan di bawah permukaan. Adapun penggunaannya di bidang lain diantaranya untuk mengawasi perubahan keseimbangan lingkungan hidup, atau untuk mendapatkan pencitraan dari benda-benda arkeologi atau situs atau bangunan purbakala yang terkubur di bawah permukaan (Adityo, 2008).

2.2.2 Metode Seismik

Metode seismik merupakan salah satu metode eksplorasi hidrokarbon yang didasarkan pada pengukuran gelombang reaksi balik suara yang sengaja dikirim ke bawah permukaan tanah. Sumber suara bisa berasal dari palu besar (*sledgehammer*), getaran (*vibration*) yang berasal dari kendaraan khusus, atau ledakan dinamit. Eksperimen seismik pertama kali dilakukan oleh Robert Mallet pada tahun 1845, sehingga dia diberi julukan bapak seismologi. Dia mengukur waktu transmisi gelombang seismik berupa gelombang permukaan yang dibangkitkan dari ledakan. Penerapan untuk eksplorasi minyak dilaksanakan di

tahun 1920an, sedangkan demonstrasinya di Oklahoma tahun 1921. Dalam perkembangannya, dikenal dua jenis seismik, yaitu seismik pantul (*reflection*) dan seismik bias (*refraction*) (Yusuf dan Romli, 2012).

Dalam metode seismik, mekanisme pengambilan data lapangan adalah mengetahui jarak dan waktu yang berhasil direkam oleh seismograf. Ini berguna untuk mengetahui kedalaman dan jenis lapisan yang sedang diselidiki. Dari getaran yang dibangkitkan dari permukaan tanah, selanjutnya akan merambat ke bawah permukaan tanah secara radial. Pada saat gelombang tersebut bertemu lapisan dengan sifat elastik batuan yang berbeda, maka gelombang yang datang tersebut akan mengalami pemantulan dan pembiasan. Manakala ada gelombang yang melewati bidang batas dengan sifat lapisan yang berbeda, maka gelombangnya akan terpantul dan terbiaskan ke permukaan. Selanjutnya, gelombang yang kembali ini akan diterima oleh geofon yang ada di permukaan. Seluruh kejadian perambatan gelombang bawah tanah dan fenomena yang menyebabkan perubahan gelombang seismik diperlihatkan pada Gambar 2.3



Gambar 2.3 Fenomena perubahan gelombang seismik (Sumber: Brown, 2004)

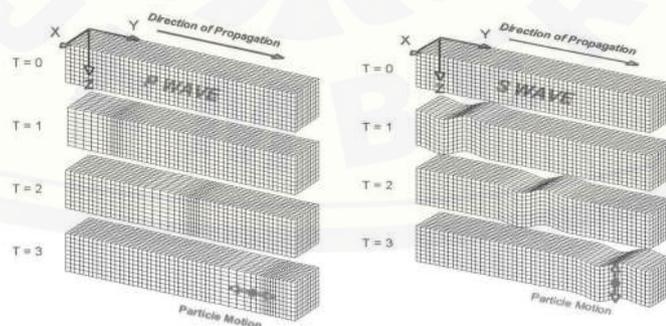
Komponen gelombang seismik yang direkam oleh alat perekam berupa waktu datang gelombang seismik. Waktu datang yang telah diukur berguna untuk memberi informasi mengenai kecepatan seismik dalam suatu lapisan. Gelombang

seismik merambat dari sumber ke penerima melalui lapisan bumi dan mentransfer energi sehingga dapat menggerakkan partikel batuan. Kemampuan partikel batuan untuk bergerak jika dilewati gelombang seismik menentukan kecepatan gelombang seismik pada lapisan batuan tersebut (Haq, 2009).

Metode seismik refleksi menggunakan gelombang elastik dalam penjarannya yang dimulai dari suatu sumber, dan pada titik tertentu akan direfleksikan kembali ke permukaan, sehingga dapat menggambarkan lapisan bawah permukaan secara vertikal. Gelombang elastik terdiri dari dua macam gelombang, yaitu gelombang badan, yang meliputi gelombang-P dan gelombang-S, dan gelombang permukaan, gelombang *love* dan gelombang *Rayleigh*. Gelombang badan merupakan gelombang yang energinya ditransfer melalui medium bumi. Gelombang badan dibagi menjadi dua macam, yaitu:

1. Gelombang kompresi/gelombang P adalah gelombang longitudinal dimana arah pergerakan partikel akan searah dengan arah rambat gelombang.
2. Gelombang *shear*/gelombang S adalah gelombang transversal dimana arah pergerakan partikel akan tegak lurus dengan arah rambat gelombang.

Pada metode seismik refleksi, jenis gelombang yang digunakan, yaitu gelombang badan terutama pada gelombang-P (kompresi) . Di bawah ini adalah Gambar 2.4 yang menjelaskan ilustrasi dua macam gelombang yang telah disebutkan di atas



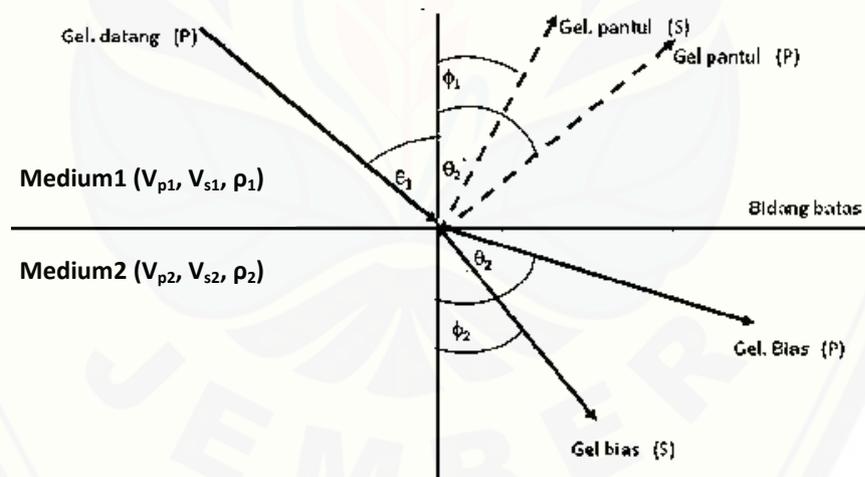
Gambar 2.4 Model rambat gelombang seismik a) Gelombang P; b) Gelombang S
(Sumber: Abdullah, 2007)

Gelombang kompresi ini atau disebut dengan gelombang suara, yaitu gelombang yang arah gerak partikelnya searah dengan arah rambatnya dan kecepatannya lebih besar dari gelombang S yang arah gerak partikelnya tegak lurus dengan arah rambatnya (Adityo, 2008).

2.2.3 Hukum Perambatan Gelombang Seismik

a. Hukum Snellius

Menurut Riyanto (2010), Gelombang seismik yang melewati bidang batas antara dua medium dengan densitas dan kecepatan yang berbeda, maka sebagian gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan sebagian lagi akan dibiaskan (*refracted*). Jika suatu gelombang P melintasi bidang batas antara dua medium isotropik, maka gelombang tersebut sebagian dipantulkan sebagai gelombang P dan S dan sebagian dibiaskan sebagai gelombang P dan S (Gambar 2.5)



Gambar 2.5 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium (Sumber: Riyanto, 2010)

Dari gambar 2.6, menurut hukum Snellius antara sudut datang i , sudut pantul θ_1 dan sudut bias θ_2 memenuhi persamaan seperti berikut:

$$p = \frac{\sin \theta_1}{v_{P_1}} = \frac{\sin \theta'_1}{v_{P_1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{P_2}} = \frac{\sin \phi_1}{v_{P_1}} = \frac{\sin \phi_2}{v_{P_2}} \quad (2.1)$$

Dengan:

θ_1 = Sudut datang gelombang P (°)

θ'_1 = Sudut pantul gelombang P (°)

θ_2 = Sudut bias gelombang (°)

ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S (°)

ϕ_2 = Sudut bias gelombang S (°)

p = Parameter gelombang

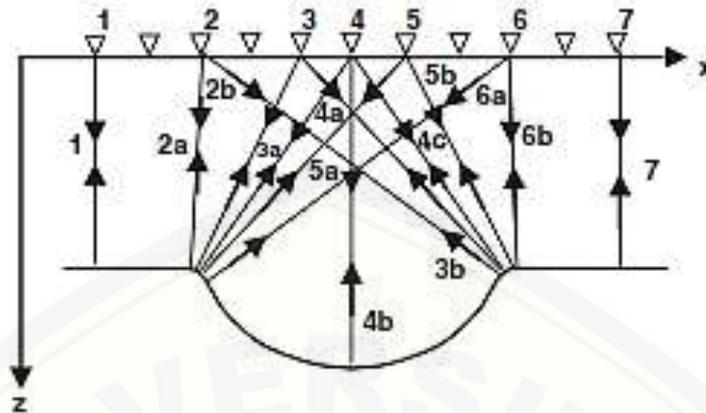
v_{P1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama (m/s)

v_{P2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua (m/s)

v_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama (m/s)

b. Prinsip Fermat

Sebuah pulsa seismik yang merambat dalam suatu medium akan mengikuti jalur yang menghubungkan antara *source* dan *receiver*. Namun, menurut prinsip Fermat, hal ini hanya berlaku pada beberapa jalur rambatan. Hal ini berarti bahwa mungkin ada lebih dari satu fenomena refleksi primer. Dalam penjalaran gelombang dari satu titik ke titik selanjutnya yang melewati suatu medium tertentu akan mencari suatu lintasan dengan waktu tempuh yang paling sedikit. Gambar 2.6 merupakan representasi dari sinklin dan merupakan garis edar pulsa seismik menuju ketujuh *receiver* dari *source* yang cocok. Hanya ada satu garis edar untuk nomor pulsa seismik ke-1 dan ke-7, sedangkan untuk cahaya ke-2, 3, 5 dan 6 memiliki dua garis edar dan untuk pulsa seismik ke-4 memiliki tiga garis edar (Gadallah dan Fisher, 2009).



Gambar 2.6 Sketsa dari jalur sinar refleksi (Sumber: Gadallah dan Fisher, 2009)

2.2.4 Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (jejak seismik): amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari parameter data dasar tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti : impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, *wavelet*, dan sintetik seismogram (Haq, 2009).

a. Jejak seismik

Jejak seismik adalah hasil konvolusi S dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*. Dapat dituliskan dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

$$S(t) = W(t) * r(t) \quad (2.2)$$

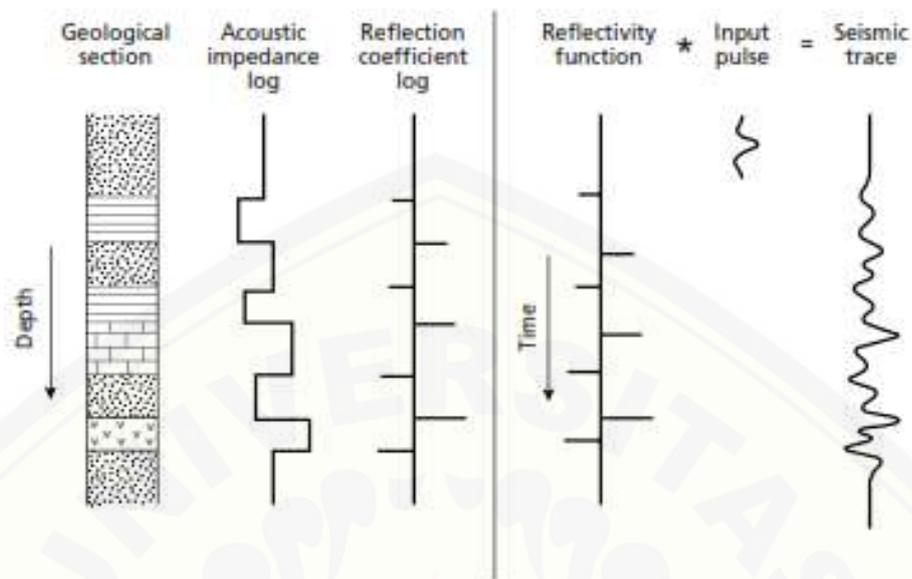
Dimana

$S(t)$ = Jejak seismik

$W(t)$ = *Wavelet* seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi, dan

* = simbol dari operasi konvolusi



Gambar 2.7 Model konvolusional dari jejak seismik refleksi (Sumber: Kearay *et al*, 2002)

Gambar 2.7 adalah model konvolusional dari jejak seismik. Konvolusi adalah “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).

b. Impedansi Akustik

Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik (Z) merupakan hasil kali antara densitas (ρ) dan kecepatan (v). Impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi ataupun porositas batuan. Secara matematis persamaan Z dapat dituliskan :

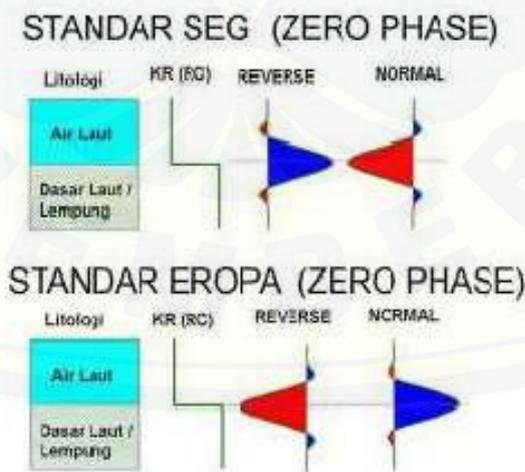
$$Z = \rho v \quad (2.3)$$

Harga Z lebih dipengaruhi oleh kecepatan dibandingkan dengan densitas batuan. Hal ini karena densitas suatu batuan memiliki *range* dimana pada nilai tertentu densitas batuan yang satu akan mengalami suatu *overlap* dengan densitas batuan lainnya (Mohammad, 2010).

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik pada Z_2 lebih besar dari impedansi akustik Z_1 dan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas rendah ke batuan dengan harga densitas yang lebih tinggi maka koefisien refleksi akan bernilai positif. Harga kontras impedansi akustik dapat pula diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustiknya (Sukmono, 1999).

c. Polaritas

Haq (2009) menyebutkan polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_1 > Z_2$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan jika $Z_1 < Z_2$ maka akan mendapatkan palung (*trough*) karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Pencitraan dari polaritas dengan standar *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) dapat dilihat pada gambar 2.8.

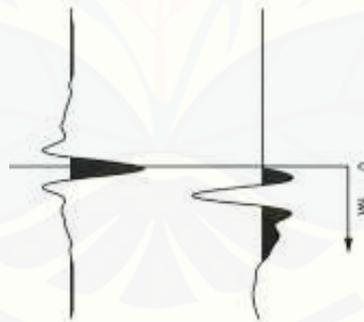


Gambar 2.8 Polaritas standar SEG dan standar Eropa (Sumber: Abdullah, 2008)

Pada polaritas normal, kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sebagai lembah (*trough*) pada jejak seismik, sedangkan pada polaritas terbalik, kenaikan impedansi akustik akan dilambangkan dengan puncak (*peak*) pada jejak seismik (Yilmaz, 2001).

d. *Wavelet* dan Fase

Wavelet adalah kumpulan gelombang seismik yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fase. *Wavelet* merupakan gelombang yang terekam oleh *receiver* (geofon). Terdapat empat macam jenis fase dalam *wavelet*, yaitu fase minimum (*minimum phase*), fase nol (*zero phase*), fase maksimum (*maximum phase*) dan fase campuran (*mix phase*). Biasanya pemakaian dari fase minimum dan fase nol sebagai gambaran bergantung pada sumber bunyi yang digunakan. Misalnya bahan peledak dan senapan memiliki fase minimum pada *wavelet*-nya, tetapi *wavelet* dengan fase nol lebih banyak diperlukan pada saat melakukan interpretasi. *Wavelet* dengan fase nol dan minimum diilustrasikan pada Gambar 2.9 (Rock Physics Associates, 2005).

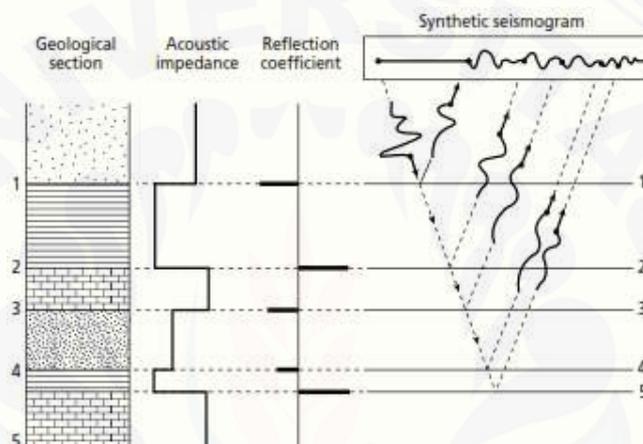


Gambar 2.9 *Wavelet* dengan fase nol dan fase minimum (Sumber: Rock Physics Associates, 2005)

e. Seismogram Sintetik

Kearay, *et al* (2002), menjelaskan seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data ini akan menghasilkan koefisien refleksi yang selanjutnya akan dikonvolusikan dengan *wavelet*. Sebaiknya *wavelet* yang digunakan mempunyai frekuensi dan *bandwidth*

yang sama dengan penampang seismik. Gelombang seismik akan dipantulkan pada setiap reflektor dan besar gelombang yang dipantulkan akan proporsional dengan besar koefisien refleksi. Seismogram sintetis berguna untuk mengkorelasikan informasi yang terkait dengan sumur (sifat fisis, litologi, kedalaman) dengan jejak seismik. Sintetik juga berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon. Ilustrasi dari seismogram sintetis dapat dilihat pada gambar 2.10.



Gambar 2.10 Ilustrasi seismogram sintetis (Sumber: Kearay *et al*, 2002)

2.2.5 Porositas

Porositas dinyatakan sebagai perbandingan antara volume ruang kosong dengan volume seluruh (*bulk volume*) material. Dalam reservoir hidrokarbon, ruang kosong ini merupakan tempat akumulasi dan penyimpanan air, minyak dan gas. Porositas lazimnya dinyatakan dalam persentase volume suatu material, misalnya volume kosong dibagi volume seluruh material, dikalikan 100 (Yusuf dan Romli, 2012). Rumus porositas dapat dinyatakan sebagai berikut:

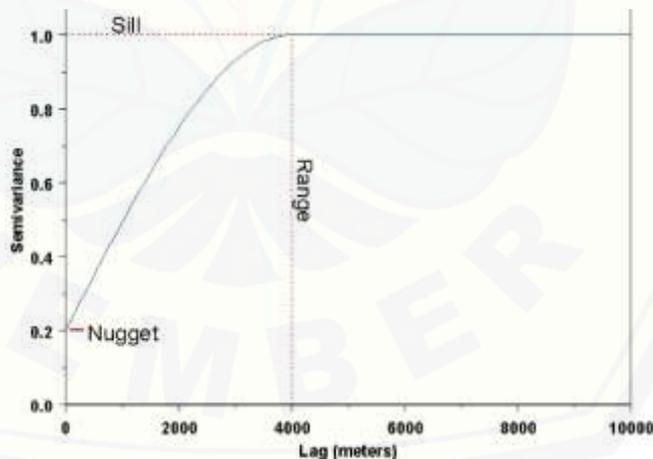
$$\phi = \frac{V_{\text{pori-pori}}}{V_{\text{total}}} \times 100\% \quad (2.4)$$

Pada formasi batuan yang padat, tekanan dari batuan sekitarnya akan mengakibatkan butiran batuan penyusun menjadi menyatu (*compact*), hal ini

menyebabkan nilai porositas rendah. Sedangkan untuk formasi batuan yang kurang padat, besaran porositas biasanya tergantung dari volume butiran batuan penyusunnya, apabila butiran penyusunnya relatif seragam porositasnya kemungkinan baik (Mohammad, 2010).

2.3 Variogram

Munadi (2005), menyampaikan terdapat suatu perangkat dasar dari geostatistika untuk visualisasi, pemodelan dan eksplorasi autokorelasi spasial dari variabel terorganisasi yang biasa dikenal sebagai semivariogram. Semivariogram adalah setengah dari variogram, dengan simbol γ . Sesuai dengan namanya, variogram adalah ukuran dari variansi. Variogram digunakan untuk menentukan jarak dimana nilai-nilai data pengamatan menjadi tidak saling tergantung atau tidak ada korelasinya. Simbol dari variogram adalah 2γ . Ada dua jenis variogram yaitu variogram eksperimen dan variogram empiris. Terdapat tiga model untuk variogram empiris diantaranya adalah model *spherichal*, eksponensial dan gaussian.



Gambar 2.11 Grafik variogram (Sumber: Bohling, 2005)

Komponen-komponen yang terdapat pada variogram berdasarkan gambar 2.11 diantaranya adalah *variance*, *sill*, *range* dan *nugget*. *Variance* adalah data/sampel yang didapatkan di lapangan. *Sill* adalah titik jenuh dimana

data/sampel yang didapatkan tidak mempunyai korelasi. Data/sampel yang cenderung horizontal tidak memiliki korelasi yang sama (konstan). *Range* adalah titik dari jarak ketika variogram memiliki korelasi yang sama. Semakin kecil *range* yang dibuat maka semakin bagus/akurat data yang didapatkan. *Nugget* secara teori nilai awal semivariogram adalah nol. Ketika *lag* mendekati nol nilai semivariogram disebut sebagai *nugget*. *Nugget* mewakili variasi pada jarak (*lag*) yang sangat kecil, termasuk kesalahan dalam pengukuran (Isaaks dan Srivastava, 1989).

2.4 Metode Inversi Deterministik

Inversi dalam penelitian ini merupakan integrasi dari perhitungan matematika dan statistika untuk memperoleh informasi sifat fisik batuan berdasarkan observasi terhadap sistem area penelitian. Secara umum, inversi adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono, 2000).

Metode inversi menggunakan dua pendekatan, yaitu deterministik dan probabilistik yang hasilnya dapat berupa porositas, saturasi air dan volume total batuan reservoir. Metode deterministik digunakan untuk menentukan suatu nilai secara kuantitatif yang selanjutnya akan digunakan sebagai pertimbangan estimasi zona terbaik maupun zona yang kurang prospektif. *Output* dari inversi deterministik menghasilkan satu model (Cooke dan Cant, 2010).

Inversi deterministik dapat dikatakan sebagai upaya untuk mendapatkan resolusi yang lebih kuat dari data seismik dan menetapkan model impedansi akustik. Model impedansi dibentuk dengan menginterpretasi data sumur dan horizon. Model ini melibatkan analisis variogram. Ada dua pendekatan inversi deterministik, pendekatan pertama adalah inversi *band-limited*, dan pendekatan kedua adalah teknik inversi *model-based* (Hampson dan Russell, 1991).

Inversi deterministik menghasilkan nilai untuk satu kemungkinan saja dan hal tersebut memiliki resiko jika dibuktikan dengan pengeboran. Oleh karena itu diperlukan *Quality Control* (QC) pada inversi deterministik. QC dapat dilakukan dengan menemukan selisih antara impedansi akustik yang didapatkan dari hasil inversi dengan impedansi log sumur. Jika selisih tidak cukup kecil maka model impedansi harus diperbarui sampai kesalahannya cukup kecil (Cooke and Cant, 2010). Hasil akhirnya adalah model inversi deterministik (Wu, 2015).

2.5 Neural Network

Neural network adalah sekumpulan komponen elektronik atau program komputer yang didesain untuk memodelkan kerja sistem otak. *Neural network* meniru cara kerja otak dalam dua aspek, yaitu pengetahuan atau data didapatkan dari proses *training* dan kekuatan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut (Ekowati dan Sukmono, 2009). Metode untuk menentukan bobot penghubung disebut metode *training/learning*. Ada tiga metode *training* pada *neural network*, metode *supervised training*, *unsupervised training* dan *hybrid training*. Masukan pada *supervised learning* yang digunakan telah diketahui keluaran-keluarannya. Perbedaan antara keluaran-keluaran aktual dengan keluaran-keluaran yang diinginkan, digunakan untuk mengoreksi bobot *neural network* agar *neural network* dapat menghasilkan jawaban sedekat mungkin dengan jawaban yang telah diketahui oleh *neural network* (Dahria, 2015).

Multilayer perceptron adalah *neural network feed-forward* yang terdiri dari sejumlah neuron yang dihubungkan oleh bobot-bobot penghubung. Neuron-neuron tersebut disusun dalam lapisan-lapisan yang terdiri dari satu lapisan *input*, satu atau lebih lapisan tersembunyi (*hidden layer*) dan satu lapisan *output*. Lapisan *input* menerima sinyal dari luar, kemudian melewatkannya ke lapisan tersembunyi pertama, yang akan diteruskan sehingga akhirnya mencapai lapisan *output* (Riedmiller, 1994).

BAB 3. METODE PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Interpretasi data seismik lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscot dilaksanakan pada bulan Februari sampai dengan bulan Juli 2016 bertempat di Laboratorium Fisika Komputasi Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Jember. Data seismik dari lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscot diakuisisi pada lokasi $44^{\circ}07'26''\text{LU}/60^{\circ}06'00''\text{BB}$. Data seismik ini berupa data *post stack time migration* yang dipublikasikan oleh opendtect.org. Daerah penelitian difokuskan pada Formasi Missisauga pada kedalaman 2251,3 m sampai 3190,4 m di bawah permukaan laut.

3.2 Alat dan Bahan

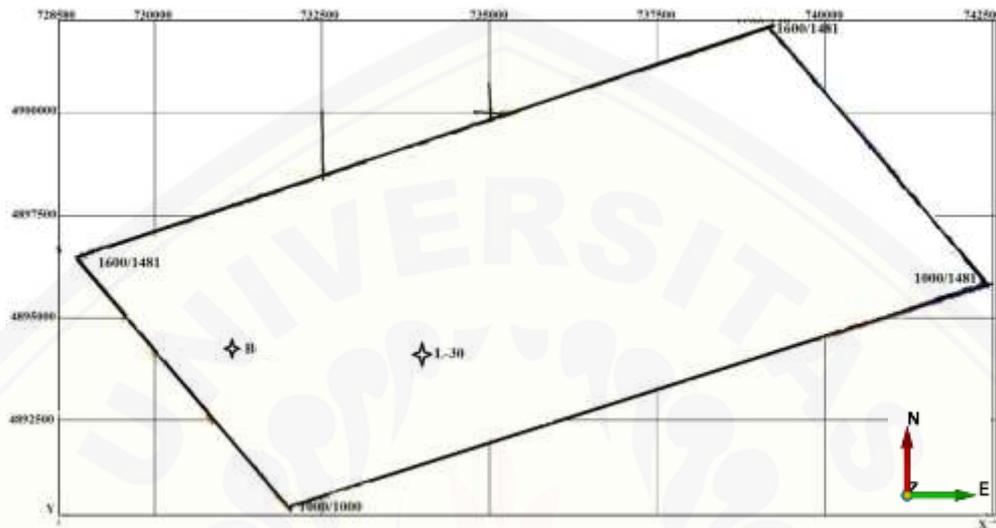
Alat yang digunakan dalam penelitian meliputi :

1. Komputer dengan spesifikasi
Processor : Intel Core i5-3330 CPU@3.00GHz, 8 GB DDR3
RAM
Sistem operasi : Windows 7, 64-bit
2. *Software* : Opendtect V 5.0.9 2D/3D

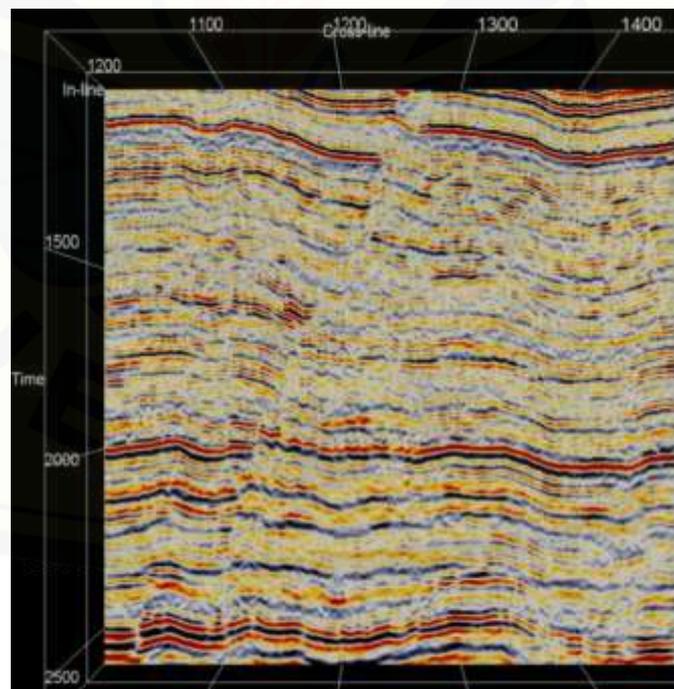
Bahan atau data yang digunakan dalam penelitian ini adalah

1. Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa 3D *Post Stack Time Migration* (PSTM). Data 3D ini memiliki jumlah *inline* 601 (1000 sampai 1600) dengan jarak antar spasi 12,01 m pada arah utara-selatan dengan sudut kemiringan $62,39^{\circ}$ dari utara, jumlah *crossline* 482 (1000 sampai 1481) dengan jarak antar spasi 25,01 m pada arah timur-barat dengan sudut kemiringan $27,61^{\circ}$ dari utara dan *time range* 0 ms sampai 6000 ms

(<http://www.cnsopb.ns.ca>). Berikut ini adalah *base map* dan penampang data seismik dari lapangan Penobscot yang ditunjukkan pada gambar 3.1 dan gambar 3.2



Gambar 3.1 *Base map* lapangan Penobscot (Sumber: <http://www.cnsopb.ns.ca>)



Gambar 3.2 Penampang data seismik daerah Formasi Missisauga dalam bentuk *inline* pada *software* opendtect

2. Data sumur yang digunakan adalah data sumur L-30. Informasi mengenai data sumur L-30 dan ketersediaan data log dapat dilihat pada Tabel 3.1 berikut ini

Tabel 3.1 Informasi sumur L-30

Informasi dan log sumur	L-30
Koordinat X	734338.8600
Koordinat Y	4893837.8700
Inline	1284
Crossline	1046
CDP	1493
Kedalaman	4251
Jenis Sumur	Oil and gas
log Sonic (DT)	Tersedia
Log Density (RHOB)	Tersedia
Log Gamma Ray	Tersedia

Sumber: Wibowo (2012).

Pada penelitian ini digunakan data log sonik dan log densitas untuk mendapatkan nilai log impedansi akustik dan log porositas. Log sonik merupakan hasil pengukuran waktu yang diperlukan gelombang suara untuk melintasi suatu batuan dengan ketebalan tertentu dan log densitas merupakan hasil pengukuran dari densitas elektron dalam batuan. Prinsipnya adalah dipancarkannya sinar gamma dengan intensitas tertentu oleh pemancar di dalam batuan, selanjutnya partikel sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron dalam batuan. Semakin banyak elektron semakin padat batuan tersebut sehingga intensitas sinar gamma yang terekam semakin berkurang (Pormes, 2009).

3. Data *marker* adalah data yang menunjukkan zona lapisan atau formasi. Data ini digunakan untuk membantu memprediksi lapisan yang mengandung batu pasir. Data *marker* untuk setiap formasi pada lapangan dapat dilihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Data *marker* untuk setiap Formasi Missisauga lapangan Penobscot

Nama Formasi	Nama marker geologi	Sumur (m) L-30
Missisauga	Upper Missisauga	2251,3
	“0” Limestone	2407,9
	Base “0” Limestone	2413,6
	Sand #1	2478,1
	Sand #2	2499,7
	Sand #3	2543,4
	Sand #4	2637,6
	Sand #5	2699,1
	Sand #6	2795,3
	Sand #7	2835,3
	Lower Missisauga/ Mic Mac	3190,4

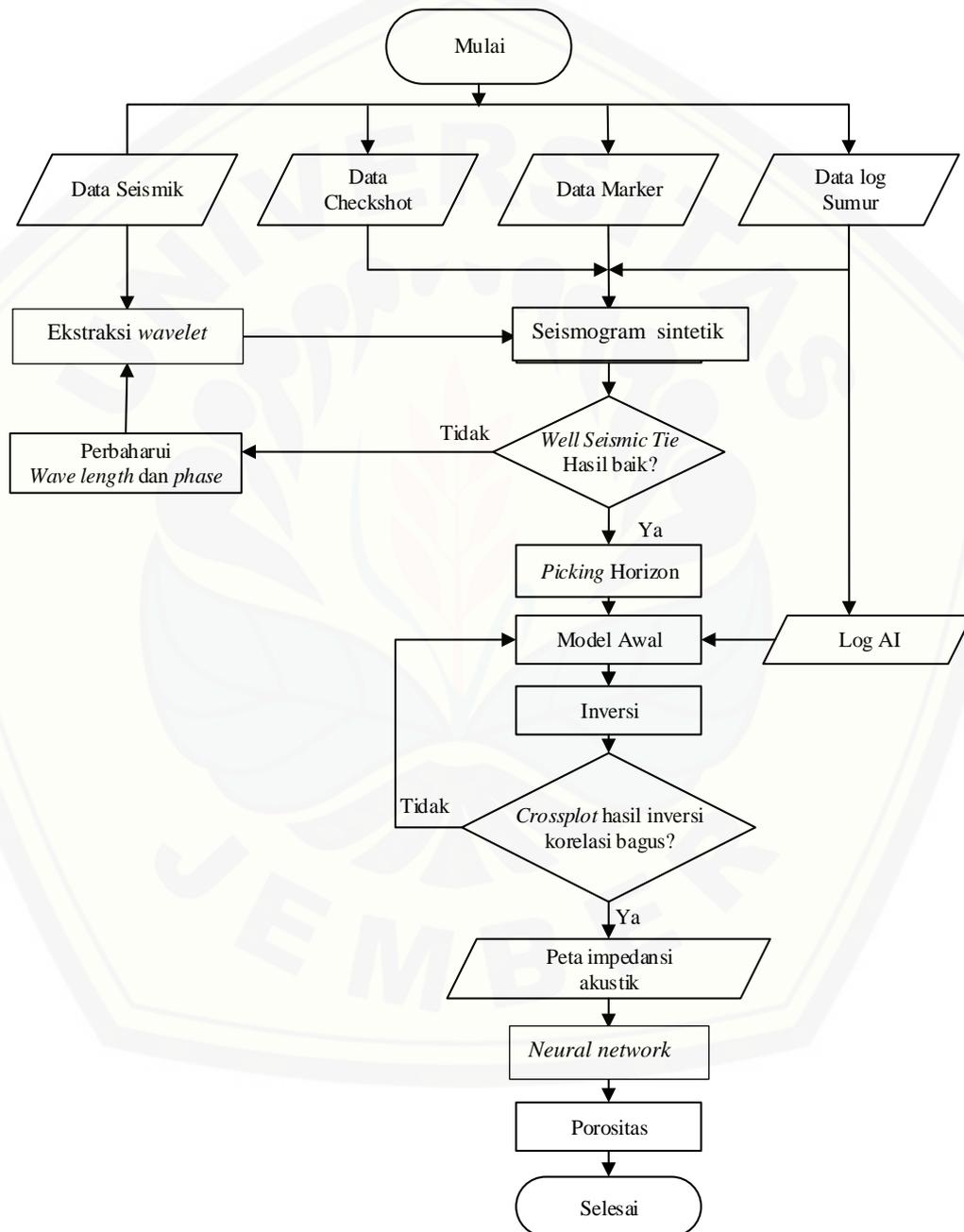
Sumber: Wibowo (2012).

4. Data *checkshot* digunakan untuk menghubungkan waktu dengan kedalaman yang nantinya akan digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik pada proses *well seismic tie*.

3.3 Prosedur Penelitian

3.3.1 Diagram Alir Penelitian

Berikut adalah diagram alir dari penelitian yang akan dilakukan



Gambar 3.3 Diagram alir penelitian

3.3.2 Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan meliputi:

a. Input data

Data yang dimasukkan ke dalam aplikasi *software* *opendtect* berupa data seismik 3D, data sumur, data *checkshot* dan data *marker*. Zona target penelitian ini adalah reservoir *sandstone* yang berada di Formasi Missisauga

b. Ekstraksi *wavelet*

Proses inversi merupakan proses pembagian antara rekaman data seismik dengan *wavelet* yang diprediksi. *Wavelet* ini dapat diperoleh dengan melakukan proses ekstraksi *wavelet*

c. Seismogram sintetik

Seismogram dibuat dengan mengkonvolusi koefisien refleksi hasil perkalian log kecepatan dan densitas dengan *wavelet* yang diperoleh dari proses ekstraksi *wavelet*. Selanjutnya seismogram sintetik akan digunakan pada proses *well seismic tie* untuk mengetahui tingkat korelasi dari data seismik dengan data sumur

d. *Well seismic tie*

Proses *well seismic tie* bertujuan menyamakan domain data sumur (kedalaman) dengan domain data seismik (waktu). Kecocokan antara jejak seismik dengan jejak sintetik dinilai dengan tingkat korelasi yang mempunyai kisaran nilai antara 0 sampai 1. Proses *well seismic tie* ini dilakukan sampai mendapatkan nilai korelasi di atas 0,5. Hal ini dikarenakan nilai korelasi dari *well seismic tie* di atas 0,5 sudah dianggap baik untuk melakukan proses interpretasi selanjutnya

e. *Picking horizon*

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Sebelum melakukan *picking horizon*, sumur hasil *well seismic tie* ditampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui horizon mana yang akan dipilih. Kemudian dengan menggunakan

data *marker*, *horizon* pada daerah bagian atas Formasi Missisauga dan bagian bawah Formasi Missisauga dapat dengan mudah untuk dilakukan *picking*

f. Model awal

Model awal atau model geologi pada inversi deterministik didapatkan dengan menginterpolasikan nilai impedansi akustik dari lokasi sumur L-30 ke seluruh daerah Formasi Missisauga. Interpolasi dilakukan dengan menganalisa variogram secara vertikal dan horizontal. Variogram secara vertikal didapatkan dari data sumur dan variogram secara horizontal didapatkan dari *horizon* yang sudah dipilih. Model ini digunakan sebagai prediksi awal dari proses inversi sehingga didapatkan hasil yang sama dengan data seismik

g. Inversi deterministik

Inversi deterministik dilakukan dengan memasukkan model awal yang sudah didapatkan sebelumnya dan *wavelet* yang sudah didapatkan dari proses ekstraksi *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan pada proses inversi seismik harus sesuai dengan *wavelet* yang digunakan untuk membuat sintetik seismogram dan *well seismic tie*

h. *Crossplot*

Crossplot antara impedansi akustik yang didapatkan dari hasil inversi dengan impedansi akustik dapat digunakan untuk kontrol kualitas hasil inversi. Tingkat keberhasilan hasil inversi dapat dilihat dari korelasi yang didapatkan dari keduanya. Semakin besar korelasinya maka hasil inversi semakin bagus.

i. Peta penyebaran impedansi akustik

Peta penyebaran impedansi akustik didapatkan dengan mengaplikasikan hasil inversi pada *horizon* yang sudah di-*pick*

j. *Neural network*

Hubungan antara sebaran impedansi akustik yang didapatkan dari inversi deterministik dan porositas ditentukan dengan *neural network* dengan proses *supervised training*

k. Peta penyebaran porositas

Peta penyebaran porositas bisa didapatkan setelah proses *neural network* mendapatkan nilai *error* terkecil.

3.4 Metode Analisis

Berdasarkan uraian dari proses pengolahan data, analisis yang perlu dilakukan adalah

1. Log impedansi akustik diperoleh dari perkalian antara log densitas dan log kecepatan

$$Z = \rho v$$

$$v = 1/\log \text{sonic} \quad (3.2)$$

Dengan:

Z: Impedansi akustik (m/sxg/cc)

ρ : log densitas (g/cc)

v: log kecepatan (m/s)

2. Log porositas didapatkan dari log sonik dengan menggunakan persamaan 3.3

$$\Phi = (\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \quad (3.3)$$

Dimana:

ϕ = porositas

Δt_{log} = nilai yang terbaca pada log sonic (s)

Δt_{ma} = *transite time matrix* batuan(s)

Δt_f = *transite time matrix* fluida (s)

Transite time matrix batuan dan fluida dapat dilihat pada Tabel 3.3

Tabel 3.3 *Transite time matrix*

Litologi dan fluida	Δt_{ma} (s)
Batu pasir	55,5 – 51
Limestone	47,6 – 43,5
Dolomite	43,5
Air Tawar Mud filtered	189
Air Asin Mud filtered	185
Gas	920
Minyak	230

Sumber: Asquith dan Gibson (1982).

3. Penentuan kualitas porositas batuan reservoir mengacu pada klasifikasi yang dikemukakan oleh Koesoemadinata (1978) dengan skala sebagai berikut

Tabel 3.4 Skala penentuan kualitas porositas batuan reservoir

Harga Porositas	Skala
0 - 5 %	Diabaikan
5 – 10 %	Buruk
10 – 15 %	Cukup
15 - 20 %	Baik
20 – 25 %	Sangat baik
>25%	Istimewa

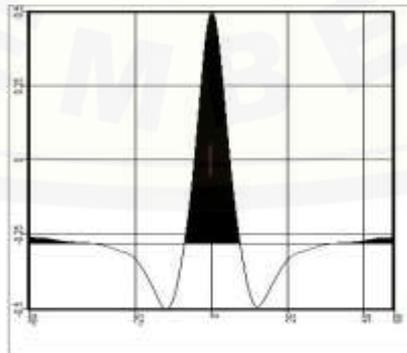
Sumber: Koesoemadinata (1978).

BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini menggunakan data seismik 3D PSTM lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscot yang diakuisisi pada lokasi $44^{\circ}07'26''\text{LU}/60^{\circ}06'00''\text{BB}$. Data sumur yang digunakan untuk proses inversi adalah sumur L-30. Informasi dari *repeat formation test* pada sumur L-30 menunjukkan adanya lapisan *sandstone* (batupasir) pada Formasi Missisauga, sehingga daerah yang dipilih untuk dilakukan proses inversi adalah Formasi Missisauga. Formasi Missisauga merupakan salah satu formasi pada lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscot. Formasi Missisauga didominasi oleh reservoir batupasir dari pada formasi-formasi lain yang dimiliki oleh Penobscot. Formasi Missisauga pada sumur L-30 berada pada kedalaman 2251,3 m sampai 3190,4 m di bawah permukaan laut.

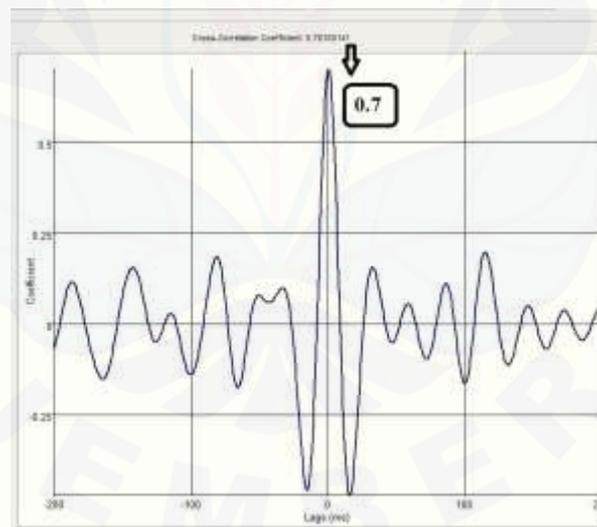
4.1 Hasil Ekstraksi *Wavelet* dan *Well Seismic Tie*

Ekstraksi *wavelet* ini dilakukan untuk mendapatkan *wavelet* yang akan digunakan pada proses sintetik seismogram dan proses inversi. *Wavelet* diperoleh dengan mengekstraksi atau memisahkan kumpulan *wavelet* yang terkandung pada volume data seismik di sekitar zona target yang dipilih. *Wavelet* yang digunakan ini memiliki panjang gelombang 120 ms dan berfase nol.



Gambar 4.1 *Wavelet* hasil ekstraksi

Gambar 4.1 menunjukkan hasil yang didapatkan dari ekstraksi *wavelet*. Hasil ekstraksi *wavelet* ini kemudian dikonvolusikan dengan koefisien refleksi. Konvolusi merupakan penggantian setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian dijumlahkan hasilnya (Russell, 1996). Koefisien refleksi didapatkan dari perkalian antara kecepatan gelombang yang direpresentasikan seperlog sonik dan densitas batuan yang direpresentasikan oleh log densitas. Untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan pada proses *well seismic tie*. Gambar 4.2 di bawah ini menunjukkan hasil dari proses *well seismic tie* dari sumur L-30 dengan korelasi sebesar 0,7. Setiap sumur memiliki respon yang berbeda terhadap *wavelet* yang didapatkan dari proses ekstraksi. Oleh karena itu hasil korelasi dari kedua sumur memiliki nilai yang berbeda. Hasil korelasi yang sudah diperoleh dapat dikatakan baik untuk membantu *picking horizon* dan melakukan proses inversi.

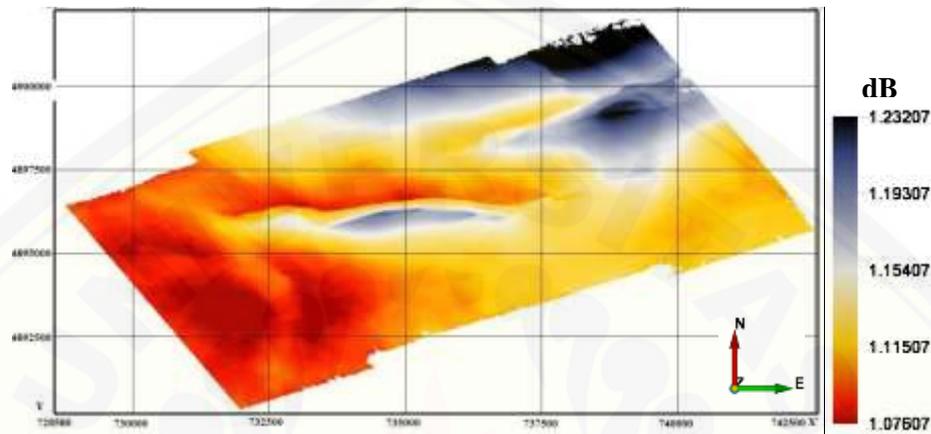


Gambar 4.2 Hasil korelasi antara jejak sintetik seismogram dan jejak seismik pada sumur L-30

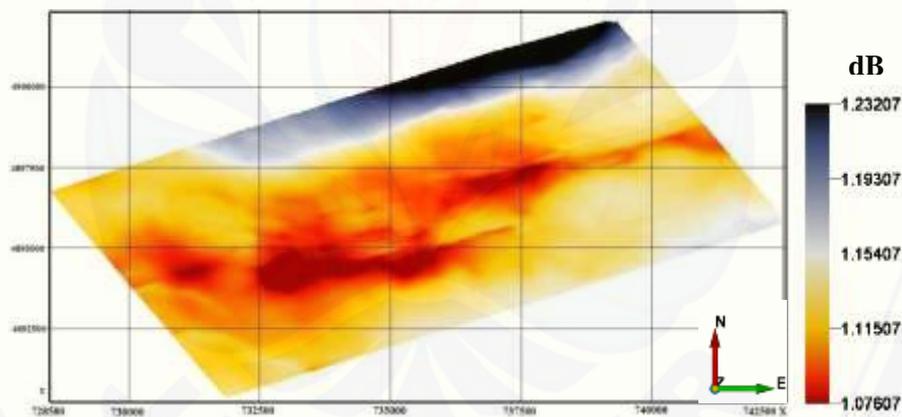
4.2 *Picking Horizon* dan Pembentukan Model Awal

Setelah mendapatkan korelasi dari seismogram sintetik dan data seismik asli, proses *picking horizon* dapat dilakukan. Horizon yang sudah dipilih akan digunakan sebagai batas zona dari proses inversi. *Picking horizon* dilakukan 2 kali

dengan horizon pertama akan dipilih pada bagian atas Formasi Missisauga dan horizon kedua akan dipilih pada bagian bawah dari Formasi Missisauga. Hasil dari *picking horizon* pertama dan kedua dapat dilihat pada Gambar 4.3 dan 4.4



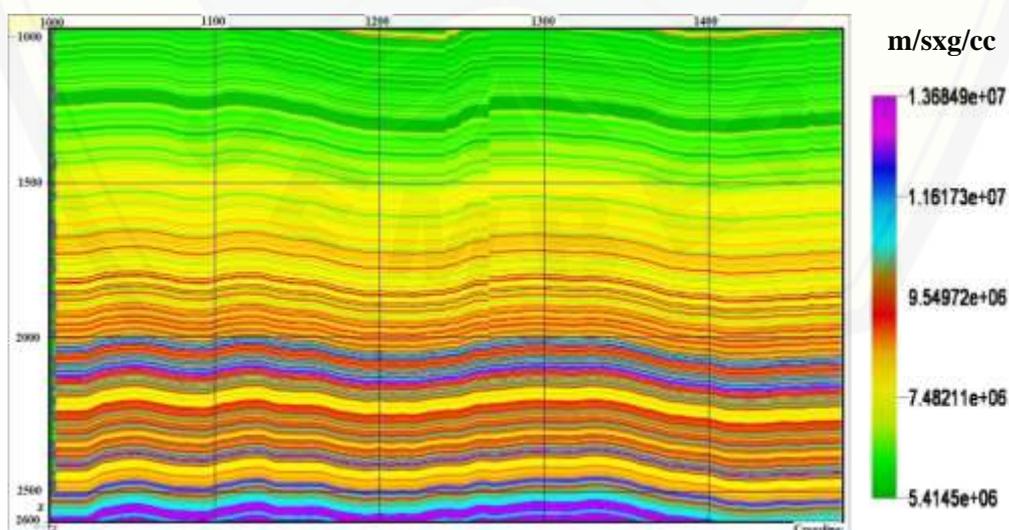
Gambar 4.3 Penampakan horizon pertama



Gambar 4.4 Penampakan horizon kedua

Horizon pertama berada kedalaman 2251,3 m dan horizon kedua pada kedalaman 3190,4 m. Penampang horizon hasil *picking* sebelum diinversi menunjukkan sebaran amplitudo. Horizon yang sudah dipilih ini akan digunakan untuk membentuk model awal dari proses inversi. Model awal dibentuk berdasarkan horizon yang dipilih dan data sumur yang digunakan pada proses inversi. Data sumur akan memberikan informasi geologi dari setiap horizon yang

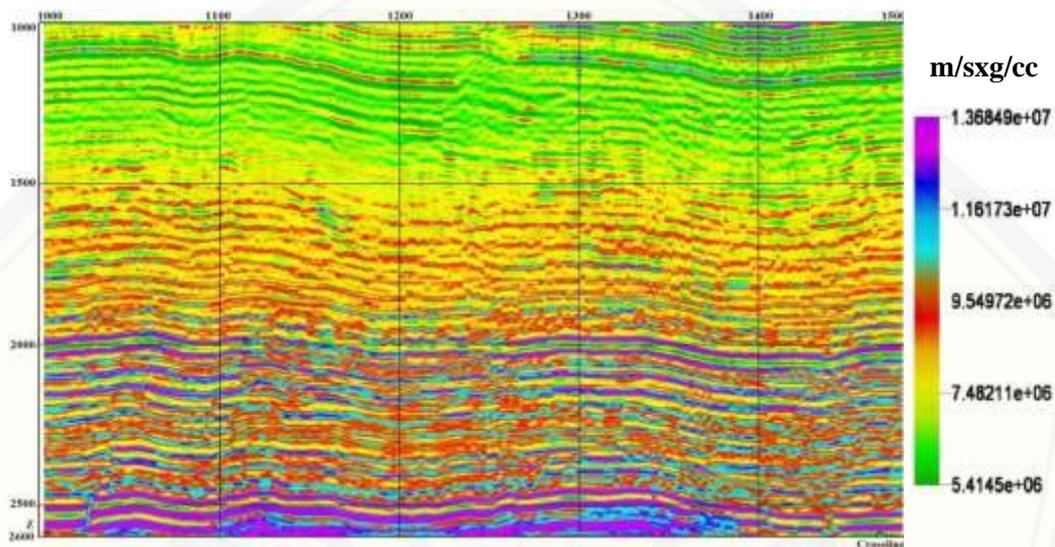
telah dibuat, kemudian informasi geologi tersebut akan oleh data sumur disebar kepada seluruh horizon sampai batas yang ditentukan. Dalam penelitian ini informasi geologi yang disebar adalah nilai impedansi akustik yang selanjutnya akan digunakan untuk mendapatkan nilai porositas. Persebaran nilai impedansi akustik untuk daerah yang jauh dari lokasi sumur dibantu dengan analisis vertikal dan horizontal variogram. Ilustrasi dari variogram dapat dilihat pada lampiran B.2. Berdasarkan ilustrasi variogram *range* yang didapatkan dari analisis vertikal variogram sebesar 31 ms sedangkan *range* untuk horizontal variogram adalah 1240,6 m untuk persebaran berdasarkan arah *inline* dan 996,7 m untuk arah *crossline*. Besar *range* dari masing-masing variogram didapatkan dengan mencocokkan variogram sintetik yang ditunjukkan oleh garis hijau dan data asli yang ditunjukkan oleh garis biru. Karena nilai *range* dari horizontal variogram untuk arah *inline* dan *crossline* berbeda maka diperlukan arah dari horizontal variogram dengan memasukkan nilai sudut yang dibentuk dari arah utara pada pengambilan data seismik. Berikut ini adalah hasil yang diperoleh pada proses pembentukan model awal untuk inversi deterministik yang ditunjukkan pada Gambar 4.5.



Gambar 4.5 Penampang vertikal untuk model awal yang akan digunakan pada proses inversi

4.3 Analisa Inversi Deterministik dan Kontrol Kualitas

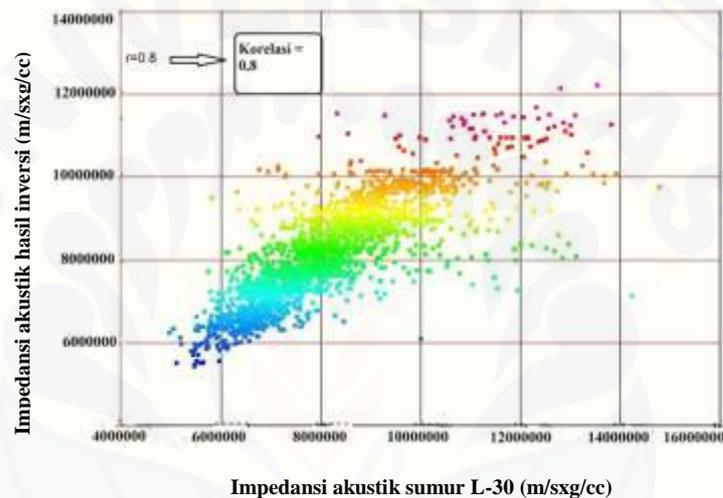
Model awal yang sudah diperoleh akan digunakan sebagai model yang diinversi. Pada penelitian ini digunakan inversi deterministik. *Wavelet* yang digunakan pada proses inversi deterministik adalah *wavelet* yang didapatkan pada proses ekstraksi *wavelet*. Gambar 4.6 menunjukkan hasil inversi deterministik



Gambar 4.6 Penampang vertikal impedansi akustik yang diperoleh dari inversi deterministik

Berdasarkan Gambar 4.6 inversi deterministik menghasilkan penampang model impedansi akustik dan mampu membedakan zona-zona impedansi akustik berdasarkan warna dan skala nilai impedansi akustik. Zona dengan impedansi terendah ditunjukkan oleh warna hijau dengan nilai $5414500 \frac{m}{s} \times \frac{g}{cc}$ yang mendominasi bagian atas dari Formasi Missisauga dan zona dengan impedansi tertinggi ditunjukkan oleh warna ungu dengan nilai $13684900 \frac{m}{s} \times \frac{g}{cc}$ yang mendominasi bagian bawah dari Formasi Missisauga. Nilai impedansi akustik yang didapatkan dari hasil inversi menunjukkan bahwa Formasi Missisauga terdiri dari *sandstone* (batupasir). Hal ini sesuai dengan yang disebutkan Nasmy (2011) bahwa lapisan batupasir memiliki nilai impedansi akustik diatas $3810 \frac{m}{s} \times \frac{g}{cc}$.

Proses inversi pada data seismik memerlukan kontrol kualitas untuk mengetahui bahwa model yang didapatkan pada proses inversi juga dapat digunakan untuk memetakan porositas dari reservoir batupasir. Hasil inversi bisa dikontrol dengan melihat hasil korelasi yang didapatkan dari *crossplot* antara hasil impedansi akustik yang didapatkan dari inversi deterministik dengan impedansi akustik dari data sumur L-30. Gambar 4.7 menunjukkan hasil *crossplot* antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik sumur L-30.



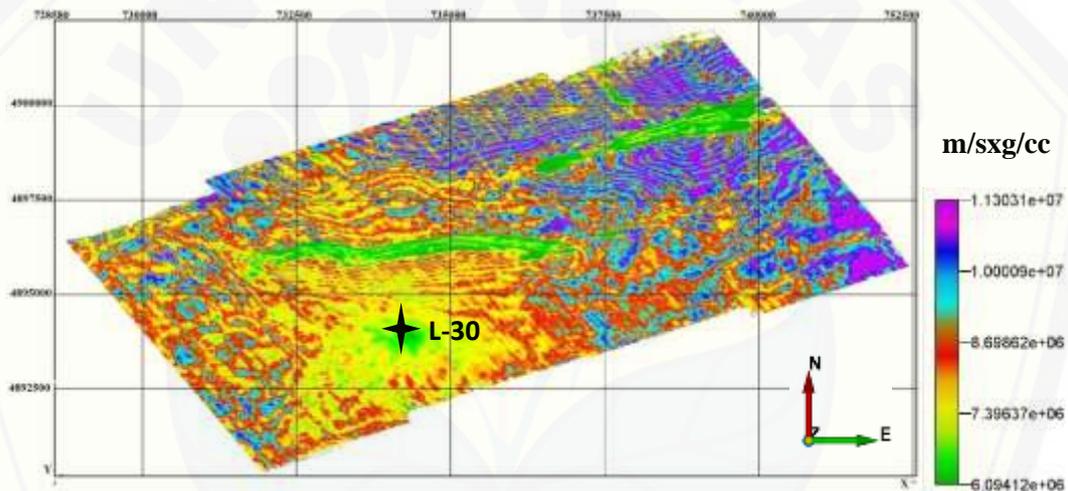
Gambar 4.7 *Crossplot* antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik sumur L-30

Kesesuaian impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik dari sumur L-30 ditunjukkan dengan korelasi hasil *crossplot* antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik sumur L-30 sebesar 0,8 dari skala 0 sampai 1. Korelasi ini dapat dikatakan cukup baik sehingga hasil inversi dapat digunakan untuk menentukan peta sebaran impedansi akustik yang selanjutnya dapat dikonversikan menjadi peta porositas.

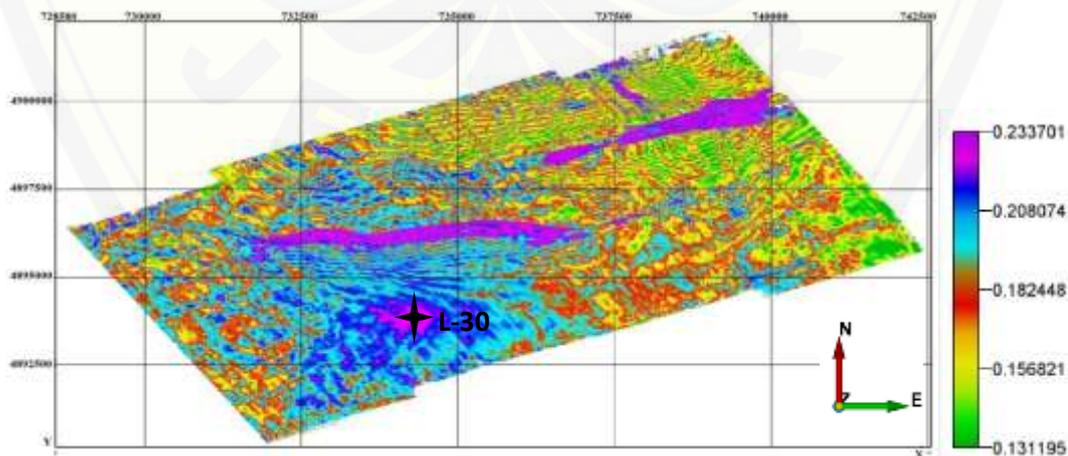
4.4 Peta Sebaran Impedansi Akustik dan Peta Sebaran Porositas

Peta sebaran impedansi akustik dibuat dengan mengaplikasikan hasil inversi pada horizon sedangkan peta porositas didapatkan dengan menggunakan metode *neural network*. Pada penelitian ini akan digunakan *supervised neural network*

untuk menentukan hubungan antara sebaran impedansi akustik yang didapatkan dari hasil inversi dengan porositas. Total *error* yang didapatkan dari proses *neural network* adalah 0,2. Rentang *error* dari hasil *neural network* adalah 0 untuk tanpa *error* dan 1 untuk *error* maksimal (dGB Beheer BV, 2014). Horizon yang dipilih adalah horizon bagian atas dari Formasi Missisauga, karena impedansi akustik rendah yang mengindikasikan porositas tinggi lebih mendominasi bagian atas dari Formasi Missisauga. Peta impedansi akustik dari Formasi Missisauga ditunjukkan oleh Gambar 4.8 dan peta porositas ditunjukkan oleh Gambar 4.9.



Gambar 4.8 Peta sebaran impedansi akustik



Gambar 4.9 Peta sebaran porositas

Sumbu X pada peta sebaran impedansi akustik dan porositas menunjukkan konversi dari pengambilan data seismik secara *crossline* dan sumbu Y merepresentasikan konversi dari pengambilan data secara *inline* pada lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscot. Sumbu X pada akuisisi pada lapangan ini memiliki rentang nilai 728580 sampai 752500 yang terbentang dari arah Barat sampai Timur sedangkan sumbu Y memiliki rentang nilai 4890000 sampai 4892500 yang terbentang dari arah Selatan sampai Utara. Peta impedansi akustik pada gambar 4.8 di atas menunjukkan bahwa reservoir batupasir pada bagian atas Formasi Missisauga memiliki nilai impedansi akustik yang bervariasi. Nilai impedansi akustik terkecil reservoir batupasir pada bagian atas Formasi Missisauga adalah $6094120 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$. Nilai ini diwakili oleh warna hijau pada peta impedansi akustik. Impedansi akustik terkecil pada bagian atas Formasi Missisauga tersebar di bagian di Timur Laut, Barat Daya dan tengah sampai ke Barat pada Formasi Missisauga. Berdasarkan sumbu X dan Y impedansi akustik terkecil daerah Timur Laut berada di sumbu X 736250 sampai 740000 dan sumbu Y 4897500 sampai 4900000, daerah Barat Daya di rentang sumbu X 733750 sampai 735000 dan sumbu Y 4892500 sampai 4895000, daerah tengah sampai Barat di rentang nilai 731250 sampai 736250 untuk sumbu X dan tepat pada 4896250 untuk sumbu Y. Sedangkan nilai impedansi akustik terbesar reservoir batupasir pada bagian atas Formasi Missisauga adalah $11303100 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$, nilai ini diwakili oleh warna ungu. Nilai impedansi akustik terbesar ini lebih mendominasi daerah Utara sampai Timur dari bagian atas dari Formasi Missisauga. Jika impedansi akustik pada bagian atas dari Formasi Missisauga dikelompokkan berdasarkan arah mata angin, maka dapat dikatakan bahwa daerah Utara memiliki nilai impedansi akustik dari $8698620 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ sampai $11303100 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ yang diwakili oleh warna jingga sampai ungu dengan dominasi warna ungu. Daerah Timur Laut memiliki nilai $6094120 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ sampai $11303100 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$, daerah ini memiliki semua variasi nilai impedansi akustik dengan dominasi impedansi

akustik terbesar dan terkecil. Daerah Timur memiliki nilai nilai impedansi akustik dari $8698620 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ sampai $11303100 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$. Daerah Tenggara memiliki nilai impedansi akustik dari $7396370 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ sampai $11303100 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ yang diwakili oleh warna kuning sampai ungu, namun yang lebih mendominasi adalah warna jingga. Daerah Selatan sampai Barat Laut memiliki nilai impedansi akustik $6094120 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ sampai $11303100 \frac{m}{s} x \frac{g}{cc}$ yang diwakili oleh warna hijau sampai ungu dengan dominasi warna kuning dan sedikit warna ungu. Pada daerah Barat Daya ada sumur L-30 dan pada daerah sekitar sumur ini memiliki nilai impedansi akustik terendah. Impedansi akusik terendah juga tersebar di daerah Barat sampai ke tengah seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya. Impedansi akustik merupakan fungsi dari densitas dan cepat rambat gelombang dari suatu batuan. Semakin besar densitas yang dimiliki oleh batuan tersebut maka nilai impedansi akustiknya akan semakin besar. Batuan yang kompak menunjukkan bahwa densitasnya besar dan porositasnya kecil, sedangkan batuan yang tidak kompak menunjukkan densitasnya kecil dan porositasnya besar. Sehingga dapat dikatakan bahwa, nilai porositas dari suatu batuan berbanding terbalik dengan densitas dan impedansi akustik dari batuan tersebut. Pernyataan ini didukung oleh peta sebaran porositas yang didapatkan dan direpresentasikan oleh Gambar 4.9.

Peta sebaran porositas yang ditunjukkan pada Gambar 4.9 adalah peta yang menunjukkan sebaran dari besaran perbandingan dari volume pori-pori per volume keseluruhan dari reservoir batupasir pada bagian atas Formasi Missisauga. Persentase dari porositas didapatkan dari perkalian antara skala yang ditunjukkan pada peta porositas dengan 100%. Berdasarkan peta sebaran porositas didapatkan bahwa porositas reservoir batupasir pada bagian atas Formasi Missisauga memiliki porositas terbesar dengan nilai 23,3% yang ditunjukkan oleh warna ungu dan porositas terkecil memiliki nilai 13,1% yang ditunjukkan oleh warna hijau. Seperti halnya impedansi akustik terkecil reservoir batupasir pada bagian atas Formasi Missisauga, porositas terbesar reservoir batupasir juga tersebar di daerah

Timur Laut, Barat Daya dan tengah sampai ke Barat. Koordinat sumbu X dan Y pada peta impedansi akustik juga berlaku pada peta porositas. Porositas terbesar di daerah Timur Laut berada di sumbu X 736250 sampai 740000 dan sumbu Y 4897500 sampai 4900000, daerah Barat Daya di rentang sumbu X 733750 sampai 735000 dan sumbu Y 4892500 sampai 4895000, daerah tengah sampai Barat di sumbu X dari 731250 sampai 736250 dan sumbu Y 4896250. Daerah Utara sampai Timur laut didominasi oleh warna hijau yang mewakili nilai 13,1% dan pada daerah Timur Laut terdapat porositas terbesar. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978), porositas dengan harga 13,1% masuk pada kategori cukup. Pada daerah Timur sampai Tenggara didominasi oleh warna jingga yang mewakili nilai 18,2% dengan sedikit warna biru yang mewakili nilai 20,8% pada daerah Timur dan Tenggara dan warna hijau yang mewakili nilai 13,1% pada Daerah Timur. Nilai atau harga porositas 18,2% memiliki kualitas baik dan 20,8% sangat baik. Daerah selatan sampai barat Daya didominasi oleh warna biru, sedikit warna kuning dengan nilai 15,6% dan jingga pada daerah Barat Daya. Kualitas porositas untuk nilai 15,6% adalah baik. Porositas besar juga dimiliki daerah dekat sumur L-30 pada arah Barat Daya. Pada daerah Barat sampai Barat Laut nilai porositasnya bervariasi dari nilai terkecil sampai terbesar. Pada daerah Barat sampai tengah terdapat porositas besar dengan nilai 23,3% seperti yang sudah diungkapkan sebelumnya. Porositas menjadi salah satu syarat yang harus dipenuhi oleh suatu batuan untuk menjadi reservoir atau perangkap dari senyawa hidrokarbon dalam bentuk minyak atau gas. Semakin banyak ruang kosong atau porositasnya dan semakin baik kualitas porositasnya maka semakin berpotensi batuan tersebut mengandung senyawa hidrokarbon.

BAB 5. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang diperoleh dari metode inversi deterministik dan *neural network* yang diaplikasikan pada data seismik dari lapangan eksplorasi hidrokarbon Penobscout dengan koordinat lapangan $44^{\circ}07'26''\text{LU}/60^{\circ}06'00''\text{BB}$ di daerah Formasi Missisauga pada kedalaman 2251,3 m sampai 3190,4 m dapat disimpulkan bahwa sebaran porositas reservoir *sandstone* (batupasir) pada bagian atas Formasi Missisauga mempunyai kualitas porositas dengan rentang nilai 13,1% sampai 23,3%. Daerah Utara sampai Timur laut didominasi oleh porositas dengan nilai 13,1% berkualitas cukup. Pada daerah Timur sampai Tenggara didominasi nilai porositas 18,2% berkualitas baik. Daerah selatan sampai barat Daya porositas dengan nilai 20,8% berkualitas sangat baik. Porositas dengan harga 23,3% berkualitas sangat baik tersebar pada daerah Timur Laut, Barat sampai ke tengah dan Barat Daya di dekat sumur L-30. Zona atau daerah ini dapat dinyatakan sebagai zona yang berpotensi mengandung senyawa hidrokarbon.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah sebaiknya dilakukan analisa variogram yang lebih baik untuk mendapatkan model awal dari proses inversi deterministik. Karena metode inversi deterministik dilakukan dengan menginversi model awal, sehingga diperlukan model awal yang mendekati model asli. Kontrol kualitas juga sebaiknya dilakukan pada model awal untuk mengetahui kualitas dari model awal yang digunakan.

DAFTAR PUSTAKA

Buku

- Asquith dan Gibson. 1982. *Basic Well Log Analysis For Geologist*. Tulsa, Oklahoma : AAPG.
- Brown, A. R. 2004. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. Sixth Edition*. USA: The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists.
- Gadallah, M. R. dan Fisher, R. L. 2009. *Exploration Geophysics: An Introduction*. Norway: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Ikatan Ahli Perminyakan Indonesia. 2014. *First Booklet "Eksplorasi"*. Depok: Departemen Kurikulum dan Kompetensi IATMI SMUI.
- Isaaks, E. H. dan Srivastava, R. M. 1989. *An Introduction to Applied Geostatistics*. New York: Oxford University Press.
- Kearey, P., Brooks, M. dan Hill, I. 2002. *An Introduction to Geophysical Exploration. Third Edition*. UK: Blackwell Science Ltd.
- Koesoemadinata, R. P. 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Penerbit Institut Teknologi Bandung.
- Munadi, S. 2005. *Pengantar Geostatistika*. Depok: Penerbit Universitas Indonesia.
- Sismanto. 1999. *Modul I: Akuisisi Data Seismik, Modul II: Pengolahan Data Seismik, Modul III: Interpretasi Data Seismik*. Yogyakarta: Laboratorium Geofisika FMIPA Universitas Gajah Mada.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Yusuf, A. dan Romli, M. 2012. *Batuan Inti Penyimpan Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS.

Rock Physics Associates. 2005. *Professional Level Rock Physics for Seismic Amplitude Interpretation*. UK: Geoscience Training Alliance.

Russel, B. H. 1996. *Introduction to Seismic Methods*. USA: The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists.

Skripsi/Tesis

Adityo, H. 2008. "Interpretasi Data Seismik Pada Cekungan X: Studi Kasus Eksplorasi Geofisika Untuk Mencari Area Prospek Migas." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.

Dickson, C. 2014. "Reservoir Connectivity and Overpressure in the Sable Subbasin (Nova Scotia, Eastern Canada): Penobscot, West Sable, Thebaud, and Onondaga." Tidak Diterbitkan. *Tesis*. New York: Petroleum Geology & Petrophysics Faculty

Haq, M. 2009. "Analisa Atribut Amplitudo Seismik untuk Karakterisasi Reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.

Hidayat, F. 2012. "Resume Petroleum System dan Rock Properties." Tidak Diterbitkan. *Makalah*. Balikpapan: Departemen Teknik Perminyakan STT MIGAS.

Mohammad, Y. 2010. "Analisa Atribut Amplitudo Seismik untuk Karakterisasi Reservoir pada Lapangan X Laut Utara, Netherland." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.

Nasmy, H. 2011. "Inversi Lambda Mu Rho untuk Memetakan Penyebaran Litologi dan Hidrokarbon pada Formasi Menggala Lapangan "X4" Cekungan Sumatera Tengah". Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.

Oktavia, C. W. 2010. "Analisa Karakterisasi Reservoir Batugamping Berdasarkan Seismik Inversi untuk Memetakan Porositas Reservoir Batugamping Pada Formasi Baturaja Lapangan "SUN". Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.

- Peryoga, A. 2011. "Karakterisasi reservoir dengan Menggunakan Inversi *Elastic Impedance* Studi Kasus Lapangan Penobscot Kanada." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Pormes, D. A. 2009. "Interpretasi Seismik 3D untuk Evaluasi dan Penentuan Prospek Hidrokarbon Daerah X, Jawa Barat Utara." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Rezki, R. 2012. "Pemodelan Reservoir dan Perhitungan Potensi Hidrokarbon pada Formasi Karbonat, Lapangan Penobscot Nova Scotia." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Riyanto, B. 2010. "Inversi Seismik Simultan untuk Mengekstrak Sifat Petrofisika Reservoir Gas: Kasus Lapangan Blackfoot." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Rubiyana, T. F. 2010. "Pemetaan Sebaran Litologi dan Porositas Reservoir Hidrokarbon Memanfaatkan Metode Inversi *Acoustic Impedansi* (AI) dan Multiatribut Data Seismik *Far-Offset*." Tidak Diterbitkan. *Skripsi*. Semarang: Universitas Diponegoro
- Wibowo, R. A. 2012. "Karakterisasi Reservoir dengan Parameter Fisika Reservoir ("Lamda-Mu-Rho"): Studi Kasus Lapangan Penobscot, Canada." Tidak Diterbitkan. *Tesis*. Depok: Universitas Indonesia.
- Wu, H. 2015. "Deterministic and Stochastic Inversion Techniques Used To Predict Porosity: A Case Study From F3-Block." Tidak Diterbitkan. *Tesis*. Michigan: Michigan Technological University.

Jurnal

- Cooke, D. dan Cant, J. 2010. *Model-based Seismic Inversion: Comparing Deterministic And Probabilistic Approaches: Canadian Society Of Exploration Geophysicist Recorder*.
- Ekowati, P. D. dan Sukmono, S. 2009. *Aplikasi Analisa Seismik Multiatribut untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Batupasir "E" dan Porositasnya pada Lapangan "PDE", Cekungan Sumatera Tengah*. JTM Vol 16 (3).
- Hampson, D. dan Russell, B. 1991. *Comparison of Post-Stack Inversion Method, Society of Exploration Geophysicist. Expanded Abstracts*

- Kidston, A. G. Brown, D. E, Smith, B. dan Altheim, B. 2005. *The Upper Jurassic Abenaki Formation Offshore Nova Scotia : A Seismic and Geologic Perspective*. Kanada: CNSOPB
- Riedmiller, M. 1994. *Advanced Supervised Learning in Multi-Layer Perceptrons from Backpropagation to Adaptive Learning Algorithms*. *International Journal on Computer Standards and Interface*.
- Sinansari, R., Budi, E. dan Yuliasongko, F. 2014. *Penentuan Persebaran Reservoir Sandstone dan Identifikasi Fault Menggunakan Aplikasi Internal Atribut Seismik: Studi Kasus Lapangan X, Kanada*. Prosiding Pertemuan Ilmiah XXVIII HFI Jateng & DIY ISSN: 0853-0823. Yogyakarta: Universitas Sanata Dharma.
- Yilmaz, O. 2001. *Seismic Data Processing Volume I & II*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.

Internet

- Abdullah,A. 2007. *Komponen Gelombang*. *Ensiklopedia Seismik/komponen gelombang html* [25 Februari 2016].
- Abdullah, A. 2008. *Fasa Sesaat*. *Ensiklopediaseismik/fasa-sesaat.html* [25 Februari 2015]
- Bohling, G. 2005. *Introduction to Geostatistics and Variogram Analysis*. Kansas: <http://people.ku.edu/~gbohling/cpe940> [27 April 2016]
- CNSOPB.2007.*Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board Call for Bids. 2007-2008*.<http://www.callforbids.cnsopb.ns.ca/2007/01/regional-geology.html>. [03 Maret 2016]
- CNSOPB. 2010.*Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board.Exploration History*.<http://www.cnsopb.ns.ca/geoscience/geoscienceoverview/explorationhistory>. [03 Maret 2016]
- Dahria, M. 2015. *Neural Network (Jaringan Syaraf Tiruan) Buku Panduan Belajar Kecerdasan Buatan STMIK Triguna Dharma*. <http://documentslide.com/documents/bab5-ai-edit.html>. [04 September 2016]
- dGB Beheer BV. 2014. *Opendtect User Documentation Version 5.0*. Netherlands: <http://www.opendtect.org/index.php/support.html>. [13 November 2015]

- Natural Resources Canada. 2011. *Geological Survey of Canada: Geology of Scotian Margin: Stratigraphic Overview* www.nrcan.gc.ca. [03 Maret 2016]
- Sunaryadi, A. 2015. *Sektor Hulu Migas Indonesia: Regulasi dan Kebijakan dalam Proses Perbaikan Tata Kelola Migas*. <http://www.slideshare.net/pwypindonesia/presentasi-skk-migas-dalam-fgd-ruu-migas-isnu>. [04 April 2015]
- Yatule, O. 2015. *Melihat Lebih Dekat Ke Jantung Industri Hulu Migas: Kegiatan Eksplorasi Migas*. http://www.kompasiana.com/ebsanroy/melihat-lebih-dekat-ke-jantung-industri-hulu-migas-kegiatan-eksplorasi-migas_5520e8b8813311f07619f8a8 [04 April 2015]

DAFTAR ISTILAH

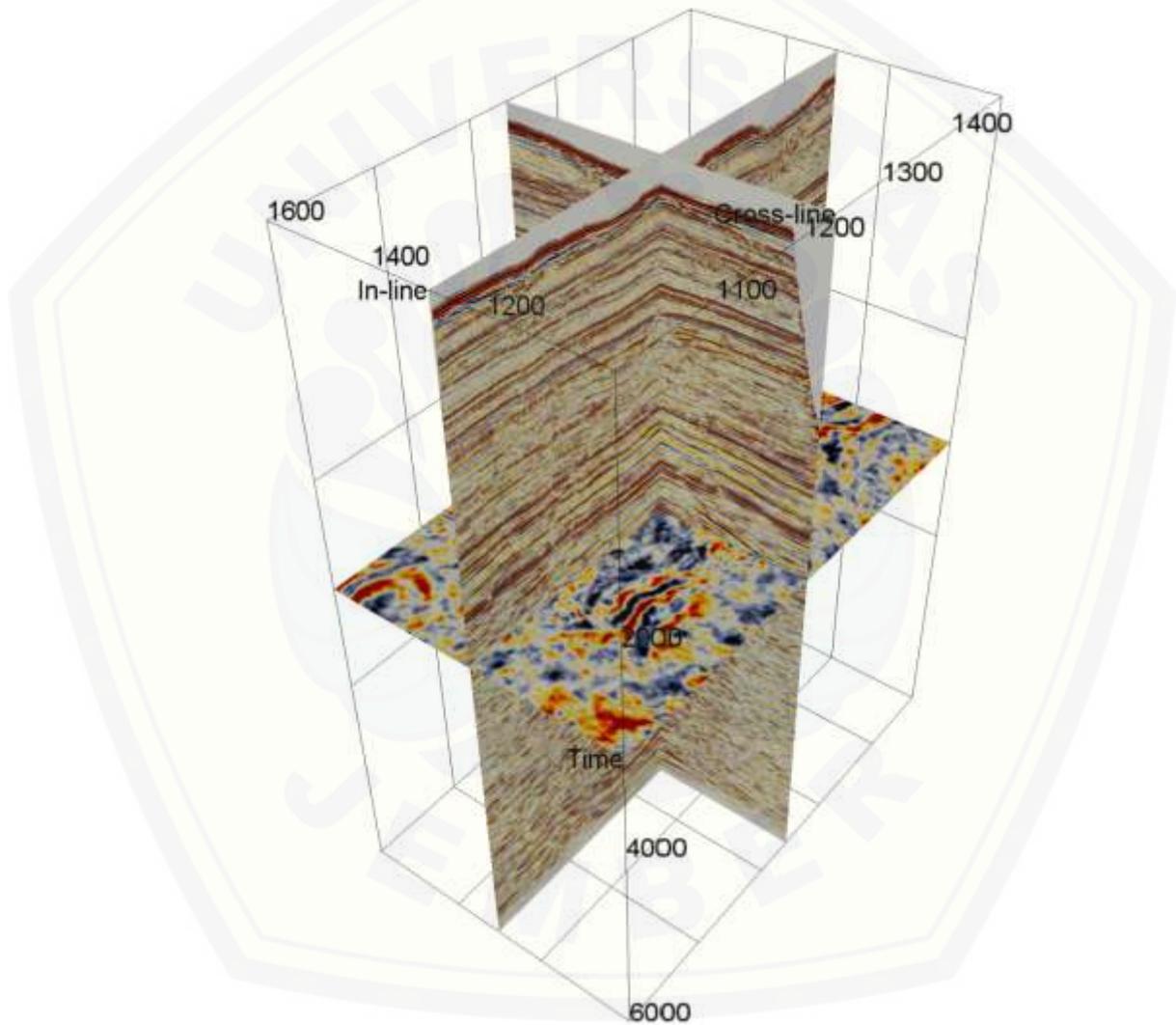
- Atribut Seismik : Penyajian dan analisa data seismik berdasarkan informasi utama
- Data *Checkshot* : Data yang berkaitan dengan konversi waktu ke kedalaman
- Crossline* : Garis semu yang tegak-lurus dengan *inline*
- Crossplot* : Suatu cara dalam interpretasi data seismik untuk mendapatkan korelasi antara besaran yang berbeda
- Eksploitasi : Aktivitas pendayagunaan atau pengusahaan sumber daya
- Ekplorasi : Aktivitas pencarian sumber daya alam dan mineral di bawah permukaan bumi
- Formasi : Susunan batuan yang memiliki keseragaman ciri-ciri geologi di bawah permukaan
- Geologi : Ilmu yang mempelajari tentang struktur dan sejarah pembentukan bumi
- Horizon : Permukaan yang memisahkan dua lapisan batuan yang berbeda
- Impedansi Akustik : Kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya
- Inline* : Garis-garis semu yang sejajar dengan bentangan penerima.
- Inversi : Metode untuk merubah data seismik yang semula merupakan amplitudo menjadi impedansi akustik
- Koefisien Refleksi : Suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang

- berbeda
- Log Densitas* : Data sumur yang mengandung nilai densitas atau rapat massa dari batuan
- Log Sonic* : Data sumur yang mengandung nilai seperkecepatan rambat gelombang dalam batuan
- Petrofisika* : Ilmu yang mempelajari sifat-sifat batuan termasuk isi yang terdapat di dalamnya meliputi cairan dan bahan pembentuk batuan itu sendiri
- Petroleum System* : konsep yang menyatukan elemen berbeda dan proses geologi minyak bumi
- Reservoir* : Tempat tersimpannya barang-barang cadangan (seperti air, minyak dan gas)
- Sandstone* : Batuan sedimen yang terbuat dari mineral pasir atau batuan kecil
- Stratigrafi* : Ilmu yang membahas aturan, hubungan dan kejadian bebatuan di alam dengan ruang dan waktu
- Wavelet* : Gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh *geophone*

LAMPIRAN

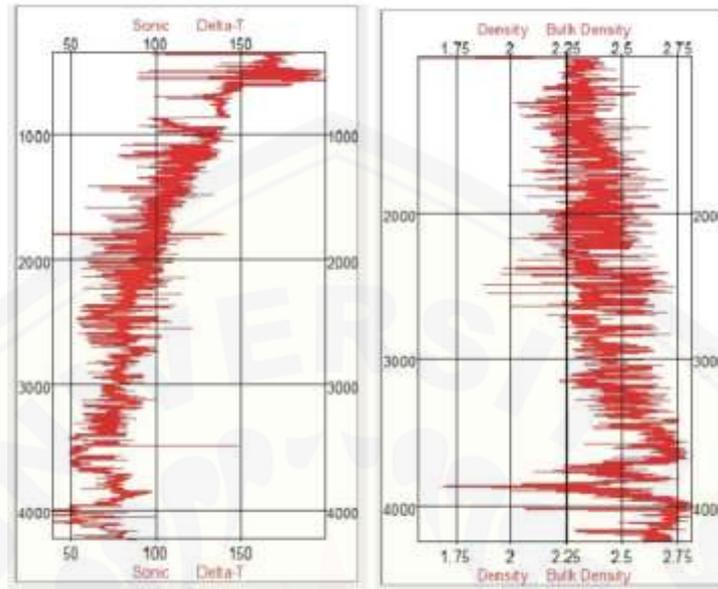
LAMPIRAN A. DATA PENELITIAN PADA *SOFTWARE* OPENDTECT

A.1 Data Seismik



Gambar A.1 Penampang data seismik 3D dalam *inline*, *crossline* dan *z slice* pada *software* opendtect

A.2 Data Sumur



Gambar A.2 Log Sonic dan Log Density (RHOB) untuk sumur L-30

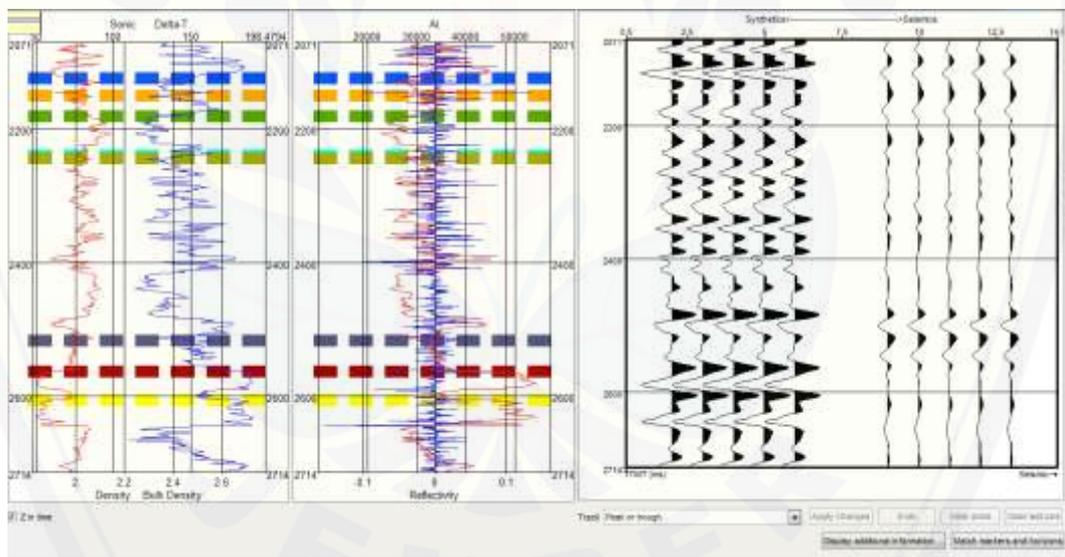
A.3 Data Marker

	Name	MD (m)	TVD (m)	TVDSS (m)
Marker 1	quaternary	167	167	137.1
Marker 2	WyanDot FM	867.15600586	867.15600586	837.25598145
Marker 3	DAWSON CANYON FM	984.50402832	984.50402832	954.60400391
Marker 4	LOGAN CANYON FM	1136.90405273	1136.90405273	1107.00402832
Marker 5	U. MISSISSAUGA FM	2251.25292969	2251.25292969	2221.35302734
Marker 6	Base O-Marker	2469.20703125	2469.20703125	2439.30712891
Marker 7	Pay_sand_1-rft	2478	2478	2448.1
Marker 8	pay_sand_2	2499	2499	2469.1
Marker 9	pay_sand_3	2543	2543	2513.1
Marker 10	pay_sand_4	2637	2637	2607.1
Marker 11	sand_5	2699	2699	2669.1
Marker 12	sand_6	2795	2795	2765.1
Marker 13	sand_7	2835	2835	2805.1
Marker 14	L. MISSISSAUGA FM	3190.64648438	3190.64648438	3160.74658203
Marker 15	ABENAKI FM	3404.3112793	3404.3112793	3374.41137695
Marker 16	MID BACCARO	3485.08325195	3485.08325195	3455.18334961
Marker 17	L. BACCARO	3964.53369141	3964.53369141	3934.63378906
Marker 18	Shale tongue	4112.79980469	4112.79980469	4082.9

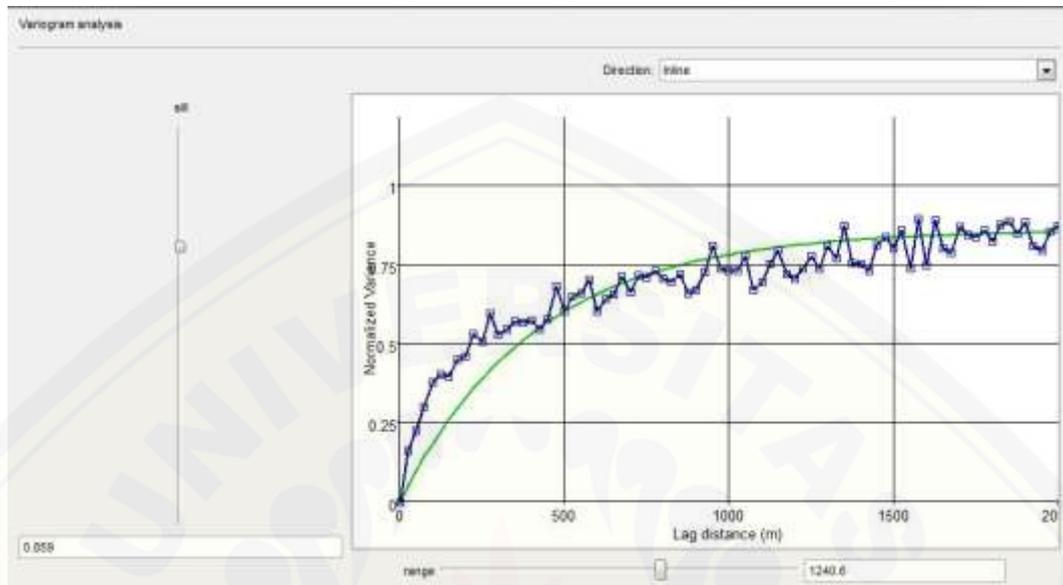
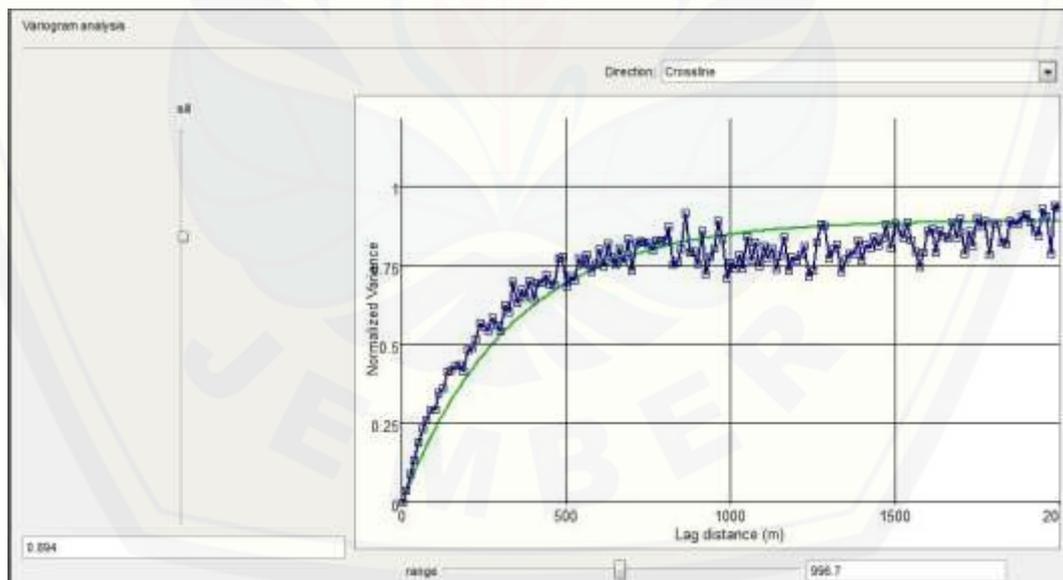
Gambar A.3 Data *marker* untuk Lapangan Penobscot pada sumur L-30

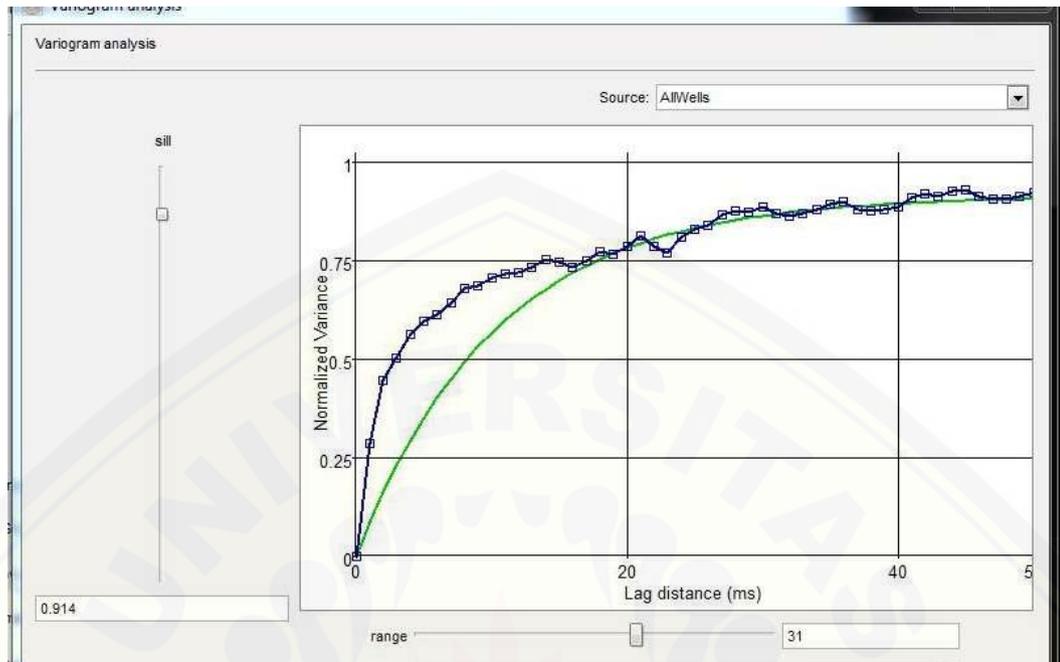
A.4 Data *Checkshot* dalam Bentuk *Time-Depth*Tabel A.1 Data *Checkshot*

Sumur	Time (s)	Depth (m)
L-30	0	29,9
	859,171	837
	911,171	922
	1025,171	1049
	1923,171	2378
	2418,171	3375
	2868,171	3990

LAMPIRAN B. PENGOLAHAN DATAB.1 Sintetik Seismogram dan *Well Seismic Tie*Gambar B.1 Proses sintetik seismogram dan *well seismic tie* pada sumur L-30

B.2 Pembuatan Model Awal

Gambar B.2a variogram horizontal untuk *inline*Gambar B.2b variogram horizontal untuk *crossline*



Gambar B.2c Vertical variogram