

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan Penobscot adalah daerah eksplorasi minyak dan gas yang telah dieksplorasi sejak tahun 1959. Salah-satu formasi dalam lapangan ini yaitu formasi Abenaki yang terbentuk selama periode Jurassic Awal hingga Jurassic Akhir yang merupakan platform karbonat yang menunjukkan formasi ini berpotensi sebagai zona reservoir. Adanya platform karbonat berasal dari proses tektonik dan geologi yang membentuk cekungan yang terisi sedimen klastik yang dikenal dengan nama cekungan Nova Scotia.

Lapangan ini merupakan daerah yang dikelola oleh Departemen Energi Nova Scotia dan Kanada Nova Scotia *Offshore Petroleum Board*. Survei seismik yang dilakukan menghasilkan data seismik dalam bentuk 3D yang telah dilakukan proses *conditioning* oleh *Nova Scotia Department of Energy*. Keluaran dari hasil *conditioning* ini menghasilkan data seismik 3D *Pre-Stack Time Migration (PSTM) angle gather*. Sehingga data *pre-stack* yang digunakan dalam penelitian ini dapat langsung dilakukan tahap inversi dan interpretasi data (*dGB Earth Sciences, 2017*). Adapun untuk data sumur dikeluarkan oleh *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board* yang ditulis oleh Jones dan Howard (1976).

Seismik inversi adalah suatu teknik yang dapat digunakan dalam dunia eksplorasi hidrokarbon untuk mengkarakterisasi suatu reservoir. Hal ini perlu dilakukan agar diperoleh keadaan parameter bawah permukaan baik litologi maupun keberadaan fluida dalam suatu batuan sebelum dilakukan tahap eksploitasi. Seismik inversi mengubah respon batas lapisan dari perekaman gelombang seismik menjadi parameter fisis. Karakterisasi reservoir ini penting karena akan berkaitan erat dengan nilai ekonomis dari suatu reservoir seperti perkiraan jumlah cadangan hidrokarbon yang ada dan merencanakan strategi eksploitasi yang efisien serta membantu dalam mengurangi ketidakpastian yang terkait dengan eksplorasi dan produksi.

Inversi data seismik menjadi *Acoustic Impedance (AI)* menjadi alur kerja umum dalam melakukan karakterisasi reservoir. Namun, dalam beberapa kasus seperti pada nilai impedansi akustik yang rendah sulit membedakan litologi antar lapisan. Hal ini mendorong Connolly (1999) memperkenalkan metode pengembangan AI yaitu metode *Elastic Impedance (EI)*. Metode ini merupakan generalisasi AI untuk sudut datang yang tidak sama dengan 0° . Namun metode ini hanya bekerja optimal pada sudut yang terbatas yaitu $0^\circ - 30^\circ$. Kemudian, pada tahun 2002 Whitecombe mengemukakan perluasan metode EI dengan jangkauan yang lebih luas yaitu -90° sampai 90° yang dikenal dengan metode *Extended Elastic Impedance (EEI)*. Metode ini dapat diperoleh parameter fisis yang lebih luas dibanding metode-metode sebelumnya, sehingga ambiguitas akibat efek litologi dan fluida dapat dikurangkan.

Hasil inversi seismik yang diperoleh kemudian dilakukan proses *Bayesian Classification*. Proses ini akan mendapatkan suatu nilai probabilitas dari sebaran data. Teorema Bayesian menyediakan formulasi matematika untuk menangani bagaimana probabilitas dapat direvisi jika ada informasi baru yang diberikan. Konsep klasifikasi Bayesian didasarkan pada pemodelan fungsi *Probabilily Density Function* (PDF) dari data log dan juga data atribut hasil inversi. Dalam konteks ini, klasifikasi Bayesian memungkinkan untuk memprediksi kelas atau kategori tertentu dari data hasil inversi seismik dengan mempertimbangkan informasi sebelumnya (*prior*) dan data observasi. Kemudian akan didapatkan distribusi nilai probabilitas antara litologi yang menjadi target.

Pada penelitian ini diharapkan metode EEI dapat menangani masalah parameter sensitif pada zona target dan *Bayesian Classification* dapat menangani masalah parameter probabilitas kandungan litologi. Dengan alur kerja ini, akurasi untuk pengeboran sumur baru dapat ditingkatkan dan mengurangi ketidakpastian prediksi hidrokarbon.

1.2 Tujuan dan Manfaat

Adapun tujuan yang ingin dicapai pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

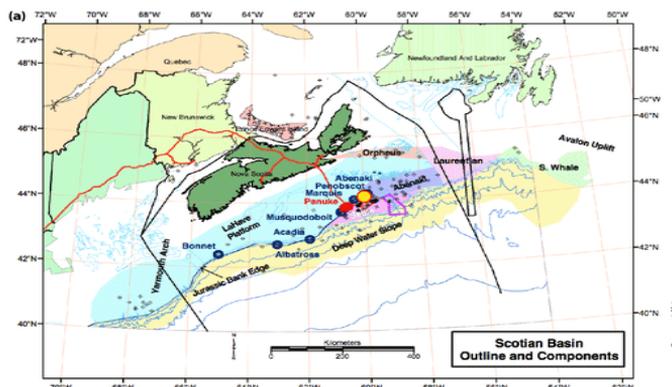
1. Mengidentifikasi reservoir zona target yaitu Formasi Abenaki dengan menggunakan parameter fisis Lambda-Rho dan Mu-Rho
2. Membedakan zona reservoir dan *non* reservoir pada Formasi Abenaki dengan metode *Extended Elastic Impedance* (EEI) untuk parameter fisis pada reservoir Formasi Abenaki
3. Memetakan persebaran probabilitas pada zona reservoir dan *non* reservoir menggunakan *Bayesian Classification* pada reservoir Formasi Abenaki

Adapun manfaat dalam penelitian ini ialah memperoleh karakteristik reservoir formasi Abenaki dengan memanfaatkan metode *Extended Elastic Impedance* (EEI) dan *Bayesian Classification* untuk meningkatkan hasil interpretasi dan mengurangi ambiguitas dalam mengambil keputusan dalam tahapan eksploitasi.

1.3 Landasan Teori

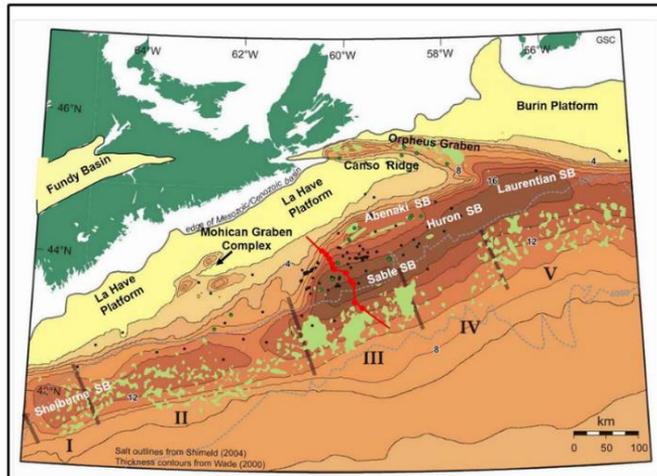
1.3.1 Geologi Regional

Lokasi penelitian berada sebelah Tenggara Provinsi Nova Scotia tepatnya di *offshore* lapangan Penobscot, Kanada. Secara koordinat lapangan terletak pada 44°07'46" N/60°06'00" W. Lapangan tersebut merupakan daerah eksplorasi minyak dan gas yang dikelola oleh Departemen Energi Nova Scotia dan Kanada Nova Scotia Offshore Petroleum Board.



Gambar 1. Peta yang menunjukkan scotian basin dan wilayah studi Penobscot, lepas Pantai Nova Scotia, Kanada. Lingkaran kuning, merah dan biru menunjukkan area eksplorasi, sedangkan garis merah tegas merupakan jalur pipa gas. Adapun untuk garis tegas hitam menunjukkan area keseluruhan dari *scotian basin* dan warna pada peta merepresentasikan lokasi daerah secara administrasi (Kidston, dkk. 2005)

Cekungan Nova Scotia sudah dieksplorasi sejak tahun 1959 dan memiliki total luas 300.000 km^2 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 Scotian terbentuk di marginal benua pasif yang berkembang setelah Amerika Utara mengalami *rift* dan terpisah dari benua Afrika selama peristiwa pemecahan Pangea. Elemen tektoniknya terdiri dari serangkaian *platform* dan *depocenter* yang dipisahkan oleh *ridge* dasar dan/atau *major basement faults*. Dari barat daya hingga timur laut, elemen-elemen ini dikenali sebagai Shelburne Subbasin, LaHave Platform, Sable and Abenaki Subbasins, Huron Subbasin Orpheus Graben, dan Laurentian Subbasin, serta perluasan paling timur di Burin Platform di Western Grand Banks Newfoundland (Gambar 2).



Gambar 2. Elemen-elemen tektonik utama Cekungan Scotian yang merepresentasikan *depth to basement* (jarak dari permukaan tanah atau dasar laut ke lapisan bawah yang keras) dalam satuan kilometer dan kontur batimetri yang berwarna abu-abu. Titik-titik hitam adalah sumur industri dan titik-titik hijau adalah sumur yang menembus garam. Jejak profil seismik komposit regional ditunjukkan dalam warna merah (David, 2008).

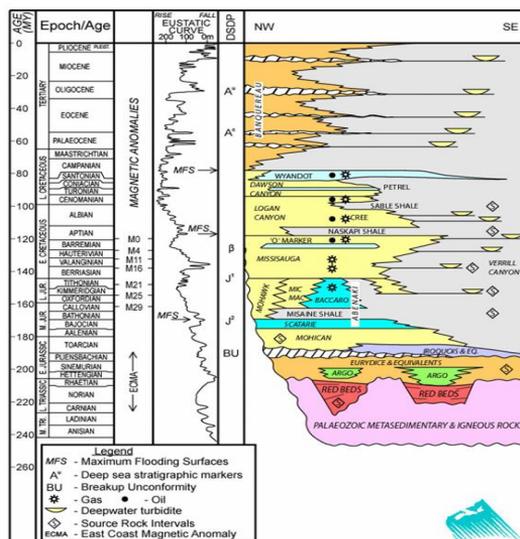
Pada Gambar 2 menunjukkan elemen tektonik utama Cekungan Scotian yang menunjukkan kedalaman dasar laut dalam satuan kilometer. Selain itu terdapat kontur batimetri yang menunjukkan topografi dasar laut seperti lereng, palung, gunung bawah laut dan fitur lainnya. Area hijau muda mewakili struktur garam pada zaman Jura paling awal dengan angka romawi menunjukkan wilayah garam/*basement*. Pembagian wilayah ini yaitu I, II, III, IV, dan V menunjukkan perbedaan wilayah berdasarkan karakteristik geologis tertentu yaitu kedalaman wilayah struktur garam. Zona I menunjukkan wilayah dengan struktur garam yang paling dangkal atau dekat permukaan, selanjutnya lebih dalam ada zona II, III, IV, dan zona V menjadi wilayah dengan zona paling dalam dan mencakup formasi batuan dasar (*basement*) (David, 2008).

Rifting dimulai pada Periode Trias Tengah, sekitar 225 juta tahun yang lalu. Pada saat itu, wilayah Nova Scotia berada pada posisi hampir khatulistiwa, berdekatan dengan konjugatnya di Maroko, dengan sebagian besar batuan Paleozoikum yang lebih tua memiliki afinitas langsung dengan Maroko / Afrika Barat Laut (Schenk, 1997). Pada akhir Trias hingga awal Jura, pergerakan tektonik telah memindahkan lempeng Amerika Utara dan Afrika perlahan ke utara, dengan wilayah Nova Scotia-Maroko berada dalam zona iklim sub-khatulistiwa yang kering (paleo-garis lintang sekitar 10° - 20° N). Peregangan dan *rifting* ulang kerak benua lebih lanjut ke utara dan timur di wilayah Grand Banks/Iberia menembus hambatan topografi dan memungkinkan masuknya pertama kali air laut dari paleo-laut Tethys timur ke dalam basin *synrift* yang saling terhubung ini. Kondisi laut dangkal yang terbatas terbentuk dengan pengendapan sedimen klastik dan evaporit campuran dari daratan dan garis

pantai. Akibat iklim panas dan kering, laut dangkal berulang kali menguap, menghasilkan endapan garam yang luas dan anhidrit *minor* yang mencapai ketebalan hingga dua kilometer di bagian tengah sistem *rift* (David, 2008).

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 *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).

1.3.2 Stratigrafi Lapangan Penobscot



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Nova Scotia, kolom pertama dan kedua menunjukkan usia dan zaman geologi, kolom ketiga menunjukkan *East Coast Magnetic Anomaly* (ECMA) yang merupakan anomaly magnetik, kolom keempat menunjukkan *Eustatic Curve* yang menggambarkan perubahan global dalam permukaan laut relatif terhadap waktu, kolom kelima merupakan DSDP (*Deep Sea Drilling Project*) proyek penelitian ilmiah yang bertujuan untuk mengeksplorasi dan mempelajari geologi dasar laut melalui pengeboran dan pengambilan sampel sedimen, dan kolom keenam menunjukkan penampang stratigrafi dari barat laut (NW) ke tenggara (SE) (David, 2008).

Dalam penelitian ini, berfokus pada formasi Abenaki. Formasi ini tersusun atas *limestone* dengan sekuen yang sangat menonjol dan kompleks. Formasi Abenaki terbagi menjadi empat bagian yakni Scatarie, Misaine, Baccaro dan Artimon. Anggota Scatarie secara area merupakan sekuen yang cukup luas di Formasi Abenaki yang secara kontinu dari bagian timur Cekungan Scotia sampai ke timur pulau Sable. Scatarie menebal ke arah laut dengan dominasi karbonat *oolitic grainstone* dan *packstone*. Anggota Misaine merupakan komponen klastik dengan tebal sekitar 300 meter dari Formasi Abenaki dan merupakan fasies neritic yang ditunjukkan dengan adanya transgresi global pada Cekungan Sable. Anggota Misaine yang didominasi *shale*. Anggota Baccaro merupakan yang paling tebal dan karbonat sangat baik berkembang pada formasi ini. Anggota Artimon adalah sekuen termuda dari Formasi Abenaki. Lapisan ini terdiri dari endapan klastik berupa lempung, *sponge reef mounds*, dan *argillaceous limestones* (David, 2008).

Berdasarkan konsep *petroleum system* yaitu *source rock*, *reservoir rock*, *trap*, *cap rock* dan *migration*, formasi Abenaki tergolong dalam zona reservoir ditandai dengan sekuen *limestone* (batuan karbonat) yang kompleks. Secara umum, sedimen karbonat dikategorikan ke dalam *limestone* dan *dolomite* yang diendapkan di lautan dangkal yang hangat dengan litifikasi awal yang luas dan modifikasi porositas. Banyak cadangan minyak dunia telah terakumulasi dalam *dolomite* karena porositas dan permeabilitasnya yang umumnya lebih tinggi (Sharifi dkk, 2023).

1.3.3 Karakteristik Reservoir

Definisi mengenai karakteristik reservoir dapat berbeda-beda antara disiplin ilmu yang satu terhadap yang lainnya. Penekanan mengenai cara pendekatan, tujuan dan data yang digunakan merupakan perbedaan di dalam mendefinisikan terminologi karakterisasi reservoir.

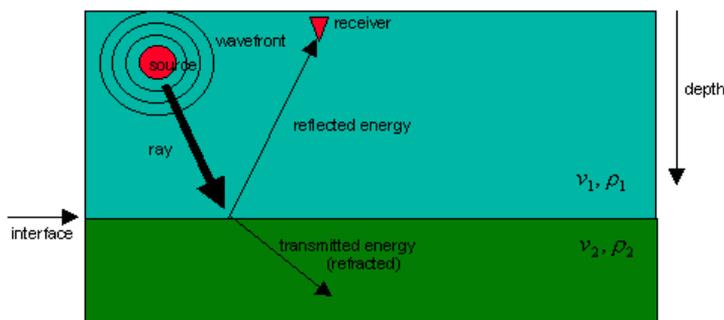
Menurut Ahr (2011), karakterisasi reservoir merupakan suatu deskripsi karakteristik fisik reservoir yaitu sifat petrofisika dan fluida reservoir hasil deskripsi/interpretasi data *borehole cores*, *drill cuttings*, *borehole logs*, hubungan porositas dengan permeabilitas, tekanan kapiler, saturasi fluida reservoir dan *drive mechanisms* reservoir. Menurutnya, karakterisasi reservoir bertujuan untuk memberikan informasi mengenai karakteristik fisik batuan reservoir yaitu sifat-sifat petrofisika dan fluida reservoir pada suatu studi reservoir.

Sedangkan menurut Kelkar dkk (2002), karakterisasi reservoir secara umum didefinisikan sebagai suatu proses deskripsi variasi karakteristik reservoir secara kualitatif maupun kuantitatif dengan menggunakan semua data terkait. Karakterisasi reservoir meliputi distribusi ukuran pori dan ukuran grain, porositas dan permeabilitas reservoir, distribusi fasies, lingkungan pengendapan, deskripsi basin. Data yang digunakan pada karakterisasi reservoir adalah data sumur, data seismik, dan data reservoir itu sendiri. Menggabungkan ketiganya merupakan suatu cara untuk meningkatkan kelebihan dan mengurangi kelemahan tiap data pada karakterisasi reservoir.

1.3.4 Seismik Refleksi

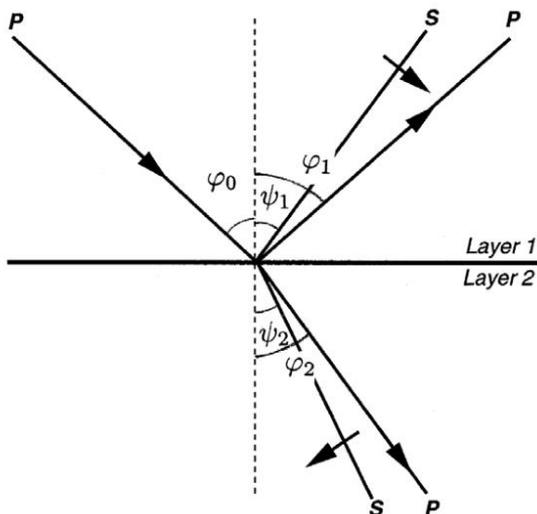
Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode eksplorasi hidrokarbon yang menggunakan penjalaran gelombang elastik yang dihasilkan oleh suatu sumber getar (pukulan palu, ledakan dinamit, *air gun* dan sebagainya) pada permukaan bumi. Pada prinsipnya, gelombang yang dihasilkan dari sumber tersebut akan merambat ke segala arah melalui medium tanah atau batuan di bawah permukaan (Badley, 1985).

Data seismik refleksi didapat dari gelombang pantul yang berasal dari batas medium bawah permukaan, data yang terekam merupakan fungsi waktu (t) yang memiliki kecepatan tertentu (v), untuk lebih jelasnya seperti yang digambarkan pada Gambar 4.



Gambar 4. Model bumi dan penjalaran gelombang seismik. Lingkaran merah menunjukkan sumber yang memancarkan gelombang yang bergerak sebagai sinar yang kemudian bertemu dengan antarmuka dua lapisan dengan kecepatan (v) dan densitas (ρ) yang berbeda (Sheriff dan Geldart, 1995).

Gelombang seismik dipandang sebagai sinar yang memenuhi Hukum Snellius, Prinsip Huygens dan Asas Fermat. Menurut Hukum Snellius, jika suatu berkas gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan ditransmisikan (*transmission*) sebagai gelombang P dan gelombang S, dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5. Penjalaran gelombang P dan S pada koordinat x,z pada bidang batas antar dua medium (*layer*) dengan sudut masing-masing gelombang ditinjau dari garis normal (Yilmaz, 2008)

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snellius, yaitu:

$$\frac{\sin \varphi_0}{\alpha_1} = \frac{\sin \varphi_1}{\alpha_1} = \frac{\sin \varphi_2}{\alpha_2} = \frac{\sin \psi_1}{\beta_1} = \frac{\sin \psi_2}{\beta_2} \quad (1)$$

dimana:

α_1 = kecepatan gelombang– P lapisan 1

α_2 = kecepatan gelombang– P lapisan 2

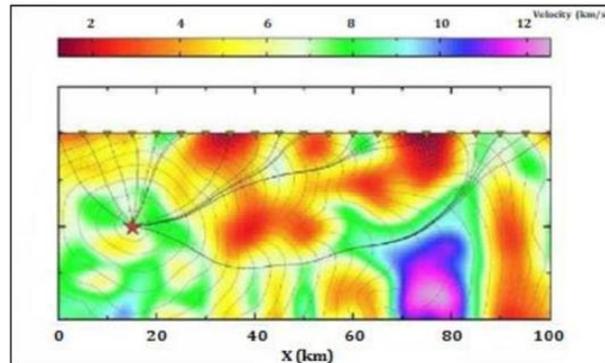
β_1 = kecepatan gelombang – S lapisan 1

β_2 = kecepatan gelombang – S lapisan 2

φ_0 , φ_1 , dan φ_2 = sudut datang, sudut refleksi, dan sudut transmisi gelombang P

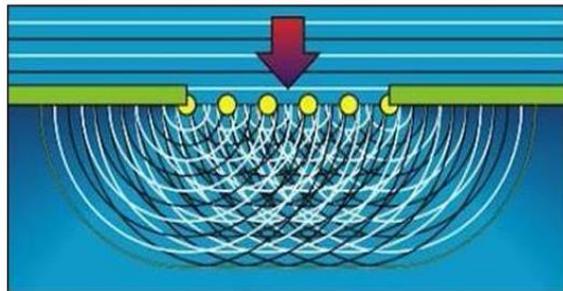
ψ_1 dan ψ_2 = sudut refleksi dan sudut transmisi gelombang S

Menurut Asas Fermat menyatakan bahwa gelombang merambat pada lintasan dengan waktu rambat tercepat. Dengan kata lain, gelombang akan merambat pada medium yang lebih kompak untuk merambat dari titik awal ke titik akhir, seperti dapat dilihat pada Gambar 6.



Gambar 6. Penampang bawah permukaan, dimana warna merepresentasikan kecepatan dalam km/s . Adapun simbol bintang berwarna merah sebagai *source* dan segitiga kuning sebagai *receiver*. Garis hitam menunjukkan penjalaran gelombang dari *source* ke *receiver* yang menerapkan prinsip asas fermat (Rawlinson dan Sambridge, 2003).

Sementara Hukum Huygens menjelaskan setiap titik muka gelombang yang mencapai pada batas dua medium berbeda akan menghasilkan gelombang baru, seperti dilihat pada Gambar 7. Di dalam eksplorasi seismik, titik yang dimaksud diatas dapat berupa patahan, rekahan, sesar utama, antiklin, dan lain-lain.



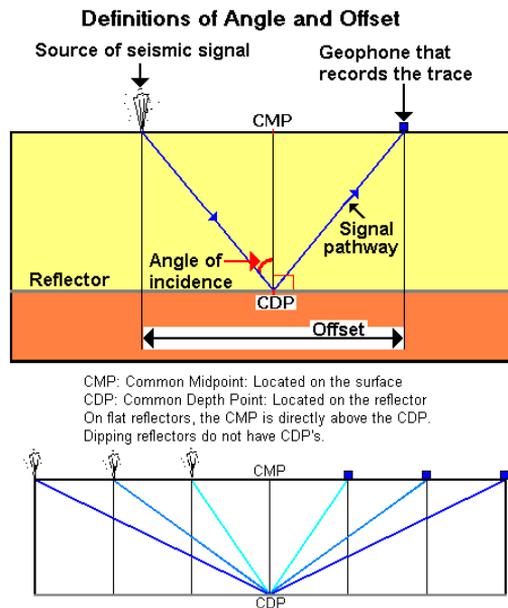
Gambar 7. Ilustrasi propagasi gelombang seismik yang dihasilkan dari sumber gelombang (ditunjukkan sebagai panah merah). Simbol lingkaran kuning menunjukkan batas lapisan yang menunjukkan gelombang yang melewatinya akan menjadi gelombang baru. Garis-garis melengkung menunjukkan lintasan gelombangnya (Asparini, 2011).

1.3.5 Amplitude Variation with Offset/Angle (AVO/AVA)

AVO adalah variasi amplitudo pantulan seismik dengan perubahan jarak antara *source* dan penerima yang mengindikasikan perbedaan litologi dan kandungan fluida pada batuan di atas dan di bawah reflektor. Studi AVO umumnya dilakukan pada data *Common Midpoint* (CMP) dan mengindikasikan peningkatan offset dengan sudut (Maurya dkk, 2020).

AVA memiliki konsep yang sama dengan AVO, dengan menggunakan sudut sebagai pembanding dengan amplitudo gelombang. Meskipun *offset* dan sudut kurang lebih sama, ada hubungan *nonlinier* di antara keduanya, yang pertama-tama

harus diperhitungkan dalam skema pemrosesan dan analisis yang mengharuskan sudut digunakan sebagai pengganti *offset* (Russel, 2008). Hubungan matematis antara *offset* dan *angle* dapat dilihat pada lampiran 7.



Gambar 8. Definisi sudut dan *offset* dalam akuisisi data seismik. Sumber sinyal seismik menghasilkan gelombang yang merambat melalui bawah permukaan, dan geofon merekam sinyal pantulan. Sudut datang ditunjukkan pada reflektor, sedangkan *offset* adalah jarak horizontal antara sumber dan geofon. *Common Midpoint* (CMP) terletak di permukaan, sementara *Common Depth Point* (CDP) terletak pada reflektor. Diagram bawah menunjukkan bagaimana sinyal seismik dari pasangan sumber-geofon yang berbeda berkumpul pada titik refleksi yang sama. (Russel, 2008)

1.3.5.1 Persamaan Zoeppritz

Persamaan Zoeppritz memperlihatkan hubungan antara amplitude gelombang P dan S baik yang ditransmisikan maupun yang direfleksikan yang nilainya tergantung pada besarnya sudut datang dan refleksi seperti yang diilustrasikan pada gambar 5. Persamaan Zoeppritz digunakan saat membuat penampang sintesis dari model lapisan. Persamaan ini menggunakan sifat batuan lapisan (kecepatan gelombang-P, kecepatan gelombang-S, dan densitas *bulk*) untuk memodelkan apa yang ditransmisikan dan apa yang dipantulkan kembali pada suatu antarmuka (Russel, 2008).

Secara matematis persamaan Zoeppritz dapat dituliskan sebagai berikut

$$\begin{pmatrix} \cos \varphi_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \sin \psi_1 & \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \cos \varphi_2 & -\frac{\alpha_1}{\beta_2} \sin \psi_2 \\ -\sin \varphi_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos \psi_1 & \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \sin \varphi_2 & \frac{\alpha_1}{\beta_2} \cos \psi_2 \\ -\cos 2\psi_1 & -\sin 2\psi_1 & \frac{\rho_2}{\rho_1} \cos 2\psi_2 & -\frac{\rho_2}{\rho_1} \sin 2\psi_2 \\ \sin 2\varphi_1 & -\frac{\alpha_1^2}{\beta_1^2} \cos 2\psi_1 & \frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_1^2}{\rho_2 \beta_1^2 \alpha_2^2} \sin 2\varphi_2 & \frac{\rho_2 \alpha_1^2}{\rho_2 \beta_1^2} \cos 2\varphi_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A_1 \\ B_1 \\ A_2 \\ B_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \varphi_1 \\ \sin \varphi_1 \\ \cos 2\psi_1 \\ \sin 2\varphi_1 \end{pmatrix} \quad (4)$$

dengan:

A_1 = amplitude gelombang pantul – P lapisan 1

A_2 = amplitude gelombang transmisi – P lapisan 2

B_1 = amplitude gelombang pantul – S lapisan 1

B_2 = amplitude gelombang transmisi – S lapisan 2

Langkah-langkah matematis yang digunakan untuk memperoleh persamaan Zoeppritz (pers.4) dijelaskan lebih lengkap pada lampiran 8. Persamaan ini kemudian dianggap terlalu rumit dan kompleks dan tidak memperlihatkan pemahaman yang mudah untuk hubungan antara amplitudo dengan *offset* dan sifat batumannya, sehingga banyak dilakukan aproksimasi persamaan Zoeppritz untuk memberikan hubungan langsung dengan parameter fisis batuan.

1.3.5.2 Approximation Persamaan Zoeppritz

a. Aki-Richards Approximation

Aki, Richards, dan Frasier pada tahun 1980 melakukan pendekatan persamaan Zoeppritz menjadi tiga bentuk, yaitu: $\frac{\Delta\alpha}{\alpha}$ yang merupakan fraksional gelombang P yang melalui medium atau disebut reflektivitas gelombang P; $\frac{\Delta\rho}{\rho}$ yang merupakan perubahan fraksional densitas antar lapisan; dan $\frac{\Delta\beta}{\beta}$ yang merupakan perubahan fraksional kecepatan gelombang S yang melalui medium atau disebut reflektivitas gelombang S. Persamaan Aki-Richards dalam bentuk matematis adalah sebagai berikut:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta\rho}{\rho} + c \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (5)$$

dimana:

$$a = \frac{1}{2 \cos^2 \theta}$$

$$b = \frac{1}{2} - \left(\frac{2V_s^2}{V_p} \right) \sin^2 \theta$$

$$c = - \left(\frac{4V_s^2}{V_p^2} \right) \sin^2 \theta$$

$$\alpha = \frac{\alpha_2 + \alpha_1}{2}, \Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$$

$$\rho = \frac{\rho_2 + \rho_1}{2}, \Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\beta = \frac{\beta_2 + \beta_1}{2}, \Delta\beta = \beta_2 - \beta_1$$

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

Langkah-langkah matematis yang digunakan untuk memperoleh persamaan 5 dijelaskan lebih lengkap pada lampiran 9.

b. *Wiggin's Approximation*

Wiggin (1984) menyusun ulang persamaan Aki-Richards menjadi:

$$Rp(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (6)$$

dengan:

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right]$$

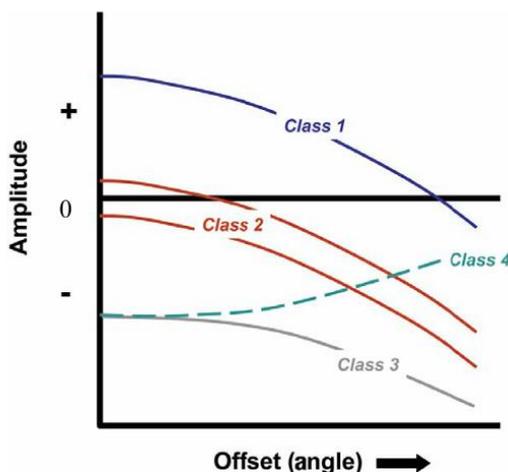
$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp} - 4 \left[\frac{Vs}{Vp} \right]^2 \frac{\Delta Vs}{Vs} - 2 \left[\frac{Vs}{Vp} \right]^2 \frac{\Delta\rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp}$$

Langkah-langkah matematis yang digunakan untuk memperoleh persamaan 6 dijelaskan lebih lengkap pada lampiran 10.

1.3.5.3 Kelas AVO/AVA

Rutherford dan Williams (1989) mengembangkan skema klasifikasi untuk anomali AVO/AVA sebagai berikut:



Gambar 9. Grafik perbandingan antara *offset/angle* (sumbu X) terhadap *amplitude* (sumbu Y) yang membagi menjadi 4 kelas yang dikenal sebagai kelas AVO/AVA (Rutherford and Williams, 1989).

Deskripsi mengenai kelas AVO/AVA sebagai berikut (Maurya dkk, 2020):

Kelas 1: Kontras impedansi tinggi dengan penurunan AVO/AVA. Lapisan ini memiliki impedansi yang lebih tinggi daripada *shale* di sekelilingnya.

Kelas 2: Kontras impedansi mendekati nol antara pasir dan *shale* di sekelilingnya.

Kelas 2p: Sama seperti kelas 2, tetapi dengan perubahan polaritas;

Kelas 3: Impedansi rendah dengan peningkatan AVO/AVA dibandingkan dengan *shale* di sekitarnya.

Kelas 4: Pasir berimpedansi rendah dengan penurunan AVO/AVA

1.3.6 Elastic Impedance (EI)

Perbedaan prinsip dasar EI dengan AI, adalah pada EI gelombang datang tidak diasumsikan tegak lurus terhadap bidang pantul sehingga mengikuti hukum Snellius (Fernandus, 2015). EI merupakan fungsi dari V_p , V_s , dan θ sehingga dapat dihasilkan reflektivitas gelombang seismik untuk beberapa sudut datang. Ini dijelaskan dari Wiggins's *Approximation* (pers.6).

Parameter A, B, dan C merupakan fungsi dari kecepatan dan densitas batuan. Untuk *offset* sama dengan nol,

$$R(0^\circ) = A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI} \quad (7)$$

Connolly mendefinisikan EI sebagai:

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{1}{2} \ln(EI) \quad (8)$$

Jika $K = \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2$ dan $\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta$

Persamaan tersebut di atas dapat diubah menjadi:

$$\Delta \ln(EI) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \tan^2 \theta) - \frac{\Delta V_s}{V_s} 8K \sin^2 \theta + \frac{\Delta \rho}{\rho} (1 - 4K \sin^2 \theta) \right] \quad (9)$$

Jika K bernilai konstan, diperoleh:

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-K \sin^2 \theta)} \quad (10)$$

Jika $\theta = 0^\circ$, maka akan diperoleh:

$$EI(0^\circ) = AI = \rho \cdot V_p \quad (11)$$

Langkah-langkah matematis yang digunakan untuk memperoleh persamaan 10 dijelaskan lebih lengkap pada lampiran 11.

1.3.7 Extended Elastic Impedance (EEI)

Whitcombe menyempurnakan definisi *Elastic Impedance* untuk menghilangkan ketergantungan dimensi pada sudut θ (kejadian normal). Beberapa batuan yang teridentifikasi tidak dapat diprediksi dari pengumpulan seismik yang ada karena keterbatasan rentang sudut datang (0° - 30°) pada impedansi elastis. Untuk mengatasi kesulitan ini, maka Whitcombe merubah 2 hal. Pertama, $\sin^2 \theta$ diganti dengan $\tan \chi$ sehingga jangkauan sudut dalam persamaan reflektivitas memiliki variasi harga -90° sampai dengan $+90^\circ$, dan nilai hasil persamaan dibatasi antara $\pm\infty$ bukannya $0 - 1$ yang ditentukan oleh $\sin^2 \theta$. Kedua, Whitecombe juga membatasi skala reflektivitas persamaannya menjadi reflektivitas normal yang dikalikan dengan $\cos \chi$ untuk memastikan bahwa reflektivitas tidak akan melebihi satu. Berdasarkan linierisasi persamaan Zoeppritz, agar persamaan dapat didefinisikan antara $\pm\infty$, maka $\sin^2 \theta$ diganti dengan $\tan \chi$ sehingga:

$$R = A + B \tan \chi \quad (12)$$

Untuk menjadikan reflektivitas di atas menjadi normal reflektivitas, persamaan di atas akan dikalikan dengan $\cos \chi$ dimana sebelumnya persamaan di atas sama dengan persamaan:

$$R = \frac{(A \cos \chi + B \sin \chi)}{\cos \chi} \quad (13)$$

Lalu diperkenalkan persamaan R_s , atau *scaled reflectivity* dengan mengalikan $\cos \chi$ sehingga menjadi persamaan berikut:

$$R_s = R \cos \chi \quad (14)$$

dari substitusi persamaan 12 dan 14 menghasilkan:

$$R_s = A \cos \chi + B \sin \chi \quad (15)$$

Sebelumnya karena fungsi EI memiliki dimensi yang bervariasi terhadap sudut datang θ sehingga menghasilkan nilai yang berubah sangat signifikan, dan agar log EI dapat dibandingkan langsung dengan skala yang sama pada zona/kedalaman tertentu dengan log AI, Whitecombe menormalisasi persamaan EI menjadi:

$$EI(\theta) = \alpha_0 \rho_0 \left[\left(\frac{\alpha}{\alpha_0} \right)^a \left(\frac{\beta}{\beta_0} \right)^b \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^c \right] \quad (16)$$

dimana:

α_0 = kecepatan gelombang P referensi \approx kecepatan gelombang P rata-rata

β_0 = kecepatan gelombang S referensi \approx kecepatan gelombang S rata-rata

ρ_0 = densitas referensi \approx densitas rata-rata

$$a = (1 + \sin^2 \theta)$$

$$b = -8K \sin^2 \theta$$

$$c = (1 - 4K \sin^2 \theta)$$

Persamaan EI hasil normalisasi yang *equivalent* dengan persamaan 16 dikenal sebagai persamaan EEI yaitu:

$$EEI(\chi) = \alpha_0 \rho_0 \left[\left(\frac{\alpha}{\alpha_0} \right)^p \left(\frac{\beta}{\beta_0} \right)^q \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^r \right] \quad (17)$$

dimana:

α = kecepatan gelombang P

β = kecepatan gelombang S

ρ = densitas

$p = (\cos \chi + \sin \chi)$

$q = -8K \sin \chi$

$r = (\cos \chi - 4K \sin \chi)$

$K = (Vp/Vs)^2$

Langkah-langkah matematis yang digunakan untuk memperoleh persamaan Zoeppritz (pers.4) dijelaskan lebih lengkap pada lampiran 12.

1.3.8 Parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho

Lambda Rho berhubungan dengan sifat *incompressibility* batuan. *Incompressibility* yang merupakan kebalikan dari kompresibilitas batuan menunjukkan kemampuan batuan untuk menahan tekanan yang diberikan hingga nilai tertentu. Sifat *incompressibility* pada batuan ini berkaitan erat dengan porositas batuan dan fluida pengisi pori-pori batuan. Ketika pori-pori batuan terisi oleh air atau minyak, maka batuan tersebut akan lebih sulit untuk dimampatkan atau dengan kata lain akan lebih kecil kemampatannya dibandingkan dengan batuan yang pori-porinya terisi oleh gas. Dengan demikian, dapat dikatakan bahwa perubahan nilai Lambda Rho dianggap cukup baik dalam mengidentifikasi kandungan hidrokarbon dalam suatu formasi batuan (Lutfi, 2016).

Lambda-Rho merupakan penurunan dari persamaan gelombang P sebagai berikut (Russel, 2008):

$$Vp = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}$$

$$Vp^2 = \frac{\lambda + 2\mu}{\rho}$$

$$\begin{aligned}
 Vp^2 \cdot \rho &= \lambda + 2\mu \\
 Vp^2 \cdot \rho^2 &= \lambda\rho + 2\mu\rho \\
 (V_p\rho)^2 &= \lambda\rho + 2\mu\rho \\
 \lambda\rho &= (V_p\rho)^2 - 2\mu\rho
 \end{aligned}$$

dimana $(V_p\rho)^2 = Ip^2$ dan $\mu\rho = Is^2$, sehingga

$$\lambda\rho = Ip^2 - 2Is^2 \quad (18)$$

Parameter Mu (μ , rigiditas) menunjukkan seberapa besar suatu material tidak berubah bentuk terhadap *stress* yang ada. Jika parameter Mu (μ) digabung dengan parameter Rho (ρ) yang biasanya disingkat Mu-Rho ($\mu\rho$) maka akan bisa digunakan untuk menentukan jenis batuan karena parameter ini sangat sensitif terhadap matriks yang ada pada batuan.

Mu-Rho merupakan penurunan dari persamaan gelombang S sebagai berikut (Russel, 2008):

$$\begin{aligned}
 V_s &= \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \\
 V_s^2 &= \frac{\mu}{\rho} \\
 (V_s\rho)^2 &= \mu\rho \\
 \mu\rho &= Is^2 \quad (19)
 \end{aligned}$$

Perez (2011) telah menyatakan bahwa crossplot antara lambda-rho vs mu-rho adalah yang terbaik untuk memisahkan litologi antara *shale* dan *limestone*.

1.3.9 Well Logging

1.3.9.1 Log Gamma Ray

Log Gamma Ray (GR) mengukur radioaktivitas alami dalam formasi dan dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan untuk mengkorelasikan zona-zona. Batuan pasir dan karbonat bebas lempung memiliki konsentrasi material radioaktif yang rendah dan memberikan pembacaan log Gamma Ray yang rendah. Saat kandungan lempung meningkat, respons log Gamma Ray meningkat karena konsentrasi material radioaktif dalam lempung. Namun, batuan pasir bersih dengan kandungan lempung rendah juga dapat menghasilkan respons Gamma Ray tinggi jika batuan pasir tersebut mengandung feldspar kalium, mika, glaukonit, atau air kaya uranium (Asquith dan Krygowski, 2004).

1.3.9.2 Log Neutron Porositas

Log neutron adalah log porositas yang mengukur konsentrasi hidrogen dalam formasi. Pada formasi bersih (bebas dari *shale*) di mana porositas diisi dengan air atau minyak, log neutron mengukur porositas yang diisi cairan (ϕ_N , PHIN, atau NPHI). Neutron dibuat dari sumber kimia dalam alat logging neutron. Sumber kimia biasanya merupakan campuran amerisium dan berilium yang terus-menerus menghasilkan neutron. Ketika neutron ini bertabrakan dengan inti formasi, neutron kehilangan sebagian energinya. Dengan cukup banyak tabrakan, neutron diserap oleh inti dan sinar gamma dipancarkan. Karena atom hidrogen hampir sama beratnya dengan neutron, kehilangan energi maksimum terjadi ketika neutron bertabrakan dengan atom hidrogen. Oleh karena itu, kehilangan energi didominasi oleh konsentrasi hidrogen dalam formasi. Karena hidrogen dalam formasi berpori terkonsentrasi di dalam pori yang diisi cairan, kehilangan energi dapat dikaitkan dengan porositas formasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

1.3.9.3 Log Densitas

Densitas diukur dalam gram per sentimeter kubik, g/cm³ (atau Kg/m³ atau Mg/m³), dan ditunjukkan oleh huruf Yunani ρ (rho). Dua nilai densitas terpisah digunakan oleh log densitas: *bulk density* (ρ_b atau RHOB) dan densitas matriks (ρ_{ma}). *Bulk density* adalah densitas seluruh formasi (bagian padat dan fluida) yang diukur dengan alat logging. Densitas matriks adalah kerapatan kerangka padat batuan. Log densitas dapat membantu geolog untuk:

- Mengidentifikasi mineral evaporit
- Mendeteksi zona yang mengandung gas
- Menentukan kepadatan hidrokarbon
- Mengevaluasi reservoir pasir berlempung dan litologi kompleks

1.3.9.4 Log Sonic

Log sonik adalah log porositas yang mengukur waktu transit interval (Δt , delta t, atau DT) dari gelombang suara kompresional yang bergerak melalui formasi di sepanjang sumbu lubang bor. Perangkat log sonik terdiri dari satu atau lebih pemancar ultrasonik dan dua atau lebih penerima. Log sonik modern adalah perangkat kompensasi lubang bor (BHC). Perangkat ini dirancang untuk sangat mengurangi efek bias dari variasi ukuran lubang bor.

Konsep dasar log sonic adalah gelombang suara yang merambat pada formasi batuan, kecepatan perambatannya akan semakin besar pada formasi batuan yang lebih kompak dan semakin kecil kecepatan perambatannya pada formasi batuan yang lunak (Asquith dan Krygowski, 2004).

1.3.9.5 Log Resistivitas

Penggunaan paling penting dari *resistivity logs* adalah menentukan zona yang mengandung hidrokarbon dengan air formasi. Karena matriks atau butiran batuan tidak konduktif dan hidrokarbon di pori-pori juga tidak konduktif, kemampuan batuan untuk menghantarkan arus hampir seluruhnya bergantung pada air di pori-pori. Saat saturasi hidrokarbon di pori-pori meningkat (saat saturasi air menurun), resistivitas formasi meningkat. Saat salinitas air di pori-pori menurun (saat R_w meningkat), resistivitas batuan juga meningkat. Terdapat 3 zona yang diukur dalam log resistivitas yaitu *flushed zone*, *invaded zone*, dan *uninvaded zone* (Asquith dan Krygowski, 2004)

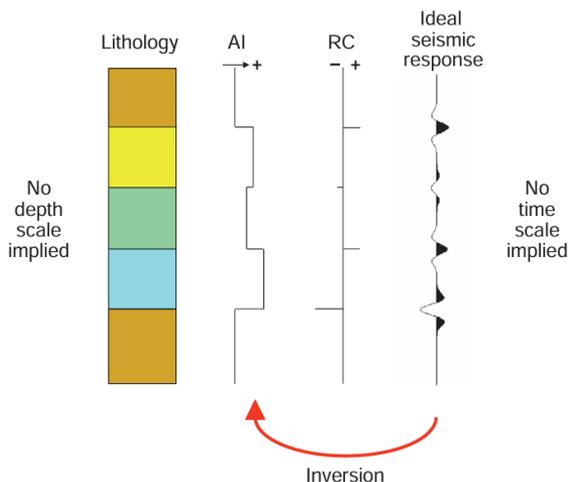
1.3.10 Well Seismic Tie

Well seismic tie merupakan proses pengikatan data sumur terhadap data *seismic*. Data sumur yang diperlukan untuk *well seismic tie* adalah *sonic* (DT), *density* (RHOB), dan *checkshot* (Abdullah A, 2007). Prinsip dari tahapan ini adalah menempatkan *reflector seismic* pada kedalaman yang sebenarnya dengan seismogram sumur yang bersesuaian dengan bidang batas. Pencocokan ini dilakukan dengan mengoreksi nilai tabel waktu dan kedalaman dari data *checkshot* tiap sumur agar *Two-Way-Time* (TWT) pada seismogram sintetik sama dengan data *seismic*. Hasil analisis *well seismic tie* akan memperlihatkan bahwa pada seismogram sintetik dapat dilakukan korelasi horizon pada data *seismic* yang merepresentasikan perubahan koefisien refleksi atau suatu bidang batas perlapisan batuan (Rifai, 2019).

1.3.11 Inversi Seismik

Seismik inversi adalah proses pemodelan kondisi bawah permukaan yang sebenarnya, berdasarkan data log sebagai kontrolnya dan data seismik sebagai media persebaran horizontal (Nurcholis dan Romiyanto, 2013). Secara garis besar, metode inversi seismik adalah teknik yang mengekstrak informasi tentang sifat-sifat bawah permukaan dari data seismik (Keys dan Foster, 1998).

Dalam istilah sederhana, proses inversi melibatkan perhitungan data AI dari data reflektivitas; sebagai hasilnya, inversi seismik dapat dianggap sebagai langkah pertama dalam menginterpretasikan data seismik yang diproses secara ideal. Seperti ditunjukkan pada Gambar 10, data reflektivitas konvensional, respons seismik ideal, memberikan informasi tentang batas antara lapisan bawah permukaan, sedangkan inversi seismik AI mengukur sifat lapisan itu sendiri.



Gambar 10. Proses inversi ditunjukkan dengan panah merah yang mengarah dari respons seismik ideal kembali ke litologi. Keberagaman warna litologi menunjukkan litologi yang berbeda, begitupun dengan parameter AI, KR dan respons seismik ideal yang berbeda pula merepresentasikan adanya perbedaan litologi atau batas lapisan (Herron, 2011).

Metode inversi seismik yang terbagi menjadi dua kategori yaitu metode inversi seismik *Pre-stack* dan metode inversi seismik *Post-stack*. Data seismik *Post-stack* merupakan data seismik yang sudah mengalami proses *stack*/penggabungan dan dianggap mempunyai sudut 0 derajat, sedangkan data seismik *Pre-stack* merupakan data seismik yang masih memiliki informasi sudut. Dengan menggabungkan data seismik dan log sumur, teknik inversi *Pre-stack* dapat membantu dalam mengekstraksi parameter reservoir dan memperoleh informasi karakterisasi reservoir beresolusi tinggi dengan geostatistik, teknik inversi amplitudo, pemodelan maju, dan interpretasi. Dari data *Pre-stack*, kita dapat mendapatkan kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S, yang membantu dalam mendapatkan parameter elastis lainnya (Li, 2014).

1.3.11.1 Inversi *Bandlimited*

Inversi *Bandlimited* (Rekursif) adalah metode inversi seismik yang menyatakan bahwa jika diketahui impedansi akustik dari suatu lapisan serta koefisien refleksinya pada dasar lapisan tersebut maka, impedansi akustik untuk lapisan berikutnya dapat diperoleh. Dengan menggunakan rumus koefisien refleksi, perumusan untuk metode inversi *bandlimited* adalah sebagai berikut (Russell, 1998):

$$KR = \frac{AI_{n+1} - AI_n}{AI_{n+1} + AI_n} \quad (20)$$

bahwa,

$$1 + KR = \frac{AI_{n+1} + AI_n}{AI_{n+1} + AI_n} + \frac{AI_{n+1} - AI_n}{AI_{n+1} + AI_n} = \frac{2AI_{n+1}}{AI_{n+1} + AI_n} \quad (21)$$

dan

$$1 - KR = \frac{AI_{n+1} + AI_n}{AI_{n+1} + AI_n} - \frac{AI_{n+1} - AI_n}{AI_{n+1} + AI_n} = \frac{2AI_n}{AI_{n+1} + AI_n} \quad (22)$$

Sehingga akan diperoleh perumusan rekursif yaitu:

$$\frac{AI_{n+1}}{AI_n} = \frac{1 + KR_n}{1 - KR_n} \quad (23)$$

atau

$$AI_{n+1} = AI_n \left[\frac{1 + KR_n}{1 - KR_n} \right] \quad (24)$$

Dari persamaan AI_{n+1} dapat ditentukan setiap lapisannya:

$$AI_2 = AI_1 \frac{1 + KR_1}{1 - KR_1}, AI_3 = AI_2 \frac{1 + KR_2}{1 - KR_2}$$

$$\rho_2 V_2 = \rho_1 V_1 * \left[\frac{1 + \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}}{1 - \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}} \right]$$

$$\rho_2 V_2 = \rho_1 V_1 * \left[\frac{\frac{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} + \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}}{\frac{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} - \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}} \right]$$

$$\rho_2 V_2 = \rho_1 V_1 * \frac{2\rho_2 V_2}{2\rho_1 V_1}$$

$$\rho_2 V_2 = \rho_2 V_2 \quad (25)$$

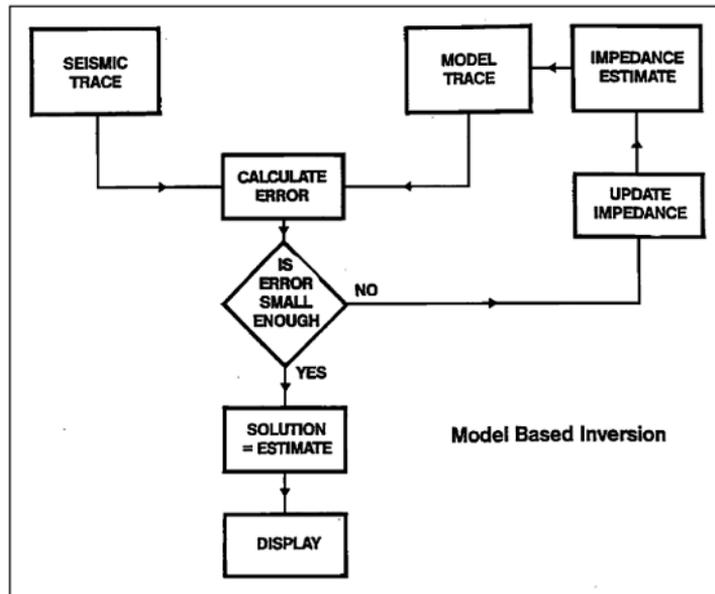
Mulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan sebagai berikut:

$$AI_{n+1} = AI_n * \prod \left[\frac{1 + KR_n}{1 - KR_n} \right] \quad (26)$$

Dimana AI_{n+1} = impedansi untuk lapisan berikutnya, AI_n = impedansi untuk lapisan sebelumnya, \prod = operasi rekursif

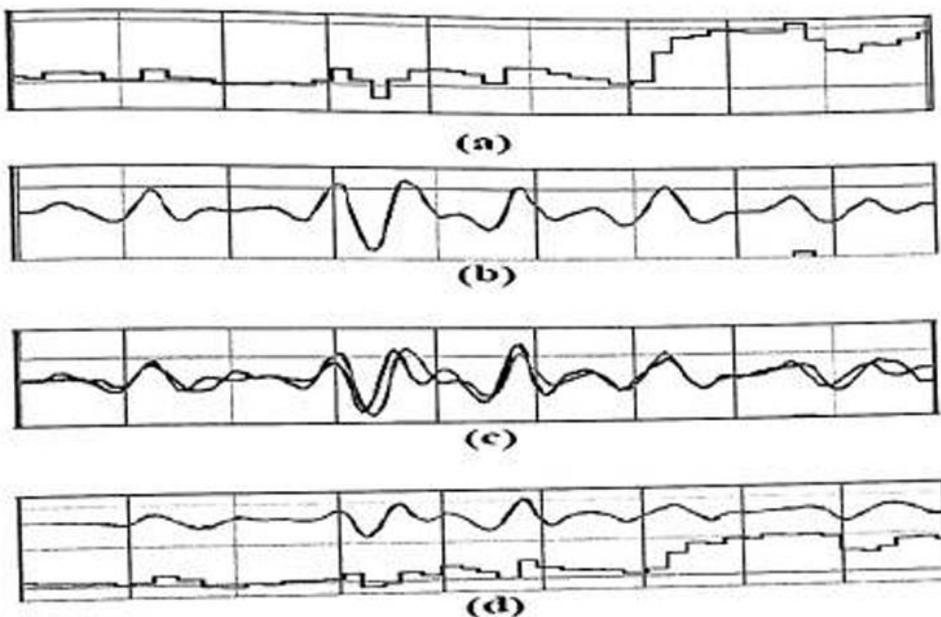
1.3.11.2 Inversi Model Based

Metode ini merupakan metode yang dimulai dengan membuat model geologi, yang kemudian diiterasi hingga seismogram sintetik yang dihasilkan sesuai dengan seismogram yang diamati (data seismik asli). Prosesnya menggunakan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI) yang dimana merupakan suatu metode iterasi. Alur kerja metode GLI adalah sebagai berikut (Russell, 1998):



Gambar 11. Diagram alir proses inversi berbasis model. Proses dimulai dengan jejak seismik yang kemudian digunakan untuk menghitung kesalahan dengan membandingkannya dengan jejak model. Iterasi untuk mencapai *error* kecil ditunjukkan dengan bentuk belah ketupat (Russell, 1998)

Dengan urutan pemrosesan data sebagai berikut:



Gambar 12. Diagram alir pemrosesan data, (a) blok model AI awal, (b) konversi nilai AI ($KR_t * W_t = \text{tras model}$) sehingga menghasilkan tras model, (c)

membandingkan antara tras model dengan tras sebenarnya, (d) update model AI hingga diperoleh error terkecil (Russell, 1998)

Secara matematis, persamaan yang digunakan untuk melakukan iterasi adalah (Russell, 1998):

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M \quad (27)$$

dimana:

M_0 = model inisial

M = model bumi sebenarnya

ΔM = perubahan pada parameter model

$F(M)$ = nilai pengamatan

$F(M_0)$ = nilai yang dihitung pada model inisial

$\frac{\partial F(M_0)}{\partial M}$ = perubahan pada nilai yang dihitung

Langkah-langkah matematis menjelaskan mengenai pengaplikasian metode *Generalized Linear Inversion* (GLI) dijelaskan lebih lengkap pada lampiran 13.

1.3.12 Teorema Klasifikasi Bayesian

Teorema Bayesian secara sederhana dapat dikatakan sebagai *probabilistic conditional* yang bisa dihitung jika nilai dari parameter lain diketahui. Klasifikasi Bayesian mencakup pengetahuan sebelumnya dan pengukuran yang tidak pasti, dan dapat memberikan solusi optimal, ketidakpastian terkait, dan solusi simulasi yang sepenuhnya didefinisikan oleh distribusi posterior (Buland dkk, 2008). Dalam konteks seismik 3D, teorema ini dapat digunakan dalam memprediksi litologi dan fluida yang terkandung pada suatu reservoir. *Bayesian Classification* mengkuantifikasi ketidakpastian dari prediksi litologi dan fluida dengan menggunakan beberapa parameter sensitif yang dihasilkan dari inversi data seismik. Alur kerja *Bayesian Classification* didasarkan pada pemodelan fungsi PDF dari data log dan data atribut hasil inversi. Serta dibutuhkan log litologi yang merupakan *code log* yang mengidentifikasi zona-zona kurva hasil inversi.

Teorema Bayesian adalah suatu formula matematika yang menentukan probabilitas setiap kemungkinan dari beberapa kelas tertentu pada atribut seismik. Secara matematis dapat dituliskan menjadi:

$$P(c|X) = \frac{p(c) \cdot p(X|c)}{p(X)} \quad (28)$$

dimana:

c = kelas (*limestone, shale*)

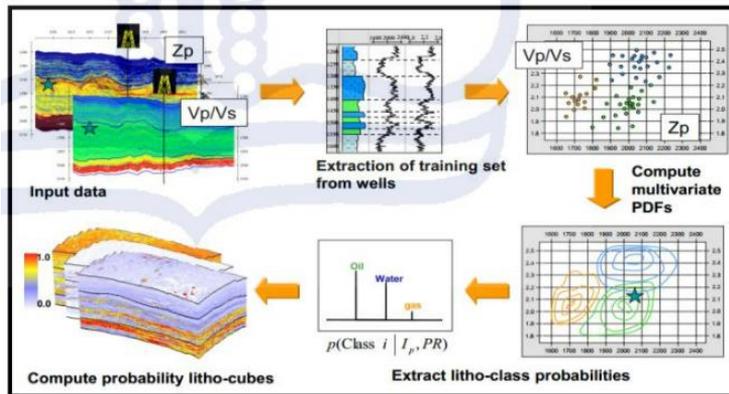
X = atribut seismik (*Lambda - rho, Mu - rho*)

$p(c)$ = *prior probability*

$p(X|c)$ = probabilitas atribut X pada kelas (*likelihood function*)

$p(X) =$ konstanta normalisasi

Pada persamaan di atas $p(c|X)$ adalah PDF yang diinginkan dan merupakan distribusi parameter model posterior dari data. $p(X|c)$ dinamakan fungsi kemiripan (*likelihood function*) yang menyatakan PDF yang bersesuaian dengan realisasi yang mungkin terjadi untuk suatu parameter tertentu. Sedangkan $p(c)$ adalah probabilitas yang terdahulu dari sebuah model.



Gambar 13. Diagram alir proses *Bayesian Classification*, dimulai dari data input berupa data seismik dan *well*, kemudian mengekstrak *training set* dari *well*. Setelah itu, dihitung PDF multivariat untuk parameter fisis. Langkah selanjutnya adalah mengekstrak probabilitas kelas litologi dan menghasilkan *probability litho-cubes* (Russel, 2008)

Beberapa istilah yang digunakan pada klasifikasi Bayesian adalah *prior* (kondisi awal), fungsi *likelihood* (sifat dominan yang akan menentukan jenis *litho-classes* dari suatu atribut seismik), serta *posterior* (*probability litho-classes*) yang akan dihitung berdasarkan data *prior* dan fungsi *likelihood*-nya). Pertama $p(c|X)$ adalah PDF yang kita inginkan. Ini adalah distribusi parameter model posterior terhadap data c , atau probabilitas bahwa model tersebut benar mengingat dataset c . Dengan kata lain, menghitung $p(c|X)$ akan menjawab pertanyaan mendasar, “Berapa probabilitas bahwa model ini benar, mengingat sejumlah observasi (data)?”

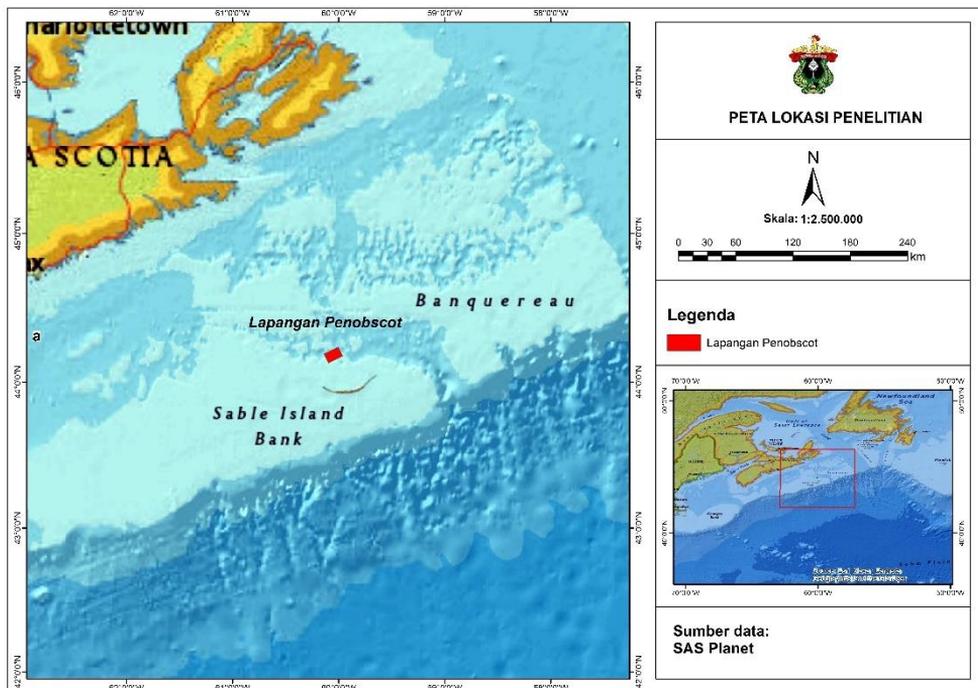
Selanjutnya, untuk $p(X|c)$ sebelum c diamati, $p(X|c)$ mewakili PDF yang terkait dengan kemungkinan realisasi data untuk vektor parameter yang tetap. Setelah observasi, $p(X|c)$ memiliki interpretasi yang sangat berbeda ini adalah *likelihood* dari memperoleh realisasi yang sebenarnya diamati sebagai fungsi dari vektor parameter c (Russel, 2008).

BAB II

METODE PENELITIAN

2.1 Lokasi Penelitian

Daerah penelitian berada pada lapangan eksplorasi minyak dan gas yang dikelola oleh Departemen Energi Nova Scotia dan *Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board* yaitu di bagian Tenggara Provinsi Nova Scotia tepatnya di *offshore* lapangan Penobscot, Kanada. Lapangan tersebut berada pada koordinat $44^{\circ}07'46''$ N/ $60^{\circ}06'00''$ W.



Gambar 14. Peta lokasi penelitian di wilayah Lapangan Penobscot yang terletak di *Bank Sable Island* dan *Banquereau*. Peta ini mencakup koordinat geografis dan menunjukkan lokasi Lapangan Penobscot yang ditandai dengan kotak merah

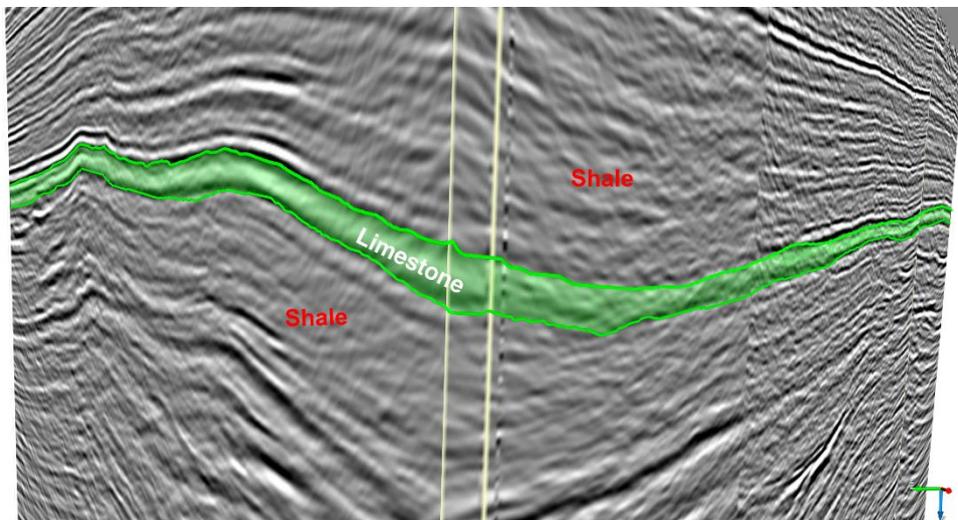
2.2 Alat dan Bahan

Pada penelitian ini, *software* yang digunakan adalah *Hampson-Russell 10.3.2*. Berikut merupakan data yang menunjang penelitian ini:

1. Data Seismik

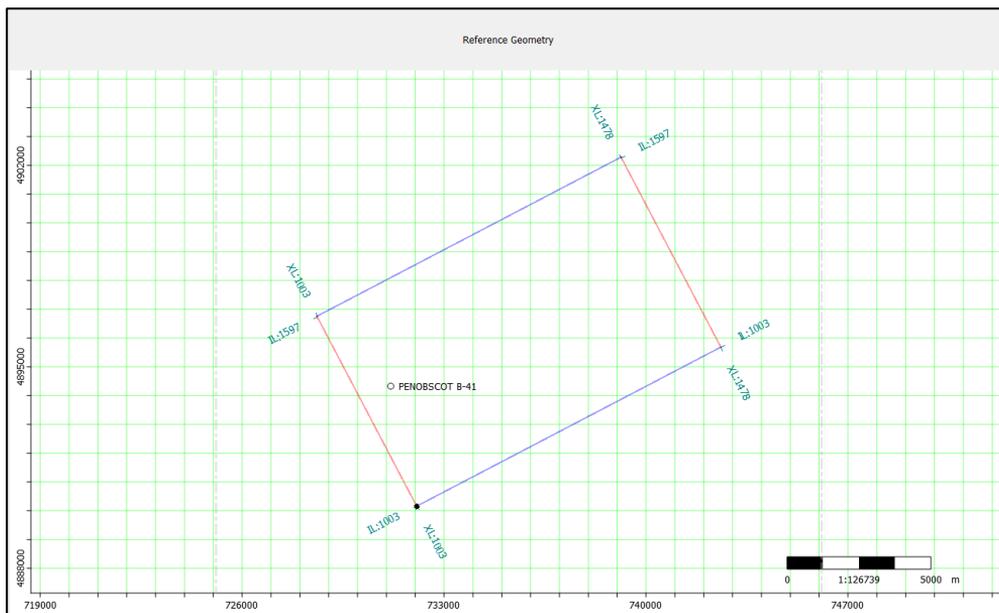
Data Seismik yang digunakan berupa data 3D PSTM dalam bentuk (*Common Depth Point*) CDP *gather* dan telah dikoreksi *Normal Moveout* (NMO) dengan format SEG-Y. Data yang tersedia yaitu 601 *inline* mulai dari *inline* 1000-1600 dengan jarak antar *inline* sejauh 12,5 meter dan 482 *crossline* mulai dari *crossline* 1000-1482 dengan jarak antar *crossline* sejauh 25,01 meter. Data tersebut memiliki interval *sampling*

rate sebesar 4 ms dan menggunakan *increment* 1 pada *inline* dan *crossline*. Data seismik *angle gather* penelitian ini dapat dilihat pada Lampiran 1.



Gambar 15. 3D seismic section menunjukkan deliniasi zona target pada formasi Abenaki, dimana warna hijau menunjukkan litologi *limestone* dan warna merah menunjukkan zona *shale*

Adapun untuk *base map* yang menunjukkan geometri lapangan dapat dilihat pada gambar berikut:



Gambar 16. Base map data seismik menunjukkan geometri lintasan data seismik dan posisi sumur. Garis merah menunjukkan lintasan seismik *inline* pertama dan terakhir. Garis biru menunjukkan lintasan seismik *xline* pertama dan terakhir

2. Data Sumur

Tabel 1. Informasi Data Sumur

Informasi	Sumur L-30
Koordinat X	734338.86
Koordinat Y	4893837.87
Posisi pada <i>inline</i>	1177
Posisi pada <i>crossline</i>	1153
Posisi pada CDP	82975
Kedalaman (ft)	13950
Jenis fluida	<i>Oil</i> dan gas
Caliper (inci)	•
Gamma Ray (GAPI)	•
Densitas (g/cc)	•
<i>Density Correction</i> (g/cc)	•
<i>Deep Induction Log</i>	•
<i>Medium Induction Log</i>	•
<i>Neutron Porosity</i>	•

Tampilan data log sumur L-30 dapat dilihat pada Lampiran 2.

3. Data *Checkshot*

Survei *Checkshot* adalah waktu tempuh dari pengukuran permukaan dengan menempatkan *receiver* pada kedalaman yang diketahui di dalam sumur. Data *checkshot* akan digunakan untuk melakukan pengikatan data sumur dan data seismik. Data *checkshot* diperoleh dengan cara memasang *geophone* didalam sumur dan sumber berada di permukaan dekat dengan sumur sehingga akan diperoleh informasi kedalaman dan waktu tempuh (TWT) pada sumur tersebut. Data *checkshot* penelitian ini dapat dilihat pada Lampiran 3.

4. Data *Drill Cuttings* (*Sample Description*)

Data *drill cuttings* adalah potongan batuan yang terlepas oleh mata bor selama proses pengeboran sumur. Potongan batuan ini diangkut oleh lumpur bor dari mata bor ke permukaan, di mana batuan tersebut dapat diangkat dan dianalisis. Data ini memberikan deskripsi dari sampel *drill cuttings* yang diperoleh di lapangan dan difokuskan pada formasi zona target. Selain itu, data ini akan menunjang proses

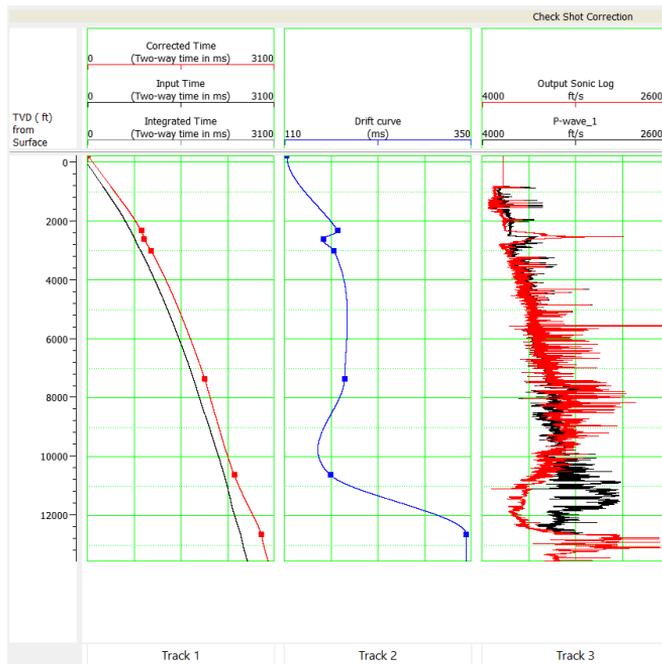
penentuan horizon yang akan dilakukan. Data *Drill Cuttings* dapat dilihat pada Lampiran 4.

2.3 Prosedur Penelitian

2.3.1 Pengolahan Data Sumur

2.3.1.1 Koreksi Kurva Waktu-Kedalaman

Koreksi *checkshot* pada sumur memiliki peran penting dalam mengoreksi letak kedudukan sumur berdasarkan domain waktu. Dengan membandingkan data *checkshot* dengan log kecepatan gelombang P (V_p), dapat dikoreksi letak kedalaman sumur sehingga sesuai dengan data seismik. Koreksi *checkshot* dilakukan dalam dua langkah yaitu kurva *drift* diinterpolasi yang merepresentasikan perbedaan antara *Two-way time* log kecepatan gelombang P (V_p) dan *Two-way time* data *checkshot*. Selanjutnya log kecepatan gelombang P (V_p) dikoreksi *checkshot* dengan menggunakan kurva *drift*.



Gambar 17. Proses dalam koreksi *check shot* pada sumur L-30. Track (1) menampilkan waktu yang dikoreksi, waktu input, dan waktu terintegrasi dalam milidetik (ms) terhadap *True Vertical Depth* (TVD) dalam *feet* dari permukaan. Track (2) menampilkan kurva drift dalam milidetik (ms) terhadap TVD. Track (3) menampilkan kurva warna merah sebagai hasil dari koreksi *check shot* dalam *feet/second* dan kurva warna hitam sebagai log *P-wave* dalam *feet/second* sebelum dilakukan koreksi

Pada data log kecepatan tersedia datanya tiap 0,5 feet sedangkan pada data log checkshot hanya tersedia 6 data. Pada *track 2* terdapat *drift curve* (biru) sebagai

representasi perbedaan data log *P-wave* dan *checkshot*. Jumlah titik pada *drift curve* mengikuti jumlah data *checkshot* yang kemudian untuk mendapatkan nilai pada titik-titik yang kosong dilakukan interpolasi. Pada *track 3* kenampakan kecepatan gelombang P (V_p) sebelum (hitam) dan sesudah koreksi (merah). Jenis interpolasi yang digunakan pada *drift curve* adalah interpolasi *Cubic Spline*. Interpolasi *Spline* adalah metode interpolasi dalam analisis numerik di mana interpolan yang dihasilkan adalah jenis polinomial berpotongan. *Cubic Spline* menunjukkan jenis polinomial yang digunakan adalah polinomial orde 3.

2.3.1.2 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan suatu proses penting dalam karakterisasi reservoir. Analisis ini dilakukan dengan mengevaluasi rekaman data log. Berdasarkan data stratigrafi lapangan Penobscot, formasi Abenaki didominasi oleh batuan *limestone* dan *shale*. Pada penelitian ini dilakukan analisis kualitatif pada beberapa data log yaitu log Gamma Ray, log Densitas, log Neutron Porositas, dan log Resistivitas.

Log Gamma Ray akan merepresentasikan zona *permeable* (reservoir) dan non *permeable* (*shale*). Log Densitas bersama dengan log Neutron Porositas akan merepresentasikan kandungan fluida hidrokarbon dengan ditunjukkan adanya *cross over*. Log Resistivitas merepresentasikan zona konduktor resistivitas rendah (*brain water/air* formasi/air asin) dan isolator resistivitas tinggi (*fresh water*; hidrokarbon; batuan).

2.3.1.3 Estimasi Log Vs

Pada data sumur L-30, tidak tersedia informasi atau log dari kecepatan gelombang *shear* (V_s) sehingga perlu dilakukan estimasi dengan menggunakan metode Krief. Pendekatan metode Krief menjelaskan mengenai hubungan empiris untuk mengestimasi V_s menggunakan data V_p .

2.3.1.4 Transformasi data Log

Transformasi data log akan memperoleh data log lain dengan menggunakan perhitungan secara matematis terhadap data log yang sudah ada untuk menghasilkan data log baru sesuai dengan kebutuhan. Beberapa log yang dibuat antara lain log *P-Impedance*, log *S-Impedance*, log Lambda-Rho dan log Mu-Rho. Log *P-Impedance* dan log *S-Impedance* menjadi data *input* untuk menghasilkan log Lambda-Rho dan log Mu-Rho yang bertindak sebagai log properti.

2.3.1.5 Pembuatan Log EEI

Pembuatan log EEI atau EEI log *spectrum* diperoleh dari data log V_p , V_s dan densitas. Log EEI menghasilkan nilai reflektivitas untuk semua nilai sudut χ yang mungkin. Sudut χ memiliki rentang nilai dari -90° hingga 90° . Log EEI diperoleh dengan menggunakan persamaan 17.

2.3.1.6 Korelasi Log EEI dan Log Properti

Log EEI kemudian dikorelasikan dengan model kedalaman berbagai properti yang telah dibentuk. Dalam hal ini yang dikorelasikan adalah log Lambda-Rho dan log Mu-Rho dengan log EEI pada tiap sudutnya dari sudut -90° hingga 90° . *Output*-nya berupa sudut log properti yang nilainya paling maksimum untuk korelasinya.

2.3.1.7 Analisis Crossplot

Analisis crossplot merupakan tahap untuk melakukan pembagian zona baik berdasarkan litologi maupun kandungan fluida pada zona *interest*. Crossplot dilakukan dengan membandingkan dua data log dengan satu log sebagai skala warna. Pada penelitian ini dilakukan crossplot antara log Lambda-Rho dan log Mu-Rho.

2.3.2 Pengolahan Data Seismik

2.3.2.1 Well Seismic Tie

Sebelum dilakukan tahapan *well seismic tie*, perlu dilakukan pembuatan wavelet. Wavelet akan berguna untuk membuat seismogram sintetik. Pembuatan wavelet dilakukan dengan *ricker*. Metode ini menggunakan beberapa parameter seperti frekuensi dominan, rotasi fase, *sample rate*, panjang *wavelet*, dan tipe fase. Setelah dibuat wavelet selanjutnya dilakukan *Well Seismic Tie* yaitu proses untuk memposisikan sumur yang memiliki domain kedalaman kepada seismik yang memiliki domain waktu tempuh seismik (TWT). Wavelet yang diperoleh kemudian dikonvolusikan dengan reflektivitas yang dikalkulasi pada data sumur sehingga dihasilkan seismogram sintetik. Dalam tahap ini, dapat dilakukan *stretch* sehingga *event* pada seismogram sintetik yang awalnya tidak sama menjadi sama dengan data seismik. Ketepatan dari korelasi yang dilakukan dapat dilihat berdasarkan nilai korelasi yang dihasilkan. Namun, semakin sering dilakukan *stretch* maka akan timbul *bulk shift* sehingga hasil yang diperoleh akan kurang baik. Untuk mendapatkan hasil korelasi yang baik, proses *picking event* yang dilakukan perlu dipilih dengan hati-hati sehingga *stretch* tidak terlalu sering dilakukan.

2.3.2.3 Perhitungan Atribut AVA *Intercept* dan *Gradient* dari Volume Seismik

AVA ditujukan sebagai suatu teknik untuk menganalisis respon amplitudo pada seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir. Atribut AVA yang berupa *Intercept* dan *Gradient* didapatkan dari persamaan *two term Aki-Richards* yang diperoleh dari persamaan Zoeppritz. *Intercept* atau yang disebut *normal incidence reflectivity* merupakan koefisien refleksi pada analisis *angle nol*. Sedangkan *gradient* merupakan variasi pada nilai koefisien refleksi dan amplitudo terhadap *angle* atau sudut (*angle* tidak sama dengan nol).

2.3.2.4 Perhitungan Reflektivitas EEI

Reflektivitas EEI diperoleh dari persamaan 15. Dengan A adalah *intercept* dan B adalah *gradient* yang diperoleh dari analisis AVA, sedangkan χ adalah sudut dari spektrum EEI yang mempunyai nilai korelasi tertinggi. Dalam penelitian ini akan dibuat dua volume reflektivitas yaitu untuk parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho dengan menggunakan nilai sudut χ yang diperoleh sebelumnya.

2.3.2.5 Well Seismic Tie

Dengan menggunakan volume reflektivitas Lambda-Rho dan Mu-Rho, dilakukan Kembali proses *Well Seismic Tie* seperti pada proses sebelumnya. Perbedaannya hanya pada input data reflektivitasnya.

2.3.2.6 Picking Horizon

Proses *Picking Horizon* dilakukan setelah diperoleh volume reflektivitas EEI. *Picking Horizon* digunakan untuk mengetahui kemenerusan secara lateral dengan menggunakan data *drill cuttings* sebagai dasar acuan dari data sumur. Pada penelitian ini, berdasarkan data *drill cuttings* nya dapat dilihat pada kedalaman berapa terdapat batas antara dua litologi. Dari acuan data *drill cuttings* kemudian dicari kemenerusan dengan data seismik.

2.3.2.7 Inversi Seismik

Sebelum melakukan inversi seismik, terlebih dahulu dilakukan pembuatan model awal inversi. Dalam pembuatan model awal sebagai parameter masukannya adalah data log dan horizon. Data log digunakan sebagai nilai secara kuantitatif dari model yang dibuat sedangkan horizon digunakan sebagai kontrol penyebaran dari nilai tersebut secara lateral. Setelah pembuatan model awal dilakukan analisis inversi untuk menjaga kualitas hasil inversi. Dilakukan perubahan-perubahan parameter sampai didapatkan hasil yang optimum.

Model awal kemudian digunakan sebagai salah satu masukan dalam proses inversi. Proses inversi yang digunakan merupakan metode yang memiliki hasil korelasi *pearson* tertinggi, dimana pada lampiran 5 dan lampiran 6 menunjukkan nilai korelasi *pearson* tiap metode yang dilakukan. Dari hasil yang diperoleh metode yang memiliki korelasi *pearson* tertinggi yaitu *Bandlimited* untuk parameter Lambda-Rho dan metode *Model Based* untuk parameter Mu-Rho. Untuk inversi metode *Bandlimited* parameter yang digunakan adalah *Constraint high-cut frequency*: 23Hz. Untuk inversi metode *Model Based* parameter yang digunakan adalah sebagai berikut:

Tabel 2. Parameter Inversi *Model Based*

<i>Soft constraint</i>	0,8
<i>Average block size</i>	4
<i>Prewhitening</i>	95

<i>Number of iterations</i>	10
-----------------------------	----

2.3.3 Klasifikasi Bayesian

Alur kerja menggunakan *Bayesian Classification*:

1. Inversi seismik dilakukan untuk menghasilkan volum hasil inversi properti sensitif yang selanjutnya digunakan sebagai input atribut untuk klasifikasi Bayesian.
2. Input data dalam proses ini adalah data volum hasil inversi, data sumur, dan log litologi (kelas *fasies* pada himpunan data)
3. Dilakukan pembuatan *training set* dari log data sumur sepanjang interval litologi yang diketahui atau dari inversi atribut EEI yang diekstrak dari well.
4. Dari hasil *training set* kemudian *Probability Density Function* (PDF) dimodelkan menggunakan *Kernel Density Estimation*.
5. Atur nilai *smoothing* (h). Jika h terlalu kecil, hasil PDF terlalu *noisy*, jika h terlalu besar, PDF tidak ter-*cluster* dengan baik. Pemilihan parameter *smoothing* bergantung pada jumlah titik data dan penyebaran distribusi data.
6. Selanjutnya dilakukan validasi hasil yang diperoleh menggunakan *confusion matrix*.

2.4 Bagan Alir Penelitian

