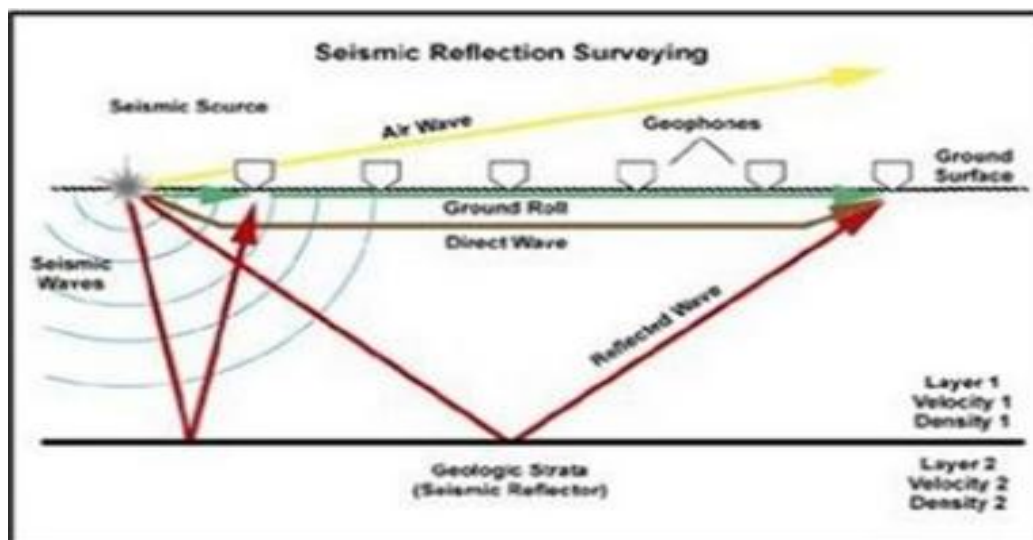


BAB III

TEORI DASAR

3.1. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Dalam seismik refleksi, dasar metodenya adalah perambatan gelombang bunyi dari sumber getar ke dalam bumi atau formasi batuan, kemudian gelombang tersebut dipantulkan ke permukaan oleh bidang pantul yang merupakan bidang batas suatu lapisan yang mempunyai kontras akustik impedansi. Di permukaan bumi gelombang itu ditangkap oleh serangkaian instrument penerima (*geophone/hydrophone*) yang disusun membentuk garis lurus terhadap sumber ledakan atau profil line.



Gambar 7. Konsep Gelombang Seismik (Badley, 1985)

Nilai-nilai impedansi akustik yang dimaksud adalah kecepatan dan massa jenis batuan penyusun perlapisan bumi. Hubungan antara keduanya dapat dinyatakan sebagai koefisien refleksi (R) dan koefisien transmisi (T).

$$TV \times R$$

$$RC = \frac{\rho_2 \cdot V_2 - \rho_1 \cdot V_1}{\rho_2 \cdot V_2 + \rho_1 \cdot V_1}$$

Dengan

RC = Koefisien refleksi

ρ = Massa jenis (Kg/m^3)

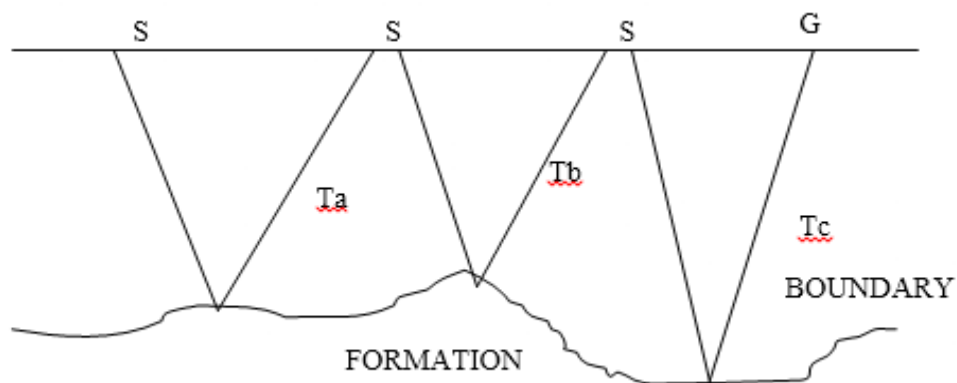
V = Kecepatan rambat perlapisan (m/dt^2)

ρV = Impedansi akustik

T = Koefisien Tranmisi

Waktu perambatan gelombang dari sumber ledakan, kemudian dipantulkan kembali oleh bidang reflektor tersebut merupakan waktu dua arah atau lebih dikenal dengan istilah *two way time* (TWT) dan besarnya waktu ini tergantung pada kedalaman reflektor, semakin dalam maka semakin besar waktu yang diperlukan $T_c > T_a > T_b$ (gambar 3-2).

Sebagian energi yang dipantulkan tersebut akan diterima oleh serangkaian detektor, kemudian akan direkam dalam satu Magnetic Tape. Parameter yang direkam adalah waktu penjalaran gelombang seismik dari sumber menuju detektor



Gambar 8. Pemantulan Gelombang

3.2. *Trace Seismic*

Trace seismic adalah data seismik yang terekam oleh satu perekam geofon. *Trace seismic* mencerminkan respon dari medan gelombang elastik terhadap kontrasimpedansi akustik (refleksivitas) pada batas lapisan batuan sedimen yang satu denganyang lain. Secara matematis, *Trace seismic* merupakan konvolusi antara *wavelet* sumber gelombang dengan refleksivitas bumi ditambah dengan *noise* (Russel, 1991), seperti yang ditampilkan seperti gambar di bawah ini:

$$S(t) = W(t) * R(t) + n(t)$$

dimana:

$S(t)$ = *Trace* seismik

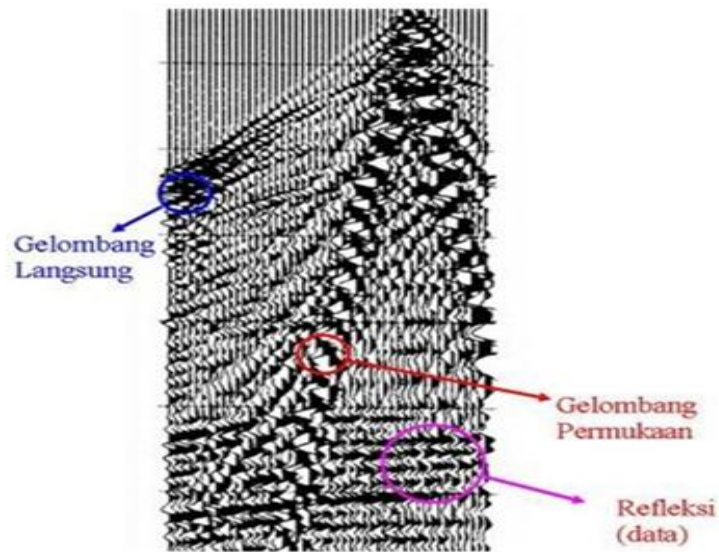
$W(t)$ = *wavelet* seismik

$R(t)$ = refleksivitas lapisan bumi

$n(t)$ = *noise*

3.3. *Noise dan Data*

Noise adalah gelombang yang tidak dikehendaki dalam sebuah rekaman seismik, sedangkan data adalah gelombang yang dikehendaki. Dalam seismik refleksi, gelombang refleksi adalah yang dikehendaki sedangkan yang lainnya diupayakan untuk diminimalisir.



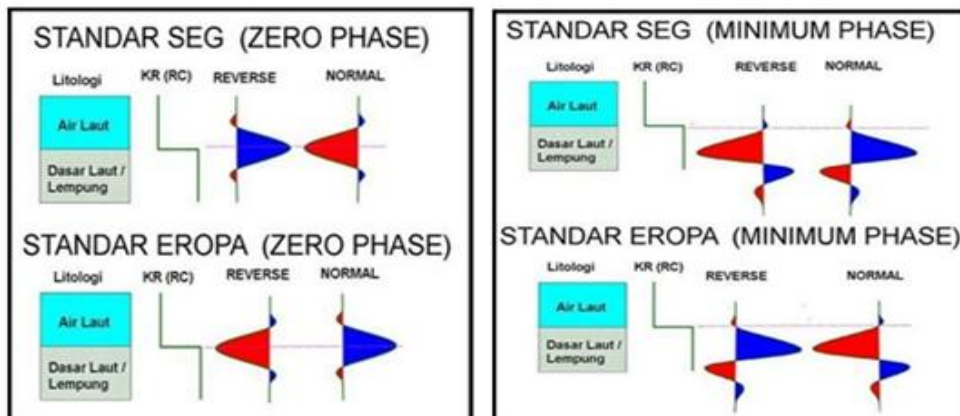
Gambar 9. *Noise dan data* (Telford,1976)

Gambar diatas menunjukkan sebuah rekaman dengan data gelombang refleksi dan *noise* (gelombang permukaan/*groundroll*) dan gelombang langsung (*direct wave*). *Noise* terbagi menjadi dua kelompok, yaitu *noise* koheren (*coherent noise*) dan *noise* acak/*ambient* (*random/ambient noise*). Contoh *noise* koheren, yaitu: *groundroll* (dicirikan dengan amplitudo yang kuat dan frekuensi rendah), *guidedwaves* atau gelombang langsung (frekuensi cukup tinggi dan datang lebih awal), *noise* kabel, tegangan listrik (*power line noise* adalah frekuensi tunggal, mudah direduksi dengan *notch filter*), *multiple* (adalah refleksi sekunder akibat

gelombang yang terperangkap). Sedangkan *noise* acak diantaranya adalah gelombang laut, angin, kendaraan yang lewat saat rekaman, dan lainnya.

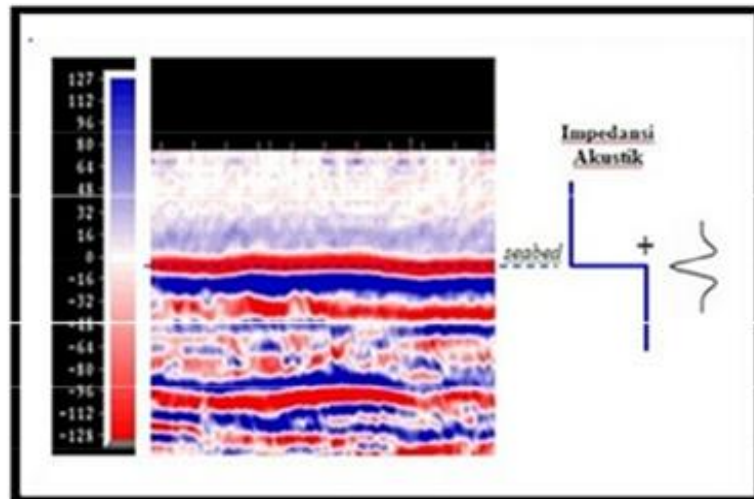
3.4. Polaritas

Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas, yaitu Standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan Standar Eropa. Keduanya berkebalikan Gambar dibawah ini menunjukkan polaritas Normal dan polaritas 'Reverse' untuk sebuah *wavelet* fasa nol (*zero phase*) dan fasa minimum (*minimum phase*) pada kasus Koefisien Refleksi atau *Reflection Coefficient* (KR atau RC) meningkat (RC positif) yang terjadi pada contoh batas air laut dengan dasar laut/lempung.



Gambar 10. Polaritas dan fasa

Contoh penentuan polaritas pada data seismik *real, seabed* ditunjukkan dengan *trough* (merah), hal ini berarti polaritas seismik yang digunakan adalah normal SEG.



Gambar 11. Contoh penentuan polaritas dan fasa

3.5. Pengikatan Data Seismik dan Sumur (*Well-SeismicTie*)

Sukmono (2000) menerangkan bahwa untuk meletakkan horizon seismic (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data *seismic* dapat dikoreksikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. Terdapat banyak teknik pengikatan ini, tapi yang umum dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetis dari hasil survei kecepatan (*well velocity survey*).

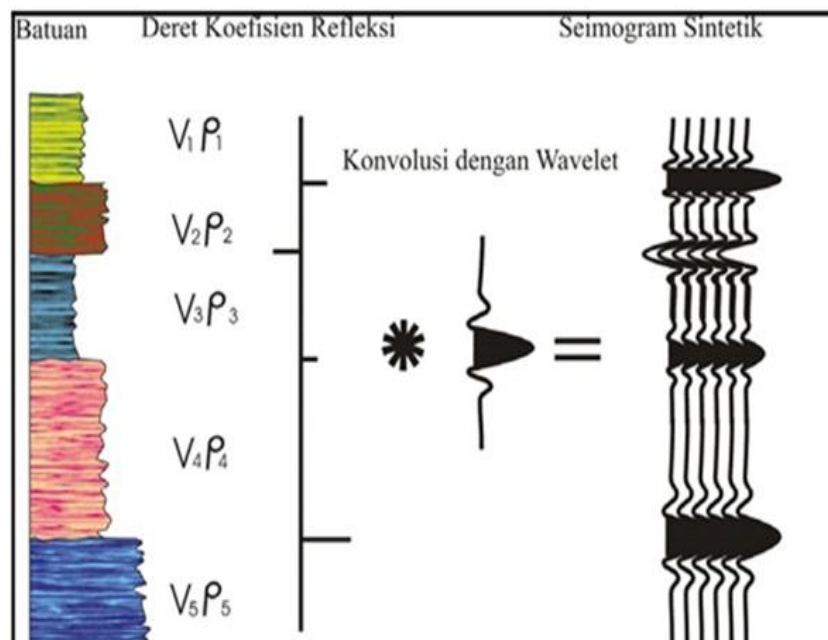
3.5.1. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetis adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi (RC) yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*. Seismogram sintetis dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap *trace* seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif. Dengan demikian pembuatan

seismogram sintetik untuk meletakkan horison seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot dalam skala kedalaman (*well seismic tie*).

Unsur seismogram sintetik yaitu:

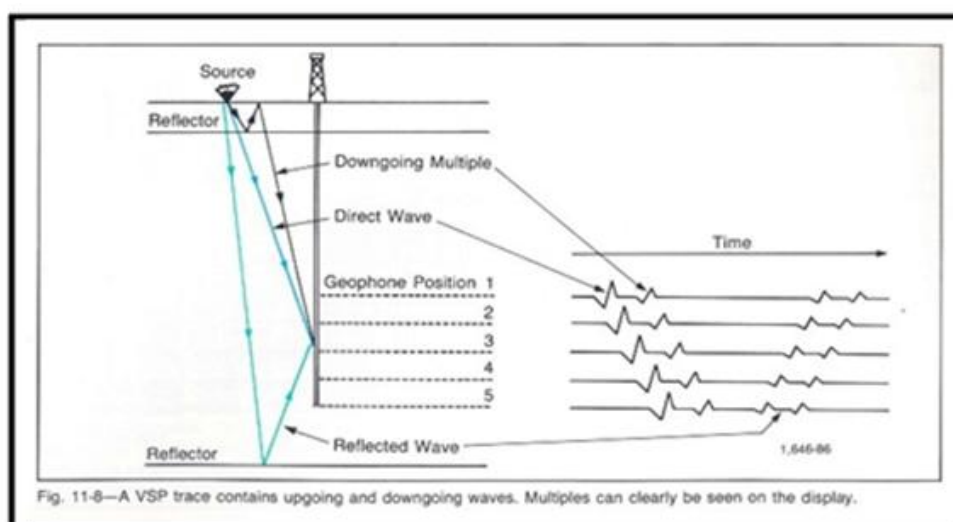
- Density log*
- Log ini menggambarkan berat jenis relatif dari setiap formasi dengan merekam radiasi yang berasal dari setiap formasi.
- Velocity log*
- Tipe log ini hampir sama dengan log *density* hanya saja yang direkam adalah *acoustic velocity* dari masing-masing formasi.
- Source wavelet*
- Menghitung *source wavelet* dengan korelasi melintang *seismic trace* secara otomatis.



Gambar 12. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet

3.5.2. Check-Shot Survey

Survei ini dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Prinsip kerja survey ini dapat dilihat pada gambar 3-5. Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan *survey Vertical Seismik Profilling (VSP)*. Sehingga data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalar gelombang seismik pada lubang bor tersebut.



Gambar 13. *Survey Checkshot*

3.5.3. Vertical Seismic Profile (VSP)

VSP hampir identik dengan *checkshot survey*, hanya disini dipakai *stasion geophone* yang lebih banyak dan interval pengamatan tidak lebih dari 30 m. kalau pada *checkshot* yang di dapatkan hanya *first break*, maka pada VSP di dapatkan rekaman penuh selama beberapa detik. Jadi sebenarnya VSP sama dengan penampang *seismic* biasa kecuali bahwa pada VSP, *geophone* diletakkan pada

lubang bor dan merekam gelombang kebawah dan keatas. Gelombang kebawah berasal dari *first break* atau multipelnya dan pada rekamannya akan menunjukkan waktu tempuh yang meningkat terhadap kedalaman, sedangkan gelombang keatas kebalikannya.

3.6. Time Depth Conversion

Konversi data seismik ataupun peta struktur dari domain waktu menjadi domain kedalaman merupakan hal yang sangat penting di dalam dunia eksplorasi migas. Pengambilan keputusan untuk program pengeboran di dalam domain waktu merupakan hal yang sangat membahayakan. Seringkali interpretasi di dalam domain waktu akan menghasilkan penafsiran yang menyesatkan terutama pada zona di bawah kecepatan tinggi seperti *sub-salt* ataupun *sub-carbonate*. Perbedaan karakter struktur pada dua domain tersebut akan sangat mempengaruhi program pengeboran dan keputusan bisnis yang akan diambil.

3.7. Well Logging

Well logging merupakan metode penelitian yang mempelajari karakter fisik batuan suatu formasi dari pengamatan dan perhitungan parameter fisik batuan dari pemboran. Parameter fisik tersebut berupa sifat porositas, resistivitas, temperatur, densitas, permeabilitas dan kemampuan cepat rambat yang direkam oleh gelombang elektron dalam bentuk kurva (Harsono, 1993).

Pada prinsipnya alat di masukkan kedalam sumur dan dicatat sifat fisik padakedalaman tertentu. Pencatatan dilakukan dengan kedalamannya, kemudian

di plot kedalam suatu log yang mempunyai skala tertentu dan direkam dalam bentuk digital.

3.7.1. Porositas

Porositas adalah volume rongga dalam batuan berbanding dengan volume total batuan. Porositas efektif adalah rongga dalam batuan yang berhubungan satu dengan yang lainnya (Koesoemadinata, 1980). Faktor besar-kecilnya porositas dipengaruhi besar butir, pemilahan, bentuk kebundaran, penyusunan butir dan kompaksi dan sementasi.

3.7.2. Permeabilitas

Permeabilitas adalah sifat batuan untuk meluluskan cairan melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merusak partikel.

3.8. Perangkat-Perangkat *Well Logging*

3.8.1. Log *Gamma Ray*

Prinsip dari Log *Gamma Ray* adalah suatu rekaman dari tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena unsur *Uranium, Thorium* dan potassium pada batuan. Pemancaran yang terus- menerus terdiri dari semburan pendek dari tenaga tinggi sinar *Gamma*, yang mampu menembus batuan yang dapat dideteksi oleh detector. Fungsi dari log *gamma ray* untuk membedakan lapisan *permeable* dan tidak *permeable*. Pada batupasir dan batu karbonatan mempunyai konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray*-nya rendah dan sebaliknya pada batulempung serpih, mempunyai *gamma ray* tinggi. Secara khusus Log GR berguna untuk mendefinisi

lapisan *permeable* di saat SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf}=R_w$) atau juga ketika SP tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif.

Secara umum fungsi dari Log GR antara lain:

1. Evaluasi kandungan serpih V_{sh}
2. Menentukan lapisan *Permeabel*
3. Evaluasi bijih mineral radioaktif
4. Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
5. Korelasi Log pada sumur berselubung
6. Korelasi antar sumur

3.8.2. Log SP (*Spontaneous Potential Log*)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik-turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif. SP digunakan untuk :

1. Identifikasi lapisan *permeabel*
2. Mencari batas-batas lapisan permeable dan korelasi antar sumur berdasarkan lapisan itu.
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w)
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi *permeable* kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan *permeable* yang cukup

tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur.

3.8.3. Log Resistivity (LR)

Log *Resistivity* digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona *permeable* dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Latere log dan Log Induksi. Yang umum dikenal sebagai log R_t adalah LLd (*Deep Latere log Resistivity*), LLs (*Shallow Latere log Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILm (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL.

3.8.4. Latere log

Prinsip kerja dari *latere log* ini adalah memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum ohm.

3.8.5. Log Induksi

Prinsip kerja dari Induksi yaitu dengan memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan.

Secara umum, kegunaan dari Log Induksi ini antara lain:

1. Mengukur konduktivitas pada formasi,
2. Mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “*oil base mud*” atau “*fresh water base mud*”. Penggunaan lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batu lempung/*shale* yang besar.

Penggunaan Log Induksi menguntungkan apabila,

- a. Cairan lubang bor adalah insulator misalnya udara, gas, air tawar, atau *oil base mud*.
- b. *Resistivity* formasi tidak terlalu besar $R_t < 100 \Omega$
- c. Diameter lubang tidak terlalu besar.

3.8.6. Log Porositas

Log porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat-sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dijabarkan.

Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan di lapangan saat ini adalah Sonik, Densitas, dan Netron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu dibuat sehingga istilah-istilah

“Porositas Sonik”, “Porositas Densitas”, dan “Porositas Netron”. Penting untuk diketahui bahwa porositas-porositas ini bias tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili “porositas benar”.

3.8.7. Log Sonik

Log sonik pada prinsipnya mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu. Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” (Δt). Δt berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya.

3.8.8. Log Densitas

Alat porositas kedua adalah yang akan ditinjau adalah Alat Lito-Densitas atau *Litho Density Tool* (LDT). Pada LDT, menggunakan prinsip fisika nuklir dengan memanfaatkan tembakan sinar *gamma*, sehingga LDT dirancang untuk memberikan tanggapan terhadap gejala fotolistrik dan hamburan Compton dengan cara memilih sumber radioaktif yang memproduksi sinar gamma dengan tingkat tenaga antara 75 Kev dan 2 Mev, misalnya unsur *Cesium-137* yang mempunyai puncak tenaga sinar gamma pada 662 keV.

3.8.9. Log Netron

Alat ini disebut Alat Netron terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT. Alat ini biasanya dikombinasikan dengan LDT dan *Gamma-Ray*,

karena ketiga alat tersebut adalah alat nuklir dengan kecepatan *logging* yang sama dan kombinasi neutron-densitas akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang ampuh. Fungsi dari log neutron adalah untuk menggambarkan formasi sarang (porous) dan untuk menentukan porositasnya. Log ini memberikan data yang berguna untuk menghitung jumlah *hydrogen* yang ada dalam formasi. Mekanisme kerja dari log ini adalah dengan pemancaran neutron yang berenergi tinggi dari sumber radioaktif yang dipasang pada alat. Jika tumbukan akan kehilangan energi tergantung pada inti material formasi. Energi neutron yang hilang tergantung pada jenis energi yang ditumbuk. Zona gas sering diidentifikasi dengan menggabung log neutron dan log densitas. Penggabungan log neutron dan log porositas selain sangat baik untuk penentuan harga porositas, mengidentifikasi litologi dan untuk mengevaluasi kandungan serpih. Ketika rongga batuan diisi gas pembacaan log neutron akan lebih rendah dibanding bila rongga diisi oleh minyak atau air. Hal ini terjadi karena kandungan *hydrogen* pada gas jauh lebih rendah dibandingkan kandungan *hydrogen* pada minyak maupun air. Interpretasi data yang diperlukan untuk resistivitas dangkal dan dalam adalah diameter lubang bor dari *caliper*, resistivitas lumpur, dan resistivitas lapisan bahu pada temperatur formasi. Alat-alat yang khusus dirancang untuk mencari terdiri dari dua kelompok, yaitu lateral log dan induksi. Dikenal lebih umum sebagai log R_t adalah LLD, LLS, ILD, dan SFL. Semua log resistivitas umumnya mencakup kurva *Gamma Ray* (GR). Yang digunakan untuk menentukan reservoir potensial dan ketebalannya.

3.9. Interpretasi Seismik

Interpretasi struktur pada *seismic* dapat meliputi interpretasi sesar, lipatan, diapir dan intrusi. Sesar dapat diinterpretasikan dari adanya ketidakmenerusan pada pola refleksi (*offset* pada horison), penyebaran kemiringan yang tidak sesuai dengan atau tidak berhubungan dengan stratigrafi, adanya pola difraksi pada zona patán, adanya perbedaan karakter refleksi pada kedua zona dekat sesar. Lipatan dapat diinterpretasikan dari adanya pelengkungan horison seismik yang membentuk suatu antiklin maupun sinklin. Diapir (kubah garam) dapat diinterpretasikan dari adanya *dragging effect* pada refleksi horison di kanan atau di kiri tubuh diapir, adanya penebalan dan penipisan batuan diatas tubuh diapir dan pergeseran sumbu lipatan akibat *dragging effect*. Sedangkan intrusi dapat diinterpretasikan dari *dragging effect* tidak jelas dan batuan sedimen disekitar intrusi ikut mengalami *meeting*.

Pola-pola perlapisan total yang berkembang sebagai suatu hasil proses-proses pengendapan, erosi dan *paleo-geografi* dapat diinterpretasikan dengan menggunakan pola-pola refleksi seismik. Kontinuitas refleksi berhubungan erat dengan kontinuitas perlapisan.

Konfigurasi perlapisan utama yang sudah dikenal adalah sebagai berikut

a. *Parallel* dan *Sub-parallel*

Refleksi-refleksi seismik pada konfigurasi ini adalah seragam (*parallel*) sampai *relative parallel (subparallel)* dalam amplitudo, kontinuitas, *cycle breath* dan *Time separation*-nya. Tingkatan variasi lateralnya menunjukkan tingkatan perubahan dalam kecepatan pengendapan lokal dan kandungan litologinya.

b. *Divergent*

Merupakan refleksi-refleksi seismik yang membentuk suatu paket yang membaji (*wedge shape*) yang mana banyak dari penebalan lateral dihasilkan oleh penebalan siklus-siklus refleksi individu di dalam paket itu, dibandingkan dengan *onlap*, *toplap*, atau *erosional truncation*.

c. *Prograding Cliniform*

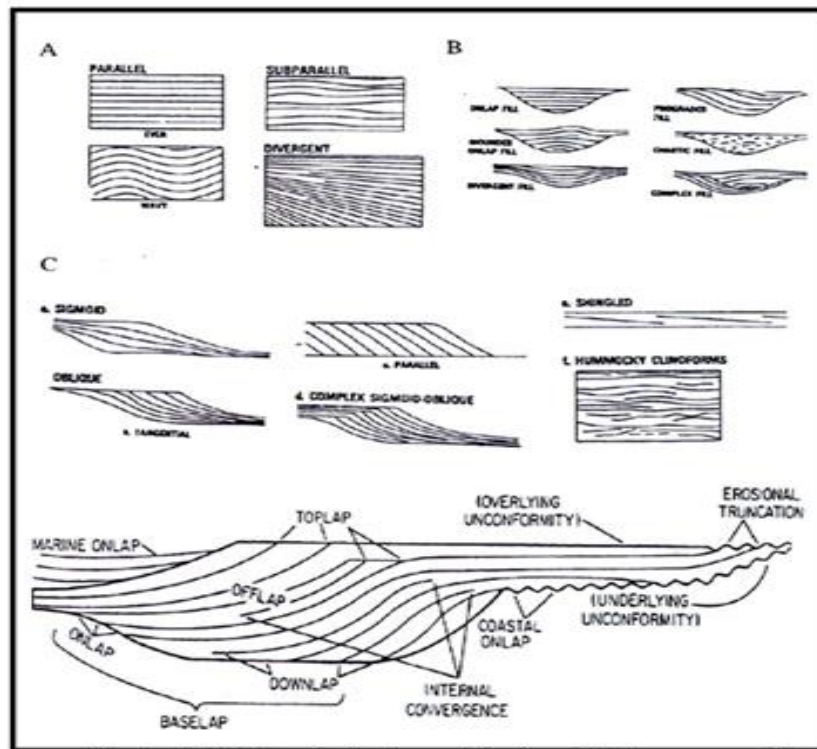
Paket refleksi yang sederhana sampai kompleks yang diinterpretasi berupa hasil pengendapan lapisan yang berarti dalam suatu cara tumbuh keluar atau menunjukkan progradasi secara lateral. Setiap refleksi yang berurutan secara lateral di dalam paket itu disebut dengan suatu *cliniform*. Adanya perbedaan pada pola *prograding cliniform* terutama akibat variasi-variasi pada kecepatan pengendapan dan batimetri. Beberapa tipe pola *cliniform* yang diketahui adalah:

- a. *Sigmoidal* adalah suatuprogradingcliniform yang terbentuk oleh refleksi-refleksi *sigmoidal* (berbentuk huruf S) yang dan interpretasikan sebagai perlapisan dengan segmen-segmen tipis yang bagian atas dan bawahnya landai (bersudut kecil), serta segmen-segmen bagian tengahnya yang lebih tebal dan bersudut lebih besar. Segmen-segmen topset-nya mempunyai kemiringan yang hampir datar dan *concordant* terhadap permukaan atas fasies itu. Segmen-segmen *foreset*-nya membentuk lensa yang *super posed* dalam suatu cara *aggradational* atau *progradational*. Hal ini menunjukkan bahwa akomodasi bertambah selama pengendapan lapisan yang *prograding*.

- b. *Oblique*, adalah suatu *prograding clinoform* yang biasanya terdiri dari refleksi-refleksi dengan kemiringan relatif curam yang menunjukkan terminasi ke atas dengan gambaran *toplap* pada atau dekat dengan suatu refleksi atas yang hampir datar, dan bentukan terminasi ke bawah dengan gambaran *downlap* terhadap refleksi di bawahnya.
- c. *Tangensial Oblique*, adalah suatu pola *oblique clinoform* dimana kemiringan berkurang secara berangsur-angsur pada bagian bawah segmen-segmen foreset yang membentuk refleksi-refleksi yang cekung ke arah atas. Refleksi-refleksi seismic yang menunjukkan terminasi yang menyentuh refleksi di bawahnya dengan gambaran *downlap*, ketika perlapisan darimana mereka berasal menunjukkan menipis ke bawah.
- d. *Paralel Oblique*, adalah pola *oblique clinoform* dengan refleksi-refleksi foreset sejajar dengan kemiringan relatif curam yang menunjukkan terminasi ke bawah dengan gambaran *downlap* bersudut besar terhadap suatu refleksi di bawahnya. Gambaran ini menunjukkan suatu lingkungan pengendapan dekat suplai sedimen yang besar, penurunan basin lambat atau tidak ada, dan permukaan laut yang tidak berubah menandakan pengisian basin yang cepat bersamaan dengan *by passing* pengendapan atau menoreh/menyapu permukaan pengendapan bagian atas.
- e. *Complex Sigmoid Oblique*, adalah *prograding clinoform* yang terdiri dari kombinasi variasi selang-seling gambaran refleksi *sigmoidal progradation* dan *oblique progradation* di dalam suatu satuan fasies seismic tunggal. Segmen-segmen *topset* dicirikan oleh selang-seling segmen-segmen *sigmoid horizontal* dan segmen-segmen *oblique* dengan gambaran terminasi *toplap*.

Selang-seling ini menunjukkan suatu sejarah di dalam suatu lingkungan pengendapan yang tumbuh ke atas dan *by passing* pengendapan dalam *topset*.

- f. *Shingled*, adalah pola *prograding cliniform* yang terdiri dari refleksi-refleksi *prograding* yang tipis, biasanya menggambarkan batas atas dan bawah yang sejajar, dan refleksi-refleksi *oblique* sejajar bersudut kecil atau landai yang menggambarkan terminasi *toplap* dan *downlap* yang semu.
- g. *Hummocky*, adalah pola *prograding cliniform* yang terdiri dari segmen-segmen refleksi subparallel, tidak teratur, dan tidak kontinu yang membentuk suatu pola tidak beraturan yang ditandai oleh terminasi atau belahan-belahan refleksi yang tidak sistematis. Pola-pola ini biasanya diinterpretasikan mewakili perlapisan yang membentuk pola *cliniform* yang kecil dan *inter fingering* yang tumbuh ke dalam air dangkal pada suatu *prodelta* atau *inner delta*. *Hummocky cliniform* biasanya terlihat dalam arah strike pengendapan.
- d. *Chaotic*, merupakan refleksi-refleksi discordant, tidak kontinu yang menunjukkan satu susunan permukaan-permukaan refleksi yang tidak beraturan. Dapat diperoleh dari lapisan yang diendapkan dalam suatu lingkungan yang bervariasi dengan energi yang relatif tinggi atau sebagai perlapisan yang pada awalnya kontinu tetapi kemudian mengalami deformasi sehingga kontinuitasnya terputus-putus.



Gambar 14. Konfigurasi seismik yang berkembang akibat proses pengendapan, erosi, dan paleo-topografi (Levy, 1991)

3.10. Pemetaan Bawah Permukaan

Peta bawah permukaan adalah peta yang menggambarkan bentuk maupun kondisi di bawah permukaan bumi. Peta ini mempunyai sifat-sifat antara lain :

- Kualitatif : menggambarkan suatu garis yang menghubungkan titik-titik yang nilainya sama (garis iso/kontur), baik ketebalan, kedalaman maupun perbandingan/prosentase ketebalan.
 - Dinamis : kebenaran peta tidak dapat dinilai atas kebenaran metode tetapi atas data yang ada, sehingga apabila ada data yang baru maka peta dapat berubah.
- Dalam aplikasinya, peta bawah permukaan dibagi menjadi beberapa macam, yakni peta kontur dan peta stratigrafi.

3.11. Peta Kontur Struktur

Peta kontur struktur adalah suatu peta yang melukiskan bentuk suatu bidang perlapisan yang biasanya berada di bawah permukaan dengan memperlihatkan posisi kedalaman atau ketinggian terhadap suatu bidang datum. Datum yang dipakai dalam pembuatan peta kontur struktur adalah muka air laut, dimana tiap-tiap sumur didantum pada kedalaman yang sama.

Bentuk horizontal dari bidang perlapisan diperlihatkan oleh garis-garis lengkung yang menghubungkan titik-titik yang mempunyai posisi ketinggian atau kedalaman yang sama terhadap datum horizontal, disebut garis kontur struktur. Dengan demikian, peta ini akan memperlihatkan penyebaran lapisan atau fasies batuan secara lateral dan/atau vertikal yang dikontrol oleh struktur sesar atau lipatan.

3.12. Peta Stratigrafi

Peta stratigrafi adalah peta yang memperlihatkan perlapisan batuan beserta perubahannya secara lateral dan dinyatakan dalam nilai-nilai tertentu, misalnya ketebalan, kedalaman atau perbandingan/prosentasi dari lapisan batuan. Peta stratigrasi dibagi menjadi 2 macam, *Isopach* dan *Facies*.

3.12.1. Peta *Isopach*

Peta *isopach* adalah peta yang menggambarkan ketebalan vertikal di suatu unit tubuh batuan yang dinyatakan dengan garis kontur yang menyatakan ketebalan yang sama. Suatu peta *isopach* mempunyai garis kontur yang memperlihatkan distribusi atau sebaran ketebalansuatu unit batuan (Bishop, 1991 dalam Tearpock

dan Bischke). Peta *isopach* akan merefleksikan bentuk-bentuk geometri daripada lapisan yang dianalisis. Dalam hal ini bentuk kontur akan sangat dipengaruhi oleh bentuk-bentuk geometri dari lapisan batupasir yang dianalisis. Peta *isopach* digunakan oleh para ahli geologi perminyakan (*petroleum geologist*) untuk berbagai keperluan studi, antara lain: studi lingkungan pengendapan, studi genesa batu pasir, studi arah aliran pengendapan, studi mengenai arah pergerakan patahan dan perhitungan volume hidrokarbon. Peta *isopach* terdiri atas beberapa jenis, diantaranya: peta *isochore*, *net sand isopach* dan *net pay isopach*, yaitu:

- a. Peta *isochore*, yaitu peta yang menggambarkan tebal lapisan batuan ditembus oleh lubang bor (kedalaman semu) dimana dip/ kemiringan lapisan $>10^\circ$ atau lubang bor tidak vertikal (*directional well*).
- b. Peta *net sand isopach*, yaitu peta yang menggambarkan total ketebalan vertikal batupasir yang berkualitas reservoir. Peta *net sand isopach* menggambarkan total ketebalan lapisan reservoir yang *porous* dan *permeabel* dalam ketebalan stratigrafi yang sebenarnya. Apabila terdapat sisipan batuan yang bukan batuan reservoir seperti *shale*, maka batuan tersebut tidak ikut dipetakan.
- c. Peta *net sand isopach*, yaitu peta yang menggambarkan ketebalan reservoir yang berisi hidrokarbon.

3.12.2. Peta Fasies

Peta fasies adalah peta yang menggambarkan perubahan secara lateral dari aspek-aspek kimia dan biologi dari sedimen-sedimen yang diendapkan pada waktu bersamaan.

Pemetaan ini bertujuan untuk mengetahui penyebaran lateral dari fasis reservoir yang diperkirakan masih mengandung fluida hidrokarbon dan diharapkan penyebaran dari theunsweptoil juga akan dapat diidentifikasi, sehingga dalam penentuan lokasi sumur produksi sisipan baru akan menjadi lebih tepat dan efektif.

3.13. Perhitungan Volume Cadangan

Cadangan hidrokarbon adalah jumlah (volume) minyak dan atau gas yang ada dalam suatu reservoir yang telah ditemukan. Perhitungan cadangan sangat penting karena merupakan pegangan dalam perencanaan pengembangan selanjutnya. Ketepatan perkiraan jumlah cadangan ini tergantung pada kelengkapan dan kualitas data yang ada. Volume cadangan hidrokarbon dapat dinyatakan dengan dua jenis perhitungan yaitu:

3.13.1. STOOIP (*Stock Tank Original Oil In Place*)

STOOIP (*Stock Tank Original Oil In Place*) atau STOIIP (*Stock Tank Oil Initially In Place*) berarti volume minyak di suatu tempat setelah dimulainya proses produksi. Pada kasus ini, *stock tank* bermakna tempat penyimpanan yang mengandung minyak setelah proses produksi.

Kalkulasi yang seksama terhadap nilai STOOIP ditentukan oleh beberapa parameter, yaitu:

1. Volume dari batuan yang mengandung minyak (*Bulk Rock Volume*, di USA ini selalu dalam satuan *acre-feet*)
2. Persentase porosity dari batuan reservoir.

3. Persentase kandungan air terhadap nilai porosity.
4. Kwantitas penyusutan minyak bawah permukaan ketika dibawa ke atas permukaan bumi.

Kejenuhan gas S_g secara sederhana diabaikan pada persamaan tersebut

Dengan demikian dihasilkan suatu formula perhitungan STOOIP, yaitu:

$$N = \frac{7758 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{Boi} \text{ [stb]}$$

Keterangan:

N = STOOIP (*barrels or cubic metres*)

V_b = volume bulk dalam reservoir (*acre-feet or cubic meters*)

ϕ = porositas rata-rata reservoir (%)

S_w = kejenuhan air rata-rata (%)

Boi = *oil formation volume factor* (STB/bbls)

7758 = faktor konversi dari *acre ft* ke *barrels*

3.13.2. OOIP (*Original Oil In Place*)

OOIP (*Original Oil In Place*) berarti volume minyak di suatu tempat sebelum dimulainya proses produksi. Perhitungan terhadap nilai OOIP ditentukan oleh beberapa parameter yang sama dengan STOOIP namun parameter Boi tidak digunakan.

Dengan demikian dihasilkan suatu formula perhitungan OOIP, yaitu:

$$N = 7758 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \text{ [stb]}$$

3.13.3. Bulk Volume/ Gross Rock Volume

Nilai volume bulk ini ditentukan menggunakan 2 metode yaitu metode trapesium dan metode piramida. Metode trapesium digunakan apabila perbandingan luas antara dua kontur isopach yang berdekatan $> 0,5$ dan metode piramida apabila perbandingan luas $< 0,5$. Adapun rumus yang digunakan untuk kedua metode tersebut adalah sebagai berikut :

Rumus trapesium :

$$VB = \frac{h (A_n + A_{n+1})}{2}$$

Rumus piramida :

$$VB = \frac{h}{3} \left[(A_n + A_{n+1}) + \sqrt{(A_n + A_{n+1})} \right] \times 1$$

Keterangan:

VB = elemen volume bulk antara dua buah garis kontur yang saling berdekatan (acre ft)

A_n = luas daerah yang dibatasi oleh kontur ke n (acre)

A_{n+1} = luas daerah yang dibatasi oleh kontur ke n +1 (acre)

H = interval kontur isopach (ft)

Perhitungan ini merupakan perhitungan awal dari jumlah cadangan hidrokarbon. Untuk perhitungan cadangan yang dapat diambil (*recoverable reserve*) maka harus diperhatikan adanya *recovery factor* (RF). Persamaan yang digunakan dalam perhitungan volume cadangan yang dapat diproduksi sebagai berikut adalah sebagai berikut :

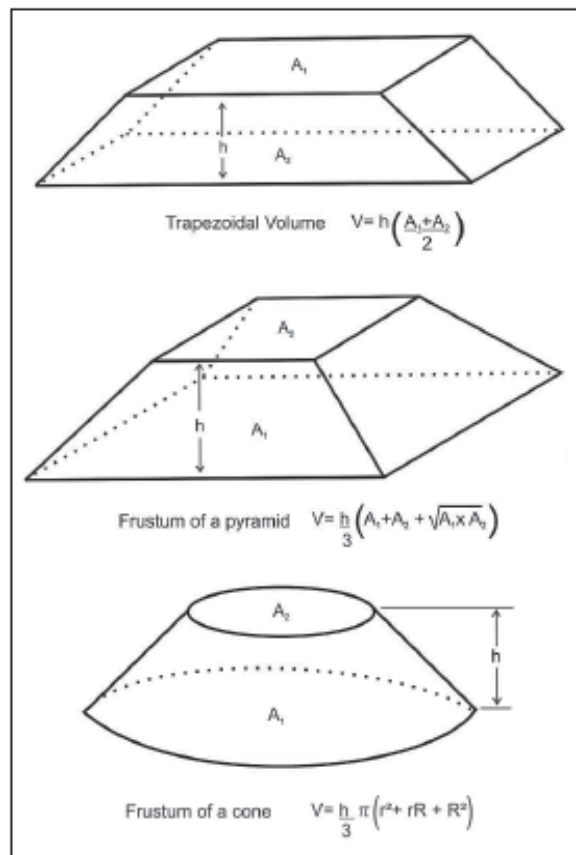
$$V = N \times RF$$

Keterangan:

V = volume cadangan yang dapat diproduksi (*recoverable reserve*) (STB)

N = volume cadangan awal (OIP) (STB)

RF = *recovery factor* (%)



Gambar 15. Perhitungan *Bulk Volume/Gross Rock Volume*

3.14. *System Petroleum*

Merupakan sebuah sistem yang menjadi panduan utama dalam eksplorasi hidrokarbon. Sistem ini digunakan untuk mengetahui keadaan geologi dimana minyak dan gas bumi terakumulasi.

3.14.1. Batuan Sumber

Batuan sumber ialah batuan yang merupakan tempat minyak dan gas bumi terbentuk. Pada umumnya batuan sumber ini berupa lapisan serpih/*shale* yang tebal dan mengandung material organik. Secara statistik disimpulkan bahwa prosentasi kandungan hidrokarbon tertinggi terdapat pada serpih yaitu 65%, batugamping 21%, napal 12% dan batubara 2%.

Kadar material organik dalam batuan sedimen secara umum dipengaruhi oleh beberapa faktor (Koesoemadinata, 1980) antara lain lingkungan pengendapan. Dimana kehidupan organisma berkembang secara baik sehingga material organik terkumpul, pengendapan sedimen yang berlangsung secara cepat sehingga material organik tersebut tidak hilang oleh pembusukan dan atau teroksidasi. Faktor lain yang juga mempengaruhi adalah lingkungan pengendapan yang berada pada lingkungan reduksi, dimana sirkulasi air yang cepat menyebabkan tidak terdapatnya oksigen. Dengan demikian material organik akan terawetkan.

Proses selanjutnya yang terjadi dalam batuan sumber ini adalah pematangan. Dari beberapa hipotesa (Koesoemadinata, 1980) diketahui bahwa pematangan hidrokarbon dipandang dari perbandingan hidrogen dan karbon yang akan meningkat sejalan dengan umur dan kedalaman batuan sumber itu sendiri.

3.14.2. Migrasi

Migrasi adalah perpindahan hidrokarbon dari batuan sumber melewati rekahan dan pori-pori batuan waduk menuju tempat yang lebih tinggi. Beberapa jenis sumber penggerak perpindahan hidrokarbon ini diantaranya adalah kompaksi,

tegangan permukaan, gaya pelampungan, tekanan hidrostatik, tekanan gas dan gradien hidrodinamik (Koesoemadinata,1980).

Mekanisme pergerakan hidrokarbon sendiri dibedakan pada dua hal yaitu perpindahan dengan pertolongan air dan tanpa pertolongan air. Secara sederhana dapat dikatakan bahwa migrasi hidrokarbon dipengaruhi oleh kemiringan lapisan secara regional. Waktu pembentukan minyak umumnya disebabkan oleh proses penimbunan dan '*heatflow*' yang berasosiasi dengan tektonik Miosen Akhir.

3.14.3. Batuan Reservoir

Batuan reservoir merupakan batuan berpori atau retak-retak, yang dapat menyimpan dan melewatkan fluida. Di alam batuan reservoir umumnya berupa batupasir atau batuan karbonat. Faktor-faktor yang menyangkut kemampuan batuan reservoir ini adalah tingkat porositas dan permeabilitas, yang sangat dipengaruhi oleh tekstur batuan sedimen yang secara langsung dipengaruhi sejarah sedimentasi dan lingkungan pengendapannya.

3.14.4. Lapisan penutup

Lapisan penutup merupakan lapisan pelindung yang bersifat tak *permeabel* yang dapat berupa lapisan lempung, *shale* yang tak retak, batugamping pejal atau lapisan tebal dari batuan garam. Lapisan ini bersifat melindungi minyak dan gas bumi yang telah terperangkap agar tidak keluar dari sarang perangkapnya.

3.14.5. Perangkap

Secara geologi perangkap yang merupakan tempat terjebaknya minyak dan gas bumi dapat dikelompokkan dalam tiga jenis perangkap yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi dan perangkap kombinasi dari keduanya.

Perangkap struktur banyak dipengaruhi oleh kejadian deformasi perlipatan dengan terbentuknya struktur lipatan dan patahan yang merupakan respon dari kejadian tektonik. Perangkap stratigrafi dipengaruhi oleh variasi perlipatan secara vertikal dan lateral, perubahan fasies batuan dan ketidakselarasan. Adapun perangkap kombinasi merupakan perangkap paling kompleks yang terdiri dari gabungan antara perangkap struktur dan stratigrafi.

1. Perangkap Struktur

Perangkap struktur merupakan perangkap yang paling orisinil dan sampai sekarang masih merupakan perangkap yang paling penting.

2. Perangkap Lipatan

Perangkap yang disebutkan perlipatan ini merupakan perangkap utama, perangkap yang paling penting dan merupakan perangkap yang pertama kali dikenal dalam perusahaan minyak dan gas bumi. Unsur yang mempengaruhi pembentukan perangkap ini, yaitu lapisan penyekat dan penutup yang berada di atasnya dan terbentuk sedemikian rupa sehingga minyak tak bisa pindah kemana-mana. Minyak tidak bisa pindah ke atas karena terhalang oleh lapisan penyekat. Juga ke pinggir terhalang oleh lapisan penyekat yang melengkung ke daerah pinggir, sedangkan ke bawah terhalang oleh adanya batas air minyak atau bidang ekipotensial. Namun harus diperhatikan pula bahwa perangkap ini harus ditinjau dari segi 3

dimensi, jadi bukan saja ke barat dan timur, tetapi ke arah Utara-Selatan juga harus terhalang oleh lapisan penyekat.

Persoalan yang dihadapi dalam mengevaluasi suatu perangkat lipatan terutama yaitu mengenai ada tidaknya tutupan (*Closure*). Jadi tidak dipersoalkan apakah lipatan ini ketat atau landai, yang penting adanya tutupan. Tutupan ini ditentukan oleh adanya titik limpah (*Spill-point*). Titik limpah adalah suatu titik pada perangkat dimana kalau minyak bertambah, minyak mulai melimpah ke bagian lain yang lebih tinggi dari kedudukannya dalam perangkat ini.

Suatu lipatan dapat saja terbentuk tanpa terjadinya suatu tutupan, sehingga tidak dapat disebut suatu perangkat. Selain itu juga ada tidaknya tutupan sangat tergantung pada faktor struktur dan posisinya ke dalam. Misalnya, pada permukaan dapat saja kita mendapatkan suatu tutupan tetapi makin ke dalam tutupan itu menghilang.

Menurut Levorsen (1958) menghilangnya tutupan ini disebabkan faktor bentuk lipatan serta pengaruhnya ke dalam.

3. Perangkat Patahan

Patahan dapat juga bertindak sebagai unsur penyekat minyak dalam penyaluran pergerakan minyak selanjutnya. Kadang-kadang dipersoalkan pula apakah patahan itu bersifat penyekat atau penyalur. Dalam hal ini Smith (1966) berpendapat bahwa persoalan patahan sebagai penyekat sebenarnya tergantung dari tekanan kapiler.

Pengkajian teoritis memperlihatkan bahwa patahan dalam batuan yang basah air tergantung pada tekanan kapiler dari medium dalam jalur patahan

tersebut. Besar kecilnya tekanan yang disebabkan karena pelampungan minyak atau kolom minyak terhadap besarnya tekanan kapiler menentukan sekali apakah patahan itu bertindak sebagai suatu penyalur atau penyekat. Jika tekanan tersebut lebih besar daripada tekanan kapiler maka minyak masih bisa tersalurkan melalui patahan, tetapi jika lebih kecil maka patahan tersebut akan bertindak sebagai suatu penyekat.

Patahan yang berdiri sendiri tidaklah dapat membentuk suatu perangkap. Ada beberapa unsur lain yang harus dipenuhi untuk terjadinya suatu perangkap yang betul-betul hanya disebabkan karena patahan, antara lain :

1. Adanya kemiringan wilayah
2. Harus ada paling sedikit 2 patahan yang berpotongan
3. Adanya suatu pelengkungan lapisan atau suatu perlipatan
4. Pelengkungan dari pada patahannya sendiri dan kemiringan wilayah

Dalam prakteknya jarang sekali terdapat perangkap patahan yang murni. Patahan biasanya hanya merupakan suatu pelengkungan daripada suatu perangkap struktur. Yang lebih banyak terjadi ialah asosiasi dengan lipatan, misalnya disatu arah terdapat suatu pelengkungan atau hidung suatu antiklin, dan di arah lainnya terdapat patahan yang menyekat perangkap dari arah lain. Dalam hal ini patahan pada perangkap dapat dibagi atas beberapa macam, yaitu :

a. Patahan Normal

Patahan normal biasa sekali terjadi sebagai suatu unsur perangkap. Biasanya minyak lebih sering terdapat didalam *hanging wall* dari pada di dalam *foot wall*, terutama dalam kombinasi dengan adanya lipatan.

b. Patahan Naik

Patahan naik juga dapat bertindak sebagai suatu unsur perangkap dan biasanya selalu berasosiasi dengan lipatan yang ketat ataupun asimetris. Patahan naik itu dapat dibagi lagi dalam dua asosiasi, yaitu patahan naik dengan lipatan asimetris dan patahan naik yang membentuk suatu sesar sungkup atau suatu *nappe*.

c. Patahan Tumbuh

Patahan tumbuh adalah suatu patahan normal yang terjadi secara bersamaan dengan akumulasi sedimen. Dibagian *foot wall*, sedimen tetap tipis sedangkan dibagian *hanging wall* selain terjadi penurunan, sedimentasinya berlangsung terus sehingga dengan demikian terjadi suatu lapisan yang sangat tebal. Sering kali patahan tumbuh ini menyebabkan adanya suatu *roll-over*. Dalam patahan tumbuh *roll-over* ini sangat penting karena asosiasinya dengan terdapatnya minyak bumi.

d. Patahan Transversal

Patahan *transversal*/horizontal yang disebut pula *wrench-faults* atau *strike-slipfault* dapat juga bertindak sebagai perangkap. Harding (1974) menekankan pentingnya unsur patahan transversal sebagai pelengkap perangkap struktur. Pada umumnya perangkap patahan transversal merupakan pemancungan oleh penggeseran patahan terhadap kulminasi

setengah lipatan dan pelengkungan struktur pada bagian penunjaman yang terbuka.

3.15. Analisis dan Interpretasi Penampang Seismik

Metoda seismik merupakan metoda penyelidikan bawah permukaan dengan memanfaatkan sifat rambatan gelombang seismik buatan. Prinsipnya berdasarkan pada sifat dari perambatan gelombang pada material bumi. Penyelidikan tersebut sangat penting dalam kegiatan eksplorasi baik untuk penelitian regional, evaluasi prospek maupun pada delineasi prospek dan pengembangan lapangan karena dapat mengetahui informasi bawah permukaan secara detail.

Tahapan utama yang dilakukan untuk memperoleh data bawah permukaan dengan menggunakan metoda seismik diantaranya yaitu tahap pengumpulan data, tahap pengolahan data dan tahap analisis dan interpretasi penampang seismik. Dengan melaksanakan tahapan tersebut maka akan diperoleh gambaran bawah permukaan yang pada akhirnya dapat digunakan untuk menentukan daerah prospek hidrokarbon.

Interpretasi penampang seismik merupakan tahap akhir dalam penyelidikan seismik dengan tujuan untuk menerjemahkan fenomena fisika yang terdapat dalam penampang seismik menjadi fenomena geologi. Sebelum melakukan interpretasi sebaiknya seorang interpreter mengetahui kondisi geologi daerah penelitian baik stratigrafi maupun struktur, sehingga akan mempermudah pekerjaannya maupun untuk pencarian suatu prospek.

Dalam interpretasi struktur bertujuan untuk mengetahui berbagai deformasi yang telah terjadi, diantaranya yaitu patahan (*fault*), lipatan (*fold*), ketidakselarasan (*unconformities*), dan diapir (*diapirs*). Dalam kondisi tertentu bidang patahan bukan merupakan struktur yang sederhana melainkan sebuah wilayah yang hancur dengan lebar dapat mencapai ratusan meter tergantung pada besar dan tipe patahan itu sendiri. Pada profil seismik patahan diidentifikasi sebagai reflektor yang terlihat bergeser secara vertikal. Lipatan yang dapat dideteksi dan dipetakan dengan metoda seismik hanya lipatan dengan skala besar, yaitu antiklinal, sinklinal dan monoklinal. Deformasi karena lipatan ini terjadi dalam waktu yang bervariasi selama proses sedimentasi sebuah cekungan.

Pada suatu saat proses sedimentasi di cekungan akan terhenti menjadi *progradational*, baru kemudian terjadi lagi proses sedimentasi. Permukaan yang menandai perbedaan dalam deposisi ini disebut ketidakselarasan. Dalam profil seismik, ketidakselarasan dapat dikenali dengan mudah yaitu ketika lapisan dibawah ketidakselarasan membentuk sudut dengan lapisan diatasnya.

Material sedimen garam dan liat yang memiliki sifat dalam kondisi tertentu seperti bentuk batumannya akan berubah oleh aliran plastik dan migrasi dapat terjadi secara vertikal dan horizontal. Diapir terbentuk ketika proses ini mengarah ke intrusi migrasi sedimen plastik ke atas melalui suatu lapisan ketinggian keseimbangan batuan yang tinggi.

Indikasi struktur sesar pada penampang seismik terlihat dari perubahan-perubahan kontinuitas pola refleksi yang dicirikan dengan beberapa konfigurasi refleksi.

Indikasi-indikasi tersebut, antara lain :

1. Perubahan penebalan atau penipisan lapisan diantarahorison
2. Perubahan mendadak kemiringan horison
3. Difraksi, memancarkan energi seismik yang berasal dari diskontinuitas reflektor
4. Gejala reflektor dari bidang patahan
5. Diskontinuitas horison atau berpindahnya dislokasi kelangsungan korelasi horison secara tiba-tiba.

Adanya deformasi dapat dikenali melalui adanya kenampakan strata yang bergeser maupun kenampakan seismik yang tidak beraturan. Disamping itu dicari pula hubungan antara deformasi-deformasi yang telah terjadi, sehingga bisa diketahui bagaimana urutan-urutan tektonik pada daerah tersebut.