

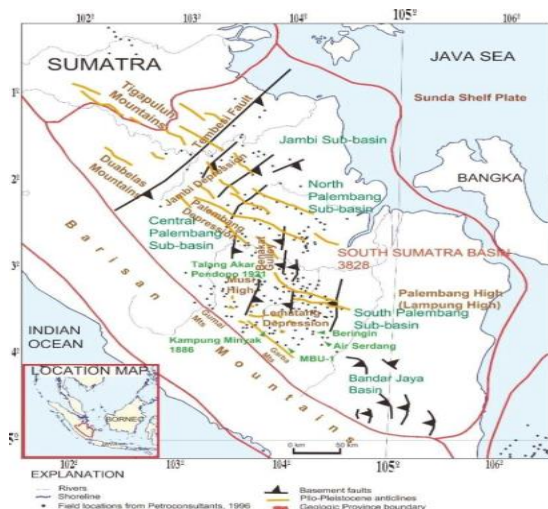
BAB II LANDASAN TEORI

2.1 Geologi Regional

Sumatera merupakan salah satu pulau besar yang berada di bagian barat Indonesia dengan luas sekitar 473.606 Km² (Barber, Crow, & Milsom, 2005). Berdasarkan tinjauan geologi, Pulau Sumatera terbentuk di batas tenggara dari Kerak Sunda. Pulau ini terletak pada Lempeng Eurasia yang terbentuk dari potongan-potongan lempeng yang menjadi satu (Barber, Crow, & Milsom, 2005).

Stratigrafi batuan Pulau Sumatera terbagi menjadi batuan pra-Tersier dan batuan Tersier. Batuan pra-Tersier menjadi *basement* dari Pulau Sumatera dan banyak tersingkap di daerah Pegunungan Barisan, Pulau Belitung, dan Pulau Bangka. Stratigrafi pada batuan Tersier Pulau Sumatera terbagi menjadi tiga diantaranya adalah Stratigrafi Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan (Doust & Affiliation:, 2008).

Proses tektonik di Pulau Sumatera yang saat ini masih aktif yaitu penunjaman miring antara Lempeng Indo-Australia dan Eurasia membentuk Sunda Arc-Trench System (Hamilton, 1979). Penunjaman ini menurut (Fitch, 1972) mengakibatkan terbentuknya Sesar Besar Sumatera yang orientasinya searah dengan jalur tunjaman.



Gambar 2.1 Peta geologi regional Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Pola struktur dari Pulau Sumatera relatif berarah Barat Laut-Tenggara yang sejajar terhadap Sesar Semangko.

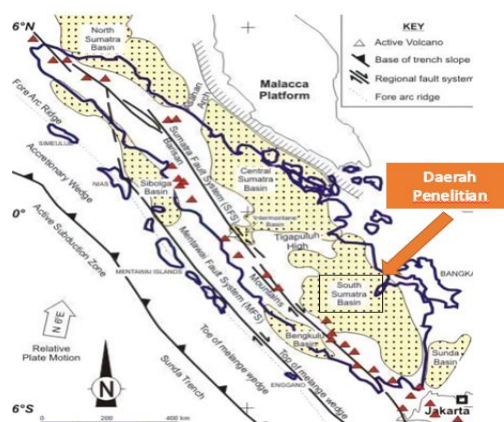
2.2 Geologi Daerah Penelitian

2.2.1 Geologi Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan busur belakang (*back arc basin*) di Pulau Sumatera. Pada awalnya ditandai oleh laju penurunan cekungan yang secara berangsur diganti oleh siklus transgresi sampai dengan Miosen Tengah. Periode tektonik terakhir yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan adalah pada Periode Neogen (Plio-Plistosen) yang didominasi oleh gaya kompresi yang bersamaan dengan Orogenik terangkatnya Jalur Pegunungan Barisan secara maksimum dan kenaikan aktivitas vulkanisme. Tektonik Cekungan Sumatera berkaitan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Penunjaman lempeng Indo-Australia akan mempengaruhi morfologi, keadaan batuan, tektonik dan struktur di Sumatera Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang (Bishop, 2001).

Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi 4 (empat) Sub cekungan (Pulunggono & Cameron, 1984) diantaranya adalah:

1. Sub Cekungan Jambi
2. Sub Cekungan Palembang Tengah
3. Sub Cekungan Palembang Utara
4. Sub Cekungan Palembang Selatan



Gambar 2.2 Lokasi Penelitian Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan pada kotak berada di cekungan busur belakang Pulau Sumatera pada Sub Cekungan Jambi (Bishop, 2001).

2.2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Berdasarkan penelitian terdahulu, urutan sedimen Tersier Cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi dua tahap pengendapan, yaitu genang laut dan tahap susut laut. Sedimen yang terbentuk pada tahap genang laut disebut kelompok Telisa, dari umur Eosen awal hingga Miosen tengah terdiri atas Formasi Lahat (LAF), Formasi Talang Akar (TAF), Formasi Baturaja (BRF) dan Formasi Gumai (GUF), sedangkan yang terbentuk pada tahap susut laut disebut kelompok Palembang, dari umur Miosen tengah sampai Pliosen, terdiri atas Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Muara Enim (MEF), dan Formasi Kasai (KAF) (De Coster, 1974).

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan ini diawali siklus pengendapan darat, kemudian secara bertahap menjadi pengendapan laut, dan kembali ke pengendapan darat. Stratigrafi dengan urutan tua ke muda adalah:

a. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan memiliki era Oligosen awal (Sardjito, 1991) yang merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan. Proses pengendapan pada formasi ini terjadi secara tidak selaras dan pembentukannya hanya terjadi di bagian terdalam dari cekungan. Pengendapan termasuk pada lingkungan darat/alluvial sampai lacustrine. Fasies batupasir seperti batupasir kasar, kerikil, dan konglomerat ditemukan di bagian bawah.

b. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar memiliki era Oligosen akhir hingga Miosen awal. Pengendapan formasi ini di lingkungan laut dangkal hingga transisi yang terdiri dari batupasir, batulanau, dan sisipan batubara. Di beberapa daerah cekungan, ketebalan dari formasi berkisar antara 460-610 m.

c. Formasi Batu Raja

Pada Miosen awal, Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Formasi ini terdiri dari karbonat *platforms* yang memiliki ketebalan

berkisar 20-75 m dan batuan karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan berkisar 60-120 m.

d. Formasi Gumai

Formasi Gumai terbagi menjadi tiga bagian yaitu lower gumai, intra gumai, dan gumai. Litologi didominasi oleh lapisan *shale* yang tebal dengan sisipan tipis batulanau dan batupasir. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Batu Raja pada Oligosen sampai dengan tengah Miosen. Formasi ini tersusun oleh fosilliferous *marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung glaukonitik (Bishop, 2001). Batuan serpih yang mengandung calcareous *shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau terdapat pada bagian bawah formasi. Bagian atas, terdapat perselingan antara *shale* dan batupasir. Ketebalan pada formasi ini berkisar 2700 m di tengah-tengah cekungan.

e. Formasi Air Benakat

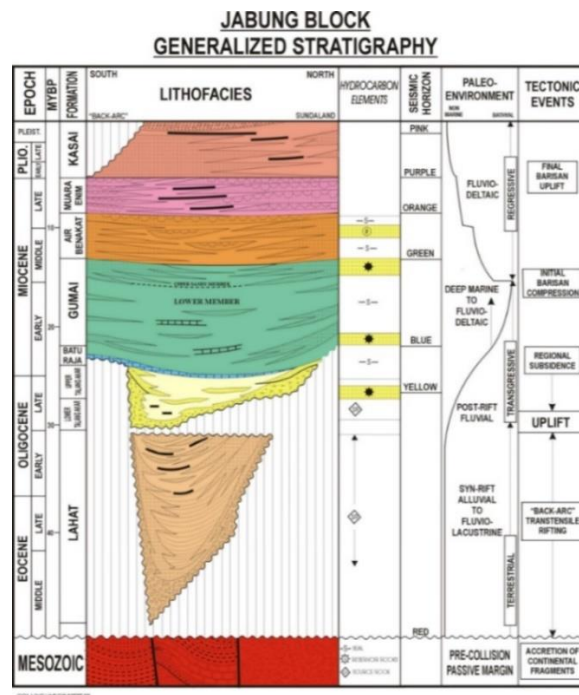
Formasi Air Benakat selama fase regresi terjadi proses pengendapan sampai era tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan ini terjadi di lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan 1000-1500 m.

f. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim terjadi proses pengendapan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan termasuk siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Formasi ini terdapat batupasir yang mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Formasi ini memiliki ketebalan 750 m yang tipis pada bagian utara dan maksimum yang berada di sebelah selatan (Bishop, 2001).

g. Formasi Kasai

Formasi Kasai diendapkan era pliosen sampai pleistosen. Pengendapan dari formasi ini merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik.



Gambar 2.3 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Sumber: Petrochina, 2014). Formasi Intra Gumai memiliki umur sekitar Miosen awal-Miosen Tengah dengan lingkungan pengendapan berupa *deep marine* sampai *fluvio deltaic*.

2.2.3 Petroleum system Daerah Penelitian

a. Source rock

Source rock merupakan batuan yang berperan sebagai penghasil hidrokarbon terdiri dari material organik sering disebut sebagai kerogen yang mengalami proses pematangan (maturasi) menjadi hidrokarbon. Pada Blok Jabung, *source rock* terdiri dari Eosen Tengah hingga Eosen Akhir hingga Oligosen berupa Formasi Lahat atau Lemat. Formasi Talang Akar yang terdiri dari *Oil* and *gas prone* dengan tipe kerogen I, II dan III, formasi ini memiliki potensi *source rock* yang sangat baik (Zeitler, et al., 2001).

b. Batuan reservoir

Formasi reservoir pada blok ini adalah *fractured basement*, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, Formasi Gumai, dan Formasi Air Benakat.

c. *Seal rock* dan *trap*

Seal rock memiliki fungsi yaitu mencegah hidrokarbon bermigrasi dari reservoir, di Sub Cekungan Jambi *Seal rock* berasal dari Formasi Talang Akar, Formasi Gumai, dan Formasi Muara Enim. Jebakan yang mendominasi adalah stratigrafi *trap* karbonat hingga struktural *trap* yang dikendalikan oleh sesar hingga formasi yang paling muda.

d. *Overburden*

Pada blok Jambi *Overburden* berasal dari Formasi Talang Akar upper, Formasi Gumai, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai.

e. *Migration*

Migrasi hidrokarbon relatif tegak lurus terhadap arah dalaman (NE-SW), terbentuknya *fault* dan *carrier bed* menyebabkan terbentuknya *Migration pathway*. Menurut Rinanda (2018) Migrasi lateral adalah migrasi yang melalui lapisan dan perangkap stratigrafi seperti *pinchout* dan lainnya. Sementara migrasi vertikal melalui patahan atau ketidakselarasan pada batuan. Blok Jabung ini yang memegang peran penting pada proses akumulasi dan terperangkapnya hidrokarbon, dimana posisi perangkap merupakan daerah *old basement high* adalah migrasi sekunder.

2.3 Teori Dasar

2.3.1 Tinjauan Umum Batupasir

Batupasir merupakan batuan sedimen klastik kasar yang memiliki ukuran butir bervariasi berkisar 0.0625-2 mm menurut Skala *Wentworth*. Material penyusun batupasir bervariasi, kombinasi dari *quartz* (sebagai komponen utama), mineral lempung atau *clays* (*smectite*, *illite*, *chlorite*, *kaolinite*), karbonat, fragmen batuan, beberapa mineral batuan lain seperti siderite, pirit, glaukonit, *mica* dan

sebagainya, matriks dan semen. Batupasir (*sandstones*) termasuk jenis batuan yang umum dijumpai sebagai batuan reservoir. Batuan jenis ini pada umumnya telah mengalami proses diagenesa. Batupasir *consolidated* memiliki bahan sementasi pengikat kuat antar butiran. Batupasir *unconsolidated* memiliki sementasi yang lemah. *Loose sand* untuk butiran pasir tidak tersemen. Jenis-jenis batupasir ditentukan oleh kandungan penyusunannya, yang mengelompokkan batupasir menjadi tiga kelompok yaitu: *Pettijohn Orthoquartzites*, *Greywacke*, dan *Arkose*.

Reservoir yang diteliti pada penelitian ini merupakan reservoir batupasir. Formasi ini terdapat litologi lapisan tipis batupasir yang memiliki ukuran butir sedang hingga halus. Jika ukuran butir batupasir semakin halus maka semakin besar butiran tersebut mengikat air di dalam formasi. Reservoir pada batupasir memiliki porositas yang dipengaruhi oleh ukuran butir, pemilahan dan kemas, ukuran pori, bentuk mempengaruhi permeabilitas formasi.

2.4 Konsep Dasar Petrofisika

Petrofisika adalah ilmu kebumih yang mempelajari sifat-sifat fisis dan kimiawi pada batuan. Sifat-sifat fisik batuan dapat diperoleh melalui pengukuran secara langsung (*core samples*) atau secara tidak langsung dengan menggunakan pengukuran *well-log* yang berdasarkan pada hukum dasar fisika dan persamaan matematis.

2.4.1 Prinsip Dasar Well-Logging

Well Logging adalah teknik untuk mendapatkan data parameter fisik bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang bor dan identifikasi dari ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1989). *Logging* merupakan metode pengukuran atau pencatatan besaran-besaran fisik batuan reservoir di sekitar lubang bor terhadap kedalaman tertentu. Adapun tujuan dari *logging* untuk menentukan besaran-besaran fisik batuan reservoir seperti litologi batuan, kandungan mineral, porositas, permeabilitas, dan *volume shale* (Harsono, 1997). Prinsip dari alat tersebut dimasukkan ke dalam sumur dan dilakukan pencatatan sifat fisik di kedalaman tertentu. Pencatatan dilakukan

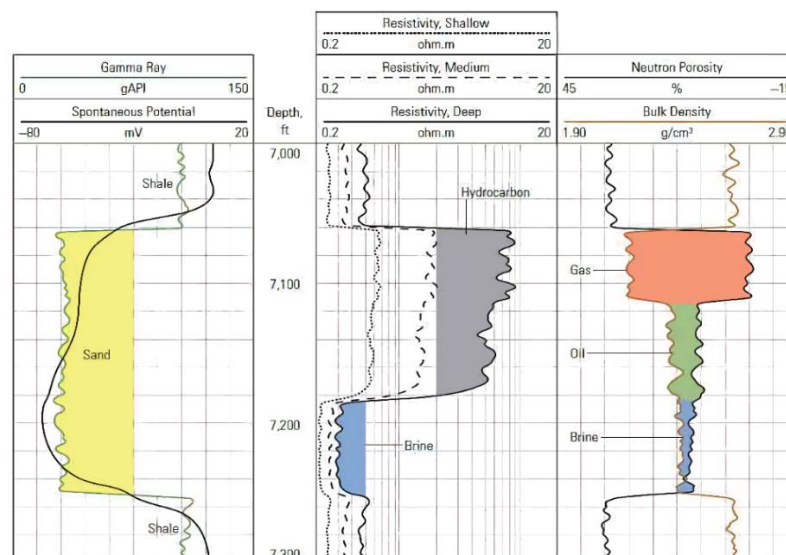
dengan kedalamannya, waktu, jarak kemudian dilakukan *plot* ke dalam suatu *log* yang memiliki skala tertentu dan direkam dalam bentuk *digital*.

2.4.2 Jenis-jenis Log

Penelitian ini menggunakan beberapa data *Well Log*, yaitu:

a. Log Gamma Ray (GR)

Log Gamma Ray merupakan metode untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif di sepanjang lubang bor. *Log Gamma Ray* berguna mengidentifikasi lapisan *permeable* dan tidak *permeable*, sehingga *log Gamma Ray* berfungsi untuk mendeteksi dan mengevaluasi endapan terhadap mineral radioaktif seperti *potassium* atau bijih *alluminium*. Prinsip kerja dari *log Gamma Ray* adalah dengan merekam radioaktivitas alami bumi yang berasal dari tiga unsur radioaktif yang ada dalam batuan (Harsono, 1997) yaitu *Uranium* (U), *Potassium* (K), dan *Thorium* (Th) yang secara kontinyu memancarkan *Gamma Ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Unsur radioaktif banyak terdapat pada *shale* sehingga memberikan respon *Gamma Ray* yang tinggi dibandingkan pada *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, *gypsum*, dan lainnya yang mempunyai unsur radioaktif sedikit. Dengan perbedaan tersebut, maka *log Gamma Ray* dapat memisahkan litologi batuan antara *shale* dan *non shale*.



Gambar 2.4 Contoh data *well log* yang biasa digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon (Varhaug, 2016). Batuan reservoir batupasir biasanya memiliki nilai *Gamma Ray* rendah, Resistivitas tinggi (hidrokarbon) dan porositas tinggi.

b. *Log* Densitas (RHOB)

Log Densitas adalah metode yang mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Prinsip kerja dari *log* densitas adalah dilakukan dengan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Ketika sinar gamma menembus batuan, sinar akan bertumbukkan dengan *electron* pada batuan yang mengakibatkan sinar gamma kehilangan sebagian energi dan sebagian lagi dipantulkan kembali, kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan di atas sumber radiasi. Intensitas dari sinar gamma yang dipantulkan tergantung pada densitas batuan formasi. Formasi padat (banyak *electron*), partikel sinar gamma yang menuju detektor dalam jumlah sedikit artinya memiliki densitas besar pada formasi tersebut.

Persamaan untuk menghitung porositas dari *log* Densitas adalah (Harsono, 1997):

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.1)$$

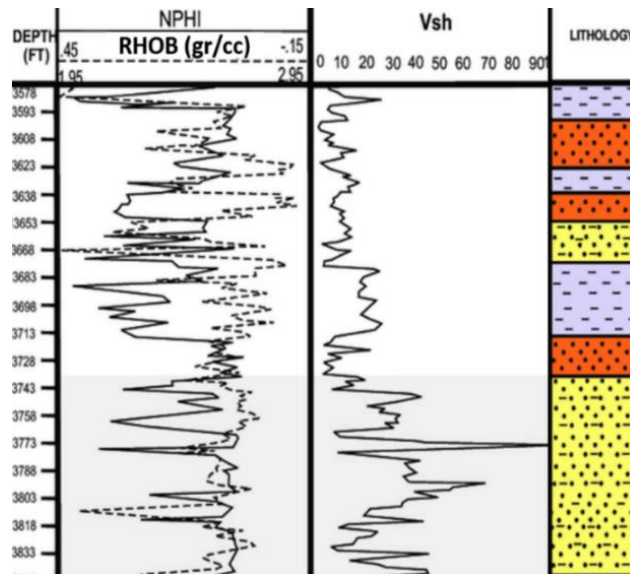
Keterangan:

Φ = porositas (% atau fraksi)

ρ_{ma} = densitas matriks (gr/cm³)

ρ_b = densitas bacaan *log* (gr/cm³)

ρ_f = densitas fluida (gr/cm³)



Gambar 2.5 Respon *log* RHOB terhadap berbagai litologi (Ghazi, Khalid, & Sahraeyan, 2014). Kombinasi antara *log* Densitas dan *Volume of shale* dapat mengidentifikasi jenis litologi batuan.

c. *Log Sonic* (DT)

Log Sonic atau *log* akustik adalah hasil dari pengukuran waktu rambat gelombang akustik pada jarak tertentu. Prinsip kerja *log Sonic* adalah bunyi dengan interval teratur dipancarkan dari sumber bunyi dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan. Lamanya waktu tergantung pada litologi dan porositas batuan. *Log Sonic* dapat digunakan untuk mengukur nilai porositas suatu lapisan batuan (Harsono, 1997). Respon dari *log Sonic* dapat digunakan untuk mencari parameter fisis berupa kecepatan gelombang P.

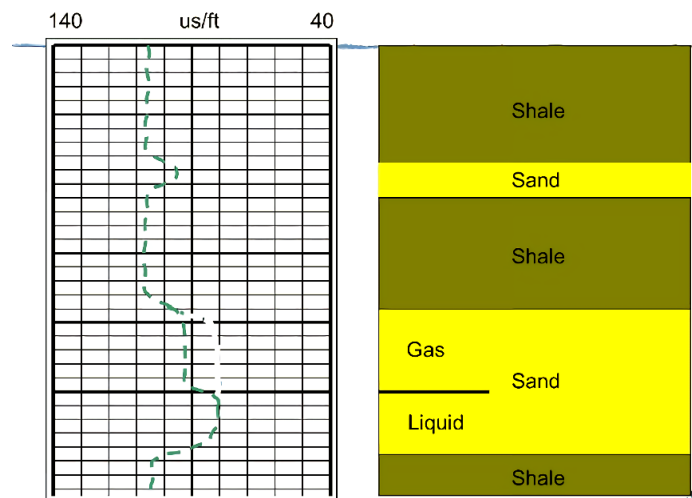
Persamaan dari *log Sonic* untuk menghitung kecepatan gelombang P (V_p) adalah:

$$V_p = \frac{1}{dt} = \frac{0.3048}{dt \times 10^{-6}} \quad (2.2)$$

Keterangan:

V_p = kecepatan gelombang P (m/s)

dt = data hasil pengukuran *log Sonic* (s/ft)

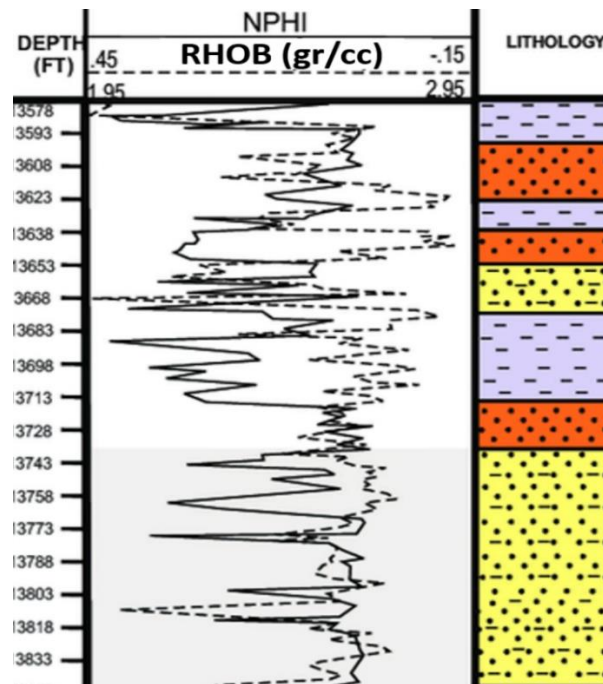


Gambar 2.6 Respon *Log Sonic* (Abdelaziz, 2016). *Log Sonic* (dt) dapat digunakan untuk menghitung *log* kecepatan dengan melakukan perhitungan matematis sederhana ($1/dt$).

d. *Log NPHI*

Log NPHI merupakan hasil nilai perhitungan konsentrasi ion hidrogen pada formasi. Energi yang hilang ketika benturan dengan atom di dalam formasi batuan merupakan porositas formasi (ϕ_N). Apabila formasi terisi gas, maka nilai *log Neutron* kecil, karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil dari pada

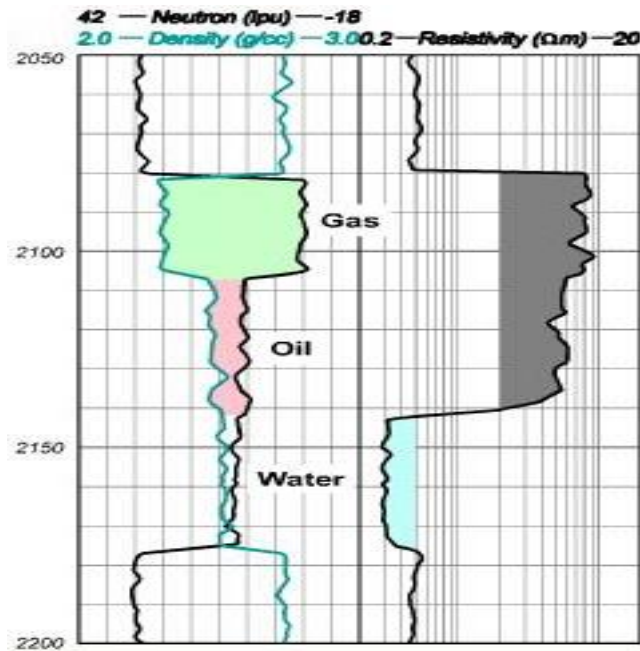
minyak dan air. Hilangnya energi terbesar apabila bertumbukan dengan inti hidrogen. Jadi defleksi kurva *Neutron* yang kecil, menunjukkan kehilangan energi yang banyak, yang diakibatkan oleh kandungan hidrogen pada kedalaman tersebut yang besar, demikian pula sebaliknya. Secara kuantitatif *log Neutron* dapat digunakan mengukur porositas dan pembeda yang sangat baik antara minyak dan gas. Jika dikombinasikan dengan *log Densitas* pada skala tertentu, merupakan indikator litologi yang terbaik.



Gambar 2.7 Respon *Log Neutron* (Ghazi, Khalid, & Sahraeyan, 2014). *Log Neutron* adalah hasil nilai perhitungan dari konsentrasi ion pada pori-pori batuan.

e. *Log Resistivitas*

Log Resistivitas adalah metode untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori di sepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan listrik. *Log resistivitas* dapat digunakan dalam membedakan lapisan reservoir dan *non-reservoir*, identifikasi jenis fluida dan batas kontak fluidanya, serta menghitung nilai resistivitas. Pengukuran *log Resistivitas* terdapat dua macam, yaitu *Lateralog* meliputi *Lateral Log Deep* (LLD), *Lateral Log Shallow* (LLS), *Micro Spherically Focused Log* (MSFL), dan *Induction Log* yang meliputi *Induction Log Deep* (ILD), *Induction Log Shallow* (ILS), *Spherically Focused Log* (SFL).



Gambar 2.8 menunjukkan respon dari macam-macam log (Kendall, 2003) modifikasi dari (Emery & Myers, 1996). Log Resistivitas dapat mengevaluasi formasi dalam menganalisis reservoir yang mengandung hidrokarbon. Dapat dilihat air mempunyai nilai resistivitas yang rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak-gas) memiliki nilai resistivitas tinggi.

2.4.3 Volume of Shale

Perhitungan *Volume of shale* dapat menggunakan metode *Gamma Ray*, yang parameter input membutuhkan nilai *Gamma Ray* matriks dan *Gamma Ray shale*. Nilai *volume shale* dapat dikategorikan dalam nilai yang kecil. Apabila semakin kecil kandungan *shale* pada suatu batuan maka semakin baik karena mempengaruhi dalam penilaian produktivitas suatu lapisan reservoir. Jika kandungan *shale* besar maka akan merugikan dikarenakan *shale* bersifat *impermeabel* yang berpengaruh terhadap porositas batuan.

Dengan log *Gamma Ray* (Harsono, 1997), dimana $V_{Sh} = I_{GR}$

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.3)$$

Keterangan:

I_{GR} = indeks *Gamma Ray* (fraksi)

GR_{log} = pembacaan *Gamma Ray* pada log setiap kedalaman (API)

GR_{max} = pembacaan nilai *Gamma Ray* maksimum (API)

GR_{min} = pembacaan nilai *Gamma Ray* minimum (API)

2.4.4 Porositas

Porositas merupakan ruang kosong pada batuan sebagai tempat menyimpan fluida (minyak bumi, gas bumi, dan air tanah). Porositas suatu medium adalah bagian dari *volume* batuan yang tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Porositas mempunyai peranan penting dalam menentukan seberapa besar kapasitas penyimpanan fluida reservoir yang terdapat dalam batuan.

Porositas terbagi menjadi dua berdasarkan sifat batuan reservoir, yaitu porositas efektif dan porositas absolut. Porositas efektif adalah perbandingan *volume* pori-pori yang saling berhubungan terhadap total *volume* batuan dan dapat mengalirkan fluida. Porositas *absolute* adalah perbandingan *volume* pori-pori total tanpa memandang saling berhubungan atau tidak, terhadap total *volume* batuan. Faktor-faktor yang mempengaruhi porositas adalah:

- Ukuran butir atau *Grain size*

Semakin kecil ukuran butir maka kemungkinan rongga yang terbentuk akan semakin kecil sehingga mengurangi nilai porositas dan sebaliknya jika ukuran butir besar maka rongga yang terbentuk semakin besar pula.

- Bentuk butir atau *sphericity*

Bentuk butir dipengaruhi oleh proses distribusi dan transportasi sedimen yang apabila sedimen sudah tertransportasi jauh dari sumber maka bentuk butirnya akan membulat sehingga nilai porositasnya akan semakin baik sedangkan apabila sedimen yang tertransportasi dekat dengan sumbernya maka bentuk butirnya menyudut sehingga nilai porositasnya buruk.

- Susunan butir

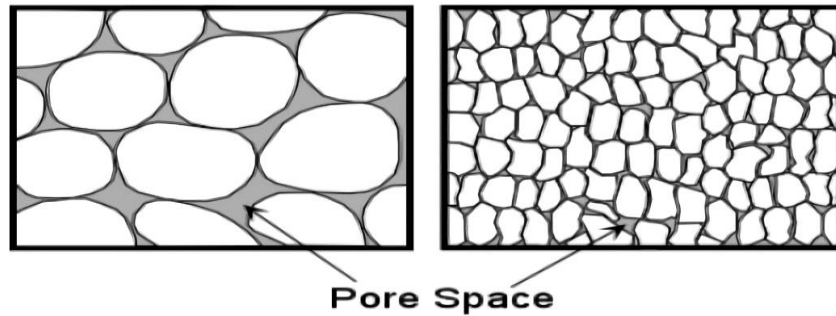
Apabila ukuran butirnya sama maka susunan butir akan sama dengan bentuk kubus maka memiliki porositas yang lebih besar dibandingkan dengan bentuk lainnya seperti *rhombohedral*.

- Pemilahan atau *sorting*

Pemilahan adalah tingkat keseragaman ukuran butir. Apabila keseragaman butir baik maka porositas besar dan begitu sebaliknya jika pemilahan buruk menyebabkan butiran yang berukuran kecil akan menempati rongga diantara butiran yang lebih besar maka porositas kecil.

- Kompaksi

Kompaksi akan mengurangi nilai porositas. Apabila batuan berada di kedalaman yang semakin dalam maka porositas kecil yang diakibatkan karena adanya penambahan beban dari lapisan di atasnya.



Gambar 2.9 Ilustrasi bentuk pori dalam batuan (IATMI SM ITSB, 2015). Nilai porositas dapat dipengaruhi beberapa faktor diantaranya besar butir (diameter butir) dan kebundaran dari butir batuan. Semakin besar butir batuan, maka porositas batuan juga akan semakin besar. Semakin bundar butir batuan, porositas batuan juga akan semakin besar.

2.4.5 Saturasi Air (S_w)

Saturasi Air adalah persentase dari volume pori batuan yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Harsono, 1997). Nilai saturasi air dari log resistivitas dalam dapat ditentukan berdasarkan persamaan Archie yaitu:

$$S_w = \frac{a}{\phi_{eff}} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (2.4)$$

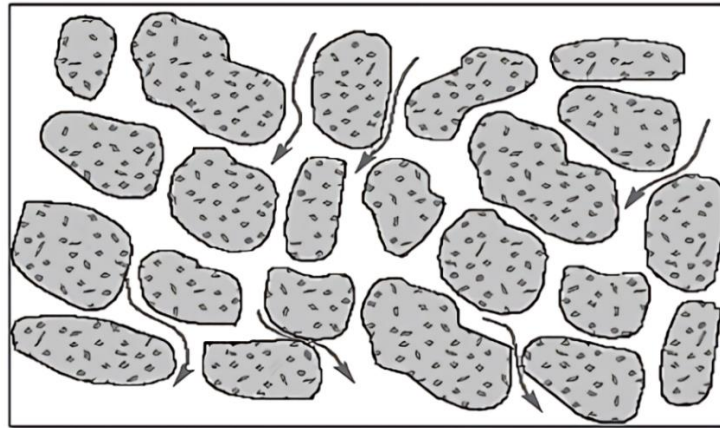
Keterangan:

- S_w = saturasi air (% atau fraksi)
- ϕ_{eff} = porositas efektif (% atau fraksi)
- a = faktor *tortuosity* (*sandstone* = 0.81)
- R_w = resistivitas air formasi
- R_t = *true resistivity* formasi

2.4.6 Permeabilitas

Permeabilitas merupakan sifat dari media *porous* yang mampu mengalirkan fluida (Koesoemadinata, 1980). Batuan yang mempunyai porositas tinggi belum tentu permeabilitas tinggi, agar mempunyai permeabilitas yang tinggi pula, agar dapat mempunyai permeabilitas tinggi maka pori antar butir harus saling berhubungan.

Permeabilitas dipengaruhi oleh faktor yaitu ukuran pori, kebundaran, keseragaman, dan kemas butir. Satuan dari permeabilitas adalah Darcy (D) atau millidarcy (mD). Batupasir yang mempunyai butiran membulat dan ukuran sama besar mempunyai porositas dan permeabilitas relatif tinggi.



Gambar 2.10 Permeabilitas batuan yang berhubungan dengan porositas terkoneksi (Harsono, 1997). Permeabilitas batuan umumnya diperoleh dari sampel batuan yang diambil dari bawah permukaan dan dilakukan analisis di laboratorium. Permeabilitas sangat dikontrol oleh koneksi antar pori. Jika pori batuan tidak terhubung, maka permeabilitas akan menjadi kecil meskipun nilai porositasnya besar.

Perhitungan permeabilitas (K) dapat menggunakan metode Wyllie-Rose Timur. Metode ini memerlukan nilai porositas efektif (ϕ_{eff}) dan *irreducible water saturation* (S_{w_IRR}).

Persamaan untuk menghitung permeabilitas (K) adalah:

$$K = \frac{C \times \phi_{eff}^D}{S_{w_IRR}^E} \quad (2.5)$$

Keterangan:

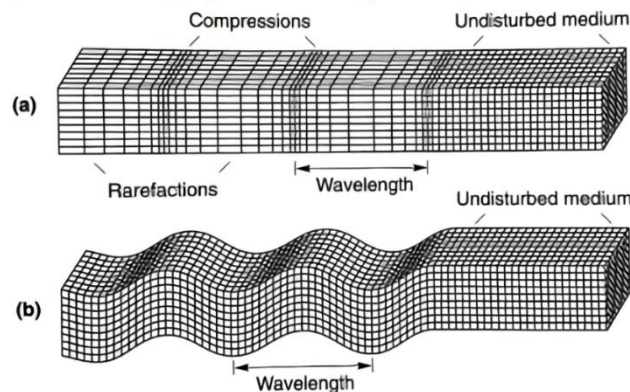
- K = permeabilitas (mD)
- ϕ_{eff} = porositas efektif (v/v)
- C = konstanta fluid ($C=100$)
- S_{w_IRR} = *irreducible water saturation* (v/v)
- D = eksponen porositas ($D=2.25$)
- E = eksponen saturasi ($E=1$)

2.5 Konsep Dasar Fisika Batuan

Fisika Batuan adalah ilmu yang mempelajari hubungan antara pengukuran geofisika dan properti batuan, seperti porositas, komposisi, dan kandungan fluida. Dalam fisika batuan mempelajari karakteristik dan sifat fisis batuan secara efektif. Untuk memahami karakter dan sifat fisis batuan dan fluida diperlukan sebuah analisis fisika batuan (*Rock Physics Analysis*). Tujuannya adalah mencari sifat fisis yang dapat memisahkan antara zona prospek dengan zona yang tidak prospek. Sifat-sifat fisis tersebut yaitu kecepatan gelombang seismik P (V_p), kecepatan gelombang seismik S (V_s), Densitas, *Poisson's Ratio*, Impedansi Akustik, Lambda-Rho, Mu-Rho, dan sebagainya.

2.5.1 Kecepatan Gelombang

Gelombang seismik berdasarkan perambatannya, digolongkan menjadi dua jenis, yaitu gelombang P dan gelombang S. Gelombang P (*compressional wave*) adalah gelombang yang arah penjaralarannya sejajar dengan arah perambatan gelombang. Partikel gelombang P merambat pada medium padat, cair, dan gas. Gelombang S (*shear wave*) adalah gelombang yang arah penjaralarannya tegak lurus dengan arah perambatan gelombang. Partikel gelombang S tidak dapat merambat pada medium cair dan gas.



Gambar 2.11 Ilustrasi perambatan (a) gelombang P dan (b) gelombang S. (Bolt, 1993). Gelombang P memiliki arah getar partikel sejajar dengan arah rambat gelombang dan gelombang S memiliki arah getar partikel tegak lurus dengan arah rambat gelombang.

Secara matematis, gelombang P dan gelombang S dihitung melalui persamaan (Harsono, 1997):

$$Vp = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.6)$$

$$Vs = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.7)$$

Keterangan:

Vp = kecepatan gelombang P (m/s)

Vs = kecepatan gelombang S (m/s)

B = modulus *bulk* (GPa)

μ = modulus *shear* (GPa)

ρ = densitas (gr/cm³)

Pengukuran *log*, Castagna et al. (1985) menentukan rumus empiris yang menghubungkan kecepatan dengan porositas dan kandungan *clay* dalam kondisi *under water-saturated*. Untuk *mudrock* (batuan silikat klastik yang terutama terdiri dari *clay* dan partikel berukuran lanau):

$$Vp \left(\frac{km}{s} \right) = 1.3 + 1.16 Vs \quad (2.8)$$

2.5.2 Densitas

Densitas merupakan perbandingan antara massa dan *volume*. Densitas batuan berkaitan dengan kekompakan dari batuan itu sendiri dimana ketika nilai dari densitas batuan besar maka batuan tersebut sangat kompak dan sebaliknya. Densitas batuan tergantung pada mineralogi, porositas dan kandungan fluidanya. Untuk menghitung densitas gabungan akibat pengaruh dari matriks batuan dan fluida pengisi pori yang tersaturasi air (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009):

$$\rho_{sat} = \rho_m(1 - \phi) + \rho_{fl} \phi \quad (2.9)$$

Keterangan:

ρ_{sat} = densitas batuan (gr/cm³)

ρ_m = densitas matriks (gr/cm³)

ϕ = porositas (% atau fraksi)

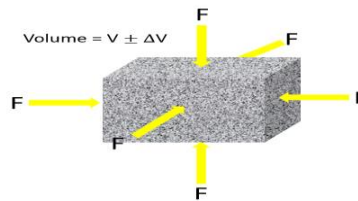
ρ_f = densitas fluida (gr/cm³)

2.5.3 Elastisitas Batuan

Proses perambatan gelombang yang terjadi di dalam lapisan batuan dikontrol oleh sifat elastisitas batuan, yang berarti bagaimana suatu batuan terdeformasi disebabkan oleh gaya yang bekerja pada batuan tersebut. Setiap batuan mempunyai sifat elastisitas yang berbeda. Teori elastisitas berhubungan dengan deformasi dinyatakan dalam konsep tegangan dan regangan (*stress* dan *strain*). Tegangan atau *stress* adalah gaya yang bekerja terhadap satuan luas sedangkan *strain* adalah hasil deformasi akibat gaya *stress* tersebut yang ditunjukkan sebagai perubahan panjang (atau *volume*). Apabila *stress* diterapkan pada batuan maka akan mengalami deformasi sehingga terjadi *strain*.

a. Modulus Bulk (B)

Modulus *bulk* (B) adalah kecenderungan suatu benda untuk berubah bentuk ke segala arah ketika diberi tegangan seragam ke segala arah. Secara matematis, didefinisikan sebagai rasio tegangan hidrostatik terhadap perubahan *volume*, merupakan pengukuran inkompresibilitas suatu material. Semakin kecil nilai B maka akan semakin mudah terkompresi dan volumetrik dari batuan tersebut juga akan berubah.



Gambar 2.12 Gaya Kompresional pada batuan (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009). Modulus *bulk* merupakan perbandingan dari tekanan dari segala arah terhadap perubahan volume batuan.

Modulus *bulk* dapat dituliskan dalam persamaan berikut:

$$B = \frac{F/A}{\Delta V/V} \quad (2.10)$$

Keterangan:

B = modulus *bulk* (GPa)

A = luas area (m^2)

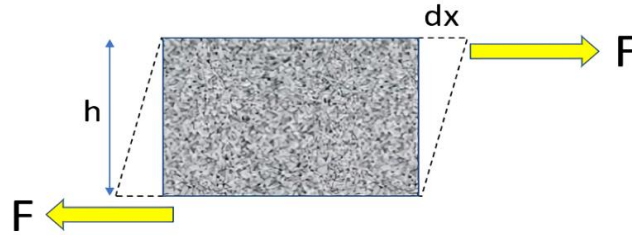
F = gaya kompresional (N)

V = *volume* awal (m^3)

ΔV = perubahan *volume* (m^3)

b. Modulus *Shear* (μ)

Modulus *shear* (μ) adalah kecenderungan sebuah objek untuk bergeser (deformasi bentuk pada *volume* konstan) ketika diberi gaya yang berlawanan. Secara matematis, didefinisikan sebagai rasio antara *shear stress* dengan *shear strain* atau biasa disebut dengan rigiditas batuan. Semakin *rigid* suatu batuan maka menunjukkan batuan tersebut semakin rapat.



Gambar 2.13 Gaya geser pada batuan (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009). Modulus *shear* merupakan rasio antara tekanan geser terhadap rasio pertambahan panjang searah dengan gaya yang bekerja terhadap ketebalan batuan.

Modulus *shear* dapat dituliskan dalam persamaan berikut:

$$\mu = \frac{F/A}{dx/h} \quad (2.11)$$

Keterangan:

μ = modulus *shear* (GPa)

F = gaya geser (N)

A = luas area (m²)

dx = perubahan posisi batuan (m)

H = ketinggian batuan (m)

2.6 Pemodelan Fisika Batuan

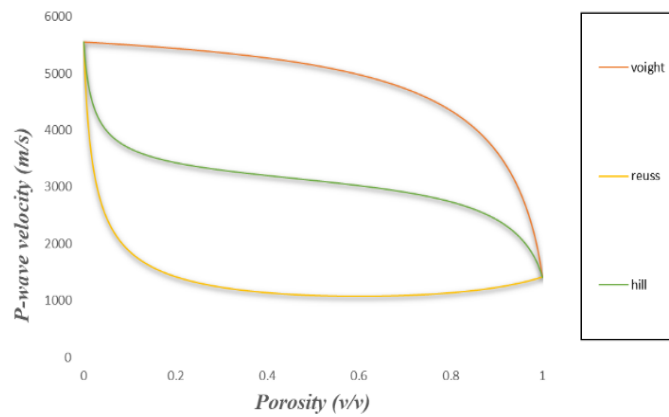
Pemodelan fisika batuan merupakan salah satu bentuk *forward modelling* dalam memodelkan suatu batuan. Pemodelan fisika batuan adalah salah satu cara memahami karakteristik dari batuan reservoir. Untuk memodelkan fisika batuan didasarkan dari ketersediaan data berupa data *core* maupun data *log*. Dengan mengetahui jenis batuan penyusun dari reservoir, dapat dilakukan pemodelan berdasarkan sifat elastis dari batuan. Pengukuran sifat elastis batuan dilakukan dengan dua cara yakni secara langsung (data *core* dan data *log*) dan secara tidak langsung. Pemodelan fisika batuan membutuhkan beberapa tahapan yang

selanjutnya dilakukan penggabungan pada seluruh komponen hingga menjadi model fisika batuan. Berikut adalah tahapan pada pemodelan fisika batuan.

2.6.1 Pemodelan *Solid Rock* (Voigt, Reuss dan Hill Bounds)

Pemodelan *Solid rock* dilakukan dengan mengasumsikan batuan dalam keadaan solid yakni penyusun batuan berupa matriks hasil campuran mineral-mineral dan tidak memiliki porositas sehingga tidak melibatkan inklusi dan saturasi fluida pada reservoir. Pemodelan *Solid rock* menggunakan metode batas (*bounding methods*) merupakan metode yang melakukan kalkulasi batas elastis dari bahan komposit (mineral) berdasarkan prinsip fisika batuan.

Pemodelan Voigt (*upper bound*), Reuss (*lower bound*), dan Hill (*average bound*) adalah pemodelan teoritis yang sederhana untuk mendapatkan nilai modulus elastik dan fraksi mineral batuan yang paling mendekati properti batuan sebenarnya dengan menggunakan data *petrophysics*. Dalam menentukan modulus elastis batuan, memerlukan informasi mengenai *volume* fraksi dari tiap mineral, modulus elastis mineral, serta geometri bagaimana mineral tersebut tersusun (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009).



Gambar 2.14 Model Voigt, Reuss dan Hill (VRH) untuk membuat pemodelan *solid rock*. Model VRH dilakukan perhitungan dari beberapa fraksi mineral penyusun batuan.

Model Voigt adalah batas atas dari modulus elastisitas efektif persamaan yaitu (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009):

$$M_V = \sum_{i=1}^N F_i M_i \quad (2.12)$$

Model Reuss adalah batas bawah dari modulus elastisitas efektif dituliskan dengan persamaan:

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (2.13)$$

Nilai modulus umumnya berada di antara batas atas dan batas bawah. Oleh karena itu, sebagai representatif digunakan nilai rata-rata dari kedua batas tersebut yaitu Model Hill (batas tengah):

$$M_H = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (2.14)$$

Keterangan:

M_H = modulus elastik Hill mineral batuan (GPa)

M_V = modulus elastik Voigt mineral batuan (GPa)

M_R = modulus elastik Reuss mineral batuan (GPa)

f_i = fraksi modulus elastik mineral batuan (% atau fraksi)

M_i = modulus elastik mineral batuan (GPa)

2.6.2 Persamaan Zimmerman

Persamaan Zimmerman digunakan untuk mengetahui nilai modulus *bulk* pori batuan dan dapat memprediksi bentuk pori pada batuan. Berikut adalah persamaan Zimmerman (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009).

$$B_{sat} = \rho_b(V_p^2 - V_s^2) \quad (2.15)$$

$$B_\phi = \phi \left(\frac{B_{ma} B_{sat}}{B_{ma} - B_{sat}} \right) - \left(\frac{B_{ma} B_{fl}}{B_{ma} - B_{fl}} \right) \quad (2.16)$$

$$\frac{1}{B_{dry}} = \frac{1}{B_{ma}} + \frac{\phi}{B_\phi} \quad (2.17)$$

Untuk mengetahui nilai konstanta *pore space stiffness* dapat dituliskan menggunakan persamaan:

$$\frac{B_{dry}}{B_{ma}} = \frac{1}{1 + \frac{\phi}{k}} \quad (2.18)$$

Dimana, $k = \frac{B_\phi}{B_{ma}}$

Keterangan:

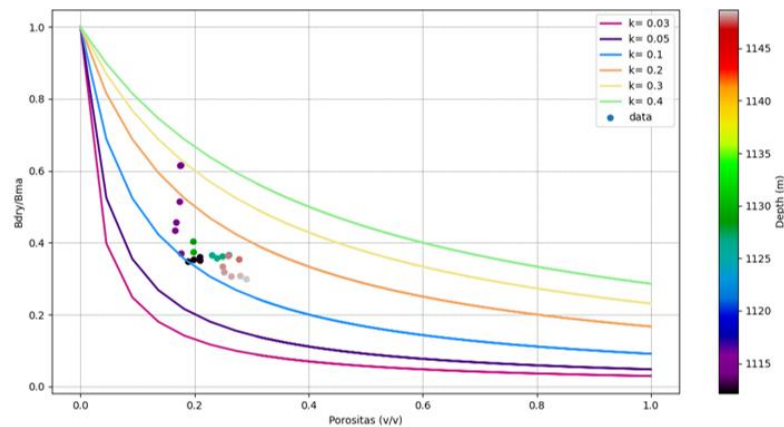
B_{dry} = modulus *bulk dry rock* (GPa)

B_{ϕ} = modulus *bulk* pori batuan (GPa)

ϕ = porositas (% atau fraksi)

k = konstanta *pore space stiffness* (fraksi)

B_{ma} = modulus *bulk* matriks (GPa)

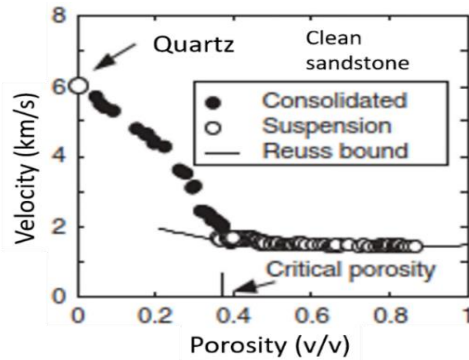


Gambar 2.15 Kurva Zimmerman untuk memprediksi bentuk pori batuan. Sebaran data mewakili lapisan reservoir batupasir yang paling potensial. Dapat dilihat *trend* sebaran data sangat baik berada pada interval konstanta stiffness antara 0.1-0.3.

2.6.3 Model Nur

(Nur, Mavko, Dvorkin, & Gal, 1995) mengemukakan bahwa kecepatan gelombang P dan S yang melewati suatu batuan mempunyai suatu hubungan dengan butiran mineral pada batas porositas rendah dan nilai *pore-fluid suspension* pada batas porositas tinggi. Ide ini didasarkan pada pengamatan bahwa sebagian besar material yang berpori memiliki nilai *critical porosity*, yang membatasi sifat mekanis dan akustiknya menjadi dua domain yang berbeda.

Nilai *critical porosity* tergantung pada struktur internal batuan. Ini mungkin sangat kecil untuk batuan *cracked*, besar untuk batuan seperti batuan *foam*, dan menengah untuk batuan Granular. Contoh sifat *critical porosity* pada batupasir ditunjukkan pada gambar 2.16.



Gambar 2.16 Sifat *critical porosity* pada batupasir (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009). Pada titik batas *critical porosity* menuju nilai yang lebih besar, nilai kecepatan tidak mengalami perubahan yang secara fisik menunjukkan fasa batuan menjadi sedimen/suspensi. Nilai porositas kritis menjadi batas antara batuan dan sedimen batuan.

Untuk porositas dibawah nilai *critical porosity*, butir mineral berada dalam keadaan *load-bearing*. Ketika porositas bernilai lebih besar dari *critical porosity* maka batuan akan melebur dan menjadi bentuk suspensi, atau fasa fluida dari keadaan *load-bearing*. Model *critical porosity* (Nur, Mavko, Dvorkin, & Gal, 1995) dirumuskan dengan persamaan:

$$\frac{B_{dry}}{B_{ma}} = 1 - \frac{\phi}{\phi_c} \quad (2.19)$$

Keterangan:

B_{dry} = modulus *bulk* kerangka kering batuan (GPa)

B_{ma} = modulus *bulk* mineral pada batuan (GPa)

ϕ = porositas (% atau fraksi)

ϕ_c = *critical porosity* (% atau fraksi)

Persamaan garis linear yang mencerminkan nilai *critical porosity* kemudian dilakukan *plot* antara porositas dengan “ B_{dry}/B_{ma} ”. Sehingga dapat diketahui nilai ϕ_c di setiap titik data pada *crossplot* tersebut.

2.6.4 Pemodelan *Saturated rock* (Persamaan Gassmann)

Persamaan Biot Gassmann umumnya digunakan untuk melakukan substitusi fluida. Persamaan Biot Gassmann dapat mencari nilai dari modulus *bulk* batuan tersaturasi dengan menghubungkan modulus *bulk solid rock*, modulus *bulk dry rock*, fluida, dan porositas batuan. Kekurangan dari persamaan ini tidak terlalu

memperhatikan geometri pori dalam batuan. Berikut adalah persamaan umum dari Biot Gassmann (Mavko, Mukerji, & Dvorkin, 2009):

$$B_{sat} = B_{dry} + \frac{(1 - \frac{B_{dry}}{B_{ma}})^2}{\frac{\phi}{B_{fl}} + \frac{1 - \phi}{B_{ma}} - \frac{B_{dry}}{B_{ma}^2}} \quad (2.20)$$

Persamaan Biot Gassmann juga dapat digunakan untuk memprediksi B_{dry} dengan cara membalikkan persamaan di atas menjadi:

$$B_{dry} = \frac{B_{sat} \left(\frac{\phi B_{ma}}{B_{fl}} + 1 - \phi \right) - B_{ma}}{\frac{\phi B_{ma}}{B_{fl}} + \frac{B_{sat}}{B_{ma}} - 1 - \phi} \quad (2.21)$$

Persamaan Gassmann mengasumsikan bahwa nilai modulus *shear dry rock* sama dengan nilai modulus *shear saturated rock*. Persamaan Gassmann juga mengasumsikan nilai modulus *shear fluida* sama dengan nol.

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (2.22)$$

Untuk menghitung kecepatan gelombang P dan S saat tersaturasi fluida maka diperlukan ρ_{sat} dengan persamaan:

$$\rho_{sat} = (1 - \phi)\rho_{ma} + \rho_f\phi \quad (2.23)$$

Setelah parameter ρ_{sat} , μ_{sat} dan K_{sat} dikalkulasi, maka diperoleh kecepatan gelombang P dan S tersaturasi:

$$V_{p_{sat}} = \sqrt{\frac{B_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (2.24)$$

$$V_{s_{sat}} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (2.25)$$

Keterangan:

B_{dry} = modulus bulk dry (GPa)

μ_{dry} = shear modulus dry (GPa)

B_{sat}	= modulus bulk tersaturasi (GPa)
ρ_{sat}	= densitas batuan tersaturasi (kg/m ³)
μ_{sat}	= modulus shear tersaturasi (GPa)
ϕ	= porositas (% atau fraksi)
B_{ma}	= modulus bulk matriks (GPa)
ρ_{fl}	= densitas fluida (kg/m ³)
ρ_{ma}	= densitas matriks (kg/m ³)
B_{fl}	= modulus bulk fluida (GPa)
$V_{p_{sat}}$	= kecepatan gelombang P tersaturasi (m/s)
$V_{s_{sat}}$	= kecepatan gelombang S tersaturasi (m/s)

2.7 Rock Quality

Identifikasi kualitas reservoir sangat penting untuk pembagian zona-zona reservoir dalam membangun reservoir *modelling*. Syarat batuan reservoir adalah mempunyai kemampuan untuk mengalirkan fluida yang terkandung didalam batuan. Ketika membahas mengenai kualitas batuan yang berkaitan dengan permeabilitas.

2.7.1 Hydraulic Flow Unit

Hydraulic flow unit (HFU) merupakan *volume* yang mewakili total batuan reservoir yang termasuk sifat-sifat geologi, dimana sifat-sifat ini mengontrol aliran fluida dan diperkirakan berbeda dengan sifat fisik batuan lainnya. Sehingga *flow unit* interval lapisan yang memiliki kesamaan properti petrofisik seperti porositas, permeabilitas, dan saturasi air.

Hydraulic quality dari suatu batuan dikontrol oleh geometri pori, dimana geometri pori akan tergantung pada mineralogi dan tekstur pori (besar, bentuk, kemas, keseragaman pori). *Hydraulic flow unit* digunakan untuk mengelompokan suatu batuan dengan nilai unit yang sama. Formulasi *Hydraulic flow unit* berawal dari generalisasi persamaan Kozeny-Carman:

$$K = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \frac{1}{k_0 \tau S^2} \quad (2. 26)$$

Dari (Amaefule & Altunbay, 1993) memodifikasi persamaan 2.26 menjadi:

$$\left(\frac{K}{\phi_e}\right)^{0.5} = \frac{1}{\sqrt{k_0 \tau S^2}} \frac{\phi_e}{(1 - \phi_e)} \quad (2.27)$$

Metode *Hydraulic flow unit* (HFU) ini, langkah awal menghitung nilai RQI dari masing-masing sampel. Hal ini bertujuan untuk mengetahui mengelompokkan sampel *core* yang memiliki karakteristik yang sama.

RQI (*Rock Quality Index*) merupakan perbandingan permeabilitas dengan porositas. Ketika batuan memiliki porositas kecil tetapi permeabilitasnya besar maka dapat dikatakan kualitas batuan baik dibandingkan dengan batuan yang bersifat *porous* tetapi tidak dapat mengalirkan terhadap fluida yang melewatinya.

$$RQI (\mu m) = 0.0314 \times \left(\frac{k}{\phi_e}\right)^{0.5} \quad (2.28)$$

Untuk menghindari perhitungan S dan τ , kemudian parameter tersebut diasumsikan menjadi satu parameter yaitu FZI (*Flow Zone Indicator*) sebagai suatu fungsi dari *Specific surface area* dan *tortuosity*.

$$FZI(\mu m) = \frac{1}{\sqrt{k_0 \tau S^2}} \quad (2.29)$$

Parameter ini menggambarkan suatu *sample* dengan besar butir yang berbeda, akan memiliki nilai FZI yang berbeda pula. Semakin besar ukuran butir, maka nilai FZI juga akan semakin tinggi. *Pore-to-Grain ratio* (ϕ_r) dituliskan sebagai berikut:

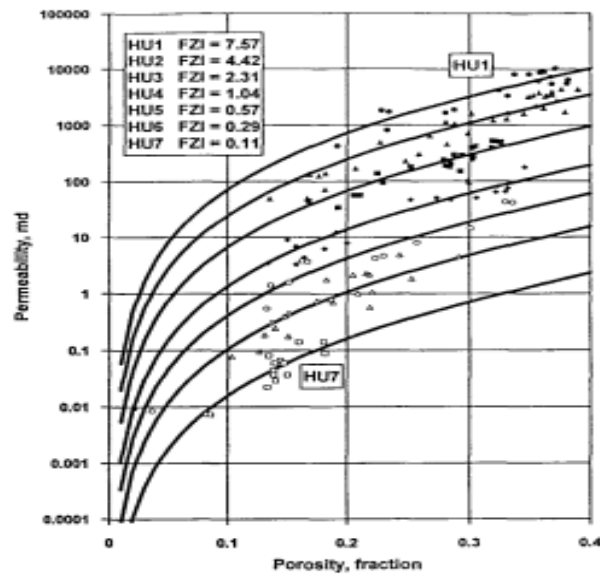
$$\phi_r = \frac{\phi_e}{(1 - \phi_e)} \quad (2.30)$$

Substitusi persamaan 2.28, 2.29, dan 2.30 ke persamaan 2.27 dalam skala logaritma, sehingga menghasilkan:

$$\text{Log } RQI = \text{log } FZI + \text{Log } \phi_r \quad (2.31)$$

Apabila parameter RQI dan ϕ_r diplot dalam bentuk Logaritma, akan membentuk suatu *slope* dengan nilai *y-intercept* yang sebanding dengan FZI. Titik *sample*

yang berada pada satu *slope* yang sama memiliki karakteristik pori dan *flow* yang sama juga. *Sample* dengan nilai FZI yang berbeda akan memiliki *slope* yang berbeda tetapi akan saling paralel satu sama lainnya. Gambar 2.17 menunjukkan contoh *sample* dari reservoir batupasir dalam (Amaefule & Altunbay, 1993) yang menunjukkan beberapa nilai FZI yang berbeda.



Gambar 2.17 *Crossplot* permeabilitas dengan porositas untuk unit hidrolik yang berbeda (South East Asian example) (Amaefule & Altunbay, 1993). Setiap kurva HFU mewakili jenis/kualitas reservoir yang berbeda. Semakin tinggi nilai HFU, maka kualitas batuan reservoir semakin baik.