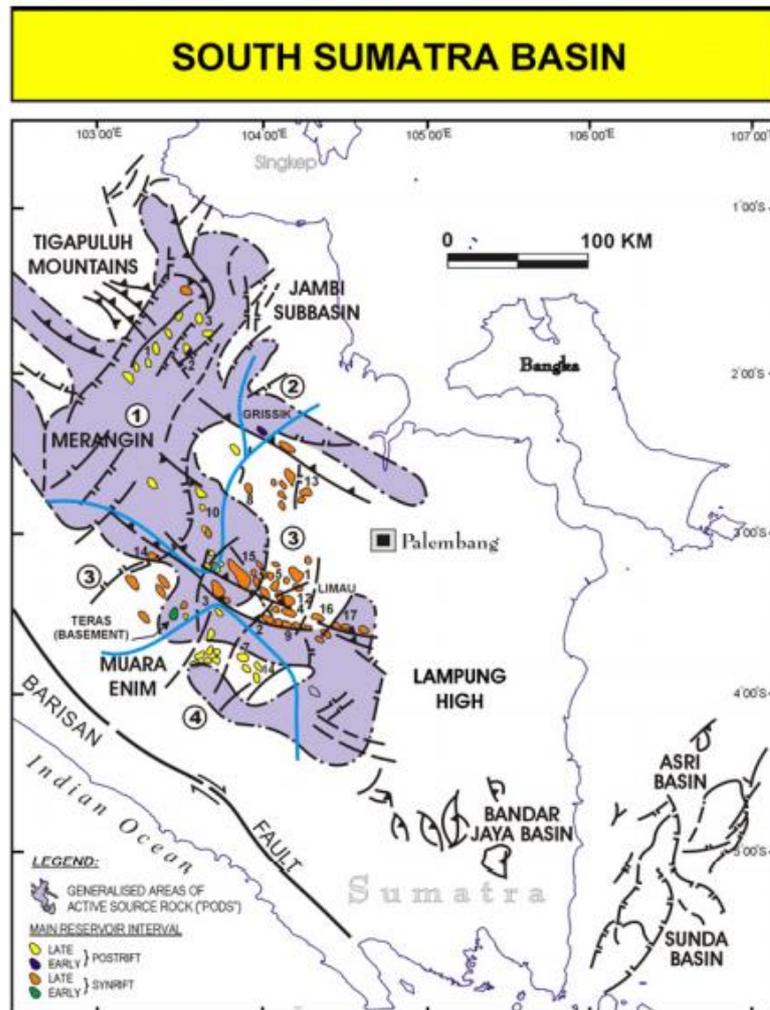


BAB II KAJIAN TEORI

2.1 Geologi Regional

Peta Geologi Regional Pulau Sumatera dengan luas 473,606 km² merupakan pulau terluas di Indonesia, dan pulau terbesar kelima di dunia (Barber dkk., 2005). Pulau Sumatera berada diantara Samudera Hindia di bagian barat selatan, Semenanjung Malaya di utara, dan Laut Jawa di sebelah timur. Pulau Sumatera memiliki beberapa cekungan penghasil hidrokarbon besar antara lain Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatra Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan. Daerah penelitian berada di Cekungan Sumatera Selatan yang ditunjukkan pada Gambar 2.1. Cekungan Sumatera Selatan memiliki luas daerah 330 x 510 km². Produksi hidrokarbon di cekungan tersebut mencapai 2,3 milyar barel. Cekungan ini dibatasi oleh sesar Semangko dengan bukit barisan di timur laur, Tinggian Lampung disebelah tenggara, pegunungan Tigapilih disebelah barat, dan *sundaland* di sebelah timur.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan tersier yang dibagi menjadi empat sub-basin yaitu *Jambi Subbasin* pada blok Jambi-Merang dengan ketebalan sedimen tererosi 350 m, *Central Palembang Subbasin* dengan lintasan melewati struktur babat, mangun daya, benakat timur, *North Palembang Subbasin* dengan ketebalan sedimen sekitar 700 m di lintasan ramba, dan Tanjong Laban (Courteney dkk., 1990), dan *South Palembang Subbasin* dengan ketebalan sedimen melewati lintasa kepayang-limau-lematang (Sarjono, 1989)



Gambar 2. 1 Peta Cekungan Sumatera Selatan (Dousta & Noble, 2008). Pulau Sumatera memiliki beberapa cekungan penghasil hidrokarbon utama yaitu Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan. Daerah penelitian adalah reservoir batupasir yang berada di Cekungan Sumatera Selatan.

2.2 Stratigrafi Daerah Penelitian

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan pada Gambar 2.2 yang terdiri dari 8 formasi yaitu:

a. Basement

Basement atau batuan dasar dari basin tersebut terdiri dari batuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi. Pada batuan dasar mengandung hidrokarbon gas dengan adanya rekahan.

b. Formasi Lahat

Pada formasi lahat dibagian bawah terdapat batuoasir kasar, kerikil, dan konglomerat sedangkan bagian atas terdaoat batu *shale* sisipan batupasir halus lanau, dan tuffan, umur formasi lahar diperkirakan yaitu oligosen awal.

c. Formasi Talang Akar

Formasi talang akar terdiri dar batulanau, batupasir, dansisipan batubara. Formasi talang akar dibagi menjadi dua yaitu talang akar bawah, dan talang akar atas. Pada bagian bawah terdiri dari batupasir kasar *shale*, dan sisipan batubara sedangkan bagian atas terdiri dari batupasir dengan selingan *shale*. Perkiraan umur formasi ini yaitu Oligosen Akhir-Miosen Awal.

d. Formasi Baturaja

Formasi baturaja umumnya berupa fasies karbonat yang terdiri dari batugamping terumbu, dan kalkarenit dengan sisipian serpih gampingan, dan napal. Pada bagian bawah formasi baturaja terdapat batugamping kristalin dengan dominasi semen kalsit. Umur formasi baturaja diperkirakan yaitu Miosen Awal.

e. Formasi Gumai

Formasi gumai berumur Miosen Awal-Miosen Tengah. Formasi gumai tersusun dari marine *shale* dan batugamping. pada bagian bawah terdiri dari *shale* dengan sisipan batugamping, napal, dan batulanau sedangkan pada bagian atas terdiri dari batupasir dan *shale*. Formasi ini juga kaya akan fosil foraminifera.

f. Formasi Air Bekanat

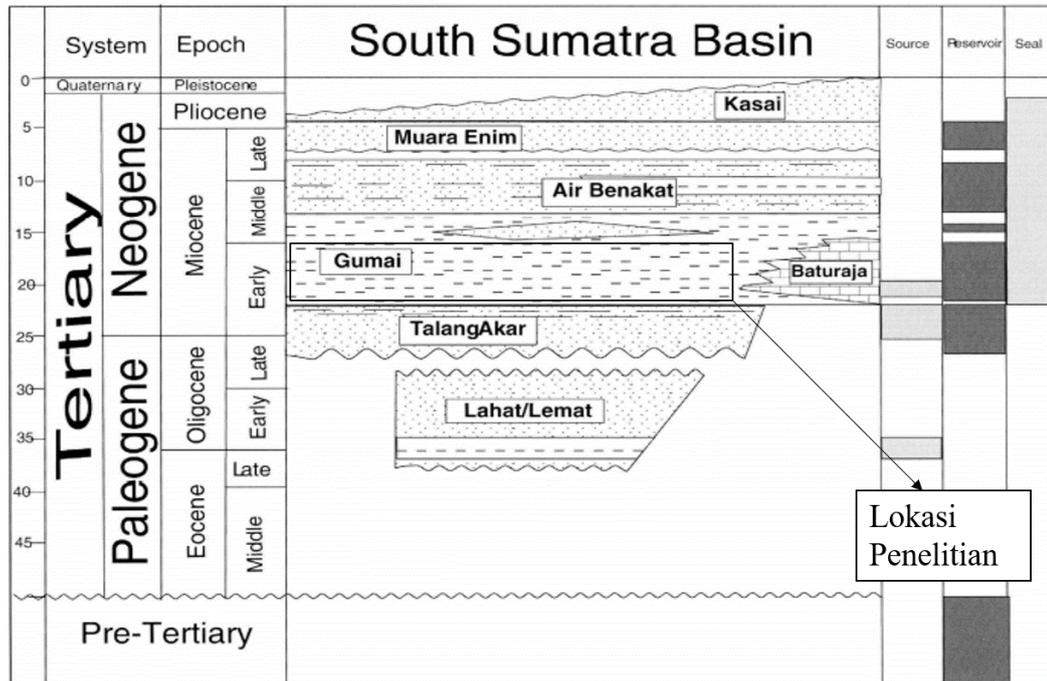
Formasi air benakat bagian bawah terdiri dari batulempung dengan susupan batupasir halus, batu pasir abu-abu, bagian tengah terdiri dari fosil foraminifera, dan bagian atas terdiri dari tuffan. Umur formasi air benakat diperkirakan Miosen Tengah-Miosen Akhir.

g. Formasi Muara Enim

Formasi muara enim terdiri dari konglomerat, napal, batu lanau, batubara, dan batupasir. Batubara yang terdapat pada formasi ini merupakan lignit. Batupasir yang mengandung glaukonit, dan debris volkanik terdapat pada formasi ini. Umur formasi ini diperkirakan Akhir Miosen-Pliosen Awal.

h. Formasi Kasai

Formasi kasai berumur Pliosen Akhir-Pleistosen Awal dengan batuan terdiri dari batupasir kontinental, lempung, dan material piroklastik. Bagian teratas formasi ini terdapat lapisan tuff, batu apung, dan kayu sedangkan pada bagian bawah terdiri dari tuffaceous *sandstone*, dan batupasir.



Gambar 2.2 Stratigrafi Lokasi Penelitian terdiri dari *Basement* hingga Formasi Kasai (Barber dkk., 2005). Lapisan yang menjadi target penelitian berada di Formasi Gumai dengan umur kisaran Miosen, dan merupakan reservoir batupasir dengan batuan induk berasal dari Formasi Talang Akar.

Berdasarkan (Barber dkk., 2005). *petroleum system* Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari:

a. Batuan induk

Batuan induk merupakan batuan sumber tempat terbentuknya hidrokarbon. Batuan induk tersebut dipengaruhi oleh kadar material organik dalam batuan sedimen. Batuan induk pada cekungan sumatera selatan terdapat di *shale* Formasi Gumai, dan Formasi Talang Akar Bawah dengan umur batuan Oligosen Akhir-Miosen Awal. Tipe Kerogen yaitu II atau III.

b. Migrasi

Migrasi adalah suatu proses perpindahan hidrokarbon dari batuan induk menuju cebakan melalui rekahan, dan pori batuan. Migrasi dipengaruhi oleh kompaksi, tekanan hidrostatis, dan lain-lain. Migrasi yang terjadi pada daerah tersebut secara lateral, dan vertikal.

c. Reservoir

Batuan reservoir merupakan tempat akumulasi hidrokarbon yang dapat menyimpan, dan melewati fluida. Batuan reservoir dipengaruhi oleh porositas, dan permeabilitas. Potensi reservoir pada daerah tersebut yaitu batupasir Formasi Gumai, dan Formasi Talang Akar.

d. Perangkap

Perangkap merupakan tempat hidrokarbon terjebak. Perangkap hidrokarbon pada lapangan minyak, dan gas tersebut yaitu perangkap struktural. Perangkap struktural dipengaruhi oleh deformasi, lipatan, dan patahan dari kejadian tektonik.

e. *Cap rock*

Cap rock atau batuan penutup merupakan batuan yang *impermeable*. batuan penutup berfungsi untuk mencegah hidrokarbon keluar dari cebakan. Batuan tersebut umumnya berupa lempung atau *shale*. *Shale*, dan *claystone* dari formasi talang akar atas, dan air benakat merupakan batuan tudung dari daerah tersebut. *shale* ini berfungsi sebagai penyekat baik bagi migrasi minyak, dan gas untuk lapisan reservoir dibawahnya.

2.3 Konsep Dasar Petrofisika pada Batuan Reservoir

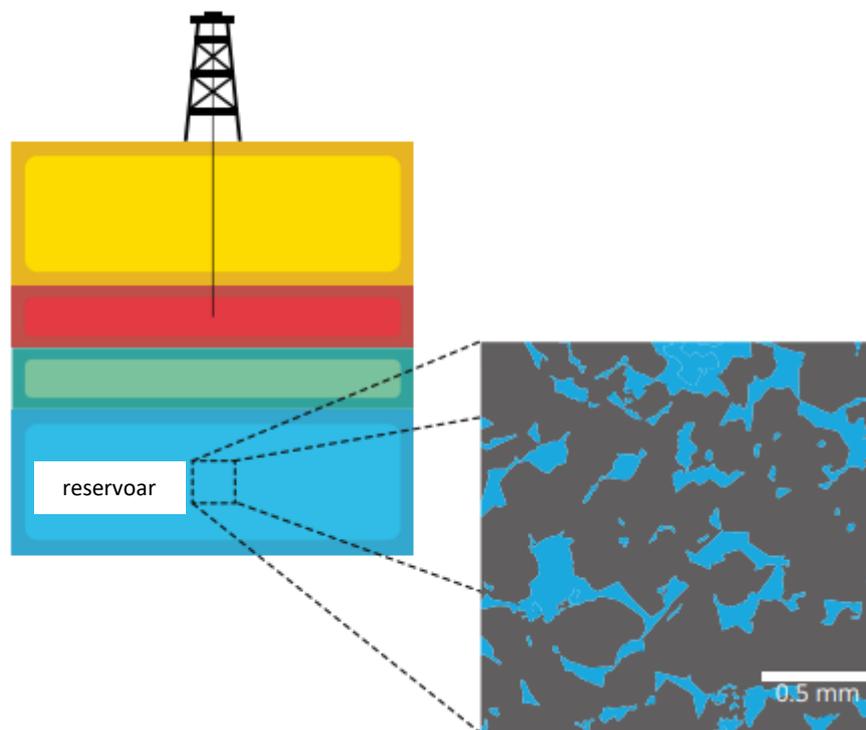
Petrofisika adalah studi yang mempelajari properti batuan, dan properti fluida pada batuan. Properti tersebut seperti porositas, densitas, dan lain-lain. Petrofisika melibatkan penggunaan *log* untuk menentukan nilai properti tersebut yang akan digunakan untuk memperkirakan jumlah hidrokarbon pada reservoir, dan memahami aliran hidrokarbon dari reservoir ke sumur.

a. Porositas

Porositas adalah perbandingan dari volume pori batuan dengan volume total batuan. Satuan porositas dinyatakan dalam persen (%). Porositas merupakan salah satu

properti batuan yang berkaitan dengan parameter reservoir. Porositas adalah suatu kemampuan batuan untuk menyimpan fluida (Harsono, 1997). Nilai porositas batuan reservoir berkisar antara 5% sampai 40%. Faktor yang mempengaruhi porositas ada dua yaitu faktor primer, dan faktor sekunder. Faktor primer adalah susunan kemas partikel, dan sorting sedangkan faktor sekunder adalah *cementing material*, kompaksi, dan *fracture*.

Secara geometri, bentuk pori batuan dapat dilihat secara langsung maupun tidak langsung. Hal ini bergantung pada ukuran pori. Umumnya bentuk geometri pori akan dapat dianalisis secara detail setelah diamati dibawah mikroskop. Beberapa cara dapat dilakukan menggunakan *scanning electron microscope* SEM, CT-Scan, dan kaca pembesar. Ilustrasi tentang geometri pori batuan reservoir ditunjukkan oleh Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Ilustrasi pori pada reservoir. Warna biru merepresentasikan pori sedangkan warna hitam merepresentasikan matrix batuan (Alyafei, 2021). Pori pada batuan akan menjadi tempat terakumulasinya fluida (air atau hidrokarbon), dan mengindikasikan jumlah fluida yang terdapat pada reservoir.

Berikut adalah persamaan untuk mendapatkan nilai porositas:

$$\phi = \frac{V \text{ pore}}{V \text{ total}} = 1 - \frac{V \text{ matriks}}{V \text{ total}} \quad (2.1)$$

Pada aplikasi batuan reservoir, kualitas batuan reservoir salah satunya dapat ditentukan dari nilai porositas. Nilai porositas batuan ditunjukkan pada Tabel 2.2. Semakin tinggi nilai porositas suatu batuan reservoir, maka akan semakin baik kualitasnya. Hal ini dikarenakan semakin besar nilai porositas, diharapkan akumulasi hidrokarbon pada lapisan batuan itu akan semakin besar pula. Tabel 2.1 adalah tabel klasifikasi porositas menurut geologi (Koesoemadinata, 1980).

Tabel 2.1 Klasifikasi kualitas batuan reservoir berdasarkan nilai porositas.

Porositas (%)	Klasifikasi
0-5	Dapat diabaikan (<i>negligible</i>)
5-10	Buruk (<i>poor</i>)
10-15	Cukup (<i>fair</i>)
15-20	Baik (<i>good</i>)
20-25	Sangat baik (<i>very good</i>)
<25	Istimewa (<i>excellent</i>)

Tabel 2.2 Nilai porositas untuk batuan (Tiab & Donaldson, 1999).

Litologi	Porosity Range (%)
Pasir tidak terkonsolidasi	35-45
Batupasir reservoir	15-35
Batupasir terkompaksi	5-15
<i>Shale</i>	0-45
<i>Massive Limestone</i>	5-10

b. Densitas

Densitas adalah kerapatan massa suatu benda. Secara matematis densitas adalah perbandingan antara massa batuan dengan volume batuan. Densitas matriks dinyatakan dalam g/cm^3 . Densitas matriks didapatkan dari bagian pengukuran porositas dengan adanya volume matriks didapatkan persamaan sebagai berikut:

$$\rho_m = \frac{W_m}{V_m} \quad (2.2)$$

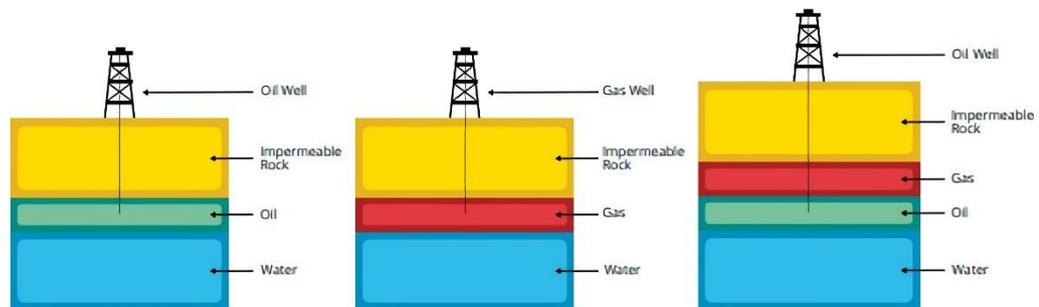
Keterangan:

ρ_m = Densitas matriks (kg/m^3)

W_m = Massa matriks (kg)

V_m = Volume matriks (m^3)

Pada klasifikasi tipe reservoir, densitas paling rendah adalah *natural gas* sedangkan densitas paling tinggi adalah air seperti Gambar 2.4.

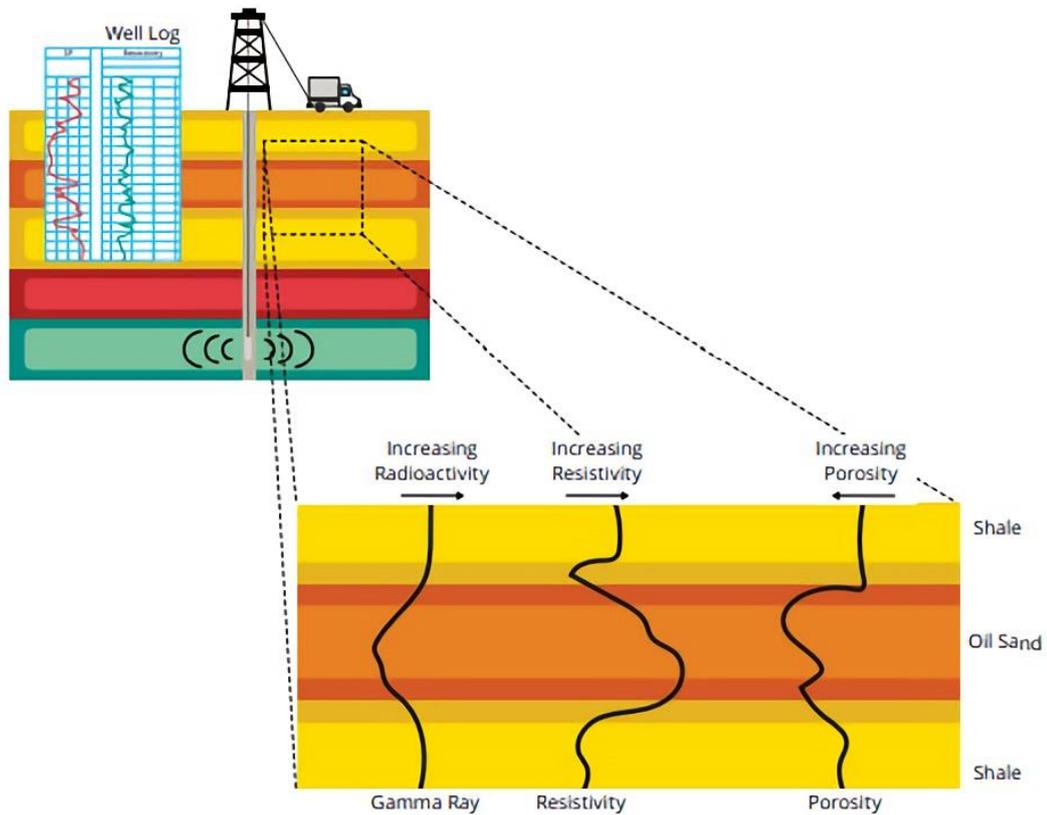


Gambar 2.4 Ilustrasi tipe hidrokarbon (Alyafei, 2021). Setiap jenis material memiliki densitas berbeda-beda. Untuk beberapa fluida yang berada pada kolom fluida, fluida dengan densitas paling tinggi berada di lapisan paling bawah yaitu air dibandingkan minyak, dan gas.

2.4 Wireline Logging

Wireline logging adalah hasil akuisisi, dan analisis properti petrofisika dengan dinyatakan dalam fungsi kedalaman. Sifat batuan yang utama diperoleh adalah litologi, porositas, dan saturasi fluida. Alat logging didesain untuk melihat respon perbedaan karakteristik pada lingkungan Wellbore. Respon log diilustrasikan pada

Gambar 2.5 dimana jika respon *log* kearah kanan menunjukkan adanya peningkatan nilai sedangkan jika respon *log* kearah kiri menunjukkan adanya penurunan nilai.

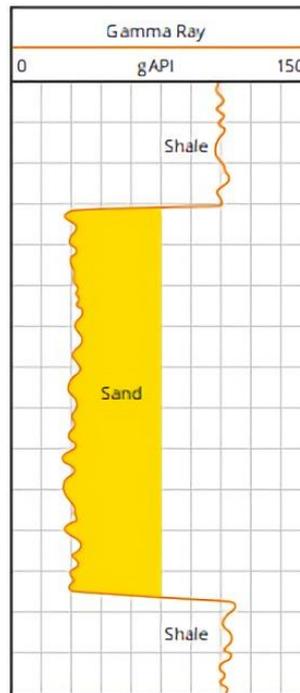


Gambar 2.5 Ilustrasi *wireline logging*, dan respon log (Alyafei, 2021). Reservoir batupasir yang mengandung fluida umumnya memiliki densitas rendah, dan resistivitas tinggi. Nilai porositas batupasir dapat bernilai tinggi (*clean sand*), dan dapat pula memiliki nilai yang kecil (*tight sand*).

a. Log Gamma ray

Log Gamma ray merupakan *log* yang mengukur radiasi gamma alami yang dihasilkan dari unsur radioaktif batuan seperti Uranium-U, Thorium-Th, dan Potassium-K. Satuan dari *Gamma ray* (GR) adalah *API* (*American Petroleum Institute*). *Gamma ray* merupakan *log* yang paling sensitif untuk memisahkan litologi. *Log* ini berfungsi untuk memisahkan lapisan *permeable*, dan *impermeable* dalam stratigrafi geologi (Aprilina dkk., 2015). Unsur radioaktif tersebut umumnya dapat ditemukan pada batuan *shale* dengan kandungan lempung yang tinggi

sedangkan kandungan lempung rendah adalah *sand* yang diilustrasikan pada Gambar 2.6. Kandungan lempung tinggi memiliki unsur radioaktif yang tinggi sehingga nilai *Gamma ray* nya akan tinggi.



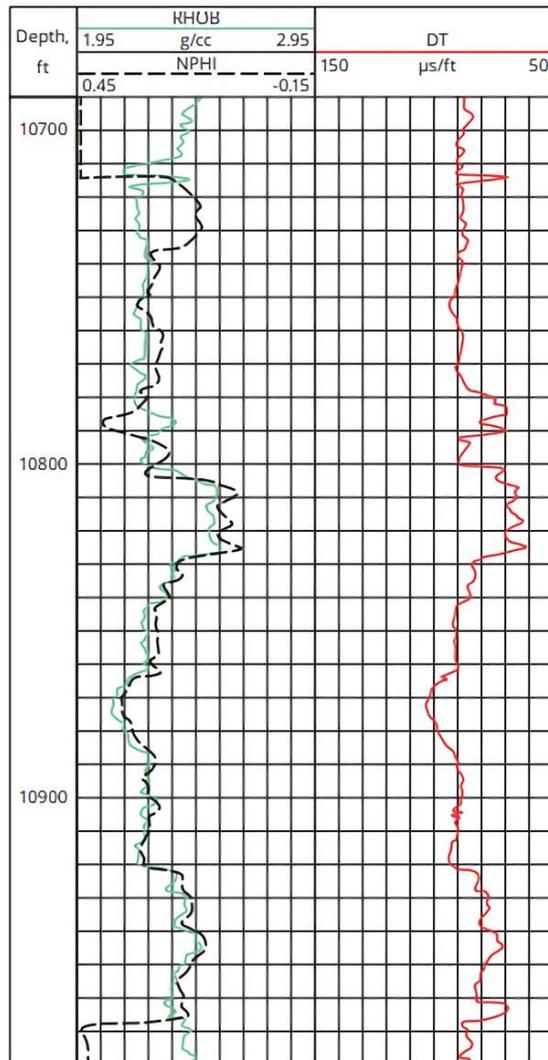
Gambar 2.6 Ilustrasi *log Gamma ray* (Alyafei, 2021). Satuan *log Gamma ray* adalah API. Nilai *Gamma ray* rendah (warna kuning) adalah *sand*, dan nilai *Gamma ray* tinggi adalah *shale*. Semakin kecil nilai *Gamma ray*, maka lapisan batupasir mendekati keadaan *clean sandstone*.

b. Log Porositas

Log porositas merupakan *log* yang mengukur porositas total. Porositas total adalah ruang pori batuan yang terikat oleh *clay* maupun tidak. *Log* porositas umumnya digunakan untuk mengidentifikasi jenis hidrokarbon pada reservoir. *Log* Porositas diukur menggunakan *log sonic*, *log density* (DT), dan *log neutron* yang diilustrasikan pada Gambar 2.7. kombinasi ketiga *log* tersebut memberikan indikasi litologi yang baik, dan lebih akurat untuk estimasi porositas.

Log sonic adalah *log* kecepatan yang akan menerima, dan memancarkan suara yang merambat, media nya akan berbeda seperti padat, gas atau cair. *Log sonic* akan merambat lebih cepat pada media padat daripada cair.

Log neutron adalah *log* yang mengukur jumlah atom *hydrogen* pada formasi. semakin banyak kandungan *hydrogen* pada pori batuan maka semakin tinggi nilai porositasnya. Indikasi awal adanya keberadaan hidrokarbon yaitu dengan adanya *crossover* antara *log neutron porosity* (NPHI) dengan *log density bulk* (RHOB). Gas memiliki respon *log neuron* yang lebih rendah daripada minyak karena jumlah atom *hydrogen* lebih sedikit.



Gambar 2.7 Ilustrasi *log density* (RHOB), *log neutron* (NPHI), dan *log sonic* (DT) (Alyafei, 2021). *Log densitas* (hijau), dan *log NPHI* (hitam) biasanya ditampilkan dalam satu *frame* untuk melihat *cross over* satu sama lain. Sedangkan *log DT* (merah) dapat digunakan untuk menghitung nilai kecepatan gelombang seismik dengan $1/DT$.

c. Log Densitas (RHOB)

Log densitas merupakan *log* dari *bulk density*. *Bulk density* adalah fungsi densitas batuan yang membentuk matriks mineral, dan volume fluida bebas seperti porositas. Nilai densitas batuan dari *solid* matriks, dan fluida pori. Secara kuantitatif, *log* densitas digunakan untuk menghitung porositas, dan densitas hidrokarbon secara tidak langsung. Secara kualitatif, *log* densitas digunakan sebagai indikator litologi untuk mengidentifikasi mineral tertentu, *overpressure*, dan *fracture porosity*. Batuan yang tidak memiliki pori cenderung memiliki nilai densitas lebih tinggi daripada batuan yang memiliki pori (Rider, 2002).

Untuk menghitung nilai porositas dari *bulk density* dapat digunakan persamaan berikut:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.3)$$

Keterangan:

\emptyset = Porositas (%)

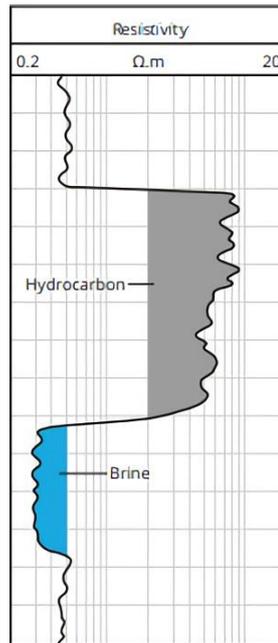
ρ_{ma} = Densitas matriks (kg/m³)

ρ_b = *Bulk density* (kg/m³)

ρ_f = Densitas Fluida (kg/m³)

d. Log Resistivitas

Log resistivitas adalah *log* yang digunakan untuk mengukur sifat ketahanan jenis batuan pada kelistrikan. Log tersebut berfungsi untuk identifikasi jenis fluida, dan litologi berdasarkan respon *log*, jika respon log tinggi diidentifikasi sebagai reservoir sedangkan jika respon *log* rendah diidentifikasi sebagai *water/brine* yang diilustrasikan pada Gambar 2.8. Log resistivitas umumnya digunakan sebagai acuan zona transisi kontak fluida antara reservoir dengan air seperti *Oil Water Contact* atau *Gas Water Contact*.



Gambar 2.8 Ilustrasi log resistivitas (Alyafei, 2021). Satuan *log* resistivitas adalah ohm.m. Batuan tersaturasi hidrokarbon memiliki nilai resistivitas tinggi (warna abu-abu), dan batuan tersaturasi air (*brine*) memiliki nilai resistivitas rendah (warna biru).

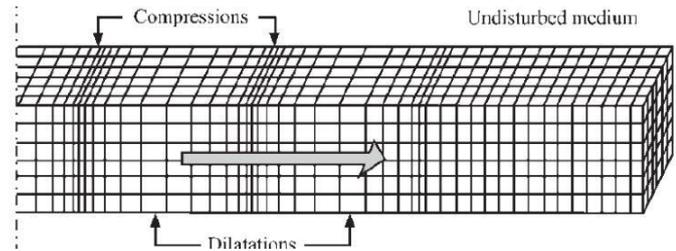
2.6 Modulus Elastisitas Batuan

Modulus elastisitas merupakan perbandingan tegangan dengan regangan pada suatu material. Tegangan adalah gaya yang bekerja pada satuan luas, dan regangan adalah perubahan panjang suatu material terhadap panjang mula-mula dari material tersebut.

a. Kecepatan Gelombang Seismik

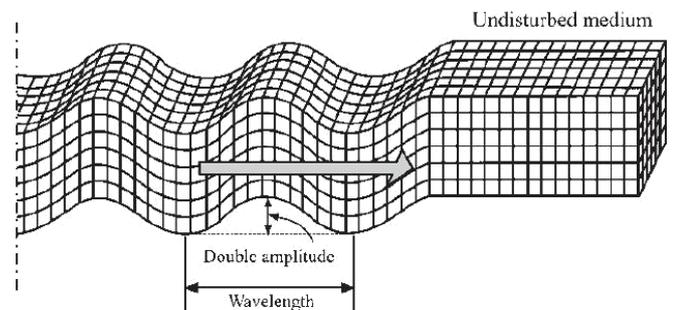
Gelombang seismik adalah gelombang yang merambat melalui bumi dengan bergantung dengan sifat elastisitas batuan. Gelombang badan adalah gelombang yang merambat di interior atau bagian dalam bumi. Berdasarkan arah penjarangannya dibedakan menjadi gelombang P, dan gelombang S yang diilustrasikan pada Gambar 2.9 dan Gambar 2.10.

Gelombang P adalah gelombang longitudinal yang memiliki kecepatan rambat paling besar diantara gelombang seismik lainnya dan dapat merambat melalui medium padat, cair maupun gas.



Gambar 2.9 Ilustrasi gelombang P (Elnashai & Sarno, 2008). Gelombang P adalah gelombang longitudinal dengan arah getar partikel searah dengan arah rambat gelombang. Gelombang longitudinal diilustrasikan dengan pola rapatan, dan renggangan.

Gelombang S adalah gelombang transversal yang memiliki kecepatan rambat lebih lambat daripada gelombang P dan hanya dapat merambat di medium padat. Arah rambat gelombang S secara tegak lurus.



Gambar 2.10 Ilustrasi gelombang S (Elnashai & Sarno, 2008). Gelombang S adalah gelombang transversal dengan arah getar partikel tegak lurus dengan arah rambat gelombang. Gelombang transversal diilustrasikan dalam bentuk lembah, dan bukit gelombang.

Berikut merupakan persamaan yang digunakan menghitung kecepatan gelombang (Mavko dkk., 2009):

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.4)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.5)$$

Keterangan:

V_p = Kecepatan gelombang P (m/s)

V_s = Kecepatan gelombang S (m/s)

K = Modulus *bulk* (GPa)

μ = Modulus *shear* (GPa)

ρ = Densitas (kg/m^3)

b. Modulus *Bulk*

Modulus *bulk* (K) merupakan kemampuan daya tahan suatu material dalam suatu perubahan dari segala arah. Secara matematis modulus *bulk* merupakan perbandingan antara tekanan aksial dengan deformasi volume (Grant & West, 1965). Nilai K paling kecil yaitu gas sedangkan nilai K paling besar adalah padatan karena semakin besar nilai modulus *bulk* maka semakin sulit terkompresi, dan volume nya tidak berubah.

$$K = \frac{F}{\frac{\Delta V}{V}} \quad (2.6)$$

Keterangan:

K = Modulus *bulk* (GPa)
 F = Gaya kompresional (N)
 A = Luas area (m^2)
 ΔV = Perubahan volume (m^3)
 V = Volume awal (m^3)

c. Modulus *Shear*

Modulus *shear* (μ) atau modulus geser (G) merupakan gambaran kemampuan suatu material dalam mempertahankan bentuk atau perubahan geser. Fluida tidak memiliki μ atau $\mu = 0$ karena tidak mampu mempertahankan bentuknya.

$$\mu = \frac{F}{\frac{\Delta x}{h}} \quad (2.7)$$

Keterangan:

μ = Modulus *shear* (GPa)
 F = Gaya geser (N)
 A = Luas area (m^2)
 Δx = Perubahan panjang batuan yang sejajar dengan F (m)
 h = Panjang batuan tegak lurus dengan F (m)

d. *Poisson's ratio*

Poisson's ratio dapat diestimasi dari kecepatan gelombang P, dan S. Batuan dengan *Poisson's ratio* tinggi lebih banyak memiliki rekahan daripada *Poisson's ratio* yang rendah (Limited, 1991). Rasio kecepatan gelombang (V_p/V_s) dapat digunakan untuk identifikasi tipe fluida. Kecepatan gelombang S dipengaruhi oleh Modulus *shear*, dan tidak sensitif terhadap fluida, sedangkan kecepatan gelombang P sensitif terhadap litologi, dan fluida. Jika ada perubahan nilai V_p namun tidak ada perubahan nilai V_s maka dapat diindikasikan pada daerah tersebut terdapat fluida. Berikut merupakan persamaan yang digunakan menghitung *Poisson's ratio* (Mavko dkk., 2009):

$$v = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad (2.8)$$

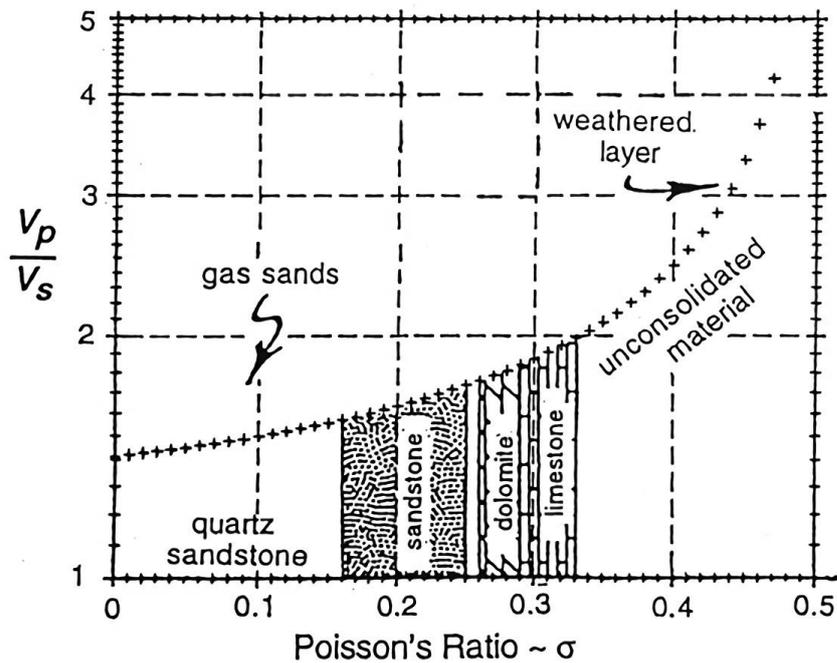
Keterangan:

v = *Poisson's ratio*

V_p = Kecepatan gelombang P (m/s)

V_s = Kecepatan gelombang S (m/s)

Hubungan antara *Poisson's ratio*, dan V_p/V_s dapat membantu mengklasifikasikan fasa fluida, dan litologi batuan reservoir. Nilai *Poisson's ratio*, dan V_p/V_s yang semakin besar akan mencirikan fase suatu zat mendekati sifat *suspense*. Grafik antara *Poisson's ratio* terhadap V_p/V_s ditunjukkan oleh Gambar 2.11.



Gambar 2. 11 Grafik *Poisson's ratio* terhadap V_p/V_s (Knapp dkk., 1995). Hubungan V_p/V_s , dan *Poisson's ratio* memiliki arti geologi tertentu. Nilai V_p/V_s , dan *Poisson's ratio* rendah diinterpretasikan sebagai *gas sand* sedangkan *unconsolidated material*.

e. Parameter *Lame*, LMR (*Lambda Mu Rho*)

Parameter lame (λ/μ) atau konstanta *lame* dibagi menjadi dua yaitu λ , dan μ . *Parameter lame* digunakan untuk mempertajam identifikasi zona reservoir dengan digabungkan dengan ρ yaitu $\lambda\rho$, dan $\mu\rho$. λ adalah *incompressibility*, μ adalah *rigidity*, dan ρ adalah *density*. λ adalah kemampuan suatu perubahan material jika ada perubahan volume. μ adalah kemampuan suatu material mempertahankan bentuk. $\lambda\rho$ sensitif terhadap fluida sedangkan $\mu\rho$ sensitif terhadap litologi. Reservoir memiliki $\lambda\rho$ yang rendah sedangkan $\mu\rho$ tidak sensitif terhadap fluida. Berikut adalah persamaan dari *Parameter lame* yang dapat digunakan:

$$\lambda = \rho (V_p^2 - 2V_s^2) \tag{2.9}$$

$$\mu = \rho V_s^2 \tag{2.10}$$

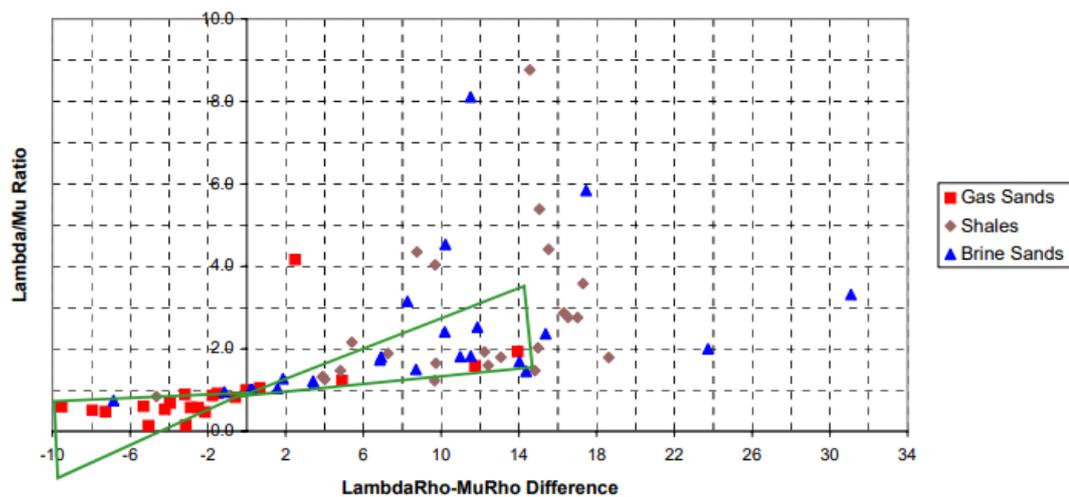
$$\lambda\rho = (\rho V_p)^2 - 2(\rho V_s)^2 \tag{2.11}$$

$$\mu\rho = (\rho V_s)^2 \quad (2.12)$$

Keterangan:

- λ = Inkompresibilitas (GPa)
- ρ = Densitas (kg/m^3)
- μ = Modulus *shear* (GPa)
- V_p = Kecepatan gelombang P (m/s)
- V_s = Kecepatan gelombang S (m/s)

Crossplot (diturunkan oleh T. Chen, W. Zhang, dan Goodway) dari λ/μ ratio terhadap $\lambda\rho - \mu\rho$ difference menunjukkan *trend* litologi/porositas yang konsisten dengan saturasi fluida (*gas sand versus wet sand*). Dua segitiga hijau yang bertemu di (1,0) menunjukkan bahwa *gas sand* di segitiga kiri bawah sedangkan *brine sand* di segitiga kanan atas (Goodway, 2001).



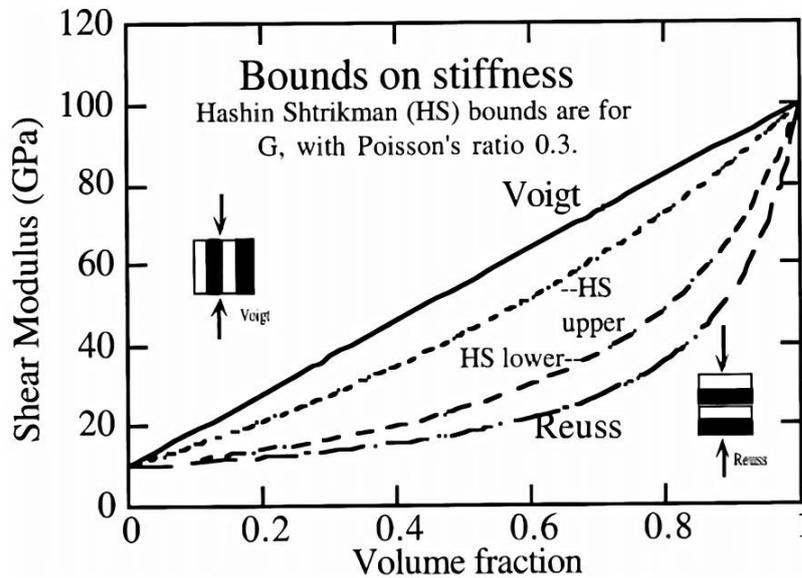
Gambar 2. 12 LambdaRho-MuRho *Difference* vs Lambda/Mu *Ratio*

2.7 Pemodelan Fisika Batuan

Fisika batuan merupakan konsep hubungan antara komposisi batuan, dan properti batuan. Pemodelan fisika batuan akan membantu mempelajari karakteristik batuan secara efektif. Model fisika batuan mampu memperkirakan sifat reservoir, dan kandungan fluida berdasarkan data *Well log*, dan respon parameter elastisitas (Falihat & Farrokhnia, 2020).

a. Solid Rock – Voigt Reuss Hill

Solid merupakan suatu fasa batuan dimana tidak memiliki pori, dan terisi 100% mineral padat. Dalam pemodelan *solid* menggunakan kerangka *Voigt Reuss Hill* (VRH). Teori pemodelan VRH tersebut digunakan untuk menentukan modulus elastik batuan pada batuan penyusun dalam kondisi isotropi, linear, dan elastik. Menghitung elastik *bound* berdasarkan susunan mineral (*bounding method*) berdasarkan *Voigt* (*upper bound*), *Reuss* (*lower bound*), *Hill* (*average bound*) terkadang akurat. Jika dibandingkan dengan Hashin Shtrikman *bound* lebih ketat dibandingkan *Voigt Reuss Bound* yang ditunjukkan pada Gambar 2.13.



Gambar 2.13 Ilustrasi model batas *Voigt*, dan *Reuss* (Lakesa & Drugan, 2002). Batas *Voigt* selalu lebih tinggi dari batas *Reuss*. Batas *Voigt* adalah model serial, dan batas *Reuss* adalah parallel material.

Berikut adalah persamaan yang digunakan:

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i M_i \tag{2.13}$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \tag{2.14}$$

$$M_H = \frac{M_v + M_R}{2} \tag{2.15}$$

Keterangan:

M_R	= Modulus elastik <i>Reuss</i> (GPa)
M_H	= Modulus elastik <i>Hill</i> (GPa)
M_V	= Modulus elastik <i>Voigt</i> (GPa)
f_i	= Fraksi modulus mineral batuan (fraksi)
M_i	= Modulus elastik mineral batuan (GPa)

b. Dry Rock – Pride

Dry Rock adalah fasa batuan dimana tidak terisi fluida, dan memiliki pori. Penentuan kerangka *dry rock* menggunakan pendekatan *Pride Lee*. Persamaan empiris *Pride* akan memanfaatkan kandungan mineral pada batuan yang akan ditentukan porositas, dan konsolidasi batuan dalam faktor konsolidasi (α). Semakin rendah faktor konsolidasi maka batuanya semakin kompak. Berikut adalah persamaan yang digunakan pada pemodelan *dry rock* (Lee, 2005):

Berikut adalah persamaan *Pride*:

$$K_{dry} = \frac{K_{min}(1 - \emptyset)}{(1 + \alpha\emptyset)} \quad (2.16)$$

$$\mu_{Dry} = \frac{\mu_{min}(1 - \emptyset)}{(1 + 1.5\alpha\emptyset)} \quad (2.17)$$

Berikut adalah persamaan *Lee*:

$$\mu_{Dry} = \frac{\mu_{min}(1 - \emptyset)}{(1 + \gamma\alpha\emptyset)} \quad (2.18)$$

$$\gamma = \frac{1 + 2\alpha}{1 + \alpha} \quad (2.19)$$

Berikut adalah estimasi untuk menentukan kecepatan gelombang saat keadaan *dry rock*:

$$Vp = \sqrt{\frac{K_{Dry} + \frac{4}{3} \mu_{Dry}}{\rho_{Dry}}} \quad (2.20)$$

$$Vs = \sqrt{\frac{\mu_{Dry}}{\rho_{Dry}}} \quad (2.21)$$

Keterangan:

K_{Dry}	= Modulus <i>bulk</i> batuan kering (GPa)
K_{min}	= Modulus <i>bulk</i> matriks mineral (GPa)
\emptyset	= Porositas (%)
α	= Faktor konsolidasi
Vp	= Kecepatan gelombang P (m/s)
Vs	= Kecepatan gelombang S (m/s)
μ_{Dry}	= Modulus <i>shear</i> batuan tersaturasi (GPa)
ρ_{Dry}	= Densitas batuan tersaturasi (kg/m ³)

c. *Saturated Rock – Biot Gassmann*

Saturated rock adalah fasa batuan dimana batuan tersaturasi fluida 100%. Substitusi fluida digunakan untuk identifikasi kualitas reservoir. Persamaan *Gassmann* akan menghubungkan K_{Dry} dengan K_{sat} melalui modulus *bulk* mineral, dan Modulus *bulk* fluida. Asumsi persamaan *Gassmann* yaitu $\mu_{Dry} = \mu_{sat}$ karena Modulus *shear* (μ) fluida sama dengan nol.

Berikut adalah persamaan umum *Biot-Gassmann* untuk memprediksi modulus *bulk* tersaturasi fluida (Kumar, 2006):

$$K_{sat} = K_{Dry} + \frac{(1 - \frac{K_{Dry}}{K_{matrix}})^2}{\frac{\emptyset}{K_{fl}} + \frac{(1 - \emptyset)}{K_{matrix}} - \frac{K_{Dry}}{K_{matrix}^2}} \quad (2.22)$$

$$\rho_{matrix} = V_{clay}\rho_{clay} + V_{calcite}\rho_{calcite} + V_{quartz}\rho_{quartz} \quad (2.23)$$

Berikut adalah persamaan kecepatan gelombang P, dan S dalam keadaan tersaturasi fluida:

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{Sat} + \frac{4}{3} \mu_{Sat}}{\rho_{Sat}}} \quad (2.24)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_{Sat}}{\rho_{Sat}}} \quad (2.25)$$

Berikut adalah persamaan densitas *bulk* saat tersaturasi fluida:

$$\rho_{Sat} = (1 - \emptyset) \rho_{matrix} + \rho_{fl} \emptyset \quad (2.26)$$

Keterangan:

K_{Sat}	= Modulus <i>bulk</i> batuan tersaturasi (GPa)
K_{Dry}	= Modulus <i>bulk</i> batuan kering (GPa)
K_{matrix}	= Modulus <i>bulk</i> matriks mineral (GPa)
\emptyset	= Porositas (%)
K_{fl}	= Modulus <i>bulk</i> fluida pori (GPa)
V_p	= Kecepatan gelombang P (m/s)
V_s	= Kecepatan gelombang S (m/s)
μ_{Sat}	= Modulus <i>shear</i> batuan tersaturasi (GPa)
ρ_{Sat}	= Densitas batuan tersaturasi (kg/m ³)
ρ_{matrix}	= Densitas matriks mineral (kg/m ³)
ρ_{fl}	= Densitas fluida pori (kg/m ³)

d. Model Kecepatan untuk *clean sandstone*

Pemodelan ini akan dilakukan dengan menghubungkan porositas dengan kecepatan menggunakan persamaan *Han* dan *Wyllie Time Average*. Persamaan empiris *Han* menggambarkan kecepatan yang diukur saat tersaturasi air dengan data *clean sandstone*. Persamaan *Wyllie Time Average* menggambarkan hubungan kecepatan, dan porositas dalam batuan sedimen tersaturasi yang mineralogi relatif homogen (Knackstedt dkk., 2003).

Berikut adalah persamaan Han:

$$V_p = 6,08 - 8,06 \phi \quad (2.27)$$

Berikut adalah persamaan *Wyllie Time Average*:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{min}} - \frac{1 - \phi}{V_{fl}} \quad (2.28)$$

Keterangan:

- ϕ = Porositas (%)
- V_{fl} = Kecepatan gelombang P fluida pori (m^3)
- V_p = Kecepatan gelombang P tersaturasi (m/s)
- V_{min} = Kecepatan gelombang P mineral (m^3)