

BAB II

TEORI DASAR

2.1 Tinjauan Umum Gas Serpih (*Shale Gas*)

Informasi tentang adanya sebaran *shale gas* yang cukup besar pada tinjauan sumur penelitian berdasarkan data *mudlog* yang tersedia membuat penelitian ini cukup menarik untuk dibahas. *Shale gas* adalah gas non konvensional yang diperoleh dari serpihan batuan *shale* atau dapur tempat terbentuknya gas bumi. *Shale gas* pada prinsipnya seperti gas alam yang selama ini diproduksi, hanya berbeda pada media penyimpanan. Gas konvensional tersimpan pada batuan dengan pori relatif besar sedangkan *shale gas* tersimpan pada batuan serpih dengan pori dan permeabilitas sangat kecil, dengan pori rata-rata hanya 2-5% dari total volume batuan sehingga disebut tidak konvensional. Oleh karena itu, digunakanlah teknik *fracturing/fracking* sebagai migrasi buatan agar gas alam yang terperangkap dalam batuserpih dapat diekstraksi ke permukaan bumi.

Menurut (Rezaee, 2015), gas yang tersimpan di dalam batuserpih dapat melalui tiga cara, yaitu:

- 1 Gas teradsorpsi, yaitu gas yang menempel pada bahan organik dan *clay*.
- 2 Gas bebas, yaitu gas yang tertahan di ruang-ruang kecil dalam batuan (porositas sampai porositas yang berukuran mikro) atau di dalam ruang yang dibuat oleh batuan (retakan sampai retakan yang berukuran mikro).
- 3 Gas terlarut, yaitu gas yang tersimpan di dalam cairan lain seperti bitumen dan minyak.

2.2 Total Organic Carbon (TOC)

TOC merupakan kuantitas material organik yang terdapat di dalam batuan sedimen, dinyatakan sebagai persen berat dari batuan kering, dan menjadi faktor penentu kemampuan batuan dalam menghasilkan hidrokarbon (Jamaluddin, 2018). Nilai TOC dipengaruhi oleh tingkat reaksi yang didorong oleh suhu untuk mengubah material organik sedimen menjadi minyak atau gas, umumnya dikenal

sebagai *thermal maturity*. Menurut (Peters dan Cassa, 1994), nilai TOC dan *thermal maturity* dapat di klasifikasikan sebagai berikut.

Potensial (Quality)	Organic Matter		
	TOC (wt. %)	Rock Eval Pyrolysis	
		S1	S2
Poor	0 – 0.5	0 – 0.5	0 – 2.5
Fair	0.5 – 1	0.5 – 1	2.5 – 5
Good	1 – 2	1 – 2	5 – 10
Very Good	2 – 4	2 – 4	10 – 20
Excellent	> 4	> 4	> 20

Tabel 2 1 Klasifikasi parameter kualitas potensial hidrokarbon yang sudah dimodifikasi (Peters dan Cassa, 1994)

Stage of Thermal Maturity	Maturation	
	Ro (%)	T Max (°C)
Immature	0.2 – 0.6	< 435
Mature		
Early	0.6 – 0.65	435 – 445
Peak	0.65 – 0.9	445 – 450
Late	0.9 – 1.35	450 – 470
Postmature	> 1.35	> 470

Tabel 2 2 Klasifikasi *thermal maturity* hidrokarbon yang sudah dimodifikasi (Peters dan Cassa, 1994)

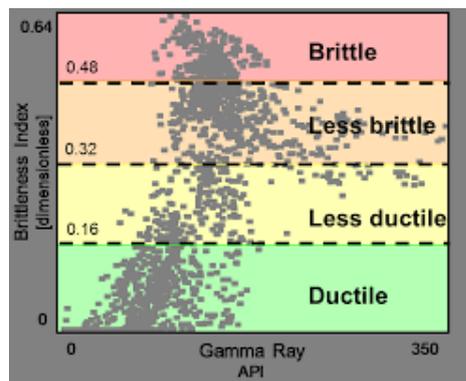
Nilai TOC pada sumur penelitian diperoleh dari *rock-eval* yang tergabung kedalam data *Petrographic Dataset* memiliki keterbatasan karena tidak kontinyu atau hanya tersedia pada kedalaman-kedalaman tertentu. Sehingga perlu dilakukan estimasi statistika untuk melengkapi data TOC secara kuantitatif pada titik kedalaman yang belum tersedia.

2.3 *Brittleness Index*

Brittleness Index merupakan nilai yang mewakili tingkat kegetasan suatu batuan dan merepresentasikan kemampuan suatu batuan untuk menahan retakan

ketika diberi gaya atau tekanan. Untuk mengetahui tingkat suatu kegetasan batuan dari suatu formasi batuan, parameter utama yang biasanya ditinjau yaitu kondisi mineralogi serta parameter elastik batuan seperti modulus Young dan *poisson ratio* (Yapei, 2020). Umumnya, apabila semakin getas/*brittle* suatu batuan *shale*, maka akan semakin besar peluang untuk menghasilkan jalur rekahan, atau dalam kata lain kecil kemungkinan untuk rekahan dapat langsung tertutup. Sehingga, pemahaman tentang sifat kegetasan batuan *shale* dapat memberikan arahan mengenai penempatan porforasi/lubang yang baik, titik isolasi dan tahapan perekahan. Menurut (Perez dan Marfurt, 2014), *Brittleness Index* pada batuan sedimen dapat diklasifikasikan menjadi empat tingkatan, yaitu:

- 1 Getas (*ductile*) = < 0.16
- 2 Kurang getas (*less ductile*) = $0.16 - 0.32$
- 3 Kurang rapuh (*less brittle*) = $0.32 - 0.48$
- 4 Rapuh (*brittle*) = > 0.48



Gambar 2 1 Klasifikasi *Brittleness Index* pada batuan sedimen (Perez dan Marfurt, 2014)

Gambar 2.1 diatas merupakan klasifikasi *Brittleness Index* yang dilakukan pada lokasi sumur *Barnett Shale*, dimana zona *brittle* (merah) akan memiliki sebaran mineral kuarsa yang besar dan zona *ductile* (hijau) akan memiliki sebaran mineral *clay* yang sangat tinggi (Perez dan Marfurt, 2014). Hal ini menjadi klasifikasi acuan untuk sebaran *Brittleness Index* pada sumur penelitian.

2.3.1 Estimasi *Brittleness Index* Berdasarkan Parameter Elastik

Penelitian yang dilakukan oleh (Rickmann, 2008), untuk mengestimasi indeks kegetasan batuan dapat dilakukan dengan menerapkan persamaan berikut:

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (1)$$

$$v_{brittleness} = \frac{v - v_{max}}{v_{min} - v_{max}} \quad (2)$$

Menurut (Grieser dan Bray, 2007), istilah *brittleness average* diperkenalkan sebagai hubungan empiris antara *poisson ratio* dan modulus Young untuk membedakan *brittle* dari zona *ductile* pada formasi *shale*. Mereka merangkum bahwa batuan *ductile* memperlihatkan modulus Young yang rendah dan *poisson ratio* yang tinggi sementara batuan *brittle* memperlihatkan modulus Young tinggi hingga sedang dan *poisson ratio* rendah.

$$BI_{average} = \frac{E_{brittleness} - v_{brittleness}}{2} \quad (3)$$

E = Modulus Young (GPa)

v = *Poisson ratio* (GPa)

$E_{brittleness}$ = Modulus Young *brittleness* (GPa)

E_{max} = Modulus Young maksimum (GPa)

E_{min} = Modulus Young minimum (GPa)

$v_{brittleness}$ = *Poisson ratio brittleness* (GPa)

v_{max} = *Poisson ratio* maksimum (GPa)

v_{min} = *Poisson ratio* minimum (GPa)

$BI_{average}$ = *Brittleness Index* rata-rata

2.3.2 Estimasi *Brittleness Index* Berdasarkan Mineralogi

Batuserpih bersifat rapuh jika mengandung jumlah kuarsa atau karbonat yang tinggi kaitannya dengan pengaruh mineralogi pada kegetasan batuserpih (Rickman, 2008). Berdasarkan kandungan mineral batuan, hubungan antara kegetasan dan mineralogi batuan dapat diasumsikan bahwa kandungan kuarsa sangat menentukan kegetasan batuserpih (Jarvie, 2007). Sebagai tambahan untuk

persamaan (Jarvie, 2007), (Wang dan Gale, 2009) mengusulkan hubungan lain pada komposisi mineral batuan dan kegetasan dengan mempertimbangkan kuarsa dan dolomit sebagai mineral yang lebih getas.

$$BI_{Jarvie,2007} = \frac{F_{Qz}}{F_{Qz} + F_{Ca} + F_{Cly}} \quad (4)$$

$$BI_{Wang,2009} = \frac{F_{Qz} + F_{Dol}}{F_{Qz} + F_{Ca} + F_{Cly} + F_{Dol} + F_{TOC}} \quad (5)$$

Data mineral TOC pada penelitian ini berasal dari data *X-Ray Diffraction* (XRD) mineral yang tergabung dalam *Petrographic Dataset* (PDS). Dimana XRD merupakan suatu metode yang digunakan untuk mengidentifikasi fasa kristalin dalam material dengan cara menentukan parameter struktur kisi serta untuk mendapatkan ukuran partikel. Metoda ini memberikan data kualitatif dan semi kuantitatif pada padatan atau sampel. Difraksi sinar X terjadi karena adanya hamburan elastis foton-foton sinar X oleh atom dalam sebuah kisi periodik.

F_{Qz} = Fraksi mineral kuarsa (fraksi)

F_{Ca} = Fraksi mineral karbonat (fraksi)

F_{Cly} = Fraksi mineral *clay*/lempung (fraksi)

F_{Dol} = Fraksi mineral dolomit (fraksi)

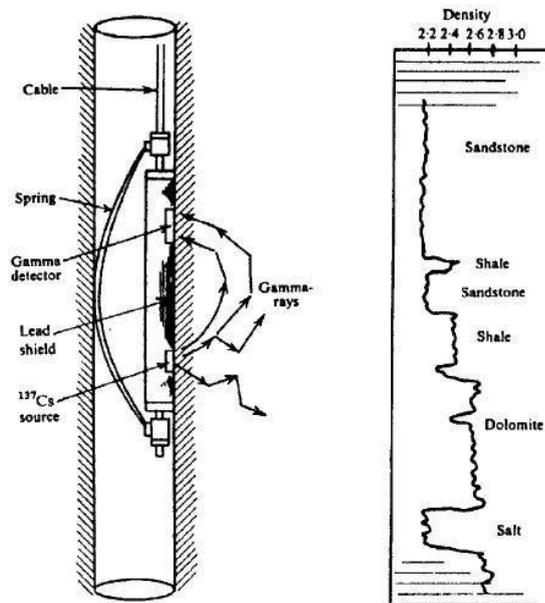
F_{TOC} = Fraksi *Total Organic Carbon* (fraksi)

2.4 Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika merupakan proses yang bertujuan untuk menganalisa sifat-sifat fisik batuan berdasarkan data *log*. Data *log* yang tersedia umumnya data *gamma ray*, resistivitas, neutron, densitas, dan *sonic* yang diperoleh dari pengukuran *log* maupun pengukuran di laboratorium berdasarkan hukum fisika dan persamaan matematis. Dari sifat sifat fisik tersebut dapat membantu dalam menganalisa formasi batuan. Pada penelitian ini beberapa properti yang dianalisis berdasarkan konsep petrofisika meliputi:

2.4.1 Log Densitas (RHOB)

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gr/cm^3 . Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma ke dalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi.



Gambar 2.2 Skematik log densitas dan respon yang dihasilkan (Telford, 1990)

Secara matematis densitas dapat dinyatakan dengan perbandingan antara massa dengan volume. Densitas batuan akan berbeda-beda tergantung mineralogi, porositas, dan kandungan fluidanya. Sedangkan untuk menghitung densitas gabungan akibat pengaruh dari matriks batuan digunakan persamaan sebagai berikut:

$$\rho_b = (1 - \Phi)\rho_m + \Phi\rho_f \quad (6)$$

ρ_b = Densitas *bulk* batuan (gr/cc)

ρ_m = Densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_f = Densitas fluida batuan (gr/cc)

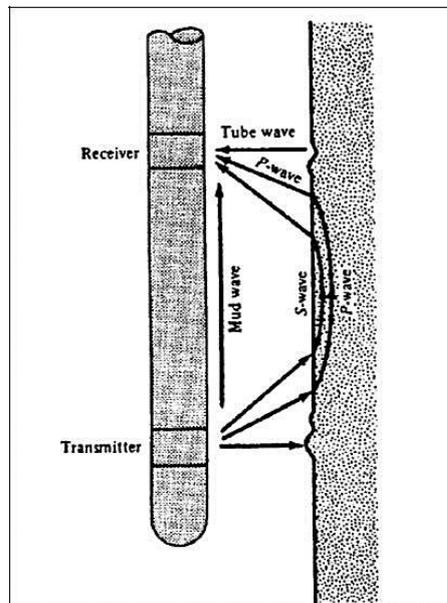
Φ = Porositas (fraksi)

2.4.2 Log Sonic (DT)

Log sonic merupakan *log* akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu di dalam lapisan batuan, dengan kata lain *log* ini mengukur *interval* waktu kedatangan dari perambatan gelombang kompresional yang melewati suatu formasi batuan. Prinsip kerjanya adalah bunyi dengan *interval* yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batumannya. *Log sonic* mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Respon *log sonic/log* perlambatan dapat digunakan untuk mencari parameter fisis berupa kecepatan gelombang P dan gelombang S.

$$V_p = \frac{1}{DTCO} = \frac{0.3048}{DTCO \times 10^6} \quad (7)$$

$$V_s = \frac{1}{DTSM} = \frac{0.3048}{DTSM \times 10^6} \quad (8)$$



Gambar 2.3 Prinsip kerja *log sonic* (Labo, 1987)

V_p = Kecepatan gelombang primer (m/s)

V_s = Kecepatan gelombang sekunder (m/s)

$DTCO$ = Data log compressional delay time (ms/ft)

$DTSM$ = Data log shear wave delay time (ms/ft)

2.4.3 Kecepatan Gelombang

Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik, yaitu kecepatan gelombang kompresi (P) dan gelombang *shear* (S). Gelombang P dicirikan oleh arah gerak partikel yang sejajar dengan arah rambat gelombang, sedangkan gelombang S dicirikan oleh arah gerak yang tegak lurus. Kecepatan gelombang P dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (9)$$

Sedangkan kecepatan gelombang S adalah sebagai berikut:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (10)$$

V_p = Kecepatan gelombang primer (m/s)

V_s = Kecepatan gelombang sekunder (m/s)

K = Modulus *bulk* (GPa)

ρ = Densitas (gr/cc)

μ = Modulus *shear* (Gpa)

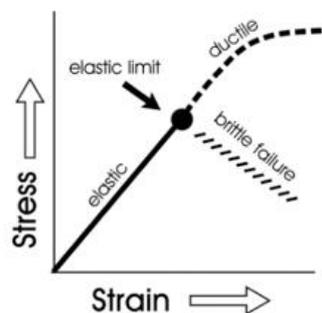
2.4.4 Modulus Elastisitas Batuan

Perambatan gelombang seismik pada batuan dapat digunakan untuk mengkarakterisasi gaya internal dan deformasi pada material batuan tersebut.

Deformasi secara tiga dimensi diistilahkan sebagai *strain* dan gaya internal yang bekerja pada bagian material tersebut disebut *stress*, yang berhubungan dengan elastisitas benda padat (Shearer dkk, 2009). Elastisitas batuan biasanya dinyatakan dalam nilai perbandingan antara *stress* terhadap *strain* yang digunakan untuk mengukur objek atau ketahanan bahan untuk mengalami deformasi elastis ketika gaya diterapkan pada benda itu atau sering disebut modulus elastisitas.

a) Tegangan/*stress* dan Regangan/*strain*

Tegangan/*stress* adalah gaya yang bekerja terhadap satuan luas (*force/area*). *Stress* terdiri dari dua komponen, yaitu *normal stress* dan *shear stress*. Sedangkan regangan/*strain* adalah hasil deformasi akibat gaya *stress* tersebut yang ditunjukkan sebagai perubahan bentuk, meliputi panjang atau volume, secara matematis adalah perbandingan antara perubahan bentuk terhadap bentuk awal. Berdasarkan *Hooke's Law*, *stress* dan *strain* tersebut bergantung secara *linier* dan batuan akan bersifat elastis, *ductile*, dan *brittle* (Reynolds, 1998).

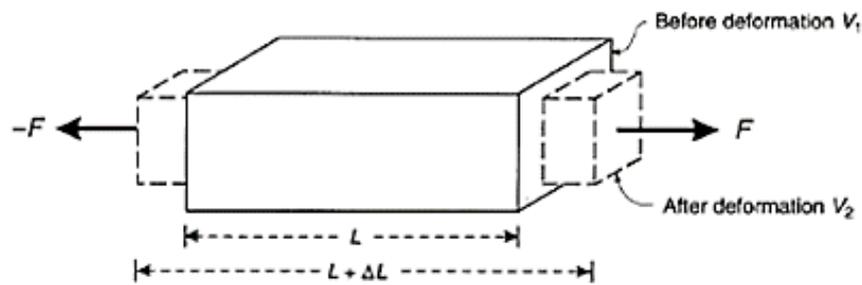


Gambar 2.4 Hubungan antara *stress* dan *strain* (Reynolds, 1998)

b) Modulus Young (E)

Modulus Young adalah kecenderungan suatu benda untuk berubah bentuk sepanjang sumbu ketika *stress* berlawanan diaplikasikan sepanjang sumbu itu (elastisitas tarik). Secara matematis merupakan rasio *stress* ekstensi terhadap hasil *strain* ekstensi untuk benda yang ditarik kedua sisinya.

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L} \quad (11)$$



Gambar 2.5 Gaya tensional pada batuan (Mavko, 2009)

E = Modulus Young (GPa)

F = Gaya tarik/*tensional* (N)

A = Luas area (m²)

L = Panjang awal batuan (m)

ΔL = Perubahan panjang batuan (m)

Hubungan antara konstanta elastis dalam bahan isotropik telah dirumuskan dan dirangkum (After Birch, 1961). Untuk mencari nilai modulus Young dapat menggunakan hubungan antara konstanta elastis modulus Young, modulus *bulk*, dan *Poisson ratio*.

$$E = 3K(1 - 2\nu) \quad (12)$$

E = Modulus Young (GPa)

K = Modulus *bulk* (GPa)

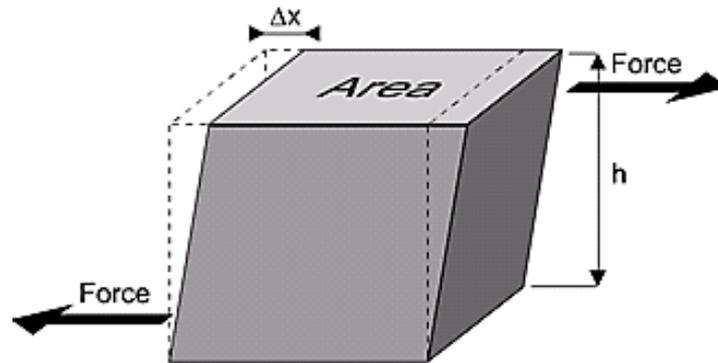
ν = *Poisson ratio* (GPa)

c) **Modulus Shear (μ)**

Modulus *shear* merupakan kecenderungan sebuah objek untuk bergeser (deformasi bentuk pada volume konstan) ketika diberi gaya yang berlawanan. Secara matematis, didefinisikan sebagai rasio tegangan geser terhadap regangan

geser. Modulus *shear* biasa disebut rigiditas atau ketahanan *body* batuan terhadap *shear stress*.

$$\mu = \frac{F/A}{\Delta x/h} \quad (13)$$



Gambar 2.6 Gaya geser pada batuan (Mavko, 2009)

μ = Modulus *shear* (GPa)

F = Gaya geser (N)

A = Luas area (m²)

h = Ketinggian batuan (m)

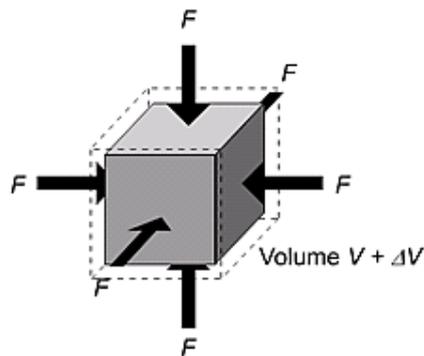
Δx = Perubahan posisi batuan/*displacement* (m)

d) Modulus *Bulk* (K)

Modulus *bulk* merupakan kecenderungan suatu benda untuk berubah bentuk ke segala arah ketika diberi tegangan seragam ke segala arah. Secara matematis, didefinisikan sebagai rasio tekanan hidrostatik terhadap perubahan volume. Modulus *bulk* umumnya disebut juga inkompresibilitas, dengan kata lain didefinisikan sebagai ketahanan suatu batuan terhadap gaya kompresional.

$$K = \frac{F/A}{\Delta V/V} \quad (14)$$

- K = Modulus *bulk* (GPa)
 F = Gaya kompresional (N)
 A = Luas area (m²)
 V = Volume awal (m³)
 ΔV = Perubahan volume (m³)



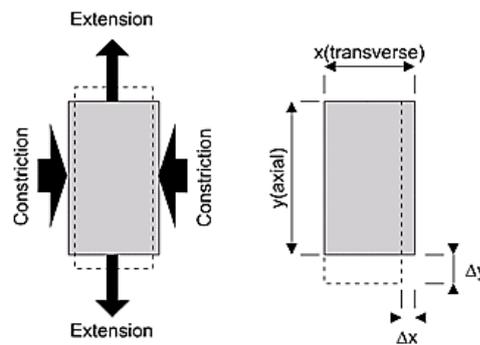
Gambar 2.7 Gaya kompresional pada batuan (Mavko, 2009)

e) ***Poisson Ratio*** (ν)

Poisson ratio adalah nilai perbandingan negatif dari perubahan *transversal* terhadap perubahan aksial suatu benda ketika diberi gaya satu arah. Konstanta ini menggambarkan sifat respon ketahanan untuk berdeformasi mengikuti tegangan yang diberikan. Secara matematis dirumuskan melalui persamaan berikut:

$$\nu = -\frac{\Delta x/x}{\Delta y/y} \quad (15)$$

- ν = *Poisson ratio* (GPa)
 x = Panjang awal benda *transverse* (m)
 y = Panjang awal benda *axial* (m)
 Δx = Perubahan *transverse* (m)



Gambar 2 8 Rekonstruksi perubahan bentuk suatu benda ketika diberi gaya (Mavko, 2009)

Adapun persamaan untuk mencari nilai *poisson ratio* dapat dirumuskan melalui hubungan empiris dengan kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S sebagai berikut:

$$v = \frac{v_p^2 - v_s^2}{2(v_p^2 + v_s^2)} \quad (16)$$

v = *Poisson ratio* (GPa)

V_p = Kecepatan gelombang primer (m/s)

V_s = Kecepatan gelombang sekunder (m/s)

2.4.5 Porositas

Porositas adalah perbandingan antara total volume rongga kosong dengan total volume batuan, dan dinyatakan dalam persen volume. Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997).

$$\Phi = \frac{V_{pore}}{V_{total}} = 1 - \frac{V_{matriks}}{V_{total}} \quad (17)$$

Φ = Porositas batuan (%)

v_{pore} = Volume pori batuan (%)

$V_{matriks}$ = Volume matriks batuan (%)

Menurut (Schon, 1998), berdasarkan keterhubungan ruang antar pori, porositas batuan dapat didefinisikan sebagai berikut:

1. Porositas total, adalah porositas yang berkaitan dengan semua ruang pori dan merupakan penjumlahan dari porositas primer dan sekunder.
2. Porositas interkoneksi, adalah porositas yang hanya berkaitan dengan ruang pori yang saling berhubungan saja. Ruang-ruang pori yang saling berhubungan adalah yang mampu mengalirkan fluida atau arus listrik di antara dinding-dinding pori. Perbedaan antara porositas total dan porositas interkoneksi dapat diilustrasikan pada contoh batuan *pumice*. *Pumice* memiliki porositas total 50% tetapi porositas interkoneksi 0%. Karena pori-pori yang ada masing-masing terisolasi maka fluida tidak dapat mengalir melalui ruang antar pori.
3. Porositas efektif, adalah porositas yang tersedia untuk fluida dapat bergerak bebas. Porositas efektif merupakan nilai porositas yang sudah terkoreksi dari faktor *volume shale*. Porositas efektif sering digunakan dalam analisis *log*.

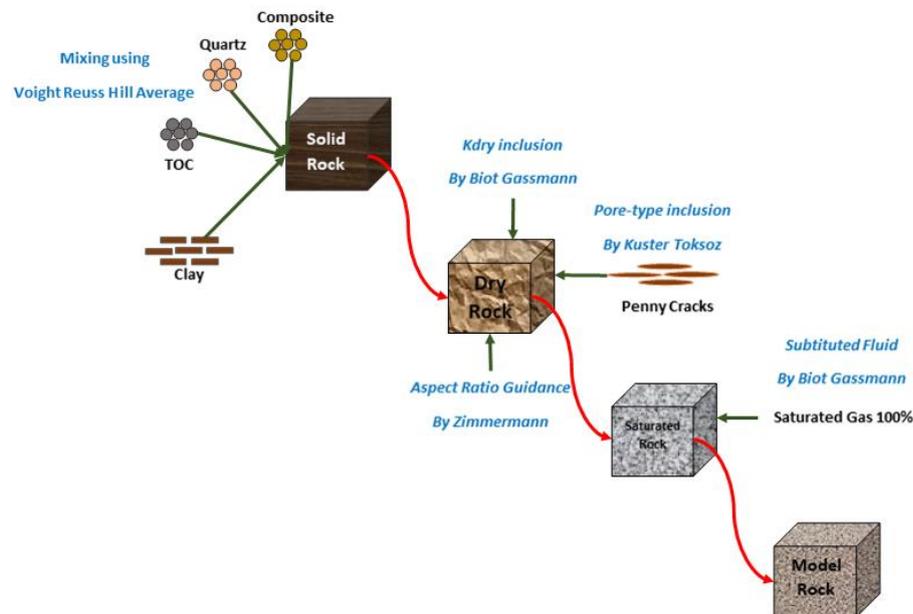
Menurut (Schon, 1998) ukuran butir, distribusi butir, dan geometri sangat menentukan besar porositas.

1. Ukuran butir, semakin kecil ukuran butir maka porositas yang dihasilkan akan semakin besar
2. Distribusi dan pemilahan ukuran butir (*sorting*), dengan meningkatnya sortir maka porositas akan meningkat pula. Pada sedimen yang sortirnya buruk, ruang antar butiran dengan diameter besar akan diisi oleh butiran-butiran yang lebih kecil.
3. Geometri butiran, porositas cenderung naik pada butiran berbentuk bola, sedangkan porositas akan mengecil pada butiran yang menyudut.

2.5 Permodelan Fisika Batuan

Secara umum fisika batuan merupakan bidang kajian ilmu yang mempelajari perilaku batuan terhadap pengaruh fisis, yang dimulai dari proses

kejadian batuan sampai parameter petrofisik batuan. Pada penelitian ini tahapan permodelan fisika batuan dapat dilihat pada gambar berikut:

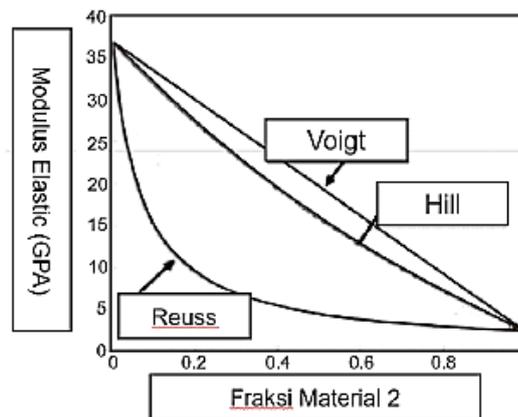


Gambar 2.9 Skema permodelan fisika batuan pada penelitian

2.5.1 Permodelan *Solid Rock* - Voigt Reuss Hill (VRH)

Dalam memodelkan sebuah batuan, langkah awal yang perlu dilakukan yaitu mengasumsikan sebuah batuan menjadi suatu massa *solid* untuk mendapatkan tetapan awal dari properti elastik permodelan. Untuk itu dalam penelitian ini permodelan *solid rock* menggunakan metode Voigt Reuss Hill (VRH) yang merupakan metode batas (*bounding methods*) untuk melakukan kalkulasi batas elastis dari bahan komposit mineral berdasarkan prinsip dasar fisika batuan. Kalkulasi batas-batas tersebut didasari pada asumsi bahwa batuan adalah mineral komposit linier elastis. Pemodelan Voigt (*upper bound*), Reuss (*lower bound*), dan Hill (*average bound*) merupakan pemodelan teoritis yang sangat sederhana untuk mendapatkan modulus elastik dan fraksi mineral batuan yang paling mendekati properti batuan sebenarnya dengan menggunakan data *petrophysics* yang ada.

Kelemahan pemodelan ini adalah tidak bisa mengetahui geometri pori pada *reservoir* tersebut.



Gambar 2.10 Skema permodelan Voigt Reuss Hill (Mavko, 2009)

Berikut adalah persamaan yang digunakan:

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (18)$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (19)$$

$$M_H = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (20)$$

f_i = Fraksi modulus elastik mineral batuan (fraksi)

M_i = Modulus elastik mineral batuan (GPa)

M_V = Modulus elastik Voigt mineral batuan (GPa)

M_R = Modulus elastik Reuss mineral batuan (GPa)

M_H = Modulus elastik Hill mineral batuan (GPa)

2.5.2 Permodelan *Dry Rock* - Kuster Toksoz Method

Kuster dan Toksoz (1974) yang dimuat dalam Mavko (2009) memberikan sebuah persamaan untuk menghitung kecepatan gelombang P dan S. Bentuk umum dari model ini dinyatakan dalam modulus efektif K^*_{KT} dan μ^*_{KT} dengan berbagai variasi bentuk inklusi dapat dinyatakan seperti persamaan berikut:

$$(K_{KT}^* - K_m) \frac{(K_m + \frac{4}{3}\mu_m)}{(K_{KT}^* + \frac{4}{3}\mu_m)} = \sum_{i=1}^N xi(K_i - K_m)P^{mi} \quad (21)$$

$$(\mu_{KT}^* - \mu_m) \frac{(\mu_m + \frac{4}{3}\zeta_m)}{(\mu_{KT}^* + \frac{4}{3}\zeta_m)} = \sum_{i=1}^N xi(\mu_i - \mu_m)Q^{mi} \quad (22)$$

Koefisien Pmi dan Qmi (Tabel 2.3) menunjukkan pengaruh adanya inklusi (i) pada *background* (m). Inklusi dengan properti material dan bentuk yang berbeda memerlukan teknik perhitungan yang berbeda dan setiap jenis inklusi tersebut harus didistribusikan secara acak.

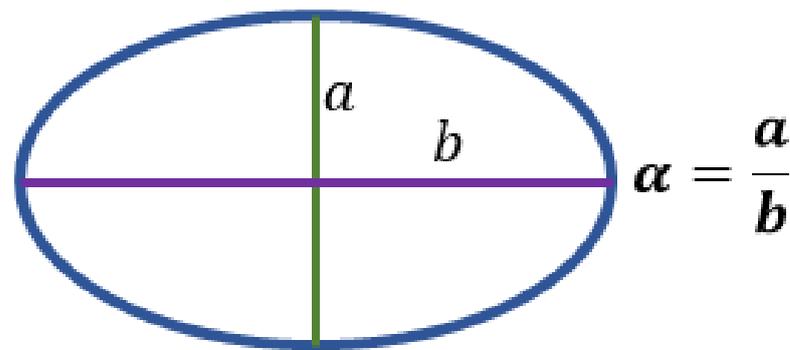
Inclusion shape	P^{mi}	Q^{mi}
Spheres	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}$	$\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_i + \zeta_m}$
Needles	$\frac{K_m + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}$	$\frac{1}{5} \left(\frac{4\mu_m}{\mu_m + \mu_i} + 2 \frac{\mu_m + \gamma_m}{\mu_i + \gamma_m} + \frac{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i} \right)$
Disks	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i}$	$\frac{\mu_m + \zeta_i}{\mu_i + \zeta_i}$
Penny cracks	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m}$	$\frac{1}{5} \left(1 + \frac{8\mu_m}{4\mu_i + \pi\alpha(\mu_m + 2\beta_m)} + 2 \frac{K_i + \frac{2}{3}(\mu_i + \mu_m)}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m} \right)$

Notes:

$\beta = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+4\mu)}$, $\gamma = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+7\mu)}$, $\zeta = \frac{\mu(9K+8\mu)}{6(K+2\mu)}$, $\alpha =$ crack aspect ratio, a disk is a crack of zero thickness.

Tabel 2.3 Tabel Koefisien Pmi dan Qmi untuk masing masing bentuk inklusi yang berbeda (Berryman, 1995)

Pada penelitian ini bentuk pori batuserpih adalah inklusi. Inklusi adalah bentuk material dengan properti elastik yang berbeda dari matriks. Inklusi dapat bersifat homogen (mempunyai properti elastik yang sama dengan matriks) ataupun inhomogen (mempunyai properti elastik yang berbeda dengan matriks). Dalam model inklusi dikenal istilah *aspect ratio*. *Aspect ratio* (α) merupakan perbandingan besar sumbu elipsoida antara yang terpendek terhadap yang terpanjang (Gambar 2.11). Semakin kecil *aspect ratio* maka semakin pipih bentuk pori batuan. Semakin besar *aspect ratio* maka semakin bulat bentuk pori batuan. Pada penelitian ini tipe bentuk inklusi menggunakan bentuk *penny cracks shape* karena asumsi sumur penelitian yang didominasi oleh sebaran mineral *clay* dimana kaitannya dengan porositas yang sangat rendah.

Gambar 2.11 Skematik *pore aspect ratio*

Nilai *aspect ratio* dapat divariasikan untuk berbagai tipe pori dimana nilai *soft*, *reference*, dan *stiff pore* didapat menggunakan *crossplot pore space stiffness*.

2.5.3 Permodelan *Pore Aspect Ratio* - Persamaan Zimmerman

Pada penelitian ini mengaplikasikan Persamaan Zimmerman digunakan untuk mengetahui nilai modulus *bulk* pori batuan, *pore aspect ratio* pori batuan, serta memprediksi kekakuan ruang pori/*pore space stiffness* (PSS) batuan. PSS didefinisikan sebagai kebalikan dari kompresibilitas ruang pori batuan kering pada tekanan pori konstan (Zimmerman, 1991) dan dapat ditulis sebagai berikut:

$$\frac{1}{K_{dry}} = \frac{1}{K_m} + \frac{\Phi}{K_\Phi} \quad (23)$$

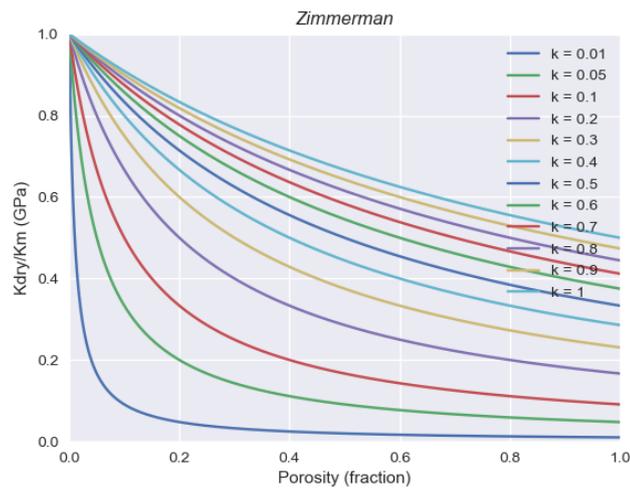
Untuk memahami hubungan kekakuan ruang pori dengan K_{dry} , digunakan persamaan berikut:

$$\frac{K_{dry}}{K_m} = \frac{1}{1 + \frac{\Phi}{k}} \quad (24)$$

Dimana:

$$k = \frac{K_\Phi}{K_m} \quad (25)$$

Pada penelitian ini konstanta *pore space stiffness* (k) didapatkan dengan *crossplot* data porositas terhadap data K_{dry}/K_m , sedangkan nilai k merepresentasikan sebaran *pore aspect ratio* pori batuan yang dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 2.12 Template Zimmerman yang sudah dimodifikasi (Russel dan Smith, 2007)

2.5.4 Permodelan *Saturated Rock – Biot Gassmann Fluid Substituted*

Persamaan Biot Gassmann umumnya dipakai untuk melakukan substitusi fluida pada *reservoir*. Persamaan Biot Gassmann dapat mencari nilai dari modulus *bulk* batuan tersaturasi dengan menghubungkan modulus *bulk dry rock*, modulus *bulk solid rock*, fluida, dan porositas batuan. Kekurangan dari persamaan Gassmann adalah tidak terlalu memperhatikan geometri pori dalam batuan. Berikut adalah persamaan umum Biot Gassmann (Mavko, 2009):

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\Phi(K_m - K_{fl})} \quad (26)$$

Persamaan Biot Gassmann juga dapat digunakan untuk memprediksi K_{dry} dengan cara:

Langkah 1

Definisikan persamaan baru berikut dari persamaan diatas.

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} - \frac{K_f}{\phi(K_m - K_f)} = d \quad (27)$$

Langkah 2

Kemudian persamaan Biot Gassmann diatas menjadi sebagai berikut:

$$\frac{K_{unknown}}{K_m - K_{unknown}} = d \quad (28)$$

Langkah 3

Kemudian didapatkan persamaan berikut sebagai kdry.

$$K_{unknown} = K_m \frac{d}{1+d} \quad (29)$$

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

$$\mu_{dry} = \mu_{sat} \quad (30)$$