

BAB II

TEORI DASAR

2.1 Tinjauan Umum Batuan Pasir

Batupasir (*sandstone*) adalah batuan sedimen klastika yang membentuk sekitar $\frac{1}{4}$ volume batuan sedimen, belum termasuk pasir karbonat dan pasir vulkanik (Pettijohn, 1975). Berdasarkan pada besar butirnya, batuan sedimen klastika dibagi menjadi batuan sedimen klastik halus dan sedimen klastik kasar. Batupasir termasuk kedalam golongan batuan sedimen klastik berbutir kasar, dengan ukuran butiran (0.125-2 mm). Secara umum komposisi dari batupasir terdiri dari: matriks, semen, fragmen batuan (*grain*), kuarsa, feldspar dan mineral lainnya. Batupasir merupakan jenis batuan reservoir yang umumnya banyak ditemukan, dimana 60% dari semua batuan reservoir adalah batupasir.

Berdasarkan pada kandungan mineral batu pasir, Pettijohn mengelompokkan batupasir menjadi tiga kelompok yaitu: *Orthoquartzites*, *Greywacke*, dan *Arkose*. Kandungan mineral dan komposisi kimia penyusun batupasir akan mempengaruhi besarnya sortasi (pemilahan) batuan yang dapat mempengaruhi besarnya pori batupasir.

2.2 Konsep Dasar Petrofisika

Petrofisika adalah suatu studi yang mempelajari mengenai properti fisis dan kimiawi suatu batuan yang diperoleh dari hasil pengukuran dilapangan maupun pengukuran laboratorium berupa rekaman *logging* (*well log*) untuk mengidentifikasi litologi dan sifat petrofisik batuan pada lapangan penelitian. Dimana dengan mengetahui informasi tersebut kemudian dapat ditentukan interval kedalaman yang merupakan zona reservoir.

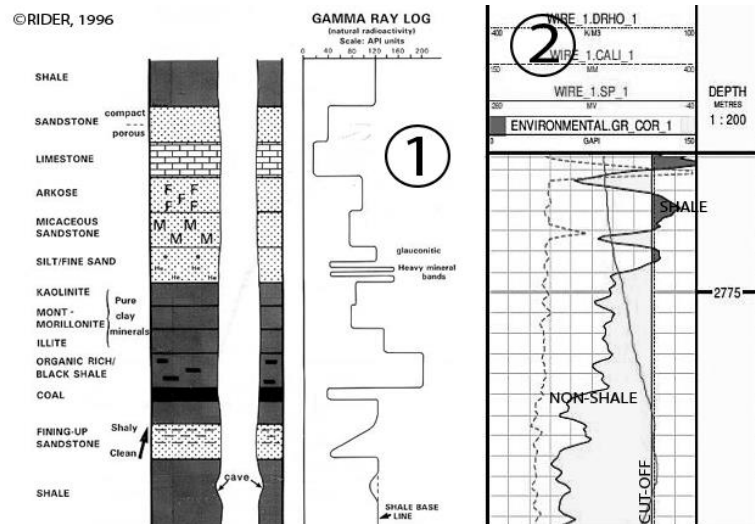
2.2.1 Analisa Data Sumur

Data sumur (*well log*) adalah rekaman data yang diperoleh dari pengukuran fisis pada lubang bor dilapangan sebagai fungsi kedalaman. Analisis data sumur berfungsi untuk mengidentifikasi parameter-parameter yang digunakan dalam analisis fisika batuan seperti litologi, kandungan mineral, *volume shale*, porositas dan permeabilitas dan saturasi air. Beberapa data sumur yang digunakan pada penelitian ini, yaitu:

a. Log *Gamma ray* (GR)

Log *gamma ray* merupakan log yang mengukur radiasi sinar gamma natural yang dipancarkan oleh formasi batuan. Radiasi sinar gamma berasal dari unsur-unsur radioaktif seperti Pottasium (K), Uranium (U), dan Thorium (Th). Unsur potassium pada umumnya banyak ditemukan pada mineral lempung, sehingga dapat disimpulkan bahwa respon log *gamma ray* merupakan fungsi dari banyaknya kandungan lempungan pada batuan.

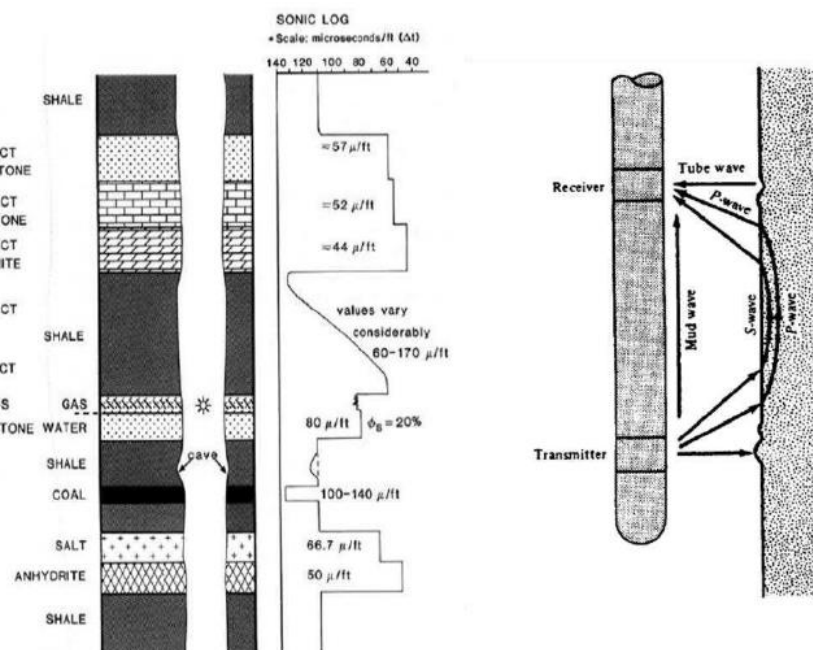
Secara khusus log *gamma ray* berfungsi untuk mengidentifikasi lapisan *permeable* dan *impermeable* berdasarkan pada nilai *gamma ray* yang terekam. Nilai *gamma ray* tinggi (> 300 API) diasumsikan sebagai batu lempung, sedangkan nilai *gamma ray* rendah (20 -30 API) diasumsikan sebagai batupasir.



Gambar 2.1 Respon log gamma ray terhadap batuan (Rider, 1996)

b. *Log Sonic*

Log sonic merupakan log yang mengukur interval waktu tiba gelombang dari perambatan gelombang kompresional ke bawah permukaan dan melewati suatu formasi batuan saat perambatannya. *Log sonic* dapat digunakan untuk menentukan parameter fisis yaitu nilai porositas dan kecepatan gelombang P. Parameter tersebut digunakan untuk mengidentifikasi litologi bawah permukaan yang dilalui lubang bor.



Gambar 2.2 Respon dan prinsip kerja log *sonic* (Rider, 2002) dan (Labo, 1987)

Persamaan yang digunakan untuk menghitung kecepatan gelombang P (V_p) dengan data log *sonic*:

$$V_p = \frac{1}{dt} = \frac{0.3048}{dt \times 10^{-6}} \quad (2.1)$$

V_p = kecepatan gelombang P (m/s)

dt = data log *sonic* (s/ft)

Interval waktu kedatangan akan bergantung pada litologi dan porositas, dimana kehadiran hidrokarbon akan menyebabkan interval waktu kedatangan (log *sonic*) meningkat. Selain itu log *sonic* dapat digunakan untuk menghitung nilai porositas dengan persamaan Wyllie yaitu:

$$\Phi_{ef} = \frac{dt_{log} - dt_{ma}}{dt_{fl} - dt_{ma}} - Vsh \left(\frac{dt_{sh} - dt_{ma}}{dt_{fl} - dt_{ma}} \right) \quad (2.2)$$

- Φ_{ef} = porositas efektif (dec)
- dt_{log} = data *sonic log* (s/ft)
- dt_{ma} = data *sonic* matriks (s/ft)
- dt_{fl} = data *sonic* fluida (s/ft)
- Vsh = *volume of shale* (s/ft)
- dt_{sh} = data *sonic shale* (s/ft)

c. Log Densitas

Log densitas merupakan log yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan daerah penelitian dengan satuan *gr/cc*. Berdasarkan prinsip kerjanya, log densitas berasal dari unsur radioaktif yang memancarkan sinar *gamma*. Sinar *gamma* ini dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Dalam pergerakannya didalam formasi batuan, partikel sinar *gamma* bertumbukan dengan elektron yang mengakibatkan energi partikel *gamma* akan berkurang bahkan habis. Banyaknya energi sinar *gamma* yang hilang menunjukkan densitas elektron atau densitas batuan dalam formasi.

Pada umumnya batuan homogen yang terisi fluida memiliki densitas batuan lebih rendah dibandingkan ketika batuan tersebut terisi minyak. Persamaan untuk menghitung porositas dari log densitas:

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

- Φ = porositas
- ρ_{ma} = densitas matriks (gr/cm^3)
- ρ_b = bacaan log densitas (gr/cm^3)

$$\rho_f = \text{densitas fluida} \left(\frac{gr}{cm^3} \right)$$

2.2.2 Volume Of Shale (V_{sh})

Volume of shale menyatakan jumlah kandungan lempung pada suatu interval yang umumnya dinyatakan dalam persentase kandungan *volume shale* terhadap volume keseluruhan batuan. Perhitungan *volume of shale* biasanya digunakan sebagai parameter untuk memisahkan batuan reservoir dan non reservoir berdasarkan pada *cut off volume shale*. Batuan reservoir ditandai dengan tingkatan radioaktif yang rendah dan 0% *shale*, dan batuan non reservoir ditandai dengan tingkatan radioaktif alam yang tinggi.

Ada beberapa pendekatan yang digunakan untuk mengestimasi nilai *volume of shale* pada suatu sumur yaitu:

Pendekatan Linear dengan memanfaatkan data log *gamma ray*:

$$V_{sh} = I_{GR} \quad (2.4)$$

Menghitung V_{sh} dengan menggunakan pendekatan Larionov (1969):

(i) Pendekatan Larionov untuk *older rocks*:

$$V_{sh} = 0.33 (2^{2.1 I_{GR}} - 1) \quad (2.5)$$

(ii) Pendekatan Larionov untuk *tertiary rocks*:

$$V_{sh} = 0.083 (2^{3.71 I_{GR}} - 1) \quad (2.6)$$

Dengan indeks *gamma ray* (I_{GR}) dihitung dengan persamaan:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.7)$$

I_{GR} = indeks *gamma ray* (API)

GR_{log} = pembacaan *gamma ray* pada log (API)

GR_{min} = pembacaan nilai *gamma ray* minimum (API)

GR_{max} = pembacaan nilai *gamma ray* maksimum (API)

2.2.3 Porositas

Porositas merupakan tingkat kemampuan batuan untuk mampu menyimpan fluida yang baik. Porositas juga dapat diartikan sebagai perbandingan antara total volume pori-pori kosong dengan total volume batuan, dan dinyatakan dalam fraksi atau persen (%) volume. Untuk batuan reservoir yang baik umumnya memiliki porositas yang baik agar mampu menyimpan hidrokarbon dalam jumlah yang besar, misalnya batupasir. Besar-kecilnya porositas suatu batuan dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya:

a. Ukuran butir atau *grain size*

Ukuran butir suatu batuan bergantung pada baik buruknya proses distribusi batuan. Ketika ukuran butir yang dihasilkan besar maka akan menghasilkan ruang rongga yang besar pula. Apabila ruang rongga tersebut terus terisi oleh partikel yang lebih kecil maka porositas yang dihasilkan akan semakin berkurang. Sehingga dapat disimpulkan bahwa porositas semakin bertambah saat ukuran butir yang dihasilkan berkurang.

b. *Sorting*

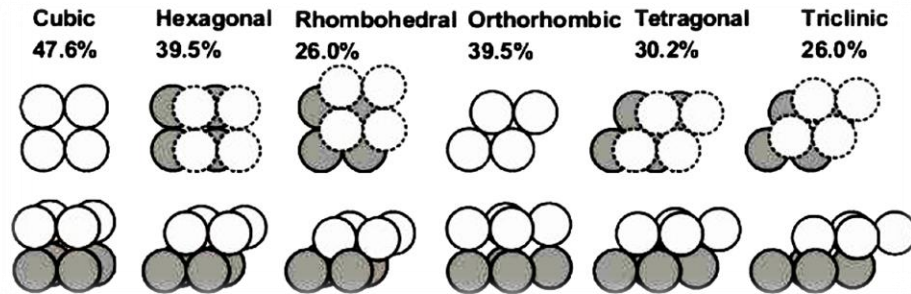
Pemilahan ukuran butir atau *sorting*, akan mempengaruhi porositas yang dihasilkan. Saat *sorting* buruk maka ruang antar butir akan diisi oleh butiran-butiran yang lebih kecil dan menghasilkan porositas yang kecil. Sehingga dapat disimpulkan bahwa semakin baik *sorting* sedimen maka porositas yang dihasilkan semakin baik.

c. Geometri butiran

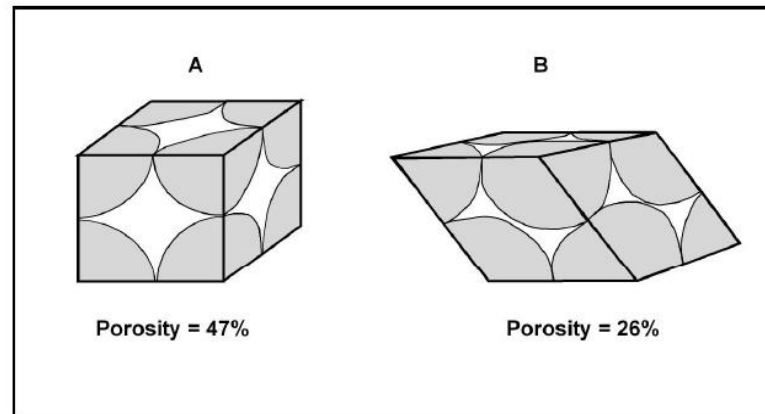
Geometri butiran yang terbentuk baik menyudut-membulat dipengaruhi oleh proses distribusi dan transportasi sedimen. Porositas akan cenderung naik apabila geometri butiran berbentuk seperti bola atau membundar, sedangkan porositas akan mengecil pada butiran yang menyudut.

Nilai porositas juga dipengaruhi oleh kemas (*packing*) butir partikelnya. Untuk butir berbentuk bola yang terkemas dalam kubus akan berbeda dengan yang

terkemas dalam bentuk hexagonal. Perhitungan porositas dengan asumsi butiran matriks batuan berbentuk bola teratur didalam kubus akan menghasilkan porositas terbesar. Perhitungan nilai porositas berdasarkan kemas (Gambar 2.3).



Gambar 2.3 Konfigurasi susunan butiran (Glover, 2000) asumsi matriks batuan adalah berupa bola simetris



Gambar 2.4 Perbandingan porositas antara kemas berbentuk kubus (A) dan hexagonal (B)

Berdasarkan keterhubungan ruang antar pori, Schon (1998) mendefinisikan beberapa tipe porositas diantaranya:

- Porositas total, adalah porositas yang berkaitan dengan semua ruang pori dan merupakan penjumlahan dari porositas primer dan sekunder.
- Porositas primer adalah porositas yang terbentuk pada waktu bersamaan dengan proses pengendapan batuan berlangsung (kompaksi, sementasi dll).
- Porositas sekunder adalah porositas batuan yang terbentuk setelah proses pengendapannya. Misalnya terbentuknya fracture dan patahan.
- Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen atau fraksi.

- e. Porositas efektif adalah porositas yang memiliki pori-pori yang saling berhubungan, dan mampu mengalirkan fluida secara bebas. Porositas efektif umumnya sering digunakan dalam analisis log.

Tabel 2.1 Pengaruh diameter butiran terhadap porositas (Schon, 1998)

| Jenis Sedimen | Diameter butiran rata-rata (mm) | Densitas (gram/cm ³) | Porositas (%) |
|------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------|
| Sand (coarse) | 0,5285 | 2,034 | 38,6 |
| Sand (fine) | 0,1638 | 1,962 | 44,5 |
| Sand (very fine) | 0,0988 | 1,878 | 48,5 |
| Silty sand | 0,0529 | 1,783 | 54,2 |
| Sandy silt | 0,0340 | 1,769 | 54,7 |
| Silt | 0,0237 | 1,740 | 56,2 |
| Sand-silt-clay | 0,0177 | 1,575 | 66,3 |
| Clavey silt | 0,0071 | 1,489 | 71,6 |
| Silty clay | 0,0022 | 1,480 | 73,0 |

2.3 Konsep Dasar Fisika Batuan

Fisika batuan (*Rock Physics*) adalah ilmu yang membahas mengenai hubungan antara pengamatan geofisika, terutama hasil pengukuran seismik dengan sifat fisik batuan, seperti komposisi, porositas, dan kandungan fluida pada suatu formasi batuan. Respon *amplitude* seismik pada kenyataannya tergantung pada *elastic properties* dari komponen batuan berpori (Ambarsari, 2015).

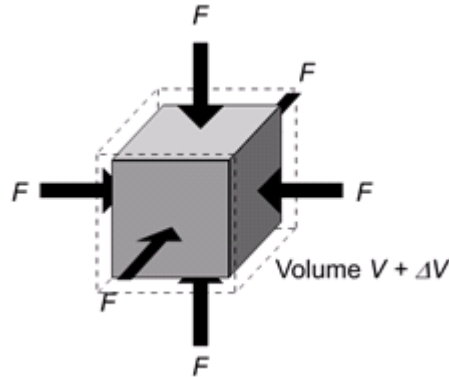
2.3.1 Modulus Elastik Fluida

Konstanta elastik menggambarkan ketahanan suatu material batuan sebagai respon terhadap penjarangan gelombang yang diwakilkan oleh *bulk modulus* dan *shear modulus*. *Bulk Modulus* merupakan konstanta perbandingan *stress-strain* terhadap gaya kompresional. Apabila gaya kompresional mengenai suatu permukaan *body* batuan akan menghasilkan *stress*, kemudian dihasilkan *strain* berupa perubahan *volume* (Gambar 2.4). Modulus *bulk* akan menunjukkan ketahanan suatu batuan terhadap gaya kompresional.

$$K = \frac{F/A}{\Delta V/V} \quad (2.8)$$

K = *bulk modulus* (GPa)

- F = gaya kompresional (N)
- A = luas area (m^2)
- V = volume awal (m^3)
- ΔV = selisih perubahan volume (m^3)

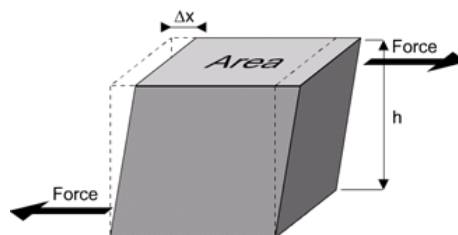


Gambar 2.5 Gaya kompresional pada batuan (Mavko et al, 2009)

Sedangkan *shear modulus* merupakan konstanta perbandingan *stress-strain* terhadap gaya geser (*shear*). Ketika suatu gaya mengenai suatu permukaan *body* batuan, maka akan dihasilkan *stress* yang kemudian akan dihasilkan *strain* dimana terjadi perubahan panjang permukaan yang bergeser (Gambar 2.5). *Shear modulus* atau disebut *rigidity* dapat didefinisikan sebagai ketahanan *body* batuan terhadap *shear* dan dinyatakan dalam persamaan:

$$\mu = \frac{F/A}{\Delta x/h} \tag{2.9}$$

- μ = *shear modulus* (GPa)
- F = gaya geser (N)
- A = luas area (m^2)
- h = panjang bodi batuan tegak lurus F (m)
- Δx = perubahan panjang bodi batuan yang sejajar dengan F (m)



Gambar 2.6 Gaya *shear* pada batuan (Mavko et al, 2009)

2.3.2 Kecepatan Gelombang

Gelombang seismik berdasarkan tipe penjarannya dibagi menjadi 2 yaitu gelombang P (gelombang kompresi) dan gelombang S (gelombang *shear*). Gelombang P merupakan gelombang yang arah penjarannya sejajar dengan arah perambatan gelombang. Sedangkan gelombang S adalah gelombang yang arah penjarannya tegak lurus dengan arah perambatan gelombang.

Kecepatan gelombang P dapat dinyatakan dengan:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.10)$$

Sedangkan, kecepatan gelombang S:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.11)$$

Selain persamaan diatas, kecepatan gelombang S dapat diestimasi dengan menggunakan persamaan Tosaya (1982) yaitu:

$$V_s = 3.7 - 6.3\phi - 2.1 V_{sh} \quad (km/s) \quad (2.12)$$

V_p = kecepatan gelombang P (m/s^2)

V_s = kecepatan gelombang S (m/s^2)

K = *bulk modulus* (GPa)

μ = *shear modulus* (GPa)

ρ = densitas (kg/m^3)

2.3.3 Densitas

Densitas merupakan massa persatuan *volume* dalam satuan (gr/cc atau kg/m^3). Setiap batuan memiliki densitas yang berbeda-beda tergantung pada jumlah mineral dan persentasenya, matriks batuan, porositas batuan dan tipe fluida pengisi pori batuan. Untuk menghitung densitas gabungan batuan akibat dari pengaruh matriks batuan dan fluida pengisi pori yang tersaturasi digunakan persamaan:

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi(S_w\rho_w + ((1 - S_w)\rho_{hc})) \quad (2.13)$$

Persamaan Gardner :

$$\rho = 0,31 V^{0.25} \quad (2.14)$$

| | |
|-------------|-------------------------------|
| \emptyset | = porositas |
| ρ_b | = densitas batuan tersaturasi |
| ρ_{ma} | = densitas matriks batuan |
| ρ_w | = densitas <i>brine</i> |
| ρ_{hc} | = densitas hidrokarbon |
| S_w | = saturasi air |
| V | = kecepatan gelombang |

2.4 Pemodelan Fisika Batuan

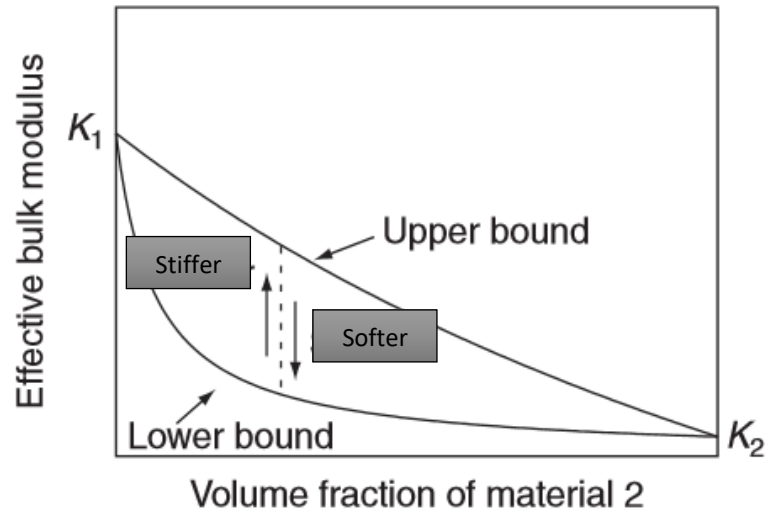
Pemodelan fisika batuan (*rock physics*) merupakan salah satu bentuk dari *forward modelling* dalam memodelkan suatu formasi batuan. Pada pemodelan tersebut dibutuhkan kerangka berpikir mengenai tahapan pemodelan yang akan dilakukan. Berikut ini merupakan tahap-tahap yang dilakukan pada pemodelan *rock physics* (Ambarsari, 2015).

2.4.1 Estimasi Modulus Elastik *Solid Rock* dengan *Voigt-Reuss-Hill*

Untuk mengkarakterisasi tipe pori batuan diperlukan nilai modulus elastik *solid rock* seperti nilai modulus *bulk* (K_{ma}) dan modulus geser (μ_{ma}) *solid rock*. *Solid rock* adalah suatu fasa batuan yang sepenuhnya terisi matriks dan tersusun atas beberapa mineral. Pada pembuatan kerangka *solid rock* batuan dianggap tidak memiliki porositas ($\emptyset = 0$) dan hanya tersusun atas mineral padat, sehingga tidak melibatkan inklusi dan fluida. Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan estimasi nilai K_{ma} dan μ_{ma} *solid rock* dengan menggunakan pemodelan Voigt-Reuss-Hill (VRH).

Pemodelan Voigt (*upper bound*) dan Reuss (*lower bound*) merupakan pemodelan secara teoritis yang cukup sederhana untuk mendapatkan besaran modulus elastik

dan fraksi mineral batuan yang paling mendekati *properties* batuan sebenarnya dengan menggunakan data *petrophysics* yang ada. Kelemahan dari pemodelan ini adalah tidak bisa mengetahui geometri pori pada reservoir tersebut.



Gambar 2.7 Voigt (*Upper Bound*) dan Reuss (*Lower Bound*) (Mavko et al., 2009)

Untuk memodelkan modulus bulk efektif pada batuan digunakan dengan menggunakan persamaan VRH (Voigt-Reuss-Hill), dapat dituliskan sebagai berikut:

$$M_{VRH} = \frac{M_v + M_R}{2} \quad (2.15)$$

Dimana Voigt (*upper bound*) dari modulus elastik dapat dihitung dengan persamaan:

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (2.16)$$

Sedangkan untuk menghitung Reuss (*lower bound*) yaitu:

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (2.17)$$

M_{VRH} = modulus elastik voigt-reuss-hill mineral

M_v = modulus elastik voigt mineral batuan

M_R = modulus elastik reuss mineral batuan

f_i = fraksi modulus elastik mineral batuan

M_i = modulus elastik mineral batuan

2.4.2 Pemodelan Kerangka *Dry Rock*

Pada penelitian ini pemodelan *dry rock* digunakan dengan menggunakan pendekatan Pride, yang melibatkan faktor konsolidasi (α) akibat data yang diolah merupakan reservoir batupasir. Faktor konsolidasi (α) pada pendekatan Pride digunakan sebagai parameter untuk meningkatkan konsolidasi batuan. Pada umumnya batuan yang lebih terkonsolidasi memiliki nilai α lebih rendah dibandingkan dengan batuan yang kurang terkonsolidasi. Pendekatan Pride dapat ditulis sebagai berikut:

$$K_{dry} = \frac{K_{min} (1-\emptyset)}{(1+\alpha\emptyset)} \quad (2.18)$$

$$\mu_{dry} = \mu_{sat} = \frac{\mu_{min} (1-\emptyset)}{(1+1.5\alpha\emptyset)} \quad (2.19)$$

$$\mu_{dry} = \mu_{sat} = \frac{\mu_{min} (1-\emptyset)}{(1+\gamma\alpha\emptyset)} \quad (2.20)$$

Dengan:

$$\gamma = \frac{1+2\alpha}{1+\alpha} \quad (2.21)$$

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

K_{min} = *bulk modulus* mineral (GPa)

μ_{dry} = *shear modulus* kerangka kering batuan (*dry rock*) (GPa)

μ_{sat} = *shear modulus saturated rock* (GPa)

\emptyset = porositas

α = faktor konsolidasi

2.4.3 Prediksi Kecepatan Gelombang P dan S Model

Untuk menentukan kecepatan gelombang dalam kerangka *dry rock* dapat dikalkulasikan secara apriori berdasarkan hasil yang diperoleh dari persamaan 2.18 dan 2.20 (Pride, 2005). Persamaan tersebut dapat digunakan untuk memprediksi kecepatan gelombang P dan S dengan menggunakan persamaan kecepatan gelombang P dan S pada umumnya (persamaan 2.10 dan 2.12) namun menggunakan

parameter elastik pada keadaan *dry rock*. Sehingga persamaan tersebut dapat ditulis sebagai berikut:

$$V_P = \sqrt{\frac{K_{dry} + \left(\frac{4}{3}\right)\mu_{dry}}{\rho_{dry}}} \quad (2.22)$$

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu_{dry}}{\rho_{dry}}} \quad (2.23)$$

μ_{dry} = *shear modulus* kerangka kering batuan (*dry rock*)

ρ_{dry} = densitas batuan *dry rock*

2.4.4 Analisis Konstanta *Pore Space Stiffness*

Pada penelitian ini dilakukan analisis *pore space stiffness* pada beberapa sumur dengan menggunakan persamaan Zimmerman. Persamaan Zimmerman merupakan suatu persamaan yang digunakan untuk mengetahui *bulk modulus* pori batuan, dan mengestimasi bentuk pori pada batuan. Berikut adalah persamaan Zimmerman:

$$\frac{1}{K_{dry}} = \frac{1}{K_{min}} + \frac{\phi}{K_{\phi}} \quad (2.24)$$

Untuk mengetahui konstanta *pore space stiffness*, maka digunakan persamaan sebagai berikut:

$$\frac{K_{dry}}{K_{min}} = \frac{1}{1 + \frac{\phi}{k}} \quad (2.25)$$

$$k = \frac{K_{\phi}}{K_{min}} \quad (2.26)$$

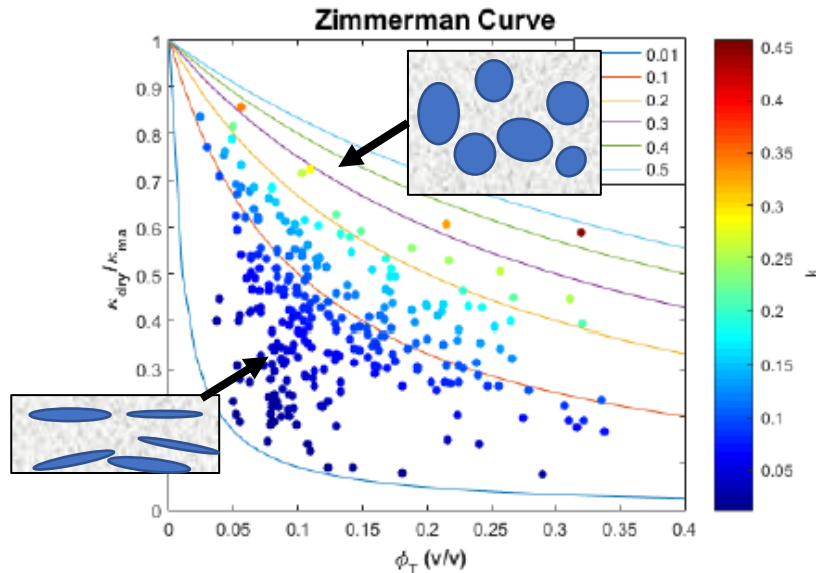
K_{dry} = *bulk modulus* kerangka kering batuan

K_{min} = *bulk modulus* mineral pada batuan

K_{ϕ} = *bulk modulus* pori pada batuan

ϕ = porositas

k = konstanta *pore space stiffness*



Gambar 2.8 Plotting kurva Zimmerman (Kristi, 2017)

Dari gambar diatas dapat dijelaskan bahwa nilai konstanta k di plot pada *crossplot* kurva Zimmermann dengan sumbu x porositas dan sumbu y nilai " K_{dry}/K_{min} ". Sehingga saat suatu data di plot pada *crossplot* tersebut, maka dapat ditentukan nilai konstanta *pore space stiffness* dari masing-masing titik. Nilai *pore space stiffness* digunakan untuk memprediksi nilai *aspect ratio*. Pada batupasir, nilai *pore space stiffness* yang besar berbanding lurus dengan nilai *aspect ratio* yang besar. Hal ini dikarenakan semakin besar *aspect ratio* maka semakin bulat bentuk porinya, sehingga pori batuan tersebut semakin *stiff*. Sebaliknya, nilai *pore space stiffness* yang kecil akan sebanding dengan *aspect ratio* yang kecil. Dimana semakin kecil *aspect ratio* maka semakin pipih bentuk porinya, sehingga pori nya semakin *soft*.