

**ESTIMASI PERMEABILITAS BATUAN
BERDASARKAN CROSSPLOT
PERSAMAAN BIOT**

(STUDI KASUS: SUMUR WALAKPA 2, ALASKA)

**Sanksi Pelanggaran Pasal 113
Undang-Undang No. 28 Tahun 2014
Tentang Hak Cipta**

1. Setiap Orang yang dengan tanpa hak melakukan pelanggaran hak ekonomi sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (1) huruf i untuk Penggunaan Secara Komersial dipidana dengan pidana penjara paling lama **1 (satu) tahun** dan/atau pidana denda paling banyak **Rp100.000.000 (seratus juta rupiah)**.
2. Setiap Orang yang dengan tanpa hak dan/atau tanpa izin Pencipta atau pemegang Hak Cipta melakukan pelanggaran hak ekonomi Pencipta sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (1) huruf c, huruf d, huruf f, dan/ atau huruf h untuk Penggunaan Secara Komersial dipidana dengan pidana penjara paling lama **3 (tiga) tahun** dan/atau pidana denda paling banyak **Rp500.000.000,00 (lima ratus juta rupiah)**.
3. Setiap Orang yang dengan tanpa hak dan/atau tanpa izin Pencipta atau pemegang Hak Cipta melakukan pelanggaran hak ekonomi Pencipta sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (1) huruf a, huruf b, huruf e, dan/ atau huruf g untuk Penggunaan Secara Komersial dipidana dengan pidana penjara paling lama **4 (empat) tahun** dan/atau pidana denda paling banyak **Rp1.000.000.000,00 (satu miliar rupiah)**.
4. Setiap Orang yang memenuhi unsur sebagaimana dimaksud pada ayat (3) yang dilakukan dalam bentuk pembajakan, dipidana dengan pidana penjara paling lama **10 (sepuluh) tahun** dan/atau pidana denda paling banyak **Rp4.000.000.000,00 (empat miliar rupiah)**.

**ESTIMASI PERMEABILITAS BATUAN
BERDASARKAN CROSSPLOT
PERSAMAAN BIOT**

(STUDI KASUS: SUMUR WALAKPA 2, ALASKA)

Fadilah, S.Si., M.Si.



**ESTIMASI PERMEABILITAS BATUAN
BERDASARKAN *CROSSPLOT* PERSAMAAN BIOT
(STUDI KASUS : SUMUR WALAKPA 2, ALASKA)**

Fadilah, S.Si., M.Si

Copyright@2020

Desain Sampul
Bichiz DAZ

Editor
Fitri Ani Rahmawati

Penata Letak
Dhiky Wandana

Hak cipta dilindungi oleh Undang-undang
Ketentuan Pidana Pasal 112–119
Undang-undang Nomor 28 Tahun 2014 Tentang Hak Cipta.

Dilarang keras menerjemahkan, memfotokopi, atau
Memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini
Tanpa izin tertulis dari penerbit

Diterbitkan dan dicetak pertama kali oleh
CV. Jakad Media Publishing
Graha Indah E-11 Gayung Kebonsari Surabaya
(031) 8293033, 081230444797, 081234408577
 <https://jakad.id/>  jakadmedia@gmail.com

Anggota IKAPI
No. 222/JTI/2019
Perpustakaan Nasional RI.
Data Katalog Dalam Terbitan (KDT)
ISBN: 978-623-6955-21-5
xii + 88 hlm.; 15,5x23 cm

KATA PENGANTAR

Bismillaahirrahmaanirrahiim,

Puji syukur selalu terucap kepada Allah SWT atas berkah dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan buku yang berjudul “**ESTIMASI PERMEABILITAS BATUAN BERDASARKAN *CROSSPLOT* PERSAMAAN BIOT (STUDI KASUS : SUMUR WALAKPA 2, ALASKA)**”. Buku ini merupakan hasil karya yang dapat dijadikan sumber belajar bagi mahasiswa sebagai dasar dalam melakukan pembelajaran. Buku ini diharapkan dapat memberikan kontribusi pada pengembangan ilmu pengetahuan di bidang akademisi sehingga menjadi buku yang signifikan. Untuk memudahkan pembaca dalam memahaminya, penulis menyusun buku ini dalam beberapa bagian bab.

Dengan adanya buku ini, diharapkan dapat membantu mahasiswa dalam memperluas dan memperdalam pengetahuan mereka untuk melakukan pengkajian pada bidang ilmu yang diperlukan. Disadari selama penyusunan buku ini, penulis mengalami banyak kendala sehingga terdapat beberapa kekurangan dan masih perlu penyempurnaan. Namun, berkat bantuan, dorongan, dan kerja sama dari berbagai pihak, buku ini dapat diselesaikan.

Penulis juga mengucapkan terimakasih kepada keluarga dan teman-teman yang telah mensupport dan memberikan masukan dalam penyusunan buku ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat menyempurnakan.

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN	xi
BAB I : PENDAHULUAN	3
A. Latar Belakang	3
BAB II : SUMUR WALAKPA 2.....	7
A. Sejarah Sumur Walakpa 2	7
B. Pembahasan yang Telah dilakukan Menegenai Pemodelan Secara Matematis Penjalaran Gelombang Elastik	7
C. Analisis Petrofisika.....	10
D. Stratigrafi Sumur Walakpa 2.....	11
BAB III : NILAI PERMEABILITAS <i>CROSSPLOT</i> DENGAN PERMEABILITAS MELALUI ANALISIS LOG	15
A. Persamaan Gelombang Medium Elastik	15
B. Persamaan Gelombang di dalam Medium Berpori Tersaturasi Fluida.....	18
C. Metode Estimasi Permeabilitas	19
D. Parameter Reservoir	20
BAB IV : PERHITUNGAN PARAMETER RESERVOIR	45
A. Hubungan Kecepatan Gelombang P dengan Parameter Reservoir secara Teoretis	45
B. Parameter Reservoir Melalui Analisis Log.....	45
C. Faktor Skala.....	47

D. Metode Estimasi Permeabilitas	48
E. Perbandingan Hasil Estimasi Permeabilitas <i>Crossplot</i> dan Analisis Log.....	48
BAB V : INTERPRETASI ESTIMASI PERMEABILITAS	
BATUAN	51
A. Penentuan Zonasi	51
B. Analisis <i>Crossplot</i>	52
C. Interpretasi Kuantitatif	54
D. Penyelesaian Persamaan Kecepatan Gelombang P Biot	54
E. Perhitungan Faktor Skala	59
F. Estimasi Permeabilitas	60
G. Perbandingan Hasil Estimasi Permeabilitas <i>Crossplot</i> dan Analisis Log.....	65
DAFTAR PUSTAKA	69
BIODATA PENULIS	87

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Densitas Matrik untuk Beberapa Litologi.....	26
Tabel 5.1	Nilai Parameter <i>Crossplot Neutron Porosity-Density</i> ...	52
Tabel 5.2	Nilai Parameter <i>Crossplot Neutron Porosity-Gamma Ray</i>	52
Tabel 5.3	Nilai Parameter <i>Crossplot Resistivity-Gamma Ray</i>	53
Tabel 5.4	Input Interpretasi Kuantitatif	53
Tabel 5.5	Parameter Teoretis Batu pasir	55
Tabel 5.6	Tabel Faktor Skala pada Parameter Reservoir.....	59
Tabel 5.7	Nilai Parameter-parameter Reservoir Berdasarkan Analisis Log.....	62
Tabel 5.8	Nilai Parameter-parameter Reservoir Secara Teoretis	64

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1	Porositas	22
Gambar 3.2	Eksperimen Darcy	30
Gambar 3.3	Sayatan Suatu Lubang Bor yang Menunjukkan Zona Terusir, Zona Peralihan dan Zona Tidak Terusir serta Sejumlah Parameter Petrofisik yang Penting.....	37
Gambar 3.4	Interpretasi Kualitatif dari Log Neutron.....	39
Gambar 3.5	Identifikasi Adanya Gas pada Formasi.....	40
Gambar 5.1	Penentuan Zonasi.....	51
Gambar 5.2	Zona Prospek pada Formasi <i>Pebble Sand</i>	51
Gambar 5.3	Kurva Teoretis Hubungan V_p dengan Porositas	55
Gambar 5.4	Kurva Analisis Log Hubungan V_p dengan Porositas	55
Gambar 5.5	Kurva Teoretis Hubungan V_p dengan Saturasi Air	56
Gambar 5.6	Kurva Analisis Log Hubungan V_p dengan Saturasi Air	57
Gambar 5.7	Kurva Teori Hubungan V_p dengan Densitas.....	57
Gambar 5.8	Kurva Analisis Log Hubungan V_p dengan Densitas.....	58
Gambar 5.9	Kurva Teoretis Hubungan V_p dengan Permeabilitas	59
Gambar 5.10	Beberapa Kurva Standar Estimasi Permeabilitas	61

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A	Data Zona Formasi <i>Pebble Sand</i> pada Sumur Walakpa 2	71
Lampiran B	Analisis <i>Crossplot</i> dan Langkah-Langkahnya.....	74
Lampiran C	Kurva-Kurva Standar Estimasi Permeabilitas Formasi <i>Pebble</i> , Sumur Walakpa 2.....	80



PENDAHULUAN



Bab 1

PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi utama dalam perkembangan industri pada suatu negara. Indonesia merupakan salah satu negara produsen minyak bumi yang cukup diperhitungkan. Selain akibat dari posisi geografisnya yang dekat dengan negara-negara konsumen, juga merupakan penghasil gas utama di dunia. Hal ini disebabkan oleh lokasinya yang berada di antara negara konsumen, antara lain Jepang, Taiwan dan Korea yang merupakan pelanggan tradisional dan juga Cina yang merupakan suatu pasar yang sangat potensial di masa mendatang.

Usaha untuk menemukan batuan reservoir adalah dengan melakukan pengeboran dan serangkaian pengukuran di lubang bor. Salah satu metode eksplorasi yang digunakan untuk menentukan titik-titik pengeboran adalah seismik eksplorasi, di mana pemanfaatan informasi data seismik diarahkan untuk memperkirakan nilai parameter reservoir seperti porositas, saturasi dan lain sebagainya.

Dalam seismik eksplorasi, batuan reservoir yang baik dapat diketahui melalui analisis kecepatan gelombang seismik. Cepat rambat gelombang seismik berhubungan erat dengan sifat fisis batuan (parameter) reservoir, terutama saturasi fluida, porositas dan permeabilitas.

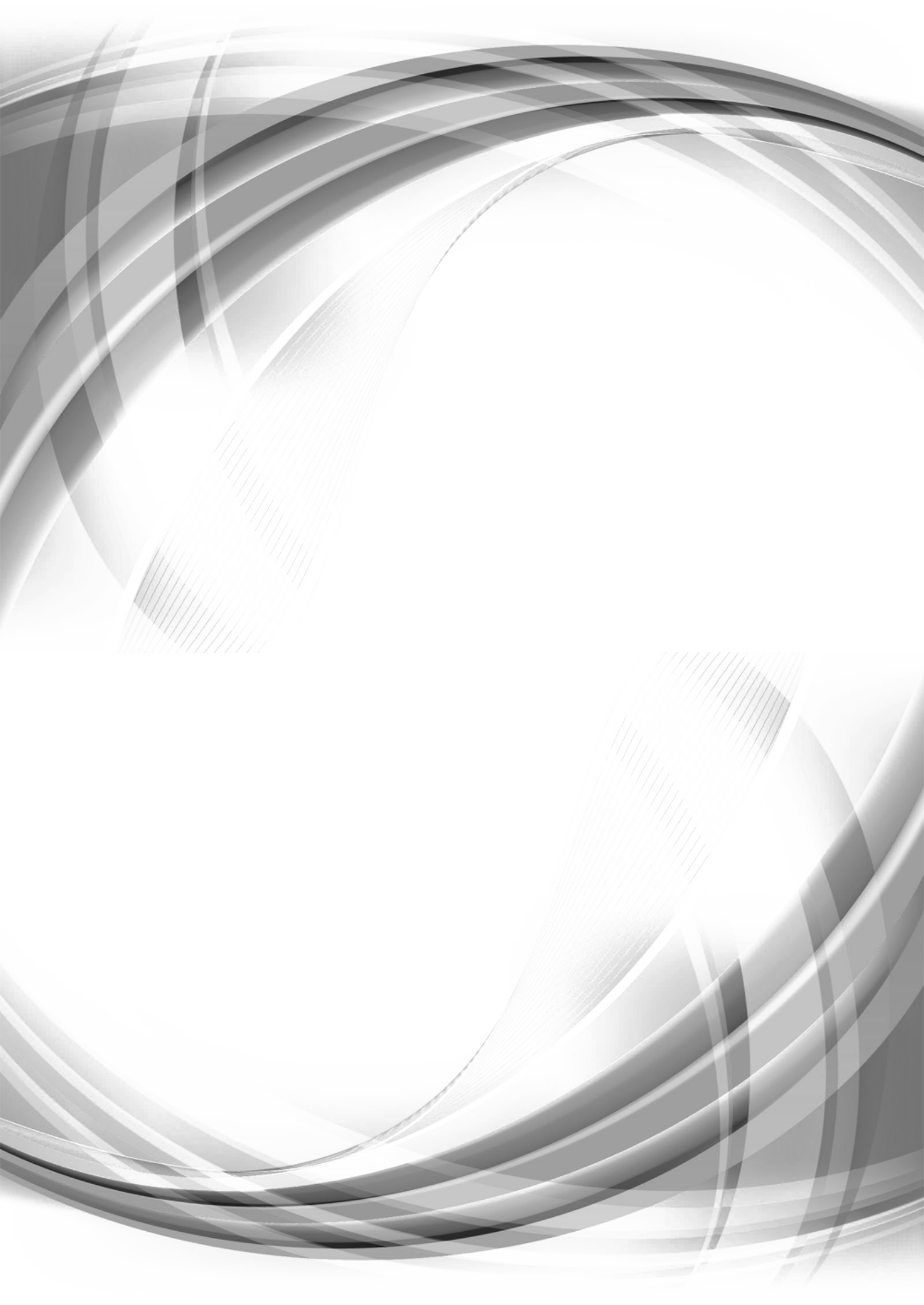
Dari hubungan informasi yang terkandung dalam gelombang seismik (kecepatan) dengan parameter reservoir berdasarkan analisis *data log*, akan dibuat model numerik dengan memuat kurva teori sedemikian rupa sehingga diharapkan dapat mem-

berikan informasi secara jelas untuk memaknai kurva lapangan yang diperoleh dari analisis *log*. Metode yang digunakan untuk membuat kurva standar adalah persamaan Biot berdasarkan perilaku kecepatan gelombang kompresi (P), di mana model ini menganggap batuan reservoir merupakan batuan yang terdiri dari matriks (*solid*) dan pori yang tersaturasi fluida.

Dengan mengalikan beberapa nilai parameter reservoir hasil analisis log dengan faktor skala, akan diperoleh nilai parameter reservoir terkalibrasi. *Sample* nilai parameter terkalibrasi ini akan diletakkan pada kurva teori standar. Apabila estimasi dengan kurva standar tersebut baik, maka akan diperoleh suatu metode untuk memperkirakan parameter reservoir khususnya permeabilitas yang diperkirakan dari parameter gelombang melalui proses *crossplot*.



SUMUR WALAKPA 2



Bab 2

SUMUR WALAKPA 2

A. Sejarah Sumur Walakpa 2

Sumur Walakpa 2 terletak di National Petroleum Reserve di Alaska, sekitar 18 mil barat daya sumur-sumur Barrow dan 4 mil selatan sumur Walakpa 1. Lokasi sumur berada pada koordinat $71^{\circ}03'00.44''$ LU dan $156^{\circ}57'09.70''$ BB, dengan total kedalaman 4360 *feet*. Operasi lapangan dimulai dari akhir Desember 1980 dan berakhir pada pertengahan Februari 1981 oleh Husky Oil NPR *Operations*.

Target utama pengeboran ini adalah jebakan struktural dan stratigrafi batu pasir pada zona Permo-Triassic. Seperti halnya sumur Walakpa 1, telah ditemukan gas yang berada pada kedalaman 2070 sampai 2086 *feet*, yakni dengan ketebalan 16 *feet*. Diperkirakan batu pasir yang sama pada sumur Walakpa 2 juga menghasilkan gas yaitu pada kedalaman 2606 sampai 2640 *feet* yang merupakan formasi *Pebble Sand* atau lebih dikenal dengan Formasi Pebble.

B. Penelitian yang Telah Dilakukan Mengenai Permodelan Secara Matematis Penjalaran Gelombang Elastik

Gelombang seismik merupakan gelombang elastik yang rambatannya tergantung pada sifat-sifat elastisitas batuan antara lain kecepatan gelombang dan massa jenis batuan. Kecepatan gelombang seismik kompresi merupakan parameter gelombang yang penting untuk analisis sifat batuan, karena pengaruh perubahan sifat batuan cukup kuat terhadap kecepatan gelombang.

Sifat suatu batuan tergantung pada sejumlah parameter yang mempengaruhi respons dinamik batuan antara lain porositas, permeabilitas, jenis fluida yang terkandung di dalam batuan dan interaksi antara kerangka padat dengan fluida (Yale, 1985 dalam Juliani, 2002)

Beberapa makalah yang membahas pemodelan secara matematis tentang penjalaran gelombang elastik di antaranya Biot, yang memulai kajian dengan material elastik berpori terpadatkan kemudian mengembangkannya secara menyeluruh menjadi teori respons linier statis dan dinamis untuk material berpori jenuh fluida. Kemudian mengkaji berdasarkan pemahaman persamaan perambatan gelombang di dalam medium elastik, berpori dan tersaturasi fluida secara teoretis untuk gelombang berfrekuensi rendah (Biot, 1956a) dan gelombang berfrekuensi tinggi (Biot, 1956b). Selanjutnya Biot (1962a) dan Biot (1962b) mempertimbangkan kemungkinan respons viskoelastik dalam berbagai komponen modelnya, (Juliani, 2002). Biot memperkenalkan beberapa perubahan notasi dan sejumlah generalisasi yang berguna untuk menghasilkan bentuk yang paling sesuai pada aplikasinya.

Kuster dan Toskoz (1974), membuat teori mengenai penjalaran gelombang seismik dalam medium tersaturasi, untuk menentukan modulus elastis dari medium yang memiliki sifat, konsentrasi, kondisi dan kandungan matriks.

Dvorkin pada tahun 1994 membuat model gabungan Biot dan semburan (BISQ) yang dihubungkan dengan kecepatan penjalaran gelombang kompresi dan peredaman untuk porositas, permeabilitas, saturasi, aliran viskos, kompresibilitas serta karakteristik aliran semburan. Disimpulkan bahwa respons viskoelastik dari batuan pasir didominasi oleh komponen aliran semburan (Juliani, 2002)

Nefrizal dan Suprajitno (1997), membuat penjalaran gelombang seismik dalam medium berpori, dan ditinjau pengaruh saturasi fluida terhadap parameter gelombang seismik, sifat petrofisika dan modulus elastis pada batuan reservoir.

Teori Gassmann (Mavko dkk, 1999), menggambarkan perambatan gelombang seismik dalam medium berpori yang tersaturasi fluida. Fluida dan matriks diasumsikan bergerak bersama-sama, dengan tidak adanya gerak relatif antara fluida dengan solid serta tertutup dalam suatu kontak yang impermeabel.

Hary (2001), membuat pemodelan numerik untuk medium homogen isotrop, satu lapis dan poroelastik tersaturasi fluida, menggunakan persamaan gelombang dilatasi melalui pendekatan beda hingga (*finite difference*). Metode tersebut menampilkan gelombang langsung dan gelombang pantul melalui syarat-syarat batas yang sesuai dengan model perlapisan. Syarat konvergen dan stabilitas dipertimbangkan dalam memasukkan parameter model.

Kajian model-model ini tidak membahas sifat fisis batuan berpori, tetapi lebih condong kepada pengaruh parameter-parameter medium yang diberikan terhadap perambatan gelombang. Oleh karena itu akan ditinjau karakteristik perambatan gelombang sesimik di dalam medium tersaturasi air.

Medium yang tersaturasi air, berpori dan elastik berbeda dengan medium elastik. Medium berpori elastik dan tersaturasi air mempunyai gerakan air pori (air yang mengisi lubang pori) dan gerakan kerangka padatnya (butiran matriks). Gerakan elastik ini akan menghasilkan jenis gelombang kompresi baru di dalam medium yang dicirikan oleh adanya gerakan gelombang yang memiliki kelajuan gelombang kompresi relatif lebih rendah dari kelajuan gelombang di kerangka padatnya.

Kajian awal dilakukan berdasarkan pemahaman persamaan perambatan gelombang di dalam medium elastik, berpori dan tersaturasi fluida. Dari persamaan gelombang tersebut dipelajari hubungan antara kecepatan gelombang dengan parameter reservoir dengan mengasumsikan kondisi sedimen yang tak mampat.

C. Analisis Petrofisika

Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari sifat-sifat fisis dari batuan reservoir. Sedangkan analisis petrofisika merupakan metode untuk menginterpretasi sifat-sifat fisis batuan reservoir, baik secara kualitatif maupun kuantitatif pada sumur bor. Tujuan dilakukan analisis petrofisika secara umum adalah untuk mengevaluasi volume batuan reservoir dan kandungan hidrokarbonnya.

Logging pertama kali dilakukan oleh Conrad Schlumberger dan Henri Doll di Perancis, dengan kedalaman sumur 500 meter. Raider (2004) mendefinisikan *logging* sebagai pengukuran yang dilakukan secara kontinu terhadap parameter-parameter geofisika pada lubang bor. Hasil pengukuran tersebut menghasilkan *geophysical well log* yang digambarkan dalam fungsi kedalaman.

Serra dan Serra (2004) mendefinisikan *logging* sebagai metode atau teknik untuk mengkarakterisasi formasi di bawah permukaan dengan pengukuran parameter-parameter fisis batuan dalam lubang bor, sedangkan *well log* adalah hasil rekaman dalam fungsi kedalaman dari proses *logging*.

Dari sudut pandang pengambilan keputusan, *logging* adalah bagian yang penting dari proses pengeboran dan penyelesaian sumur (Harsono, 1997)

Logging memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitas dan kuantitas banyaknya hidrokarbon pada formasi. Evaluasi formasi ini meliputi penentuan litologi,

perhitungan porositas, saturasi air, dan permeabilitas (Serra dan Serra, 2004).

Interpretasi kualitatif data log merupakan suatu cara menganalisis data-data log tanpa melakukan perhitungan. Tujuan dari interpretasi kualitatif adalah sebagai berikut (Juniari, 2006):

1. Identifikasi litologi.
2. Identifikasi lapisan permeabel.
3. Identifikasi fluida reservoir.

Interpretasi kuantitatif *data log* merupakan suatu cara menganalisis *data-data* log dengan menggunakan perhitungan. Tujuan dari interpretasi kuantitatif adalah sebagai berikut (Juniari, 2006):

1. Perhitungan kandungan serpih pada suatu reservoir.
2. Perhitungan porositas.
3. Perhitungan saturasi air.
4. Perhitungan permeabilitas.

Serra dan Serra (2004) menjelaskan perhitungan yang digunakan pada analisis kuantitatif biasanya diturunkan secara empiris, di mana persamaan tersebut dijabarkan pada kondisi dan situasi tertentu.

D. Stratigrafi Sumur Walakpa 2

Stratigrafi Sumur Walakpa 2 dijelaskan sebagai berikut:

1. Formasi Torok (50 – 2205) ft

Formasi Torok berumur *cretaceous* awal (*albian-aptian*), litologinya didominasi oleh batu lempung berwarna abu-abu sedang dengan diselingi lapisan tipis batu lanau dan batu pasir. Pada kedalaman (700- 800) ft, litologi berupa batu pasir berwarna abu-abu muda, ukuran butirnya sedang sampai halus, bentuk butirnya bulat, gampingan, kandungan serpihnya sedikit, dan keras. Formasi Torok dimungkinkan

antara *marine neritic* sampai *distributary channel*. Secara keseluruhan, litologinya terdiri dari 75% serpih, 17% batu lanau, dan 8% batu pasir, (Legg, 1983).

2. Formasi Pebble (2205-2640) ft

Formasi Pebble berumur *cretaceous* awal (*neocomian*). Pada interval (2611-2640) ft terdapat batu pasir terisi gas. Lingkungan pengendapan dari formasi ini dimungkinkan *turbidite marine* dan *neritic waters*. Secara keseluruhan, formasi ini terdiri dari 69% serpih, 21% batu lanau, dan 10% batu pasir, (Legg, 1983).

3. Formasi Kingak (2640-3845) ft

Formasi Kingak secara umum didominasi oleh serpih yang berwarna abu-abu kecoklatan, berlapis-lapis, dan kompak. Walaupun didominasi oleh serpih, pada formasi ini juga terdapat batu lempung dan batu lanau yang saling berlapis dengan serpih, (Legg, 1983).

4. Formasi Sag River (3845-3885) ft

Bagian atas dari formasi ini adalah batu pasir yang berwarna coklat, medium hard, berbutir halus, *glauconitic*, *fossiliferous*, dan *calcareous*. Lingkungan pengendapan dari formasi ini pada *inner to middle neritic*, (Legg, 1983).

5. Formasi Shublik (3885-4300) ft

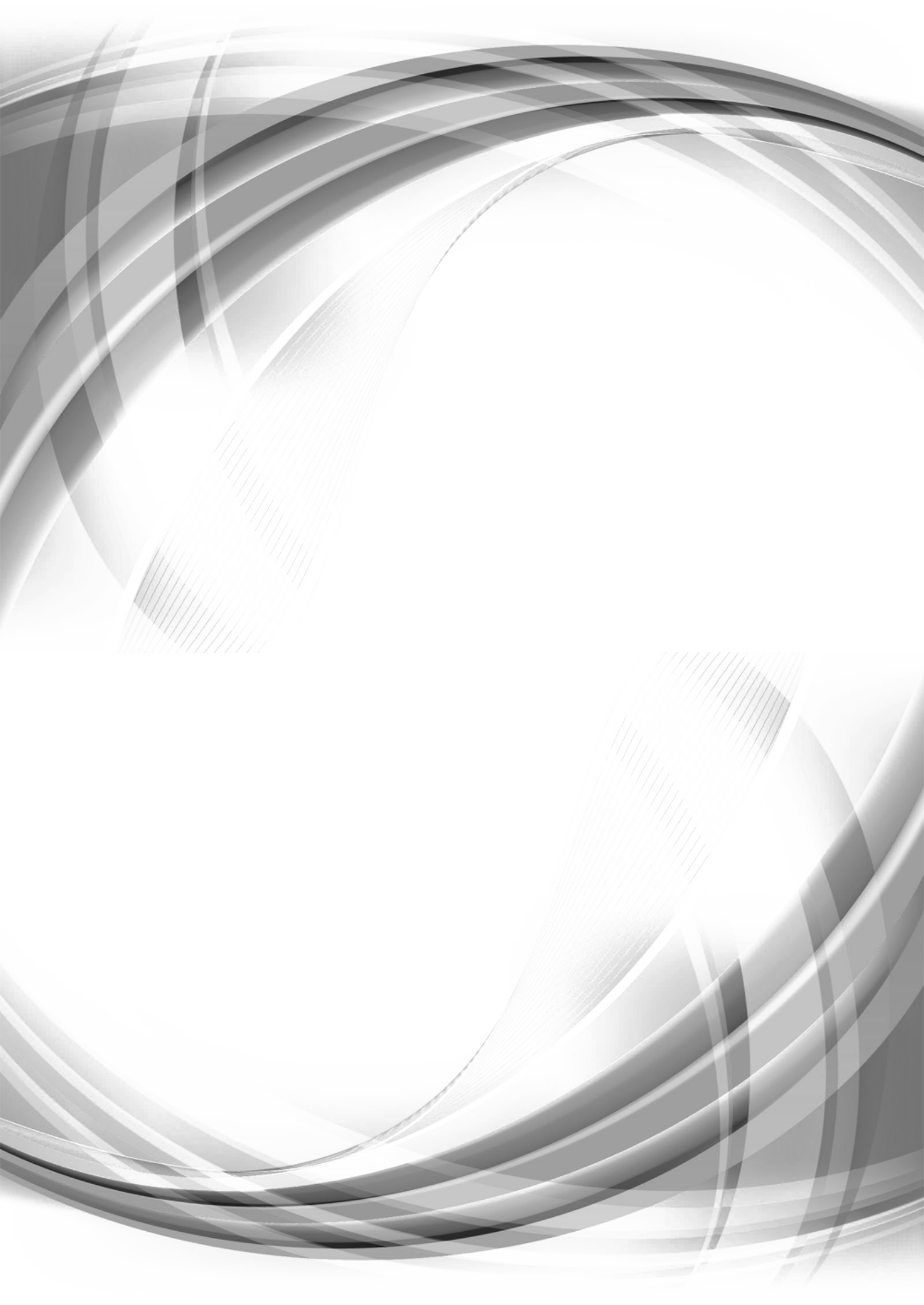
Formasi ini belum bisa diperkirakan umurnya, sedangkan jenis batumannya diperkirakan berupa batu pasir berbutir halus, (Legg, 1983).

6. Batuan Dasar (4300) ft

Batuan dasar berada pada kedalaman 4300 ft dengan batas kedalaman belum bisa diketahui, (Legg, 1983).



**NILAI PERMEABILITAS CROSSPLOT DENGAN
PERMEABILITAS MELALUI ANALISIS LOG**



Bab 3

NILAI PERMEABILITAS CROSSPLOT DENGAN PERMEABILITAS MELALUI ANALISIS LOG

A. Persamaan Gelombang Medium Elastik

Gelombang adalah usikan yang merambat dari satu tempat ke tempat yang lain di dalam medium sehingga mengakibatkan perapatan dan peregangan.

Dalam penjalaran gelombang, medium yang dilalui di anggap elastik, homogen dan isotropik. Homogen berarti medium mempunyai sifat yang sama pada setiap tempat dan rata-rata dari sampel terkecil akan sama dengan sifat sampel-sampel lainnya dalam medium yang sama, seperti kecepatan dan kerapatan akan sama pada setiap tempat dalam suatu medium yang sama. Isotropik berarti sifat medium yang tidak tergantung pada arah seperti gelombang seismik yang mempunyai kecepatan yang sama pada semua arah. Berdasarkan hal, ini dapat dikatakan bahwa teori dasar seismik meliputi teori elastisitas yang menyangkut perapatan (*stress*) dan peregangan (*strain*). Hubungan *stress* (σ) dan *strain* (ε) adalah:

$$\sigma_{ii} = \lambda\Delta + 2\mu\varepsilon_{ii} , \quad (3.1)$$

$$\tau_{ij} = \mu\varepsilon_{ij} , \quad (3.2)$$

Dengan $\Delta = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}$ adalah regangan volume, λ dan μ merupakan konstanta Lamé. Notasi τ_{ij} adalah komponen stres geser yang sejajar dengan arah sumbu- i dan tegak lurus bidang arah sumbu- j . Untuk kondisi setimbang, jumlah momen putarnya sama dengan nol, sehingga komponen stres geser yang berlawanan arah mempunyai besar yang sama sehingga berlaku sifat simetris,

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}, \quad \tau_{yz} = \tau_{zy}, \quad \tau_{zx} = \tau_{xz} \quad (3.3)$$

Jika medium tidak dalam keadaan setimbang, *stress* pada salah satu permukaan pada arah sumbu- x adalah:

$$\sigma_{xx} + \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} dx, \quad \tau_{yx} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x} dx, \quad \tau_{zx} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial x} dx \quad (3.4)$$

Stress-stress ini bekerja pada permukaan yang luasnya ($dy dz$) dan berpengaruh terhadap volume dalam arah sumbu- x, y dan z, masing-masing adalah:

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x}, \quad \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x}, \quad \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial x} \quad (3.5)$$

Hukum kedua Newton mengenai gerakan, menyatakan bahwa gaya ketidaksetimbangan adalah sama dengan massa dikali dengan massa dikali dengan percepatan, sehingga untuk persamaan gerak sepanjang sumbu- x adalah:

$$\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} = \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \quad (3.6)$$

ρ adalah massa jenis. Gerakan untuk sepanjang sumbu- y dan z persamaannya dapat dinyatakan sebagai penyesuaian dari pers. (3.6)

Persamaan (3.6) merupakan hubungan antara *stress* dan perpindahan dengan hukum Hooke, dengan mengganti *stress* yang timbul dengan *strain* yang terjadi pada perpindahan tersebut sehingga dapat dituliskan sebagai:

$$\begin{aligned} \rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \\ \rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= \frac{\partial}{\partial x} (\lambda \Delta + 2\mu \epsilon_{xx}) + \frac{\partial}{\partial y} (\mu \epsilon_{xy}) + \frac{\partial}{\partial z} (\mu \epsilon_{xz}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= \lambda \frac{\partial \Delta}{\partial x} + 2\mu \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial u_x}{\partial x} \right) + \mu \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right) + \mu \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) \\
\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= \lambda \frac{\partial \Delta}{\partial x} + 2\mu \frac{\partial^2 u_x}{\partial x^2} + \mu \frac{\partial^2 u_x}{\partial y^2} + \mu \frac{\partial^2 u_y}{\partial x \partial y} + \mu \frac{\partial^2 u_x}{\partial z^2} + \mu \frac{\partial^2 z}{\partial x \partial z} \\
\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= \lambda \frac{\partial \Delta}{\partial x} + \mu \left(\frac{\partial^2 u_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u_x}{\partial z^2} \right) + \mu \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial u_x}{\partial x} + \frac{\partial u_y}{\partial y} + \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) \\
\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= \lambda \frac{\partial \Delta}{\partial x} + \mu \nabla^2 u + \mu \frac{\partial \Delta}{\partial x} \\
\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= (\lambda + \mu) \frac{\partial \Delta}{\partial x} + \mu \nabla^2 u_x \\
\rho \frac{\partial^2 u_x}{\partial t^2} &= (H_0 - \mu) \frac{\partial \Delta}{\partial x} + \mu \nabla^2 u_x
\end{aligned} \tag{3.7}$$

Dengan cara yang sama diperoleh persamaan gelombang untuk sumbu- y dan z.

Untuk mendapatkan persamaan gelombang P, ketiga persamaan diturunkan terhadap -x, y, z dan dijumlahkan, maka diperoleh:

$$\rho \frac{\partial^2 \Delta}{\partial t^2} = H_0 \nabla^2 \Delta$$

atau

$$\frac{\rho}{H_0} \frac{\partial^2 \Delta}{\partial t^2} = \nabla^2 \Delta$$

dengan $H_0 (\equiv \lambda + 2\mu) = K + \frac{4}{3}\mu$

Sehingga kecepatan gelombang P adalah: $V = \sqrt{\frac{H_0}{\rho}}$ (3.8)

B. Persamaan Gelombang di dalam Medium Berpori Tersaturasi Fluida

Persamaan penjaralan gelombang mencirikan dua jenis gelombang dilatasi yang merambat dalam medium padat berpori mengandung fluida (Stoll, 1974) adalah:

$$\bar{\nabla}^2(H\Delta - C\zeta) = \frac{\partial^2}{\partial t^2}(\rho\Delta - \rho_f\zeta) \quad (3.9)$$

dan

$$\bar{\nabla}^2(C\Delta - M\zeta) = \frac{\partial^2}{\partial t^2}(\rho_f\Delta - m\zeta) - \frac{\eta\partial\zeta}{k\partial t} \quad (3.10)$$

dengan

$$\zeta = \phi \operatorname{div}(\vec{u} - \vec{U})$$

$$m = \frac{\alpha\rho_f}{\phi}$$

ϕ : Porositas

u : Vektor pergeseran pada kerangka padat

U : Vektor pergeseran pada fluida pori

ρ_f : Tekanan pada air pori

Penyelesaian persamaan gelombang di atas menghasilkan sepasang jenis gelombang dilatasi yang menjalar dalam medium tersaturasi fluida, yaitu gelombang dilatasi jenis pertama dan gelombang dilatasi jenis kedua. Juliani (2002), menuliskan bahwa persamaan (3.9) dan (3.10) dapat dinyatakan dalam bentuk:

$$\begin{vmatrix} Hl^2 - \rho\omega^2 & \rho_f\omega^2 - Cl^2 \\ Cl^2 - \rho_f\omega^2 & m\omega^2 - Mt^2 - \frac{i\omega F\eta}{k} \end{vmatrix} = 0 \quad (3.11)$$

dengan

$$H = \frac{(K_r - K_b)^2}{D - K_b} + K_b + \frac{4}{3}\mu,$$

$$C = \frac{K_r(K_r - K_b)}{D - K_b},$$

$$M = \frac{K_r^2}{D - K_b}$$

dan

$$D = K_r \left(1 + \phi \left(\frac{K_r}{K_f} - 1 \right) \right)$$

dengan :

K_r : modulus *bulk* butiran (N/m²)

K_f : modulus *bulk* fluida (N/m²)

K_b : modulus *bulk* sistem (N/m²)

H, M, C sering disebut sebagai modulus Biot (Sismanto, 2003)

C. Metode Estimasi Permeabilitas

Metode yang digunakan untuk estimasi permeabilitas dengan menggunakan kurva teori. Beberapa parameter medium diasumsikan berdasarkan informasi batuan, seperti densitas butiran material padatnya, modulus *bulk* butiran dan kerangkanya, maupun modulus fluidanya. Cara ini suatu pendekatan untuk sedimen laut.

Mengingat hubungan bilangan gelombang $l = \frac{\omega}{V}$, maka oleh Mavko dkk (1998), solusi dari persamaan (3.11) dapat diturunkan kecepatan gelombang dilatasi jenis pertama dan kedua dalam medium tersaturasi fluida secara teoretis diperoleh persamaan berikut:

$$\frac{1}{V_p^2} = \frac{-(H\tilde{q} + M\rho - 2C\rho_f) \pm \sqrt{(H\tilde{q} + M\rho - 2C\rho_f)^2 - 4(C^2 - MH)(\rho_f^2 - \rho\tilde{q})}}{2(C - MH)}, \quad (3.12)$$

dengan $\tilde{q} = \frac{\alpha\rho_f}{\phi} - i\frac{\eta F}{\omega k_p}$

Dan F adalah faktor koreksi yang nilainya bergantung pada frekuensi. Untuk frekuensi rendah (< 1 KHz), nilai $F \approx 1$, (Sismanto, 2003)

Seperkecepatan kuadrat (*slowness* kuadrat) tersebut merupakan bilangan kompleks, bagian riil dan bagian imajiner akar-akar tersebut adalah kecepatan dan atenuasi dari rambatan gelombang yang melalui medium tersebut. Dalam penelitian dibahas adalah gelombang dilatasi jenis pertama yaitu:

$$\frac{1}{V_p^2} = \frac{-(H\tilde{q} + M\rho - 2C\rho_f) + \sqrt{(H\tilde{q} + M\rho - 2C\rho_f)^2 - 4(C^2 - MH)(\rho_f^2 - \rho\tilde{q})}}{2(C - MH)}, \quad (3.13)$$

Gelombang dilatasi jenis pertama merupakan gelombang dilatasi sebenarnya (*true wave*) yang teredam relatif lambat dan analog dengan gelombang dilatasi yang merambat dalam medium elastik pada umumnya. Gelombang dilatasi jenis kedua mengalami redaman sangat cepat dan mempunyai kecepatan penjalaran yang lebih lambat daripada kecepatan penjalaran gelombang dilatasi jenis pertama, sehingga gelombang dilatasi jenis kedua jarang terlihat.

D. Parameter *Reservoir*

Reservoir seismik adalah metode seismik eksplorasi yang pemanfaatannya diarahkan untuk memperkirakan parameter *reservoir* atau istilah yang lebih populer adalah karakteristik *reservoir* (Nefrizal dan Suprajitno, 1997).

Reservoir seismik melihat batuan *reservoir* sebagai medium berpori berisi fluida dengan saturasi tertentu. Di dalam medium seperti ini gelombang seismik merambat dengan kecepatan tertentu. Kecepatannya tidak saja tergantung pada sifat-sifat elastik medium tersebut tetapi juga pada porositas dan saturasi fluidanya. Fluida di sini dapat berupa minyak, gas atau air.

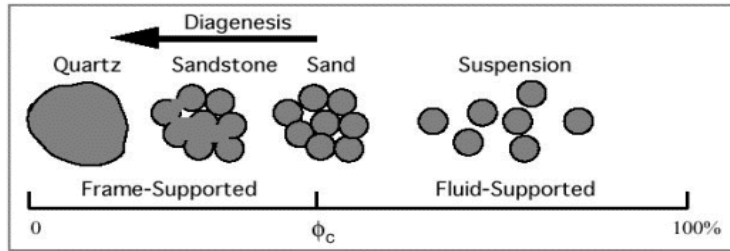
Suatu *reservoir* yang baik tidak hanya berfungsi sebagai penyimpan, tetapi juga berfungsi sebagai penyalur. Untuk dapat bertindak sebagai *reservoir* yang baik, maka ada 2 sifat fisik yang harus dimiliki oleh suatu batuan, yaitu porositas dan permeabilitas. Selain itu sifat yang mempengaruhinya adalah saturasi dan densitas *bulk*.

1. Porositas

Istilah porositas digunakan untuk menyatakan semua rongga yang terdapat di antara partikel-partikel pembentuk batuan, atau dengan kata lain porositas suatu batuan adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan. Perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen, yaitu:

$$\phi = \frac{Vol.pori - pori}{Vol.total} \times 100\% = \left(1 - \frac{Vol.matriks}{Vol.total} \times 100\% \right), \quad (3.14)$$

Porositas tidak akan pernah sampai 100% yang berarti bahwa batuan tidak mengandung mineral dalam porinya. Ada satu titik disebut porositas kritis (ϕ_c) yaitu jika berada di bawah porositas kritis ini masih berupa batuan. Di atas porositas kritis batuan menjadi suspensi, ditunjukkan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1
Porositas

Porositas pada batuan dipengaruhi oleh:

- a. Keceragaman besar butir.
Makin seragam besar butirnya, porositas akan semakin besar.
- b. Bentuk butiran dari batuan.
Semakin bulat bentuk butiran penyusun batuan, porositas akan semakin besar.
- c. Banyak sedikitnya kandungan semen.
Semakin banyak suatu batuan mengandung semen, porositas akan semakin kecil, terutama porositas efektifnya.

Porositas ada 2 macam berdasarkan hubungan antar pori-pori dan pembentukannya (Serra dan Serra, 2004), yaitu:

- a. Porositas total adalah perbandingan antar volume seluruh rongga-rongga pori yang ada dalam batuan dengan volume total seluruh batuan.
- b. Porositas efektif adalah perbandingan antara volume rongga-rongga pori yang saling berhubungan dengan volume total seluruh batuan.

Wyllie dkk (1958) membuat fungsi empiris antara kecepatan penjalaran gelombang dengan porositas. Persamaan dibuat berdasarkan pengamatan pada batu pasir jenuh air untuk selang kedalaman tertentu, yaitu:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{(1-\phi)}{V_m} + \frac{\phi}{V_f} \quad (3.15)$$

atau

$$\phi = \frac{V_f(V_m - V_p)}{V_p(V_m - V_f)} \quad (3.16)$$

dengan

V_m = kecepatan penjalaran gelombang dalam matriks batuan

V_f = kecepatan penjalaran gelombang dalam fluida

V_p = kecepatan penjalaran gelombang dalam batuan

ϕ = porositas

Porositas akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman karena semakin dalam batuan akan semakin masif dan kecepatan penjalaran gelombang akan semakin besar.

a. Menentukan Porositas Berdasarkan Log

Untuk menentukan porositas berdasarkan *data log*, dapat dipakai 3 (tiga) macam log, yaitu log sonik, log densitas, log neutron dan kombinasi log neutron dan log densitas.

1) Penentuan Porositas dengan Log Sonik

Perhitungan porositas dari data log sonic dapat digunakan persamaan berikut (Wyllie dkk, 1958):

$$\phi_{S_{Wyll}} = \frac{(\Delta T - \Delta T_m)}{(\Delta T_f - \Delta T_m)} \times 100\% \quad (3.17)$$

dengan :

ΔT = *transite time* gelombang P dari pembacaan data log ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

ΔT_{ma} = *transite time* gelombang P pada matriks batuan ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

$$\Delta T_{fl} = \text{transite time gelombang P pada fluida (}\mu\text{sec/ft)}$$

$$\phi S_{wyl} = \text{Porositas sonic dengan persamaan Wyllie (\%)}$$

Metode penentuan porositas yang dikembangkan oleh Wyllie hanya dapat digunakan pada batu pasir yang terkonsolidasi dengan baik atau pada batuan karbonat dengan tipe porositas *intergranular*. Pada kenyataannya, batu pasir tidak selalu terkonsolidasi dengan baik, sehingga untuk menentukan porositas pada batu pasir yang tidak terkonsolidasi dengan baik perlu ditambahkan konstanta (C_p) yang menyatakan faktor kompaksi, sehingga persamaan Wyllie yang telah dimodifikasi dapat dinyatakan dengan:

$$\phi_{S_{wyl}} = \frac{(\Delta T - \Delta T_m)}{(\Delta T_f - \Delta T_m)} \times \frac{1}{C_p} \times 100\% \quad (3.18)$$

dengan

$$C_p = \frac{\Delta T_k}{100}$$

$$\Delta T_{sh} = \text{transite time gelombang P pada shale (}\mu\text{sec/ft)}$$

Pada *reservoir* batu pasir yang mengandung serpih (*shalysand reservoir*), kehadiran serpih (*shale*) akan mempengaruhi besarnya porositas, oleh karena itu perlu dilakukan koreksi porositas terhadap volume serpih (Harsono, 1997) sebagai berikut:

$$\phi S_{corr} = \left[\frac{(\Delta T - \Delta T_m)}{(\Delta T_f - \Delta T_m)} \times \frac{1}{C_p} \right] - V_k \left[\frac{(\Delta T_k - \Delta T_m)}{(\Delta T_f - \Delta T_m)} \right] \times 100\% \quad (3.19)$$

dengan:

V_{sh} = kandungan serpih dalam formasi (%)

2) Penentuan Porositas dengan Log Densitas

Log densitas menggunakan sinar gamma tingkat menengah yang dimasukkan ke dalam batuan. Sinar gamma ini akan menumbuk elektron yang ada. Berkurangnya sinar gamma merupakan fungsi dari jumlah elektron di dalam batuan (densitas elektron), dan merupakan *bulk density* (ρ_b) batuan.

Untuk mengetahui nilai porositas menggunakan nilai yang di dapat dari log densitas, digunakan persamaan berikut ini:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (3.20)$$

dengan:

ϕ_{den} = porositas berdasarkan data log densitas (fraksional)

ρ_b = *bulk density* batuan (gr/cc)

ρ_{ma} = densitas matriks batuan (gr/cc), untuk berbagai litologi densitas matriksnya disajikan pada Tabel 3.1, yang diperoleh berdasarkan Schlumberger.

ρ_f = densitas fluida (0,1 untuk *salt mud*; 1 untuk *fresh mud* dan 0,7 untuk gas) (gr/cc)

Tabel 3.1
Densitas Matriks untuk Beberapa Litologi

Litologi	ρ_{ma} (gr/ cc)
<i>Sandstone</i>	2,648
<i>Limestone</i>	2,710
<i>Dolomite</i>	2,876
<i>Anhydrite</i>	2,977
<i>Salt</i>	2,032

3) Penentuan Porositas dengan Log Neutron

Pada formasi bersih yang pori-porinya terisi oleh air atau minyak dan tersusun dari atom hidrogen, log neutron akan mengukur porositas yang terisi oleh cairan. Jika konsentrasi hidrogen dalam formasi besar maka hampir semua partikel neutron mengalami penurunan energi dan tertangkap tidak jauh dari sumber radioaktifnya. Sebaliknya jika konsentrasi hidrogen kecil, maka partikel-partikel neutron akan lebih jauh menembus formasi sebelum ditangkap oleh detektor. Dengan mengetahui banyak sedikitnya atom hidrogen dalam formasi batuan berarti pula menunjukkan jumlah kandungan fluidanya, maka akan dapat dihitung pula porositas batumannya. Nilai porositasnya dalam satuan *p.u.* (*porosity units*).

Pada formasi bersih berpori, perhitungan porositas dari data log neutron dapat digunakan persamaan berikut (Harsono, 1997):

$$\phi_N = ((1,02 \times (\phi_{Nlog})) + 0,0425) \times 100\% \quad (3.21)$$

dengan:

ϕ_N = Porositas dari log neutron pada formasi bersih (%)

$\phi_{N \log}$ = Pembacaan log neutron (%)

4) Penentuan Porositas dengan Kombinasi Log Neutron dan Log Densitas

Kombinasi antara log neutron dan log densitas selain dapat dipergunakan untuk mengetahui porositas batuan juga dapat digunakan untuk jenis litologi dan zona *gas bearing*.

Pada prinsipnya cara pemakaian kombinasi log neutron yang dipakai dalam kombinasi ini adalah *Compensated Neutron Log* (CNL). Untuk mengetahui porositas batuan berdasarkan kedua log ini dapat dilakukan dengan cara matematis.

Persamaan yang digunakan untuk menentukan porositas pada *reservoir* gas yaitu:

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (3.22)$$

Untuk menentukan porositas pada *reservoir* minyak dan air digunakan persamaan:

$$\phi_D = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (3.23)$$

dengan:

ϕ_{ND} = porositas hasil kombinasi log neutron dan log densitas (fraksional)

ϕ_N = porositas berdasarkan log neutron (fraksional)

ϕ_D = porositas berdasarkan log densitas (fraksional)

2. Kejenuhan Air (S_w)

Kejenuhan air adalah tingkat kejenuhan suatu fluida dalam suatu batuan atau rasio volume ruang berpori yang terisi cairan (V_{air}) terhadap volume porositas total ($V_{porositas}$). Saturasi tidak berdimensi, karena berupa rasio, akan tetapi sering dikalikan dengan 100 untuk dinyatakan dalam persen.

$$S_w = \frac{V_{air}}{V_{porositas}} \quad (3.24)$$

Bagian ruang berpori yang terisi air tersebut disebut saturasi air, biasanya dinyatakan dengan S_w (saturasi air). Sisa bagian yang berisi minyak atau gas disebut saturasi hidrokarbon (S_h), yang sama dengan $(1-S_w)$.

Asumsi umum terdapatnya saturasi air dalam suatu reservoir adalah bahwa reservoir mula-mula terisi oleh air dan selama masa perubahan geologi, minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain pindah ke formasi berpori, menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Akan tetapi hidrokarbon pindahan ini tidak pernah bisa menggantikan semua air yang ada. Ada kejenuhan air sisa yang menunjukkan air yang tertinggal karena tegangan permukaan pada permukaan butiran, pada kontak butiran dan dalam celah yang sangat kecil.

Kejenuhan air pada zona *uninvaded* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan Archie sebagai berikut:

$$S_w = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.25)$$

dengan:

S_w = kejenuhan air (fraksional)

R_w = tahanan jenis air pada suhu formasi (Ωm)

R_t = tahanan jenis sesungguhnya (dari RILD atau RLLD)
(Ω m)

ϕ = porositas (fraksional)

a = *tortuosity factor*

m = *cementation exponent*

n = *saturation exponent* bervariasi dari 1,8 sampai 2,5
(≈ 2)

3. Permeabilitas

Permeabilitas adalah suatu ukuran yang menyatakan tingkat kemudahan dari fluida mengalir ke formasi batuan. Semakin besar permeabilitas suatu batuan reservoir maka semakin besar jumlah fluida yang dapat dialirkan oleh reservoir.

Henri Darcy di tahun 1856 melakukan percobaan untuk menentukan besarnya konstanta permeabilitas dengan mengasumsikan tidak ada reaksi antara fluida dan batuan, serta fluida yang mengalir hanya satu jenis, maka diperoleh persamaan Darcy. Persamaan Darcy kemudian dikembangkan lagi menjadi:

$$Q = \left(\frac{k}{\eta} \right) \left(\frac{A(P_1 - P_2)}{L} \right) \quad (3.26)$$

dengan

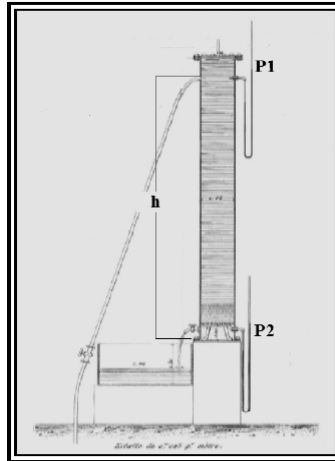
Q = besarnya volume fluida yang mengalir persatuan waktu (cm^3/detik)

k = permeabilitas (Darcy)

$(P_1 - P_2)$ = perubahan tekanan yang terjadi di antara kedua ujung contoh batuan (1 atm)

A = luas permukaan contoh batuan (cm^2)

η = kekentalan fluida (sentipoise)



Gambar 3.2
Eksperimen Darcy

Juliani (2002) menuliskan bahwa Gardner, dkk (1974) memberikan hubungan empiris untuk kecepatan penjalaran gelombang terhadap densitas *bulk*, dikenal sebagai aturan Gardner seperti yang ditulis kembali oleh Sheriff (1995), yaitu:

$$\rho_b = aV_p^{0.25} \quad (3.27)$$

dengan ρ_b dalam g/ cm³, a = 0,31 ketika V_p dalam m/ s dan a = 0,23 ketika V_p dalam ft/ s.

Berdasarkan data log, tidak ada hubungan yang pasti antara permeabilitas dengan porositas, rumus hubungan kedua parameter itu umumnya adalah empiris, dijabarkan pada kondisi dan situasi tertentu. Wyllie dan Rose pada tahun 1950 membuat persamaan empiris untuk menghitung permeabilitas sebagai berikut (Koesoemadinata, 1978):

$$k_{WR} = \frac{C\phi^3}{(S_{wirr})^2} \quad (3.28)$$

dengan:

C = konstanta (250 untuk minyak, 79 untuk gas)

\emptyset = porositas batuan (%)

S_{Wirr} = saturasi air sisa (%)

k_{WR} = permeabilitas Wyllie dan Rose (mildarcy)

4. Analisis Kandungan *Shale* (Vsh)

Adanya *shale* pada suatu *reservoir* dapat mempengaruhi nilai porositas dan kejenuhan air yang terukur pada kurva log. Adanya *shale* dalam *reservoir* akan menyebabkan semua peralatan penghitung porositas (log sonik, log neutron dan log densitas) akan merekam porositas yang relatif besar. Pada log neutron –densitas angka porositas yang terbaca tidak terlalu besar apabila densitas *shale*-nya sama atau lebih besar daripada densitas matriks *reservoir*.

Dalam menggunakan persamaan analisis *shale* harus diingat bahwa nilai kejenuhan air yang dipakai lebih rendah dari yang sebenarnya, sehingga jika terjadi *over estimates* mengenai kandungan *shale* akan berdampak pada evaluasi formasinya, misalnya zona *water bearing* akan terbaca sebagai *hydrocarbon bearing*.

Langkah awal analisis ini adalah mengetahui volume *shale* berdasarkan log sinar gamma dan log neutron–densitas. Data log *gamma ray* yang dipakai untuk menentukan *index gamma ray* adalah GR_{log} , GR_{max} , GR_{min} , dengan persamaan

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.29)$$

dengan:

IGR = *index gamma ray*

GR_{log} = *gamma ray* yang terbaca dalam log (GAPI units)

GR_{max} = *gamma ray* maksimum (*cleaned sand*) (GAPI units)

GR_{min} = *gamma ray* minimum (*shale zone*) (GAPI units)

Untuk mengetahui volume *shale* pada suatu *reservoir* dapat dilakukan dengan persamaan:

- *Older rocks* (terkonsolidasi)

$$V_{sh} = 0,33 (2^{(2 \times IGR)} - 1) \quad (3.30)$$

- *Tertiary rocks* (tidak terkonsolidasi)

$$V_{sh} = 0,083 (2^{(3,7 \times IGR)} - 1) \quad (3.31)$$

a. Koreksi V_{sh} terhadap Nilai Porositas (Log Densitas)

$$\phi_{den} = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) - V_{sh} \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \quad (3.32)$$

dengan:

- ϕ_{den} = porositas terkoreksi (fraksional)
- ρ_{ma} = densitas matriks batuan (gr/cc)
- ρ_f = densitas fluida
- ρ_b = densitas *bulk* batuan
- ρ_{sh} = densitas *bulk* dari *shale*
- V_{sh} = volume *shale*

b. Koreksi V_{sh} terhadap Nilai Porositas (Log Neutron)

$$\phi_{Ncor} = \phi_N - V_{cl} \cdot \phi_{Ncl} \quad (3.33)$$

dengan:

- ϕ_{Ncor} = *Neutron porosity* terkoreksi (fraksional)
- ϕ_{Ncl} = *Neutron porosity* untuk lempung (fraksional)
- ϕ_N = *Neutron porosity* sebelum terkoreksi (fraksional)
- V_{cl} = Volume lempung

c. Koreksi V_{sh} terhadap Kejenuhan Air

Volume kandungan *shale* pada suhu batuan juga berpengaruh dalam perhitungan kejenuhan air (S_w), ada banyak cara untuk menentukan kejenuhan air yang dipengaruhi oleh kandungan V_{sh} , antara lain berdasarkan:

1) Simandoux (1963)

$$S_w = \left(\frac{0,4 \times R_w}{\phi^2} \right) \times \left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5\phi^2}{R_t + R_w}} \right) \quad (3.34)$$

2) Schlumberger (1975)

$$S_w = \frac{\frac{V_{sh}^2}{R_{sh}} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\frac{\phi}{0,2 \times R_w \times (1 - V_{sh}) \times R_t}}}{\frac{\phi^2}{0,4 \times R_w \times (1 - V_{sh})}} \quad (3.35)$$

3) Ferl (1975)

$$S_w = \frac{1}{\phi} \times \left(\frac{R_w}{R_t} + \left(\frac{a \times V_{sh}}{2} \right)^2 - \frac{a \times V_{sh}}{2} \right) \quad (3.36)$$

4) Indonesian Equation

$$S_w = \frac{1}{\frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi e}{\sqrt{R_w}}} \times \frac{1}{R_w} \quad (3.37)$$

dengan:

S_w = Kejenuhan air pada zona *uninvaded* yang terkoreksi (fraksional)

R_w = Tahanan jenis air pada suhu formasi (Ω m)

R_t = Tahanan jenis sesungguhnya (dari RILD atau RLLD) (Ω m)

R_{sh} = Tahanan jenis pada *shale* (Ω m)

ϕ = Porositas (fraksional)

5. Tinjauan Umum *Wireline Logs*

Wireline logs banyak digunakan dalam industri perminyakan. *Wireline Logs* merupakan data yang menunjang identifikasi formasi, kurva log yang merupakan pencatatan

dari sifat-sifat fisik formasi tersebut adalah merupakan fungsi litologi, porositas, variasi tekstur dan kandungan fluida dari formasi tersebut. Macam-macam jenis log yang didapatkan dari suatu log sumur pengeboran adalah (Koesoemadinata, 1978):

- a. Log keratan sumur (serbuk pengeboran) atau *well sample log*
- b. Log sumur pemboran (*mud log*) dan log kecepatan pemboran (*drilling time log*)
- c. Log mekanik (log listrik, log sonik, radioaktivitas, dan sebagainya)
- d. Macam-macam log lainnya: survei dipmeter, survei temperatur dan lain-lainnya.

6. Macam *Wireline Log Mekanik dan Kegunaannya*

Berikut ini adalah *wireline log* yang umum digunakan dalam evaluasi formasi (Harsono, 1997).

a. Log Permeabel

Langkah awal yang dilakukan dalam evaluasi formasi adalah mengidentifikasi reservoir atau lapisan permeabel. Log yang digunakan untuk mengidentifikasi lapisan permeabel adalah:

1) Log *Spontaneous Potential (SP)*

Log *SP* termasuk log elektrik yang mengukur beda potensial kelistrikan dalam mV antara elektroda tetap di permukaan dengan elektroda bergerak dalam lubang sumur. *Tool SP* beroperasi berdasarkan arus listrik, maka lubang sumur harus berisi lumpur asin/tawar konduktif agar arus listrik mengalir. Oleh karena itu *tool SP* tidak bisa dioperasikan pada lubang sumur berisi *oil base mud*, lubang kosong atau *cased hole* (lubang sumur bercasing).

Manfaat kurva SP adalah:

- a) Mengidentifikasi zona permeabel
- b) Untuk perhitungan R_w
- c) Memperkirakan derajat kelepungan (*shalliness*) *reservoir*

Resolusi vertikal SP dimanifestasikan oleh ketajaman bentuk batas antar Formasi (resolusi vertikal) yang tergantung pada pola aliran arus pada batas antar formasi tersebut. Batas transisi kurva SP yang makin gradual menunjukkan resolusi vertikal yang semakin jelek.

2) Log Gamma Ray (GR)

Log *gamma ray* termasuk log nuklir yaitu yang mencatat radioaktivitas alamiah yang dipancarkan oleh peluruhan unsur uranium (U), thorium (Th) dan potasium (K) dalam suatu formasi batuan. Log GR diukur dalam API Unit (APIU) dan setiap APIU besarnya adalah 1/200 kali respons yang dihasilkan oleh standar kalibrasi API. Sinar gamma tersebut mampu menembus formasi sebagai fraksi teremisikan di sekitar lubang bor, menembus lumpur dan dapat dideteksi dengan suatu sensor sinar gamma.

Log GR dalam pekerjaan evaluasi formasi digunakan untuk:

- a) Menentukan volume lempung
Log GR dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dari suatu formasi. Hal ini didasarkan pada kenyataan bahwa uranium, thorium dan potasium sebagian besar terkonsentrasi dalam mineral lempung.

b) Identifikasi litologi

Formasi yang sarang mempunyai radioaktivitas kecil dan menunjukkan defleksi ke kiri. Formasi lempung yang kedap air mempunyai sifat radioaktivitas tinggi dan kurva lognya ke arah kanan.

Log GR sangat efektif untuk mengenali zona permeabel, berdasarkan fakta bahwa elemen-elemen radioaktif (U, Th , dan K) cenderung terkonsentrasi pada serpih impermeabel, dan sedikit terkonsentrasi pada karbonat dan batu pasir permeabel.

b. Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mendeterminasi jenis fluida dalam reservoir.

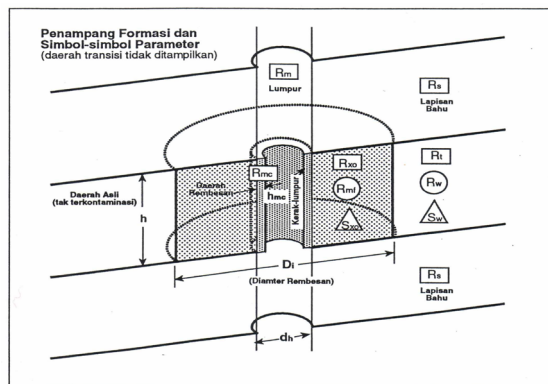
Adanya proses invasi menyebabkan pembacaan nilai resistivitas dari log resistivitas dalam (ILD atau LLD) tidak bisa langsung digunakan sebagai R_t , tetapi harus diturunkan dan dikoreksi lebih dulu (gambar 3.3). Apalagi invasi yang terjadi cukup dalam (pada batuan berporositas besar) yang menyebabkan pembacaan resistivitas dalam cenderung mengalami kesalahan yang signifikan.

Berdasarkan radius investigasi, zona pengukuran resistivitas dapat dikelompokkan sebagai berikut:

- 1) *Flushed zone*: 1-6 inchi, diukur dengan *tool* MLL, SFL, MSFL, zona ini merupakan daerah infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur mendesak kandungan semula. Pada daerah ini yang dapat diukur adalah tahanan jenis batuan reservoir pada daerah terinvasi (R_{xo}),

tahanan jenis filtrat (R_{mf}), dan kejenuhan pada daerah terinvasi (S_{x0}).

- 2) *Shallow zone*: 0,5-1,5 ft, diukur dengan *tool* LL8, zona ini merupakan daerah infiltrasi lebih dalam, ditempati oleh campuran air filtrat lumpur kandungan semula.
- 3) *Medium zone*: 1,5-3 ft, diukur dengan *tool* ILm dan LLm, *medium zone* dan *shallow zone* merupakan zona transisi.
- 4) *Deep zone*: lebih dari 3 ft, diukur dengan *tool* ILD dan LLD, zona ini merupakan daerah yang terletak paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan terisi oleh kandungan semula. Dengan demikian zona ini tidak dipengaruhi oleh adanya filtrat lumpur. Pada daerah ini yang dapat diukur adalah tahanan jenis batuan reservoir sebenarnya (R_r), tahanan jenis air formasi (R_w), dan kejenuhan air formasi.



Gambar 3.3

Sayatan Suatu Lubang Bor yang Menunjukkan Zona Terusir, Zona Peralihan dan Zona Tidak Terusir serta Sejumlah Parameter Petrofisik yang Penting

c. Log Porositas

Porositas merupakan variabel ketiga yang harus diketahui untuk menentukan harga saturasi air (S_w). Pengukuran porositas dilakukan dengan berbagai macam log, yaitu:

1) Log Densitas

Prinsip log densitas adalah menghitung penyusutan jumlah sinar gamma antara sumber dengan detektor. Adapun log ini digunakan untuk:

a) Menentukan porositas

Yaitu mengukur porositas total suatu formasi, baik porositas primer maupun sekunder.

b) Identifikasi litologi

Litologi dapat diidentifikasi dengan penggabungan log densitas, neutron, dan sonik.

c) Identifikasi adanya kandungan gas

Adanya gas dapat dideteksi dengan gabungan log densitas dengan log neutron. Adanya separasi positif (porositas densitas > porositas neutron) yang lebar antara log densitas dan neutron menunjukkan adanya kandungan gas.

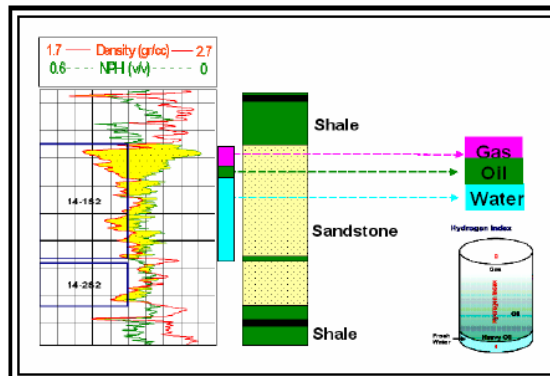
d) Menentukan densitas hidrokarbon

2) Log Neutron

Merupakan tipe log porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen dalam suatu formasi. Di dalam formasi bersih di mana porositas diisi air atau minyak, log neutron mencatat porositas yang diisi cairan.

Secara kualitatif, log neutron digunakan untuk mengidentifikasi adanya hidrokarbon pada formasi. Hidrokarbon di dalam formasi dicirikan dengan

adanya separasi antara log densitas dengan log neutron.



Gambar 3. 4

Interpretasi Kualitatif dari Log Neutron
(Saragih, 2005 dalam Kristianto, 2007)

Keberadaan gas dicirikan dengan besarnya separasi antara log densitas dan log neutron, sedangkan untuk minyak, separasinya tidak begitu besar. Pada zona gas jumlah hidrogen tiap volumenya lebih sedikit dari pada minyak dan air, sehingga pembacaan log neutron akan rendah, seperti yang ditampilkan pada Gambar 3.4

Log ini digunakan untuk:

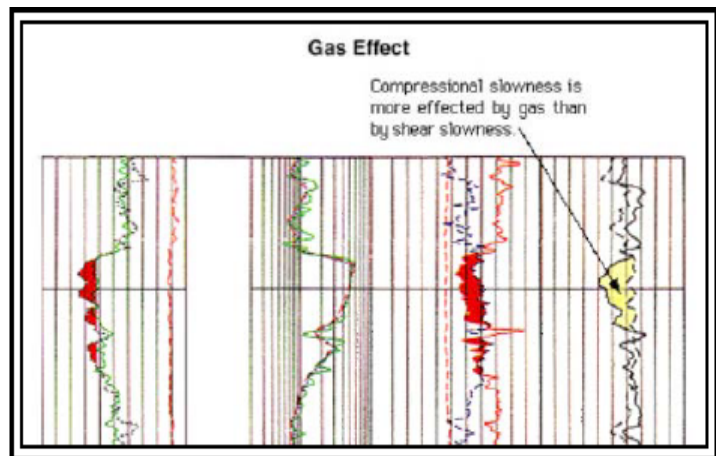
- a) Menentukan porositas
yaitu mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi lempung. Dalam formasi lempungan log ini juga mendeteksi kandungan air dalam partikel-partikel lempung sebagai porositas.
- b) Identifikasi litologi
Dengan menggunakan gabungan log densitas, neutron, dan *sonic*

- c) Identifikasi adanya gas
Dideteksi dengan gabungan log neutron dan densitas.

3) Log Sonik

Tool Sonik mengukur beda waktu kedatangan (dalam $\mu\text{sec}/\text{ft}$) antara kecepatan gelombang suara pada *transmitter* dengan *receiver*.

Identifikasi adanya gas pada formasi menggunakan log akustik membutuhkan pengukuran *interval transit time* untuk gelombang P dan S. Adanya gas, diidentifikasi dengan adanya separasi antara *interval transit time* gelombang P dan S. Seperti yang digambarkan pada Gambar 3.5.



Gambar 3. 5
Identifikasi Adanya Gas pada Farmasi

Log Sonik digunakan untuk:

- a) Menentukan porositas
Yaitu mengukur nilai porositas primer namun tidak dapat mengukur porositas sekunder.

- b) Menentukan gas
- c) Identifikasi litologi
Yaitu dengan menggabungkan log sonik, neutron dan densitas.

Dua macam log sonic yang sering digunakan adalah:

- a) *Log Borehole Compensated (BHC)*
Merupakan *tool logging* sonik standar yang mengukur *travel time* gelombang kompressional. Terdiri dari dua rangkaian *transmitter-receiver* yang saling diinversi.
- b) *Log Long-Spaced Sonic*
Digunakan untuk mengetahui formasi yang lebih dalam dan untuk lebih mendetailkan suatu formasi.



**PERHITUNGAN PARAMETER
RESERVOIR**



Bab 4

PERHITUNGAN PARAMETER RESERVOIR

A. Hubungan Kecepatan Gelombang P dengan Parameter Reservoir secara Teoretis

Untuk melihat seberapa besar pengaruh hubungan antara parameter reservoir terhadap kecepatan gelombang P terlebih dahulu dikaji secara teoretis dengan menggunakan data parameter batu pasir ke dalam persamaan *slowness* (persamaan 3.13) yang di buat dengan menggunakan perangkat lunak MATLAB. Data model numerik yang digunakan dalam penelitian diperoleh untuk kondisi sedimen laut yang tidak termampatkan seperti batu pasir.

Kurva-kurva yang diperoleh dari persamaan *slowness* terdiri dari hubungan antara porositas, saturasi dan permeabilitas terhadap kecepatan penjaralan gelombang P. Kurva teoretis tersebut diharapkan dapat memberikan informasi yang lebih jelas, untuk memaknai kurva-kurva lapangan melalui analisis data log.

Dari data log dibuat kurva-kurva yang terdiri dari hubungan antara porositas, saturasi dan permeabilitas terhadap kecepatan penjaralan gelombang P dengan menggunakan perangkat lunak EXCEL, sehingga diperoleh gambaran secara jelas bagaimana hubungan antara parameter reservoir tersebut.

B. Parameter Reservoir Melalui Analisis Log

Agar diperoleh hubungan parameter reservoir dengan kecepatan gelombang P melalui analisis log, terlebih dahulu dilakukan pengolahan data log dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Menentukan Zonasi

Melakukan analisis beberapa zona dengan pengolahan kualitatif dalam *software* LASTOOL dalam format LAS.

2. Analisis *Crossplot*

Analisis *Crossplot* dilakukan untuk mendapatkan beberapa parameter yang akan digunakan dalam interpretasi kuantitatif. Pada *crossplot* neutron-densitas akan didapatkan parameter neutron dari *wet clay* dan *dry clay*, kemudian pada *crossplot* neutron-sinar gamma akan diperoleh parameter parameter sinar gamma pada *wet clay* dan *dry clay*, dan pada *crossplot* resistivitas sinar-gamma digunakan untuk menentukan resistivitas serpih

3. Perhitungan Suhu Formasi

$$T_f = \frac{D \times (BHT - T_s)}{T_d} + T_s \quad (4.1)$$

Keterangan:

T_f : suhu formasi (°F)

D : kedalaman formasi yang diukur

T_d : kedalaman total

T_s : suhu permukaan (°F)

BHT : *Bottom Hole Temperature*

4. Perhitungan Rmf

$$Rmf = \frac{T_s + 6.7}{T_f} \times R_1 \quad (4.2)$$

Keterangan:

Rmf : tahanan jenis mud filtrat pada kedalaman tertentu (ohmm)

T_s : suhu permukaan (°F)

T_f : suhu formasi (°F)

R_1 : Rmf di permukaan dilihat pada log *header*

5. Perhitungan R_w

$$Sp = -K \times \log \frac{R_2}{R_w}$$

$$K = 60 + 0.133 \times T_f$$

Keterangan :

Sp : harga log SP

K : konstanta

R_2 : Rmf pada kedalaman tertentu

R_w : tahanan jenis air formasi (ohmmeter)

6. Perhitungan Porositas, Saturasi Air dan Permeabilitas

Data-data hasil perhitungan di atas dimasukkan dalam rumus-rumus yang tertera pada BAB III. Yang perlu diperhatikan di sini adalah koreksi perhitungan. Berdasarkan asumsi awal, dijelaskan bahwa kemungkinan zona yang di pilih adalah zona gas. Sehingga koreksi perhitungan yang di pilih adalah untuk zona gas.

C. Faktor Skala

Untuk melihat hubungan antara data numerik secara teori terhadap data log maka dibuat suatu faktor skala guna mengetahui suatu parameter yang tidak diukur di lapangan tetapi dapat di estimasi secara teoretis berdasarkan hubungan-hubungan data yang ada khususnya sedimen batu pasir. Adapun langkah-langkah penentuan faktor skala adalah,

1. Porositas dari data numerik log di tetapkan sebagai titik ikat, sehingga porositas dari teoretis dianggap sama.
2. Dengan porositas yang sama dari kondisi log nilai numerik secara teoretis diperoleh dengan menggunakan persamaan *slowness*, untuk nilai saturasi dan permeabilitas.

3. Setelah diperoleh nilai numerik secara teoretis berupa nilai kecepatan maka dibuat hubungan kecepatan dari log, sehingga diperoleh faktor skala untuk kecepatan.
4. Dengan cara yang sama seperti penentuan faktor skala kecepatan maka diperoleh faktor skala untuk nilai saturasi dan permeabilitas.

D. Metode Estimasi Permeabilitas

Hubungan antar nilai numerik teoretis dengan data log dapat digunakan untuk mengestimasi permeabilitas berdasarkan data log yang ada. Adapun langkah estimasi permeabilitas adalah sebagai berikut:

1. Tentukan kecepatan dari perhitungan data log
2. Tentukan nilai porositas dari perhitungan data log
3. Tentukan nilai saturasi dari perhitungan data log.
4. Tentukan nilai kecepatan, porositas dan saturasi dari data log dikalikan dengan faktor skala.
5. Nilai kecepatan, porositas dan saturasi yang telah dikalikan diletakkan pada kurva teoretis, sehingga dapat diperoleh nilai permeabilitas secara teori.

E. Perbandingan Hasil Estimasi Permeabilitas *Crossplot* dan Analisis Log

Untuk menguji nilai permeabilitas dari kurva teoretis, maka dilakukan perbandingan hasil estimasi permeabilitas dari *crossplot* dengan permeabilitas analisis log. Adapun langkah-langkahnya adalah sebagai berikut:

1. Nilai teoretis diperoleh dari cara IV. 5.
2. Nilai permeabilitas dari data log dikalikan dengan faktor skala akan diperoleh nilai permeabilitas secara estimasi.
3. Kemudian dihitung kesalahannya.



PEMBAHASAN

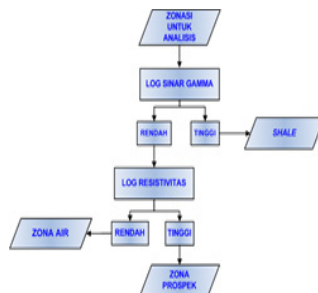


Bab 5

INTERPRETASI ESTIMASI PERMEABILITAS BATUAN

A. Penentuan Zonasi

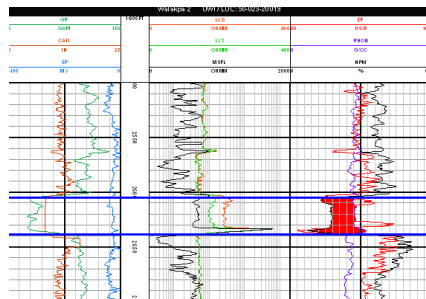
Penentuan zonasi diperoleh melalui interpretasi kualitatif. Langkah-langkah yang harus dilakukan akan dijelaskan dalam gambar berikut ini.



Gambar 5.1

Penentuan Zonasi

Zona yang dipilih berada pada kedalaman 2611-2636 ft. Berdasarkan stratigrafinya, zona ini merupakan formasi *Pebble Sand*. *Pebble Sand* merupakan lapisan batu pasir dengan ketebalan 25 ft. Zona formasi ini ditampilkan dalam Gambar 5.2.



Gambar 5.2

Zona Prospek pada Formasi *Pebble Sand*

Dari nilai sinar gamma dan resistivitasnya, dimungkinkan lapisan ini berisi gas. Volume gas diperlihatkan dengan arsiran berwarna merah, merupakan perpotongan antara log densitas dengan log porositas.

B. Analisis *Crossplot*

Dari zona prospek yang telah dipilih tersebut dilakukan analisis *crossplot*. Langkah-langkah beserta tampilan hasilnya dilampirkan dalam lampiran B. Nilainya adalah sebagai berikut:

1. *Crossplot Neutron Porosity-Density*

Nilai parameter interpretasi *crossplot neutron porosity-density* dapat dilihat dalam Tabel 5.1.

Tabel 5.1

Nilai Parameter *Crossplot Neutron Porosity-Density*

Parameter	<i>Wet Clay</i>	<i>Dry Clay</i>
<i>Neutron Porosity (%)</i>	41	25
<i>Density (gr/cc)</i>	2,4	2,75

2. *Crossplot Neutron Porosity-Gamma Ray*

Nilai parameter interpretasi *crossplot neutron porosity-gamma ray* dapat dilihat dalam Tabel 5.2, dengan *clean sand point* 35.

Tabel 5.2

Nilai Parameter *Crossplot Neutron Porosity-Gamma Ray*

Parameter	<i>Wet Clay</i>	<i>Dry Clay</i>
<i>Neutron Porosity (%)</i>	41	25
<i>Gamma Ray (gapi)</i>	105	127

3. *Crossplot Resistivity-Gamma Ray*

Nilai parameter interpretasi *crossplot resistivity-gamma ray* dapat dilihat dalam Tabel 5.3

Tabel 5.3

Nilai Parameter *Crossplot Resistivity-Gamma Ray*

Parameter	Dry Clay
Resistivity (ohm-m)	3
Gamma Ray (gapi)	127

4. *Input Interpretasi Kuantitatif*

Nilai-nilai *crossplot* di atas selanjutnya menjadi parameter *input* perhitungan V_{shale} . Hal ini dilakukan karena berdasarkan interpretasi kualitatif dan stratigrafi daerah penelitian, zona ini mengandung serpih. Sehingga perlu dilakukan koreksi volume *shale* untuk mengestimasi nilai porositas, saturasi air. *Input* parameter yang diperlukan tertera dalam Tabel 5.4

Tabel 5.4

Input Interpretasi Kuantitatif

Perhitungan				
Kandungan Serpih (Vsh)		Porositas (\emptyset)		Saturasi (Sw)
GRcl (gapi)	GRsh (gapi)	ρ_{sh} (gr/cc)	Nsh (%)	Rsh (ohmm)
35	105	2,4	41	3
Keterangan:				
GRcl : nilai <i>gamma ray</i> pada formasi pasir bersih				
GRsh : nilai <i>gamma ray</i> pada serpih				
Nsh : nilai neutron pada serpih				
ρ_{sh} : nilai densitas pada serpih				
Rsh : nilai resistivitas pada serpih				

C. Interpretasi Kuantitatif

Setelah dilakukan perhitungan, diperoleh nilai *volume shale*, porositas, saturasi air dan kecepatan gelombang P.

Nilai *shale volume* cukup rendah yaitu di bawah 15 %. Hal ini berarti baik, karena jika jumlah volume serpih sedikit, maka porositas akan lebih tinggi.

Nilai porositas berkisar antara 10 – 24,2 dalam persen. Porositas suatu batuan dapat dikelompokkan menjadi beberapa kelas (Moinard, 2006 dalam Kristianto, 2007):

1. Porositas buruk (*poor*) : (0 – 7)%
2. Porositas sedang (*fair*) : (7 – 14)%
3. Porositas baik (*good*) : (14 – 20)%
4. Porositas sangat baik (*very good*) : (20 – 25)%
5. Porositas istimewa (*excellent*) : (> 25)%

Berdasarkan klasifikasi di atas, nilai porositas zona formasi ini dikategorikan sedang sampai sangat bagus. Dominasi porositas berada pada kategori *good*.

Nilai saturasi air maksimum adalah 34,14%. Hal ini mengindikasikan bahwa jumlah kandungan air pada zona formasi ini adalah sedang.

D. Penyelesaian Persamaan Kecepatan Gelombang P Biot

Berdasarkan persamaan (3.13), dibuat program yang menampilkan hubungan kecepatan gelombang P dengan parameter reservoir porositas, menggunakan *software* Matlab. Tujuannya adalah sebagai titik ikat perbandingan antara kurva-kurva hubungan kecepatan gelombang P dengan beberapa parameter reservoir yang lain, baik secara teoretis maupun analisis log.

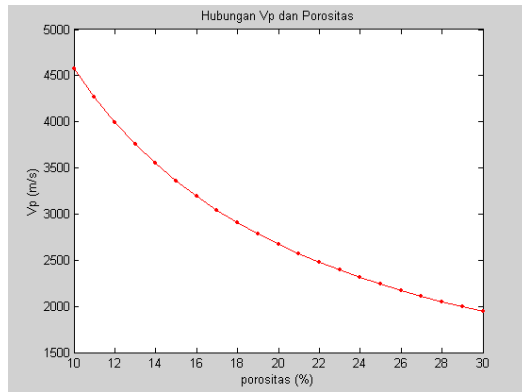
1. Hubungan V_p dengan Porositas

Input data adalah parameter teoretis batu pasir Turgut dan Yamamoto (1990), dapat dilihat dalam Tabel 5.5 (Sismanto, 2003).

Tabel 5.5
Parameter Teoretis Batu Pasir

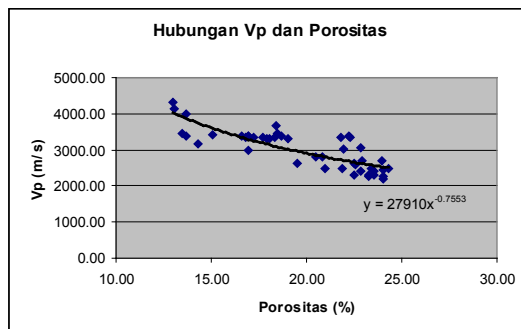
Parameter	Simbol	Nilai
Densitas Fluida	ρ_f	$1,0 \cdot 10^3 \text{ (kg/ m}^3\text{)}$
Densitas Butiran	ρ_r	$2,65 \cdot 10^3 \text{ (kg/ m}^3\text{)}$
Viskositas	η	$1,0 \cdot 10 \text{ (m}^2\text{/ s)}$
Tetapan Turgut	α	1.25
Modulus <i>Bulk</i> Butiran	K_r	$3,6 \cdot 10^7 \text{ (N/ m}^2\text{)}$
Modulus <i>Bulk</i> Fluida	K_f	$2,3 \cdot 10^9 \text{ (N/ m}^2\text{)}$

Hubungan kecepatan gelombang P dan Porositas dapat dilihat dalam Gambar 5.3 dan 5.4 berikut.



Gambar 5.3

Kurva Teoretis Hubungan Vp dengan Porositas



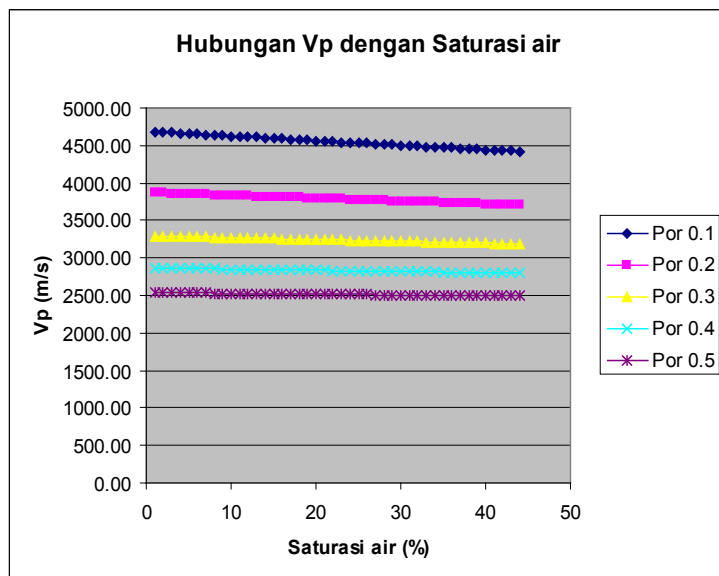
Gambar 5.4

Kurva Analisis Log Hubungan Vp dengan Porositas

Dari gambar di atas, terlihat bahwa nilai kecepatan gelombang P akan berkurang secara eksponensial jika nilai porositas naik. Hal ini terjadi karena rongga yang terdapat dalam batuan akan memperlambat gerak gelombang dalam batuan. Sedangkan dari analisis log juga diperoleh kurva yang mirip dengan penjelasan yang sama.

2. Hubungan Vp dengan Saturasi Air

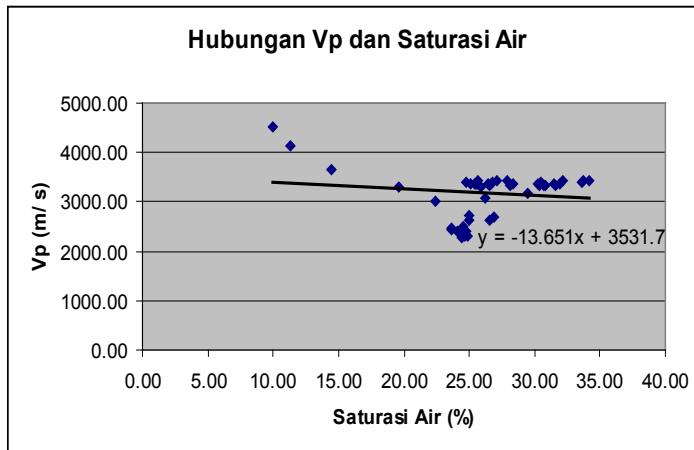
Hubungan Vp dengan saturasi air dapat dijelaskan dari Gambar 5.5 dan 5.6 berikut



Gambar 5.5

Kurva Teoretis Hubungan Vp dengan Saturasi Air

Secara teoretis, untuk nilai porositas 0.1 hingga 0.5, maka hubungan kecepatan gelombang P dan saturasi air dapat diberikan pada kurva berikut:



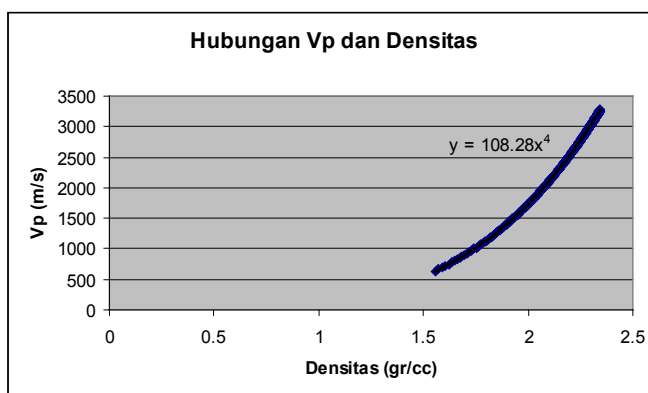
Gambar 5.6

Kurva Analisis Log Hubungan Vp dengan Saturasi Air

Terlihat bahwa nilai kecepatan gelombang P juga akan menurun apabila nilai Sw meningkat, tetapi sangat kecil sehingga hubungan Vp dan Sw tidak terlalu *significant*. Hal ini disebabkan karena saturasi air dipengaruhi oleh karakter dan komposisi batumannya, (Gregory, 1976 dalam Juliani , 2002).

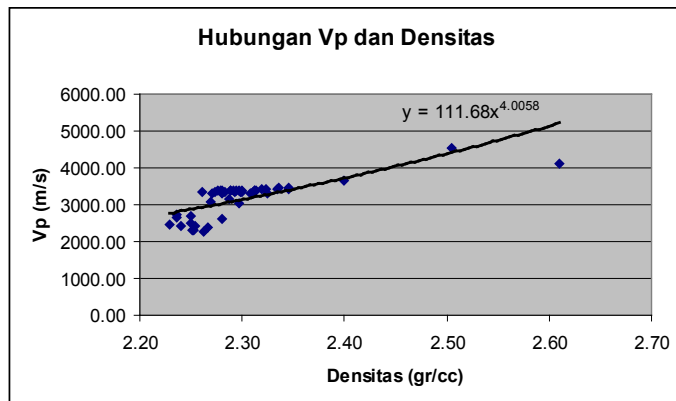
3. Hubungan Vp dengan Densitas

Hubungan Vp dan densitas dapat ditunjukkan pada Gambar 5.7 dan 5.8.



Gambar 5.7

Kurva Teori Hubungan Vp dengan Densitas



Gambar 5.8

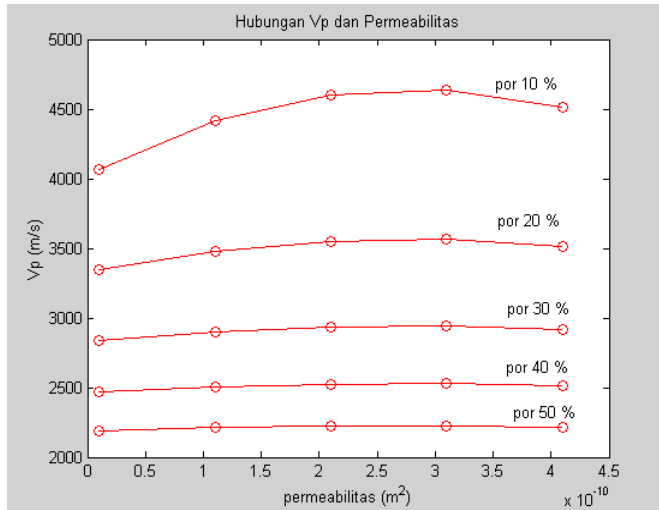
Kurva Analisis Log Hubungan Vp dengan Densitas

Dari Gambar 5.7 dan 5.8, dapat diketahui bahwa kecepatan gelombang meningkat secara eksponensial dengan bertambahnya nilai densitas. Jika dihubungkan dengan porositasnya, nilai densitas kecil disebabkan oleh massa yang kecil. Hal ini disebabkan karena rongga pada batuan sedikit sehingga memperlambat gerak gelombang di dalam batuan.

4. Hubungan Vp dengan Permeabilitas

Semakin besar kecepatan gelombang maka akan semakin besar nilai permeabilitas. Hary (2001) menyebutkan bahwa meningkatnya nilai permeabilitas batuan disebabkan oleh kemampuan meredam energi gelombang yang menjalar dalam medium tersebut akan semakin kecil.

Secara teori, dengan memasukkan nilai porositas yang bervariasi maka akan terlihat kenaikan nilai permeabilitas pada kenaikan nilai kecepatan gelombang dan penurunan nilai porositas, seperti yang terlihat pada Gambar 5.9.



Gambar 5.9

Kurva Teoretis Hubungan Vp dengan Permeabilitas

E. Perhitungan Faktor Skala

Kurva-kurva hubungan antara kecepatan gelombang P dengan parameter-parameter reservoir yang sudah diperoleh dikalibrasi, baik kurva-kurva teoretis maupun berdasarkan analisis log. Sehingga lebih mudah menentukan faktor skala kurva-kurva teori dan analisis log.

Nilai porositas teori dianggap sebagai titik ikat sehingga nilai porositas berdasarkan analisis log akan dianggap sama.

Nilai-nilai faktor skala untuk parameter-parameter adalah sebagai berikut:

Tabel 5.6

Tabel Faktor Skala pada Parameter Reservoir

Parameter	Faktor Skala
Porositas	$\phi_{teori} = \phi_{log}$
Kecepatan Gelombang P	$Vp_{teori} = 0,9762Vp_{log} - 42,587$
Densitas	$\rho_{teori} = 1,35 \rho_{log} - 0,79$
Saturasi Air	$Sw_{teori} = 0,969 Sw_{log} + 26,439$

F. Estimasi Permeabilitas

Permeabilitas dapat di estimasi dari kurva teoretis, atau bisa disebut juga dengan kurva standar. Kurva standar ini diperoleh dengan memasukkan data parameter batu pasir ke dalam persamaan *slowness* (persamaan 3.13) dengan variasi nilai porositas dan densitas. Data log yang telah dianalisis sebelumnya berupa kecepatan, porositas, saturasi dan densitas akan di estimasi nilai permeabilitasnya secara teori. Nilai permeabilitas teori ini diperoleh dengan meletakkan nilai kecepatan, porositas, dan densitas dari data log yang sudah dikalikan dengan faktor skala. Kemudian diperoleh nilai estimasi permeabilitasnya. Contoh estimasi permeabilitas sebagai berikut:

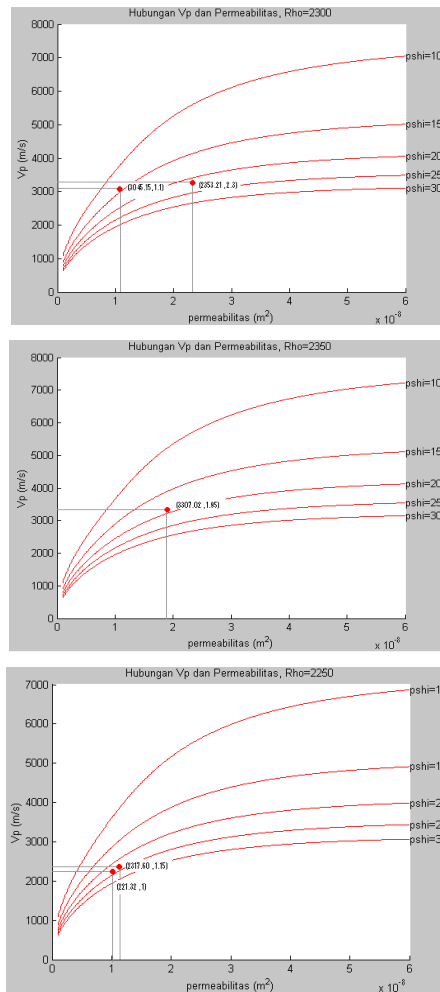
Parameter reservoir berdasarkan analisis log

Parameter Reservoir	Analisis Log (terkoreksi)				
Depth	2612,00 ft	2619,50 ft	2625 ft	2628,25 ft	2630,50 ft
Porositas	14.32%	20,99%	18,34%	23.56%	23,23%
Kecepatan Gelombang P	3163,02 m/s	3376,15 m/s	3431,27 m/s	2417,73 m/s	2308,86 m/s
Densitas	2,29 gr/cc	2,29 gr/cc	2,32 gr/cc	2,25 gr/cc	2,25 gr/cc
Permeabilitas	11,77mD	24,85 mD	21,00 mD	12,32 mD	10,7 mD

Parameter reservoir dikalikan faktor skala (terkalibrasi)

Parameter Reservoir	Faktor Skala	Teoritis (terkalibrasi)				
Depth		2612,00 ft	2619,50 ft	2625 ft	2628,25 ft	2630,50 ft
Porositas	$\phi_{teori} = \phi_{log}$	14,32%	20,99%	18,34%	23,56%	23,23%
Kecepatan Gelombang P	$Vp_{teori} = 0.9762Vp_{log} - 42.587$	3045,15 m/s	3253,21 m/s	3307,02 m/s	2317,60 m/s	2211,32 m/s
Densitas	$\rho_{teori} = 1.35 \rho_{log} - 0.79$	2,3 gr/cc	2,3 gr/cc	2,35 gr/cc	2,25 gr/cc	2,25 gr/cc
Permeabilitas	$k_{teori} = 0.915 k_{log} + 0.2$	11 mD	23 mD	19,5 mD	11,5 mD	10 mD

Nilai parameter terkalibrasi diletakkan dalam kurva standar yang sesuai. Hubungkan nilai V_p dan porositas. Nilai Sumbu -x pada titik tersebut merupakan nilai estimasi permeabilitasnya. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 5.10 berikut.



Gambar 5.10
Beberapa Kurva Standar Estimasi Permeabilitas

Kurva-kurva standar yang lain dengan variasi nilai porositas antara 10 – 30 % dan variasi nilai densitas antara 2200 – 2600 kg / m^3) dapat dilihat pada lampiran C.

Dari nilai permeabilitas yang diperoleh dari analisis log dan secara teoretis melalui *crossplot* kurva standar untuk beberapa titik, diperoleh hubungan sebagai faktor penyetara yang diberikan dalam persamaan $k_{\text{teori}} = 0,915 k_{\text{log}} + 0,2$. Sehingga dapat digunakan untuk mengestimasi permeabilitas jika nilai kecepatan, porositas, dan densitas tidak dapat diletakkan dalam kurva standar.

Sehingga diperoleh nilai parameter reservoir secara teoretis dan melalui analisis log dalam Tabel 5.7 dan 5.7.

Tabel 5.7
Nilai Parameter-Parameter Reservoir Berdasarkan Analisis Log

Depth Formasi (feet)	Vp Terkoreksi (m/s)	Porositas Terkoreksi (%)	Saturasi Air Terkoreksi (%)	Densitas Bulk Log (gr/ cc)	Permeabilitas (Analisis Log) mili darcy
2611,00	2637,08	19,48	26,60	2,24	15,40
2611,50	2705,95	16,92	26,94	2,25	9,80
2612,00	3163,02	14,32	29,45	2,29	11,77
2612,50	3394,13	13,68	30,49	2,31	6,06
2613,00	3443,12	13,45	32,14	2,35	5,56
2613,50	3426,07	13,69	33,73	2,35	6,08
2614,00	3432,87	15,06	34,14	2,33	9,79
2614,50	3390,03	16,62	33,59	2,31	16,04
2615,00	3372,89	16,95	30,21	2,29	17,69
2615,50	3366,12	16,95	31,52	2,28	12,50
2616,00	3360,15	16,79	31,88	2,28	16,85
2616,50	3346,60	17,21	31,58	2,30	19,07
2617,00	3332,15	17,73	30,87	2,29	22,14
2617,50	3320,30	18,03	30,36	2,28	24,05
2618,00	3318,91	17,93	30,75	2,27	23,40
2618,50	3341,06	18,32	28,12	2,26	17,10
2619,00	3373,52	18,71	28,38	2,28	19,40
2619,50	3376,15	20,99	26,65	2,29	24,85
2620,00	3367,33	22,22	25,67	2,30	38,50
2620,50	3352,78	21,81	26,48	2,31	42,30

2621,00	3347,96	22,28	26,59	2,30	49,40
2621,50	3362,65	23,21	25,39	2,27	55,10
2622,00	3372,25	22,90	25,46	2,28	56,70
2622,50	3375,02	22,50	25,49	2,29	51,10
2623,00	3373,58	22,51	25,13	2,29	53,10
2623,50	3381,45	22,58	24,72	2,30	54,10
2624,00	3414,31	20,80	25,66	2,32	49,27
2624,50	3444,96	18,48	27,11	2,34	27,27
2625,00	3431,27	18,34	27,93	2,32	21,00
2625,50	3398,39	20,45	26,78	2,31	45,22
2626,00	3290,74	21,88	25,92	2,31	53,30
2626,50	3069,91	22,86	26,25	2,27	67,60
2627,00	2713,68	23,94	24,93	2,24	56,50
2627,50	2467,37	24,27	23,62	2,23	48,60
2628,00	2434,51	24,00	23,67	2,24	40,50
2628,50	2417,73	23,56	24,04	2,25	12,32
2629,00	2269,15	23,28	24,44	2,26	18,60
2629,50	2295,51	23,51	24,92	2,25	20,70
2630,00	2497,96	23,43	24,52	2,25	27,30
2630,50	2308,86	23,23	24,70	2,25	10,70
2631,00	2393,70	22,87	24,77	2,27	19,10
2631,50	2614,04	22,52	24,96	2,28	13,10
2632,00	3025,19	21,95	22,42	2,30	6,40
2632,50	3300,13	20,80	19,66	2,33	4,90
2633,00	3665,20	18,39	14,40	2,40	2,60
2633,50	4531,34	15,68	9,92	2,50	1,20
2634,00	4123,38	13,03	11,32	2,61	4,75

Tabel 5.8
Nilai Parameter-Parameter Reservoir secara Teoretis
Melalui Kurva-Kurva Standar

Depth Formasi	Vp Terkalibrasi	Porositas Terkoreksi	Saturasi Air Terkalibrasi	Densitas Terkalibrasi	Estimasi Permeabilitas	Permeabilitas (Analisis Log)
(feet)	(m/s)	(%)	(%)	(gr/cc)	mili darcy	mili darcy
2611,00	2531,73	19,48	51,97	2,23	14,29	15,40
2611,50	2598,96	16,92	52,30	2,25	9,17	9,80
2612,00	3045,15	14,32	54,71	2,30	11,00	11,77
2612,50	3270,76	13,68	55,71	2,33	5,75	6,06
2613,00	3318,59	13,45	57,29	2,38	5,29	5,56
2613,50	3301,94	13,69	58,82	2,38	5,77	6,08
2614,00	3308,58	15,06	59,22	2,36	9,16	9,79
2614,50	3266,76	16,62	58,69	2,33	14,88	16,04
2615,00	3250,03	16,95	55,44	2,30	21,00	17,69
2615,50	3243,42	16,95	56,70	2,28	11,64	12,50
2616,00	3237,59	16,79	57,05	2,29	15,62	16,85
2616,50	3224,36	17,21	56,76	2,31	17,65	19,07
2617,00	3210,26	17,73	56,07	2,31	20,45	22,14
2617,50	3198,69	18,03	55,58	2,29	22,21	24,05
2618,00	3197,33	17,93	55,96	2,28	21,61	23,40
2618,50	3218,95	18,32	53,44	2,26	15,85	17,10
2619,00	3250,65	18,71	53,68	2,29	17,95	19,40
2619,50	3253,21	20,99	52,02	2,30	23,00	24,85
2620,00	3244,60	22,22	51,08	2,31	35,43	38,50
2620,50	3230,39	21,81	51,86	2,33	38,90	42,30
2621,00	3225,69	22,28	51,96	2,31	45,40	49,40
2621,50	3240,04	23,21	50,81	2,28	50,62	55,10
2622,00	3249,40	22,90	50,89	2,29	52,08	56,70
2622,50	3252,11	22,50	50,91	2,30	46,96	51,10
2623,00	3250,70	22,51	50,56	2,31	37,20	53,10
2623,50	3258,39	22,58	50,17	2,31	49,70	54,10
2624,00	3290,46	20,80	51,07	2,34	45,28	49,27
2624,50	3320,39	18,48	52,47	2,36	25,15	27,27
2625,00	3307,02	18,34	53,25	2,35	19,50	21,00
2625,50	3274,92	20,45	52,15	2,33	41,58	45,22
2626,00	3169,83	21,88	51,32	2,32	48,97	53,30
2626,50	2954,26	22,86	51,64	2,27	62,05	67,60

2627,00	2606,50	23,94	50,38	2,23	51,90	56,50
2627,50	2366,06	24,27	49,12	2,22	44,67	48,60
2628,00	2333,99	24,00	49,17	2,23	37,80	40,50
2628,50	2317,60	23,56	49,51	2,25	11,50	12,32
2629,00	2172,56	23,28	49,90	2,26	17,22	18,60
2629,50	2198,29	23,51	50,36	2,25	19,14	20,70
2630,00	2395,92	23,43	49,98	2,25	25,18	27,30
2630,50	2211,32	23,23	50,15	2,25	10,00	10,70
2631,00	2294,15	22,87	50,22	2,27	17,68	19,10
2631,50	2509,24	22,52	50,40	2,29	12,19	13,10
2632,00	2910,60	21,95	47,96	2,31	17,00	6,40
2632,50	3179,00	20,80	45,32	2,35	4,68	4,90
2633,00	3535,38	18,39	40,27	2,45	2,58	2,60
2633,50	4380,91	15,68	35,96	2,59	1,30	1,20
2634,00	3982,65	13,03	37,31	2,73	4,54	4,75

G. Perbandingan Hasil Estimasi Permeabilitas *Crossplot* dan Analisis Log

Untuk mengetahui kesalahan metode ini diperlukan pengujian ke data log. Caranya adalah dengan mengalikan nilai data log dengan faktor skala, maka akan diperoleh nilai permeabilitas secara teori.

Kesalahan yang diperoleh rata-rata adalah sebesar 8,5%. Nilai ini didapat dengan membandingkan antara nilai permeabilitas yang diperoleh melalui analisis log dan secara teoretis. Selisih jumlah nilai permeabilitas hasil perhitungan analisis log dan estimasi permeabilitas yang diperoleh melalui *crossplot* kurva standar dibagi dengan jumlah nilai permeabilitas hasil perhitungan analisis log, kemudian hasilnya dikalikan 100%.



**DAFTAR PUSTAKA
& LAMPIRAN**



DAFTAR PUSTAKA

- Biot, MA. 1956a. *Theory of Elastic Waves in Fluid-Saturated Porous Solid. Part I : Low Frequency Range*. J. Acoust. Soc. Am. 28, 168-178.
- Biot, MA. 1956b. *Theory of Propagation of Elastic Wave in Fluid-Saturated Porous Solid. Higher Frequency Range*. J. Acoust. Soc. Am. 28, 179-191.
- Harsono, A. 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi ke-8, Schlumberger Oilfield Services.
- Hary, S. 2001. *Solusi Numeri Penjalaran Gelombang Dilatasi Dalam Medium Poroelastik Tersaturasi Fluida Dengan Metode Pendekatan Beda Hingga*. Skripsi S-1 FMIPA, UGM, Yogyakarta
- Juliani, R. 2002. *Pengaruh Parameter Reservoir Terhadap Kecepatan Gelombang P*, Program Studi Ilmu Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, UGM, Yogyakarta.
- Juniari, N. P. 2006. *Penentuan Karakteristik Batuan Reservoir Pada Struktur Lapangan "TBN" dengan menggunakan Jaringan Syaraf Tiruan*, Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti Jakarta, Jakarta.
- Koesoemadinata, R. P. 1978. *Geologi Minyak Bumi*. Penerbit ITB, Bandung.
- Kristianto, A. 2007. *Analisis Petrofisika Data Log Untuk Menentukan Titik Perforasi Pada Sumur South Barrow 17*, Skripsi S-1, FMIPA, UGM.
- Kuster, G. T. and Toskoz. MN. 1974. *Velocity and Attenuation of Seismic Waves in Two Phase Media, Part I : Teoritical Formulation*. Geophysics

- Legg, G. W. 1983, *Geological Report Walakpa 2*, Husky Oil NPR Operations, Inc., Agustus 1983.
- Mavko, G. Mukerji, T. and Dvorkin, J. 1999. *The Rock Physics Handbook*. Cambridge University Press, 163-220.
- Nefrizal dan Suprajitno, M. 1997. *Numerical Modelling of Seismic Wave Propagation in Porous Media*, LEMIGAS Scientific Contribution.
- Rider, M. 2004, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Rider French Consulting, Sutherland, Scotland.
- Serra, O. dan Serra, L. 2004. *Well Logging Data Acquisition and Applications*, Editions Serralog, Mary Corbon, France.
- Sismanto, 2003. *Estimasi Permeabilitas Reservoir Batupasir Tebal dan Homogen Dengan Menggunakan Analisis Atenuasi Inelastik Data Seismik*, Disertasi, Institut Teknologi Bandung.
- USGS Open File Report 00-200, <http://energy.cr.usgs.gov/OF00-200/WORKSHOP.HTM>
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., Gardner, G. H. F. 1958, *An Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocities In Porous Media*, Geophysics Journal Vol. XXIII No. 3, Pp. 459-493.

LAMPIRAN A

DATA ZONA FORMASI *PEBBLE SAND* SUMUR WALAKPA 2

Depth	GR	SP	Caliper	Bit Zise	MFSL	LLD	LLS	RhoB	NPhi	DT
(feet)	(gapi)	(mV)	(inchi)		(ohm m)	(ohm m)	(ohm m)	(gr/cc)	(%)	(us/ft)
2600.5000	109.3535	-7.7589	11.6377	8.5000	1.5183	5.3444	5.1924	2.1655	47.7634	109.4414
2601.0000	104.3525	-5.9609	10.9165	8.5000	1.7190	5.6592	5.4011	2.2563	48.6247	107.4537
2601.5000	94.6080	-5.2985	11.8250	8.5000	2.0330	5.9045	5.6182	2.3081	47.9220	105.2460
2602.0000	85.0264	-4.5439	12.6355	8.5000	3.4136	6.7554	7.5700	2.2996	43.6282	100.0336
2602.5000	76.8525	-4.9201	10.9225	8.5000	8.2108	8.8901	12.0846	2.3679	42.1774	91.1112
2603.0000	66.0433	-6.9422	10.1773	8.5000	9.8084	18.5711	14.9548	2.4150	40.9242	80.6394
2603.5000	55.2855	-7.9365	9.3361	8.5000	10.5565	24.7169	17.6123	2.4363	36.5567	78.4295
2604.0000	44.5922	-8.3922	8.5746	8.5000	9.2888	25.5890	16.6741	2.4453	30.5706	80.3293
2604.5000	38.7230	-8.7412	8.4135	8.5000	6.9382	26.4273	15.2312	2.4146	27.0077	84.2310
2605.0000	35.0485	-8.9081	8.3619	8.5000	5.9176	27.3630	14.7185	2.3684	23.2001	88.1300
2605.5000	32.2935	-9.7847	8.3407	8.5000	5.3809	29.0109	14.6245	2.2968	20.6142	90.6626
2606.0000	29.8549	-10.1079	8.3441	8.5000	5.2486	35.2537	14.8790	2.2466	19.3802	92.3714
2606.5000	29.1151	-10.0436	8.3475	8.5000	5.1664	39.6868	14.9893	2.2225	18.5254	93.8809
2607.0000	29.2315	-9.8703	8.3500	8.5000	5.0407	40.2371	15.1384	2.2197	18.3305	103.9717
2607.5000	29.3797	-9.8721	8.3362	8.5000	4.7226	41.7938	15.2462	2.2137	18.4195	114.6571
2608.0000	30.4253	-9.7726	8.3321	8.5000	4.1188	45.8063	15.1420	2.2070	18.5502	116.6045
2608.5000	31.5806	-9.7525	8.3293	8.5000	3.6392	38.3891	14.5469	2.1987	18.7389	109.8999
2609.0000	33.4840	-9.6445	8.3372	8.5000	3.4730	33.8295	13.3034	2.1992	19.4742	112.0769
2609.5000	34.7359	-9.7074	8.3422	8.5000	3.5241	29.3479	11.8769	2.2112	20.0116	117.9271
2610.0000	35.6402	-9.8215	8.3378	8.5000	3.6436	24.8250	10.6026	2.2313	20.5657	118.9757
2610.5000	36.9505	-9.7881	8.3333	8.5000	3.7087	27.1688	10.8022	2.2413	21.3986	117.4084
2611.0000	39.1045	-9.2525	8.3330	8.5000	3.8320	29.7340	11.6333	2.2366	22.2539	115.5826
2611.5000	41.6693	-10.1950	8.3259	8.5000	4.3068	35.3706	12.0739	2.2503	22.9067	112.6406
2612.0000	44.3991	-11.3837	8.2348	8.5000	4.9730	36.6981	13.0265	2.2868	23.5639	96.3636
2612.5000	45.8894	-12.2308	8.2142	8.5000	5.2579	35.3858	13.6816	2.3116	24.2217	89.8022
2613.0000	46.3412	-12.6954	8.2060	8.5000	5.4198	32.6951	12.3430	2.3458	24.1817	88.5243
2613.5000	45.0065	-8.8418	8.2049	8.5000	5.4324	30.4182	11.7681	2.3455	23.8047	88.9649
2614.0000	41.6699	-7.0996	8.1922	8.5000	4.7529	27.7968	11.3167	2.3338	22.5972	88.7887
2614.5000	40.2185	-6.6777	8.1879	8.5000	4.5160	24.8727	10.6939	2.3127	22.5110	89.9108
2615.0000	40.4983	-6.7326	8.1987	8.5000	4.4263	29.2003	10.4230	2.2912	22.6885	90.3676
2615.5000	40.9861	-6.9264	8.2081	8.5000	4.4122	26.6735	10.2403	2.2765	22.8941	90.5493
2616.0000	40.9423	-7.1530	8.2159	8.5000	4.4432	26.5815	10.5092	2.2827	22.7822	90.7103
2616.5000	40.0293	-7.2980	8.2002	8.5000	4.4707	26.3873	10.1170	2.2987	22.6799	91.0775
2617.0000	39.5635	-7.4531	8.1848	8.5000	4.5428	26.3483	9.7461	2.2927	22.5872	91.4725

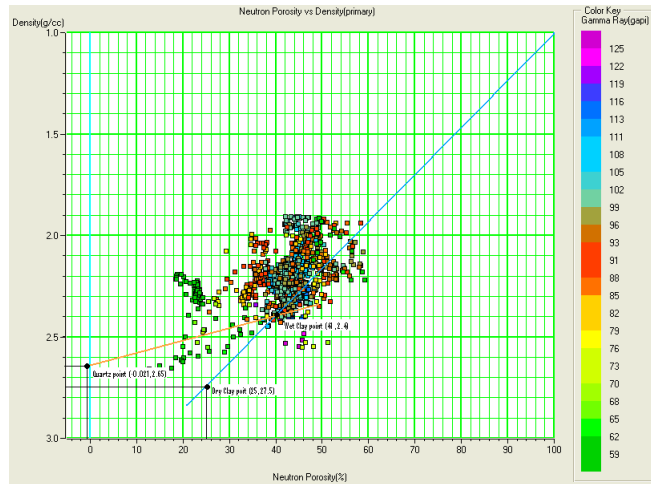
2617.5000	39.5279	-7.4578	8.1895	8.5000	4.6908	26.4017	9.0956	2.2799	22.4944	91.7988
2618.0000	39.8048	-7.4518	8.1937	8.5000	4.6816	25.8881	9.9779	2.2713	22.4102	91.8375
2618.5000	39.9406	-7.5070	8.1978	8.5000	4.5749	29.4258	10.2648	2.2614	22.8988	91.2286
2619.0000	39.4103	-7.5488	8.1981	8.5000	4.6183	28.1311	10.1771	2.2783	23.4161	90.3506
2619.5000	36.6889	-7.4667	8.1981	8.5000	4.9308	26.8036	10.1732	2.2885	23.3052	90.2803
2620.0000	33.3234	-7.4055	8.1991	8.5000	5.2997	26.4826	10.3001	2.2991	23.1394	90.5167
2620.5000	30.6541	-7.4126	8.1980	8.5000	4.7866	25.8491	9.8537	2.3105	22.9735	90.9097
2621.0000	28.9626	-7.3079	8.1551	8.5000	4.8501	24.5659	9.8083	2.2992	23.2513	91.0405
2621.5000	27.0236	-7.1826	8.1615	8.5000	5.0370	24.8227	9.7980	2.2730	23.5634	90.6427
2622.0000	25.8032	-6.7671	8.1728	8.5000	4.7172	25.3386	9.7973	2.2809	23.4241	90.3848
2622.5000	27.4516	-5.5496	8.1696	8.5000	4.6845	26.2088	9.8438	2.2886	23.0747	90.3106
2623.0000	29.9699	-5.7357	8.1576	8.5000	4.8714	26.9348	10.2052	2.2936	23.3910	90.3492
2623.5000	32.5351	-6.1189	8.1460	8.5000	4.8771	27.6808	10.5453	2.2970	23.7001	90.1388
2624.0000	36.1931	-5.7520	8.1387	8.5000	4.9188	29.6441	11.0895	2.3193	23.6339	89.2713
2624.5000	38.1654	-6.5566	8.1328	8.5000	5.0913	32.1949	11.6368	2.3361	23.4313	88.4770
2625.0000	38.5471	-6.8437	8.1415	8.5000	5.3883	30.6133	11.3953	2.3232	23.2559	88.8301
2625.5000	36.5004	-6.6620	8.1485	8.5000	5.1886	28.0122	10.9541	2.3133	23.2257	89.6896
2626.0000	32.4754	-6.1243	8.1520	8.5000	4.4193	26.8145	10.1765	2.3074	22.9346	92.6236
2626.5000	30.2211	-5.8694	8.1558	8.5000	4.0365	23.9491	9.8992	2.2693	22.6363	99.2862
2627.0000	29.8963	-6.7915	8.1596	8.5000	3.8304	24.1991	10.1690	2.2367	22.7696	112.3200
2627.5000	29.8935	-6.9769	8.1552	8.5000	3.6269	26.2158	11.2591	2.2285	22.9288	123.5322
2628.0000	29.9616	-7.0850	8.1644	8.5000	3.5731	26.7083	11.9701	2.2396	23.0880	125.1995
2628.5000	29.8404	-7.5514	8.1774	8.5000	3.5692	26.8680	13.0339	2.2534	23.0831	126.0687
2629.0000	29.6727	-7.9888	8.1970	8.5000	3.5017	26.6227	13.6097	2.2626	23.0843	134.3234
2629.5000	29.4880	-8.1169	8.2180	8.5000	3.4531	25.1235	13.9712	2.2530	22.9421	132.7812
2630.0000	28.9355	-8.0923	8.2303	8.5000	3.4766	26.1068	15.0713	2.2505	22.6212	122.0197
2630.5000	28.3239	-8.1374	8.2295	8.5000	3.5194	26.1653	13.9525	2.2518	22.3003	132.0133
2631.0000	27.8054	-8.2640	8.1670	8.5000	3.5755	26.8520	13.2271	2.2658	22.4548	127.3340
2631.5000	27.0640	-8.2698	8.1397	8.5000	3.5791	27.2893	12.0189	2.2798	22.5952	116.6012
2632.0000	26.7446	-7.9942	8.1578	8.5000	3.7250	35.5886	14.4640	2.2966	22.4729	100.7541
2632.5000	26.6897	-7.7028	8.2206	8.5000	5.4224	51.5397	19.4142	2.3253	21.8577	92.3599
2633.0000	26.8442	-7.4589	8.2542	8.5000	12.6877	122.8610	40.1959	2.3992	21.1017	83.1606
2633.5000	27.2453	-6.9948	8.2689	8.5000	644.0742	356.3657	238.1996	2.5045	20.3456	67.2648
2634.0000	28.6941	-6.0100	8.2680	8.5000	602.1693	396.2463	367.2747	2.6105	18.2704	73.9200
2634.5000	30.5362	-5.0055	8.2658	8.5000	265.5104	277.8481	264.8127	2.6490	14.8674	68.3615
2635.0000	33.0871	-2.1965	8.2700	8.5000	169.8720	173.3073	145.5151	2.6649	12.6048	55.7375
2635.5000	37.4703	-3.1881	8.2686	8.5000	108.6831	95.3267	89.0984	2.6915	13.9703	56.4854
2636.0000	45.8286	-6.1074	8.2623	8.5000	58.7777	47.7925	45.9980	2.6751	15.6538	60.6515
2636.5000	55.4192	-7.5044	8.2723	8.5000	28.7333	23.8775	21.8590	2.6582	17.4769	59.9043
2637.0000	61.9636	-7.9213	8.2883	8.5000	16.9846	11.8244	12.8206	2.5528	19.8591	70.0005
2637.5000	66.6921	-8.2459	8.3109	8.5000	17.7211	9.0034	8.9683	2.4339	22.3978	85.5097
2638.0000	72.0309	-8.5705	8.3175	8.5000	13.1362	6.1980	6.3192	2.3149	26.6021	102.0779
2638.5000	78.9774	-8.8951	8.3186	8.5000	1.1593	5.3019	5.0031	2.0822	29.1620	110.8340

2639.0000	84.9904	-7.9651	8.7227	8.5000	1.2191	4.9857	4.8148	1.9796	38.6994	137.7211
2639.5000	89.3730	-7.1251	9.4508	8.5000	1.2073	4.8414	4.7787	1.9646	42.3847	132.6533
2640.0000	92.4552	-7.0042	9.6458	8.5000	0.9741	4.5546	4.7871	1.9972	48.8094	139.1692
2640.5000	93.8544	-6.9669	9.9931	8.5000	0.4488	4.7287	4.8186	1.9903	53.0258	141.0544
2641.0000	93.6949	-5.5616	10.1684	8.5000	0.4084	4.2830	4.8078	1.9826	54.0806	135.0775
2641.5000	92.5378	-5.8255	11.5759	8.5000	0.3336	4.9302	4.8946	1.9930	55.0839	131.0794
2642.0000	90.6622	-7.0587	14.3462	8.5000	0.3210	5.7163	4.9917	1.9553	52.4321	127.5536
2642.5000	88.8611	-5.9629	16.0029	8.5000	0.3156	5.0060	4.8297	1.9242	50.2824	124.9391
2643.0000	86.8556	-6.0458	15.9998	8.5000	0.3329	4.8014	4.6730	1.9413	51.0051	130.6281
2643.5000	85.5909	-6.7434	15.9967	8.5000	0.3668	4.6966	4.5390	1.9651	51.6675	133.8927
2644.0000	84.8398	-6.3646	15.9937	8.5000	0.3799	4.5896	4.4405	1.9797	52.3905	136.8400
2644.5000	84.7021	-6.1930	15.9906	8.5000	0.3862	4.4406	4.3615	1.9458	52.8687	138.4165
2645.0000	86.2289	-6.5412	15.9875	8.5000	0.3656	4.5096	4.3662	1.9458	55.3397	136.1741
2645.5000	88.4527	-6.9296	15.9844	8.5000	0.3473	4.6445	4.5195	1.9458	58.2701	128.9651
2646.0000	90.7196	-6.7014	15.9813	8.5000	0.3667	4.8307	4.6781	2.0612	56.5278	123.4819
2646.5000	93.5654	-5.5686	15.9782	8.5000	0.4098	5.0108	4.8411	2.1688	54.7951	123.1284
2647.0000	95.4161	-5.1428	15.9752	8.5000	0.5401	5.1266	5.0098	2.2216	52.8183	122.4752
2647.5000	96.1816	-6.2017	15.9721	8.5000	0.6752	5.2565	5.1678	2.2178	52.3988	126.5008
2648.0000	95.3248	-6.6185	15.9690	8.5000	0.7304	5.3192	5.2181	2.2039	55.7533	127.9173
2648.5000	95.4858	-6.2677	15.9659	8.5000	0.7433	5.4473	5.3440	2.1619	57.9308	126.8117
2649.0000	97.0672	-5.8212	15.9628	8.5000	0.8001	5.4600	5.3678	2.1462	57.9502	126.7959
2649.5000	97.8921	-5.5958	15.9597	8.5000	0.8707	5.4728	5.3804	2.1333	56.2023	126.6551
2650.0000	95.2669	-5.5896	15.1352	8.5000	0.9799	5.4900	5.3971	2.1698	51.4830	138.6095
2650.5000	92.5071	-4.5328	13.8363	8.5000	0.9033	5.5099	5.4167	2.2142	50.2985	136.5286
2651.0000	91.3761	-1.8984	12.8579	8.5000	0.9625	5.5417	5.4443	2.2056	52.3664	134.3702
2651.5000	92.4190	-0.4413	12.8140	8.5000	1.0188	5.5712	5.4418	2.1838	55.2775	131.5643
2652.0000	94.8142	-6.0078	13.4219	8.5000	1.0619	5.3315	5.2112	2.1552	58.2648	122.1595
2652.5000	96.7873	-8.2530	13.2523	8.5000	1.2124	5.2157	5.1217	2.0873	58.8081	125.8385
2653.0000	97.1933	-7.7224	13.2749	8.5000	1.7765	5.1042	5.0037	2.0414	57.0834	129.1584
2653.5000	96.1616	-5.9087	13.8536	8.5000	2.3068	5.2406	5.1225	2.0367	55.9622	136.1173
2654.0000	94.7904	-7.6043	13.4643	8.5000	2.9267	5.1708	5.0800	2.0681	55.7906	137.1232

LAMPIRAN B

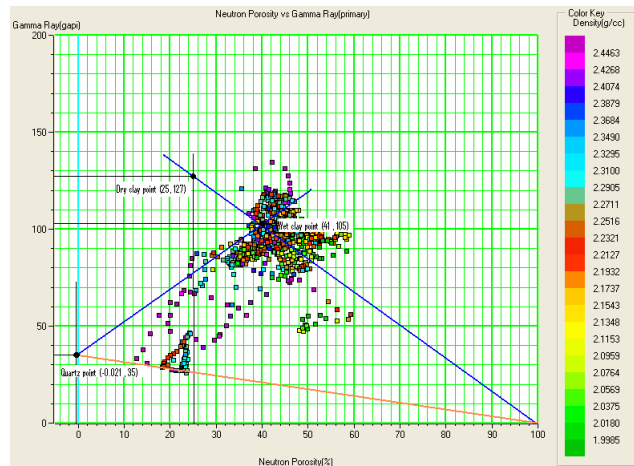
ANALISIS *CROSSPLOT* DAN LANGKAH-LANGKAHNYA

A. *Crossplot* Neutron-Densitas



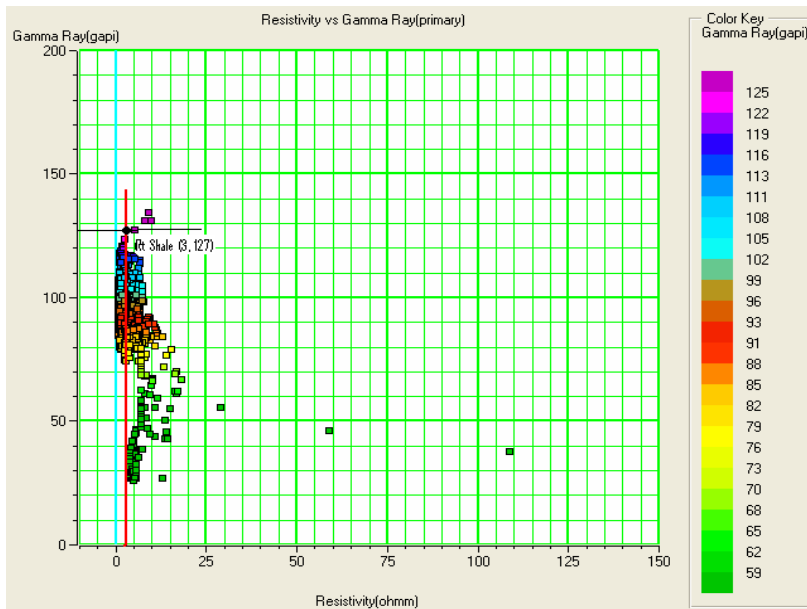
Crossplot Neutron-Densitas Formasi Pebble Sand

B. *Crossplot* Neutron-Sinar Gamma



Crossplot Neutron-Sinar Gamma Formasi Pebble Sand

C. Crossplot Resistivitas-Sinar Gamma



Crossplot Resistivitas-Sinar Gamma Formasi Pebble Sand

LANGKAH-LANGKAH PEMBUATAN CROSSPLOT

A. Crossplot Neutron-Densitas

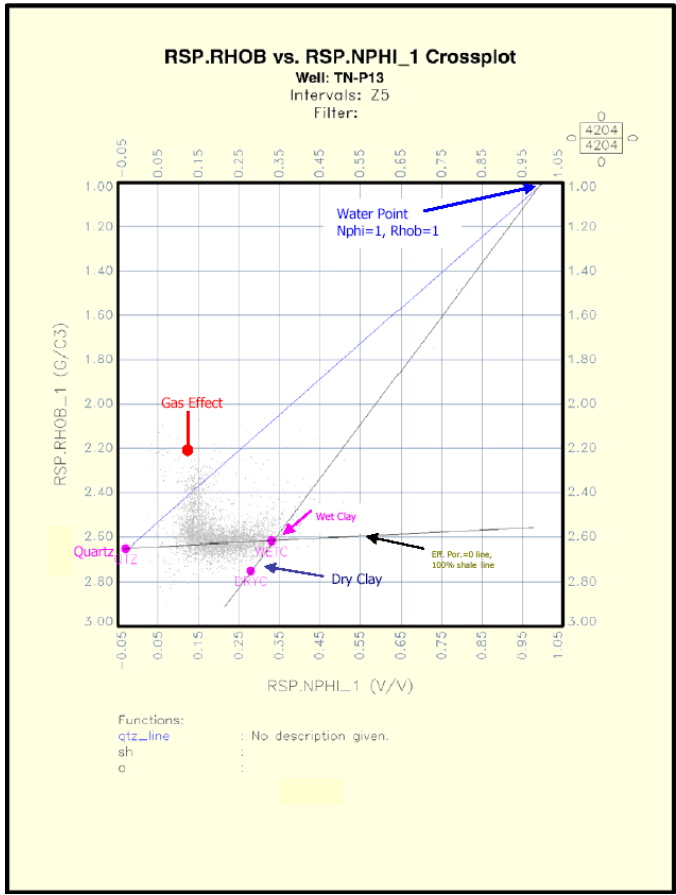
1. Titik Dry Clay pada crossplot Neutron-Densitas.

- Di dalam *crossplot* ini, terdapat 2 (dua) titik yang sudah ditetapkan, yaitu titik air (*water point*) dan titik matriks quartz (*pure quartz point*) yang dihubungkan dengan garis biru, seperti yang ditunjukkan pada gambar *Crossplot* Neutron-Densitas
- Titik Quartz mempunyai densitas 2,65 gr/cc dan neutron -0,021, sedangkan titik air mempunyai densitas 1 gr/cc dan neutron 1 (100 %).
- Titik *Dry Clay* (DC) ditetapkan pada densitas matriks 2,75 gr/cc, tetapi neutronnya harus diturunkan terlebih dahulu.

- d. Buat garis dari titik air melewati titik-titik yang secara statistik merupakan titik-titik lempung.
- e. Titik perpotongan garis air-lempung (pada nomor 4) dengan garis densitas = 2,75 merupakan titik *Dry Clay*, seperti yang ditunjukkan pada gambar *Crossplot* Neutron-Densitas

2. Titik *Wet Clay* pada *crossplot* Neutron-Densitas

- a. Buat garis dari titik matriks quartz melewati tengah-tengah titik-titik serpih. Titik-titik serpih ditunjukkan dengan nilai sinar gamma yang tinggi.
- b. Garis ini merupakan garis serpih yang menunjukkan porositas efektif = 0.
- c. Titik *Wet Clay* merupakan perpotongan garis serpih dan garis air-lempung, seperti yang ditunjukkan pada gambar *Crossplot* Neutron-Densitas.
- d. Titik *Wet Clay* menunjukkan besarnya densitas dan neutron dari serpih yang digunakan untuk masukan dalam interpretasi kuantitatif.



Crossplot Neutron-Densitas

B. Crossplot Neutron-Sinar Gamma

1. Titik Matriks Quartz pada Crossplot Neutron-Sinar Gamma

- a. Pada *crossplot* ini, terdapat sebuah titik yang nilainya sudah ditetapkan, yaitu titik air (*water point*).
- b. Titik air mempunyai neutron = 1 dan sinar gamma = 0.
- c. Titik quartz ditetapkan pada garis neutron = -0,021, tetapi nilai sinar gammanya harus diturunkan terlebih dahulu.
- d. Buat garis yang menghubungkan titik air melalui titik-titik batu pasir bersih (*clean sand points*), yang berada pada nilai sinar gamma yang rendah.

- e. Titik matriks quartz merupakan titik perpotongan garis air-batupasir bersih dengan garis neutron = $-0,021$, seperti yang ditunjukkan pada gambar *Crossplot* Neutron-Sinar Gamma
- f. Nilai sinar gamma pada titik quartz merupakan nilai sinar gamma pada batu pasir bersih yang digunakan dalam perhitungan kandungan serpih.

2. Titik *Wet Clay* pada *Crossplot* Neutron-Sinar Gamma

- a. Garis serpih telah didefinisikan pada penentuan titik *Wet Clay* pada *crossplot* Neutron-Densitas sebagai garis yang dibuat dari titik quartz melewati tengah-tengah titik-titik serpih.
- b. Dibuat garis serpih dari titik quartz melewati tengah-tengah titik-titik serpih. Titik-titik serpih ditunjukkan dengan sinar gamma yang menengah sampai tinggi.
- c. Titik *Wet Clay* merupakan titik perpotongan garis serpih dan garis neutron titik *Wet Clay* yang sudah didefinisikan pada bagian *crossplot* Neutron- Densitas, seperti yang ditunjukkan pada gambar *Crossplot* Neutron-Sinar Gamma.

3. Titik *Dry Clay* pada *Crossplot* Neutron-Sinar Gamma

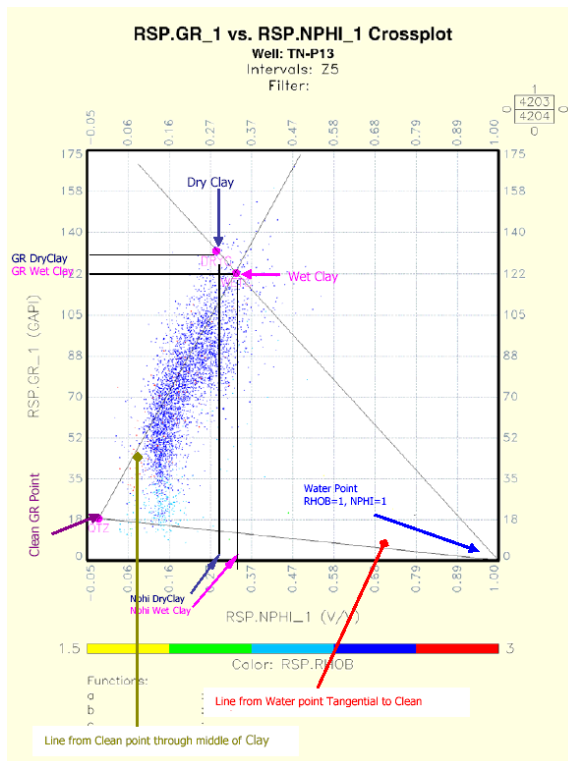
- a. Garis air-lempung telah didefinisikan pada *crossplot* Neutron-Densitas sebagai garis dari titik air melewati titik-titik yang secara statistik merupakan titik-titik lempung.
- b. Dibuat garis air-lempung dari titik air melewati titik *Wet Clay* pada *crossplot* Neutron-Sinar Gamma.
- c. Titik *Dry Clay* merupakan titik perpotongan garis air-lempung dengan nilai neutron yang telah didefinisikan pada bagian *crossplot* Neutron-Densitas, seperti yang ditunjukkan pada gambar *Crossplot* Neutron-Sinar Gamma.

- d. Nilai sinar gamma pada titik *Dry Clay* merupakan nilai sinar gamma pada serpih yang digunakan untuk perhitungan kandungan serpih.

C. Crossplot Resistivitas-Sinar Gamma

1. Nilai resistivitas serpih

- a. Nilai sinar gamma pada serpih telah didefinisikan pada *crossplot* neutron-sinar gamma.
- b. Dibuat garis nilai sinar gamma serpih sejajar sumbu x yang akan memotong titik-titik serpih.
- c. Nilai resistivitas serpih merupakan perpotongan garis nilai sinar gamma pada serpih dengan titik-titik serpih.
- d. Nilai resistivitas serpih digunakan sebagai masukan dalam perhitungan saturasi air.

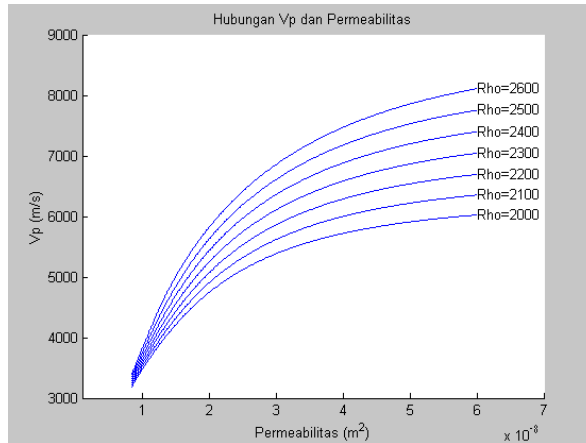


Crossplot Neutron-Sinar Gamma

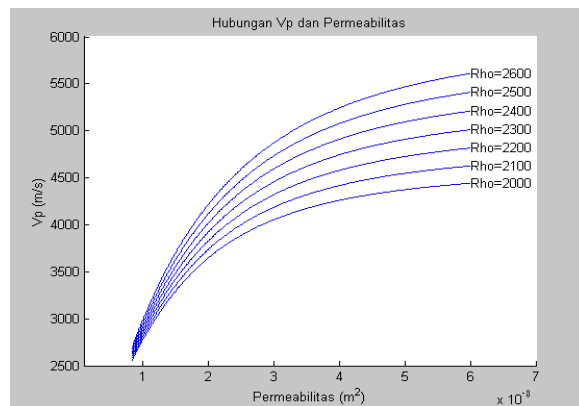
LAMPIRAN C

KURVA-KURVA STANDAR ESTIMASI PERMEABILITAS FORMASI *PEBBLE*, SUMUR WALAKPA 2

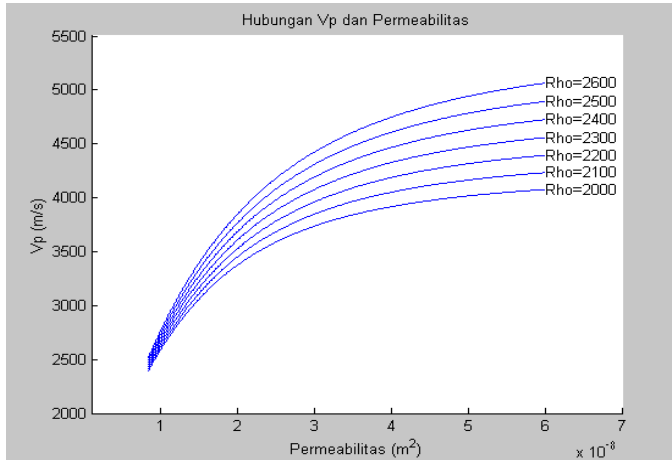
A. Variasi Densitas dengan Nilai Porositas Konstan



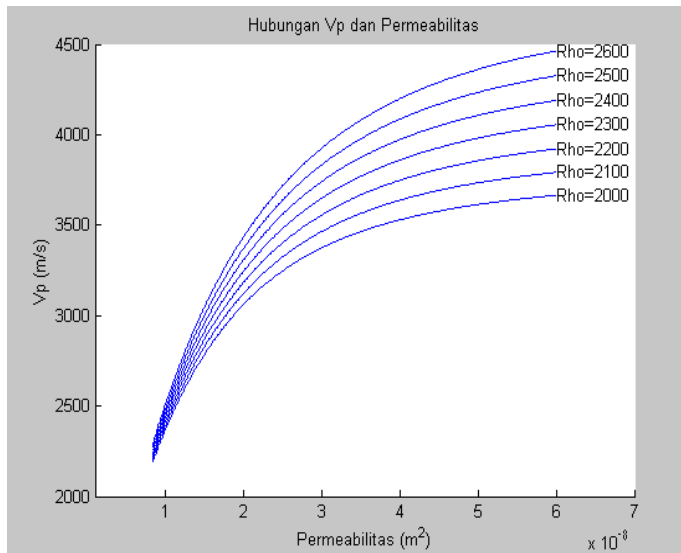
Porositas = 10%



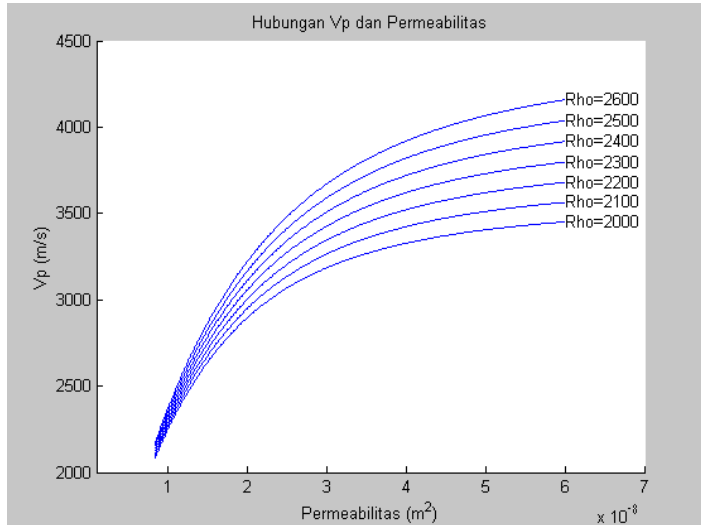
Porositas = 15%



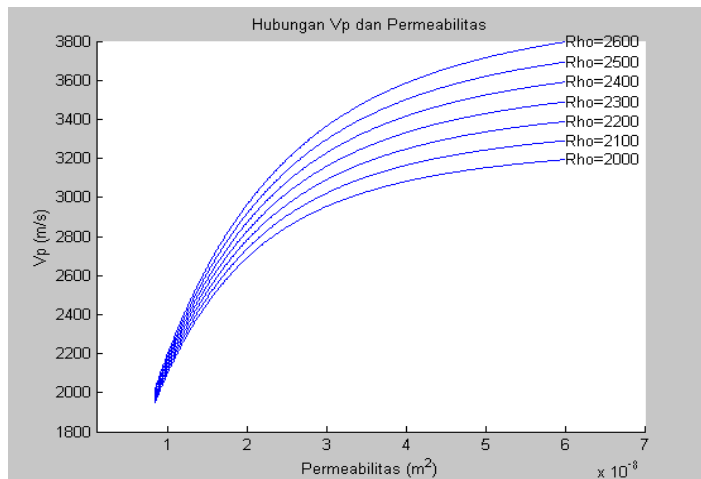
Porositas = 17%



Porositas = 20%

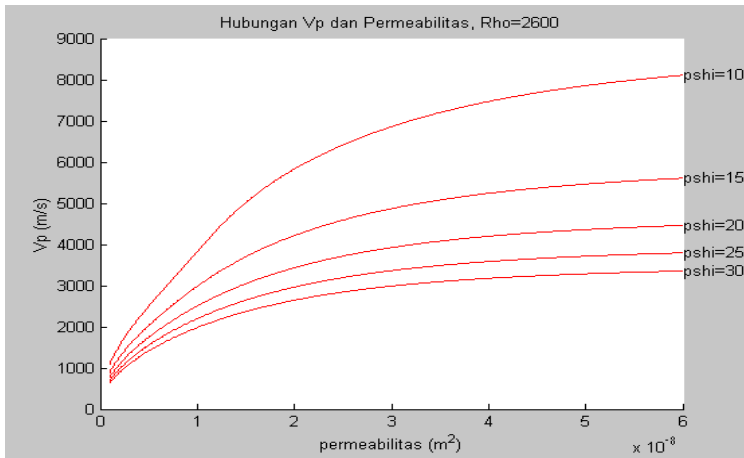


Porositas = 22%

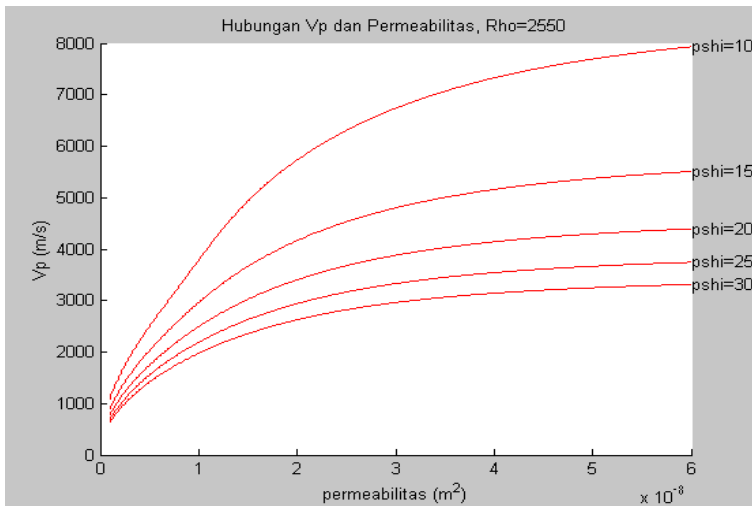


Porositas = 25%

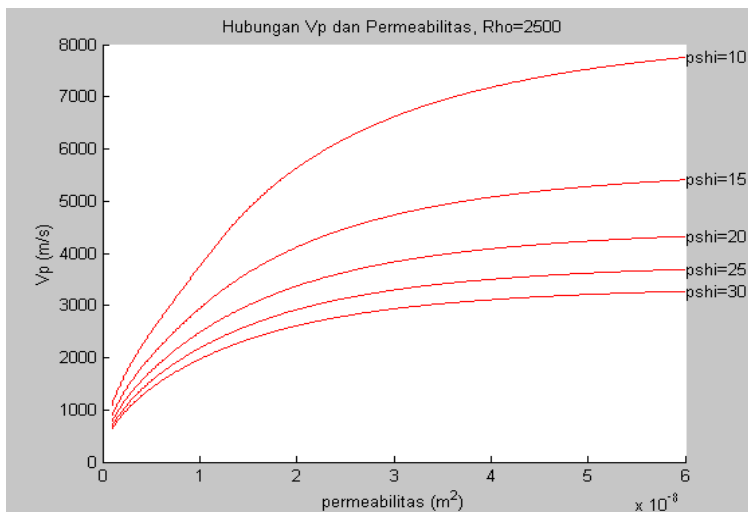
B. Variasi Porositas dengan Nilai Densitas Konstan



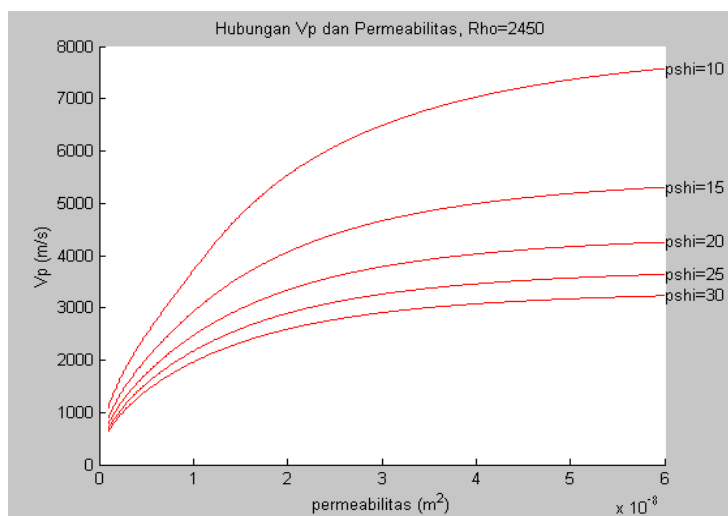
Densitas = 2600 kg/m^3



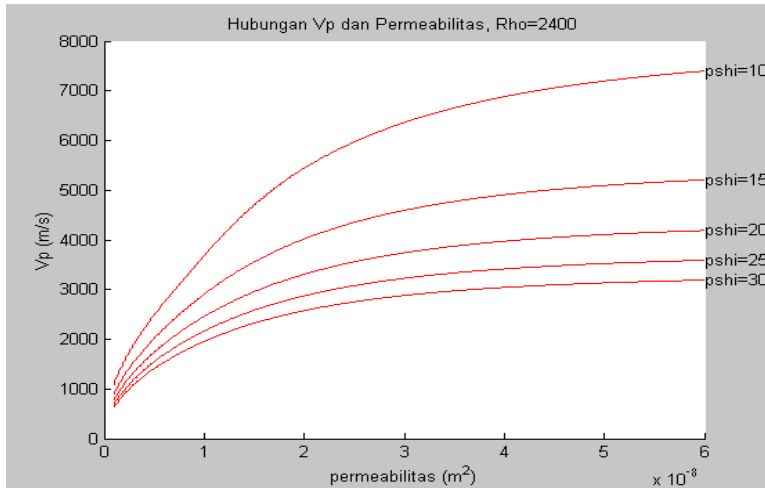
Densitas = 2550 kg/m^3



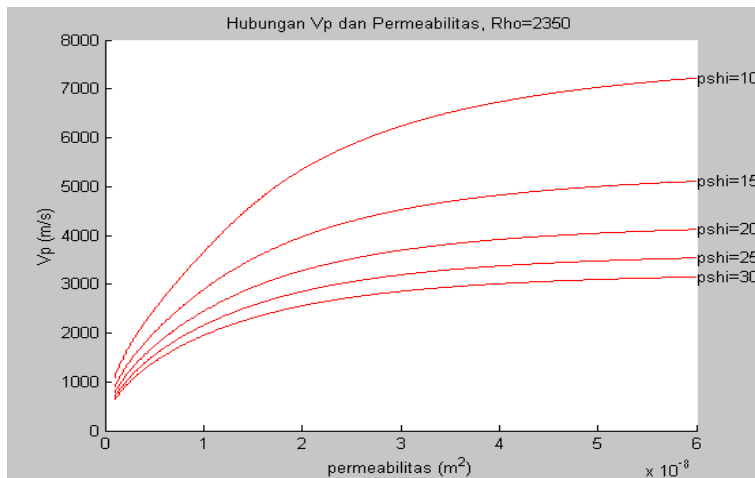
Densitas = 2500 kg/m³



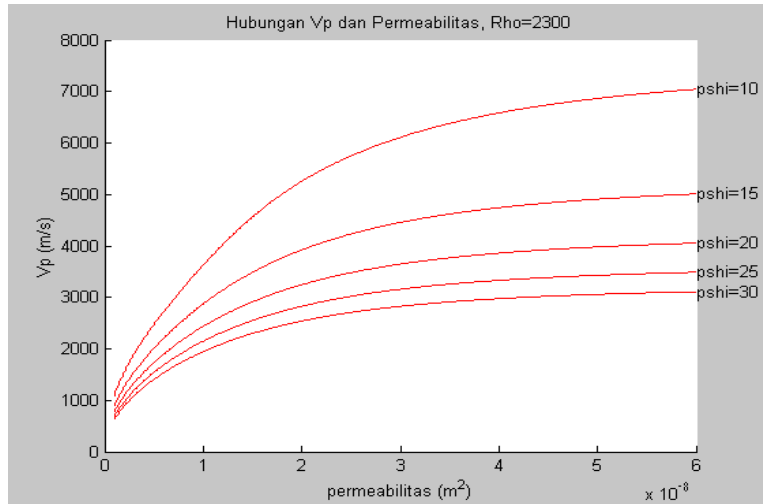
Densitas = 2450 kg/m³



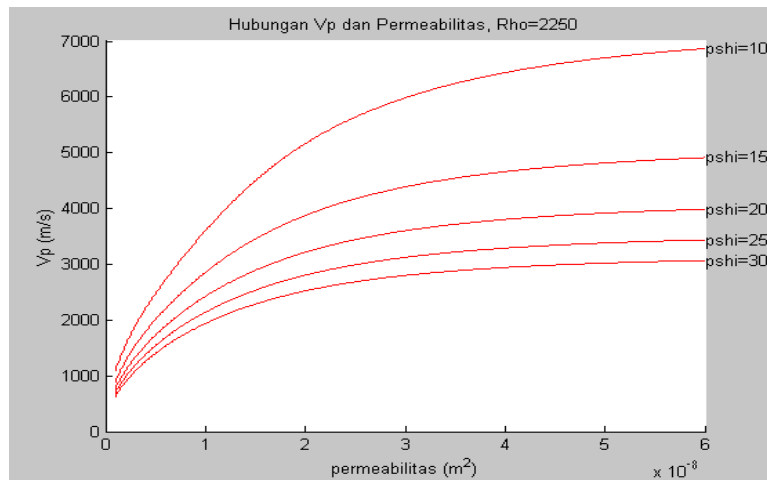
Densitas = 2400 kg/m^3



Densitas = 2350 kg/m^3



Densitas = 2300 kg/m^3



Densitas = 2250 kg/m^3

BIODATA PENULIS



Penulis bernama lengkap **Fadilah, S.Si., M.Si.**, lahir di Kota Bengkulu pada 17 Juli 1984, merupakan bungsu dari 5 (lima) bersaudara, putri pasangan Drs. H. Amri Said, M.H.I dan Hj. Musriyati Rauf, BA. Penulis menyelesaikan SD pada tahun 1996 di SDN No.28 Kota Bengkulu. Pendidikan SMP diselesaikan pada tahun 1999 di MTsN 1 Kota Bengkulu, dan pendidikan SMA diselesaikan pada tahun 2002 di MAN 1 Model Kota Bengkulu. Gelar Sarjana (S1) diperoleh dari Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada di Yogyakarta pada tahun 2007. Kemudian Gelar Magister (S2) diperoleh dari Program Pascasarjana Ilmu Lingkungan Universitas Diponegoro, Semarang, Jawa Tengah pada tahun 2014.

Setelah lulus, penulis bekerja di Dinas Energi dan Sumber Daya Mineral Provinsi Bengkulu sebagai Pegawai Negeri Sipil (PNS), menjadi Staf Seksi Geologi Umum dan Vulkanologi di Bidang Geologi dari tahun 2008-2010, juga sebagai Staf Administrasi dan Pembantu Operasional di Bagian Sistem Informasi Geografi dari tahun 2009-2010. Pada tahun 2010-2012, penulis bekerja sebagai staf umum di bagian Perencanaan dan Pelaporan, dan menjadi staf Pengusahaan dan Perijinan Air Bawah Tanah/Air Permukaan (ABT/AP) Bidang Pengusahaan Pertambangan dan Energi dari tahun 2012 hingga sekarang. Sementara Tahun 2015-2018 sebagai Fungsional Penyelidik Bumi Muda. Tahun 2019 menjadi Dosen di IAIN Bengkulu.

