

IMAM SETIAJI RONOATMOJO  
MUHAMMAD BURHANNUDINNUR

**PEMODELAN KECEPATAN SEISMIK  
UNTUK BATUAN  
SUMBER HIDROKARBON**



**Penerbit  
Salemba Teknika**

## Pemodelan Kecepatan Seismik untuk Batuan Sumber Hidrokarbon

Imam Setiaji Ronoatmojo, Muhammad Burhannudinurr

Manajer Penerbitan dan Produksi: Novietha Indra Sallama

Supervisor Editor: Akliia Suslia

Copy Editor: Yuli Setyaningsih

Tata Letak: John Roy Sibarani

Desain Sampul: Najwa Hafizhah Agustya



Hak Cipta © 2024 Penerbit Salemba Teknika

Jln. Raya Lenteng Agung No. 101

Jagakarsa, Jakarta Selatan 12610

Telp. : (021) 781 8616

Faks. : (021) 781 8486

Website: <http://www.penerbitsalemba.com>

E-mail : [info@penerbitsalemba.com](mailto:info@penerbitsalemba.com)

**Hak cipta dilindungi undang-undang.** Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apa pun, baik secara elektronis maupun mekanis, termasuk tidak terbatas pada memfotokopi, merekam, atau dengan menggunakan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penerbit.

Buku dicetak dan diterbitkan untuk kalangan terbatas.

### UNDANG-UNDANG NOMOR 28 TAHUN 2014 TENTANG HAK CIPTA

1. Setiap Orang yang dengan tanpa hak dan/atau tanpa izin Pencipta atau pemegang Hak Cipta melakukan pelanggaran hak ekonomi Pencipta yang meliputi penerjemahan dan pengadaptasian Ciptaan 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)**.
2. Setiap Orang yang dengan tanpa hak dan/atau tanpa izin Pencipta atau pemegang Hak Cipta melakukan pelanggaran hak ekonomi Pencipta yang meliputi penerbitan, penggandaan dalam segala bentuknya, dan pendistribusian Ciptaan 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)**.
3. Setiap Orang yang memenuhi unsur sebagaimana dimaksud pada poin kedua di atas 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)**.

Ronoatmojo, Imam Setiaji  
Burhannudinurr, Muhammad

Pemodelan Kecepatan Seismik untuk Batuan Sumber Hidrokarbon/Imam Setiaji Ronoatmojo, Muhammad  
Burhannudinurr

Jakarta: Salemba Teknika, 2024  
1 jil., 92 hlm., 19 × 26 cm

ISBN 978-979-9549-67-9

I. Seismologi  
I. Judul

2. Pemodelan Seismik  
II. Imam Setiaji Ronoatmojo, Muhammad Burhannudinurr

# Tentang Penulis



**Dr. Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, M.T.** lahir di Cilacap, 1 Juli 1960. Penulis meraih gelar doktor dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 2011 dengan disertasi “Estimasi Tetapan Anisotropi Medium Isotrop Transversal Tegak dari Difraksi Gelombang Seismik-P dengan Pendekatan Polinomial Orde-3”, yang mempunyai kebaruan berupa penurunan persamaan anisotropi dari fungsi difraksi, sebelumnya berupa penurunan persamaan dari fungsi refleksi. Beliau juga aktif sebagai instruktur di bidang desain parameter seismik 3-D dan geomekanika. Selama hampir tiga dekade, beliau mengabdikan diri pada sebuah perusahaan jasa minyak PT Elnusa Tbk. Dengan jabatan

akhir sebagai Principal of Elnusa Petroleum School. Setelah pensiun dari PT Elnusa Tbk. Pada tahun 2015, penulis menjadi tenaga pengajar tetap di Universitas Trisakti dengan mata kuliah Geofisika Hidrokarbon, Pemodelan Geostatistik, dan Mekanika Batuan. Di samping itu, penulis juga merupakan pengajar tidak tetap pada Program Magister F-MIPA Universitas Indonesia pada mata kuliah Seismologi Eksplorasi dan Geofisika Instrumentasi. Beberapa karya terkait adalah buku *Mekanika Batuan* (Penerbit Universitas Trisakti, 2019), *Pemodelan Geostatistik* (Penerbit Universitas Trisakti, 2020), *Pengantar Seismologi Eksplorasi* (Penerbit Salemba Teknik, 2021), *Geomekanika Reservoir* (Penerbit Universitas Trisakti, 2022), *Analisis Multivariate untuk Variabel Geospasial* (Penerbit Salemba Teknik, 2022), *Pemodelan Seismik* (Penerbit Universitas Trisakti, 2022), *Mekanika Tanah* (Penerbit Universitas Trisakti, 2023), *Tetapan Anisotropi Seismik* (Penerbit Salemba Teknik, 2023), dan penemuan metode baru berupa penurunan persamaan tetapan anisotropi berdasarkan fungsi difraksi gelombang seismik-P, serta memperoleh hak cipta pada tahun 2019 HAKI No: EC0020191775, 29 Mei 2019.



**Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc.**, lahir di Bantul, 10 Oktober 1967. Sarjana strata-1 Teknik Geologi ditempuh di Universitas Gadjah Mada Yogyakarta, Master Petroleum Geoscience diselesaikan di Universiti Brunei Darussalam, serta lulus program Doktor Geologi di Institut Teknologi Bandung. Riwayat pekerjaan: sejak 1992 mengabdikan sebagai dosen di Teknik Geologi Universitas Trisakti dengan pengalaman lain sebagai senior konsultan di Schlumberger dari tahun 1996 sampai 2002, pengajar internasional pada Insitut ur Antatararivo, Dekan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Usakti, dan Direktur Badan Afiliasi Teknologi Mineral Usakti. Penulis terlibat aktif dalam kegiatan industri dan masyarakat sebagai konsultan GGR kegiatan migas, instruktur *feldtrip*, serta pengajar kursus sejak 1996. Pengalaman di organisasi, antara lain sebagai Ketua Asosiasi Prodi Teknik Geologi Indonesia, Ketua IAGI, serta anggota aktif AAPG, SEG, dan EAGE.

# Prakata

Data seismik merupakan data dalam domain waktu yang mempunyai makna bahwa suatu medium bisa memiliki karakteristik tanggapan terhadap perambatan gelombang seismik. Dengan demikian, pemodelan kecepatan gelombang seismik dapat dipakai untuk mengamati suatu perubahan properti fisik yang terjadi pada batuan sumber saat terjadi pematangan bahan karbon organik menjadi kerogen. Kerogen adalah senyawa organik kompleks padat yang terbentuk secara alami pada batuan sedimen dan mayoritas tidak larut dalam pelarut organik. Kerogen merupakan material prekursor dalam rangkaian pembentukan hidrokarbon untuk menghasilkan minyak atau gas melalui pemanasan dan pematangan.

Studi tentang hal ini terkait dengan peta jalan penulis, yang banyak menggunakan data seismik untuk pemodelan geomekanika reservoir. Dalam praktiknya, banyak dijumpai kasus-kasus terkait dengan ketidak-cocokan pemodelan kecepatan gelombang seismik, disebabkan adanya suatu kompleksitas lintasan gelombang seismik akibat medium anisotrop. Kasus-kasus tersebut banyak penulis jumpai saat melakukan kajian pemodelan bawah permukaan, yang merupakan intensi penulis selama ini, sehingga buku ini merupakan rangkaian kajian, baik pustaka maupun kajian praktis dengan kasus khusus yang penulis alami. Pada kesempatan ini, penulis mengangkat isu bukan tentang transformasi dari domain waktu ke kedalaman, namun pada bagaimana peran pemodelan kecepatan seismik untuk mengamati perubahan karakter properti batuan sumber hidrokarbon saat terjadi pematangan bahan karbon organik pada batuan sumber.

Pengguna dari buku ini adalah para akademisi serta mahasiswa pada umumnya, dengan kemampuan lanjutan terhadap pemodelan data seismik. Buku yang dipakai sebagai dasar untuk mempelajari buku ini adalah dua buku tulisan kami, yakni *Pengantar Seismologi Eksplorasi* (Penerbit Salemba Teknika, 2021, ISBN: 978-979-9549-57-0) dan *Pemodelan Seismik* (Penerbit Universitas Trisakti, 2022, ISBN:978-602-0750-44-6). Sementara, buku ini terbagi menjadi bab-bab yang membahas tentang teori dasar perambatan gelombang seismik, batuan sumber hidrokarbon, paradoks kecepatan seismik, serta pemodelan media efektif kecepatan seismik

dan aplikasinya. Mudah-mudahan dengan penggunaan buku ini, kita bisa lebih memahami tentang beberapa kerancuan pada pembangunan model kecepatan sehingga kita bisa mengkritisi pemakaian model yang dibuat dengan menggunakan peranti lunak. Buku lain yang disarankan adalah buku karangan penulis berdasarkan suatu pengkajian tentang pengaruh anisotropi yang terjadi pada data seismic, yakni *Tetapan Anisotropi Seismik* (Penerbit Salemba Teknik, 2023, ISBN: 978-979-9549-63-1).

Akhirnya, dengan mengucapkan syukur ke hadirat Allah Swt., semoga buku ajar ini bisa bermanfaat untuk mendukung kegiatan pembelajaran siswa. Ucapan terima kasih disampaikan kepada Prof. Dr. Astri Rinanti, M.T. dan segenap jajarannya dari Lembaga Penelitian Universitas Trisakti yang telah memfasilitasi dana hibah penulisan monograf ini, demikian pula kepada pihak Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi (FTKE) Universitas Trisakti beserta jajaran DRPMF FTKE Universitas Trisakti.

Jakarta, 12 September 2023

Penulis

# Daftar Isi

Tentang Penulis	lii
Prakata	v
Daftar Isi	vii
<b>BAB 1</b> <b>Pendahuluan</b>	<b>1</b>
Teori Dasar.....	2
Pentingnya Pemodelan Kecepatan Seismik untuk Batuan Sumber Hidrokarbon .....	6
Referensi.....	11
<b>BAB 2</b> <b>Batuan Sumber Hidrokarbon</b>	<b>13</b>
Klasifikasi Baru .....	14
Sistem Hidrokarbon Batuan Sumber .....	16
Kontrol Pengayaan Hidrokarbon .....	21
Referensi.....	25
<b>BAB 3</b> <b>Paradoks Kecepatan Seismik</b>	<b>31</b>
Kecepatan Versus Densitas .....	32
Paradoks.....	37
Referensi.....	40
<b>BAB 4</b> <b>Pemodelan Media Efektif Kecepatan Seismik</b>	<b>43</b>
Perataan Backus dan Persamaan Gassmann .....	44
Model Fluida yang Efektif untuk Saturasi Gas Parsial.....	45
Sifat-Sifat Campuran Kerogen/Fluida .....	47
Konstanta Elastik Batuan-Kering .....	48
Kecepatan Backus Batuan-Basah .....	49
Kecepatan Gassmann Batuan-Basah.....	50
Referensi.....	51

<b>BAB 5</b>	<b>Aplikasi</b>	<b>53</b>
	Model Komposit Batuan Sumber.....	54
	Kecepatan Fase, Peredaman, dan Faktor Kualitas.....	57
	Pengaplikasian Pemodelan Kecepatan Seismik untuk Batuan Sumber.....	59
	<i>Batuan Sumber yang Belum Matang</i> .....	60
	<i>Dari Batuan Sumber yang Belum Matang Menjadi Matang</i> .....	66
	Tantangan dalam Pemodelan Kecepatan Seismik untuk Batuan Sumber Hidrokarbon.....	75
	Referensi.....	76
	Indeks	I-1



# Daftar Gambar dan Tabel

<b>Gambar 1.1</b>	Gelombang-P (kiri) dan Gelombang-S (kanan) .....	3
<b>Gambar 1.2</b>	Prinsip Huygens .....	5
<b>Gambar 1.3</b>	Hukum Snellius .....	7
<b>Gambar 1.4</b>	Berkas Sinar Datang, Pantul, dan Bias.....	8
<b>Gambar 1.5</b>	Geometri Refraksi (Pembiasan).....	9
<b>Gambar 1.6</b>	Kurva Waktu-Jarak ( $t, x$ ) .....	10
<b>Gambar 2.1</b>	Distribusi Akumulasi Minyak Bumi Kontinu, Kuasi-Kontinu, dan Diskontinu pada Suatu Cekungan Minyak Bumi, Biasanya Terjadi pada Masing-Masing Batuan Sumber (Abu-Abu), Tight Reservoir, dan Reservoir Konvensional [7] .....	15
<b>Tabel 2.1</b>	Perbandingan Elemen dan Proses dari SPS, TPS, dan CPS [8].....	16
<b>Gambar 2.2</b>	Hubungan antara Porositas Serpih dan Kandungan Karbon Organik Total: (a) Serpih Marcellus Devonian dari Pennsylvania; (b) Serpih Chang-7 pada Masa Trias dari Cekungan Ordos, dengan Garis Ganda Paralel yang Merupakan Garis Tren [26] .....	18
<b>Gambar 2.3</b>	Ilustrasi Volume Pori atau Variasi Volume Langmuir dengan Reflektansi Vitrinit: (a) Hubungan antara $R_o$ dan Volume Pori Serpih New Albany, Menunjukkan Evolusi Penurunan Volume Pori dengan $R_o$ jika $R_o < 1,15\%$ , dan Meningkatkan dengan $R_o$ jika $R_o > 1,15\%$ (MICP adalah Tekanan Kapiler Injeksi Merkuri); (b) Hubungan antara $R_o$ dan Volume Serpih Langmuir Trias Chang-7 dari Cekungan Ordos, secara Tidak Langsung Menunjukkan Tren Evolusi Porositas yang Serupa, namun Titik Infleksinya Sekitar $0,9\% R_o$ [27] .....	19
<b>Gambar 3.1</b>	Relasi Kecepatan-Densitas untuk Berbagai Litologi: Hubungan Gardner kira-kira benar untuk klastik dan karbonat, tetapi tidak untuk evaporite [4].....	33
<b>Gambar 3.2</b>	$\log V_p, \log V_s$ , dan $\log$ Densitas untuk Data Batupasir dari Han, dkk. (1986): Data tersebar, namun terdapat tren yang jelas untuk $V_p$ dan $V_s$ . Persamaan yang diturunkan dari garis linier yang paling sesuai ( $D =$ densitas) [11]. .....	36
<b>Gambar 3.3</b>	Kecepatan Gelombang-P versus Densitas untuk Data Batupasir: Garis linier menunjukkan densitas yang dihitung dari kecepatan yang diukur, menggunakan Persamaan Gardner dan persamaan dari Gambar 3.1 [12]. .....	36
<b>Tabel 3.1</b>	Nilai Kecepatan dan Kepadatan Matriks yang Khas dari Beberapa Batuan .....	38

<b>Gambar 3.4</b> Hubungan antara Kecepatan Gelombang-P dan Densitas pada Batuan yang Berbeda.....	38
<b>Gambar 4.1</b> (a) Topologi Struktur Skema Serpih Kaya Kerogen Isotropik Melintang, menurut Model Backus; (b) Model Backus yang Dimodifikasi; dan (c) Model Gassmann: Arah z sesuai dengan sumbu simetri. ....	46
<b>Tabel 5.1</b> Properti dari Material.....	60
<b>Gambar 5.1</b> ..... Densitas Batuan Sumber versus Karbon Organik Total (TOC) untuk Sampel Kimmeridge Shale: Persamaan 5.26 digunakan untuk menyelaraskan data eksperimen dan untuk mendapatkan densitas kerogen dan ilit.....	61
<b>Gambar 5.2</b> .....Kecepatan Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) (Tanda Kotak) dan Kecepatan Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) (Tanda Lingkaran) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), dan Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen untuk Kimmeridge Shale: Pada (c), segitiga bersesuaian dengan $\gamma_R$ dan persegi bersesuaian dengan $\epsilon_R$ . Data eksperimen yang paling cocok untuk sifat ilit dan kerogen ditunjukkan pada Tabel 5.1. ....	62
<b>Gambar 5.3</b> Faktor Kualitas Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Faktor Kualitas Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Gelombang Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen untuk Kimmeridge Shale.....	63
<b>Gambar 5.4</b> Representasi Polar dari Kecepatan Energi (a), Faktor Atenuasi (b), dan Faktor Kualitas (c) Untuk Batuan Induk yang Belum Matang dengan Kandungan Kerogen 35%: Simbol-simbol tersebut menunjukkan mode gelombang yang berbeda, dengan qP adalah gelombang kuasi-kompresional, qS adalah gelombang kuasi-geser, dan S adalah gelombang geser. Polarisasi diplot pada setiap kurva. ....	64
<b>Gambar 5.5</b> Log yang Merekam Kimmeridge Shale, Viking Graben, Laut Utara .....	66
<b>Gambar 5.6</b> ..Fraksi Kerogen Dikonversi Menjadi Minyak (a) dan Porositas (b) versus Tekanan Pori Berlebih: Perhitungannya mengasumsikan kandungan kerogen awal sebesar 35%.....	68
<b>Gambar 5.7</b> Konversi Kerogen Menjadi Minyak pada Tekanan Pori Berlebih 30 MPa Dibandingkan Kerogen Awal .....	69
<b>Gambar 5.8</b> Kecepatan pada Arah Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Kecepatan Paralel Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen Awal: Tekanan pori berlebih adalah 30 MPa.....	70
<b>Gambar 5.9</b> Faktor Kualitas pada Arah Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Faktor Kualitas Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen: Tekanan pori berlebih adalah 30 MPa.....	71
<b>Gambar 5.10</b> Kecepatan Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Kecepatan Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Tekanan Air Pori Berlebih, untuk Kandungan Kerogen Awal Sebesar 35% .....	73
<b>Gambar 5.11</b> Faktor Kualitas pada Arah Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Faktor Kualitas Lapisan Paralel ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Gelombang Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Tekanan Air Pori Berlebih, untuk Kandungan Kerogen Awal Sebesar 35% .....	74

**BAB**

**SALEMBA**

Pendahuluan

**PENERBIT**

## Daftar Simbol

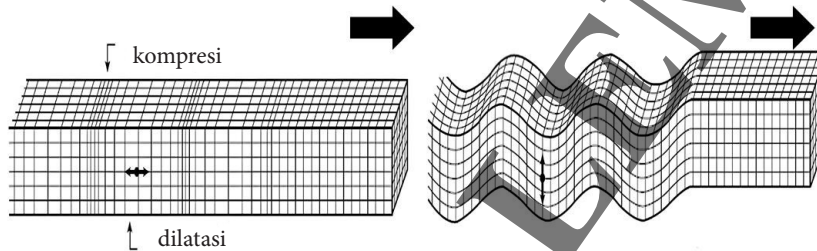
$p$	: Tegangan
$v_x$	: Kecepatan partikel pada arah sumbu $x$
$\frac{\partial p}{\partial t}$	: Perubahan tegangan per waktu
$\frac{\partial v_x}{\partial x}$	: Perubahan kecepatan partikel pada arah sumbu $x$ per jarak ( $x$ )
$\frac{\partial p}{\partial x}$	: Perubahan tegangan pada arah sumbu $x$ per jarak ( $x$ )
$K$	: Modulus curah
$\rho$	: Densitas
$c$	: Kecepatan rambat bunyi
$s(t)$	: Fungsi simpangan dalam waktu
$\omega$	: Kecepatan fase
$i$	: Bilangan imajiner
$t$	: Waktu
$\theta_1$	: Sudut datang
$\theta_2$	: Sudut pantul

---

## TEORI DASAR

Metode seismik, sebagaimana telah diperkenalkan dari buku-buku kami terdahulu, akan memanfaatkan sifat cepat rambat gelombang seismik. Kecepatan tersebut akan berbeda untuk setiap batuan, dan perbedaan inilah yang dimanfaatkan dalam metode seismik. Ketika terjadi gangguan yang sengaja diciptakan di dekat permukaan bumi, energi akan dirambatkan ke bawah permukaan bumi serta sebagian dipantulkan kembali ke permukaan bumi. Hal ini dapat diasosiasikan seperti gema, bila terjadi suara yang memantul ke dinding tebing, dari pantulan tersebut bisa ditentukan kecepatan rambatnya serta lokasi asal gema tersebut. Perambatan gelombang seismik dalam material memiliki perilaku, yang sama dengan gelombang yang merambat di permukaan air, hanya saja perambatannya jauh lebih cepat. Gelombang yang terbentuk terdiri atas beberapa macam. Kita akan membahas dua di antaranya, yaitu gelombang longitudinal dan transversal. Gelombang longitudinal berperilaku seperti ketika kita mendorong dari satu sisi pegas, kita akan mengamati gelombang yang melewati pegas yang dicirikan oleh pemampatan (kompresi) dan peregangan pegas (dilatasi) (Gambar 1.1). Perambatan gelombang jenis ini searah dengan getaran yang timbul. Gelombang ini juga disebut gelombang dorong, disingkat Gelombang-P, atau gelombang kompresional. Jenis gelombang lainnya adalah Gelombang-S atau gelombang transversal (geser). Gelombang geser dapat diasosiasikan dengan tali busur. Ketika kita mendorong tali busur ke atas dari satu sisi, gelombang akan merambat

sepanjang tali busur ke sisi yang lain. Pergerakan tali busur itu sendiri hanya ke atas dan ke bawah: ciri khas gelombang ini adalah ada bagian tali busur yang bergerak tegak lurus dengan arah datangnya gelombang (lihat Gambar 1.1). Jenis gelombang ini disebut sebagai Gelombang-S, disebut juga gelombang seismik dilatasi. Karakteristik gelombang ini adalah bahwa sepotong tali busur menarik “tetangganya” ke atas, dan ini hanya dapat terjadi jika material dapat menahan regangan geser. Pada kasus fluida, kita dapat membayangkan bahwa “tetangganya” tidak dapat ditarik ke atas. Oleh karena itu, dalam fluida hanya terdapat Gelombang-P, sedangkan pada benda padat terdapat Gelombang-P dan Gelombang-S.



**Gambar 1.1** Gelombang-P (kiri) dan Gelombang-S (kanan)

Gelombang adalah fenomena fisik dan karenanya mempunyai hubungan dengan hukum fisika dasar. Dua hukum yang berlaku adalah hukum kekekalan massa dan hukum kedua Newton. Keduanya digunakan untuk menurunkan dua persamaan yang mengatur gerak gelombang akibat Gelombang-P [1][2]. Ada beberapa asumsi penyederhanaan dalam penurunannya, salah satunya adalah dianggap sebagai gelombang satu dimensi [3]. Ketika kita menyatakan  $p$  sebagai tegangan dan  $v_x$  sebagai kecepatan partikel, maka

$$\frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{\partial v_x}{\partial x} \quad (1.1)$$

di mana  $K$  disebut modulus curah. Hubungan lainnya mengikuti penerapan hukum Newton:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \rho \frac{\partial v_x}{\partial t} \quad (1.2)$$

di mana  $\rho$  menunjukkan densitas. Persamaan ini disebut persamaan gerak. Kombinasi kedua persamaan tersebut, untuk densitas konstan, menghasilkan persamaan yang menggambarkan perilaku gelombang, yaitu persamaan gelombang:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \quad (1.3)$$

di mana  $c$  dapat dipandang sebagai kecepatan rambat bunyi, yang kita peroleh dari:

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho}} \quad (1.4)$$

Dengan demikian, solusinya adalah:

$$p(x,t) = s\left(t \pm \frac{x}{c}\right) \quad (1.5)$$

di mana  $s(t)$  merupakan fungsi simpangan, perhatikan ketergantungannya pada ruang dan waktu melalui  $\left(t \pm \frac{x}{c}\right)$ , yang menunjukkan bahwa itu adalah gelombang yang berjalan. Tanda dalam argumen tersebut bergantung pada arah rambat gelombang.

Sering kali, tanggapan seismik dianalisis berdasarkan frekuensi, yaitu spektrum Fourier. Batasan yang digunakan di sini adalah:

$$G(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} g(t) \exp(-i\omega t) dt \quad (1.6)$$

Dengan menggunakan konvensi ini, mudah untuk menunjukkan bahwa diferensiasi terhadap waktu setara dengan perkalian dengan  $i\omega$  dalam domain Fourier. Ketika kita mentransformasikan solusi persamaan gelombang (Persamaan 1.5) ke domain Fourier, kita memperoleh:

$$P(x, \omega) = S(\omega) \exp\left(\pm \frac{i\omega x}{c}\right) \quad (1.7)$$

Perhatikan di sini bahwa waktu tunda  $x/c$  (dalam domain waktu) menjadi fase linier dalam domain Fourier, yaitu  $\omega x/c$ . Pada persamaan di atas, kita nyatakan persamaan untuk tegangan, namun persamaan untuk kecepatan partikel  $v_x$  juga dapat diturunkan. Untuk itu, kita menggunakan persamaan gerak seperti yang dinyatakan pada Persamaan 1.2, namun kemudian dalam versi transformasi Fouriernya, yaitu:

$$V_x(x, \omega) = -\frac{1}{i\omega \rho} \frac{\partial P(x, \omega)}{\partial x} \quad (1.8)$$

Ketika kita substitusikan  $P(x, \omega)$  dengan solusi tegangan (Persamaan 1.7), kita mendapatkan tanda negatif:

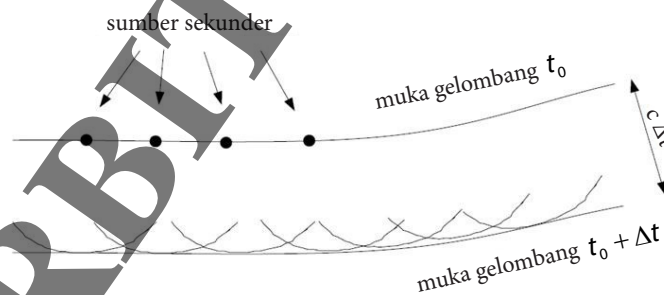
$$V_x(x, \omega) = -\frac{1}{i\omega \rho} S(\omega) \frac{-i\omega}{c} \exp\left(\frac{-i\omega x}{c}\right) \quad (1.9)$$

Perhatikan bahwa kecepatan partikel adalah versi skala dari tegangan:

$$V_x(x, \omega) = \frac{P(x, \omega)}{\rho c} \quad (1.10)$$

Faktor skalanya adalah ( $\rho c$ ), disebut impedansi seismik.

Pada analisis sebelumnya, kita membahas gelombang satu dimensi. Biasanya di dunia nyata, kita berhadapan dengan tiga dimensi, jadi gelombang akan menyebar ke tiga arah. Dalam medium homogen (sehingga sifat-sifat material tetap dan sama di semua tempat) gelombang akan menyebar seperti bola. Kulit terluar dari bola ini disebut muka gelombang. Cara lain untuk mendeskripsikan muka gelombang ini adalah dengan menggunakan berkas sinar tegak lurus (normal) muka gelombang. Kita sudah terbiasa dengan sinar dalam optik dan kita dapat menggunakan gagasan yang sama dalam metode seismik. Ini adalah fitur yang penting, jika tidak maka gelombang tidak akan bergerak maju. Gagasan mendasar yang termasuk di dalamnya adalah prinsip Huygens. Ketika muka gelombang sampai pada suatu titik tertentu, titik tersebut juga akan berperilaku sebagai sumber gelombang, dan demikian pula selanjutnya. Muka gelombang baru kemudian menjadi selubung semua gelombang yang dihasilkan oleh titik-titik ini. Hal ini diilustrasikan pada Gambar 1.2. Sekali lagi, sinar tersebut kemudian dapat didefinisikan sebagai normal terhadap selubung sebagaimana gambar berikut.



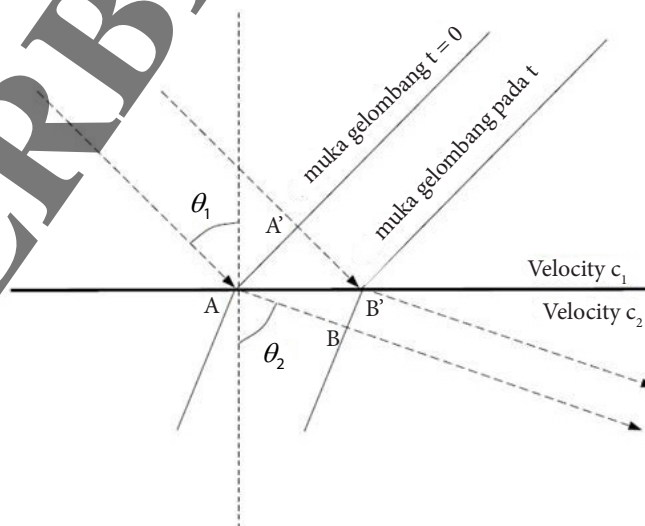
Gambar 1.2 Prinsip Huygens

Sejauh ini, kita hanya membahas cara gelombang bergerak maju. Namun, ada juga sifat gelombang lain yang belum kita bahas, yaitu amplitudo. Bagaimana perilaku amplitudo ketika gelombang bergerak maju? Kita telah menyebutkan penyebaran bola ketika materialnya sama di semua tempat. Energi total akan tersebar ke seluruh area bola. Jenis kehilangan energi ini disebut divergensi bola. Ada juga jenis kehilangan energi lainnya, dan hal ini disebabkan oleh kehilangan energi di dalam material, yang sebagian besar terdiri atas gesekan internal. Artinya, amplitudo gelombang akan teredam karena sifat ini. Gelombang-S biasanya menunjukkan gesekan yang lebih tinggi dibandingkan gelombang-P.

## PENTINGNYA PEMODELAN KECEPATAN SEISMİK UNTUK BATUAN SUMBER HIDROKARBON

Batuan sumber dalam sistem hidrokarbon kini mempunyai daya tarik tersendiri terkait dengan adanya sistem hidrokarbon non-konvensional sehingga perlu untuk dikaji sebagai suatu prospek baru. Batuan sumber adalah batuan yang mampu menghasilkan atau telah menghasilkan sejumlah hidrokarbon yang dapat dipindahkan. Faktor pertama yang harus dievaluasi dalam suatu *play* dalam tahapan eksplorasi di area yang belum dibor adalah apakah terdapat batuan sumber. Jika ya, maka kita bertanya, “Sebagus apa? Apakah ini akan menghasilkan minyak atau gas? Apakah sudah menghasilkan hidrokarbon?” Untuk menjawab pertanyaan-pertanyaan tersebut, kita harus mengetahui dasar-dasar apa yang dimaksud dengan batuan sumber hidrokarbon, cara mengklasifikasikan batuan induk, dan cara memperkirakan potensinya. Sebelum mengarakterisasikan batuan sumber, pemodelan kecepatan merupakan hal yang perlu untuk dilakukan terlebih dulu. Topik ini merupakan kelanjutan dari pengkajian penulis tentang geomekanika reservoir serta tetapan anisotropi seismik [4][5].

Sejauh ini, kita telah membahas gelombang dalam material yang kecepatan gelombangnya konstan di semua tempat. Ketika kita memasukkan batas antara dua bahan yang berbeda, sebagian energi dipantulkan kembali dan sebagian energi dialirkan ke medium lainnya. Sangat tepat untuk menampilkan prinsip Huygens secara grafis pada konfigurasi untuk melihat bagaimana muka gelombang bergerak maju (menyebar), terutama ke medium kedua. Dari gambaran ini, kita juga dapat memperoleh konsep sinar. Pada pembahasan kali ini, kita hanya akan membahas pengertian sinar. Gagasan dasar dalam konsep sinar adalah hukum Snellius. Hukum Snellius merupakan hubungan mendasar dalam metode seismik. Hal ini memberitahu kita hubungan antara sudut datang gelombang dan kecepatan di dua lapisan yang berdekatan (Gambar 1.3).



Gambar 1.3 Hukum Snellius



$AA'$  adalah bagian dari gelombang bidang yang datang pada sudut  $\theta_1$  terhadap bidang antarmuka antara Medium 1 dengan kecepatan  $c_1$  dan Medium 2 kecepatan  $c_2$ ; Kecepatan  $c_1$  dan  $c_2$  adalah konstan. Dalam waktu  $t$ , muka gelombang bergerak ke posisi  $AB$  dan berarah normal terhadap muka gelombang. Jadi, besarnya waktu  $t$  diperoleh dari persamaan:

$$t = \frac{A'B'}{c_1} = \frac{AB}{c_2} \quad (1.11)$$

Mengingat adanya geometri segitiga siku-siku, maka:

$$t = \frac{AB' \sin \theta_1}{c_1} = \frac{AB' \sin \theta_2}{c_2} \quad (1.12)$$

Oleh karena itu,

$$\frac{\sin \theta_1}{c_1} = \frac{\sin \theta_2}{c_2} \quad (1.13)$$

yang merupakan hukum Snellius untuk transmisi. Sejauh ini, kita telah menganggap kecepatan  $c_1$  dan  $c_2$ . Namun pada benda padat terdapat dua kecepatan yaitu kecepatan Gelombang-P dan Gelombang-S. Secara umum, ketika Gelombang-P datang pada suatu batas, gelombang tersebut dapat merambat sebagai Gelombang-P ke medium kedua, namun juga bisa terpolarisasi menjadi Gelombang-S. Jadi dalam kasus yang terakhir, hukum Snellius berbunyi:

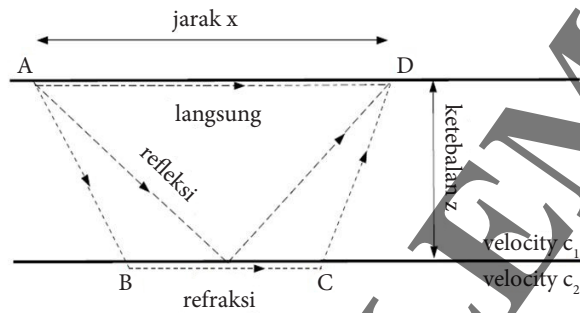
$$\frac{\sin \theta_p}{c_p} = \frac{\sin \theta_s}{c_s} \quad (1.14)$$

di mana  $c_p$  adalah kecepatan Gelombang-P, dan  $c_s$  adalah kecepatan Gelombang-S. Hal yang sama berlaku untuk refleksi: Gelombang-P yang datang pada bidang batas menghasilkan Gelombang-P yang dipantulkan dan Gelombang-S yang dipantulkan. Akhirnya, hal yang sama berlaku untuk Gelombang-S datang: menghasilkan Gelombang-P yang dipantulkan, Gelombang-S yang dipantulkan, Gelombang-P yang ditransmisikan, dan Gelombang-S yang ditransmisikan. Kasus khusus dari hukum Snellius menarik perhatian dalam pencarian refraksi. Jika sinar dibiaskan sepanjang antarmuka (yaitu, jika  $\theta_2 = 90^\circ$ ), diperoleh:

$$\frac{\sin \theta_c}{c_1} = \frac{1}{c_2} \quad (1.15)$$

di mana  $\theta_c$  dikenal sebagai sudut kritis.

Sejauh ini, kita telah melihat pengertian dasar pembiasan dan refleksi pada bidang antarmuka. Ketika mengamati beberapa kedatangan berkas sinar, terdapat sinar langsung, sinar pantul, dan sinar bias. Kita akan memperoleh waktu tiba setiap sinar seperti yang digambarkan pada Gambar 1.4.



Gambar 1.4 Berkas Sinar Datang, Pantul, dan Bias

Berkas sinar langsung sangat sederhana, yaitu jarak horizontal dibagi kecepatan gelombang:

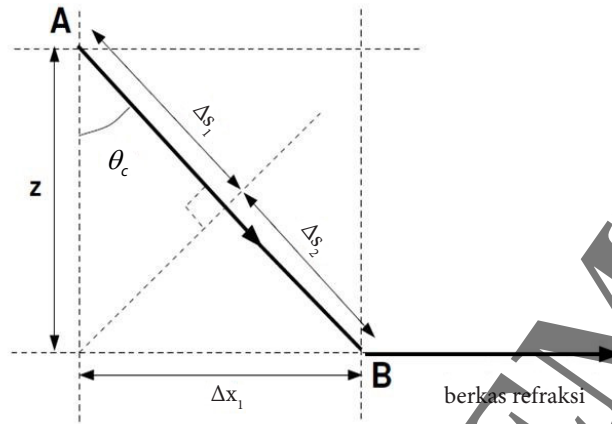
$$t = \frac{x}{c_1} \tag{1.16}$$

Ketika kita melihat berkas gelombang pantul, kita mendapati bahwa sudut datangnya sama dengan sudut pantul. Hal ini juga mengikuti hukum Snellius: jika kecepatannya sama, sudutnya juga harus sama. Bila kita menggunakan teorema Pythagoras, kita memperoleh waktu tempuh:

$$t = \frac{(4z^2 + x^2)^{1/2}}{c_1}$$

Ketika kita menguadratkan persamaan ini, kita melihat bahwa persamaan tersebut adalah persamaan hiperbola:

$$t^2 = \left(\frac{2z}{c_1}\right)^2 + \left(\frac{x}{c_1}\right)^2 \tag{1.17}$$



Gambar 1.5 Geometri Refraksi (Pembiasan)

Ketika kita amati berkas sinar bias, penurunannya menjadi sedikit lebih rumit. Ambil setiap elemen berkas sinar, mengambil jalur AB, BC, dan CD secara terpisah. Kemudian, untuk elemen pertama, seperti ditunjukkan pada Gambar 1.5, kita memperoleh waktu tempuh:

$$\Delta t_1 = \frac{\Delta s_1}{c_1} + \frac{\Delta s_2}{c_2} = \frac{\Delta x_1 \sin \theta_c}{c_1} + \frac{2 \cos \theta_c}{c_1} \quad (1.18)$$

di mana  $\theta_c$  adalah sudut kritis. Kita dapat menerapkan hal ini untuk jalur BC dan CD, dan kita memperoleh total waktu sebagai:

$$t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 = \frac{\Delta x_1 \sin \theta_c}{c_1} + \frac{\Delta x_1 \cos \theta_c}{c_1} + \frac{\Delta x_2}{c_2} + \frac{\Delta x_3 \sin \theta_c}{c_1} + \frac{\Delta x_1 \cos \theta_c}{c_1} \quad (1.19)$$

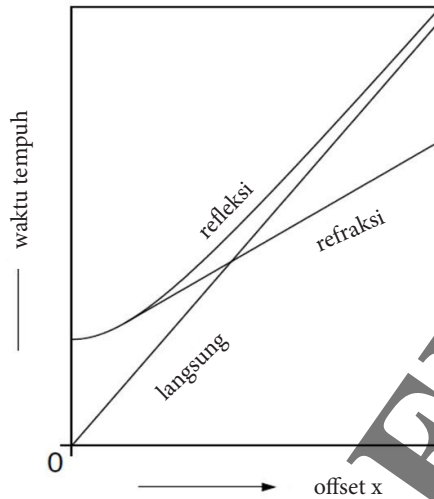
di mana  $\Delta x_2 = BC$  dan  $\Delta x_3$  adalah jarak horizontal antara C dan D. Sekarang, kita menggunakan

hukum Snellius, yaitu  $\sin \frac{\theta_c}{c_1} = \frac{1}{c_2}$  dalam suku  $\Delta x_1$  dan  $\Delta x_3$ ; lalu kita bisa menjumlahkan semua

suku dengan  $\frac{1}{c_2}$ ; menggunakan  $x = \Delta x_1 + \Delta x_2 + \Delta x_3$ , diperoleh:

$$t = \frac{x}{c_2} + \frac{2z \cos \theta_c}{c_1} \quad (1.20)$$

di mana  $z$  adalah kedalaman (lihat Gambar 1.5). Persamaan ini adalah persamaan garis lurus jika  $t$  dianggap sebagai fungsi jarak  $x$  dan kita dapat memplot waktu sebagai fungsi dari  $x$ . Hal ini dilakukan pada Gambar 1.6.



**Gambar 1.6** Kurva Waktu-Jarak ( $t, x$ )

Gambaran ini penting. Ketika kita mengukur data di lapangan, karakteristik dalam plot ini sering kali dapat diamati. Sekarang, setelah menghasilkan kurva ini, kita dapat menentukan dengan lebih baik kapan melakukan survei refleksi, atau survei refraksi. Dalam seismik refraksi, kita tertarik pada refraksi dan hanya pada waktu tempuh. Artinya, kita hanya dapat mengamati waktu tempuh dengan baik jika tidak tertutupi oleh pantulan atau sinar langsung, yang berarti kita harus mengukur pada jarak yang relatif jauh terhadap kedalaman yang diinginkan. Hal ini berbeda dengan seismik refleksi. Di sana, pantulan akan selalu tertutup oleh refraksi atau sinar langsung, namun ada cara untuk meningkatkan pantulan. Apa yang kita minati adalah pantulan pada *offset* yang relatif pendek sehingga jarak sumber suara ke detektor kecil dibandingkan dengan kedalaman yang diminati.

Sebelum membahas lebih lanjut perbedaan antara metode refraksi dan refleksi, akan dibahas terlebih dahulu efek amplitudo pada bidang batas. Pertama-tama, diperkenalkan impedansi akustik, yang merupakan hasil kali densitas dengan kecepatan gelombang  $c$ ; yaitu,  $\rho c$ : Ketika sinar bertemu dengan bidang batas, sebagian energi akan dipantulkan kembali, dan sebagian lagi akan ditransmisikan ke lapisan berikutnya. Besarnya energi yang dipantulkan kembali ditandai dengan koefisien refleksi  $R$ :

$$R = \frac{\rho_2 c_2 - \rho_1 c_1}{\rho_2 c_2 + \rho_1 c_1} \quad (1.21)$$

Bahwa hal ini terjadi, akan diperoleh dari prinsip-prinsip fisika dasar dalam bab pengolahan. Jelasnya, semakin besar kontras impedansi antara dua lapisan, semakin tinggi amplitudo gelombang yang dipantulkan. Perhatikan bahwa kontras impedansilah yang menentukan apakah energi diarahkan kembali atau tidak; mungkin terjadi bahwa kecepatan dan densitas antara dua lapisan

berbeda, tetapi impedansinya (hampir) sama. Dalam hal ini, kita tidak akan melihat refleksi. Sekarang, kita dapat menyatakan perbedaan lain antara seismik refraksi dan refleksi. Dengan seismik refraksi, kita hanya tertarik pada waktu tempuh gelombang. Artinya, kita tertarik pada perbedaan kecepatan. Hal ini berbeda pada seismik refleksi. Dari penjelasan di atas, membuat model kecepatan seismik refleksi untuk batuan sumber merupakan hal yang tidak sederhana, sebab kontras impedansi bisa jadi tidak bisa ditemukan.

Dalam buku ini, akan ditinjau kembali tentang batasan sumber hidrokarbon dalam sistem hidrokarbon dalam pengertian yang baru serta akan dirinci kebutuhan akan identifikasi karakteristiknya terkait dengan pemodelan kecepatan seismik. Demikian halnya dalam relasi matematika kecepatan seismik, perlu ditinjau keterbatsannya terkait dengan paradoks yang terjadi. Dalam studi perambatan gelombang seismik, tampaknya terdapat beberapa ketidakkonsistenan antara teori dan praktik. Hasil eksperimen menunjukkan hubungan antara densitas dan kecepatan gelombang seismik yang merupakan kebalikan dari persamaan matematis untuk kecepatan gelombang seismik. Meskipun ekspresi teoretis untuk kecepatan seismik, menunjukkan bahwa kecepatan tersebut berbanding terbalik dengan akar kuadrat densitas, secara eksperimental, kecepatan seismik terlihat bervariasi secara langsung dengan densitas dalam beberapa hal.

Pada akhirnya, dibahas tentang karakteristik batuan sumber sebagai medium efektif dalam pemodelan kecepatan seismik, serta dirinci tentang kecepatan perataan Backus serta pemodelan basah-kering untuk konstanta modulus elastisitas Bulk dari Gassmann.

---

## REFERENSI

- [1] Ullemeyer, K., Siegesmund, S., Rasolofosaon, P. N. J., dan Behrmann, J. H. 2006. "Experimental and Texture-Derived P-Wave Anisotropy of Principal Rocks from the TRANSALP Traverse: An Aid for the Interpretation of Seismic Field Data." *Tectonophysics*, 414(1–4): 97–116.
- [2] Ronoatmojo, I. S., dan Burhannudinnur. 2021. *Pengantar Seismologi Eksplorasi*. Penerbit Salemba Teknik. ISBN 978-979-9549-57-0.
- [3] Ronoatmojo, I. S., dan Burhannudinnur. 2021. *Pengantar Seismologi Eksplorasi*. Penerbit Salemba Teknik. ISBN 978-979-9549-57-0.
- [4] Ronoatmojo, I. S., dan Burhannudinnur. 2021. *Geomekanika Reservoir*. Penerbit Universitas Trisakti. ISBN 978602075026.
- [5] Ronoatmojo, I. S., dan Burhannudinnur. 2023. *Tetapan Anisotropi Seismik*. Penerbit Salemba Teknik. ISBN 978-979-9549-63-1.

# PENERBIT SALEMBA

**BA**

**SALE**

Batuan Sumber Hidrokarbon

## Daftar Simbol

- SPS : Sistem hidrokarbon sumber (*source petroleum system*)  
TPS : Sistem hidrokarbon reservoir rapat (*tight petroleum system*)  
CPS : Sistem hidrokarbon konvensional (*conventional petroleum system*)  
TOC : Total karbon organik  
Ro : Jumlah berkas sinar yang dipantulkan oleh *maseral vitrinite*  
CBM : *Coal bed methane*

---

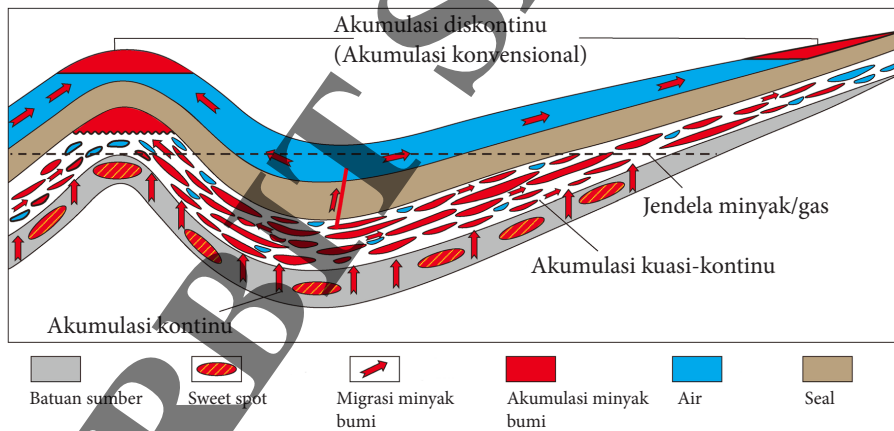
## KLASIFIKASI BARU

Berdasarkan kualitas reservoir, sistem hidrokarbon terbagi menjadi tiga tipe dasar berikut: (1) sistem hidrokarbon sumber (*source petroleum system*); (2) sistem reservoir padat atau sistem hidrokarbon rapat (*tight petroleum system*); dan (3) sistem reservoir konvensional atau sistem hidrokarbon konvensional (*conventional petroleum system*). Sistem hidrokarbon konvensional (*conventional petroleum system*) atau sering disebut CPS adalah sistem di mana hidrokarbon terakumulasi di dalam reservoir konvensional dengan semua elemen dan proses. Akumulasi minyak dan gas secara geografis saling terpisah maka didapati sebagai akumulasi yang terputus-putus. Sistem reservoir padat atau sistem hidrokarbon rapat (*tight petroleum system*) atau sering disebut TPS adalah sistem di mana hidrokarbon terakumulasi dalam reservoir sempit dengan sumber, reservoir dan perangkap juga sangat diperlukan, namun perangkap tersebut sebagian besar bersifat non-antiklin dan akumulasinya terutama bersifat kuasi-kontinu dan diskontinu sekunder. Sistem hidrokarbon sumber (*source petroleum system*) atau disebut juga SPS adalah sistem di mana pembentukan dan akumulasi hidrokarbon terjadi pada batuan sumber dan perangkap serta migrasi tidak diperlukan atau tidak penting; distribusi hidrokarbon sangat luas dan berkesinambungan serta tidak memiliki batas yang jelas. Ketiga sistem tersebut dapat berasal dari dapur sumber hidrokarbon yang sama dan terkait erat dalam hal pembentukan dan distribusinya. Oleh karena itu, untuk memaksimalkan efisiensi eksplorasi, diperlukan kajian yang komprehensif dan strategi yang berbeda dengan mempertimbangkan SPS, TPS, dan CPS sebagai bagian dari satu kesatuan yang lebih besar.

Berbagai pendapat telah dikemukakan sehubungan dengan klasifikasi sistem hidrokarbon. Di antaranya, Magoon (1989) mengklasifikasikan berdasarkan kompleksitas batuan di atasnya (murni versus hibrida), litologi reservoir (silisiklastik versus karbonat), dan tipe kerogen (I, II, dan III) [1]. Pembagian Demaison dan Huizinga (1991) didasarkan pada ciri-ciri pengisian hidrokarbon: migrasi, dan penjebakan [2]. Magoon dan Dow (1994) mengklasifikasikan sistem



ke dalam sistem bersumber tunggal dan bersumber ganda dalam hal jumlah dapur sumber. Dengan mempertimbangkan keberadaan berbagai dapur sumber pada banyak cekungan yang saling bertumpuk dan kompleksitas migrasi dan akumulasi hidrokarbon yang diakibatkannya, diperkenalkan konsep “sistem komposit hidrokarbon” dan klasifikasinya [3]. Selain itu, sistem dapat dibagi lagi menjadi sistem migrasi-akumulasi minyak bumi yang berbeda, berdasarkan karakteristik migrasi dan akumulasinya [4]. Meskipun demikian, klasifikasi sistem berdasarkan kualitas reservoir belum pernah dibahas dan hampir semua klasifikasi sistem didasarkan pada akumulasi pada reservoir konvensional. Faktanya, kualitas reservoir memainkan peran penting dalam memengaruhi muatan, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon: reservoir dengan kualitas berbeda, umumnya memiliki karakteristik migrasi dan akumulasi hidrokarbon yang berbeda [5]. Oleh karena itu, didasarkan pada kualitas reservoir yang dikombinasikan dengan karakteristik migrasi dan akumulasi hidrokarbon, terdapat tiga tipe dasar yang telah disebutkan di atas (Gambar 2.1). Tabel 2.1 menunjukkan karakteristik utama dari ketiga sistem dan beberapa contoh tipikal dari reservoir konvensional, rapat (*tight*), dan batuan sumber. Meskipun reservoir yang berbeda dengan kualitas serupa dapat dikaitkan dengan kategori sistem yang sama dalam klasifikasi tersebut, dapat diidentifikasi sebagai sistem yang berbeda dalam praktik spesifik sistem pada suatu cekungan [6].



**Gambar 2.1** Distribusi Akumulasi Minyak Bumi Kontinu, Kuasi-Kontinu, dan Diskontinu pada Suatu Cekungan Minyak Bumi, Biasanya Terjadi pada Masing-Masing Batuan Sumber (Abu-Abu), Tight Reservoir, dan Reservoir Konvensional [7]

Tabel 2. 1 Perbandingan Elemen dan Proses dari SPS, TPS, dan CPS [8]

Jenis	SPS	TPS	CPS
<b>Elemen Pokok:</b>			
Batuan sumber	Serpilh, karbonat, <i>coal</i>	Serpilh, karbonat, <i>coal</i>	Serpilh, karbonat, <i>coal</i>
Reservoir	Batuan sumber	Batupasir rapat, karbonat	Konvensional
Seal	<i>Self-sealing</i>	<i>Self-sealing, mudstone</i>	<i>Mudstone</i>
Perangkap	Tidak diperlukan	<i>Non-anticlinal</i>	Struktur, stratigrafis
<b>Proses:</b>			
Pembentukan	Pembentukannya sendiri	Setelah reservoir telah rapat atau padat	Sebelum pemerangkap
Migrasi	Tidak signifikan	Primer, <i>overpressure</i>	Primer dan sekunder
Akumulasi	Kontinu	Kuasi-kontinu, diskontinu	Diskontinu
Preservasi	Umumnya sangat baik	Sedang	Kritis
Tipe akumulasi	Kebanyakan kontinu	Kuasi-kontinu, diskontinu	Diskontinu
Akumulasi khas	<i>Shale oil and gas</i>	<i>Tight oil and gas</i>	Konvensional

## SISTEM HIDROKARBON BATUAN SUMBER

Sistem hidrokarbon yang terbentuk di dalam batuan sumber adalah sistem yang bersumber-sendiri dan menyimpan sendiri. Dilihat dari jenis litologi batuan induknya, SPS meliputi SPS serpilh, SPS karbonat, dan SPS batubara. Umumnya mencakup sistem minyak/gas serpilh dan CBM. Ciri-ciri utama SPS adalah sebagai berikut.

### 1. Keadaan Fase Hidrokarbon

Berbeda dengan hidrokarbon yang sebagian besar disimpan sebagai minyak dan gas bebas di reservoir non-batuan sumber, hidrokarbon yang terakumulasi dalam reservoir batuan sumber dapat berada dalam keadaan bebas, keadaan terserap/teradsorpsi, atau bahkan keadaan terlarut. Hal ini terutama berlaku untuk akumulasi gas alam, sedangkan minyak disimpan terutama dalam keadaan bebas. Pada kenyataannya, keberadaan hidrokarbon yang lebih banyak terserap/teradsorpsi merupakan salah satu ciri paling khas dari SPS. Misalnya, *coal bed methane* (CBM) terjadi terutama dalam keadaan terserap/teradsorpsi. Untuk gas serpilh, keadaan bebas, terserap dan terlarutnya signifikan, namun rasionya bervariasi [9]. Proporsi gas yang diserap/diadsorpsi dalam akumulasi gas serpilh utama di Amerika Utara adalah 10–70%, dan gas bebas menyumbang 30–90% [10]. Memang benar, keberadaan gas yang terserap/teradsorpsilah yang memungkinkan akumulasi minyak/gas di dalam batuan sumber memiliki karakteristik akumulasi yang terus-menerus, sementara proporsi hidrokarbon bebas yang relatif lebih tinggi lebih menguntungkan bagi produksi minyak dan gas yang tinggi.

### 2. Reservoir

Salah satu atribut yang paling menonjol dari reservoir SPS adalah *tight (microdarcy)* hingga *ultra-tight (nanodarcy)*. Namun, ada juga waduk yang permeabilitasnya lebih tinggi. Sebagai reservoir dengan akumulasi yang terus-menerus, batuan sumber, tidak peduli apakah

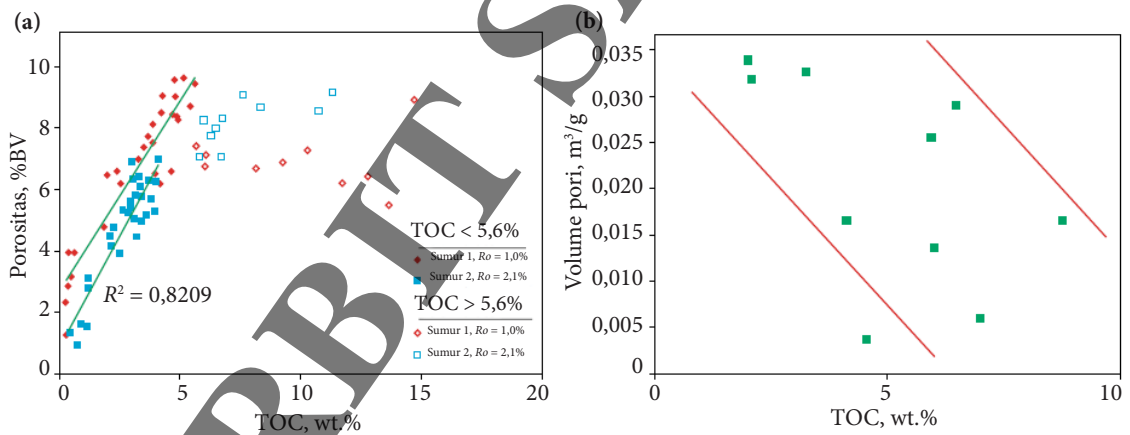
serpilh, karbonat, atau batubara, termasuk dalam jenis reservoir yang paling rendah untuk akumulasi hidrokarbon. Permeabilitas matriks umumnya berkisar dari beberapa *nanodarcy* (nd) hingga beberapa *milidarcy* (md). Di antara berbagai reservoir batuan sumber, serpilh biasanya merupakan yang paling rapat. Permeabilitas reservoir gas serpilh utama Amerika Utara berada pada kisaran 0–5.000 nd, dengan nilai rata-rata berkisar antara 10–1.000 nd, sedangkan porositas berada pada kisaran 1–14%, dengan nilai rata-rata 4–8% [11][12]. Namun demikian, permeabilitas reservoir CBM sangat bervariasi karena perkembangan rekahan pada tingkat tertentu. Meskipun demikian, permeabilitas matriks batubara umumnya cukup rendah sehingga banyak akumulasi CBM, yang diklasifikasikan sebagai tipe kontinu. Secara umum, permeabilitas batubara peringkat tinggi adalah yang paling rendah, disusul batubara peringkat menengah. Misalnya, batubara Karbon-Permian peringkat tinggi memiliki porositas efektif sebesar 1,1–7,7% (umumnya, 5%) dan permeabilitas sebesar 0,1–6,7 md (biasanya, 2 md) [13]. Namun, batubara peringkat menengah dengan permeabilitas terutama berkisar antara 5–60 md di daerah penghasil gas [14]. Batubara sebagian besar berperingkat rendah (*bituminus*) dan memiliki permeabilitas 1–25 md [15].

Hal ini disebabkan oleh kualitas reservoir yang buruk dan pori-pori yang kecil dan bervariasi sehingga hampir tidak mungkin bagi hidrokarbon dalam batuan sumber untuk bermigrasi dalam jarak yang jauh dan terakumulasi di area yang terkonsentrasi. Sebaliknya, hidrokarbon pada reservoir tersebut cenderung tersebar luas dan berkelanjutan. Jika reservoir batuan sumber serupa dengan reservoir konvensional dengan porositas dan permeabilitas yang tinggi maka akumulasi yang tidak diskontinu atau konvensional yang dikontrol oleh perangkap akan cenderung terjadi di dalamnya dibandingkan dengan akumulasi yang kontinu. Beberapa reservoir batubara, khususnya batubara berperingkat rendah hingga menengah, sangat mirip dengan reservoir konvensional. Permeabilitas batubara peringkat rendah, biasanya antara 10 md dan beberapa *darcy* [16]. Batubara lignit, termasuk dalam reservoir CBM berperingkat rendah, dan memiliki kualitas yang relatif baik, dengan porositas rata-rata sekitar 17% dan permeabilitas sekitar 1–300 md [17]. Batubara berada pada peringkat metamorfik rendah, dan porositasnya 6–13%, sedangkan permeabilitasnya 5–30 md [18].

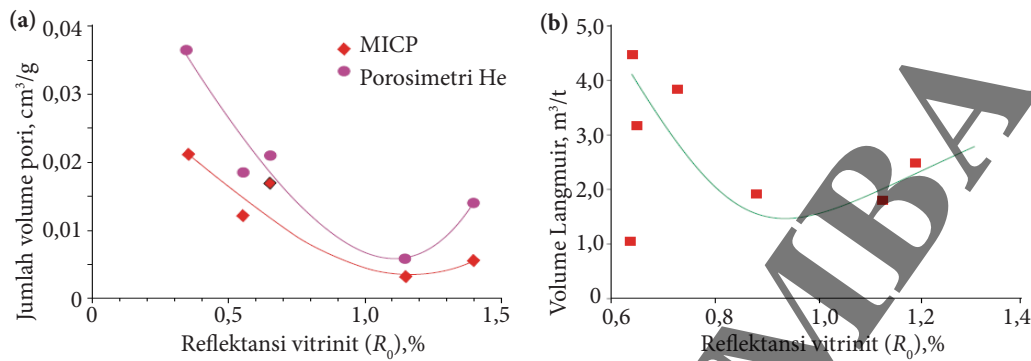
Sejauh menyangkut faktor-faktor yang mengendalikan kualitas reservoir batuan sumber, ciri-ciri bahan organik (kandungan, jenis dan kematangan), komposisi mineral, pepadatan dan diagenesis, serta deformasi struktural (rekahan) merupakan faktor yang paling signifikan. Kandungan bahan organik total (TOC) memiliki efek yang luar biasa terhadap perkembangan pori-pori pada serpilh yang kaya organik. Hubungan antara porositas dan TOC serpilh Devonian Marcellus di Pennsylvania (Gambar 2.2a), porositas serpilh berkorelasi positif dengan TOC ketika TOC < 5,5%, tetapi tidak meningkat ketika TOC > 5,5% [19]. Sebaliknya, porositas pada dasarnya tetap tidak berubah atau bahkan sedikit menurun, yang ditafsirkan sebagai akibat potensial dari “runtuhnya” pori-pori yang disebabkan oleh pengusiran hidrokarbon. Namun demikian, volume pori berkorelasi negatif dengan TOC pada serpilh lakustrin Chang-7 dari Formasi Yanchang di Cekungan Ordos (Gambar 2.2b) [20]. Hal ini mungkin disebabkan oleh fakta bahwa kematangan serpilh Chang-7 ( $R_o \sim 0,7-$

1,2%) tidak cukup tinggi, dan oleh karena itu, perkembangan pori terutama dipengaruhi oleh pemadatan [21]. Berdasarkan studi di New Albany Shale, hubungan antara volume pori total dan  $R_o$  berbeda secara signifikan dan dipengaruhi oleh tahap evolusi termal [22]. Gambar 2.3a menunjukkan bahwa volume pori total dan  $R_o$  berkorelasi negatif ketika bahan organik berada pada tahap belum matang hingga matang, menyerupai serpih lakustrin Chang-7 di Cekungan Ordos (Gambar 2.3b). Namun, ketika bahan organik telah mencapai kematangan yang tinggi, hubungan antara keduanya menjadi positif. Hal ini terutama berlaku untuk porositas bahan organik karena porositas tersebut terkait dengan pematangan termal bahan organik dan merupakan hasil pembentukan hidrokarbon [23]. Misalnya, porositas organik dari Woodford Shale diamati tidak ada dalam sampel dengan nilai reflektansi vitrinit hingga 0,90%, sedangkan kemunculan pori-pori sekunder pertama kali diamati pada sampel  $R_o$  1,23% [24].

Penyebab utamanya adalah pemadatan yang dominan pada tahap awal penguburan serpih dan volume pori sehingga menurun seiring dengan peningkatan  $R_o$  selama tahap yang didominasi pemadatan. Namun, volume pori meningkat secara bertahap dengan  $R_o$  pada tahap selanjutnya karena efek pembentukan hidrokarbon dan peningkatan pori-pori bahan organik [25].



**Gambar 2.2** Hubungan antara Porositas Serpih dan Kandungan Karbon Organik Total: (a) Serpih Marcellus Devonian dari Pennsylvania; (b) Serpih Chang-7 pada Masa Trias dari Cekungan Ordos, dengan Garis Ganda Paralel yang Merupakan Garis Tren [26]



**Gambar 2.3** Ilustrasi Volume Pori atau Variasi Volume Langmuir dengan Reflektansi Vitrinit: (a) Hubungan antara  $R_o$  dan Volume Pori Serpih New Albany, Menunjukkan Evolusi Penurunan Volume Pori dengan  $R_o$  jika  $R_o < 1,15\%$ , dan Meningkatkan dengan  $R_o$  jika  $R_o > 1,15\%$  (MICP adalah Tekanan Kapiler Injeksi Merkuri); (b) Hubungan antara  $R_o$  dan Volume Serpih Langmuir Trias Chang-7 dari Cekungan Ordos, secara Tidak Langsung Menunjukkan Tren Evolusi Porositas yang Serupa, namun Titik Infleksinya Sekitar **0,9%  $R_o$**  [27]

### 3. Akumulasi dan Perangkap

Dalam SPS, akumulasi hidrokarbon didominasi oleh tipe kontinu karena terjadi pada batuan sumber yang efektif, di mana hidrokarbon diperkirakan terdapat di mana-mana, meskipun dalam kelimpahan yang bervariasi. Konsep “akumulasi berkelanjutan” pertama kali diperkenalkan pada pertengahan tahun 1990-an oleh Schmoker (1995) untuk mengarakterisasi akumulasi hidrokarbon dengan distribusi spasial yang luas dan tidak ada batas pasti yang tidak bergantung pada kolom air. Schmoker (1995, 2002) berpendapat bahwa akumulasi yang terus-menerus berasal dari sumber daya hidrokarbon nonkonvensional dan memasukkan CBM, gas yang berpusat di cekungan, *tight gas*, gas serpih, dan gas alam hidrat ke dalam kategori ini [28]. Namun, akumulasi berkelanjutan yang sebenarnya mungkin hanya terjadi dalam interval batuan sumber, yang biasanya diwakili oleh gas serpih dan CBM. Namun demikian, tidak semua akumulasi minyak dan gas serpih serta akumulasi CBM bersifat berkelanjutan; pada kenyataannya, beberapa di antaranya mungkin merupakan akumulasi terputus-putus jika elemen struktur menjadi faktor pengendali dominan akumulasi hidrokarbon [29].

Ciri penting dari akumulasi berkelanjutan adalah bahwa masing-masing akumulasi hanya terdiri atas satu reservoir minyak atau gas, dan oleh karena itu, ladang minyak atau gas yang terakumulasi secara terus-menerus tidak terkotak-kotak. Selain itu, sebaran spasialnya sangat luas dan skala cadangannya umumnya cukup besar sehingga ladang minyak dan gas yang dihasilkan umumnya bisa mencapai ukuran raksasa atau bahkan super raksasa dalam hal skala sumber daya [30]. Luas lapangan biasanya ribuan, puluhan ribu, bahkan hingga ratusan ribu kilometer persegi. Seperti halnya akumulasi pada batuan sumber, area sebaran batuan sumber efektif juga merupakan area potensial untuk akumulasi hidrokarbon,

namun akumulasi komersial pada batuan sumber biasanya ditentukan oleh *sweet spot*, yang bergantung pada kehadiran banyak faktor lain.

Kedua, hidrokarbon yang berada dalam akumulasi terus-menerus didistribusikan secara terus-menerus, hal ini menunjukkan bahwa hidrokarbon terdapat di mana-mana di seluruh area akumulasi, dan baik lubang kering maupun lapisan kering tidak akan ditemukan ketika reservoir tersebut dibor meskipun kelimpahan hidrokarbon dan laju produksi bervariasi. Umumnya luar biasa dalam hal tingkat akumulasi. Selain itu, akumulasi yang terus-menerus juga tidak memiliki batas yang jelas, kontak air minyak/gas, atau perairan tepian atau perairan dasar.

Selain akumulasi kontinu, akumulasi diskontinu juga dapat terjadi pada reservoir batuan sumber jika permeabilitasnya cukup tinggi. Hal ini relatif lebih umum terjadi pada reservoir CBM karena permeabilitas batubara sangat bervariasi, mulai kurang dari 1 md hingga lebih dari 1.000 md. Secara umum, permeabilitas batubara peringkat rendah lebih tinggi dan hampir sebanding dengan permeabilitas reservoir konvensional. Oleh karena itu, akumulasi batubara permeabel sering kali diatur oleh perangkap struktural dan lebih terkonsentrasi pada posisi struktural yang tinggi. Variasi dalam permeabilitas batubara peringkat menengah juga cukup besar sehingga akumulasi yang terjadi secara kontinu maupun terputus-putus dapat terjadi.

Sejauh menyangkut peran perangkap, studi tentang karakteristik akumulasi kontinu pada batuan sumber menunjukkan bahwa pada dasarnya hal ini tidak dibatasi oleh perangkap. Sebaliknya, sebagian besar dikendalikan oleh distribusi batuan sumber yang efektif, kualitas tudung atas dan bawah, dan faktor lainnya. Meskipun demikian, keberadaan jebakan struktural sering kali mempunyai dampak tertentu dan bahkan signifikan terhadap pengayaan akumulasi yang berkelanjutan. Dalam hal ini, fungsi jebakan struktural mirip dengan peran *sweet spot*. Untuk reservoir batuan sumber dengan permeabilitas sedang hingga tinggi, akumulasinya dipengaruhi oleh perangkap sampai tingkat tertentu, dan dengan demikian mungkin berbentuk tipe diskontinu.

#### 4. Migrasi

Akumulasi yang berkelanjutan, sebagaimana didefinisikan ulang oleh Zhao, dkk. (2016a), adalah reservoir yang terdapat di dalam batuan sumber. Akumulasi terus-menerus hanya dapat terbentuk di dalam batuan sumber [31]. Akumulasi minyak/gas jenis ini yang terjadi di dalam batuan sumber terutama terjadi di tempat atau dekat dengan tempat dihasilkannya hidrokarbon, dan biasanya tidak diperlukan migrasi signifikan maupun jalur migrasi dominan. Jika tidak, jalur migrasi yang dominan berkembang di dalam batuan sumber, akumulasi minyak/gas di dalamnya mungkin akan terkena perangkap konvensional (seperti retakan akumulasi minyak/gas pada *mudstone*), dan lebih banyak hidrokarbon yang dihasilkan dalam batuan sumber dapat dikeluarkan dan bermigrasi ke luar. Perlu dicatat bahwa beberapa akumulasi konvensional, meskipun memiliki wilayah yang luas dan distribusinya yang “kontinu”, memiliki batas-batas yang jelas secara umum, yang merupakan ciri diagnostik dari akumulasi diskontinu (konvensional).

## KONTROL PENGAYAAN HIDROKARBON

Pengayaan hidrokarbon di SPS terutama bergantung pada kualitas batuan sumber, *sweet spot* reservoir, dan kondisi penyegelan. Terlebih lagi, hidrokarbon bahkan bisa melimpah pada posisi struktural rendah, berbeda dari kebanyakan akumulasi konvensional.

### 1. Kondisi Penghasil Hidrokarbon

Kondisi penghasil hidrokarbon merupakan faktor utama yang memengaruhi pengayaan hidrokarbon. Terdapat korelasi positif antara kandungan gas serpih dan kelimpahan bahan organik. Semakin tinggi nilai TOC maka semakin tinggi kandungan gas [32]. Selain itu, batuan sumber harus cukup tebal sehingga hidrokarbon yang dihasilkan tidak mudah dikeluarkan. Secara umum, semakin besar ketebalan batuan sumber, semakin sulit hidrokarbon dikeluarkan dari bagian terdalam batuan sumber, dan semakin banyak hidrokarbon yang tertahan di dalamnya. Analisis terhadap wilayah gas serpih laut dengan hasil tinggi di Amerika Utara menunjukkan bahwa serpih tersebut memiliki beberapa atribut penting, termasuk  $TOC > 1\%$ ,  $Ro > 1,4\%$ , dan ketebalan serpih secara umum  $> 30$  m [33]. Jika tidak, akumulasi dan pengayaan gas serpih pada batuan sumber tidak akan mencukupi, mengingat kematangan termal batuan tersebut tidak cukup tinggi dan ketebalannya tidak cukup besar. Misalnya, gas yang dihasilkan dari Barnett Shale dihasilkan di dalam jendela gas kondensat-basah ( $1,3-2,0\%$   $Ro$ ) dan mungkin berasal dari perengkahan kerogen dan perengkahan sekunder dari hidrokarbon non-migrasi yang dihasilkan sebelumnya [34]. Sebagai contoh lain, batuan sumber serpih Chang-7 dari Formasi Yanchang Trias di Cekungan Ordos didominasi oleh kerogen tipe I dan II dan  $Ro$ -nya adalah  $0,7-1,2\%$  (yaitu, terutama pada jendela pembangkitan minyak); oleh karena itu, hidrokarbon yang dihasilkan didominasi oleh minyak, dan kandungan gasnya sangat terbatas [35].

Selain persyaratan untuk menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang cukup, efisiensi pengusiran hidrokarbon pada serpih merupakan faktor kunci lain yang memengaruhi kekayaan hidrokarbon serpih. Semakin rendah efisiensi pengusiran hidrokarbon atau semakin besar jumlah hidrokarbon yang tertahan dalam batuan sumber maka semakin besar jumlah hidrokarbon yang terakumulasi dalam serpih. Efisiensi pengusiran hidrokarbon dari Barnett Shale sekitar  $60\%$  [36][37]. Dengan demikian, kita dapat menyimpulkan bahwa akumulasi gas serpih dalam skala besar akan mungkin terjadi di serpih jika jumlah hidrokarbon yang tertahan kira-kira  $40\%$  atau lebih dari total hidrokarbon yang dihasilkan.

### 2. Heterogenitas Reservoir dan Sweet Spot

Batuan sumber sebagai reservoir, seperti serpih dan batu bara, biasanya tidak hanya berkualitas buruk tetapi mungkin juga lebih heterogen dibandingkan dengan banyak reservoir lainnya, terutama yang merupakan akumulasi konvensional. Heterogenitas suatu reservoir batuan sumber umumnya merupakan faktor yang menguntungkan terjadinya akumulasi hidrokarbon yang melimpah karena *sweet spot* hanya dapat berkembang pada reservoir dengan heterogenitas tertentu. Jika tidak, pengayaan hidrokarbon mungkin tidak mungkin terjadi jika reservoir batuan sumber sangat seragam dalam hal sifat-sifatnya.

Heterogenitas reservoir dan perkembangan *sweet spot*-lah yang mengontrol lokasi spesifik pengayaan hidrokarbon. *Sweet spot* pada batuan sumber dapat diklasifikasikan menjadi dua jenis: struktural dan nonstruktural. Sementara jenis yang pertama diwakili oleh *sweet spot* antiklinal, jenis yang kedua mencakup *sweet spot* geokimia (daerah yang menguntungkan untuk TOC,  $R_o$ , ketebalan, dan lain-lain) dan *sweet spot* petrofisika (porositas dan permeabilitas). Secara umum, akumulasi *sweet spot* struktural mempunyai karakteristik yang kelimpahan dan produktivitas sumber daya lebih tinggi serta wilayah distribusi minyak/gas yang relatif lebih kecil dibandingkan akumulasi *sweet spot* nonstruktural. Misalnya, Lapangan Fuling di Cekungan Sichuan tampaknya merupakan tipe struktural akumulasi gas serpih [38].

Kerapuhan juga merupakan faktor penting yang memengaruhi produksi minyak dan gas serpih. Telah dibuktikan bahwa serpih yang diproduksi harus mengandung cukup mineral rapuh (misalnya, kuarsa, felspar, dan karbonat) dan kandungan mineral lempungnya tidak boleh terlalu tinggi [39]. Selain itu, kandungan mineral getas yang relatif tinggi dan kandungan mineral lempung yang rendah tidak hanya mempermudah rekahan serpih, tetapi juga memungkinkan mineral tersebut memiliki porositas dan permeabilitas yang lebih tinggi sehingga lebih menguntungkan untuk pengayaan dan produksi minyak/gas serpih. Statistik dan analisis menunjukkan bahwa serpih gas laut yang paling produktif di Amerika Utara kaya akan kuarsa, kaya karbonat, atau didominasi oleh kombinasi beberapa mineral rapuh, sedangkan kandungan lempung lebih rendah [40]. Bowker (2007) menyatakan bahwa kandungan mineral lempung pada Barnett Shale biasanya kurang dari 50% [41]. Kandungan lempung yang rendah (50%) atau kandungan mineral rapuh yang tinggi (40%) adalah salah satu karakteristik geologi utama dari keberhasilan produksi gas serpih [42]. Pada kenyataannya, kandungan mineral lempung pada serpih yang paling berhasil dieksploitasi di Amerika Utara kurang dari 45% [43].

Terlepas dari proporsi relatif mineral lempung versus mineral non-lempung, asal usul dan asal komponen dalam serpih juga penting dalam menentukan kekayaan dan produksi minyak dan gas serpih. Komponen sebagian besar serpih dapat dikategorikan sebagai komponen *terrigenous (detrital)* dan *autochthonous* (termasuk diagenetik) berdasarkan asal usulnya dan juga dapat dikategorikan sebagai komponen biogenik dan komponen abiogenik. Sebagai salah satu mineral rapuh yang paling signifikan, kuarsa dalam serpih mencakup jenis biogenik, diagenetik, dan *detrital*. Keberadaan silika biogenik yang melimpah diduga berpotensi meningkatkan kerapuhan dan “kerapuhan” batuan [44]. Sumber utama silika biogenik adalah diatom, radiolaria, dan spikula spons [45]. Faktanya, keberadaan kuarsa biogenik dan diagenetik yang melimpah merupakan faktor penting yang menentukan keberhasilan banyak serpih laut di Amerika Utara. Sebaliknya, dampak kuarsa abiogenik terhadap pengayaan dan produksi minyak dan gas serpih lebih rumit karena kompleksitas asal usulnya, yang meliputi kuarsa *detrital* dan kuarsa autigenik. Untuk sebagian besar serpih laut komersial, kuarsa autigenik dan biogenik dominan dibandingkan kuarsa abiogenik *terrigenous*, sedangkan kuarsa abiogenik *terrigenous* umumnya lebih melimpah pada serpih



yang diendapkan di lingkungan kontinental (termasuk fasies lakustrin, paludal, dan fluvial), yang diasumsikan mengandung serpih lakustrin dan paludal, dan menjadi dua jenis *play* serpih yang paling potensial seperti yang diungkapkan oleh eksplorasi di Cekungan Ordos [46], Cekungan Teluk Bohai [47], dan Cekungan Songliao [48] dari Tiongkok. Oleh karena itu, kandungan kuarsa yang lebih tinggi tidak selalu kondusif bagi pengayaan hidrokarbon dan produksi serpih kontinental, begitu pula dengan kandungan mineral lempung yang lebih rendah. Studi terhadap serpih lakustrin Trias Chang-7 di Cekungan Ordos menunjukkan bahwa kandungan TOC berkorelasi negatif dengan kandungan kuarsa, namun berkorelasi positif dengan kandungan mineral lempung [49]. Oleh karena mineral lempung biasanya merupakan salah satu komponen utama serpih, kandungan kuarsa *detrital terrigenous* yang terlalu tinggi atau kandungan mineral lempung yang terlalu rendah dikaitkan dengan penurunan kandungan bahan organik dalam serpih, sehingga merugikan produksi mineral lempung yang cukup minyak/gas serpih, meskipun keduanya dapat meningkatkan kerapuhan, porositas, dan permeabilitas serpih. Oleh karena itu, menemukan keseimbangan optimal antara kandungan mineral rapuh dan tanah liat serta TOC dalam serpih harus dianggap sebagai kunci keberhasilan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas serpih. Selain asal usul kandungan lempung dan jenis mineral lempung tampaknya memainkan peran yang sama pentingnya dalam memengaruhi produksi minyak dan gas serpih, telah dikemukakan bahwa mineralogi lempung di hampir semua reservoir serpih yang lebih tua dari kapur atas didominasi oleh lempung ilit, baik dalam bentuk diskrit maupun sebagai lapisan campuran, ilit-smektit (I/S) yang didominasi ilit (I) [50].

Pada kenyataannya, kandungan mineral lempung versus mineral non-lempung atau mineral rapuh dalam serpih dan asal muasal mineral termasuk kuarsa pada dasarnya ditentukan oleh pengaturan pengendapan dan diagenesis. Telah terungkap bahwa serpih yang diendapkan di laut cenderung memiliki kandungan lempung yang lebih rendah dan kandungan mineral rapuh, seperti kuarsa, feldspar, dan karbonat, yang lebih tinggi [51], dan sebagian besar serpih produktif mengandung silika, batulumpur berkapur atau dolomit, atau *mudstone* yang mengandung satu atau beberapa mineral penting yang rapuh, dan lempung yang tidak mengembang. Selain itu, distribusi komponen mineral dan sifat reservoir pada serpih laut lebih stabil dibandingkan dengan serpih kontinental. Meskipun demikian, perkembangan lapisan serpih telah menunjukkan heterogenitas yang kuat pada serpih laut [52]. Sebaliknya, serpih kontinental termasuk serpih lakustrin cenderung memiliki kandungan lempung yang lebih tinggi, lebih ulet, dan kurang responsif terhadap rangsangan hidrolik [53], dan heterogenitasnya umumnya lebih kuat. Komposisi mineraloginya tampak lebih beragam, dan sifat reservoir dianggap lebih bervariasi. Sifat serpih kontinental yang lebih beragam, khususnya serpih lakustrin, membuat sebagian besar serpih tersebut mungkin kurang dapat dieksploitasi, sementara sebagian lainnya mungkin mempunyai potensi signifikan untuk pengayaan dan produksi minyak dan gas serpih. Misalnya, kandungan mineral lempung rata-rata dari serpih yang kaya organik lakustrin Trias Chang-7 dan batulumpur kaya organik Paleozoikum Atas (serpih karbon) di Cekungan Ordos umumnya lebih tinggi dari 45%,

sedangkan kandungan mineral rapuhnya relatif rendah [54]. Serpih Formasi Kapur Formasi Qingshankou yang diendapkan pada lakustrin di Cekungan Songliao mungkin juga kaya akan lempung, dengan rata-rata kandungan mineral lempung sebesar 55,1% di sumur ZK-01 [55]. Meskipun demikian, serpih lakustrin di bagian atas Es4 dan bagian bawah Es3 dari Formasi Eosen Shahejie di Depresi Dongying, Cekungan Teluk Bohai, kaya akan karbonat dan miskin akan lempung, dengan rata-rata kandungan karbonat *authigenik* sebesar 37%, lempung 25%, kuarsa 29%, dan felspar 5% [56], yang mungkin merupakan salah satu faktor penting produksi minyak dalam *play* serpih ini. Menurut Sun (2017), 37 sumur, pada tahun 2016, telah memproduksi minyak serpih dengan tingkat komersial dari serpih Es4 dan Es3 Formasi Shahejie di Depresi Jiyang, Cekungan Teluk Bohai [57]. Akibatnya, eksplorasi minyak bumi dan pengembangan serpih kontinental mungkin menghadapi tantangan yang lebih besar dibandingkan dengan serpih laut. Meskipun demikian, karena beberapa serpih lakustrin mirip dengan serpih laut yang dapat diproduksi karena mineral non-lempung lebih banyak dan sebagian besar bersifat *authigenik*, peluang masih ada untuk penemuan substansial mengenai akumulasi hidrokarbon.

### 3. Kondisi Penyekatan Atas dan Bawah

Kondisi penyekatan atas dan bawah yang baik juga penting untuk pengayaan akumulasi hidrokarbon yang berkelanjutan. Sejahter menyangkut akumulasi minyak/gas serpih atau CBM, premis pengayaannya adalah bahwa hidrokarbon yang dihasilkan dalam serpih atau batu bara yang kaya organik tidak sepenuhnya dikeluarkan. Semakin sedikit hidrokarbon yang dikeluarkan maka semakin banyak hidrokarbon yang tertahan pada batuan sumber, dan semakin melimpah pula akumulasi minyak/gas serpih dan CBM. Kuantitas hidrokarbon yang terperangkap di dalam batuan sumber tidak hanya dipengaruhi oleh kualitas batuan sumber itu sendiri, namun juga oleh kondisi penyekatan atau kondisi pengusiran hidrokarbon. Kondisi penyekatan dan pengusiran batuan sumber bergantung pada tiga faktor utama berikut. Faktor yang pertama adalah ketebalan batuan sumber, semakin tebal maka semakin sulit hidrokarbon tersebut dikeluarkan dan semakin banyak pula hidrokarbon yang tertahan. Faktor yang kedua adalah kondisi penyekatan atas dan bawah karena lebih banyak hidrokarbon akan tertahan pada batuan sumber dengan sekat atas dan bawah yang efektif. Faktor yang ketiga adalah intensitas aktivitas tektonik, karena aktivitas tektonik yang kuat dapat menyebabkan berkembangnya lebih banyak rekahan, dan dengan demikian kondisi akan menjadi lebih menguntungkan bagi pengusiran hidrokarbon dari batuan sumber dan kurang menguntungkan bagi akumulasi hidrokarbon di dalamnya. Sebagai konsekuensinya, batuan sumber dengan ketebalan yang cukup besar dan kualitas yang baik, serta kondisi penyekatan atas dan bawah yang menguntungkan, namun retakan yang berkembang sedang, sangat menguntungkan untuk pengayaan minyak/gas serpih dan CBM. Serpih utama yang kaya akan gas di Amerika Utara memiliki kondisi penyekatan atas dan bawah yang baik hingga sangat baik. Misalnya, Barnett Shale di Fort Worth Basin dan Devonian–Carboniferous New Albany Shale di Illinois Basin memiliki batugamping *tight* yang berfungsi sebagai penutup atas dan bawah; untuk Serpih Marcellus Devonian

di Cekungan Appalachia dan Serpih Antrim Devonian di Cekungan Michigan, lapisan atas adalah serpih, sedangkan lapisan bawah adalah batugamping; sekat atas Devonian Woodford Shale di Cekungan Acoma terdiri atas batugamping, sedangkan sekat bawah terdiri atas batupasir/batugamping; Serpih Haynesville Jurassic Atas di Cekungan Texas Timur– Louisiana Utara ditutupi oleh batupasir dan dialasi oleh batugamping, sedangkan Serpih Fayetteville Berkarbon di Cekungan Acoma ditutupi oleh interval batu kapur dan dialasi oleh formasi batupasir [58].

Demikian pula, Ladang Gas Serpih Fuling di Cekungan Sichuan juga memiliki kondisi penutupan atas dan bawah yang sangat baik, yang memainkan peran penting dalam pengayaan dan pelestarian gas serpih [59]. Lapisan atas Ladang Gas Serpih Formasi Longmaxi Silurian ini merupakan rangkaian *mudstone* tebal dengan kelimpahan bahan organik lebih rendah serta porositas dan permeabilitas rendah, sedangkan lapisan bawah merupakan batugamping *tight* Formasi *Jiancaogou (O3j) Ordovisium* yang tersebar luas, yaitu ketebalannya 45–50 m dan memiliki porositas 0,61–1,66% (rata-rata 1,01%) dan permeabilitas 0,0058–0,1092 md (rata-rata 0,0201 md) di sumur DS1[60].

---

## REFERENSI

- [1] Magoon, L. B. 1990. "Identified Petroleum Systems within the United State". Dalam: Magoon L. B. (editor). "The Petroleum System—Status of Research and Methods, 1990". *USGS Bull.*, 1989; 1912: 2–9.
- [2] Demaison, G., dan Huizinga, B. J. 1991. "Genetic Classification of Petroleum Systems". *AAPG Bull.*, 75: 1626–1643.
- [3] Magoon, L. B., dan Dow, W. G. 1994. "The Petroleum System". In: Magoon L. B., Dow W. G. (para editor). *The Petroleum System—from Source to Trap*. Vol. 60. Tulsa: AAPG Memoir, 1994: 3–24.
- [4] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [5] Zhao, J. Z., Zhang, W. Z, dan Li, J. 2014. "Genesis of Tight Sand Gas in the Ordos Basin, China". *Organic Geochemistry*, 74: 76–84.
- [6] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [7] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [8] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [9] Curtis, J. B. 2002. "Fractured Shale-gas Systems". *AAPG Bull.*, 86: 1921–1938.

- [10] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131 2011: 1–21.
- [11] Curtis, J. B. 2002. "Fractured Shale-gas Systems". *AAPG Bull.*, 86: 1921–1938.
- [12] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131 2011: 1–21.
- [13] Liu, C. L., Wang, Z. L., dan Guo, Z. Q. 2017. "Enrichment and Distribution of Shale Oil in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, Northeast China". *Mar. Pet. Geol.*, 86: 751–770.
- [14] Ayers, W. B. Jr. 2002. "Coalbed Gas Systems, Resources, and Production and A Review of Contrasting Cases from the San Juan and Powder River Basins". *AAPG Bull.*, 86: 1853–1890.
- [15] Bowker, K. A. 2007. "Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion". *AAPG Bull.*, 91: 523–533.
- [16] Ayers, W. B. Jr. 2002. "Coalbed Gas Systems, Resources, and Production and A Review of Contrasting Cases from the San Juan and Powder River Basins". *AAPG Bull.*, 86: 1853–1890.
- [17] Ayers, W. B. Jr. 2002. "Coalbed Gas Systems, Resources, and Production and A Review of Contrasting Cases from the San Juan and Powder River Basins". *AAPG Bull.*, 86: 1853–1890.
- [18] Li, Z. H., Li, S. L., dan Yu, X. H. 2014. "Coalbed Methane Enrichment Regularities and Controlling Factors in Bowen-Surat Basin, Australia". *Coal Geol. Explor.*, 42: 29–33.
- [19] Milliken, K. L., Rudnicki, M., dan Awwiller, D. N. 2013. "Organic Matter-hosted Pore System, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania". *AAPG Bull.*, 97: 177–200.
- [20] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [21] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [22] Mastalerz, M., Schimmelmann, A., dan Drobniak, A. 2013. "Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across A Maturation Gradient: Insights from Organic Petrology, Gas Adsorption, and Mercury Intrusion". *AAPG Bull.*, 97: 1621–1643.
- [23] Loucks, R. G., Reed, R. M., dan Ruppel, S. C. 2009. "Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale". *J. Sed. Res.*, 79: 848–861.
- [24] Curtis, J. B. 2002. "Fractured Shale-gas Systems". *AAPG Bull.*, 86: 1921–1938.
- [25] Mastalerz, M., Schimmelmann, A., dan Drobniak, A. 2013. "Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across A Maturation Gradient: Insights from Organic Petrology, Gas Adsorption, and Mercury Intrusion". *AAPG Bull.*, 97: 1621–1643.
- [26] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.

- [27] Loucks, R. G., Reed, R. M., dan Ruppel, S. C. 2009. "Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale". *J. Sed. Res.*, 79: 848–861.
- [28] Schmoker, J. W. 1995. "Method for Assessing Continuous-type (Unconventional) Hydrocarbon Accumulations (CD-ROM)". In: Gautier, D. L., Dolton, G. L., Takahashi, K. T., dan Varnes, K. L. (para editor). 1995. *National Assessment of United States Oil and Gas Resources—Results, Methodology, and Supporting Data*. U. S. Geological Survey Digital Data Series 1995; 30.
- [29] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [30] Schmoker, J. W. 1995. "Method for Assessing Continuous-type (Unconventional) Hydrocarbon Accumulations (CD-ROM)". In: Gautier, D. L., Dolton, G. L., Takahashi, K. T., dan Varnes, K. L. (para editor). 1995. *National Assessment of United States Oil and Gas Resources—Results, Methodology, and Supporting Data*. U. S. Geological Survey Digital Data Series 1995; 30.
- [31] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [32] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131, 2011: 1–21.
- [33] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131, 2011: 1–21.
- [34] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131, 2011: 1–21.
- [35] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [36] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131, 2011: 1–21.
- [37] Pepper, A. S. 1992. "Estimating The Petroleum Expulsion Behavior of Source Rocks: A Novel Quantitative Approach". In: England, W. A., Fleet, A. L., (para editor). *Petroleum Migration*. Volume 59. London: Geological Society (London) Special Publications. 9–31.
- [38] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [39] Bowker, K. A. 2007. "Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion". *AAPG Bull.*, 91: 523–533.

- [40] Bowker, K. A. 2007. "Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion". *AAPG Bull.*, 91: 523–533.
- [41] Bowker, K. A. 2007. "Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion". *AAPG Bull.*, 91: 523–533.
- [42] Rezaee, R. dan Rothwell, M. 2015. "Gas Shale: Global Significance Distribution and Challenges". In: Rezaee, R. (editor). *Fundamentals of Gas Shale Reservoirs*. London: Wiley. 1–19.
- [43] Jarvie, D. M. 2010. "Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids". *AAPG International & Conference Exchange*, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010. Search and Discovery Article #80131, 2011: 1–21.
- [44] Pepper, A. S. 1992. "Estimating The Petroleum Expulsion Behavior of Source Rocks: A Novel Quantitative Approach". In: England, W. A., Fleet, A. L., (para editor). *Petroleum Migration*. Volume 59. London: Geological Society (London) Special Publications. 9–31.
- [45] Katz, B. J. dan Everett M. A. 2016. "An Overview of Pre-Devonian Petroleum Systems—Unique Characteristics and Elevated Risks". *Mar. Pet. Geol.*, 73: 492–516.
- [46] Zou, C. N., Zhai, G. M., dan Zhang, G. Y. 2015. "Formation, Distribution, Potential and Prediction of Global Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources". *Pet. Explor. Dev.*, 42: 14–28.
- [47] Sun, H. Q. 2017. "Exploration Practice and Cognitions of Shale Oil in Jiyang Depression". *China Pet. Explor.*, 4: 1–14.
- [48] Zhang, X. S., Wang, H. J., dan Ma. F. 2016. "Classification and Characteristics of Tight Oil Plays". *Pet. Sci.*, 13: 18–33.
- [49] Er, C., Zhao, J. Z., dan Bai, Y. B. 2013. "Reservoir Characteristics of the Organic Rich Shales of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin". *Oil Gas Geol.*, 34: 708–716.
- [50] Wilson, M. J. dan Shaldybin, M. V. 2016. "Clay Mineralogy and Unconventional Hydrocarbon Shale Reservoirs in the USA. I. Occurrence and Interpretation of Mixed-layer R3 Ordered Illit/Smectite". *Earth-Sci. Rev.*, 158: 31–50.
- [51] Wilson, M. J. dan Shaldybin, M. V. 2016. "Clay Mineralogy and Unconventional Hydrocarbon Shale Reservoirs in the USA. I. Occurrence and Interpretation of Mixed-layer R3 Ordered Illit/Smectite". *Earth-Sci. Rev.*, 158: 31–50.
- [52] Bustin, A. M. M. dan Bustin, R. M. 2012. "Importance of Rock Properties on the Producibility of Gas Shales". *Int. J. Coal Geol.*, 103: 132–147.
- [53] De Silva, P. N. K., Simons, S. J. R., dan Stevens, P. 2015. "A Comparison of North American Shale Plays with Emerging Non-marine Shale Plays in Australia". *Mar. Pet. Geol.*, 67: 16–29.
- [54] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [55] Liu, C. L., Wang, Z. L., dan Guo, Z. Q. 2017. "Enrichment and Distribution of Shale Oil in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, Northeast China". *Mar. Pet. Geol.*, 86: 51–70.

- [56] Li, Z. H., Li, S. L., dan Yu, X. H. 2014. "Coalbed Methane Enrichment Regularities and Controlling Factors in Bowen-Surat Basin, Australia". *Coal Geol Explor.*, 42: 29–33.
- [57] Sun, H. Q. 2017. "Exploration Practice and Cognitions of Shale Oil in Jiyang Depression". *China Pet. Explor.*, 4: 1–14.
- [58] Wilson, M. J. dan Shaldybin, M. V. 2016. "Clay Mineralogy and Unconventional Hydrocarbon Shale Reservoirs in the USA. I. Occurrence and Interpretation of Mixed-layer R3 Ordered Illit/Smectite". *Earth-Sci. Rev.*, 158: 31–50.
- [59] Zhao, J. Z., dan Al-Aasm, I. S. 2012. "New Insights into Petroleum Migration Accumulation Dynamic Systems and Their Division within Petroleum Systems". *J. Earth Sci.*, 23: 744–756.
- [60] Guo, T. L. 2013. "Evaluation of Highly Thermally Mature Shale-Gas Reservoirs in Complex Structural Parts of the Sichuan Basin". *J. Earth Sci.*, 24: 863–873.

PENERBIT SALEMBITA

# PENERBIT SALEMBA



**BA**

**SALEMB**

# Paradoks Kecepatan Seismik

**PENERBIT**

## Daftar Simbol

$\rho$	: Densitas
$V_p$	: Kecepatan Gelombang-P
$V_s$	: Kecepatan Gelombang-S
$k$	: Modulus curah
$\mu$	: <i>Shear Modulus</i>
$a, b, c, d$	: Konstanta <i>Gardner</i>
$C$	: Koefisien relasi $V_p$ dan $V_s$
$m, n, g$	: Koefisien relasi $V_p$ dan $\rho$

## KECEPATAN VERSUS DENSITAS

Informasi tentang kecepatan Gelombang-S kini tersedia melalui analisis data VSP, perekaman gelombang penuh, dan data seismik multikomponen. Lalu, apakah informasi tambahan tersebut dapat dikombinasikan dengan data kecepatan Gelombang-P untuk meningkatkan akurasi estimasi densitas? Menilik pada pembahasan sebelumnya pada Bab I bahwa kecepatan seismik merupakan fungsi dari tegangan dan impedansi akustik sebagai faktor skalanya maka impedansi elastis antarmuka merupakan hasil perkalian kecepatan dan densitas sehingga densitas merupakan parameter penting dalam pekerjaan refleksi seismik. Seismogram sintetik akan lebih akurat jika informasi densitas dimasukkan ke dalam rangkaian reflektivitas. Densitas adalah parameter yang diperlukan ketika data seismik diinversikan untuk kecepatan. Ketika data densitas tidak tersedia, Relasi Empiris Gardner biasanya digunakan untuk memperkirakan densitas dari  $V_p$  [1]:

$$\rho = 0,23 V_p^{0,25} \quad (3.1)$$

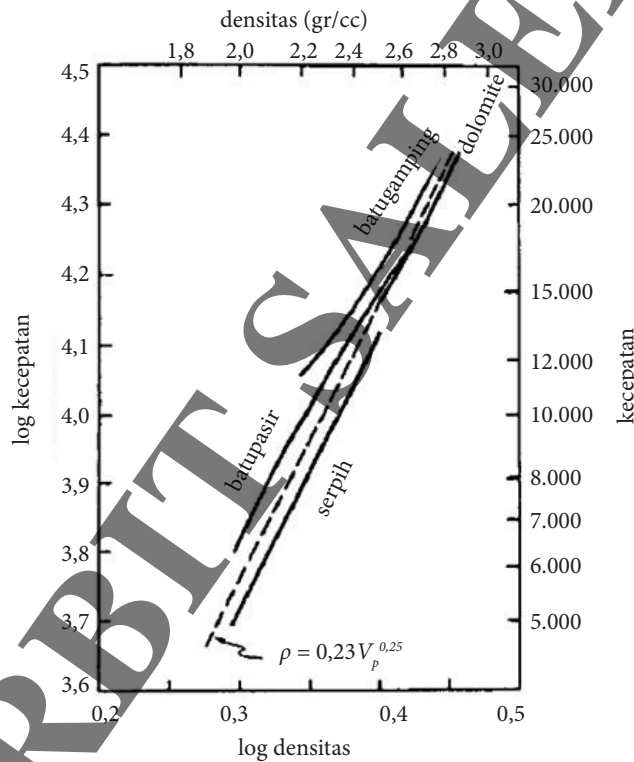
di mana  $\rho$  adalah densitas dan  $V_p$  adalah kecepatan Gelombang-P. Hubungan empiris ini didasarkan pada pengukuran lapangan dan laboratorium terhadap batuan sedimen jenuh dari berbagai cekungan dan kedalaman. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.1, hubungan tersebut pada dasarnya adalah rata-rata kecocokan batupasir, serpih, dan karbonat. Sementara, batuan *evaporite* tidak sesuai dengan persamaan. Lindseth (1979) mengusulkan hubungan empiris antara impedansi akustik dan densitas yang digunakan untuk mengekstraksi densitas dari reflektivitas:

$$V_p = 0,308 \rho + 3460 \quad (3.2)$$

Kemudian, Lindseth mendasarkan persamaannya pada data Gardner, dkk. (1974) yang juga menurunkan Persamaan 3.1 sehingga kedua persamaan menggunakan  $V_p$  untuk memperkirakan densitas. Keduanya dihubungkan oleh [2]:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \tag{3.3}$$

di mana  $k$  adalah modulus curah dan  $\mu$  adalah *Shear modulus*. Gambar 3.1 berikut menggambarkan sekumpulan data dari Gardner, dkk. (1974) yang digunakan untuk memperoleh Persamaan 3.3. Tampaknya gradien dari regresi linier pada plot logaritmik dari masing-masing data litologi (*sandstone, shale, dan limestone*) mempunyai kemiripan, yakni fungsi  $\rho = 0,23V_p^{0,25}$ . Pada gambar, tampak seperti linier (garis lurus) padahal sesungguhnya dari fungsi bukan linier [3]. Hal ini terjadi akibat plot  $V_p$  dan  $\rho$  pada skala logaritmik.



**Gambar 3.1** Relasi Kecepatan-Densitas untuk Berbagai Litologi: Hubungan Gardner kira-kira benar untuk klastik dan karbonat, tetapi tidak untuk *evaporite* [4].

$V_s$  juga berhubungan dengan densitas sebagai berikut:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \tag{3.4}$$

Oleh karena  $V_p$  dan  $V_s$  bergantung pada densitas, masuk akal jika hubungan yang menggunakan kedua parameter dapat memberikan prediksi densitas yang lebih akurat. Persamaan 3.1 menggambarkan hubungan eksponensial empiris antara  $V_p$  dan  $\rho$ . Sejumlah peneliti telah mengamati hubungan linier empiris antara  $V_p$  dan  $V_s$  [5][6]. Linearitas ini mungkin membuat kita mempertanyakan apakah  $V_s$  dapat memberi kita informasi baru tentang densitas. Namun, hubungan antara  $V_p$  dan  $V_s$  telah terbukti berkaitan dengan litologi, dan kadang-kadang dinyatakan dengan menggunakan rasio  $V_p/V_s$  [7]. Jika kita ingat bahwa Persamaan Gardner tidak memperhitungkan variasi litologi, kombinasi  $V_p$  dan  $V_s$  dapat meningkatkan prediksi densitas dengan menyediakan faktor variasi litologi yang hilang.

Pendekatan yang diusulkan sebagian besar bersifat empiris, seperti yang digunakan untuk menentukan persamaan Gardner. Dengan menggunakan data inti dan log, pertama-tama kita menentukan seberapa dekat data tersebut sesuai dengan Relasi Gardner. Kita kemudian melihat apakah perbedaan antara nilai terukur dan nilai prediksi dapat dikaitkan dengan beberapa parameter ketiga, seperti  $V_s$ . Jika demikian, parameter ketiga dapat digunakan untuk mengganti estimasi yang mendekati nilai terukur. Tujuan kita adalah menggabungkan  $V_s$  ke dalam pernyataan densitas sehingga berguna untuk mempertimbangkan bentuk hubungan yang mungkin terjadi. Mungkin dapat kita mulai dengan menerima bahwa densitas berhubungan dengan  $V_p$  dengan cara berikut:

$$\rho = bV_p^a \quad (3.5)$$

di mana  $a$  dan  $b$  adalah konstanta. Kita dibatasi oleh kenyataan bahwa ketika  $V_p$  adalah nol maka densitasnya juga nol. Sebaliknya,  $V_s$  bisa bernilai nol, seperti halnya dalam fluida, dan massa jenis tetap bisa bernilai bukan nol. Salah satu cara yang mungkin untuk memenuhi kondisi ini adalah dengan mengatur parameter dengan cara berikut:

$$\rho = bV_p^a (c + dV_s) \quad (3.6)$$

di mana  $c$  dan  $d$  adalah konstanta. Dengan cara membagi persamaan tersebut, kita akan memperoleh persamaan linier yang menghubungkan rasio densitas yang terukur dan yang dihitung dengan  $V_s$  dengan kemiringan  $d$  dan titik potong  $c$ .

$$\frac{\rho}{bV_p^a} = c + dV_s \quad (3.7)$$

Dengan cara memplot parameter-parameter ini memungkinkan kita untuk menentukan apakah hubungan ini ada, dan apakah hubungan tersebut benar-benar linier atau tidak. Data set

yang digunakan di sini ialah satu set batupasir yang diambil dari *literature* di mana berasal dari pengukuran ekstensif pada 75 inti batupasir dengan porositas dan kandungan lempung yang bervariasi [8]. Data yang digunakan berasal dari sampel jenuh pada tekanan 40 MPa. Gambar 3.2 menunjukkan logaritma  $V_p$  dan  $V_s$  yang diplot terhadap logaritma densitas curah. Garis kuadrat terkecil yang paling sesuai juga ditampilkan. Persamaan yang diperoleh dari dataset ini untuk  $V_p$  adalah:

$$\rho = 0,019V_p^{0,58} \quad (3.8)$$

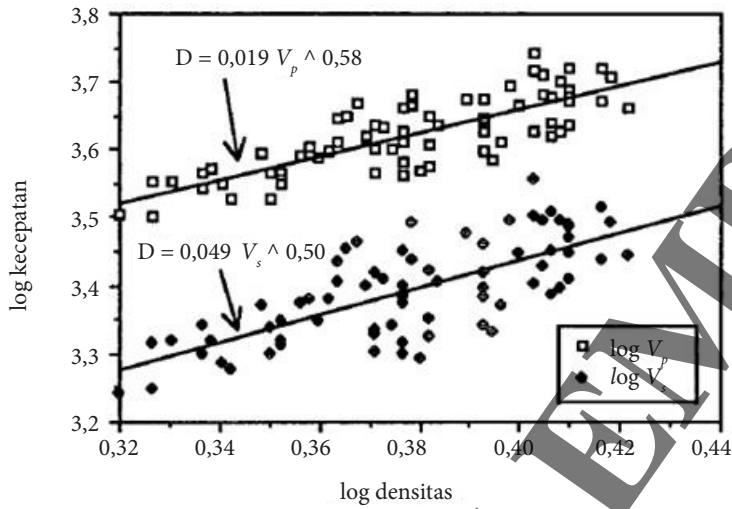
Gambar 3.2 menunjukkan bahwa  $V_s$  juga dapat dikaitkan secara empiris dengan densitas, dengan kesesuaian terbaik sebagai berikut:

$$\rho = 0,049V_s^{0,5} \quad (3.9)$$

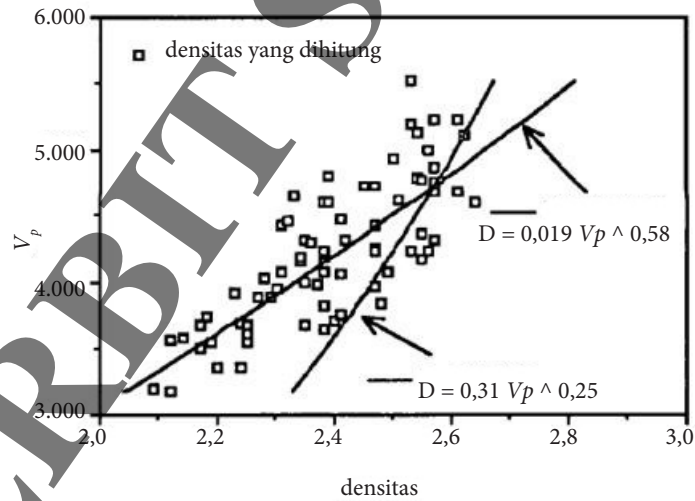
Perhatikan bahwa untuk semua persamaan, kecepatan dalam  $m/s$  dan massa jenis dalam  $g/cc$ , sedangkan Gardner (1974) dan Lindseth (1979) menggunakan satuan imperial dalam persamaannya [9][10]. Untuk mengubah persamaan Gardner menjadi persamaan SI, gantikan 0,31 dengan 0,23 sebagai pengali dan gunakan  $m/s$  dan  $g/cc$ . Konstanta dalam persamaan  $V_p$  berbeda dengan konstanta dalam Persamaan Gardner. Untuk melihat perbedaannya secara grafis,  $V_p$  diplot terhadap densitas pada Gambar 3.3. Persamaan 3.8 digunakan untuk menghitung  $p$  dari kecepatan yang diukur dan diplot melalui titik data. Ditampilkan juga densitas yang dihitung dari kecepatan yang diukur menggunakan Persamaan Gardner dalam satuan SI. Persamaan Gardner cocok dengan data karena densitas mendekati densitas matriks kuarsa ( $2,65 g/cc$ ), namun menyimpang pada densitas rendah. Densitas memiliki korelasi terbalik dengan porositas (Gambar 3.4) sehingga Persamaan Gardner menunjukkan penyimpangan yang semakin besar dari data seiring dengan meningkatnya porositas. Densitas dapat dihubungkan dengan porositas dengan persamaan berikut:

$$\rho_b = \rho_f \emptyset + \rho_m (1 - \emptyset) \quad (3.10)$$

di mana,  $\rho_b$  adalah densitas curah,  $\rho_f$  adalah densitas fluida,  $\rho_m$  adalah densitas matriks, dan  $\emptyset$  adalah porositas.



**Gambar 3.2** Log  $V_p$ , Log  $V_s$ , dan Log Densitas untuk Data Batupasir dari Han, dkk. (1986): Data tersebar, namun terdapat tren yang jelas untuk  $V_p$  dan  $V_s$ . Persamaan yang diturunkan dari garis linier yang paling sesuai ( $D = \text{densitas}$ ) [11].



**Gambar 3.3** Kecepatan Gelombang-P versus Densitas untuk Data Batupasir: Garis linier menunjukkan densitas yang dihitung dari kecepatan yang diukur, menggunakan Persamaan Gardner dan persamaan dari Gambar 3.1 [12].

Hubungan antara kecepatan dan densitas seperti terlihat pada Gambar 3.2 menunjukkan sebaran yang cukup luas untuk  $V_p$  dan  $V_s$ . Ketika kumpulan data ini digunakan untuk mempelajari hubungan antara kecepatan dan porositas, ditemukan bahwa penyertaan lempung meningkatkan kesesuaian dengan data secara signifikan [13]. Vernik dan Nur (1991) membagi batupasir ke dalam kategori berdasarkan volume lempung. Pembagian yang digunakan: (1) arenit bersih (< 2% lempung); (2) arenit teralterasi dan arkose (2–15% lempung); (3) *wacke* (15–35% lempung); dan (4) serpih pasiran (> 35% lempung) [14].

Sistem klasifikasi didasarkan pada karakteristik petrofisika, seperti tekstur, mineralogi, dan posisi struktural partikel lempung. Setiap kategori menunjukkan korelasi yang kuat antara  $V_p$  dan porositas.

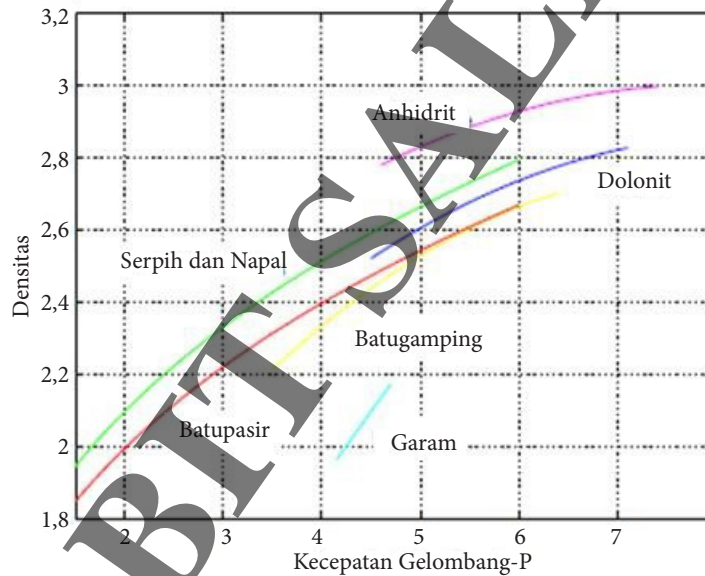
---

## PARADOKS

Hukum fisika dan matematika seharusnya terjalin sangat erat sehingga kontradiksi tidak akan terjadi. Mengingat hubungan di antara keduanya, hukum matematika dapat digambarkan sebagai ungkapan sifat fisika dan secara historis akan diragukan jika ada catatan ketidaksesuaian di antara teori-teori fisika ketika diungkapkan secara matematis. Namun, dalam studi perambatan gelombang seismik, tampaknya ada penyimpangan dari konsistensi rumit antara fisika dan matematika yang telah dialami selama ini. Secara eksperimental dengan mempertimbangkan kecepatan rambat gelombang seismik, secara umum dapat dianggap sebagai hal yang praktis bahwa kecepatan gelombang seismik selalu meningkat seiring dengan meningkatnya densitas sehingga bila dinyatakan secara matematis, dapat dikatakan bahwa ada hubungan proporsionalitas langsung antara kecepatan dan densitas seismik, yaitu  $V \propto \rho$ . Namun, pernyataan ini terlihat kontradiktif jika dilihat sekilas dari ekspresi matematis untuk kecepatan gelombang seismik yang diberikan oleh Persamaan 3.3 dan Persamaan 3.4. Hal ini menunjukkan bahwa hubungan antara densitas dan kecepatan merupakan hubungan berbanding terbalik:  $V \propto 1/\rho$ . Dalam praktiknya, meskipun ada proporsionalitas terbalik yang dinyatakan oleh persamaan matematis untuk kecepatan seismik, hampir semua batuan yang diketahui menunjukkan proporsionalitas berbanding lurus: kecepatan meningkat seiring dengan peningkatan densitas, kecuali untuk garam, yang menyimpang dari kecepatan normal dan memiliki kecepatan tinggi untuk densitas rendah dibandingkan dengan batuan lain. Gambar 3.4 menunjukkan plot densitas terhadap kecepatan untuk berbagai jenis batuan, sedangkan Tabel 3.1 memberikan nilai matriks kecepatan dan densitas untuk beberapa jenis batuan.

Tabel 3. 1 Nilai Kecepatan dan Kepadatan Matriks yang Khas dari Beberapa Batuan

Batuan	Densitas ( $\frac{g}{cc}$ )	Kecepatan Gelombang-P ( $\frac{m}{s}$ )
Serpih	2,52	3.400
Batupasir	2,65	5.500
Batugamping	2,71	6.400
Dolomit	2,87	7.000
Anhidrit	2,96	6.100
Garam	2,16	4.600



Gambar 3. 4 Hubungan antara Kecepatan Gelombang-P dan Densitas pada Batuan yang Berbeda

Meskipun terdapat pengecualian atau penyimpangan dari paradoks proporsionalitas langsung/terbalik kecepatan gelombang seismik pada kasus densitas garam, dengan mempertimbangkan kondisi umum, telah dijelaskan bahwa kecepatan seismik lebih bergantung pada modulus curah dan modulus geser dibandingkan pada parameter densitas batuan. Namun, dengan pemikiran ini, dipertimbangkan bahwa karena modulus elastisitas ini mungkin tidak dianggap fundamental secara fisik, artinya, umumnya bergantung pada sifat-sifat fisik lainnya yang dapat dikaitkan dengan lebih intuitif, mungkin masuk akal untuk mempertimbangkan representasinya dalam bentuk ukuran-ukuran atau sifat-sifat yang lebih mendasar secara fisik dan mungkin lebih luas lagi; ketika digunakan dalam persamaan kecepatan seismik, paradoksnya mungkin terselesaikan. Dalam upaya ini, dicoba untuk ditunjukkan bahwa persamaan kecepatan seismik



dapat direpresentasikan dalam bentuk intuitif matematis atau bentuk yang mudah menunjukkan konsistensi dengan konsep proporsionalitas matematis, menggunakan hubungan yang jelas ada antara modulus elastisitas dan sifat fisik batuan lain yang lebih mudah diukur, seperti massa dan volume melalui densitas. Selain itu, mungkin hal ini akan memancing minat para akademisi untuk menetapkan hubungan standar antara modulus elastisitas dan sifat fisik, khususnya densitas.

Secara umum, persepsi sifat fisik, seperti massa dan volume, terasa lebih alami dan kuantifikasi atau pengukurannya lebih mudah dan lugas dibandingkan dengan konstanta dan modulus elastisitas. Dalam alur pemikiran yang sama, dapat dikatakan bahwa kemudahan pengukuran dan intuisi yang berhubungan dengan sifat-sifat fisik primer ini dapat diteruskan jika besaran-besaran fisik lainnya dipertimbangkan dan direpresentasikan dengan mengacu pada sifat-sifat tersebut. Modulus elastisitas  $\lambda$  dan  $\mu$  telah diturunkan sebagai ekspresi dalam bentuk massa jenis, yang merupakan turunan langsung dari besaran fisika dasar—massa. Penurunan tersebut telah digunakan untuk menulis ulang kecepatan rambat gelombang seismik. Derivasi ini memanfaatkan beberapa hubungan empiris yang telah digunakan dalam eksplorasi seismik, untuk memperkirakan beberapa parameter yang tidak tersedia, seperti Relasi Castagna, untuk sintesis kecepatan Gelombang-S ( $V_s$ ), dari kecepatan Gelombang-P ( $V_p$ ) dan bentuk umum yang diharapkan. Relasi Gardner untuk sintesis  $V_p$  dari densitas. Kita mencatat bahwa ada beberapa varian dari Relasi Castagna yang dapat digunakan, namun untuk kemudahan, Relasi Castagna digunakan. Untuk hubungan densitas- $V_p$ , menggunakan Persamaan Gardner, menghasilkan  $V_p$  sebagai berikut:

$$V_p = \left( \frac{\rho}{m} \right)^{1/n} \quad (3.11)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{a^2 \rho^2 / n}{m^2 / n} + \frac{2aC\rho^{1/n}}{m^{1/n}} + C^2} \quad (3.12)$$

di mana  $a$  dan  $C$  adalah koefisien yang menghubungkan kecepatan Gelombang-P dan kecepatan Gelombang-S, sedangkan  $m$ ,  $n$ , dan  $g$  adalah koefisien yang menghubungkan kecepatan Gelombang-P dan densitas dalam medium tertentu.

Hasil ini memvalidasi Relasi Gardner dan memberikan kredibilitas pada formulasi ini. Namun, bentuk hubungan yang dimodifikasi digunakan karena dianggap tetap berlaku pada rentang densitas dan kecepatan yang lebih luas, dibandingkan dengan Persamaan Gardner asli yang telah dicatat oleh para peneliti lain karena tidak kokoh dalam lingkungan yang beragam.

Meskipun persamaan kecepatan sekarang tampak sedikit lebih rumit dibandingkan ketika ditulis dalam konstanta elastis, hal ini tidak serta merta mengurangi manfaat dari formulasi ini karena pertama-tama paradoks matematis yang tampak telah diatasi seiring dengan munculnya persamaan tersebut dalam bentuk yang menunjukkan konsistensi antara temuan eksperimen

dan prinsip proporsionalitas matematika. Selain itu, bagaimanapun juga, persamaan tersebut akan direduksi menjadi bentuk yang lebih sederhana jika nilai numerik untuk koefisien  $a$ ,  $c$ ,  $m$ ,  $n$ , dan  $g$  disubstitusikan dengan tepat. Estimasi konstanta yang diambil dari hubungan empiris dan digunakan dalam formulasi ini sangat penting untuk keakuratan hasil yang diperoleh. Secara teori, konstanta tersebut perlu diubah sedemikian rupa sehingga untuk fluida, kecepatan gelombang geser menjadi nol. Terdapat diskusi yang memberikan penjelasan bahwa peningkatan kecepatan seismik dengan densitas yang teramati hanya bersifat korelatif dan bukan kausatif, dengan menyebutkan situasi di mana perubahan fluida dalam reservoir yang menyebabkan peningkatan densitas tidak mengakibatkan peningkatan kecepatan gelombang geser, namun penurunan, karena tidak ada peningkatan modulus geser yang sesuai. Namun, secara praktis diketahui bahwa fluida tidak merambat atau memengaruhi gelombang geser dan juga telah ditunjukkan oleh pemodelan substitusi fluida Gassmann bahwa kecepatan gelombang geser dapat diabaikan oleh penggantian fluida. Jadi, jika terdapat perubahan  $V_s$  yang dapat dideteksi dalam proses penggantian fluida, hal tersebut pasti disebabkan oleh perubahan formasi batuan yang mungkin disebabkan oleh perubahan tekanan air pori atau faktor lainnya.

---

## REFERENSI

- [1] Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., dan Gregory, A. R. 1974. "Formation Velocity and Density—the Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps". *Geophysics*, 39: 770–780.
- [2] Ronoatmojo, I. S. dan Burhannudimmur, M. 2021. *Pengantar Seismologi Eksplorasi*. Penerbit Salemba Teknika. ISBN 978-979-9549-57-0.
- [3] Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., dan Gregory, A. R. 1974. "Formation Velocity and Density—the Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps". *Geophysics*, 39: 770–780.
- [4] Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., dan Gregory, A. R. 1974. "Formation Velocity and Density—the Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps". *Geophysics*, 39: 770–780.
- [5] Pickett, G. R. 1963. "Acoustic Character Logs and Their Applications in Formation Evaluation". *J. Petr. Tech.*, June: 659–667.
- [6] Castagna, J. P., Batzle, M. L., dan Eastwood, R. L. 1985. "Relationships between Compressional-wave and Shear-wave Velocities in Clastic Silicate Rocks". *Geophysics*, 50: 571–581.
- [7] Pickett, G. R. 1963. "Acoustic Character Logs and Their Applications in Formation Evaluation". *J. Petr. Tech.*, June: 659–667.
- [8] Han, D. H., Nur, A., dan Morgan, D. 1986. "Effects of Porosity and Clay Content on Wave Velocities in Sandstones". *Geophysics*, 51: 2093–2107.
- [9] Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., dan Gregory, A. R. 1974. "Formation Velocity and Density—the Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps". *Geophysics*, 39: 770–780.
- [10] Lindseth, R. O. 1979. "Synthetic Sonic Logs: A Process for Stratigraphic Interpretation". *Geophysics*, 44: 3–26.

- [11] Han, D. H., Nur, A., dan Morgan, D. 1986. "Effects of Porosity and Clay Content on Wave Velocities in Sandstones". *Geophysics*, 51: 2093–2107.
- [12] Han, D. H., Nur, A., dan Morgan, D. 1986. "Effects of Porosity and Clay Content on Wave Velocities in Sandstones". *Geophysics*, 51: 2093–2107.
- [13] Han, D. H., Nur, A., dan Morgan, D. 1986. "Effects of Porosity and Clay Content on Wave Velocities in Sandstones". *Geophysics*, 51: 2093–2107.
- [14] Vernik, L. dan Nur, A. 1991. "Lithology Prediction in Clastic Sedimentary Rocks Using Seismic Velocities". Dipresentasikan pada *1991 SEG Summer Research Workshop*, St. Louis, Missouri.

PENERBIT SALEMBDA

# PENERBIT SALEMBA

**BAB**

**4**

Pemodelan Media Efektif  
Kecepatan Seismik

## Daftar Simbol

$K_f$	: Modulus curah dari fluida
$K_g$	: Modulus curah dari gas
$K_o$	: Modulus curah dari minyak
$K_m$	: Modulus curah dari matriks
$K_s$	: Modulus curah dari padatan secara individual
$S_g$	: Saturasi gas
$S_o$	: Saturasi minyak
$\rho_f$	: Densitas dari fluida
$\rho_g$	: Densitas dari gas
$\rho_o$	: Densitas dari minyak
$\rho_i$	: Densitas campuran minyak dan gas
$f$	: Frekuensi
$f_0$	: Frekuensi 1 MHz
$c_{ij}$	: Kekakuan pada koordinat ruang $i, j$
$\emptyset$	: Porositas
$\emptyset_f$	: Porositas yang berisi fluida
$\emptyset_k$	: Porositas dalam keadaan kosong (tanpa fluida)
$\mu_m$	: Modulus geser matriks
$\mu_s$	: Modulus geser padatan secara individual

---

## PERATAAN BACKUS DAN PERSAMAAN GASSMANN

Hidrokarbon dapat diekstraksi dari batuan sumber, khususnya serpih, misalnya serpih hitam dari formasi Bakken dan serpih Kimmeridge di Laut Utara [1][2]. Ruang pori tersebut dapat diisi dengan kerogen, minyak, dan gas. Batuan induk ini dicirikan oleh kecepatan anisotropi karena distribusi kerogen yang terlamnasi secara mikro dan kesejajaran partikel lempung, terutama ilit. Oleh karena itu, model yang sesuai untuk menggambarkan kecepatan gelombang sangat penting untuk mengukur jumlah bahan organik dari data seismik. Secara umum, batuan sumber hidrokarbon dapat didekati dengan model media isotropik melintang yang terdiri atas bahan organik dan lapisan ilit. Perhatikan bahwa hal ini mungkin tidak berlaku untuk batuan sumber dengan kandungan lempung rendah, yang sebagian besar mengandung kuarsa atau karbonat. Selain itu, beberapa batuan sumber mempunyai kerogen dalam rongga yang sama dan bukan dalam lapisan tipis [3]. Vernik dan Carcione (2000) mengusulkan satu-satunya model yang ada untuk menggambarkan sifat akustik batuan sumber, yaitu dengan menggunakan rata-rata Backus [4]. Vernik dan Nur (1992) memperoleh kecepatan seismik pada serpih yang kaya akan kerogen [5], dan Carcione (2000) menghitung tekanan air pori berlebih sebagai fungsi dari fraksi kerogen yang dikonversi menjadi minyak dan memperkenalkan redaman seismik [6]. Model alternatif diusulkan untuk serpih jenuh air. Model Hornby (1994) didasarkan pada kombinasi formulasi

anisotropik dari perkiraan medium-efektif yang konsisten dan diferensial. Dipertimbangkan distribusi sudut lempung yang diambil dari gambar pemindaian mikroskop elektron (SEM) yang digunakan untuk mendapatkan konstanta elastis yang lebih realistis [7]. Sayers (1999) berasumsi bahwa ketergantungan tegangan pada sifat elastis serpih disebabkan oleh deformasi daerah kontak antara mineral lempung [8]. Sarout dan Guéguen (2008) mengembangkan model mikromekanis untuk mendapatkan sifat elastis dan anisotropi yang efektif dalam hal fitur mikroskopisnya, seperti anisotropi intrinsik dan geometri retakan/pori. Model tersebut, berdasarkan teori *Eshelby*, mempertimbangkan pori-pori *spheroidal* pepadat yang sejajar pada bidang alas dengan latar belakang elastis isotop transversal [9]. Terakhir, Ciz dan Shapiro (2009) mengusulkan pendekatan deformasi porositas, berdasarkan teori Piezo sensitivitas, untuk menggambarkan modulus elastisitas serpih anisotropik sebagai fungsi nonlinier dari tegangan efektif. Semua model ini, pada prinsipnya, dapat dimodifikasi untuk memperkenalkan efek kerogen sebagai bahan pengisi pori, meskipun perluasan ini tidak terlihat jelas [10].

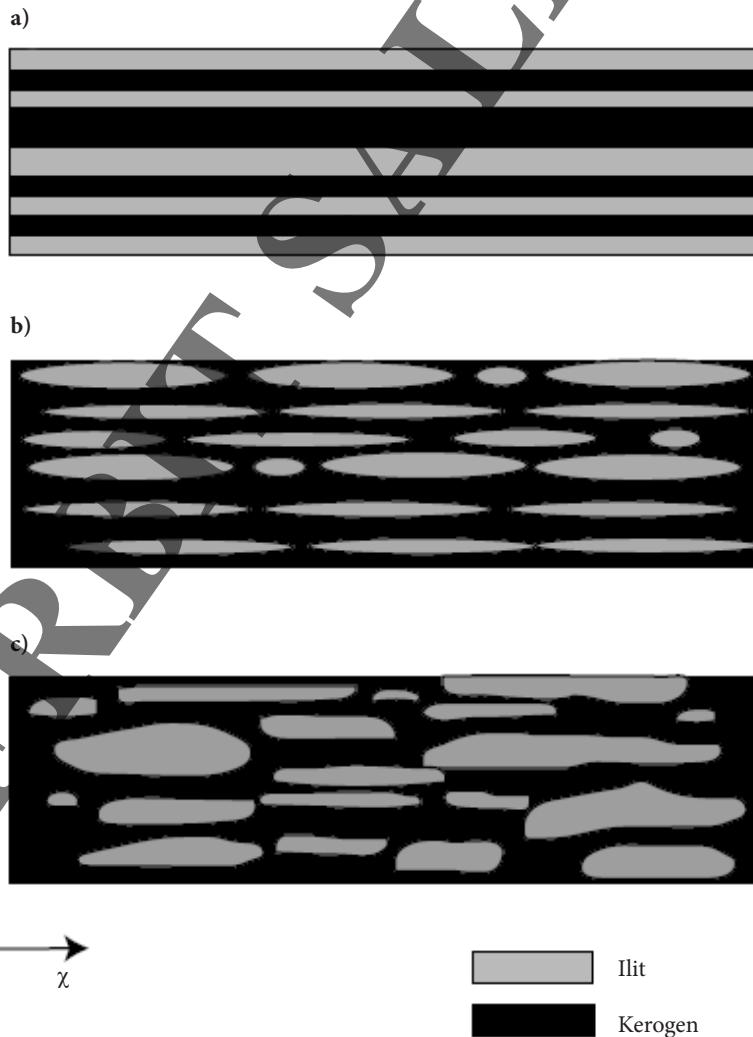
Di sini, digunakan Persamaan Gassmann untuk kerangka anisotropik dan pengisian pori padat isotropik (kerogen-minyak-gas) [11]. Konstanta elastis batuan kering yang terlibat dalam Persamaan Gassmann diperoleh dengan generalisasi Persamaan Krief ke kasus anisotropik [12]. Dalam hal ini, “batuan kering” adalah batuan yang tidak mengandung bahan pengisi pori (kerogen, minyak, dan gas), sedangkan “batuan basah” mengacu pada batuan yang tidak termasuk bahan pengisi pori. Air yang terikat merupakan bagian dari kerangka batuan dan bukan bagian pengisi pori. Pengaruh saturasi parsial terhadap kecepatan bergantung pada rentang frekuensi [13]. Pada frekuensi rendah, fluida memiliki cukup waktu untuk mencapai keseimbangan tekanan. Dalam hal ini, Model Wood atau Reuss [14] untuk modulus curah campuran fluida memberikan hasil yang sesuai dengan eksperimen. Di sisi lain, pada frekuensi tinggi, fluida tidak dapat berelaksasi, dan keadaan tidak berelaksasi ini menyebabkan bahan pori menjadi kaku, yang meningkatkan kecepatan gelombang secara signifikan. Dalam hal ini, digunakan hukum pencampuran fluida empiris yang dimodifikasi, seperti yang diusulkan oleh Brie, dkk. (1995), yang memberikan hasil berupa Modulus Wood pada frekuensi rendah dan Modulus Voigt pada frekuensi tinggi [15]. Model ini merupakan perkiraan yang baik untuk dispersi kecepatan mesoskopik berdasarkan teori White [16]. Selanjutnya, dengan mempertimbangkan Serpih Bakken dan Kimmeridge serta mengalibrasi Model Backus dan Gassmann ke data eksperimen dengan menghitung kecepatan seismik sebagai fungsi kerogen, dapat diperoleh kecepatan sebagai fungsi dari saturasi minyak dan gas, serta frekuensi.

---

## MODEL FLUIDA YANG EFEKTIF UNTUK SATURASI GAS PARSIAL

Dengan dua model untuk mendapatkan kecepatan batuan komposit, yaitu Perata-rataan Backus [17] dan Persamaan Gassmann untuk pengisi pori padat [18]. Geometri batuan yang sesuai dengan model ini ditunjukkan secara skematis pada Gambar 4.1, dengan Gambar 4.1a mengilustrasikan model yang digunakan oleh Backus untuk mewakili sistem lapisan bidang yang ketebalannya jauh lebih kecil dibandingkan dengan panjang gelombang sinyal, Gambar 4.1b menunjukkan

bagaimana modifikasi dari Model Backus memperhitungkan diskontinuitas lapisan ilit pada fabrik serpih, dan Gambar 4.1c merupakan representasi serpih berdasarkan asumsi Gassmann untuk mewakili media berpori. Mengenai model pada Gambar 4.1b, pengamatan SEM menunjukkan bahwa fabrik ilit memiliki pola lentikular di sepanjang bidang alas, bukan struktur lapisan kontinu [19]. Cara yang masuk akal untuk memodelkan efek ini adalah dengan mengganti kekakuan elastis bidang alas dengan rata-rata tertimbang yang memperhitungkan proporsi lokal ilit dan kerogen. Di sisi lain, asumsi Gassmann adalah bahwa panjang gelombangnya besar dibandingkan dengan dimensi volume dasar makroskopik. Volume ini memiliki sifat yang terdefinisi dengan baik, seperti porositas, permeabilitas, dan modulus elastisitas, yang mewakili medium. Oleh karena itu, efek hamburan diabaikan. Selain itu, fase cairnya kontinu, dan matriks serta ruang pori dapat berbentuk apa pun, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.1c. Asumsi kerangka padat anisotropik dihasilkan dari penyelarasan [20].



**Gambar 4.1** (a) Topologi Struktur Skema Serpih Kaya Kerogen Isotropik Melintang, menurut Model Backus; (b) Model Backus yang Dimodifikasi; dan (c) Model Gassmann: Arah z sesuai dengan sumbu simetri.



Kita berasumsi bahwa campuran kerogen/minyak/gas terdiri atas gelembung minyak/gas yang tertanam dalam matriks kerogen dan mineral lempung bersifat isotropik transversal. Modulus Gassmann memerlukan pengetahuan tentang konstanta elastis batuan kering. Hal ini diperoleh dengan generalisasi sederhana dari Model Krief [21]. Berikut ini,  $K$  dan  $\mu$ , dan  $\rho$ , menunjukkan modulus curah dan modulus geser, serta densitas, dan indeks  $m$ ,  $s$ ,  $o$ ,  $g$ ,  $f$ , dan  $k$ , menunjukkan matriks kering (kerangka), butiran padat (lempung), minyak, gas, fluida (campuran minyak-gas), kerogen, dan pengisi pori (campuran minyak-gas-kerogen). Selain itu,  $c_{ij}$  adalah notasi dua indeks untuk kekakuan [22] dan  $\phi$  menunjukkan porositas atau proporsi material tertentu.

## SIFAT-SIFAT CAMPURAN KEROGEN/FLUIDA

Campuran minyak/gas berperilaku sebagai fluida komposit dengan sifat bergantung pada konstanta penyusunnya dan konsentrasi relatifnya. Solusi paling sederhana adalah dengan mengasumsikan rata-rata Wood:

$$K_f = \left( \frac{S_g}{K_g} + \frac{S_o}{K_o} \right)^{-1} \quad (4.1)$$

Dan

$$\rho_f = S_g \rho_g + S_o \rho_o \quad (4.2)$$

di mana  $S$  menunjukkan saturasi. Persamaan 4.1 berhubungan dengan rentang frekuensi rendah. Ketika fluida tidak tercampur dalam volume pori, namun terdistribusi dalam kelompok, modulus curah fluida pada frekuensi tinggi lebih tinggi dari yang diperkirakan oleh Persamaan 4.1. Hukum pencampuran empiris yang diperkenalkan dengan modulus curah fluida efektif [23]:

$$K_f = (K_o - K_g) S_o^e + K_g \quad (4.3)$$

di mana  $e = \left( \frac{f_0}{f} \right)^{0,163}$  adalah parameter empiris, dengan  $f$  frekuensi dan  $f_0 = 1 \text{ MHz}$  sebagai frekuensi referensi. Persamaan 4.3 memberikan hukum pencampuran Voigt untuk  $e = 1$  apabila  $f = f_0$  dan hukum Wood untuk  $f = 25 \text{ Hz}$ . Persamaan 4.3 konsisten dengan mesoskopik Model White [24]. Massa jenis gas dan modulus curah sebagai fungsi tekanan dan suhu dihitung dengan menggunakan persamaan van der Waals.

Kekakuan campuran dapat dihitung dengan menggunakan model jika  $S$  adalah saturasi fluida,  $S = \frac{\phi_f}{(\phi_f + \phi_k)}$ , dan kekakuannya adalah [25]:

$$\frac{c_{13}^{if} + \frac{2}{3}c_{55}^{if}}{K_k} = \frac{1 + \left[ 4\mu_k \left( \frac{(K_f - K_k)}{3K_f - 4\mu_k} \right) K_k \right] S}{1 - \left[ 4\mu_k \left( \frac{3(K_f - K_k)}{3K_f - 4\mu_k} \right) \right] S} \quad (4.4)$$

dan

$$\frac{c_{55}^{if}}{\mu_k} = \frac{(1-S)(9K_f + 8\mu_k)}{9K_k + 8\mu_k + S(6K_k + 12\mu_k)} \quad (4.5)$$

maka densitas campurannya,

$$\rho_{if} = \frac{(\phi_k \rho_k + \phi_f \rho_f)}{(\phi_k + \phi_f)} \quad (4.6)$$

Nilai densitas campuran ini, yang bila dipertimbangkan dengan penjelasan lebih lanjut dengan solusi persamaan relasi kecepatan gelombang dengan densitas, akan bersubstitusi ke dalam Persamaan 3.11 dan Persamaan 3.12 untuk mengatasi adanya paradoks yang dihadapi oleh kedua sifat fisik tersebut.

## KONSTANTA ELASTIK BATUAN-KERING

Persamaan Gassmann memerlukan pengetahuan tentang konstanta elastis batuan kering di dalam persamaan heuristik sederhana [26]:

$$K_m = K_s (1 - \phi)^{A/(1-\phi)} \quad (4.7)$$

dan

$$\mu_m = \frac{K_m \mu_s}{K_s} \quad (4.8)$$

di mana  $A$  adalah konstanta yang bergantung pada jenis batuan (Persamaan 4.6). Ketergantungan porositas konsisten dengan porositas kritis karena modulusnya harus sedikit di atas nilai porositas tertentu (biasanya antara 0,4 dan 0,6) [27]. Sifat-sifat kerangka dapat digambarkan dengan model anisotropik versi Krief:

$$c_{11}^m = c_{11}^s (1 - \emptyset)^{A/(1-\emptyset)} \quad (4.9)$$

$$c_{66}^m = c_{66}^s (1 - \emptyset)^{A/(1-\emptyset)} \quad (4.10)$$

$$c_{13}^m = c_{13}^s (1 - \emptyset)^{B/(1-\emptyset)} \quad (4.11)$$

$$c_{33}^m = c_{33}^s (1 - \emptyset)^{B/(1-\emptyset)} \quad (4.12)$$

$$c_{55}^m = c_{55}^s (1 - \emptyset)^{B/(1-\emptyset)} \quad (4.13)$$

di mana  $A$  dan  $B$  adalah konstanta. Penggunaan dua konstanta sama dengan memvariasikan eksponen Krief sebagai fungsi sudut rambat (fase) karena  $c_{11}^m$  dan  $c_{66}^m$  menggambarkan kecepatan sepanjang stratifikasi, dan  $c_{33}^m$  dan  $c_{55}^m$  sepanjang arah tegak lurus. Seperti yang akan kita lihat pada contoh,  $A < B$ , yang menunjukkan bahwa nilai porositas kritis lebih besar untuk konstanta elastis yang menggambarkan sifat-sifat di sepanjang lapisan, yaitu terutama ditentukan oleh konstanta ini pada porositas tinggi. Persamaan 4.9 sampai dengan 4.13 direduksi menjadi Persamaan 4.8 untuk  $A = B$  dalam kasus isotropik.

## KECEPATAN BACKUS BATUAN-BASAH

Diasumsikan bahwa batuan merupakan material berlapis yang tersusun atas ilit dan kerogen (Gambar 4.1a dan 4.1b). Perata-rataan Backus memberikan gambaran media ekuivalen isotropik transversal yang dibangun oleh lima konstanta kekakuan  $c_{ij}$ :

$$\bar{c}_{11} = (c_{11} - c_{13}^2 c_{33}^{-1}) + (c_{33}^{-1})^{-1} (c_{33}^{-1} c_{13})^2 \quad (4.14)$$

di mana,

$$\bar{c}_{33} = (c_{33}^{-1})^{-1}$$

$$\bar{c}_{13} = (c_{33}^{-1})^{-1} (c_{33}^{-1} c_{13})$$

$$c_{55} = (c_{55}^{-1})^{-1}$$

$$c_{66} = (c_{66}^{-1})^{-1}$$

Dengan  $c_{ij}$  menunjukkan kekakuan kompleks yang berhubungan dengan konstituen tunggal, dan  $(\bar{c})$  menunjukkan kekakuan rata-rata tertimbang [28]. Proporsi campuran kerogen/minyak/gas adalah  $\emptyset = \emptyset_k + \emptyset_f$  dan proporsi ilit adalah  $1 - \emptyset$ . Kecepatannya adalah:

$$v_{33} = v_p(0) = \sqrt{\frac{\bar{c}_{33}}{\rho}} \quad (4.15)$$

$$v_{11} = v_p(90) = \sqrt{\frac{\bar{c}_{11}}{\rho}} \quad (4.16)$$

$$v_{55} = v_s(0) = \sqrt{\frac{\bar{c}_{55}}{\rho}} \quad (4.17)$$

$$v_{66} = v_s(90) = \sqrt{\frac{\bar{c}_{66}}{\rho}} \quad (4.18)$$

di mana subskrip  $p$  dan  $s$  masing-masing menunjukkan Gelombang-P dan Gelombang-S, dan 0 dan 90 berhubungan dengan perambatan tegak lurus dan sepanjang pelapisan. Densitas curah diberikan oleh:

$$\rho = (1 - \emptyset)\rho_s + \emptyset\rho_{if} \quad (4.19)$$

## KECEPATAN GASSMANN BATUAN-BASAH

Ciz dan Shapiro (2007) mendapatkan tensor *compliance* tak terdrainase ketika pengisian pori-pori dan butiran padat merupakan material yang anisotropis [29],

$$\bar{S}_{ijkl} = S_{ijkl}^m - (S_{ijmn}^m - S_{ijmn}^s) \left( \emptyset (S^{ij} - S^\emptyset) + S^m - S^s \right)_{mnqp}^{-1} (S_{qpkl}^m - S_{qpkl}^s) \quad (4.20)$$

di mana  $s$  adalah komponen tensor *compliance*, dan penjumlahan Einstein diasumsikan atas 1, 2, dan 3. Tensor *compliance*  $S^\emptyset$  didefinisikan secara eksplisit. Jika kerangka terbuat dari material homogen,  $S^\emptyset = S^s$ . Oleh karena padatan bersifat isotropik melintang, maka digunakan hubungan antara kekakuan dan *compliance* Voigt. Komponen-komponen matriks tak terdrainase bersesuaian bertransformasi dengan cara yang sama. Selain itu, hubungan simetri tetap biasa berlaku dengan menukar indeks [30]. Pada batas porositas tinggi, katakanlah melebihi 50%, konstanta elastis batuan kering pada Persamaan 4.9 sampai dengan 4.13 dalam praktiknya adalah nol. Dalam batas ini, Persamaan 4.20 menjadi:

$$S_{ijkl} = (1 - \emptyset)S_{ijkl}^s + \emptyset S_{ijkl}^{if} \quad (4.21)$$

yakni generalisasi dari perata-rataan Reuss. Persamaan 4.20 dapat dibalik untuk mendapatkan tensor *compliance* batuan kering sebagai fungsi dari tensor *compliance* tak terdrainase. Kita mempunyai:

$$S_{ijkl}^m = S_{ijkl}^s + \emptyset (\bar{S}_{ijmn} - S_{ijmn}^m) (\emptyset (S^{if} - S^\emptyset) - \bar{S} + S^s)^{-1}_{mnpq} (S_{pqkl}^{if} - S_{pqkl}^\emptyset) \quad (4.22)$$

Persamaan ini dapat digunakan untuk mendapatkan tensor *compliance* terdrainase dengan menggunakan data kalibrasi (data seismik, sumur, atau laboratorium). Perhatikan bahwa Backus  $\bar{c}_{55}^m$  dan  $\bar{c}_{66}^m$  pada Persamaan 4.13 dan Persamaan 4.10 masing-masing adalah perata-rataan Reuss dan Voigt. Oleh karena itu, menurut Persamaan 4.21, kekakuan pertama diperoleh dari hubungan Gassmann dengan asumsi kekakuan batuan kering nol. Hal ini berarti bahwa inversi kekakuan Backus yang dihasilkan dengan menggunakan Persamaan 4.22 menghasilkan  $\bar{c}_{55}^m = 0$  karena persamaan Backus untuk  $\bar{c}_{55}$  adalah perata-rataan Reuss seperti Persamaan 4.21, yang terpenuhi ketika kekakuan batuan kering adalah sama dengan nol.

## REFERENSI

- [1] Vernik, L. dan Nur, A. 1992. "Ultrasonic Velocity and Anisotropy of Hydrocarbon Source Rocks". *Geophysics*, 57: 727–735. Doi: 10.1190/1.1443286.
- [2] Vernik, L. 1995. *Petrophysics of the Kimmeridge Shale, North Sea*. StanfordRock Physics Laboratory.
- [3] Sondergeld, C. H., Ambrose, R. J., Rai, C. S., and Moncrieff, J. 2010. "Micro-structural Studies of Gas Shales". *SPE 131771, Proceedings of SPE Unconventional Gas Conference*, 2: 3–25.
- [4] Carcione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65: 1080–1092. Doi: 10.1190/1.1444801.
- [5] Vernik, L. 1995. *Petrophysics of the Kimmeridge Shale, North Sea*. StanfordRock Physics Laboratory.
- [6] Carcione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65: 1080–1092. Doi: 10.1190/1.1444801.
- [7] Carcione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65: 1080–1092. Doi: 10.1190/1.1444801.
- [8] Sayers, C. M. 1999. "Stress-dependent Seismic Anisotropy of Shales". *Geophysics*, 64: 93–98. Doi: 10.1190/1.1444535.
- [9] Sarout, J. dan Guéguen, Y. 2008. "Anisotropy of Elastic Wave Velocities in Deformed Shales: Part 2 — Modeling Results". *Geophysics*, 73(5): D91–D103. Doi: 10.1190/1.2952745.

- [10] Ciz, R. dan Shapiro, S. 2007. "Generalization of Gassmann Equations for Porous Media Saturated with A Solid Material". *Geophysics*, 72(6): A75–A79. Doi: 10.1190/1.2772400.
- [11] Ciz, R. dan Shapiro, S. 2007. "Generalization of Gassmann Equations for Porous Media Saturated with A Solid Material". *Geophysics*, 72(6): A75–A79. Doi: 10.1190/1.2772400.
- [12] Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., dan Ventre, J. 1990. "A Petrophysical Interpretation Using the Velocities of P and S Waves (Full Waveform Sonic)". *The Log Analyst*, 31(6): 355–369.
- [13] Avseth, P., Mukerji, T., dan Mavko, G. 2005. *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press.
- [14] Avseth, P., Mukerji, T., dan Mavko, G. 2005. *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press.
- [15] Avseth, P., Mukerji, T., dan Mavko, G. 2005. *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press.
- [16] Carcione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65: 1080–1092. Doi: 10.1190/1.1444801.
- [17] Schoenberg, M. dan Muir, F. 1989. "A Calculus for Finely Layered Media". *Geophysics*, 54: 582–590. Doi: 10.1190/1.1442685.
- [18] Ciz, R. dan Shapiro, S. 2007. "Generalization of Gassmann Equations for Porous Media Saturated with A Solid Material". *Geophysics*, 72(6): A75–A79. Doi: 10.1190/1.2772400.
- [19] Vernik, L. 1995. *Petrophysics of the Kimmeridge Shale, North Sea*. StanfordRock Physics Laboratory.
- [20] Sayers, C. M. 1999. "Stress-dependent Seismic Anisotropy of Shales". *Geophysics*, 64: 93–98. Doi: 10.1190/1.1444535.
- [21] Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., dan Ventre, J. 1990. "A Petrophysical Interpretation Using the Velocities of P and S Waves (Full Waveform Sonic)". *The Log Analyst*, 31(6): 355–369.
- [22] Helbig, K. 1994. *Foundations of Anisotropy for Exploration Seismics*. Pergamon Press.
- [23] Helbig, K. 1994. *Foundations of Anisotropy for Exploration Seismics*. Pergamon Press.
- [24] White, J. E. 1975. "Computed Seismic Speeds and Attenuation in Rocks with Partial Gas Saturation". *Geophysics*, 40: 224–232. Doi: 10.1190/1.1440520.
- [25] Kuster, G. T. dan Toksöz, M. N. 1974. "Velocity and Attenuation of Seismic Waves in Two-phase Media: Part Theoretical I. Formulations". *Geophysics*, 39: 587–606. Doi: 10.1190/1.1440450.
- [26] Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., dan Ventre, J. 1990. "A Petrophysical Interpretation Using the Velocities of P and S Waves (Full Waveform Sonic)". *The Log Analyst*, 31(6): 355–369.
- [27] Mavko, G. dan Mukerji, T. 1998. "Comparison of the Krief and Critical Porosity Models for Prediction of Porosity and VP/VS". *Geophysics*, 63: 925–927. Doi: 10.1190/1.1444403.
- [28] Carcione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65: 1080–1092. Doi: 10.1190/1.1444801.
- [29] Ciz, R. dan Shapiro, S. 2007. "Generalization of Gassmann Equations for Porous Media Saturated with A Solid Material". *Geophysics*, 72(6): A75–A79. Doi: 10.1190/1.2772400.
- [30] Carcione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65: 1080–1092. Doi: 10.1190/1.1444801.

**BAB**

**5**

**SALEMB**

Aplikasi

**PENERBIT**

## Daftar Simbol

$K_f$	: Modulus curah dari fluida
$K_g$	: Modulus curah dari gas
$K_o$	: Modulus curah dari minyak
$K_m$	: Modulus curah dari matriks
$K_s$	: Modulus curah dari padatan secara individual
$S_g$	: Saturasi gas
$S_o$	: Saturasi minyak
$\rho_f$	: Densitas dari fluida
$\rho_g$	: Densitas dari gas
$\rho_o$	: Densitas dari minyak
$\rho_{if}$	: Densitas campuran minyak dan gas
$f$	: Frekuensi
$f_0$	: Frekuensi 1 MHz
$c_{ij}$	: Kekakuan pada koordinat ruang $i, j$
$\emptyset$	: Porositas
$\emptyset_f$	: Porositas yang berisi fluida
$\emptyset_k$	: Porositas dalam keadaan kosong (tanpa fluida)
$\mu_m$	: Modulus geser matriks
$\mu_s$	: Modulus geser padatan secara individual
$\omega$	: Frekuensi sudut
$V_{ph}$	: Kecepatan fase
$M_\nu$	: Modulus kompleks dilatasi, $\nu = (1,2,3,...)$
TOC	: Total karbon organik
$Q_n$	: Faktor kualitas $n \in (0,90)$ dalam derajat
$\delta, \epsilon, \gamma$	: Tetapan anisotropi Thomsen (1986)
$\Delta P$	: Kelebihan tekanan pori
$Re$	: Bagian <i>real</i>
$Im$	: Bagian <i>imaginer</i>

---

## MODEL KOMPOSIT BATUAN SUMBER

Batuan induk sumber minyak bumi, sebagaimana telah dikemukakan pada bab sebelumnya, akan dimodelkan sebagai media isotropik melintang viskoelastik, yang terdiri atas ilit/smektit dan bahan organik. Kecepatan gelombang dan redaman batuan sumber minyak bumi dapat diperoleh sebagai fungsi dari tekanan pori berlebih, kandungan inisial kerogen, dan saturasi air. Model ini menggeneralisasi pendekatan sebelumnya, berdasarkan formulasi elastis murni perataan Backus dan memperkenalkan efek tekanan dan keberadaan fluida (minyak dan air). Model ini memungkinkan simulasi tingkat pematangan berbeda, yang disebabkan oleh perubahan



tekanan pori akibat konversi kerogen menjadi minyak. Semakin tinggi saturasi minyak maka semakin tinggi pula tingkat kematangannya. Dengan asumsi bahwa batuan induk mempunyai permeabilitas yang sangat rendah, kelebihan tekanan air pori dapat dihitung sebagai fungsi dari faktor konversi. Kemudian, diperoleh modulus curah dan densitas campuran kerogen/minyak dengan model Kuster dan Toksoz dengan asumsi minyak merupakan inklusi dalam matriks kerogen. Perata-rataan Backus pada campuran ini dengan lapisan ilit/smektit akan menghasilkan kekakuan kompleks dari medium isotropik dan anelastis transversal [1].

Sasaran dari pemodelan ini adalah untuk memperoleh model batuan sumber yang menghubungkan anisotropi seismik (dalam kecepatan dan redaman) dengan kandungan kerogen, tekanan pori, dan saturasi air. Analisis petrofisika batuan sumber minyak bumi menunjukkan bahwa anisotropi kecepatan yang diamati dapat dikaitkan dengan keberadaan bahan organik dan distribusinya dalam matriks batuan. Sebagian besar batuan sumber hidrokarbon merupakan struktur laminasi yang terdiri atas bahan organik (kerogen dan minyak) dan lapisan ilit [2]. Ketika panjang gelombang seismik jauh lebih besar daripada ketebalan lapisan tunggal, medium berlapis halus berperilaku sebagai material isotropik homogen dan melintang yang kekakuannya dapat diperoleh dengan menggunakan teknik perata-rataan Backus sebagaimana telah dikemukakan pada bab sebelumnya. Dengan asumsi bahwa ilit dan bahan organik merupakan media atenuasi, generalisasi dari teknik rata-rata pada kasus disipatif tidak hanya memberikan kecepatan gelombang [3][4], namun juga faktor disipasi sebagai fungsi dari bahan organik dan arah propagasi [5].

Tingkat kematangan batuan sumber dapat dikaitkan dengan pembentukan minyak dan tekanan berlebih [6]. Jika laju konversi lebih cepat dibandingkan laju kehilangan volume akibat aliran fluida maka akan dihasilkan tekanan air pori berlebih. Berg dan Gangi (1999) mengembangkan hubungan sederhana untuk menghitung kelebihan tekanan air pori yang disebabkan oleh konversi kerogen menjadi minyak. Berdasarkan hubungan tersebut, asumsi dan langkah model dapat diringkas sebagai berikut: (1) Batuan induk tersusun dari lapisan lempung dan hidrokarbon (kerogen plus minyak); (2) Jumlah minyak yang dihasilkan bergantung pada derajat kematangan dan berhubungan dengan tekanan pori berlebih [7]; (3) Teori Kuster dan Toksoz (1974) digunakan untuk menghitung sifat akustik kerogen dengan inklusi minyak [8]; (4) Perata-rataan Backus, yang digeneralisasikan ke kasus disipatif, digunakan untuk memperoleh sifat akustik efektif batuan sumber (viskoelastik dan isotropik transversal); dan (5) Kecepatan fase dan faktor kualitas versus tekanan air pori berlebih diperoleh dengan analisis gelombang bidang.

Diasumsikan bahwa batuan yang belum matang merupakan komposit dua lapis yang terbuat dari ilit dan kerogen, tanpa tambahan fluida di dalam pori. Dianggap ilit isotropik transversal, isotropik kerogen, dan kedua material bersifat viskoelastik. Dengan menggunakan perata-rataan Backus, diperoleh media ekuivalen isotropik transversal yang dijelaskan oleh lima kekakuan efektif kompleks  $c_{ij}^*$ , di mana [9]:

$$c_{11}^* = (c_{11} - c_{13}^2 c_{33}^{-1}) + (c_{13}^{-1})^{-1} (c_{33}^{-1} c_{13})^2 \quad (5.1)$$

dengan  $c_{ij}$  merupakan kekakuan kompleks yang berhubungan dengan konstituen tunggal (ilit dan kerogen). Persamaan 5.1 merupakan generalisasi dari persamaan rata-rata yang dikembangkan oleh Schoenberg dan Muir (1989) dengan menggunakan prinsip korespondensi [10]; menyatakan proporsi kandungan kerogen volumetrik dengan  $K$ , rata-rata tertimbang dari setiap kuantitas fisika dalam Persamaan 5.1 didefinisikan sebagai:

$$(a) = (1 - K)a_i + Ka_k \quad (5.2)$$

di mana subskrip  $i$  dan  $k$  menunjukkan ilit dan kerogen. Untuk ilit, kita berasumsi bahwa tegangan rata-rata hanya bergantung pada modulus kompleks dilatasi  $M_1$ . Selain itu, komponen tegangan deviatorik hanya bergantung pada modulus kompleks geser, yang dilambangkan dengan  $M_2$  [11]. Kekakuan kompleks untuk medium isotropik dan viskoelastik transversal diberikan oleh:

$$c_{i(i)} = \bar{c}_{i(i)} - D + BM_1 + \frac{4}{3}GM_2 \quad (5.3)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots$$

$$c_{ij} = \bar{c}_{ij} - D + BM_1 + 2G\left(1 - \frac{1}{3}M_2\right) \quad (5.4)$$

$$c_{55} = \bar{c}_{55}M_2, \quad c_{66} = \bar{c}_{66} + G(M_2 - 1) \quad (5.5)$$

dengan,

$$B = D - 4G \quad (5.6)$$

dan,

$$D = \frac{1}{3}(2\bar{c}_{11} + \bar{c}_{33}), \quad G = \frac{1}{3}(2\bar{c}_{55} + \bar{c}_{66}) \quad (5.7)$$

di mana  $c_{ij}$  adalah konstanta elastis tak relaks (batas frekuensi tinggi). Bahan organik dapat dipandang sebagai zat amorf (isotropik) yang mengalami pencairan seiring dengan meningkatnya suhu dan tekanan [12]. Setiap lapisan kerogen dijelaskan oleh parameter Lamé kompleks [13],

$$c_{13} = \rho_k \left( V_{11}^2 - \frac{4}{3}V_{55}^2 \right) M_1 - \frac{2}{3}\rho_k V_{55}^2 M_2 \quad (5.8)$$

dan

$$c_{55} = \rho_k V_{55}^2 M_2 \quad (5.9)$$

di mana  $V_{11}$  dan  $V_{55}$  adalah kecepatan kompresi dan geser pada batas elastis frekuensi tinggi, dan  $\rho_k$  adalah densitas [14], batas elastis berhubungan dengan modulus yang dilonggarkan. Oleh karena mediumnya isotropik,  $c_{11} = c_{33} = c_{13} + 2c_{55}$  dan  $c_{55} = c_{66}$ .

Persamaan 5.3 sampai 5.6 dan Persamaan 5.9 memberikan kekakuan ilit dan kerogen sebagai fungsi dari densitas, konstanta elastis, dan modulus kompleks, yang menentukan besarnya redaman. Model atenuasi berikut mengasumsikan elemen padat linier standar tunggal yang menggambarkan setiap mode deformasi anelastis (diidentifikasi dengan indeks  $\nu$ ) yang modulus kompleksnya (tanpa dimensi) [15]:

$$M_\nu(\omega) = \frac{\sqrt{Q_\nu^2 + 1} - 1 + i\omega Q_\nu \tau_0}{\sqrt{Q_\nu^2 + 1} + 1 + i\omega Q_\nu \tau_0} \quad (5.10)$$

di mana  $\nu = (1, 2, 3, \dots)$ ,  $\omega$  adalah frekuensi sudut. Faktor kualitas yang terkait dengan setiap modulus sama dengan bagian nyata  $M_\nu$  dibagi bagian imajinerinya. Pada  $\omega_0 = 1/\tau_0$ , maka kurva faktor kualitas terkait dengan memiliki nilai tertinggi  $M_\nu$ . Untuk frekuensi sudut tertentu  $\omega$ , kita mengambil  $\tau_0\omega - 1$ , karena kita berasumsi bahwa sifat atenuasi anisotropik, dan oleh karena itu ketergantungan frekuensi tidak relevan. Batas frekuensi tinggi sesuai dengan elastisitas, yakni  $M_\nu \rightarrow 1$ .

Kandungan kerogen volumetrik (dalam persentase) dapat diubah menjadi total karbon organik (TOC) dengan menggunakan:

$$TOC = 0,75 \rho_k (\rho)^{-1} K \quad (5.11)$$

di mana  $(\rho)$  adalah densitas batuan sumber dan 0,75 adalah konstanta TOC yang berhubungan dengan persen berat kerogen (Vernik dan Nur, 1992). Dengan menggunakan Persamaan 5.2, kita memperoleh:

$$TOC = \frac{0,75 \rho_k K}{\rho_i - K(\rho_i - \rho_k)} \quad (5.12)$$

## KECEPATAN FASE, PEREDAMAN, DAN FAKTOR KUALITAS

Substitusi hubungan tegangan-regangan gelombang bidang ke dalam persamaan kekekalan momentum menghasilkan persamaan Christoffel yang kompleks. Nilai eigen matriks Christoffel terkait erat dengan kecepatan kompleks dari tiga mode propagasi—kuasi- gelombang kompresional, dilambangkan dengan  $qP$ , gelombang kuasi-geser, dilambangkan dengan  $qS$ , dan gelombang geser murni, dilambangkan dengan  $S$  [16]. Untuk gelombang viskoelastik homogen, kecepatan kompleks  $V$  merupakan besaran fundamental karena menentukan secara unik faktor

redaman dan kualitas. Misalnya, tiga gelombang yang merambat pada bidang  $(x, z)$  medium isotropik transversal, dengan sumbu  $z$  sepanjang sumbu simetri, memiliki kecepatan sepanjang sumbu koordinat sebagai berikut:

$$V_{qS}(0) = V_{qS}(90) = \sqrt{\frac{c_{55}^*}{\rho}} \quad (5.13)$$

$$V_{qP}(0) = \sqrt{\frac{c_{33}^*}{\rho}} \quad , \quad V_{qP}(90) = \sqrt{\frac{c_{11}^*}{\rho}} \quad (5.14)$$

$$V_S(0) = \sqrt{\frac{c_{55}^*}{\rho}} \quad , \quad V_S(90) = \sqrt{\frac{c_{66}^*}{\rho}} \quad (5.15)$$

di mana 0 berhubungan dengan sumbu  $z$  dan 90 berhubungan dengan sumbu  $x$ . Besarnya vektor atenuasi diberikan oleh:

$$\alpha = -\omega \text{Im}(V^{-1}) \quad (5.16)$$

dan faktor kualitas oleh,

$$Q = \frac{\text{Re}(V^2)}{\text{Im}(V^2)} \quad (5.17)$$

di mana  $\text{Re}$  dan  $\text{Im}$  menunjukkan bagian nyata dan imajiner. Perhatikan bahwa  $V$  dan  $Q$  bergantung pada elastisitas tak relaks, modulus kompleks, dan arah rambat. Atenuasi dan faktor  $Q$  dihubungkan oleh:

$$\alpha = \omega \left( \sqrt{Q^2 - 1} - Q \right) \text{Re}(V^{-1}) \quad (5.18)$$

Untuk padatan dengan kehilangan energi rendah, di mana  $Q \gg 1$ , hasil ekspansi Taylor:

$$\alpha \cong \frac{\omega}{2Q} \text{Re}(V^{-1}) = \frac{\pi f}{QV_{ph}} \quad (5.19)$$

di mana  $f$  adalah frekuensi dan  $V_{ph}$  adalah kecepatan fase yang diberikan oleh:

$$V_{ph} = \left( \text{Re}(V^{-1}) \right)^{-1} \quad (5.20)$$

Persamaan 5.19 adalah hubungan yang terkenal antara atenuasi dan faktor kualitas [17]. Di sisi lain, parameter anisotropi dapat didefinisikan ulang sebagai [18]:

$$\epsilon_R = \frac{c_{11R}^* - c_{33R}^*}{2c_{33R}^*} \quad (5.21)$$

$$\gamma_R = \frac{c_{66R}^* - c_{55R}^*}{2c_{55R}^*} \quad (5.22)$$

$$\delta_R = \frac{(c_{13R}^* + c_{55R}^*)^2 - (c_{33R}^* - c_{55R}^*)^2}{2c_{33R}^* (c_{33R}^* - c_{55R}^*)^2} \quad (5.23)$$

di mana sub-indeks  $R$  menunjukkan bagian sebenarnya. Parameter yang setara dengan  $\epsilon_R$  dan  $\gamma_R$ , yang mengukur redaman anisotropik, dapat didefinisikan sebagai:

$$\epsilon_I = \frac{Q_{11} - Q_{33}}{2Q_{33}} \quad (5.24)$$

$$\gamma_I = \frac{Q_{66} - Q_{55}}{2Q_{55}} \quad (5.25)$$

di mana,

$$Q_{ij} = \frac{c_{ijR}^*}{c_{ijIm}^*}$$

adalah faktor kualitas sepanjang sumbu “kristal” dan sub-indeks menunjukkan bagian imajiner. Perhatikan, misalnya,  $c_{11Im}^* = c_{33Im}^*$  kemudian  $\epsilon_R = \epsilon_{Im}$  yang tidak menyiratkan redaman isotropik.

## PENGAPLIKASIAN PEMODELAN KECEPATAN SEISMIK UNTUK BATUAN SUMBER

Sifat material dari media yang berbeda ditunjukkan pada Tabel 5.1, di mana  $V_{ij} = \sqrt{c_{ij}/\rho}$  adalah kecepatan elastis (tidak relaks) (di sini,  $\rho$  menunjukkan densitas salah satu konstituen), dan  $\epsilon$ ,  $\delta$ , dan  $\gamma$  menunjukkan koefisien anisotropik tak relaks [19]. Sifat-sifat ilit dan kerogen belum matang diperoleh dengan menyesuaikan data eksperimen untuk Serpilh Kimmeridge. Mineral lempung dalam serpilh ini sebagian besar diwakili oleh ilit dan kaolinit, dengan persentase volume smektit bervariasi dari 0% hingga 10% dari batuan. Kecepatan rendah ilit memperhitungkan efek pelunakan cairan akibat hidrasi smektit, dan nilai faktor kualitas didasarkan pada pengukuran serpilh in situ, pada kedalaman 1.700 m [20]. Diasumsikan bahwa sifat batuan sumber bergantung pada tahap pematangan [21]. Dari tekanan pori normal (batuan belum matang) hingga tekanan pori

tinggi (batuan matang), kerogen diubah secara bertahap menjadi minyak dengan sifat-sifat yang ditunjukkan pada tabel. Batuan matang mempunyai perilaku yang lebih plastis karena kandungan hidrokarbon (HC) yang lebih tinggi, dan oleh karena itu, efek anelastis meningkat dalam konteks ini [22]. Proses ini ditingkatkan dengan transformasi smektit/ilit, yang menghasilkan air bebas. Kehadiran media yang lebih *compliance* dan mirip cairan (minyak kerogen C) memicu mekanisme atenuasi baru. Selain itu, disipasi juga meningkat dengan terjadinya retakan mikro akibat tekanan berlebihan yang disebabkan oleh pembentukan hidrokarbon [23]. Semua mekanisme ini terkandung dalam faktor kualitas dilatasi  $Q_1$ , yang ditetapkan pada minyak pada Tabel 5.1. Dalam konteks ini, kita dapat menganggap bahwa  $Q_1$  adalah parameter bebas untuk menyesuaikan teori dengan data eksperimen. Nilai yang diberikan pada Tabel 5.1 diasumsikan karena tidak ada data redaman eksperimental yang tersedia pada batuan sumber.

Tabel 5. 1 Properti dari Material

Properti	Ilit (Vernik, 1994)	Kerogen (Vernik, 1994)	Minyak (McCain, 1984)
$V_{11}$	4,7	2,6	0,73
$V_{33}$	4,36	2,6	0,73
$V_{55}$	2,46	1,2	0
$V_{66}$	2,77	1,2	0
$V_{13}$	2,43	1,2	0
$\epsilon$	0,08	0	0
$\gamma$	0,1	0	0
$\delta$	-0,05	0	0
$\rho$	2,7	1,4	0,9
$Q_1$	270	30	10
$Q_2$	200	20	0

### Batuan Sumber yang Belum Matang

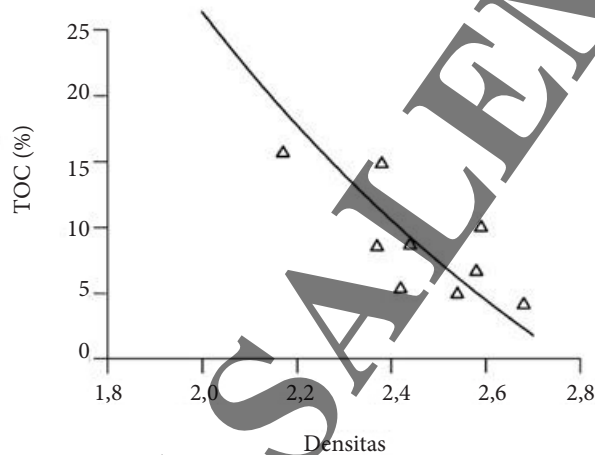
Kerogen di Kimmeridge Shale sebagian besar berasosiasi dengan sumber bahan organik tipe II [24]. Oleh karena itu, batuan tersebut berada dalam tahap pematangan awal, dengan sedikit hidrokarbon bebas. Total karbon organik dapat dinyatakan sebagai fungsi dari densitas batuan dari hubungan empiris [25],

$$TOC(\%) = 67 \frac{\rho_k (\rho_i - \rho)}{\rho (\rho_i - \rho_k)} \quad (5.26)$$

di mana  $TOC$  menyumbang sekitar 67% dari kerogen massal. Gambar 5.1 menunjukkan data yang paling sesuai dengan data eksperimen, yang diperoleh dengan  $\rho_i = 2,77 \text{ g/cm}^3$  dan  $\rho_k = 1,4 \text{ g/cm}^3$ . Oleh karena mineral lempung terdistribusi dalam pola tekstur lentikular, diasumsikan bahwa hanya kekakuan “sejajar dengan lapisan” yang terpengaruh. Compliance  $c_{qq}$  dan  $c_{66}$  dimodifikasi sebagai [26].

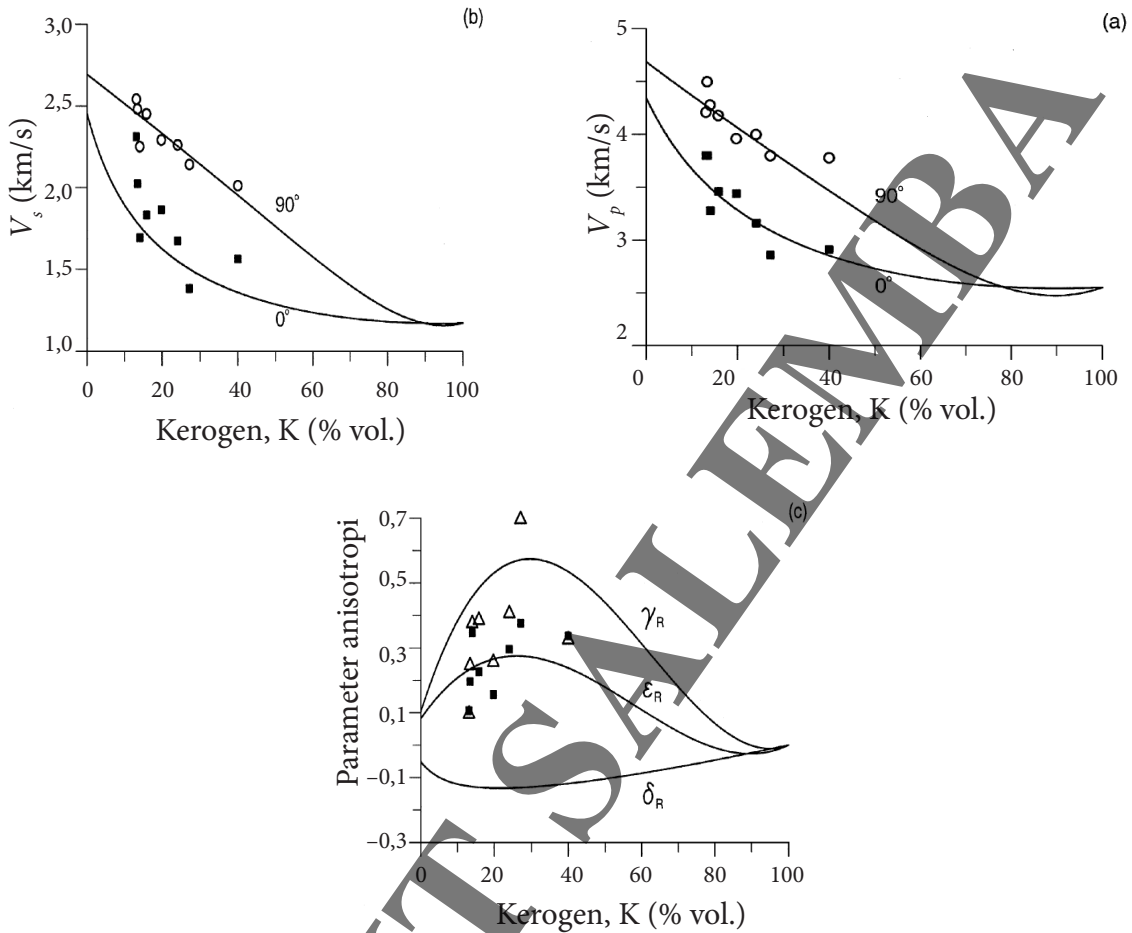
$$c_{11} \rightarrow (c_{11}), c_{66} \rightarrow (c_{66}) \quad (5.27)$$

yang menggabungkan konstanta lokal masing-masing ilit dan kerogen.



**Gambar 5.1** Densitas Batuan Sumber versus Karbon Organik Total (TOC) untuk Sampel Kimmeridge Shale: Persamaan 5.26 digunakan untuk menyelaraskan data eksperimen dan untuk mendapatkan densitas kerogen dan ilit.

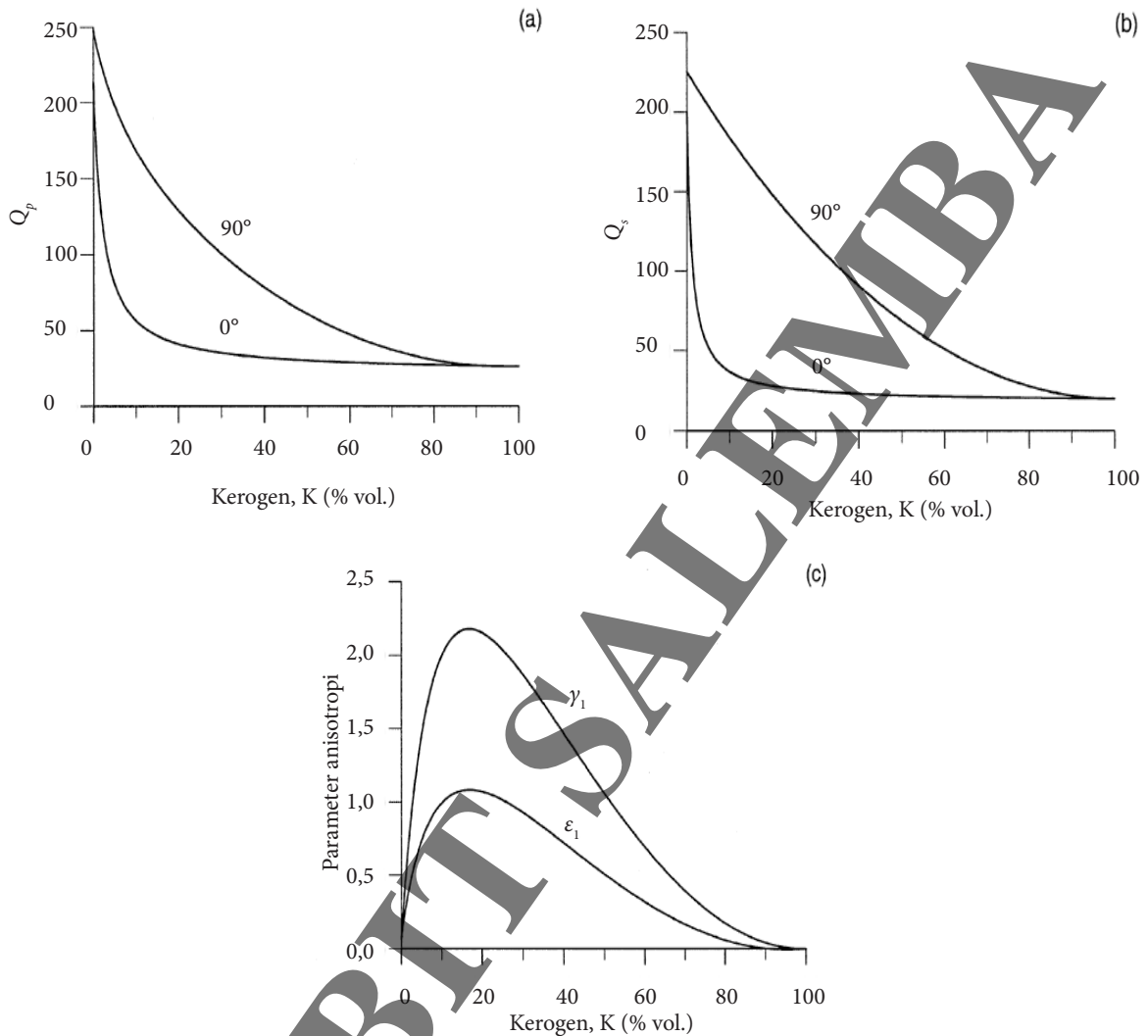
Gambar 5.2 menunjukkan kecepatan fase dan parameter anisotropi sebagai fungsi kandungan kerogen. Dapat diapresiasi, model ini memberikan kesesuaian yang cukup baik dengan nilai eksperimen. Data menunjukkan bahwa serpih pada dasarnya bersifat anisotropik, dengan  $\epsilon_R$  dan  $\delta_R$  positif, yang merupakan karakteristik komposit laminar transversal isotropik. Anisotropi kekakuan maksimum diperoleh dengan kandungan kerogen sekitar 30%. Perhatikan bahwa koefisien Thomsen berkaitan dengan anisotropi kekakuan dan bukan anisotropi kecepatan, yang umumnya lebih rendah daripada anisotropi kekakuan.



**Gambar 5.2** Kecepatan Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) (Tanda Kotak) dan Kecepatan Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) (Tanda Lingkaran) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), dan Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen untuk Kimmeridge Shale: Pada (c), segitiga bersesuaian dengan  $\gamma_R$  dan persegi bersesuaian dengan  $\epsilon_R$ . Data eksperimen yang paling cocok untuk sifat ilit dan kerogen ditunjukkan pada Tabel 5.1.

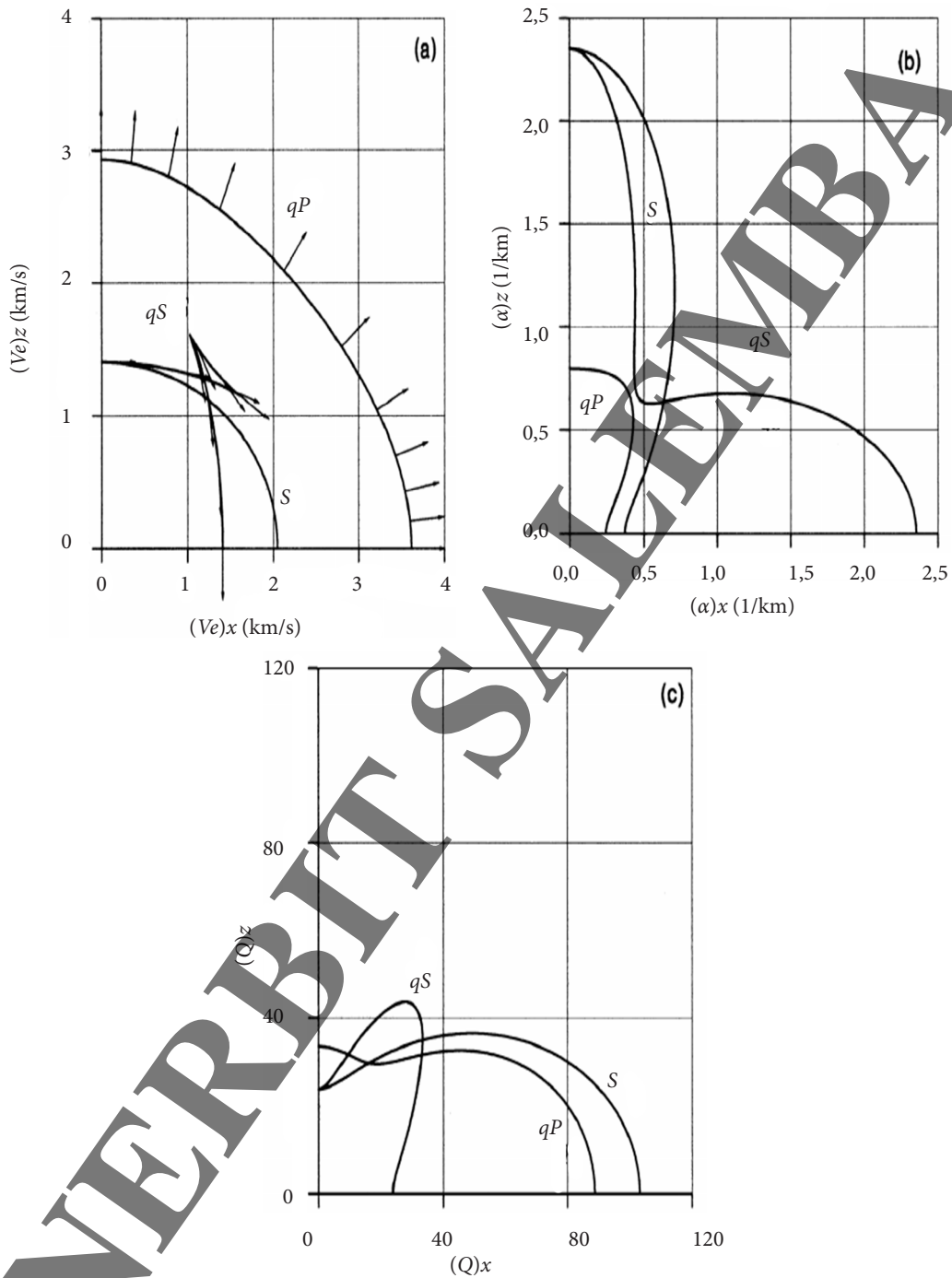
Setelah model disesuaikan dengan data eksperimen, dimungkinkan untuk menganalisis karakteristik disipasi anisotropik batuan sumber versus kandungan kerogen. Parameter anisotropik yang setara dan faktor kualitas untuk serpih belum matang ditunjukkan pada Gambar 5.3. Faktor kualitas pada  $90^\circ$ , sesuai dengan gelombang geser terpolarisasi horizontal, didominasi oleh disipasi ilit, dan faktor kualitas (menurun dengan cepat) pada  $0^\circ$  didominasi oleh disipasi kerogen. Seperti dapat dilihat pada Gambar 5.3c, anisotropi atenuasi maksimum diperoleh untuk kandungan kerogen sekitar 18%, dibandingkan dengan 30% untuk anisotropi kekakuan. Hal ini sesuai dengan Persamaan 5.24 dan 5.25 dan fakta bahwa  $c_{33lm}^* < c_{11lm}^*$ . Jadi, dalam kisaran saturasi kerogen eksperimental (lihat Gambar 5.2), anisotropi atenuasi dapat menjadi indikator penting keberadaan kerogen, dengan anisotropi gelombang geser  $\gamma_l$  lebih besar dari 2.





**Gambar 5.3** Faktor Kualitas Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Faktor Kualitas Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Gelombang Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen untuk Kimmeridge Shale

Kecepatan energi dan faktor disipasi versus arah propagasi ditampilkan pada Gambar 5.4 untuk ekspresi kecepatan energi [27]. Kurva tersebut sesuai dengan kandungan kerogen 35%. Seperti yang dapat dilihat, disipasi menunjukkan karakteristik anisotropi yang lebih kuat dibandingkan kecepatan gelombang, dengan kurva  $qS$  memiliki anisotropi yang lebih jelas dibandingkan gelombang  $qP$  dan  $S$  untuk sudut berkisar antara  $0^\circ$  hingga  $45^\circ$ .



**Gambar 5.4** Representasi Polar dari Kecepatan Energi (a), Faktor Atenuasi (b), dan Faktor Kualitas (c) Untuk Batuan Induk yang Belum Matang dengan Kandungan Kerogen 35%: Simbol-simbol tersebut menunjukkan mode gelombang yang berbeda, dengan  $qP$  adalah gelombang kuasi-kompresional,  $qS$  adalah gelombang kuasi-geser, dan  $S$  adalah gelombang geser. Polarisasi diplot pada setiap kurva.

## Dari Batuan Sumber yang Belum Matang Menjadi Matang

Berbagai tahapan pematangan batuan sumber dapat dimodelkan dengan mengevaluasi konversi kerogen/minyak dan tekanan pori berlebih. Dengan menggunakan asumsi-asumsi utama tertentu, kita dapat memperoleh hubungan ini dengan persamaan sederhana, yakni dengan mengetahui fraksi kerogen yang dikonversi menjadi minyak [28], kita bisa menghitung sifat-sifat campuran kerogen/minyak dengan menggunakan model Kuster dan Toksoz (1974) dan kemudian sifat-sifat batuan sumber sebagai fungsi dari tekanan pori berlebih dari Persamaan 5.1 [29].

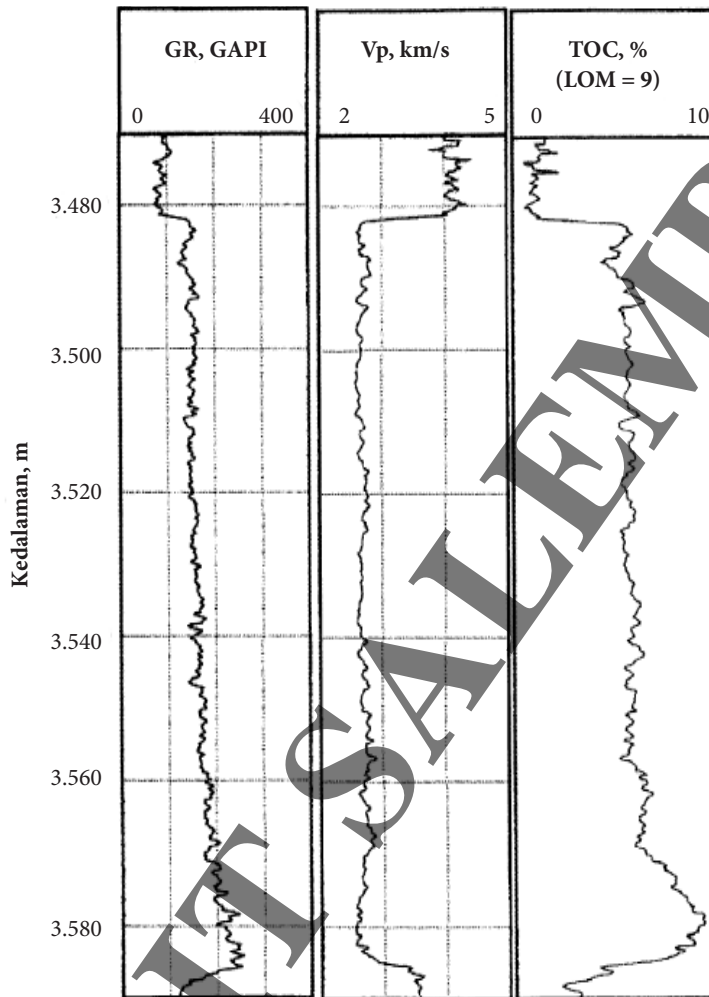
Kimmeridge *marine shale* dari Formasi Draupne terletak antara 3.480 dan 3.580 m dari pusat Viking Graben di Laut Utara. Log sonik ditampilkan pada Gambar 5.5, bersama dengan nilai TOC yang diperoleh dari pengukuran resistivitas. Tekanan litostatik pada kedalaman 3,5 km, untuk densitas rata-rata  $2,4 \text{ g/cm}^3$ , sama dengan  $\rho g z = 82 \text{ MPa}$ , di mana  $g$  adalah percepatan gravitasi. Sebaliknya, tekanan pori hidrostatik kira-kira 34 MPa. Jadi, kemungkinan perubahan tekanan pori maksimum  $\Delta P$  adalah dari hidrostatik ke litostatik, yaitu hampir 48 MPa (pada tekanan berlebih ini, batuan dapat mengalami tahap rekahan). Dalam kondisi ini, argumen fungsi eksponensial jauh lebih kecil dari satu sehingga fungsi ini dapat didekati dengan  $\exp(x) = 1 + x$ ,  $x \ll 1$ , maka diperoleh:

$$F = \frac{(c_p + c_k) \Delta P}{D - 1 + \Delta P (c_p + c_k - D(c_p + c_0))} \quad (5.28)$$

atau, lebih tepatnya dari sudut pandang fisika,

$$\Delta P = \frac{(D - 1) F}{c_p + c_k - F(c_p + c_k - D(c_p + c_0))} \quad (5.29)$$

Persamaan 5.28 tidak boleh disalahartikan; bahwasanya pengaruh tekanan terhadap konversi minyak kerogen itu dapat diabaikan. Konversi kerogen menjadi minyaklah yang mengakibatkan tekanan berlebih. Kompresibilitas ruang pori berkisar dari  $c_p = 4,2 \times 10^{-4}/\text{MPa}$  hingga  $c_p = 42 \times 10^{-4}/\text{MPa}$ , yang sesuai dengan inkompresibilitas masing-masing sebesar 2.381 MPa dan 238 MPa. Nilai-nilai ini berada dalam kisaran yang biasa diukur untuk berbagai jenis batuan. Di samping itu, formasi bertekanan berlebih memiliki suhu lebih tinggi dibandingkan batuan di sekitarnya [30]. Untuk gradien termal  $25^\circ\text{C}/\text{km}$ , Kimmeridge Shale yang bertekanan normal memiliki suhu sekitar  $107^\circ\text{C}$ . Jika kita mengasumsikan peningkatan sebesar  $1,4 \text{ MPa per } ^\circ\text{C}$  [31], tekanan air pori berlebih sebesar 50 MPa setara dengan suhu pembentukan sekitar  $143^\circ\text{C}$ .



Gambar 5.5 Log yang Merekam Kimmeridge Shale, Viking Graben, Laut Utara

Persamaan 5.28 dapat digunakan untuk tekanan berlebih yang memenuhi  $F < 1$ ,

$$\Delta P = \frac{(D-1)}{D(c_p + c_0)} \quad (5.30)$$

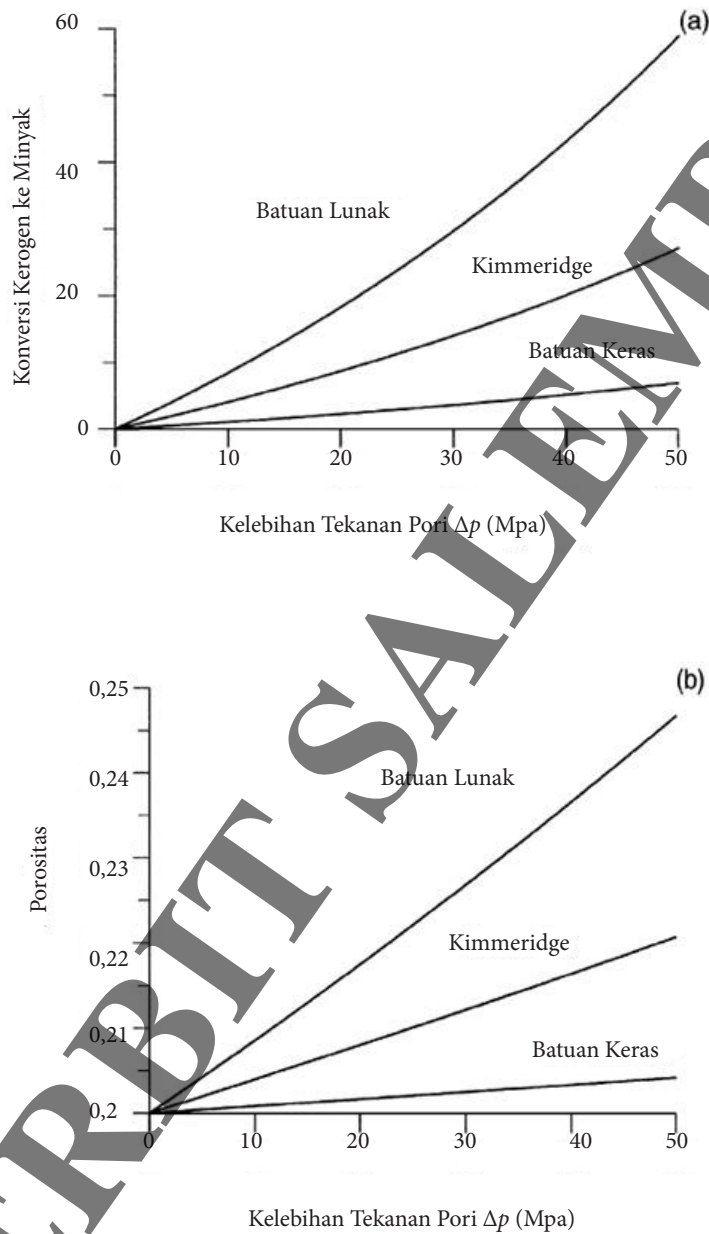
dan kompresibilitas ruang pori yang terbatas. Ketika porositas menurun, kekakuan ruang pori umumnya juga menurun, sehingga  $c_p$  meningkat. Dengan mengabaikan kompresibilitas butiran mineral (lihat Persamaan 5.8 dan 5.9) [30], bahwa kekakuan ruang pori  $c_p^{-1}$  menurun secara linier seiring dengan porositas (kandungan kerogen), maka diasumsikan bahwa:

$$c_p \text{ (MPa)}^{-1} = (2.381 - 5.357K)^{-1} \quad (5.31)$$

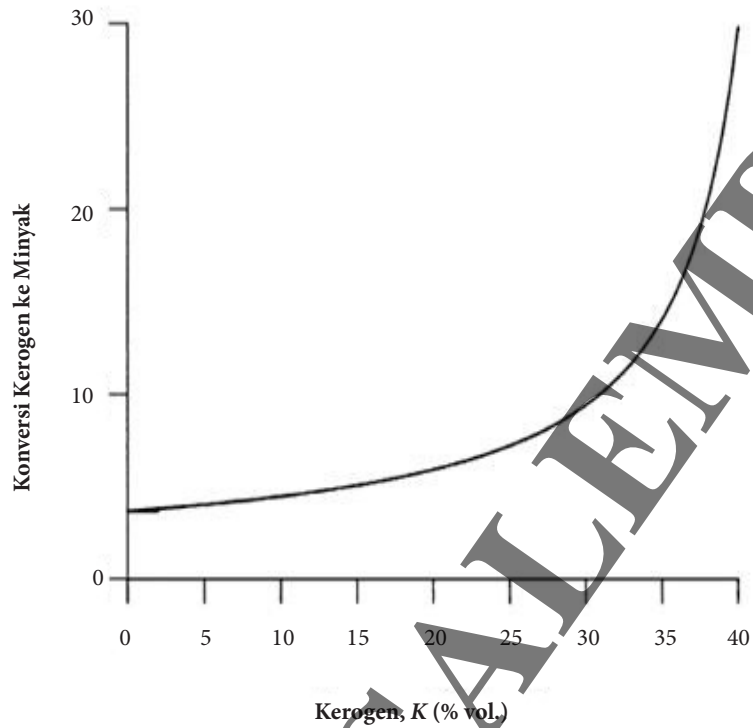
Dengan demikian, inkompresibilitas pori terletak di antara batas bawah dan atas yang telah disebutkan sebelumnya—2.381 MPa untuk  $K = 0$ , dan 238 untuk  $K = 0,4$ . Sementara untuk batupasir, Persamaan 5.31 didasarkan pada konsep “porositas kritis”. Porositas kritis  $K_c$  memisahkan sedimen yang menahan beban dari suspensi [32] (dalam hal ini,  $K_c = 0,4$  untuk  $c_p = \infty$ ). Berdasarkan Persamaan 5.31, Kimmeridge Shale dengan kandungan kerogen 35% mempunyai kekakuan pori sebesar 506 MPa.

Gambar 5.6 menunjukkan fraksi kerogen yang dikonversi menjadi minyak (a) dan porositas (b) versus tekanan pori berlebih, untuk kompresibilitas ruang pori yang berbeda. Kurva berlabel “Kimmeridge” dihitung dengan kandungan kerogen awal sebesar 35%. Pada nilai faktor konversi yang sama, tekanan air pori berlebih pada batuan yang keras lebih tinggi dibandingkan batuan yang lunak. Untuk simulasi Kimmeridge Shale ini, tekanan efektif yang diperlukan untuk mencapai rekahan adalah 48 MPa, dengan sekitar 28% kerogen diubah menjadi minyak. Pada tekanan ini, peningkatan porositas kira-kira 10% dari porositas awal.

Konversi kerogen/minyak versus kandungan kerogen awal ditunjukkan pada Gambar 5.7, untuk tekanan berlebih sebesar 30 MPa. Kurva meningkat dari nilai batuan yang keras (diasumsikan kompresibilitas  $K = 0$ ) ke nilai yang sesuai dengan batuan yang lunak (lihat Gambar 5.6a). Kecepatan tegak lurus perlapisan ( $0^\circ$ ), kecepatan paralel perlapisan ( $90^\circ$ ), dan parameter anisotropi Thomsen (c) versus kandungan kerogen awal ditunjukkan pada Gambar 5.8. Kompresibilitas ruang pori diberikan oleh Persamaan 5.31, dan kelebihan pori tekanannya 30 MPa. Dibandingkan dengan kasus  $\Delta P = 0$  MPa (Gambar 5.2), terdapat penurunan kecepatan yang penting, terutama pada  $0^\circ$ , melampaui  $K = 10\%$ . Hal ini menunjukkan parameter anisotropi yang lebih tinggi pada kandungan kerogen yang tinggi, seperti dapat dilihat pada Gambar 5.8c. Faktor kualitas dan parameter anisotropi terkait ditunjukkan pada Gambar 5.9. Dibandingkan dengan Gambar 5.3, faktor kualitas yang tegak lurus terhadap lapisan menurun dan faktor kualitas yang sejajar dengan lapisan meningkat sedikit, dengan kandungan kerogen awal (penyebab perilaku ini dijelaskan di bawah). Konversi kerogen/minyak meningkatkan anisotropi atenuasi untuk kandungan kerogen awal yang tinggi.

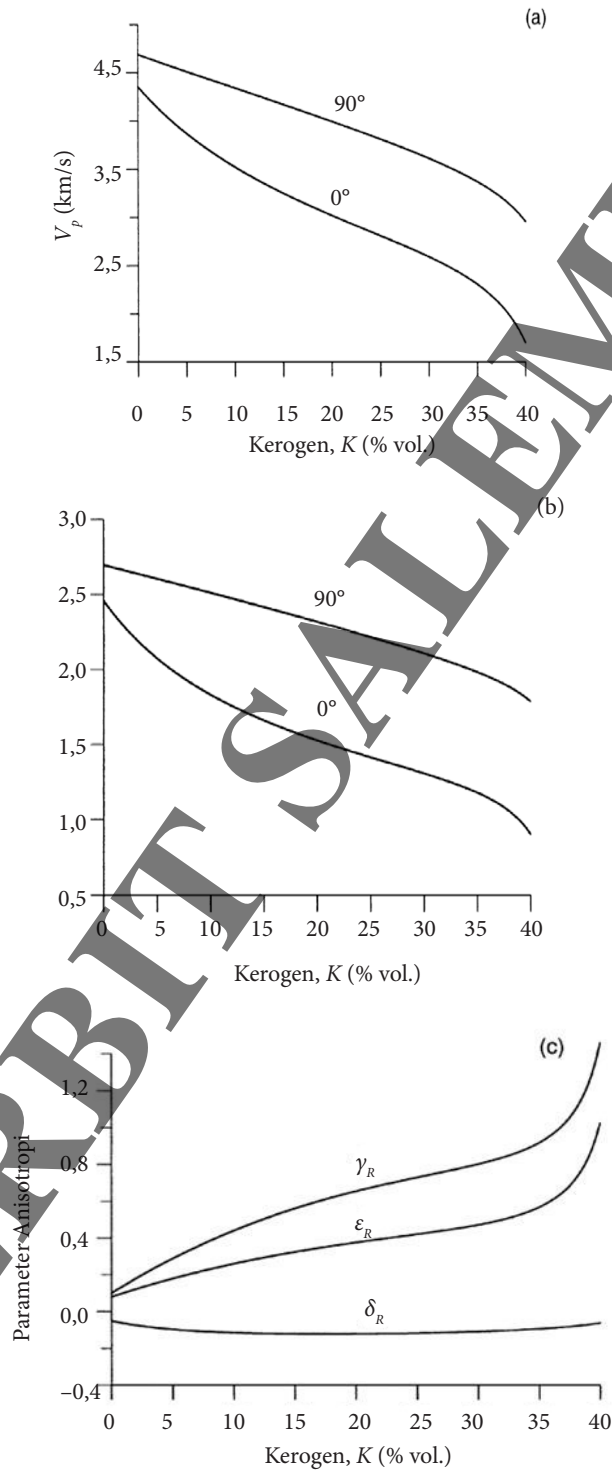


**Gambar 5.6** Fraksi Kerogen Dikonversi Menjadi Minyak (a) dan Porositas (b) versus Tekanan Pori Berlebih: Perhitungannya mengasumsikan kandungan kerogen awal sebesar 35%.



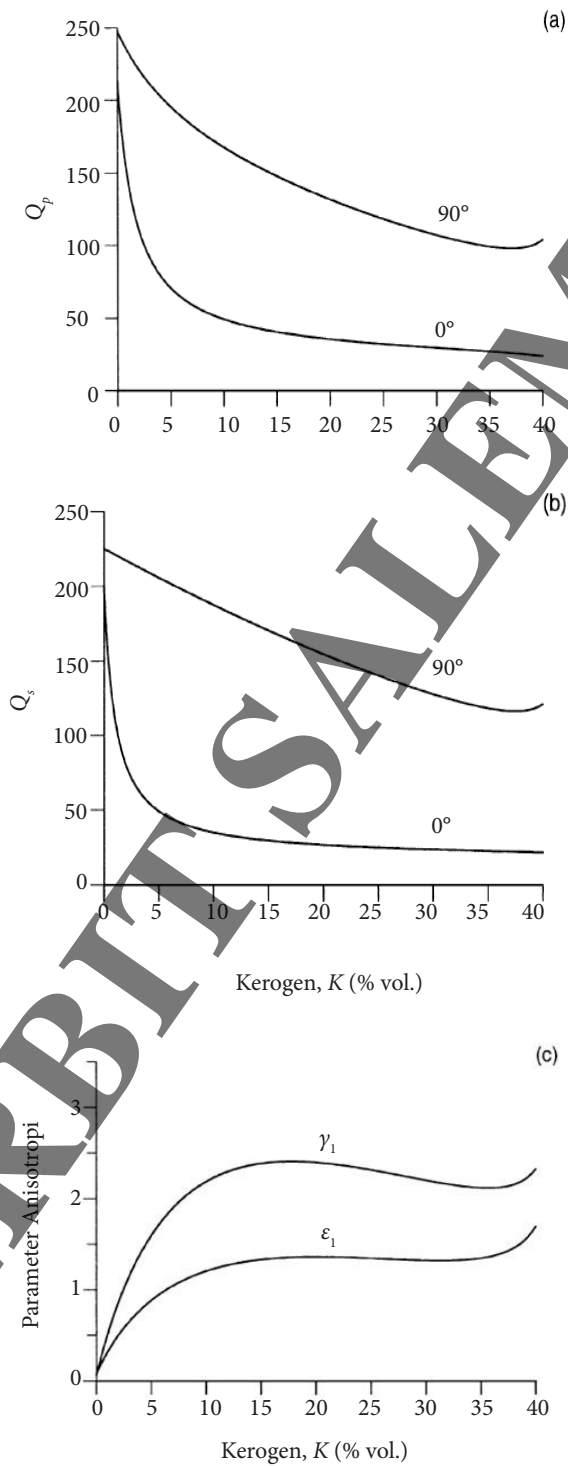
**Gambar 5.7** Konversi Kerogen Menjadi Minyak pada Tekanan Pori Berlebih 30 MPa Dibandingkan Kerogen Awal

PENERBIT SALEMBA



**Gambar 5. 8** Kecepatan pada Arah Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Kecepatan Paralel Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen Awal: Tekanan pori berlebih adalah 30 MPa.



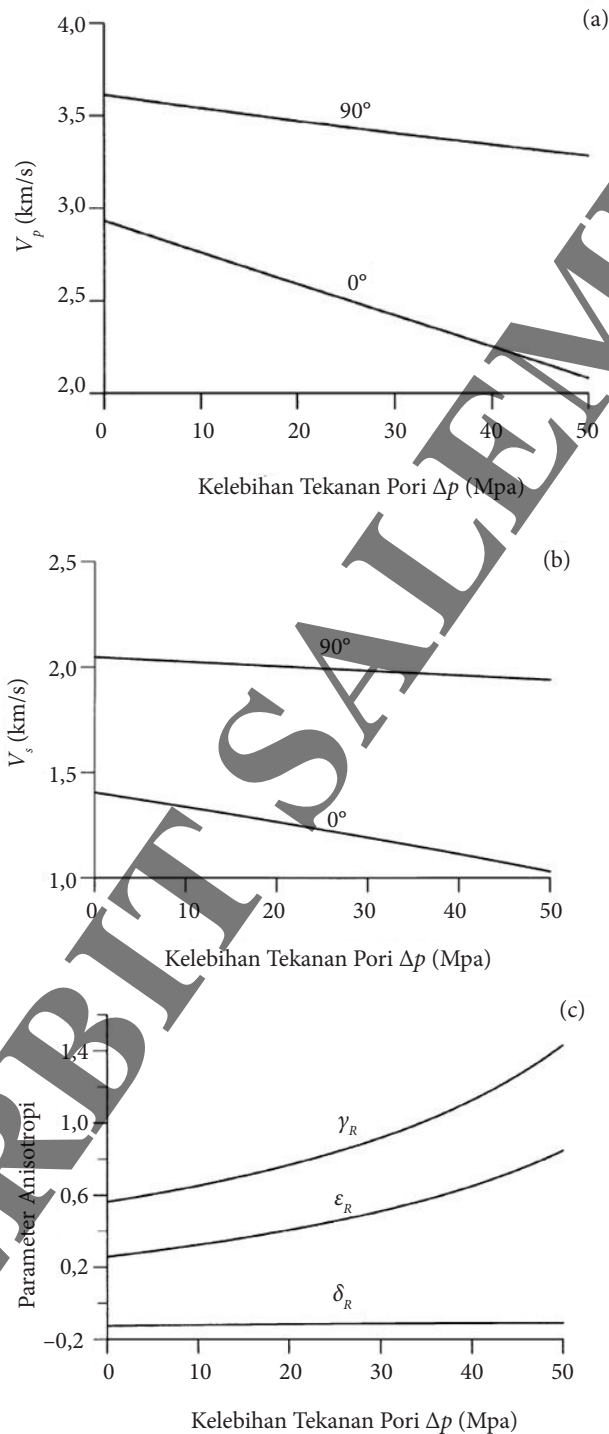


**Gambar 5.9** Faktor Kualitas pada Arah Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Faktor Kualitas Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Kandungan Kerogen: Tekanan pori berlebih adalah 30 MPa.

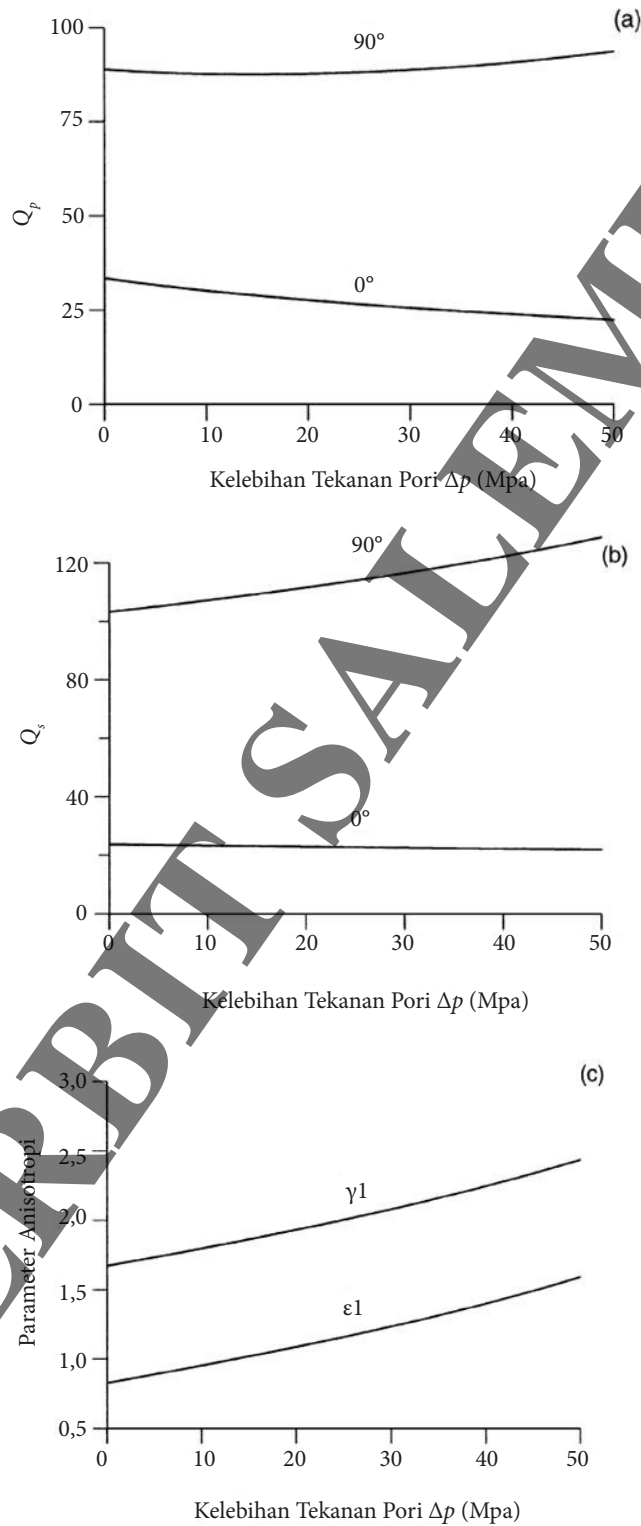
Kecepatan gelombang dan parameter anisotropi versus tekanan air pori berlebih ditunjukkan pada Gambar 5.10, dengan asumsi kandungan kerogen awal sebesar 35%. Kecepatan pada arah tegak lurus perlapisan menurun lebih cepat dibandingkan kecepatan paralel sehingga menunjukkan parameter anisotropi yang lebih tinggi seiring dengan meningkatnya tekanan air pori. Faktor kualitas, yang ditunjukkan pada Gambar 5.11, menunjukkan perilaku yang berbeda;  $Q(0^\circ)$  berkurang untuk kedua gelombang dan  $Q(90^\circ)$  meningkat seiring dengan tekanan air pori, menyebabkan anisotropi atenuasi yang signifikan pada tekanan tinggi. Fakta bahwa  $Q(90^\circ)$  meningkat pada  $Q_s$  yang lebih rendah dari campuran kerogen/minyak adalah suatu hal yang paradoks. Untuk mengkaji hal ini, dipertimbangkan, untuk kesederhanaan, faktor kualitas Gelombang-S.

$$Q_{66} = \left( 1 + \frac{c}{c_{66}^{(m)}} \right) Q_m ; C = \frac{(1-K)^2}{K(2-K)c_{66}^{(i)}} \quad (5.32)$$

di mana  $c_{66}^{(i)}$  adalah kekakuan ilit,  $c_{66}^{(m)} = c_{55}^{(m)}$  adalah kekakuan campuran kerogen/minyak, dihitung dengan teori Kuster dan Toksoz (1974) dan  $Q_m = \frac{c_{66R}^m}{c_{66Im}^m}$ . Seperti halnya faktor kualitas, kekakuan campuran  $\frac{c_{66R}^m}{c_{66Im}^m}$  berkurang dengan meningkatnya tekanan pori. Dalam hal ini,  $c_{66}^{(m)}$  berkurang lebih cepat dari  $Q_m$ ; oleh karena itu,  $Q_{66}$  meningkat seiring dengan meningkatnya tekanan air pori. Representasi polar dari kecepatan energi (a), faktor atenuasi (b), dan faktor kualitas (c) untuk kandungan kerogen 35% dan tekanan air pori berlebih sebesar 30 MPa. Anisotropi lebih jelas terhadap  $\Delta p = 0$ , diwakili dalam Gambar 5.4. Hal ini dapat dilihat dengan membandingkan segitiga puncak gelombang  $qSV$  dan kurva faktor kualitas.



**Gambar 5.10** Kecepatan Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Kecepatan Sejajar Perlapisan ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Tekanan Air Pori Berlebih, untuk Kandungan Kerogen Awal Sebesar 35%



**Gambar 5.11** Faktor Kualitas pada Arah Tegak Lurus Perlapisan ( $0^\circ$ ) dan Faktor Kualitas Lapisan Paralel ( $90^\circ$ ) untuk Gelombang Kompresi (a) dan Gelombang Geser (b), serta Parameter Anisotropi Thomsen (c) versus Tekanan Air Pori Berlebih, untuk Kandungan Kerogen Awal Sebesar 35%

## TANTANGAN DALAM PEMODELAN KECEPATAN SEISMIK UNTUK BATUAN SUMBER HIDROKARBON

Berikut adalah beberapa kendala yang perlu diperhatikan dalam pemodelan kecepatan seismik untuk batuan sumber hidrokarbon.

1. Pemodelan kecepatan seismik untuk mengetahui tanggapan karakteristik batuan sumber hidrokarbon, tidak terlepas dari karakteristik pematangan bahan organik menjadi kerogen, yang terkait dengan faktor pemadatan dan pemanasan. Hal yang menjadi tantangan dalam pemodelan kecepatan gelombang seismik adalah mampukah setiap perubahan karakteristik yang terjadi pada batuan sumber, ketika mematangkan bahan organik menjadi kerogen, bisa diketahui dari perubahan antarwaktu sehingga dalam hal ini dibutuhkan suatu data seismik antarwaktu (*time-lapse seismic*). Selain itu, data seismik yang dibutuhkan sebaiknya adalah data multikomponen, yang bisa menangkap gelombang penuh, baik Gelombang-P maupun Gelombang-S.
2. Paradoks antara hukum fisika dan matematika terjadi akibat hubungan antara kecepatan seismik dan densitas yang secara matematis berbanding terbalik  $V \propto 1/\rho$ , namun pada kenyataannya secara empiris berbanding lurus  $V \propto \rho$ , sehingga perlu penyesuaian yang mana secara matematis harus melibatkan parameter yang mudah diukur, yakni lewat hubungan kecepatan dengan massa dan volume, yang menghasilkan masing-masing koefisien relasi antara kecepatan Gelombang-P dan Gelombang-S dengan densitas sehingga dapat diperoleh hubungan yang selaras secara empiris. Meskipun, hal ini masih sulit diterima, sebab relasi yang umum secara matematis adalah hubungan antara kecepatan dengan modulus elastisitas.
3. Hal yang disebutkan pada nomor 2 masih merupakan pekerjaan tersisa, di mana pada saat pemodelan kecepatan seismik masih bertumpu pada modulus elastisitas, dengan demikian faktor paradoks relasi kecepatan dan densitas masih terbawa sampai dengan karakterisasi batuan sumber.
4. Perubahan karakteristik fisik dari batuan sumber, ketika ada pematangan kerogen menjadi minyak, akan mengakibatkan naiknya tekanan pori, dengan demikian akan memengaruhi nilai modulus elastisitas, khususnya kompresibilitas, dan akan berakibat pada perubahan nilai kecepatan. Namun, akibat keterbatasan data faktual, digunakan data empiris dari beberapa tempat yang mempunyai nilai bias tinggi sesuai dengan keadaan setempat. Terbatasnya data faktual disebabkan jarangya pemboran sampai ke batuan sumber.

## REFERENSI

- [1] Caricione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65(4), July–August 2000: 1080–1092.
- [2] Vernik, L. dan Nur, A. 1992. "Ultrasonic Velocity and Anisotropy of Hydrocarbon Source Rocks". *Geophysics*, 57: 727–735. Doi: 10.1190/1.1443286.
- [3] Vernik, L. dan Nur, A. 1992. "Ultrasonic Velocity and Anisotropy of Hydrocarbon Source Rocks". *Geophysics*, 57: 727–735. Doi: 10.1190/1.1443286.
- [4] Vernik, L. 1994. "Hydrocarbon-generation-induced Microcracking of Source Rocks". *Geophysics*, 59: 555–563.
- [5] Caricione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65(4), July–August 2000: 1080–1092.
- [6] Meissner, F. F. 1978. "Petroleum Geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana". *Montana Geol. Soc. Symp.*: 207–227.
- [7] Berg, R. R. dan Gangi, A. F. 1999. "Primary Migration by Oil-generation Microfracturing in Low-permeability Source Rocks: Application to the Austin chalk, Texas". *AAPG Bull.*, 83(5): 727–756.
- [8] Kuster, G. T. dan Toksoz, M. N. 1974. "Velocity and Attenuation of Seismic Waves in Two-phase Media, Part I: Theoretical Formulations". *Geophysics*, 39: 587–606.
- [9] Vernik, L. dan Nur, A. 1992. "Ultrasonic Velocity and Anisotropy of Hydrocarbon Source Rocks". *Geophysics*, 57: 727–735. Doi: 10.1190/1.1443286.
- [10] Caricione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65(4), July–August 2000: 1080–1092.
- [11] Carcione, J. M., Cavallini, F., dan Helbig, K. 1998. "Anisotropic Attenuation and Material Symmetry". *Acustica*, 84: 495–502.
- [12] Vernik, L. dan Nur, A. 1992. "Ultrasonic Velocity and Anisotropy of Hydrocarbon Source Rocks". *Geophysics*, 57: 727–735. Doi: 10.1190/1.1443286.
- [13] Carcione, J. M., Cavallini, F., dan Helbig, K. 1998. "Anisotropic Attenuation and Material Symmetry". *Acustica*, 84: 495–502.
- [14] Carcione, J. M., Cavallini, F., dan Helbig, K. 1998. "Anisotropic Attenuation and Material Symmetry". *Acustica*, 84: 495–502.
- [15] Ben-Menahem, A. dan Singh, S. G. 1981. *Seismic Waves and Sources*. Springer-Verlag, Berlin.
- [16] Carcione, J. M., Cavallini, F., dan Helbig, K. 1998. "Anisotropic Attenuation and Material Symmetry". *Acustica*, 84: 495–502.
- [17] Carcione, J. M., Cavallini, F., dan Helbig, K. 1998. "Anisotropic Attenuation and Material Symmetry". *Acustica*, 84: 495–502.
- [18] Thomsen, L. 1986. "Weak Elastic Anisotropy". *Geophysics*, 51: 1954–1966.
- [19] Thomsen, L. 1986. "Weak Elastic Anisotropy". *Geophysics*, 51: 1954–1966.
- [20] Vernik, L. 1994. "Hydrocarbon-generation-induced Microcracking of Source Rocks". *Geophysics*, 59: 555–563.

- [21] Hauge, P. S. 1981. "Measurements of Attenuation from Vertical Seismic Profiles". *Geophysics*, 46: 1548–1558.
- [22] Johnston, D. H. 1987. "Physical Properties of Shale at Temperature and Pressure". *Geophysics*, 52: 1391–1401.
- [23] Vernik, L. 1994. "Hydrocarbon-generation-induced Microcracking of Source Rocks". *Geophysics*, 59: 555–563.
- [24] Vernik, L. 1994. "Hydrocarbon-generation-induced Microcracking of Source Rocks". *Geophysics*, 59: 555–563.
- [25] Vernik, L. dan Landis, C. 1996. "Elastic Anisotropy of Source Rocks: Implications for Hydrocarbon Generation and Primary Migration". *AAPG Bull.*, 80: 531–544.
- [26] Vernik, L. 1994. "Hydrocarbon-generation-induced Microcracking of Source Rocks". *Geophysics*, 59: 555–563.
- [27] Caricione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65(4), July–August 2000: 1080–1092.
- [28] Berg, R. R. dan Gangi, A. F. 1999. "Primary Migration by Oil-generation Microfracturing in Low-permeability Source Rocks: Application to the Austin chalk, Texas". *AAPG Bull.*, 83(5): 727–756.
- [29] Caricione, J. M. 2000. "A Model for Seismic Velocity and Attenuation in Petroleum Source Rocks". *Geophysics*, 65(4), July–August 2000: 1080–1092.
- [30] Lewis, C. R. dan Rose, S. C. 1970. "A Theory Relating High Temperatures and Overpressure". *J. Petr. Tech.*, 22: 11–16.
- [31] Lewis, C. R. dan Rose, S. C. 1970. "A Theory Relating High Temperatures and Overpressure". *J. Petr. Tech.*, 22: 11–16.
- [32] Nur, A. 1992. "Critical Porosity and the Seismic Velocities in Rocks". *EOS*, 73: 43–66.

# PENERBIT SALEMBA



# Indeks

## A

---

akumulasi berkelanjutan 19  
amplitudo 5  
analisis data VSP 32  
analisis petrofisika 55  
anhidrit 38  
anisotropi 45, 55  
anisotropi atenuasi 63  
anisotropi kekakuan 63  
anisotropi seismik 55

## B

---

batuan sumber 6, 14, 44, 55  
batuan sumber hidrokarbon 44, 55  
batugamping 24  
batulumpur berkapur 23  
batupasir 25, 32

## C

---

cepat rambat gelombang seismik 2

## D

---

data seismik multikomponen 32  
densitas 11, 32, 47  
diatom 22  
divergensi bola 5

dolomit 23, 38  
domain Fourier 4

## F

---

fasies lakustrin 23  
fluida komposit 47  
fluvial 23  
fungsi simpangan 4

## G

---

gas alam hidrat 19  
gas kondensat-basah 21  
gas serpih 19  
gelombang longitudinal 2  
gelombang satu dimensi 3  
gelombang seismik 2, 38, 55  
gelombang transversal 2  
gelombang viskoelastik homogen 57  
gelombang-P 2, 32, 50  
gelombang-S 2, 32, 50, 72  
geomekanika reservoir 6

## H

---

hidrokarbon 6, 14, 44  
hukum kedua Newton 3  
hukum kekekalan massa 3

hukum Newton 3  
hukum pencampuran Voigt 47  
hukum Snellius 6  
hukum Wood 47

## I

---

ilit 44, 54, 56  
impedansi akustik 32  
impedansi elastis 32  
impedansi seismik 5  
inkompresibilitas 67  
isotropik transversal 47, 55

## K

---

kandungan inisial kerogen 54  
karbonat 32  
karbonat authigenik 24  
kecepatan rambat bunyi 4  
kecepatan seismik 32  
kerogen 21, 44, 55  
koefisien refleksi 11  
koefisien Thomsen 61  
komponen abiogenik 22  
komponen biogenik 22  
kompresibilitas 66  
konstanta elastis 47  
konstanta elastis tak relaks 56  
kuarsa abiogenik terrigenous 22  
kuarsa autigenik 22  
kuarsa biogenik 22  
kuarsa detrital 22

## L

---

lempung ilit 23  
litologi 33  
litologi reservoir 14

## M

---

massa jenis 34  
metode seismik 2  
mineral lempung 22, 45  
mineral rapuh 22  
model Backus dan Gassmann 45  
model Krief 47  
model Kuster 55  
model White 47  
modulus curah 3, 47  
modulus elastisitas 45  
modulus geser 47  
modulus Voigt 45  
modulus Wood 45  
*mudstone* 20  
muka gelombang 5

## P

---

paludal 23  
parameter anisotropi Thomsen 67  
parameter Lamé kompleks 56  
pemindaian mikroskop elektron (SEM) 45  
pemodelan substitusi fluida Gassmann 40  
pengisi pori 47  
penjumlahan Einstein 50  
perata-rataan Backus 11, 45, 54  
perata-rataan Reuss 51  
perekaman gelombang penuh 32  
permeabilitas 17, 46  
persamaan Christoffel 57  
persamaan Gassmann 45  
persamaan Krief 45  
persamaan van der Waals 47  
petrofisika 37  
pola lentikular 46  
porositas 37, 46  
porositas efektif 17

porositas kritis 67  
 porositas organik 18  
 prinsip Huygens 5

## R

---

radiolaria 22  
 redaman seismik 44  
 refleksi 8  
 refleksi seismik 32  
 reflektansi vitrinit 18  
 refraksi 8  
 relasi Castagna 39  
 relasi empiris Gardner 32  
 ruang pori 44

## S

---

saturasi air 54  
 seismik refleksi 10  
 seismik refraksi 10  
 seismogram sintetik 32  
 serpih 44  
 serpih hitam 44  
 serpih kontinental 23  
 serpih lakustrin 23  
*Shear modulus* 33  
 silika 23  
 sistem hidrokarbon 14  
 sistem hidrokarbon konvensional (*conventional petroleum system*) 14  
 sistem hidrokarbon rapat (*tight petroleum system*) 14  
 sistem hidrokarbon sumber (*source petroleum system*) 14

sistem reservoir konvensional 14  
 sistem reservoir padat 14  
 smektit 54  
 spektrum Fourier 4  
 spikula spons 22  
 sudut kritis 8  
*sweet spot* 20  
*sweet spot* antiklinal 22  
*sweet spot* geokimia 22  
*sweet spot* nonstruktural 22  
*sweet spot* petrofisika 22  
*sweet spot* struktural 22

## T

---

tegangan 3, 32  
 tegangan deviatorik 56  
 tegangan efektif 45  
*tensor compliance* 50  
*tensor compliance* tak terdrainase 51  
*tensor compliance* terdrainase 51  
 teorema Pythagoras 9  
 teori Eshelby 45  
 teori Kuster dan Toksoz 55  
 tetapan anisotropi seismik 6  
*tight gas* 19  
 total karbon organik (TOC) 57

## V

---

viskoelastik 54

## Z

---

zat amorf 56

# PENERBIT SALEMBA