

Penggunaan data seismik untuk upaya eksplorasi hidrokarbon pada dua dekade terakhir, telah menunjukkan perkembangan yang pesat. Kemajuan teknologi digital, telah mendorong kemajuan teknik komputasi numerik amplitudo sinyal seismik. Sehingga, data seismik tidak hanya digunakan untuk kepentingan pemodelan geometri struktur saja, namun dipakai pula untuk mengkarakterisasi reservoir.

Hal ini penting untuk dicatat, bahwa kemajuan ini perlu dipahami oleh para mahasiswa geologi, yang kelak akan mendalami suatu obyek reservoir hidrokarbon. Tidak berlebihan, jika dikatakan bahwa interpreter perlu pengetahuan yang cukup mengenai teknik rekayasa amplitudo sinyal seismik, serta perlu bekal yang cukup di dalam memasuki area irisan disiplin ilmu geologi, geofisika dan reservoir.

Buku ajar ini dirancang sesuai kebutuhan dari mahasiswa geologi dalam memahami karakter gelombang seismik, manakala merambat pada suatu medium, yang mana memberikan gambaran tentang keadaan reservoir, sehingga bisa melakukan evaluasi terhadap kemungkinan prospek dan risikonya.



Dr.Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, M.T.
Dr.Ir. Muhammad Burhannudinur, M.Sc

PEMODELAN SEISMIK

PEMODELAN SEISMIK



ISBN 978-602-0750-44-6



9 786020 750446



PENERBIT UNIVERSITAS TRISAKTI, JAKARTA

PEMODELAN SEISMIK

Hak Cipta dilindungi oleh Undang-Undang

Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian maupun keseluruhan isi buku ini dalam bentuk apapun, tanpa izin tertulis dari penerbit.

Judul Buku : Pemodelan Seismik
Penulis : Dr. Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, M.T
Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc
Diterbitkan Oleh : Penerbit Universitas Trisakti, Jakarta
Cetakan Pertama : Agustus 2022
ISBN :

Sanksi Pelanggaran :

Pasal 72 Undang-Undang No. 19 Tahun 2002 Tentang Hak Cipta

1. Barang siapa dengan sengaja dan tanpa hak melakukan perbuatan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) atau Pasal 49 ayat (1) dan ayat (2) dipidana dengan pidana penjara masing-masing paling singkat 1 (satu) bulan dan atau denda paling sedikit Rp 1.000.000,- (satu juta rupiah) atau pidana penjara paling lama 7 (tujuh) tahun dan atau denda paling banyak Rp. 5.000.000.000,- (lima miliar rupiah).
2. Barang siapa dengan sengaja menyiarkan, memamerkan, mengedarkan atau menjual kepada umum suatu ciptaan atau barang hasil pelanggaran Hak Cipta atau Hak terkait sebagaimana dimaksud dalam ayat (1), dipidana penjara paling lama 5 (lima) tahun dan atau denda paling banyak Rp 500.000.000,- (lima ratus juta rupiah).

Dr. Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, M.T
Dr.Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc

PEMODELAN SEISMIK



Penerbit Universitas Trisakti, Jakarta

Pemodelan Seismik

Dr. Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, MT
Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc

Penerbit Universitas Trisakti
Jl. Kyai Tapa No. 1 Grogol, Jakarta 11440

Cetakan Pertama

Perpustakaan Nasional : Katalog Dalam Terbitan (KDT)

Dr. Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, MT

Pemodelan Seismik / Dr. Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo,
Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc -- ed. rev. -- Jakarta :
Penerbit Universitas
Trisakti,

xxxvi, 320 hlm. ; 15,5 x 23 cm

ISBN

1. Pemodelan Seismik. I. Judul. II.

268

PRAKATA

Penggunaan data seismik untuk upaya eksplorasi hidrokarbon pada dua dekade terakhir, telah menunjukkan perkembangan yang pesat. Kemajuan teknologi digital, telah mendorong kemajuan teknik komputasi numerik amplitudo sinyal seismik. Sehingga, data seismik tidak hanya digunakan untuk kepentingan pemodelan geometri struktur saja, namun dipakai pula untuk mengkarakterisasi reservoir. Hal ini penting untuk dicatat, bahwa kemajuan ini perlu dipahami oleh para mahasiswa geologi, yang kelak akan mendalami suatu obyek reservoir hidrokarbon. Tidak berlebihan, jika dikatakan bahwa interpreter perlu pengetahuan yang cukup mengenai teknik rekayasa amplitudo sinyal seismik, serta perlu bekal yang cukup di dalam memasuki area irisan disiplin ilmu geologi, geofisika dan reservoir.

Buku ajar ini dirancang sesuai kebutuhan dari mahasiswa geologi dalam memahami karakter gelombang seismik, manakala merambat pada suatu medium, yang mana memberikan gambaran tentang keadaan reservoir, sehingga bisa melakukan evaluasi terhadap kemungkinan prospek dan risikonya.

Sasaran utama dari buku ajar ini adalah para mahasiswa yang berminat pada pemelajaran potensi reservoir hidrokarbon. Oleh karena buku ajar ini juga memuat contoh-contoh nyata dari dunia industri, maka buku ajar ini juga bisa digunakan sebagai sarana berbagi ilmu yang bermanfaat.

Adapun sebagai prasyarat untuk bisa memahami materi dalam buku ini adalah dasar-dasar ilmu geofisika eksplorasi yang telah diberikan pada semester sebelumnya. Alangkah baiknya pula,

materi pemodelan geostatistik perlu dibuka kembali, agar materi yang akan disampaikan bisa dielaborasi dengan lebih baik.

Buku ajar ini akan mencakup materi mulai dari konsep dasar pemodelan geofisika reservoir, perambatan gelombang seismik, wavelet sebagai miniatur gelombang seismik, konsep dasar pencocokan data sumur-seismik, peristiwa di bidang batas perlapisan, persamaan pada bidang batas perlapisan beserta perubahan model fluida reservoir Biot-Gassman, isu kendala pemrosesan data seismik pada saat pemodelan data seismik, konsep pemodelan AVO dari data sumur beserta dengan klas-klas AVO, analisis atribut AVO dari data seismik, pemodelan impedansi akustik dari data sumur, analisis atribut pemodelan inversi data seismik, integrasi pemodelan AVO dan inversi data seismik, serta konsep multiatribut.

Pemelajaran materi seismik reservoir akan efektif, jika contoh-contoh yang dibahas dalam buku ini, bisa disampaikan dengan metode collaborative learning, dimana mahasiswa diajak aktif untuk mengintegrasikan setiap materi dengan local wisdom sebagai seorang geologist, meskipun sedang memelajari data seismik.

Buku pendamping yang bermanfaat dalam memelajari materi yang ada dalam buku ini adalah buku karya penulis berjudul Pengantar Seismologi Eksplorasi (Penerbit Salemba Teknika, tahun 2021, ISBN: 978-979-9549-57-0). Buku tersebut dapat digunakan untuk membantu mahasiswa, apabila mahasiswa butuh penjelasan lebih lanjut tentang dasar-dasar akuisisi data seismik dan pengolahan data seismik, sehingga aspek-aspek terkait dengan data seismik dapat diketahui lebih mendalam.

Akhirnya, dengan mengucapkan syukur ke hadirat Allah swt, semoga buku ajar ini bisa bermanfaat untuk mendukung kegiatan

pembelajaran siswa. Tak lupa, ucapan terimakasih disampaikan kepada Lembaga Penelitian Universitas Trisakti yang telah memfasilitasi dana hibah penulisan buku ajar ini, demikian pula kepada pihak Fakultas Teknologi Kebumian dan Energi (FTKE) Universitas Trisakti beserta jajaran DRPMF FTKE Universitas Trisakti.

Jakarta, 10 Januari 2022

Dr.Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, MT
Dr.Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc

DAFTAR ISI

PRAKATA	v
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR DAN SUMBERNYA	xiii
DAFTAR TABEL	xxxv
BAB I KONSEP DASAR	1
A. Filosofi	1
B. Data Seismik	7
C. Data Sumur	14
RANGKUMAN	23
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN	23
BAHAN DISKUSI	23
PUSTAKA	23
BAB II PEMODELAN DATA SEISMIK SINTETIK	25
A. Model Konvolusi, Wavelet dan Polaritas	25
B. Sifat Elastisitas	31
C. Reflektivitas Offset	39
RANGKUMAN	46
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN	46
BAHAN DISKUSI	46
PUSTAKA	46
BAB III WAVELET	49
A. Fase	49
B. Wavelet Fase Nol dan Fase Minimum	54
C. Kompensasi Q	57
D. Wavelet Ideal	61
E. Pemrosesan Wavelet	62
F. Resolusi	67

RANGKUMAN.....	79
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN.....	80
BAHAN DISKUSI.....	80
PUSTAKA.....	80
BAB IV PENCOCOKAN DATA SUMUR KE DATA SEISMIK ...	83
A. Konversi Kedalaman ke Waktu.....	83
B. Peranan Data VSP.....	91
C. Pengikatan Data Sumur.....	97
D. Problem Pengikatan.....	109
RANGKUMAN.....	119
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN.....	120
BAHAN DISKUSI.....	120
PUSTAKA.....	121
BAB V AVO DAN SIFAT FISIK.....	123
A. Tanggapan AVO.....	123
B. Kontrol Sifat Fisik.....	129
RANGKUMAN.....	167
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN.....	168
BAHAN DISKUSI.....	168
PUSTAKA.....	168
BAB VI PENAFSIRAN ATRIBUT AVO.....	173
A. Klas AVO.....	173
B. Reservoir Multi Lapisan.....	196
C. Kontak Hidrokarbon.....	198
D. Batuan Karbonat.....	207
E. Reservoir Rekahan.....	214
RANGKUMAN.....	218
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN.....	219
BAHAN DISKUSI.....	219
PUSTAKA.....	219

BAB VII PENYIAPAN DATA UNTUK PEMODELAN FISIKA	
BATUAN	225
A. Relasi Sifat Fisik	225
B. Kendala Perekaman Data	258
C. Pengkondisian Data	264
RANGKUMAN.....	286
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN.....	287
BAHAN DISKUSI.....	287
PUSTAKA.....	287
BAB VIII INVERSI DATA	291
A. Inversi Deterministik	293
B. Inversi Stokastik	305
RANGKUMAN.....	314
UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN.....	314
BAHAN DISKUSI.....	314
PUSTAKA.....	314
BIODATA PENULIS	319

Pemodelan Seismik

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Skema pemodelan data seismik dengan menggunakan pengamatan sifat-sifat fisika reservoir dari data log	3
Gambar 1.2	Beberapa faktor yang perlu diperhatikan dalam pemodelan seismik	5
Gambar 1.3	Simulasi kolom litologi yang direkam oleh gelombang seismik	7
Gambar 1.4	Skema akuisis data seismik pada survey laut	8
Gambar 1.5	Skema yang menggambarkan: a) titik pantul dan b) titik CMP	10
Gambar 1.6	Skema pemrosesan data seismik	11
Gambar 1.7	Penampang inversi seismik: a) near offset dan b) far offset	12
Gambar 1.8	Faktor-faktor yang memengaruhi propagasi gelombang seismik	13
Gambar 1.9	Skema lubang bor dan sekitarnya	18
Gambar 1.10	Jangkauan beberapa pengukuran data log	19
Gambar 1.11	Pengaruh zone invasi dari filtrate lumpur pada pengukuran data log densitas dan log sonic (V_p dan V_s) beserta koreksinya	20
Gambar 1.12	Pencocokan data seismik dan data sintetik: a) sebelum koreksi dan b) sesudah koreksi	21
Gambar 1.13	Skala sampling yang terjadi pada saat coring, logging, borehole seismic	22
Gambar 2.1	Koefisien refleksi seperti yang didefinisikan oleh diferensiasi log impedansi akustik (Anstey, 1982)	27

Gambar 2.2	eismogram sintetik menggunakan wavelet kausal (yaitu direkam) dengan polaritas standar SEG (Anstey, 1982).....	28
Gambar 2.3	Polaritas rekaman seismik	29
Gambar 2.4	Seismogram sintetik menggunakan wavelet simetris dengan polaritas standar positif	30
Gambar 2.5	Skema perambatan gelombang-P dan gelombang-S	33
Gambar 2.6	Komponen densitas batuan dengan porositas intergranular.....	34
Gambar 2.7	Perubahan akibat tegangan : a) perubahan volume b) perubahan bentuk yang terkait dengan tegangan geser	35
Gambar 2.8	Rasio Poisson	36
Gambar 2.9	Relasi rasio Poisson dengan V_p/V_s	38
Gambar 2.10	Partisi energi gelombang P pada antarmuka serpih/batugamping sebagai fungsi sudut datang.....	40
Gambar 2.11	Hukum Snell	41
Gambar 2.12	Contoh energi sudut kritis pada gather yang terkoreksi NMO	41
Gambar 2.13	Tiga komponen pendekatan Aki–Richards (1980) untuk persamaan Zoeppritz	44
Gambar 2.14	Perbandingan persamaan dua suku dan tiga suku Aki– Richards dan persamaan Hilterman untuk contoh antarmuka serpih di atas batupasir gas	45
Gambar 3.1	Elemen wavelet seismik; a) komponen frekuensi sinusoidal, b) spektrum fase, c) spektrum amplitudo (Simm dan White, 2002)	51

Gambar 3.2	Ilustrasi fase; menunjukkan beberapa bentuk gelombang dengan frekuensi yang sama tetapi fase yang berbeda	53
Gambar 3.3	Gelombang fase konstan (+90 °)	53
Gambar 3.4	Wavelet fase linier; menggambarkan bahwa perilaku fase ini secara efektif dikaitkan dengan pergeseran waktu	53
Gambar 3.5	Bandwidth seismik dan filter bumi	54
Gambar 3.6	Dua wavelet fase minimum dengan bandwidth yang sama tetapi respon low-cut yang sedikit berbeda (Simm and White 2002)	56
Gambar 3.7	Rotasi fase yang konstan dari wavelet fase nol – deskripsi yang berguna untuk bentuk wavelet.....	56
Gambar 3.8	Efek model penyerapan pada bentuk wavelet di atas zone 1,3 detik (Angeleri dan Loinger, 1984)	59
Gambar 3.9	Contoh wavelet ideal.....	61
Gambar 3.10	Contoh penapisan inversi Q ; (a) sebelum dan (b) setelah penapisan inversi Q (Wang, 2006)..	62
Gambar 3.11	Pentahapan nol melalui penerapan operator inversi.....	63
Gambar 3.12	Contoh spektral blueing; (a) sebelum spektral blueing, (b) setelah spektral blueing (Blache-Fraser dan Neep, 2004).....	65
Gambar 3.13	Penampang seismik (a) sebelum dan (b) setelah pemrosesan dengan pemisahan frekuensi berorientasi struktural penyaringan dan pemutihan traces (Helmores et al., 2007)	67

Gambar 3.14	Seismogram sintetik yang menggambarkan bagaimana keadaan geologi berhubungan dengan rekaman seismik	68
Gambar 3.15	Model interferensi sederhana: (a–c) model baji dengan refleksi polaritas yang berlawanan dan karakteristik ketebalan vs amplitudo, (d) wavelet seismik, (e)–(g) model baji dengan refleksi polaritas yang sama	69
Gambar 3.16	Estimasi periode dominan pada penampang seismik	72
Gambar 3.17	Frekuensi, kecepatan, dan resolusi vertikal	73
Gambar 3.18	Slope penapisan dan bentuk gelombang (Koefoed, 1981)	75
Gambar 3.19	Zone Fresnel (Sheriff, 1977)	75
Gambar 3.20	Pengaruh migrasi pada zone Fresnel untuk garis 2D (Lindsey, 1989).....	77
Gambar 3.21	Deteksi pada ; (a) Model 3D reservoir Oseberg atas dan dasar dari kontak hidrokarbon, (b) bagian perbedaan vertikal setelah model pra-produksi dikurangi data monitoring, (c) bagian perbedaan vertikal dengan tingkat kebisingan, (d) irisan waktu melalui model pada kedalaman kontak, (e) irisan waktu melalui model dengan kebisingan. Perhatikan bagaimana tanda selang waktu terlihat jelas di peta rawan kebisingan (e) tetapi cukup tidak jelas pada kebisingan bagian rawan (c) (Archer et al., 1993).....	78
Gambar 4.1	Proses pencocokan sumur.....	85

Gambar 4.2	Model yang menunjukkan efek rata-rata log V_p ; kurva abu-abu adalah model V_p , kurva biru adalah rata-rata waktu lebih dari jendela interval 7 m, dan kurva merah adalah rata-rata Backus lebih dari jendela interval 7 m.	87
Gambar 4.3	Kalibrasi log (kedalaman–waktu).....	88
Gambar 4.4	Skema geometri VSP.....	91
Gambar 4.5	Grafik skema waktu kedatangan VSP terhadap kedalaman geofon untuk data VSP	92
Gambar 4.6	Contoh gelombang naik VSP (Chopra et al., 2004)	93
Gambar 4.7	Contoh corridor stack VSP (Campbell et al., 2005)	94
Gambar 4.8	Contoh walk away VSP dari sumur miring (Kaderali et al., 2007)	95
Gambar 4.9	Ilustrasi skema penyaringan kuadrat terkecil untuk mendapatkan wavelet	98
Gambar 4.10	Segmen seismik (T) dan panjang gelombang (L).....	99
Gambar 4.11	(a) data bandwidth tinggi dengan estimasi fase yang akurat, (b) data bandwidth rendah dengan ambiguitas fase yang cukup besar (White dan Simm, 2003).....	101
Gambar 4.12	Ekstraksi wavelet dari survey seismik laut dengan panjang wavelet (L) yang bervariasi dari segmen waktu 500 ms	102
Gambar 4.13	Peta ikatan sumur; (a) peta PEP (%), (b) seismik crossline (garis hijau pada peta) melalui lokasi sumur dan lokasi yang paling cocok, (c) peta waktu tunda (ms)	104

Gambar 4.14	Contoh well tie yang dihasilkan dari teknik well matching	106
Gambar 4.15	Contoh well tie yang dihasilkan menggunakan wavelet yang dimodifikasi (fase nol) pada data yang diputar fasenya dan waktu yang digeser	107
Gambar 4.16	Contoh well tie yang diaplikasikan dengan menggunakan 180° wavelet fase konstan berdasarkan spektrum amplitudo yang diperoleh dari data	108
Gambar 4.17	Contoh well tie yang dihasilkan dengan menggunakan wavelet fase konstan 50° berdasarkan spektrum amplitudo yang diperoleh dari data	109
Gambar 4.18	Ikatan sumur yang sangat baik dari urutan dengan karakter seismik yang baik	110
Gambar 4.19	Ambiguitas wavelet dengan data bandwidth yang buruk (White dan Simm, 2003)	111
Gambar 4.20	Sebuah ikatan sumur dimana model sintetik perlu diregangkan (garis waktu seismik memiliki jarak 100 ms).....	113
Gambar 4.21	Peregangan atau efek migrasi sisa	114
Gambar 4.22	Dua wavelet dari kedalaman yang berbeda dalam VSP, disejajarkan pada jeda pertama	115
Gambar 4.23	Ikatan sumur I yang dibuat dengan wavelet fase nol yang didominasi puncak (garis waktu seismik memiliki pemisahan 100 ms).....	116
Gambar 4.24	Ikatan sumur yang sama seperti Gambar 4.23 tetapi dengan wavelet dominasi palung (garis waktu seismik memiliki pemisahan 100 ms)	117

Gambar 4.25	Model baji batupasir berisi gas dengan berbagai rotasi fase konstan	117
Gambar 4.26	Metode penentuan fase melalui rotasi fase dan pengukuran amplitudo (Roden dan Sepulveda, 1999)	118
Gambar 5.1	Beberapa fungsi AVO	124
Gambar 5.2	Kelas AVO	125
Gambar 5.3	Plot silang intersep dan gradien AVO	126
Gambar 5.4	Beberapa contoh respons AVO yang berbeda...	127
Gambar 5.5	Contoh (a) kontak hidrokarbon dan (b) tanggapan AVO dasar batupasir	128
Gambar 5.6	Kelas AVO tambahan untuk respons dengan gradien positif (seperti dasar batupasir dan kontak hidrokarbon)	129
Gambar 5.7	Rentang parameter untuk batuan sedimen umum (brine-bearing), (Castagna et al. 1993) ..	130
Gambar 5.8	Tren kecepatan-kedalaman umum untuk batupasir dan serpih (Avseth, 2000).....	133
Gambar 5.9	Pengaruh kompaksi pada batupasir dan serpih berisi air garam, (a) kedalaman vs AI, (b) porositas pasir vs AI, (c) plot AVO menunjukkan respons AVO serpih/pasir, (d) impedansi akustik vs rasio Poisson	134
Gambar 5.10	Pengaruh pengisian fluida pada porositas yang berbeda pada batupasir, (a) impedansi akustik vs rasio Poisson, (b) porositas vs AI	136
Gambar 5.11	Pengaruh porositas dan pengisian fluida pada batupasir	138
Gambar 5.12	Sebuah anomali AVO ditunjukkan pada plot silang AVO	139

Gambar 5.13	Pengaruh saturasi gas pada sifat elastis batupasir tak terkonsolidasi porositas tinggi....	140
Gambar 5.14	Model AVO North Sea Chalk dengan porositas berbeda: (a) serpih di atas 18% kapur porositas dengan air garam dan gas, (b) serpih di atas 34% porositas kapur dengan air garam dan gas, (c) AVO crossplot menunjukkan data dari refleksi pra-kritis dalam (a) dan (b)	142
Gambar 5.15	Model AVO sederhana dari serpih menumpang di dolomit dengan porositas 20%: (a) AVO plot, (b) AVO crossplot menunjukkan respon AVO untuk sudut pra-kritis	143
Gambar 5.16	Kekakuan relatif dan pengaruhnya terhadap impedansi akustik dan rasio Poisson.....	144
Gambar 5.17	Karakteristik kecepatan-porositas sedimen silisiklastik yang mengandung air asin.....	145
Gambar 5.18	Data log berporositas tinggi dan pasir jenuh air asin – lepas pantai Norwegia; (a) porositas vs V_p , (b) AI vs PR, (c) plot AVO menunjukkan respons bagian atas dari pasir air asin (biru) dan pengisian gas (merah) pada pasir yang tersemen, (d) plot AVO menunjukkan respons bagian atas pasir dengan kandungan air asin (biru) dan pasir tidak disemen berisi gas (merah).....	148
Gambar 5.19	Kecepatan kompresi vs porositas untuk kayu dari 12 sumur di lepas pantai Afrika Barat dan Teluk Meksiko (Vernik dan Kachanov, 2010)...	149
Gambar 5.20	Pengaruh serpih tersebar pada sifat batupasir; (a) ilustrasi skema campuran pasir/serpih,	

	(b) porositas vs plot AI, (c) porositas vs plot rasio Poisson, (d) plot silang AVO (Marion et al., 1992).....	150
Gambar 5.21	Contoh pengaruh serpih terdispersi padat delta Jurassic.....	151
Gambar 5.22	Contoh data log dari urutan pasir/serpih yang dilaminasi; (a) kelambatan sonic vs densitas, (b) porositas densitas vs plot rasio Poisson.....	152
Gambar 5.23	AI vs PR yang dimodelkan dan intersep vs gradien untuk data pasir/serpih laminasi; (a) plot rasio AI vs Poisson, (b) plot silang AVO ...	153
Gambar 5.4	Data laboratorium dari batupasir konsolidasi (Vernik, 1994).....	153
Gambar 5.25	Respons seismik batupasir gas dengan signature amplitudo bervariasi dengan ketebalan.....	154
Gambar 5.26	Signature AVO yang diidealkan dari pantulan atas dari irisan batupasir impedansi rendah, dimodelkan menggunakan model reflektifitas satu dimensi yang sederhana.....	155
Gambar 5.27	Data model menunjukkan efek penyetulan pada respons AVO; (a) dua penampang stack sudut dari model, 10° dan 30° dan (b) plot silang intersep/gradien.....	156
Gambar 5.28	Ketebalan dan impedansi yang tidak unik di bawah tuning.....	157
Gambar 5.29	Model pasir/serpih dengan ketebalan konstan (tuning).....	158
Gambar 5.30	Model seismik sub-tuning menempatkan data sumur dalam konteks ketidakpastian.....	159

Gambar 5.31	Pengukuran laboratorium dari dua inti batupasir menunjukkan kecepatan sebagai fungsi dari tekanan diferensial (Hicks dan Berry, 1956).....	161
Gambar 5.32	Hubungan tekanan-kedalaman.....	162
Gambar 5.33	Contoh log sonic diplot pada skala log untuk menyoroti tren pepadatan serpih 'normal' dan timbulnya tekanan berlebih	162
Gambar 5.34	Pengaruh tekanan pada AVO. Pasir 1 dan 3 biasanya mengalami tekanan sementara pasir 2 mengalami overpressure sekitar 500 psi.....	165
Gambar 5.35	Efek produksi yang dimodelkan pada reservoir yang awalnya bertekanan berlebih.....	167
Gambar 6.1	Bright spot pada penampang stack migrasi terkait dengan keberadaan gas; (a) penampang stack yang sudah migrasi (polaritas Eropa), milik Rashid Petroleum Company, (b) model fisika batuan skematik (Simm dan Bacon)	175
Gambar 6.2	Indikator produk AVO (intersep \times gradien) menampakkan pasir gas Kelas III dengan amplitudo yang meningkat dengan offset (merah) berbeda dengan pasir air Kelas I dengan amplitudo yang menurun dengan offset (biru) (Bacon et al., 2003).....	177
Gambar 6.3	Akumulasi gas dengan AVO Kelas III diidentifikasi dengan atribut ERG (enhanced limited gradient). Warna merah mewakili AVO positif dan warna biru mewakili AVO negatif	178
Gambar 6.4	Contoh plot silang berkode warna yang menandai Kelas III 'anomali' yang terkait dengan keberadaan gas: (a) plot silang AVO,	

	(b) bagian intersep dengan data dari zone kuning dan biru	180
Gambar 6.5	Respons AVO Kelas III yang disebabkan oleh pasir serpihan yang mengandung air	180
Gambar 6.6	Tuning dan AVO; (a) gather menunjukkan respons AVO Kelas II/III dari zone gas produktif, (b) gather menunjukkan respons serupa dari pasir basah air akibat efek tuning (Allen dan Peddy, 1993)	181
Gambar 6.7	Pengaruh variasi litologi terhadap AVO; (a) bagian skema dengan interpretasi puncak reservoir, (b) plot silang AVO yang menunjukkan bentuk cluster dari segmen yang ditunjukkan pada (a), (c) skema faktor fluida (Sams, 1998)...	182
Gambar 6.8	Amplitudo lunak terkait dengan variabel saturasi gas; (a) penampang seismik (O'Brien, 2004) tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan antara sumur penemuan dan sumur dengan saturasi gas rendah, (b) plot AVO pasir atas yang dihasilkan dari data log	184
Gambar 6.9	Model reservoir sederhana dengan respons AVO Kelas IV; (a) plot AVO menunjukkan respon basah dan pasir hidrokarbon, (b) plot silang AVO, (c) model seismik dari dua sumur semu, menunjukkan penggunaan proyeksi AVO dan impedansi bandlimited dalam menyoroti kontak air gas (Simm, 2009)	185
Gambar 6.10	Contoh model signature AVO pasir atas yang bervariasi karena ada atau tidak adanya unit lanau impedansi tinggi di atas pasir; (a) sintetis	

	dengan lanau di atas pasir, (b) sintetis dengan lanau dihilangkan, (c) plot silang data AVO puncak pasir (a), (d) plot silang data AVO pasir atas (b)	187
Gambar 6.11	Pasir gas Kelas IIp; (a) penampang full stack yang telah dimigrasi Rutherford dan Williams, 1989), (b) model AVO nosional menjelaskan puncak terang yang terkait dengan kontak air gas dan kurangnya refleksi di bagian atas pasir	189
Gambar 6.12	Pasir minyak Kelas IIp; (a) penampang near stack, (b) penampang far stack, (c) penampang menunjukkan pembalikan fase pada bagian puncak reservoir	190
Gambar 6.13	Menggambarkan pasir minyak Kelas IIp dengan menggunakan plot silang dekat/jauh (Ross, 1995).....	191
Gambar 6.14	Proyeksi fluida dan litologi dalam skenario pasir minyak Kelas IIp (Whitcombe et al., 2002)	191
Gambar 6.15	Contoh (a) fluida dan (b) kubus litologi bersama-sama dengan interpretasi yang sesuai crossplots (c) dan (d). Kurva log yang ditunjukkan pada (a) dan (b) adalah sinar gamma (Apache Corporation).....	193
Gambar 6.16	Woodbine Sands, Texas Timur, skenario pasir gas Kelas I (setelah Peddy et al., 1995); (a) penampang full stack yang dimigrasikan menunjukkan peredupan reflektor pasir Woodbine saat gas diisi, (b) penampang yang menunjukkan reflektor basah air terang, (c)	

	signature AVO gas dan air yang kontras	194
Gambar 6.17	Model pasir minyak Kelas I; (a) penampang sudut dekat menunjukkan peredupan terkait dengan keberadaan minyak, (b) model sudut jauh menunjukkan reflektifitas pada reservoir atas dan terminasi palung pada kontak, (c) plot silang AVO, (d) penampang proyeksi (persamaan Shuey digunakan dengan 41°)	195
Gambar 6.18	Penampang stack migrasi dari penemuan gas di cekungan Otway, lepas pantai Australia (Cliff et al., 2004)	197
Gambar 6.19	Model sintesis dari reservoir dalam sekuen batu pasir berlapis. Diagnostik hidrokarbon hanyalah kecerahan reflektifitas yang terkait dengan kontras dalam porositas.....	197
Gambar 6.20	Peningkatan efek hidrokarbon pada reservoir dengan lapisan tipis menggunakan teknik optical stacking (Cliff et al., 2004).....	198
Gambar 6.21	Bright spot medan gas Troll terkait dengan kontak air gas (polaritas standar positif dengan warna hitam mewakili puncak)	199
Gambar 6.22	(a) Bright spot hidrokarbon (~1070 ms) menunjukkan (b) konsistensi amplitudo RMS dengan struktur (polaritas: hitam peningkatan impedansi ke bawah) (Western Geco)	200
Gambar 6.23	Struktur, amplitudo seismik dan kontak miring; (a) peta relief struktural berbayang 3D dengan penutup miring yang digariskan dalam warna putih; (b) impedansi bandwidth yang diekstraksi dekat dengan reservoir atas (warna merah	

	menunjukkan impedansi yang relatif rendah terkait dengan pengisian minyak pada batupasir yang berorientasi NW–SE). Perhatikan bahwa garis amplitudo bergeser ke barat laut dari penutupan struktural karena efek gradien hidrodinamik (Dennis et al., 2005)	201
Gambar 6.24	DHI yang terkait dengan reservoir yang mengandung minyak.....	201
Gambar 6.25	Model kontak air-minyak pada bagian lapisan tipis pasir dan serpih; (a) angle stack ($\theta \approx 30^\circ$) menunjukkan kontak rangkaian segmen refleksi dengan sedikit kemiringan, (b) bagian porositas – warna jingga menunjukkan lapisan pasir dengan porositas lebih dari 20%	202
Gambar 6.26	Model kontak hidrokarbon dalam reservoir karbonat grainstone. Efek kontak relatif halus, dengan DHI utama menjadi peredupan reflektor reservoir atas	203
Gambar 6.27	Gather seismik nyata vs model. Kecerahan sudut jauh yang diprediksi oleh model (b) tidak direplikasi oleh gather nyata (a) (Drivenes)	205
Gambar 6.28	Hidrokarbon dan model kontak relik (berdasarkan data dari Francis et al., 1997)	207
Gambar 6.29	Fylla flat spot– terkait dengan transisi opal/ Cristobalite (Isaacson dan Neff, 1999).....	207
Gambar 6.30	Peredupan amplitudo pada puncak Chalk terkait dengan perkembangan porositas (d’Angelo et al., 1997).....	208
Gambar 6.31	Pembalikan polaritas pada Chalk dengan porositas tinggi di Lapangan Hod, lepas pantai	

	Norwegia (Pearse dan Ozdemir, 1994).....	209
Gambar 6.32	ubungan antara porositas dan impedansi akustik di East Hod Field (Campbell dan Gravdal, 1995).....	210
Gambar 6.33	Model gather yang menunjukkan efek substitusi fluida dalam dolomit (porositas 14–20%) yang terbungkus dalam batugamping yang padat, berdasarkan data dari cekungan sedimen Kanada Barat (Li et al., 2003).....	211
Gambar 6.34	Deteksi zone porous dolomit menggunakan analisis AVO (Eissa et al., 2003).....	212
Gambar 6.35	Teknik ‘relatif AVO’ Chiburis membedakan pasir hidrokarbon dalam urutan platform karbonat; (a) full stack menunjukkan reflektor target dan referensi, (b) rasio target/referensi AVO menunjukkan AVO positif terkait dengan minyak dalam kalkarenit, (c) rasio target/referensi AVO menunjukkan AVO negatif pada kalkarenit basah (Chiburis, 1993)	212
Gambar 6.36	Gather dari lintasan seismik 2D yang sejajar dengan sekumpulan rekahan di Chalk of the Fife Field, Laut Utara Inggris (Macbeth et al., 1999)	215
Gambar 6.37	Perbedaan waktu tempuh gelombang geser cepat (S1) (bagian kiri) dan gelombang geser lambat (S2) (bagian kanan) merupakan bukti adanya rekahan di Formasi Green River, NE Utah (setelah Lynn et al., 1995)	216
Gambar 6.38	Bagian gelombang geser cepat (S1) dan lambat (S2) di Austin Chalk (Mueller, 1992).....	217

Gambar 7.1	Analisis litologi dari data log	227
Gambar 7.2	Kurva batas pada modulus bulk batupasir berisi air asin (Nur et al. 1998). Dalam hal ini konstituennya adalah kuarsa dan air garam. Kurva yang ditampilkan adalah (1) Rata-rata Voigt, (2) Rata-rata Reuss, (3) Hashin–Shtrikman atas, (4) Hashin–Shtrikman bawah, dan (5) Batas Voigt yang dimodifikasi	230
Gambar 7.3	Relasi kecepatan-densitas dalam batuan dari litologi yang berbeda (Gardner et al., 1974)....	231
Gambar 7.4	Plot silang porositas vs kecepatan kompresi untuk berbagai dataset batu pasir: titik ungu – data dari Han et al. (1986), titik biru tua – dataset batupasir tersier dari Laut Utara, garis merah putus-putus – Campuran air dan kuarsa Reuss, garis merah dan kuning – tren dari data porositas tinggi Oseberg (Dvorkin dan Nur, 1996), garis biru – tren dari data porositas tinggi Troll (Dvorkin dan Nur, 1996) dengan tekanan efektif garis atas 20 MPa dan tekanan efektif garis bawah 5 MPa, titik merah – data pasir tidak terkonsolidasi yang dipilih.	234
Gambar 7.5	Plot silang kecepatan (pada tekanan efektif 8 MPa) versus porositas berbagai jenis pori karbonat (diisi air garam) dengan kurva eksponensial paling sesuai melalui data untuk referensi (digambar ulang setelah Eberli et al., 2003)	235
Gambar 7.6	Relasi Han (1986) menunjukkan garis lempung yang konstan, dengan subset data Han (1986)	

	(Avseth et al., 2005)	238
Gambar 7.7	Perbandingan dataset batupasir serpihan Laut Utara dan garis pasir Castagna, hubungan $V_p - V_s$ empiris berdasarkan dataset batupasir dari Teluk Meksiko dan onshore di Amerika Serikat.	239
Gambar 7.8	Plot silang yang menunjukkan relasi Greenberg–Castagna $V_p - V_s$	240
Gambar 7.9	Plot silang $V_p - V_s$ dari ladang minyak Laut Utara, menunjukkan perbedaan signifikan antara data log dan tren empiris Castagna et al. (1985). Titik hijau – pasir minyak, titik biru – pasir air asin dan titik hitam – serpih	242
Gambar 7.10	Plot silang $V_p - V_s$ menunjukkan data dari serpih organik yang diplot di atas tren empiris batupasir Castagna et al. (1985).	243
Gambar 7.11	Contoh tren $V_p - V_s$ dalam karbonat (data dari Rafavich et al. (1984) dan data Kapur dari Laut Utara)	244
Gambar 7.12	Contoh penggunaan hubungan $V_p - V_s$ untuk menentukan pay zone (Williams, 1990)	245
Gambar 7.13	Plot silang resistivitas–sonic interval pasir/serpih Miosen di pantai Texas (Smith, 2007) menunjukkan perbedaan litologi antara log resistivitas sonic dan SFL dangkal (a) dan ILD dalam (b). Tampak pada log ILD pasir dan serpih terpisah	247
Gambar 7.14	Ilustrasi skema asumsi kunci dalam persamaan Gassmann	251

Gambar 7.15	Tinjauan tentang penerapan model Gassmann pada frekuensi yang berbeda.....	252
Gambar 7.16	Persamaan praktis untuk penerapan relasi Gassmann ke data log	254
Gambar 7.17	Substitusi fluida dan kekakuan pada batupasir. Dua batupasir dengan porositas 30% diperlihatkan, pasir lunak tanpa semen pada (a) dan (b) dan pasir tersementasi lebih kaku pada (c) dan (d). Untuk porositas yang sama, pasir yang lebih lembut menunjukkan efek substitusi fluida yang lebih besar dalam hal kecepatan kompresi.....	258
Gambar 7.18	Perekaman densitas; (a) konfigurasi pahat di lubang bor (Tittman dan Wahl, 1965), (b) contoh kompensasi pada lubang yang rusak	259
Gambar 7.19	Elemen dasar dari perekaman gelombang sonic.....	261
Gambar 7.20	Pemrosesan koherensi waktu lambat dari bentuk gelombang sonic	262
Gambar 7.21	Contoh template fisika batuan; a) plot silang; b) contoh data log yang diplot dari zona litofasies yang berbeda, bersama dengan tren kalibrasi model fisika batuan.....	265
Gambar 7.22	Contoh zona 'pencucian' serpih pada log densitas dan sonic. Log densitas yang diprediksi ditampilkan dalam warna merah pada kolom 4. Perhatikan bagaimana log sonic kompresional dipol (DTCO) kurang terpengaruh washout daripada sonic konvensional (DT)	267

Gambar 7.23 Pengaruh cycl skip pada log sonic konvensional (Burch, 2002)..... 269

Gambar 7.24 Plot silang kecepatan gelombang sonic; (a) contoh awal data sonic dipol dalam serpih dengan kecepatan geser lebih rendah dari kecepatan kompresional lumpur. Perhatikan adanya beberapa energi kedatangan lumpur di sekitar 4500 ft/s, (b) contoh data sonic dipol dari batupasir yang menunjukkan energi kedatangan lumpur dan kebisingan yang signifikan..... 270

Gambar 7.25 Contoh interferensi gelombang Stoneley, bisa mengakibatkan kecepatan gelombang geser bias ke nilai yang lebih rendah 271

Gambar 7.26 Hasil regresi multilinier untuk memprediksi kelambatan kompresi (hitam log sonic asli, ungu prediksi)..... 272

Gambar 7.27 Prediksi log sonic dan QC menggunakan ikatan yang baik..... 273

Gambar 7.28 Penggunaan model porositas kritis untuk substitusi fluida tanpa V_s (Mavko et al., 1995) .. 275

Gambar 7.29 Invasi lubang bor ditunjukkan oleh perbedaan pembacaan resistivitas log dalam, sedang dan dangkal 276

Gambar 7.30 Ilustrasi grafis penentuan densitas fluida menggunakan log densitas dan pengukuran porositas inti..... 278

Gambar 7.31 Pengaruh saturasi skala pori pada kecepatan ultrasonik (Knight dan Nolen-Hoeksema, 1990) 280

Gambar 7.32	Ilustrasi skema deviasi lubang bor dan kelambatan sonik pada serpih; (a) beberapa sumur dengan sudut lubang yang berbeda melalui formasi serpih yang sama (oranye), (b) penurunan kelambatan serpih (yaitu peningkatan kecepatan) dengan meningkatnya deviasi, (c) kelambatan horizontal vs vertikal (Horne et al., 2012) 284	284
Gambar 7.33	Data kecepatan log sumur dari serpih pada sepuluh formasi serpih pada dua lapangan di Laut Utara (Brevik et al., 2007)..... 285	285
Gambar 8.1	Penampang seismik dan ekuivalen inversi impedansi akustiknya (Latimer et al., 2000)..... 293	293
Gambar 8.2	Konsep inversi tracessss seismik ke impedansi ... 294	294
Gambar 8.3	Contoh data model yang menggambarkan inversi sparse spike (Oldenburg et al., 1983). Perhatikan bagaimana tracessss inversi AI adalah penyederhanaan blok dari impedansi sumur 296	296
Gambar 8.4	Diagram alir umum untuk inversi berbasis model 298	298
Gambar 8.5	Contoh inversi berbasis model; pengambilan horizon pada data reflektifitas yang digunakan untuk membangun model awal (setelah Pharez et al., 1998)..... 300	300
Gambar 8.6	Contoh inversi berbasis model; impedansi sumur (hitam) dan model awal pelapisan makro untuk inversi (merah) 301	301
Gambar 8.7	Contoh inversi berbasis model; lapisan mikro keluaran dari inversi (merah), impedansi sumur (hitam)..... 301	301

Gambar 8.8	Contoh inversi berbasis model; bagian impedansi akhir, menunjukkan tight sand (impedansi tinggi) berwarna jingga dan porous sand (impedansi rendah) berwarna hijau (Pharez et al., 1998).....	302
Gambar 8.9	Perbandingan hasil impedansi terbalik dengan impedansi yang dihitung dari log sumur (Bach et al., 2000)	302
Gambar 8.10	(a) seismik input, (b) sintetik yang dihasilkan dari inversi, (c) selisih antara (a) dan (b)	304
Gambar 8.11	Realisasi terpisah dari inversi geostatistik (Francis, 2006)	306
Gambar 8.12	Contoh produk inversi geostatistik; (a) realisasi tunggal, (b) rata-rata realisasi dan (c) standar deviasi realisasi (Lamy et al., 1999).....	306
Gambar 8.13	Simulasi Gaussian sekuensial dibatasi oleh data seismik (Haas dan Dubrule, 1994)	308
Gambar 8.14	Variogram untuk input ke inversi stokastik; (a) Variogram vertikal dari impedansi sumur, (b) skala lateral ditentukan dari peta amplitudo seismik dengan anisotropi, (c) variogram horizontal untuk sumbu utama anisotropi yang diidentifikasi dalam (b), (d) variogram lateral akhir (Haas dan Dubrule, 1994).....	310
Gambar 8.15	Alur kerja inversi geostatistik yang menggabungkan inferensi Bayesian (Sams et al., 2011)	313
Gambar 8.16	Volume keluaran dari realisasi inversi geostatistik tunggal meliputi fasies, parameter petrofisika (Saussus and Sams, 2012).....	313

Pemodelan Seismik

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Nilai Q dari beberapa litologi (Sheriff dan Geldart, 1995).....	60
Tabel 7.1	Koefisien untuk Relasi Gardner.....	232
Tabel 7.2	Nilai t dan nilai x untuk Persamaan. (7.9) (Raiga-Clemenceau et al., 1988).....	236
Tabel 7.3	Nilai khas untuk koefisien Archie 'a' dan 'm' (Hacikoylu et al, 2006).....	237

Pemodelan Seismik

BAB I

KONSEP DASAR

Capaian Pembelajaran :

Mahasiswa dapat memahami filosofi pemodelan data seismik untuk karakterisasi sifat fisik reservoir dalam kerangka eksplorasi hidrokarbon.

Deskripsi:

Dalam bab ini mahasiswa akan diajak untuk memahami pengertian konsep dasar pemodelan data seismik dengan mengintegrasikannya terlebih dahulu dengan data log sumur beserta ruang lingkungannya.

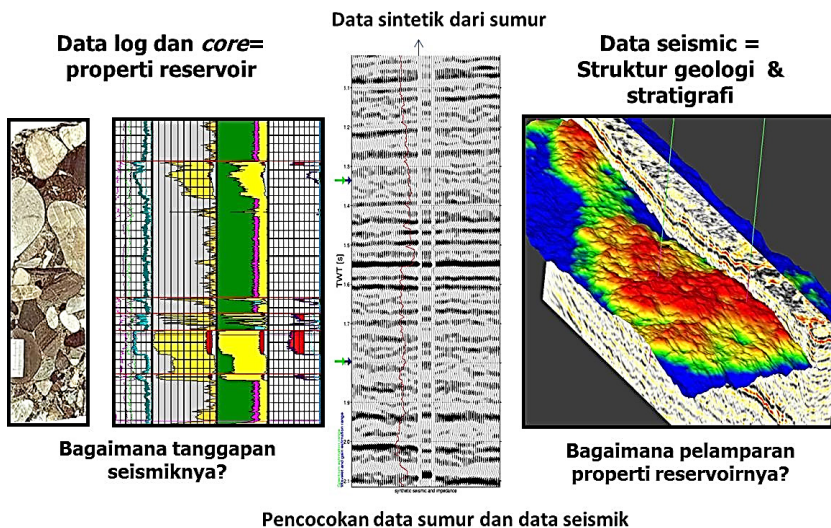
A. Filosofi

Filosofi dari pemodelan data seismik dalam kegiatan eksplorasi adalah memodelkan respons amplitudo seismik untuk mengkarakterisasi sifat fisik reservoir, di dalam kerangka suatu *petroleum system*. Hal ini biasanya melibatkan pembuatan model seismik sintetis untuk berbagai skenario kandungan fluida tertentu berdasarkan data log sumur yang tersedia. Pada tahapan eksplorasi, umumnya hal ini mengandung tingkat ketidakpastian sedemikian rupa. Namun demikian, pada tahapan pengembangan lapangan di mana telah cukup banyak data tersedia, pemodelan fisik mulai mengarah pada tingkat kepastian kuantifikasi properti reservoir.

Pemodelan data seismik pada dasarnya merupakan integrasi dari berbagai disiplin ilmu mencakup geologi, geofisika, petrofisika, dan teknik reservoir. Inti dari integrasi tersebut adalah fisika batuan, yang dapat didefinisikan sebagai studi tentang hubungan antara

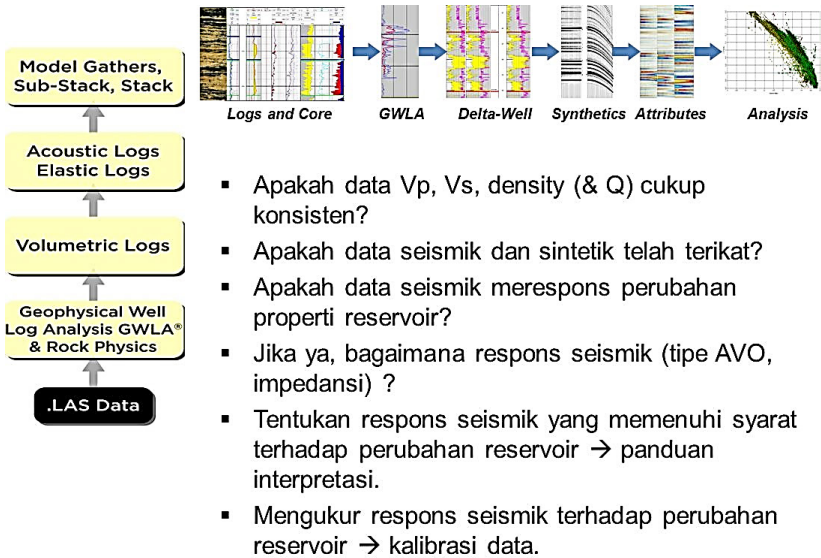
pengukuran parameter elastis dari data permukaan, sumur dan laboratorium; sifat intrinsik batuan seperti mineralogi, porositas (bentuk pori, cairan pori, tekanan pori), permeabilitas, viskositas, sensitivitas tegangan dan arsitektur batuan secara keseluruhan (seperti laminasi dan rekahan)' (Sayers dan Chopra, 2009). Fisika batuan secara efektif menyiapkan parameter batuan dan fluida untuk pemodelan seismik. Pennington (1997) menguraikan penggunaan yang cermat dan terarah dari data dan teori fisika batuan dalam interpretasi seismik dan menyebut pendekatan ini sebagai 'Petrofisika Seismik'. Ahli lain menyebut hal tersebut sebagai 'Fisika Batuan'. 'Fisika Batuan Seismik' (Wang, 2001) atau Interpretasi Kuantitatif (QI). Pola pikir yang mendorong pendekatan ini tentu saja bukan hal baru, tetapi memberikan konteks yang baru terhadap visualisasi dan kuantifikasi sifat fisik reservoir. Praktik simulasi beberapa skenario sifat fisik batuan dengan menggunakan data seismik sangat bergantung pada aplikasinya. Misalnya, dalam beberapa kasus, simulasi penggantian fluida dengan menggunakan data log pada sumur yang kering, menghasilkan model sintesis untuk berbagai skenario pengisian hidrokarbon yang memungkinkan identifikasi respons seismik diagnostik keberadaan hidrokarbon. Di sisi lain, inversi stokastik untuk prediksi reservoir dan penilaian ketidakpastian akan memerlukan *database* fisika batuan yang lengkap di mana sifat elastis dari berbagai litofasies dan distribusinya ditentukan dalam konteks tekanan efektif. Oleh karena cakupan subjek yang luas, maka seorang ahli geofisika perlu bekerja sama dengan ahli petrofisika, ahli geologi, dan ahli reservoir. Menurut Crain (2013), ahli geofisika yang terlibat dalam interpretasi seismik jarang menggunakan data log secara maksimal. Hal ini disebabkan oleh kenyataan bahwa kebanyakan ahli geofisika bukanlah ahli dalam analisis log. Seorang ahli petrofisika

dibutuhkan untuk mengedit data log dan melakukan analisis petrofisika. Namun demikian, banyak ahli petrofisika tidak tahu apa yang diperlukan dari data log untuk pemodelan data seismik. Secara efektif, penggunaan sifat fisik batuan dalam interpretasi seismik mengaburkan perbedaan antara disiplin ilmu geofisika, petrofisika, geologi dan reservoir. Buku ini menengahkan subjek dari sudut pandang praktis dengan deskripsi cara kerjanya dan bagaimana hubungan dibuat antara berbagai disiplin ilmu, sebagai pengantar terhadap dasar ilmu geofisika dari eksplorasi dengan menggunakan data seismik, maka dianjurkan untuk membaca buku Pengantar Seismologi Eksplorasi karangan penulis. Maka, diharapkan perspektif yang disajikan di sini akan menjadi motivasi untuk pembelajaran lebih lanjut mengenai teknik karakterisasi reservoir hidrokarbon.



Gambar 1.1 Skema pemodelan data seismik dengan menggunakan pengamatan sifat-sifat fisika reservoir dari data log

Gambar di atas mengilustrasikan suatu bentuk integrasi data sumur dan data seismik, dimana proses yang bekerja menghasilkan suatu data seismik sintetik, atau biasa disebut dengan data sintetik seismogram, merupakan proses pemodelan ke depan, yakni berupa penentuan kontras impedansi akustik, yang diperoleh dari penghitungan nilai beda impedansi akustik antara dua lapisan, dimana masing-masing lapisan dipengaruhi oleh densitas dan velositas. Sedangkan, proses penurunan data seismik menjadi impedansi akustik, disebut proses inversi atau pemodelan ke belakang. Sasaran dari masing-masing pemodelan tersebut adalah untuk mengetahui pelampiran properti reservoir yang teramati pada data sumur, secara lataran seluas area yang dipelajari. Terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan, sebagaimana yang diringkaskan pada skema berikutnya (Gambar 1.2), yakni apakah data velositas baik V_p atau V_s dan densitas mempunyai nilai yang konsisten, serta bisa menggambarkan perubahan properti reservoir? Kemudian, apakah bisa cocok nilai kontraks impedansi antara data sumur dan seismik? Akhirnya, bagaimana respons model AVO atau impedansi akustik serta bagaimana kuantifikasinya? Beberapa persoalan tersebut merupakan hal-hal kunci yang menentukan keberhasilan dari pemodelan data seismik untuk keperluan karakterisasi suatu reservoir. Suatu studi pemodelan dengan menggunakan data seismik sering kali bisa berhasil dengan baik, serta menunjukkan kesesuaian antara data sumur dan data seismik. Namun demikian, kadang kala hal itu tidak bisa menunjukkan hal yang memuaskan.



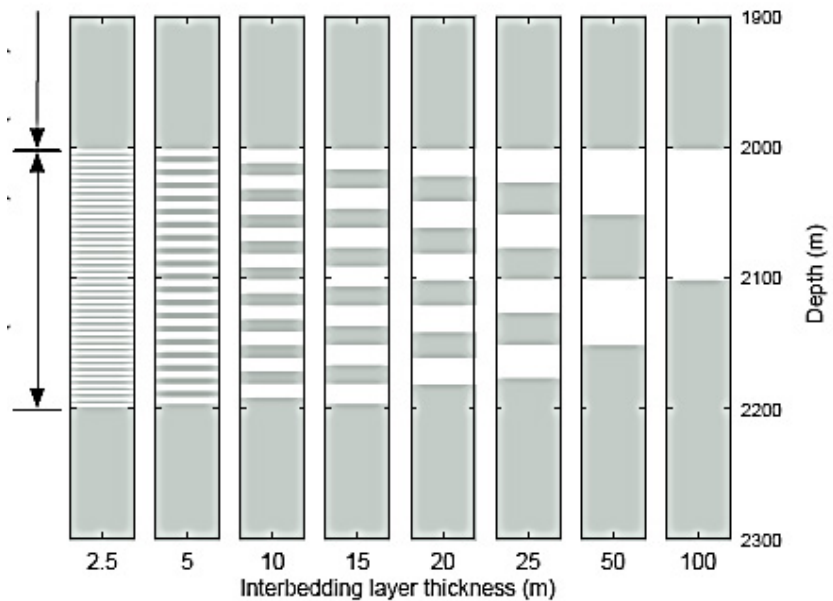
Gambar 1.2 Beberapa faktor yang perlu diperhatikan dalam pemodelan seismik

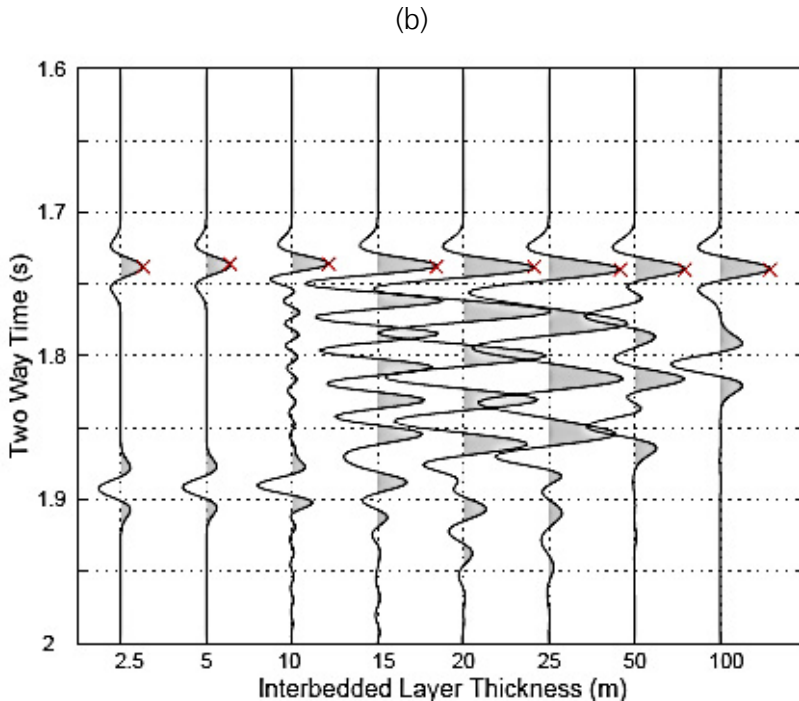
Salah satu isu penting dalam keberhasilan pemodelan seismik adalah isu keterbatasan resolusi vertikal dari data seismik, dimana data seismik mempunyai skala yang tidak sama atau tidak sesuai dengan data sumur. Dalam hal ini, data seismik mempunyai resolusi yang jauh lebih rendah daripada data sumur, artinya suatu lapisan reservoir yang teramati pada data sumur, gagal teramati pada data seismik. Hal ini terjadi sebagai akibat keterbatasan gelombang seismik, di dalam menanggapi ketebalan lapisan tipis. Pada umumnya gelombang seismik hanya mampu merepresentasikan ketebalan lapisan batuan tidak bisa lebih tipis dari 20 meter, rata-rata masih bisa menggambarkan lapisan setebal 25 meter. Sebagai contohnya, pada Gambar 1.3a ditunjukkan beberapa contoh kolom litologi dengan ketebalan dari kiri ke kanan masing-masing 2,5 meter, 5 meter, 10 meter, 15 meter,

Pemodelan Seismik

20 meter, 25 meter, 50 meter dan 100 meter, ternyata apabila direkam dengan data seismik, maka kecocokan dari banyaknya bidang batas perlapisan ditentukan dari jumlahnya puncak dan palung dari suatu gelombang. Dari perhitungan banyaknya bidang lapisan yang muncul yang bisa direpresentasikan oleh banyaknya puncak dan palung, maka diperoleh nilai minimal 25 meter. Untuk nilai ketebalan yang kurang dari 25 meter maka jumlah puncak dan palung sudah tidak sesuai dengan jumlah bidang batas perlapisan (Gambar 1.3b).

(a)



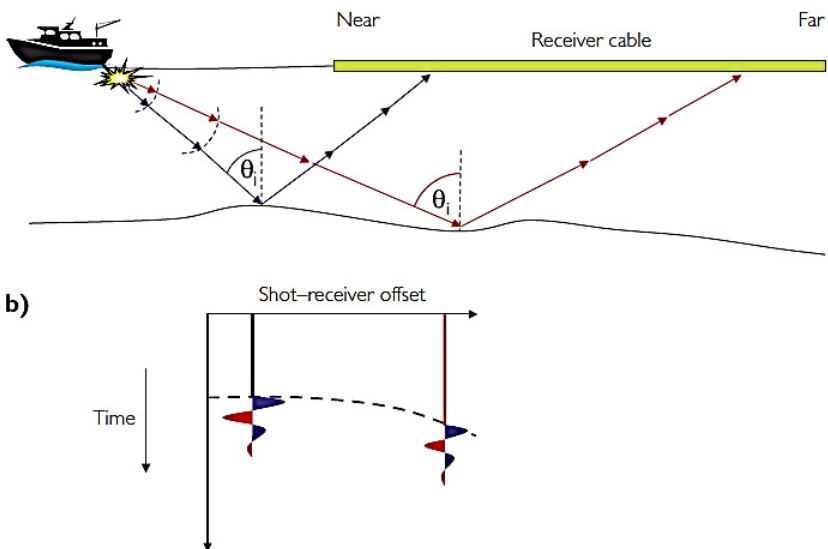


Gambar 1.3 Simulasi kolom litologi yang direkam oleh gelombang seismik

B. Data Seismik

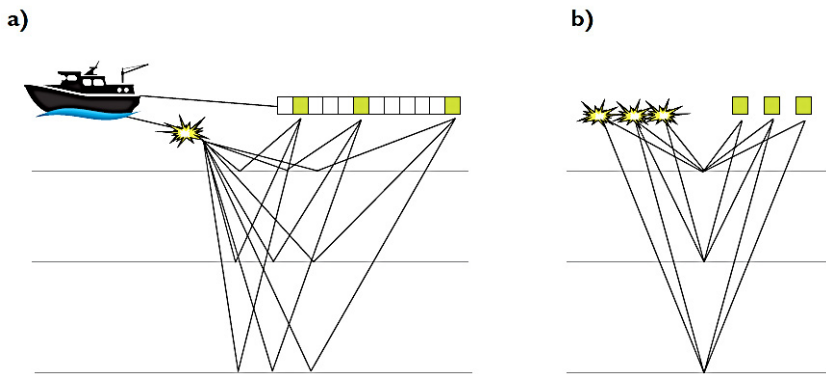
Sebelum menafsirkan tanggapan amplitudo seismik dibutuhkan pemahaman tentang akuisisi dan pemrosesan data seismik. Buku terpisah telah ditulis tentang hal ini. Namun, secara ringkas tinjauan tentang hal tersebut akan diuraikan pada bab ini. Data seismik diperoleh dari sumber dan penerima akustik. Ada banyak jenis geometri seismik tergantung pada persyaratan survei dan lingkungan operasi. Baik di darat atau di laut, data yang diperlukan untuk analisis amplitudo seismik biasanya memerlukan sejumlah *traces* untuk setiap titik di bawah permukaan, yang secara efektif menggambarkan sejumlah pengukuran di berbagai sudut

datang. Pada survei laut, pasangan sumber dan penerima diatur sedemikian rupa, ditujukan untuk memperoleh data tersebut, misalnya pengaturan *gun* dan *streamer* seperti diilustrasikan pada Gambar 1.4. Setiap tembakan mengirimkan gelombang energi suara ke bawah permukaan, dan setiap penerima pada *streamer* merekam energi yang telah dipantulkan dari bidang kontras beda kekerasan litologi bawah permukaan (atau impedansi akustik) yang terkait dengan bidang antarmuka geologis. Untuk mempermudah maka jalur energi digambarkan dengan sinar yang ditarik tegak lurus terhadap muka gelombang seismik; hal ini menjelaskan pula tentang sudut datang (θ pada Gambar. 1.4a). Biasanya, pantulan yang direkam pada penerima yang paling dekat dengan sumber, memiliki sudut datang yang paling rendah, dan untuk penerima yang lebih jauh mempunyai sudut yang lebih tinggi.



Gambar 1.4 Skema akuisis data seismik pada survey laut

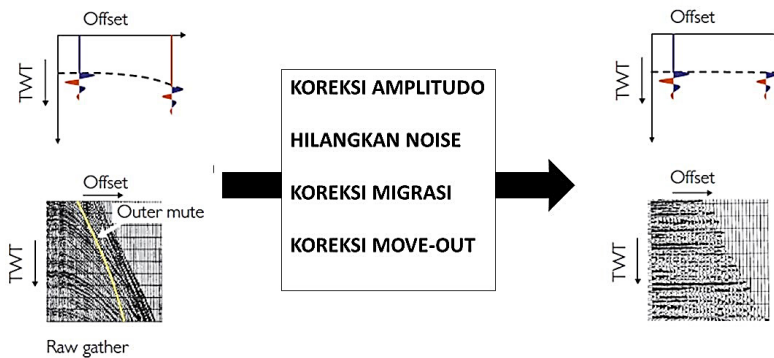
Gambar 1.4b mengilustrasikan sinyal yang direkam dari jalur sinar biru dan merah yang ditunjukkan pada Gambar 1.4a. Sinyal yang direkam pada setiap penerima diplot terhadap waktu (yaitu waktu perjalanan dari sumber ke penerima), dan traces penerima diurutkan seiring dengan meningkatnya jarak sumber-penerima, biasa disebut sebagai offset. Pada Gambar 1.4b energi yang dipantulkan ditampilkan sebagai bentuk pulsa seismik (wavelet) pada bidang batas. Karena perbedaan jalur perjalanan, waktu datang refleksi dari batas geologi meningkat dengan offset dan, biasanya, fungsi hubungan antara waktu tempuh dan offset kira-kira berbentuk hiperbolik. Amplitudo pantulan dari bidang batas, tidak hanya terkait dengan kontras impedansi akustik, tetapi dipengaruhi juga oleh jarak yang ditempuh, terutama karena energi menjadi tersebar pada area muka gelombang yang lebih besar. Fenomena ini sering disebut sebagai divergensi bola, meskipun sebenarnya terbukti bahwa muka gelombang memiliki bentuk antara bola dan elips. Tujuan pemrosesan seismik adalah untuk menghasilkan tampilan *traces* di mana amplitudo hanya terkait dengan kontras pada batas pemantulan, dan semua efek lain di sepanjang jalur propagasi dihilangkan (ini sering disebut sebagai pemrosesan amplitudo sebenarnya). Hal ini dapat problematik, ketika mungkin ada perbedaan yang cukup besar dari satu *traces* ke *traces* berikutnya, terkait dengan efektivitas koneksi sumber dan penerima ke permukaan, serta variasi lateral karakteristik sifat-sifat zone dangkal di bawah permukaan.



Gambar 1.5 Skema yang menggambarkan: a) titik pantul dan b) titik CMP

Selama akuisisi seismik, setiap tembakan direkam oleh banyak penerima. Gambar 1.5a mengilustrasikan bahwa setiap penerima merekam pantulan dari lokasi bawah permukaan yang berbeda untuk setiap tembakan yang diberikan. Oleh karena itu, kumpulan tembakan menggabungkan energi dari lokasi bawah permukaan yang berbeda, dan tidak banyak digunakan secara langsung untuk interpretasi. Jika bumi terdiri dari lapisan yang relatif datar maka berbagai traces yang berkaitan dengan pasangan sumber-penerima yang berbagi titik tengah yang sama (CMP) juga akan berbagi titik refleksi bawah permukaan yang sama. Ini biasanya disatukan untuk membentuk kumpulan CMP (Gambar 1.5b) dan membentuk dasar untuk analisis lebih lanjut. Jika bawah permukaan bukan merupakan *gather* sederhana dari lapisan-lapisan bidang, masih dimungkinkan untuk membuat kumpulan untuk titik refleksi umum asalkan geometri bawah permukaan dan kecepatan seismik dapat ditentukan dengan cukup akurat dari data. Hal ini adalah aspek migrasi seismik, yang mencoba memposisikan reflektor bawah permukaan di lokasi spasial yang sebenarnya. Ada beberapa

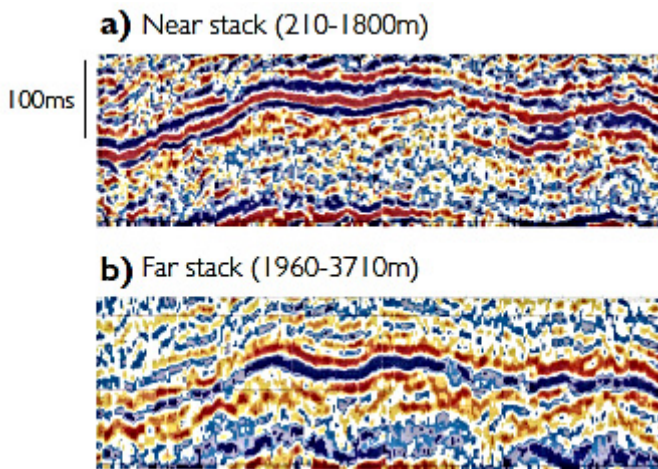
pendekatan berbeda untuk migrasi, dan ada banyak literatur tentang masalah ini. Jones (2010) memberikan gambaran yang berguna. Untuk tujuan ini, diasumsikan bahwa *gather* diperoleh dari semua *traces* terkait dengan titik bawah permukaan yang sama pada waktu refleksi tertentu.



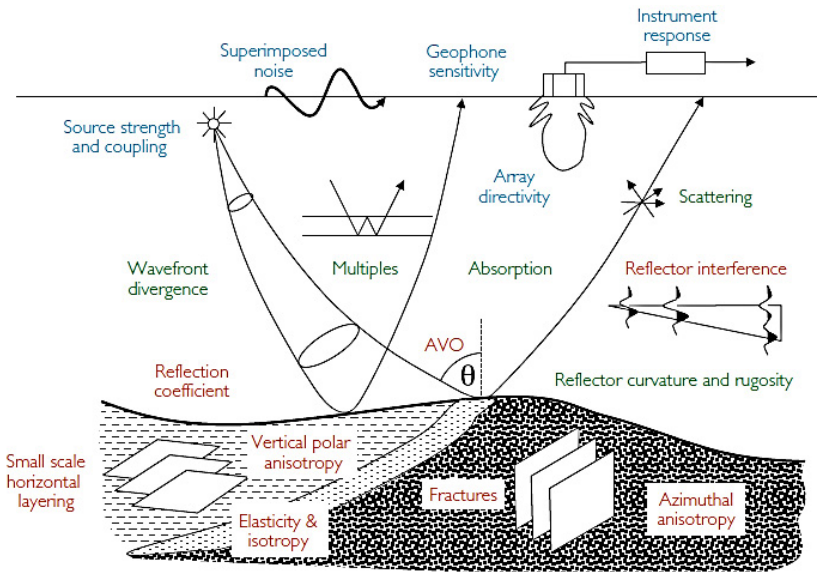
Gambar 1.6 Skema pemrosesan data seismik

Agar *gather* dapat ditafsirkan, hal tersebut perlu diproses. Gambar 1.6 memberikan gambaran umum dari beberapa langkah yang terlibat. Penguatan yang bervariasi diterapkan untuk menghilangkan efek divergensi muka gelombang, diterapkan untuk menghilangkan sinyal yang tidak diinginkan (biasanya amplitudo tinggi dekat-permukaan), dan *gather* sebelum migrasi diterapkan untuk membawa *traces* ke lokasi bawah permukaan geometris yang benar. Seperti yang ditunjukkan pada sisi kiri Gambar 1.6, waktu refleksi dari antarmuka tertentu pada *gather* menjadi lebih lambat dengan peningkatan offset, seiring peningkatan panjang jalur. Langkah penting adalah penerapan pergeseran waktu yang berubah-ubah waktu ke setiap *traces* sehingga setiap refleksi berbaris secara horisontal, seperti yang ditunjukkan di sisi kanan

Gambar 1.6. Hal ini diperlukan dalam pemrosesan konvensional karena langkah selanjutnya adalah menumpuk data dengan menjumlahkan traces-traces kumpulan sepanjang garis waktu yang konstan, yaitu sepanjang garis horizontal pada tampilan Gambar 1.6. Pendataran fungsi yang akurat pada seluruh gather punya peran penting untuk studi variasi amplitudo dengan offset (AVO). Proses pergeseran waktu untuk meratakan refleksi disebut koreksi *moveout*. Istilah yang umum digunakan adalah *normal moveout* (NMO). Gambar 1.7 mengilustrasikan metodologi *stacking* yang biasanya dipakai untuk analisis AVO, dimana bagian seismik telah dibuat dengan menumpuk data *near offset* dan data *far offset* secara terpisah. Hal ini memberikan kesan visual langsung dari efek AVO, demikian juga memberikan informasi yang dapat dianalisis secara kuantitatif.



Gambar 1.7 Penampang inversi seismik: a) near offset dan b) far offset



Gambar 1.8 Faktor-faktor yang memengaruhi propagasi gelombang seismik

Propagasi energi seismik di bumi adalah fenomena yang kompleks. Gambar 1.8 menunjukkan beberapa faktor yang berhubungan dengan kondisi geologi dan akuisisi data seismik. Maksudnya adalah untuk menghubungkan amplitudo seismik dengan kontras properti batuan melintasi batas pemantulan, tetapi ada beberapa faktor lain selain geologi yang juga memengaruhi amplitudo. Beberapa di antaranya terkait dengan peralatan yang digunakan untuk survey, variabilitas kekuatan sumber dan kopling dari tembakan ke tembakan, variabilitas sensitivitas dan kopling dari satu penerima ke yang lain, arah dari *array* penerima. Survey seismik laut memiliki keuntungan bahwa medium sumber dan penerima sangat karakteristiknya hamper sama. Hal ini berbeda untuk srvey darat, di mana kondisi sekitar sumber dan penerima lebih bervariasi, dari satu tembakan ke tembakan lainnya, tergantung pada kondisi

permukaan. Namun, efek ini dapat diperkirakan dan diperbaiki pada saat pemrosesan data seismik.

C. Data Sumur

Fluida hidrokarbon berupa minyak dan gas, terkandung dalam pori-pori batuan reservoir seperti karbonat dan batupasir. Untuk menilai kemungkinan suatu reservoir hidrokarbon, perlu diketahui porositas dan saturasi hidrokarbon, yang bersama-sama menentukan jumlah hidrokarbon per satuan volume batuan. Data log sumur secara substansial memberikan kontribusi terhadap evaluasi kedua kuantitas tersebut. Cadangan struktur geologi tertentu juga dikendalikan oleh geometri reservoir, yaitu ketebalan dan luas lateralnya, serta oleh bagian volume hidrokarbon yang dapat diproduksi atau dipindahkan. Untuk mengevaluasi kemampuan produksi reservoir, maka sifat dinamis seperti permeabilitas batuan reservoir, viskositas fluida dan tekanan perlu juga diketahui. Keseluruhan ini dikenal sebagai petrofisika. Istilah "evaluasi formasi" digunakan secara kontekstual dengan hal tersebut, meskipun umumnya mencakup topik yang jauh lebih luas. Perhatikan bahwa istilah "formasi" untuk seorang ahli petrofisika sama dengan "batuan", sebuah kebiasaan yang terkadang membingungkan bagi seorang ahli geologi. Petrofisika, dalam bentuknya yang paling sederhana, adalah perhitungan porositas dan saturasi fluida sebagai fungsi kedalaman di dalam sumur. Archie (1942) mengamati hubungan porositas dan saturasi fluida. Ia menemukan bahwa pada batuan yang jenuh air, resistivitas batuan R_0 proporsional dengan resistivitas jenuh air asin R_w , melalui faktor formasi bebas resistivitas F dalam bentuk sederhana:

$$R_0 = F \cdot R_w \quad (1.1)$$

F tetap konstan tidak hanya untuk satu spesimen batuan yang diukur pada resistivitas air yang berbeda, selama $R_w < 1\Omega m$ (di mana konduktansi permukaan menjadi penting), tetapi juga sama untuk batuan dengan porositas yang sama dan dengan struktur pori yang serupa. Jadi, F ditentukan oleh porositas (dinyatakan sebagai satuan) dan struktur pori. Secara umum, ditemukan bahwa:

$$F = a \cdot \phi^{-m} \cdot R_w \quad (1.2)$$

Sehingga,

$$R_0 = a \cdot \phi^{-m} \cdot R_w \quad (1.3)$$

di mana m dikenal sebagai eksponen sementasi dan ditemukan dalam kisaran antara 1,5 (kebanyakan untuk batupasir) dan sekitar 3 (untuk batuan karbonat). Eksponen sementasi, pada kenyataannya, mencerminkan konektivitas dari sistem pori: Untuk geometri berupa tabung lurus sempurna secara teoritis ditunjukkan bahwa $m = 1$. Nilai sekitar 2 khas untuk batuan dengan porositas intergranular dan interkristalin, sedangkan nilai yang lebih tinggi ditemukan untuk karbonat dengan pori-pori *vuggy*, intergranular atau *molalic*. Koefisien umumnya sekitar 1 (dalam hal ini persamaan disebut sebagai Hukum Archie), dengan batupasir menunjukkan nilai serendah 0,6. Dalam industri minyak, kegunaan Persamaan 1.3 terbatas karena hanya berlaku untuk batuan jenuh air. Misalnya, dapat digunakan untuk menentukan porositas jika resistivitas air diketahui dan tergantung dari nilai perkiraan yang baik dari a dan m yang dapat dibuat.

Aplikasi praktis pengukuran resistivitas muncul setelah Archie oleh Leverett, yakni pada batuan jenuh air sebagian. Ia memplot resistivitas relatifnya $\frac{R_t}{R_0}$ terhadap saturasi air S_w pada skala log-log dan memperoleh garis lurus, menunjukkan relasi:

$$S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_0} \quad (1.4)$$

Di sini, R_t adalah resistivitas "sebenarnya" dari batuan pada saturasi air S_w . Eksponen saturasi n umumnya ditemukan sekitar 2. Oleh karena itu, resistivitas batuan jenuh sebagian dapat digambarkan lewat persamaan:

$$R_t = a \cdot \phi^{-m} \cdot S_w \cdot R_w \quad (1.5)$$

Persamaan ini banyak digunakan karena memungkinkan kita menentukan S_w , jika resistivitas formasi yang sebenarnya diketahui serta ada pengukuran porositas yang independen; R_w , a , m dan n juga diketahui. Sehingga, persyaratannya banyak, tetapi Persamaan 1.5 menggambarkan relevansi hubungan resistivitas dan porositas. Jika kita asumsikan $m \sim 2$, $a \sim 1$ dan $n \sim 2$ kita peroleh:

$$R_t \approx (S_w \cdot \phi)^{-2} R_w \quad (1.6)$$

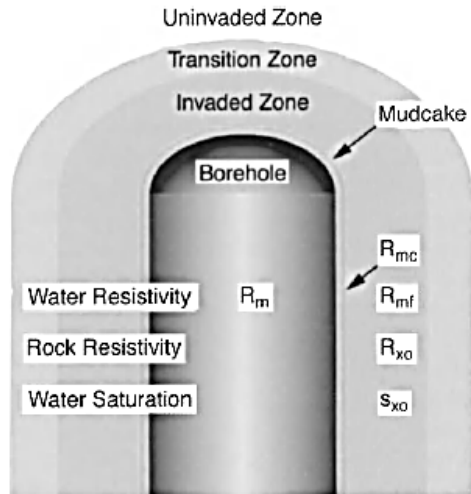
Dengan membandingkan hal ini dengan persamaan Archie yang jenuh air, kita melihat bahwa bagian ruang pori yang mengandung hidrokarbon diperlakukan sebagai bagian dari matriks batuan. Karena m dan n biasanya tidak persis sama, ekivalensi tentu saja tidak sempurna, mungkin karena distribusi minyak dalam pori-pori mengubah tortuositas untuk air penghantar yang tersisa. Maka solusi untuk saturasi air:

$$S_w = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (1.7)$$

yang merupakan persamaan sederhana dan banyak digunakan untuk memperkirakan saturasi hidrokarbon $S_0 = (1 - S_w)$. Solusi lengkap untuk saturasi air menggunakan persamaan Archie adalah:

$$S_w^n = \frac{a}{\phi m} \frac{R_w}{R_t} \quad (1.8)$$

Persamaan tersebut adalah persamaan yang membutuhkan penentuan m , a dan n , biasanya melalui pengukuran laboratorium pada inti atau pengetahuan lokal. Selain itu, porositas dan resistivitas “sesungguhnya” atau tidak terinvasi harus diketahui. Kedua parameter ini biasanya diukur atau diturunkan dari log sumur. Porositas dapat ditentukan dengan cukup akurat dari log nuklir atau akustik. Jika dibandingkan dengan porositas yang diukur pada inti, umumnya hanya ada perbedaan kecil yang terkait dengan dekomaksi inti, jenis pengukuran yang berbeda, atau koreksi yang tidak lengkap dari efek litologi pada data log. Sangat sering, kombinasi neutron, densitas, dan log akustik digunakan untuk menghitung porositas formasi, karena ini memungkinkan koreksi untuk efek litologi.



Gambar 1.9 Skema lubang bor dan sekitarnya

Demikian pula proses invasi menghambat proses mendapatkan resistivitas formasi yang benar dan tak terinvasi, tetapi dapat kita manfaatkan untuk memisahkan hidrokarbon yang digelontorkan oleh filtrat lumpur yang menginvasi dan yang tidak bergerak atau residu (Gambar 1.9). Gambar yang disederhanakan ini memungkinkan untuk menyatakan resistivitas zone yang diinvasi R_{xo} yang analog dengan Persamaan 1.1:

$$R_{xo} = F \cdot R_{mf} \quad (1.8)$$

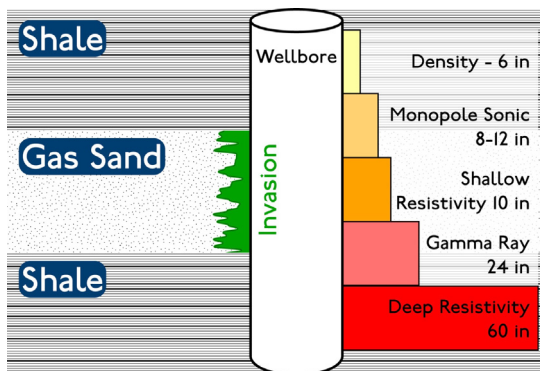
di mana R_{mf} adalah resistivitas fluida yang menginvasi (filtrat lumpur). Karena S_w adalah saturasi air sebelum invasi dan S_{xo} saturasi setelah invasi, $S_{xo} - S_w$ adalah saturasi minyak yang dapat dipindahkan atau diproduksi. Dengan cara yang analog dengan persamaan 1.7 kita dapat nyatakan:

$$S_{xo} \approx \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \quad (1.9)$$

dan kita bisa peroleh besarnya minyak bergerak relatif terhadap satuan volume batuan:

$$\phi(S_{xo} - S_w) \approx \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} - \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (1.10)$$

dimana asumsi yang sama seperti untuk Persamaan 1.7 dibuat. Persamaan 1.11 berisi tiga besaran yang dapat diukur dengan log sumur (R_t , R_{xo} dan ϕ), dan dua yang paling baik diukur dari sampel fluida (R_w dan R_{mf})'. Dengan persamaan tersebut, perkiraan saturasi minyak yang dapat dipindahkan atau diproduksi dapat dibuat.

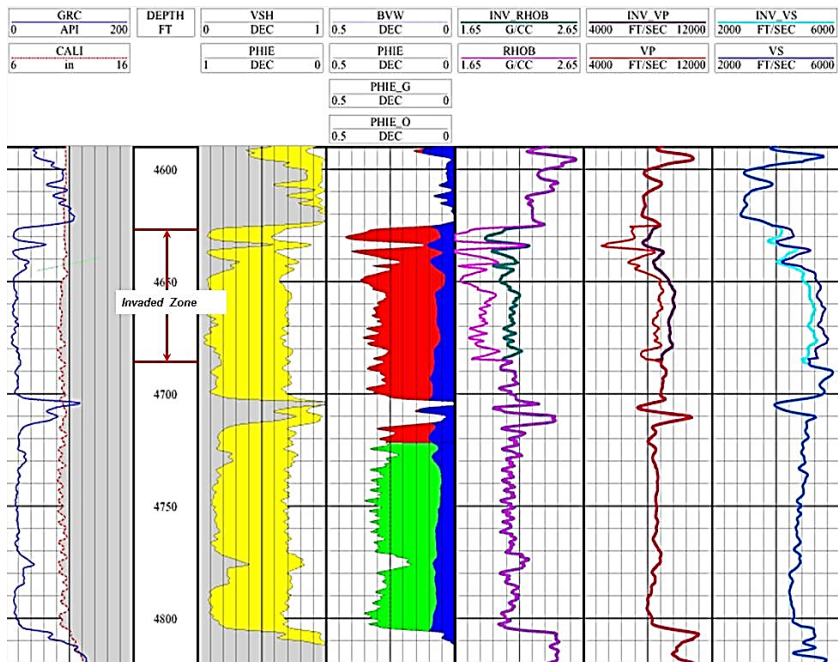


Gambar 1.10 Jangkauan beberapa pengukuran data log

Selain daripada itu yang penting diperhatikan oleh para ahli petrofisika adalah pengaruh dari zone invasi pada pengukuran data log sendiri, dimana akibat dari perbedaan kemampuan dari jangkauan masing-masing pengukuran maka pengaruh dari zone filtrate lumpur pemboran tidak bisa diabaikan. Gambar 1.10 mengilustrasikan beberapa variasi jangkauan pengukuran dari data log, tampak jangkauan terpanjang pada pengukuran data

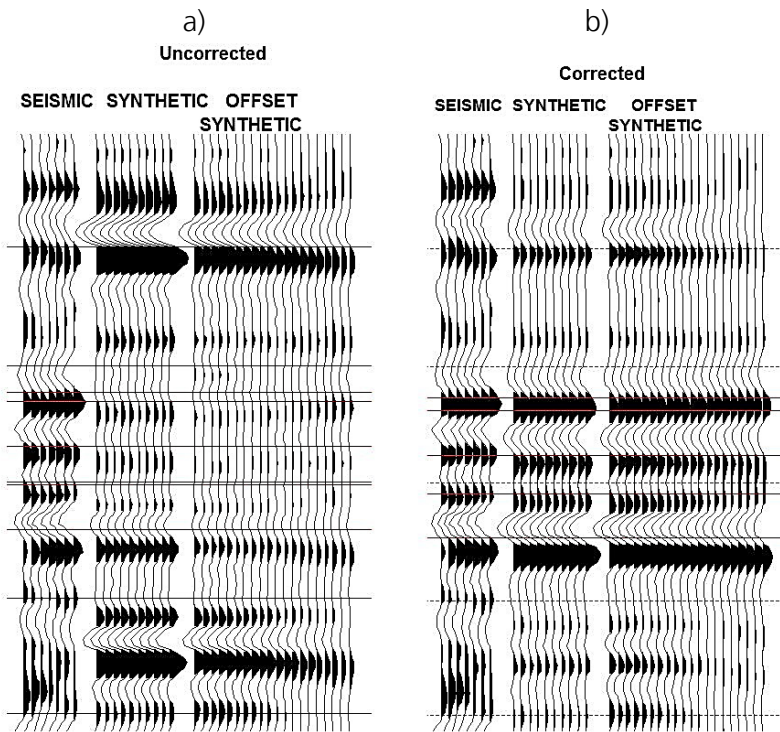
Pemodelan Seismik

log *deep resistivity* yakni 60 inci, sedangkan jangkauan terpendek pada pengukuran data log densitas yakni 6 inci, sehingga jika ada suatu zone invasi melebihi jangkauan tersebut maka datanya harus dikoreksi. Dalam hal ini, misalnya zone invasi memengaruhi pengukuran data log densitas dan *sonic* (V_p dan V_s). Maka, seperti tampak pada Gambar 1.11 nilai densitas, V_p dan V_s yang pada saat masuk interval dimana zone invasi berpengaruh, nilai dari variabel tersebut menjadi lebih tinggi, harus dikoreksi menjadi nilai yang lebih rendah. Zone yang mudah terinvasi biasanya adalah zone yang *permeable*, biasanya adalah suatu lapisan batupasir dan kadang-kadang berperan sebagai zone reservoir.



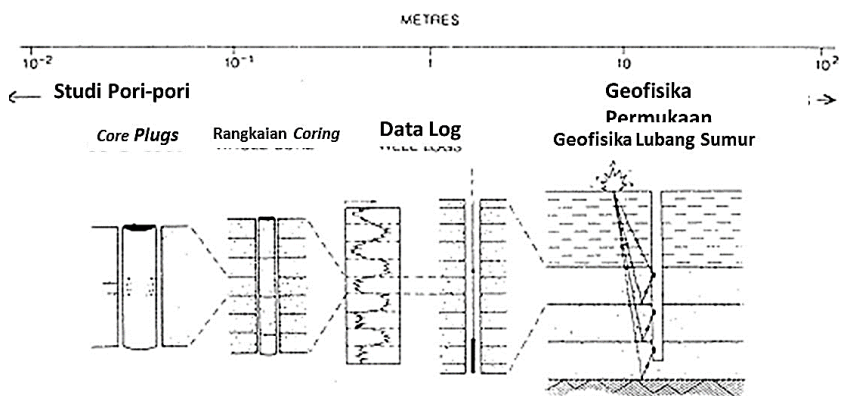
Gambar 1.11 Pengaruh zone invasi dari filtrate lumpur pada pengukuran data log densitas dan log sonic (V_p dan V_s) beserta koreksinya

Koreksi terhadap data log tersebut sangat membantu dalam proses pencocokan antara data seismik dan data sumur melalui penghitungan sintetik seismogram. Pada saat data belum dikoreksi, tampak bahwa data seismik dan data sintetik kurang cocok, namun setelah adanya koreksi sebagaimana dilakukan pada Gambar 1.11, maka data seismik dan data sintetik menjadi lebih cocok (Gambar 1.12). Proses pencocokannya akan lebih lanjut dibahas pada Bab IV>



Gambar 1.12 Pencocokan data seismik dan data sintetik: a) sebelum koreksi dan b) sesudah koreksi

Dari penjelasan yang telah disampaikan di muka, dapat disimpulkan bahwa data seismik dapat diintegrasikan dengan data sumur, melalui banyak pertimbangan serta melalui banyak pengkondisian data terlebih dahulu. Hal ini terjadi terutama karena faktor skala yang berbeda antara data sumur dan data seismik. Hal ini dapat diilustrasikan sebagaimana yang tampak pada Gambar 1.13, dimana data *core* (inti) merupakan data yang paling nyata, merupakan sampel litologi reservoir yang bisa diamati secara langsung sifat fisiknya, termasuk parameter porositas dan kandungan fluidanya, namun yang harus disadari hal tersebut hanya merupakan sampel dari suatu titik dari serangkaian *coring* yang dilakukan pada suatu zone prospek yang ditunjukkan oleh hasil evaluasi formasi berdasarkan data log. Harapannya suatu interval yang mengandung prospek berada pada jangkauan resolusi dari data seismik. Namun kenyataannya seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.3, bahwa resolusi seismik rata-rata terbatas hanya untuk merefleksikan ketebalan lebih dari 20 meter, sehingga pada saat pembahasan selanjutnya asumsi tersebut senantiasa akan dijadikan pertimbangan dalam pemodelan AVO maupun inversi data seismik.



Gambar 1.13 Skala sampling yang terjadi pada saat *coring*, *logging*, *borehole seismic*

RANGKUMAN

1. Konsep dasar dari pemodelan seismik adalah melakukan karakterisasi reservoir, untuk mengetahui pelamparan properti reservoir secara lateral, yang diketahui dari data log dari sumur.
2. Pada saat pencocokan antara data seismik dan data sumur, ditemukan adanya perbedaan skala pengamatan, yang terkendala oleh keterbatasan resolusi dari data seismik.
3. Sebelum dilakukan pencocokan antara data seismik dan data sumur dibutuhkan adanya pengkondisian data dari masing-masing data.

UJI CAPAIAN PEMBELAJARAN

1. Apakah tujuan daripada karakterisasi reservoir?
2. Kenapa kemampuan resolusi dari data seismik bisa terbatas, tidak mampu merefleksikan seluruh kemampuan dari data log?
3. Apa dasar daripada evaluasi formasi dengan menggunakan data log?

BAHAN DISKUSI

Diskusikan dalam kelompok kondisi geologi yang bagaimana yang memengaruhi propagasi gelombang seismik.

PUSTAKA

- Archie, G.E., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Petr Trans AIME, 146: p. 54 - 62
- Crain, E. R. , 2013, Crain's Petrophysical Handbook. www.spec2000.net.

- Leverett, M.C., 1938, Flow of oil-water mixtures through unconsolidated sands. *Petro Trans AI ME* p. 132
- Luthi, S.M., 2001, *Geological well logs : use in reservoir modelling*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 381 p.
- Pennington, W., 1997, Seismic petrophysics: an applied science for reservoir geophysics. *The Leading Edge*, 16(3), p.241–244
- Ronoatmojo, I.S. and Burhannudinnur, M., 2021, *Pengantar Seismologi Eksplorasi*, Penerbit Salemba Teknika, ISBN: 978-979-9549-57-0, 158 p.
- Sayers, C. and Chopra, S., 2009, Introduction to this special section – Rock physics. *The Leading Edge*, 28(1), p. 15–16
- Simm, R., and Bacon, M., 2014, *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*, Cambridge University Press, 283 pp
- Wang, Z., 2001, Fundamentals of seismic rock physics. *Geophysics*, 66, p. 398–412

BIODATA PENULIS



Dr.Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, M.T lahir di Cilacap, 1 Juli 1960. 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*", 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 3 dekade 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. Disamping itu sebagai 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 Teknika, 2021), Geomekanika Reservoir (Penerbit Universitas Trisakti, 2022) 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 Burhannuddinur, M.Sc , lahir di Bantul, 10 Oktober 1967. Sarjana stata-1 Teknik Geologi ditempuh di Universitas Gadjah Mada Yogyakarta, Master Petroleum Geosxience diselesai-kan Univeristi Brunei Darussalam, 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 insituitur antatararivo, Sekretaris Prodi Teknik Geologi FTKE Usakti. Direktur Badan Afiliasi Teknologi Mineral Usakti. Terlibat aktif dalam kegiatan industri dan masyarakat sebagai konsultan GGR kegiatan Migas, instruktur fieldtrip, pengajar kursus sejak 1996. Organisasi: Ketua Assosiasi Prodi Teknik Geologi Indonesia, Pengurus IAGI, anggota aktif AAPG, SEG dan EAGE.

ORIGINALITY REPORT

13%

SIMILARITY INDEX

13%

INTERNET SOURCES

7%

PUBLICATIONS

8%

STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1	www.geokniga.org Internet Source	3%
2	repository.ub.ac.id Internet Source	1%
3	www.karyailmiah.trisakti.ac.id Internet Source	1%
4	idoc.pub Internet Source	1%
5	www.coursehero.com Internet Source	1%
6	repository.its.ac.id Internet Source	<1%
7	id.123dok.com Internet Source	<1%
8	Submitted to University of Leeds Student Paper	<1%
9	fr.scribd.com Internet Source	<1%
10	Submitted to Imperial College of Science, Technology and Medicine Student Paper	<1%
11	what-when-how.com Internet Source	<1%
12	www.cambridge.org Internet Source	<1%

Submitted to University of Aberdeen

13	Student Paper	<1 %
14	repository.unpar.ac.id Internet Source	<1 %
15	repository.tudelft.nl Internet Source	<1 %
16	www.penerbitan.trisakti.ac.id Internet Source	<1 %
17	crewes.org Internet Source	<1 %
18	www.agl.uh.edu Internet Source	<1 %
19	onepetro.org Internet Source	<1 %
20	id.scribd.com Internet Source	<1 %
21	archive.org Internet Source	<1 %
22	www.gsj.jp Internet Source	<1 %
23	pastel.archives-ouvertes.fr Internet Source	<1 %
24	Submitted to Heriot-Watt University Student Paper	<1 %
25	Richard R. Hillis. "Evidence For Pliocene Erosion At Ashmore Reef (Timor Sea) From The Sonic elocities Of Neogene Limestone Formations", Exploration Geophysics, 2018 Publication	<1 %
26	anm.yazd.ac.ir Internet Source	<1 %

hebergement.u-psud.fr

27	Internet Source	<1 %
28	Dario Grana, Tapan Mukerji, Philippe Doyen. "Seismic Reservoir Modeling", Wiley, 2021 Publication	<1 %
29	Submitted to Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti Student Paper	<1 %
30	docplayer.net Internet Source	<1 %
31	dspace.mit.edu Internet Source	<1 %
32	Pietsch, R., and G. Uenzelmann-Neben. "The Manihiki Plateau-A multistage volcanic emplacement history", Geochemistry Geophysics Geosystems, 2015. Publication	<1 %
33	ijogst.put.ac.ir Internet Source	<1 %
34	Submitted to Universitas Brawijaya Student Paper	<1 %
35	odplegacy.org Internet Source	<1 %
36	www.geotop.ca Internet Source	<1 %
37	Mohamed I. Abdel-Fattah, John D. Pigott, Mohamed S. El-Sadek. "Integrated seismic attributes and stochastic inversion for reservoir characterization: Insights from Wadi field (NE Abu-Gharadig Basin, Egypt)", Journal of African Earth Sciences, 2020 Publication	<1 %
38	hdl.handle.net Internet Source	<1 %

39	repositorio.unal.edu.co Internet Source	<1 %
40	fttm.itb.ac.id Internet Source	<1 %
41	Submitted to Khalifa University of Science Technology and Research Student Paper	<1 %
42	mafiadoc.com Internet Source	<1 %
43	epdf.pub Internet Source	<1 %
44	istina.ipmnet.ru Internet Source	<1 %
45	universityconsortium.files.wordpress.com Internet Source	<1 %
46	www.allekabels.nl Internet Source	<1 %
47	repository.mercubuana.ac.id Internet Source	<1 %
48	digital.library.unt.edu Internet Source	<1 %
49	Joel Walls. "Well Logs and Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization", Proceedings of Offshore Technology Conference OTC, 05/2004 Publication	<1 %
50	library.universitaspertamina.ac.id Internet Source	<1 %
51	planetekonomi.blogspot.com Internet Source	<1 %
52	adoc.pub Internet Source	<1 %

53

core.ac.uk

Internet Source

<1 %

54

doku.pub

Internet Source

<1 %

55

en.trisakti.ac.id

Internet Source

<1 %

56

www.dluha.net

Internet Source

<1 %

Exclude quotes Off

Exclude matches Off

Exclude bibliography Off