

List of Figures

1.1	Pore pressure and Mohr-Coloumb failure criterion	2
1.2	Typical stress dependence of P- and S-wave velocities	3
2.1	Stress components acting on the 2-plane.	8
2.2	TI medium with vertical symmetry axis (VTI medium).	14
2.3	Symmetry planes in orthorhombic media	15
2.4	Phase and group angle	17
3.1	Triaxial, isostatic stress and pore pressure	30
3.2	Typical pore, overburden and differential pressure profile	30
3.3	Sketch of bulk and pore space geometry model	34
3.4	Ultrasonic P- and S-wave velocity as a function of isostatic effective stress	38
3.5	Exact stress dependent P-wave velocity vs. linear approximation	46
4.1	Work flow of two step fit procedure	53
4.2	Example for best fit of P- and S-wave velocity.	54
4.3	P- and S-wave velocities of different sandstones from Eberhart-Phillips et al. data set	56
4.4	Examples of P- and S- wave velocities from the Eberhart-Phillips et al. data set and repeated best fits.	58
4.5	Best fit of sample E1(412) as given in the literature	59
4.6	Best fit of sample E1(412) from Jones (1995)	59
4.7	Velocities of sample 53 and 139 from Freund (1992)	60
4.8	Best fit and observed velocities for samples from Freund (1992)	62
4.9	Linear regression of θ_c vs. $\theta_c\mu$ for Freund (1992) data set	64
4.10	Linear regression of DP vs. DS for all investigated isotropic sandstone samples	64

LIST OF FIGURES

4.11	Linear regression of K_{dryS} and μ_{dryS}	65
4.12	Regression of K_{dryS} and μ_{dryS} from sandstone with the upper Hashin-Shtrikman bound	66
4.13	Velocities, stiffnesses, and Thomsen parameters of Berea sandstone	67
4.14	Velocities, stiffnesses, and Thomsen parameters of Chelmsford granite	67
4.15	Velocities, stiffnesses, and Thomsen parameters of Chicopee shale	68
4.16	Measured velocities and best fits for Berea sandstone, Chelmsford granite, and Chicopee shale	69
4.17	Mismatch between the measurement coordinate system and the symmetry planes of orthorhombic medium.	73
4.18	Velocities and strain for KTB sample 403Cli515 and KTB955C1e558	74
4.19	Velocities and best fit for KTB sample 403Cli515	75
4.20	Velocities and best fit for KTB sample 955C1e558	76
4.21	DP vs. DS KTB rocks	77
4.22	Tsvankin's parameters for different weak anisotropic KTB rocks	78
4.23	Tsvankin's parameters for different anisotropic KTB rocks	79
4.24	Resistivity and bulk deformation of rock samples saturated with tap and salt solution	79
4.25	Best fit of Westerly granite, first fit	80
4.26	Best fit of Westerly granite, second fit	81
4.27	Best fit of Casco granite, first fit	82
4.28	Best fit of Casco granite, second fit	83
4.29	Dry rock Poisson's ratio sample 140 - influence of parameter D	86
4.30	Dry rock Poisson's ratio sample 51 - influence of parameter D	87
4.31	Dry rock Poisson's ratio sample 43 - influence of parameter D	87
4.32	Saturated rock Poisson's ratio sample 51	88
4.33	Poisson's ratio for KTB sample 403Cli515.	90
4.34	Poisson's ratio for KTB sample 955C1e558.	91
4.35	Poisson's ratio for KTB sample 522KTB607Albk.	92
4.36	DS vs. DP cross plot for all sedimentary samples and crystalline KTB rocks	94
5.1	3D geological interpretation of the KTB test site	96

5.2 Dip of foliation at the KTB in Lambert Projection	97
5.3 SW-NE cross section through the KTB test site	98
5.4 Selected slices of 3-D prestack Kirchhoff migration of the ISO89-3D data set.	100
5.5 Chemical composition of KTB-VB fracture water from pumping tests in April 1990 (left) and December 1991 (right) in 4000 m depth.	102
5.6 Properties of the KTB pore fluid	104
5.7 Porosity profile down to 9101 m.	105
5.8 Bulk permeability resulting from fracture and matrix permability as well as cross sectional area	107
5.9 Confining pressure dependent permeability of fracture sample from KTB pilot hole.	109
5.10 Result of 3D migration of ISO89-3D data set	111
5.11 Linear approximation of confining stress at the KTB	113
5.12 Non-scaled sketch, illustrating the model for estimation of SE2 reflectivity changes due to artificial pore pressure variation around the open hole section of the KTB pilot hole	114
5.13 Reflection coefficients of SE2-host rock interface	117
B.1 Sketch of bulk and pore space geometry model	128
B.2 Ultrasonic P- and S-wave velocity as a function of isostatic effective stress	134

List of Tables

2.1	Voigt notation: Scheme for index replacement	10
2.2	Relationships between the different elastic moduli	12
3.1	Typical Poisson's ratio for sandstone, limestone, and dolomite	49
4.1	Example of best fit parameters from two-step fit procedure.	54
4.2	Best fit parameters for regression of velocities for sample E1(412)	58
4.3	Best fit values for P- and S-wave velocity for example data sets from Freund (1992)	61
4.4	Stress sensitivity parameters of sample 41, 56, 120, 219, 272, and 308	63
4.5	Best fit results for first and second fit of Berea sandstone, Chelmsford granite, and Chicopee shale velocity data.	70
4.6	Name, depth, in situ pressure, surface crack porosity, and rock type of the KTB samples.	72
4.7	Best fit parameters for KTB sample 403Cli515	75
4.8	Best fit parameters for KTB sample KTB955C1e558	76
4.9	Best fit parameters of resistivity and dilatancy data	84
4.10	Best fit parameter from second fit of Cape Cod and Casco data	84
5.1	Main composition of KTB fluids pumped from VB at 4000m	102
5.2	Dry rock matrix bulk and shear modulus of the SE2 fault zone	115
5.3	Pore pressure dependent dry and saturated P- and S-wave velocities of the SE2 fault zone	116
F.1	Best fit parameter from Eberhart-Phillips <i>et al.</i> (1989)	151
F.2	Best fit parameter from Eberhart-Phillips <i>et al.</i> (1989), repeated fit	153
F.3	Velocity best fit parameter, given by Jones (1995)	155
F.4	Refitted best fit parameter for Jones (1995) data set.	156

LIST OF TABLES

F.5	Best fit parameters Freund data set	157
F.6	Stress sensitivity parameters inverted from velocity best fit parameters. Velocity data from Freund (1992).	160
G.1	Conversion factors.	163

Danksagung

Zur Entstehung dieser Dissertation haben zahlreiche Personen in unterschiedlicher Weise beigetragen. Hierbei sind die Studenten, Doktoranden und Mitarbeiter des Geophysikalischen Instituts der Universität Karlsruhe und des Fachbereichs Geophysik der freien Universität Berlin zu nennen. Durch meine Zeit an beiden Instituten ist die Liste der Personen, denen ich zu Dank verpflichtet bin sehr lang. Daher möchte ich mich ausdrücklich dafür entschuldigen, wenn ich jemanden im Folgenden nicht explizit nenne, der es jedoch verdient hätte.

Mein besonderer Dank gilt Prof. Dr. Serge Shapiro, der es mir ermöglicht hat, nach Berlin zu kommen und dem ich ein hochinteressantes Dissertationsthema verdanke. Sein Engagement als Betreuer, als Chef und als Wissenschaftler war über die gesamte Zeit vorbildlich. Er hat mich in jeder Hinsicht unterstützt. Unsere Zusammenarbeit war und ist ein Beweis dafür, dass Geologen und Geophysiker zwar bisweilen eine andere Sprache sprechen, aber trotzdem wunderbar zusammen finden können.

Prof. Dr. Volker Haak danke ich für die Übernahme des Korreferats.

Prof. Hartmut Kern und Dr. Till Popp danke ich für die KTB Daten und ihr Interesse an dieser Arbeit.

Prof. Dr. Peter Hubral gilt mein aufrichtiger Dank für alles, was ich im Rahmen meiner Arbeit im Wave Inversion Technology Consortium gelernt habe und seine stete Bereitschaft zu - nicht nur fachlichen - Diskussionen.

Prof. Dr. Friedemann Wenzel und Dr. Martin Karrenbach danke ich dafür, dass sie es mir ermöglicht haben, nach dem Diplom in die Geophysik zu wechseln.

Mein wahrhaft aufrichtiger und besonderer Dank gilt meinem Freund und altem Karlsruher Kollegen Dr. Matthias Riede. Er half mir nicht nur, viele Lücken in meinem geophysikalischen Fachwissen zu schliessen, sondern wahr und ist auch menschlich einer der Besten, die mir je begegnet sind. Insbesondere sei da die wunderbare Zeit zu betonen, die wir als WG in seiner Charakterwohnung in Karlsruhe verbrachten.

Dr. German Höcht war und ist für mich ein Quell steter Freude. Er leitete mich nicht nur sicher durch die dunklen Regionen der Pfalz und tiefe Schwimmbecken, sondern war und ist auch die helle Fackel im Dschungel der C++ Programmierung.

Dr. Alex Görtz danke ich aufrichtig für all die gemeinsamen Erlebnisse in unserem Büro in Karlsruhe, in Amerika, im tiefen nassen Dunkel des Stollens und in Berlin. Er hat mir gezeigt, dass es nicht so schlimm ist, wenn man mal seinen Nachnamen vergisst.

Stellvertretend für alle anderen Kollegen aus Karlsruher Zeiten möchte ich mich noch insbesondere bei Jürgen Mann, Steffen Bergler und Thomas Hertweck bedanken. An dieser Stelle seien noch ausdrücklich Monika Hebben, Gaby Bartman und Claudia Payne genannt, die einem sämtliche Verwaltungsarbeit weitestgehend abgenommen haben.

Micky, MoMo (oder auch MäMä), Yoon danke ich für die vielen Stunden und Gedanken, die wir gemeinsam durchlebten. Sie war und ist mir eine grosse und beson-

dere Hilfe, mich in Berlin heimisch zu fühlen.

Susi Rentsch danke ich für all die vielen und wunderbaren Stunden, die wir in unserem gemeinsamen Büro verbringen konnten. Es war immer erfrischend, insbesondere dann, wenn wir mal nicht einer Meinung waren. Wie hätte ich die Stunden hinterm Rechner ohne ihre lustige Art und die stete Versorgung mit Coffein überstehen sollen. Ich möchte mich auch für ihre endlose Geduld bedanken, mit der sie es ertragen hat, sich meine belehrenden Monologe über Programmieren im Allgemeinen und L^AT_EX im Besonderen anzuhören.

Stellvertretend für meine restlichen Kollegen in Berlin bedanke ich mich für alle fachlichen Diskussionen, bezüglich der Arbeit am Institut im Allgemeinen und dieser Dissertation im Besonderen, sowie für die angenehme Atmosphäre, bei Oliver S. Krüger, Dr. Stefan Buske, Dr. Erik Saenger, Dr. Milto Parotidis, Christof Sick, Elmar Rotherth und Dr. Stefan Lüth. Hier am Institut habe ich deutlich zu sehen bekommen, wie wunderbar C++ ist.

Sonja, Christian, Hannah und Jonathan kann ich nicht genug danken für ihre jahrelange Freundschaft, ihre stets offenen Ohren, Herzen und Mägen (Hannah sei von Letzterem mal ausgenommen!). Kappla!

Ich bedanke mich bei der Deutschen Forschungsgemeinschaft für die Finanzierung verschiedener Projekte, auf denen ich gearbeitet habe. Desweiteren bedanke ich mich bei den Sponsoren des Wave Inversion Technology Consortiums für ihre finanzielle Unterstützung.

Linus Thorval und der OpenSource Community danke ich für die Entwicklung von LINUX und all der herrliche Software, die ich für die vorliegende Arbeit benutzen konnte.

Last but not least gilt mein besonderer Dank meiner Familie, insbesondere meinen Eltern. Ihr Vertrauen und ihre Unterstützung haben es erst ermöglicht, dass ich diese Zeilen hier schreiben kann.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name Axel Kaselow
 Anschrift Pückler Strasse 38
 10997 Berlin
 kaselow@geophysik.fu-berlin.de
 Geburtsdatum 24.07.1971 in Düsseldorf
 Nationalität deutsch
 Familienstand ledig

Hochschulbildung

seit 01.02 Wissenschaftlicher Mitarbeiter
 im Fachbereich Geophysik der Freien Universität Berlin.
 Promotion über die Abhängigkeit elastischer
 Eigenschaften poröser Medien von tektonischen Spannungen
 und Porendruck.

04/99 – 12.01 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Geophysikalischen Institut
 der Universität Karlsruhe.
 Arbeitsfelder:
 3D FD Modellierung des vollen elastischen Wellenfeldes, Rock
 Physics, Poroelastizität, effektive Medien.
 Planung und Durchführung des tunnelseismischen Experi-
 mentes HIKALISTO.
 Steering committee Mitglied im Wave Inversion Technology
 (WIT) Industriekonsortium,
 Betreuung des Praktikumversuchs „Elastische Wellenfeld
 Modellierung“.

10/92 – 03/99 Studium der Geologie; Universität Karlsruhe.
 Schwerpunkt Hydrogeologie.

08/98 – 03/99 Diplomarbeit:
 „Analytische und numerische Modellierung
 von Stofftransport in einer Störungszone im Grundgebirge“
 inkl. der Durchführung von Tracerexperimenten im Un-
 tertagetestfeld Lindau im Südschwarzwald.

Arbeit als wiss. Hilfskraft

06/93 – 10/96 Institut für Hydrologie und Wasserwirtschaft:
 Erfassung und Auswertung von Oberflächenabfluss- und
 Niederschlagsdaten.

11/96 – 03/99 Lehrstuhl für Angewandte Geologie:
 Stofftransport in geklüfteten Medien, Beschreibung
 geklüfteter Medien.

Praktikum

08/94 Hydrogeologie; Geologisches Landesamt Nordrhein - West-
 falen.

Lebenslauf

Schulbildung

09/78 – 07/82	Grundschule Düsseldorf Eller
08/82 – 07/91	Städtisches Geschwister Scholl Gymnasium, Düsseldorf.
05/89	Teilnahme am Schüleraustauschprogramm mit der Schule Nr. 50 in Moskau
07/91	Abitur

Wehrdienst

07/91 – 06/92	Heereflugabwehrregiment 6, Todendorf
---------------	--------------------------------------

Index

A

- Amplitude versus offset (AVO).....112
- Anisotropy parameters.....51
 - Stress dependence.....43, 142
- Aquifer107
 - confined107
 - unconfined.....107
- Archie's law48
 - cementation exponent.....48
- Aspect ratio49
 - effective.....85
 - of compliant porosity.....38, 134
 - of stiff porosity.....38, 134

B

- Backpressure33
- Balanced drilling.....32
- Basic fit equation51
- Bedding plane66
- Berea 500 sandstone.....55
- Berea sandstone54, 66–68
 - plane of isotropy66
 - porosity.....66
 - resistivity.....47
- Biot.....26, 71
 - Low frequency limit.....27
- Biot coefficient.....31, 108
- Biot theory26
- Blow outs.....2
- Body forces8
- Bohemian massive96
- Bond transformation matrices.....10
- Bulk modulus.....11, 12, 26, 85, 114
 - dry27
 - fluid27
 - grain material.....27
 - saturated.....27, 57
- Bulk modulus, fluid *see* KTB
- Bulk porosity.....38, 48, 135
- Bulk volume.....26, 34–36, 128–131
 - deformation.....131

C

- Cape Cod granodiorite.....77, 79
- Casco granite.....77, 79, 84
 - bulk modulus79
 - resistivity.....79
- Chelmsford granite.....66, 68
 - plane of isotropy66
 - porosity.....67
- Chicopee shale.....66, 68
 - plane of isotropy66
- Christoffel equation.....16–18
 - orthorhombic media.....22
- Christoffel matrix.....16
 - VTI media.....18
- Clay content.....55, 57, 63
- Claystones.....65
- Coconino sandstone.....55
- Coefficient of determination.....63
- Compaction31
- Complex resistivity47
- Compliance matrix
 - orthorhombic140
- Compliance tensor10
 - drained39, 135
 - drained rock matrix.....36, 130
 - dry rock matrix....37, 40, 133, 139
 - grain material.....36, 130
 - pore space36, 130
- Compliances10, 43
 - anisotropic rocks.....36, 130
 - dry rock140
 - dry rock matrix.....42, 141
 - of a porous system34, 128
 - Third-order.....143
- Compliant porosity.....37–40, 42, 44, 49, 60, 63, 85, 114, 134–141, *see* Porosity, compliant
 - relative changes38, 134
- Compressibility12
 - Bulk26
 - drained rock matrix.....133

grain material 133
 Pore 26
 Compressional stress 9
 Concept of effective stress 31
 Conductivity, hydraulic .. *see* Hydraulic
 conductivity
 Confining pressure ... 31, 32, 36, 37, 54,
 55, 130, 133
 Confining Stress 34, 128
 Confining stress 3, 26, 31, 32, 34–37, 55,
 57, 66, 85, 113, 128, 130–133
 isostatic 4, 36, 37, 47, 130, 133
 Conotton sandstone 55
 Consolidation 26
 Contact forces 8
 Crack porosity 39, 135
 Cracks 37, 38, 47, 134
 Critical frequency 27
 Cubic Law 47, 106

D

Darcy's Law 106, 107
 Density 3, 8, 12, 44, 57, 63
 Differential pressure 32, 133
 used by drillers 32
 Differential stress 32
 used in tectonophysics and rock me-
 chanics 32
 Dilatancy 84
 Dilatation 9
 Direction of propagation 66
 Double porosity system 107
 Dry matrix bulk modulus ... 43, 44, 63
 stress dependence 44
 Dry matrix shear modulus 63
 stress dependence 44
 Dry rock bulk modulus *see* Bulk
 modulus, dry
 Dynamic moduli 13
 Dynamic viscosity 106

E

Earthquake cycle 1
 Effective bulk modulus
 grain material 65
 Effective circulating density 33
 Effective pressure 4, 32, 36, 55, 130
 Effective shear modulus
 grain material 65

Effective stress 3, 26,
 31, 32, 35–38, 40, 43, 46, 49, 55,
 57, 60, 71, 74, 77, 113, 115, 130,
 131, 133–136, 139, 141, 143
 and reservoir depletion 2
 isostatic 3, 4
 uniaxial 138
 Effective stress coefficient 31, 32, 54, 55
 Effective stress tensor 42, 141
 Elastic constants 10
 Elastic medium 8
 linear 9
 Elastic moduli
 third-order 144
 Elastodynamic wave equation 15
 Electrical conductivity 47
 Electrical resistivity 5, 46–49, 51, 77, 85
 and fluid saturation 47
 and pore space deformation 47
 and porosity 47
 and temperature 47
 stress dependence 47, 49
 stress dependence in granites ... 47
 stress dependence in sandstones . 47
 Electrolytic charge transport 47, 85
 Equivalent mud weight 33
 Excess pressure 30, 31

F

Fast P-wave 27
 Fluid bulk modulus 114
 Fluid density 106
 Fluid flow 47
 Fluid Pressure 30
 Fluid pressure 29, 106
 Fluid substitution 65
 in anisotropic media 27
 Foliation 71, 72
 Fontainebleau sandstone 55
 Formation factor 48, 84, 85
 stress dependence 48
 Formation Pressure 30
 Formation pressure 1, 2
 Formation pressure gradient 33
 Fracture gradient 2, 33
 Fractures 47
 Frankonian Lineament 96, 98
 Fresnel zone 113

-
- G**
- Gassmann limit 43, 131
- Gassmann's equations 27, 65
 for anisotropic media 27
- Gauss theorem 35, 129
- Generalized porosity .. 36, 41, 132, 135,
 136, 139, 140
 compliant part 40, 135, 139
 stiff part 135
- Geopressure 30
- Geostatic pressure 31
- German Continental Deep Drilling Pro-
 gram *see*
 KTB
- Global flow 28
- Gondwana 96
- Grain bulk modulus 43
- Grain contact vicinities 37, 38, 134
- Group angle 21
 orthorhombic media 23
- Group velocity 17
 orthorhombic media 23
- Group velocity vector 18
- H**
- Harmonic plane wave 16
- Hashin-Shtrikman bounds 65
 effective elastic moduli 65
 upper 57, 65, 114, 115
 as envelope 65
- Hook's Law 8–11
- Horizontal stress 31
- Horizontal transversal isotropic medium
 see HTI media
- HTI media 13
- Hydraulic conductivity 46, 106
- Hydraulic diffusivity 106, 108
- Hydrostatic pressure 29, 30
- Hydrostatic pressure vessel 60
- I**
- In-plane waves 19
- Incompressibility 12
- Initial crack porosity 63
- Inner surface 34, 128, 132
- Inner surface tensor 35, 129
- Interconnected pore space .. 36, 47, 130
- Isostatic stress 29, 35, 130
- Isotropic Media 11–13
- K**
- Kronecker delta function 11
- KTB 2, 13, 71
 3D prestack Kirchhoff migration 111
- Crack porosity 71
- Density 71
- Diffusivity tensor
 Orientation 111
- Double porosity system 108
- Draw down test 109
- Drill stem test 110
- Effective fracture aperture 110
- Fluid bulk modulus 115
- Fluids
 Bulk modulus 103
 Chemical composition ... 101–103
- Foliation 96–97
 foliation as plane of isotropy 72
 foliation as plane of symmetry .. 72
- Geology 95–101
- Global permeability tensor 111
- Hydraulic diffusivity 110, 111
- ISO89-3D 99, 111
- major lithological units 96
- Matrix permeability
 anisotropic 109
 in situ 108
 laboratory 108
- Microseismicity 110, 111
- orientation of the lineation 72
- orthorhombic isotropy 71
- Permeability 106, 109–111
 Core 109
 Single fracture 109
- Pore pressure 103, 112
- Pore pressure gradient 103
- Pore pressure perturbations 112
- Porosity 103–105
- Pumping test 101
- Radiogenic heat production 71
- sample 403Cli515 72, 74, 77
 crack closing stress 73
- sample 692F1s545 77
- sample KTB955C1e558 72–74
 crack closing stress 74
- Sample orientation 71
- SE1 98, 99, 111
- SE2 95, 98, 111–113, 115, 116
 AVO curves 115
-

- Hydraulic diffusivity 110
 In situ effective stress 113
 In situ porosity 115
 Mean confining stress 113
 Mean effective stress 113
 Mean pore pressure 113
 Reflectivity 116
 saturated velocities 115
 Storativity 110
 Transmissivity 110
 Seismic anisotropy 99–101
 Shear wave splitting 71, 101
 Skin 110
 Sonic velocities 99
 Stiff porosity 73
 Stress dependence 71
 Stress tensor 111, 112
 Temperature gradient 103
 Tensor of stress sensitivity 77
 Transmissivity 110
 transversel isotropy 71
 Tsvankin's parameters 74
 VSP 101
- L**
- Lamé constants 11
 Laurasia 96
 Least squares fit 51
 initial values 52
 linear 52
 non-linear 52
 Levenberg-Marquardt Method 52
 Linear regression 63, 65
 Lincation 71, 72
 Lithostatic pressure 31
- M**
- Maximum principal stress 32
 Mean principal stress 31
 Michigan sandstone 54
 Microseismic events 1, 2
 Microseismicity 106, 110
 Minimum principal stress 32
 Model optimization
 iterative 52
 local minimum 52
 Mohr-Coloumb failure criterion 2
 Moldanubicum 96
- N**
- Near-isostatic stress 71
 Net overburden pressure 32
 Non-linear elasticity 143
 Non-linearity 143, 144
 Normal pressure 30
 Normal stress 8
- O**
- Orthorhombic media ... 13–15, 51, 137,
 141, 148
 Orthorhombic symmetry .. 42, 137, 141,
 see Orthorhombic media
 Outer surface 34, 128
 Outer surface tensor 35, 129
 Overballanced drilling 2, 33
 Overburden pressure 31, 37, 133
 Overburden stress 31
 Overpressure 30
- P**
- P-wave modulus 12
 P-wave velocity 13, 54
 isotropic media 12
 Palaeo state of stress 2
 Parkfield 1
 Permeability 27, 46, 47, 106–108
 Tensor of 110
 Phase angle 17, 18, 22, 148
 Phase vector 17
 Phase velocity 17, 20
 orthorhombic media 23
 TI media 18
 VTI media 148
 Phase velocity surface 17
 Piezosensitivity 39, 43, 44, 137, 142
 Plane of isotropy
 in TI media 13
 Plane of symmetry
 in orthorhombic media 14
 Plane waves
 orthorhombic media 22–25
 TI media 18–20
 Poisson's ratio 11, 12, 31, 49, 85, 86, 88,
 89
 and pore pressure 49
 stress dependence 50
 Polarization angle 21
 Polarization direction 66
 Pore bulk modulus 43

-
- Pore pressure ... 1–4, 26, 29–32, 34, 36, 37, 54, 55, 57, 77, 84, 107, 108, 113, 128, 130, 132, 133, 136
 and hydrofracturing 2
 and reservoir depletion 2
 gradient 2
 perturbation 2, 110, 111
 prediction 32
 relaxation 110
- Pore space .. 35, 40, 129, 131, 132, 136, 138, 139
 deformation 33–37, 128–133
 Interconnected 34, 128
 rotation 136
- Pore space deformation 46
- Pore space geometry 4, 37, 133
 and porosity 132
- Pore space surface 35, 129, 130
- Pore space volume 34, 35, 128, 129, 135
- Pore stress 34, 35, 128–130
 isostatic 36, 130
- Poroelasticity 26–28, 108
- Porosity 4, 5, 26, 27, 31, 32, 37, 39, 41, 43, 47–49, 55, 57, 63, 65, 132–134, 136, 138, 139
 and pore space geometry 132
 bulk 38, 60, 63, 134
 closure of 37, 134
 separation of 38, 134
 stress dependence 40, 137–139
 total 37, 134
- PP reflection 116
- Pressure 29, 36, 130, 132
 gradient 106
- Pressure gradient 33
 local 33
- Pressure gradients 29
- Principal stress 2, 29, 139
- Pulse transition technique 71
- Pulse-transmission technique 60
- Q**
- Quality factor 54
- Quasi-P-wave 16
- Quasi-S1-wave 16
- Quasi-S2-wave 16
- R**
- Ray angle 17
- Ray theory 17
- Ray vector 17
- Ray velocity 17, 20, *see also* Group velocity
- Reservoir depletion 3
- Reservoir exploitation 2
- Resistivity 84
- Rutland quartzite 77
- S**
- S-wave velocity 13
 isotropic media 12
- Salzwedel 60
 sample 139 60
 sample 53 60
- San Andreas Fault 1
- Sanding 2
- Sandstones 65
- Saturated bulk modulus
 stress dependence 44
- Saxothuringicum 96
- SBRC Approach 110
- SE1 *see* KTB, SE1
- SE2 *see* KTB, SE2
- Seismic velocities
 linearized stress dependence 45
 stress dependence 44
- Seismicity Based Reservoir Characterization *see* SBRC Approach
- SH-wave 18
- Shear modulus 11, 12, 26, 114
 dry 27
 saturated 27, 57
- Shear stress 8, 11
- Shear wave singularities 16, 17
- Shear wave singularity 19
- Siltstones 65
- Slow P-wave 26, 27
- Slow wave 27
- Slowness
 vector 16
- Slowness surface 17
- Soft porosity 38, 134
- Specific storage 107
- Spherical inclusions 65
- Squirt flow 28
- SS reflection 116
- State of stress . 1–3, 8, 9, 29, 31, 35, 37, 41, 43, 89, 129, 132, 139
-

current34, 129
 hydrostatic.....29
 initial 34, 129
 isostatic 9, 29, 132
 uniaxial.....12
 Static bulk modulus.....84, 93
 Static moduli.....13
 Stiff pores.....38, 134
 Stiff porosity.....38–40, 42, 44, 48,
 49, 57, 60, 65, 68, 85, 114, 115,
 134–137, 139, 141
 relative changes.....38, 134
 Stiffness matrix.....10
 Stiffness tensor.....9–11, 16
 cubic media.....147
 hexagonal media.....146
 HTI media.....147
 isotropic.....11–13
 isotropic media.....147
 monoclinic media.....146
 orthorhombic media....14, 72, 146
 TI media.....18, 146
 triclinic media.....146
 VTI media.....14, 18, 146
 Stone Mountain granite.....77
 Storage capacity.....107
 Storativity.....106, 107
 Strain.....9, 10, 136, 143
 Strain tensor.....9–11, 35, 129, 143
 Stress.....9, 29, 132, 143
 denoted as hydrostatic.....9
 Stress dependence
 dry sandstones.....55
 saturated sandstones.....55
 Stress gradient.....33
 Stress sensitivity..44, 47, 51, 67, 73, 85
 oven-dried samples.....60
 saturated sandstones.....57
 Stress sensitivity approach 5, 47, 49–52,
 57, 65, 68, 71, 73
 Stress sensitivity parameters.....63
 Stress sensitivity tensor 39, 52, 137, *see*
 Tensor of stress sensitivity
 Stress tensor.....1, 9, 10
 Symmetry classes.....11
 Symmetry systems.....11

T

Taylor expansion 39, 41, 42, 44, 48, 135,

139, 140, 142, 144, 149
 second order.....143
 Taylor series.....*see* Taylor expansion
 Tectonic stress.....1, 31
 Tensional stress.....9
 Tensor of stress sensitivity...39–42, 44,
 51, 57, 68, 85, 88, 136–139, 141,
 142, 144
 and non-linear elasticity....40, 139
 isotropic.....63
 of isotropic media.....138
 Symmetry.....138
 Texture.....71
 Thomsen's parameters...20–22, 24, 51,
 66–68
 TI media.....13–14, 51, 148
 Axis of symmetry.....13
 axis of symmetry.....68
 VTI media.....24
 TI Symmetry
 due to periodic thin layering....13
 due to shales.....13
 Tilted transversal isotropic medium *see*
 TTI media
 Time lapse seismic experiments.....2
 Total porosity.....*see* Bulk porosity
 Transmissibility.....106, *see*
 Transmissibility
 Transmissivity.....107
 Transport properties.....85
 and porosity.....47
 Transversely isotropic media....*see* TI
 media
 Triclinic anisotropy.....138
 Tsvankin's parameters..23–25, 51, 141
 Stress dependence.....42, 142
 TTI media.....13
 Tuning effects.....115
 Two-step fit procedure.....51–54
 first step.....52, 57
 second step.....52
 work flow.....52

U

Ultrasonic transmission method.....66
 Underbalanced drilling.....33
 Uniaxial compression.....31
 Uniaxial stress.....140, 141, 143

V

- Variscian orogeny 96
Vertical stress 31
Vertical transversal isotropic medium *see*
VTI media
Viscosity 3, 27
Viscosity, dynamic *see* Dynamic
viscosity
Voigt notation 10, 11, 14, 146
VTI media 13, 22, 148
as background 15
stiffness tensor . *see* Stiffness tensor

W

- Wave polarization
TI media 18
Wave propagation
in TI media 13
Wave vector 17
Wavefront velocity 17
Weak anisotropic media 21
Weak anisotropy 15, 24, 43, 148
Westerly granite 77
bulk modulus 79
resistivity 47, 79

Y

- Young's modulus 11, 12

Z

- Zoeppritz equations 115
Zone of Erbendorf-Vohenstrauss 96