



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE N°

03-105207

54. TÍTULO Procesamiento e interpretación dependiente de la
frecuencia (pdf) de datos sísmicos para identificar, crear
imágenes y detectar reservorios subterráneos saturados de
fluido

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL G01V 1/28

71. SOLICITANTE The regents of the University of California

DOMICILIO California, Estados Unidos

74. APODERADO Dalia Norma Rodriguez d'Alencar

22. BOGOTÁ, D. C. Nov. 28, 2003

102038

10)

ANEXOS

☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud

☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad

☐ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona Jurídica

☐ Poderes, si fuera el caso;

☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante

☐ Declaraciones

☒ Copia de la solicitud Internacional. (Resumen, descripción, reivindicación, Dibujos).

☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicación, Dibujos)

☒ Copia del examen preliminar efectuado por la IPER

☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso

☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas

☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico

☐ Arte final 12 x 12 y 6 x 6 cm

☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionados parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.

☒ Otros:

1. Examen de búsqueda Internacional

11) FIGURA CARACTERISTICA:

12) Solicitud concesión de la patente,

NOMBRE: DILIA RODRÍGUEZ D'ALEMAN

FIRMA: 

C.C. 41.654.882 de Bogotá TP 20824 CSJ

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario. Ver reverso de esta pagina

OK

3

SUPERINTENDENCIA Y COMERCIO
Radicación : 0310520/ 000000000
Folios: 91
Fecha (RMB): 2003-11-28 16:00:34
Tramite : 011 MCI-PRIMEI S/S FASE NNCI 411 PRESENCIAL
Dependencia: 2020 DIVISION DE MIV-995 CANTABILIDADES

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 03 - 82,245
FECHA : NOVIEMBRE 11 DE 2003

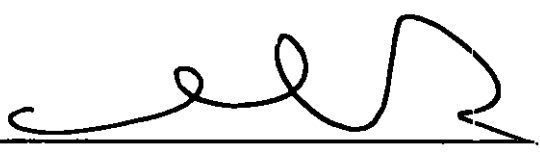
***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CLARKE MODET Y CG. COLOMB	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	15584282	11/11/2003	2,905,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	400,000.00
	TOTAL :	\$ 400,000.00

SOM: CUATROCIENTOS MIL PESOS

RESPONSABLE : 

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

20-17

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
7 November 2002 (07.11.2002)

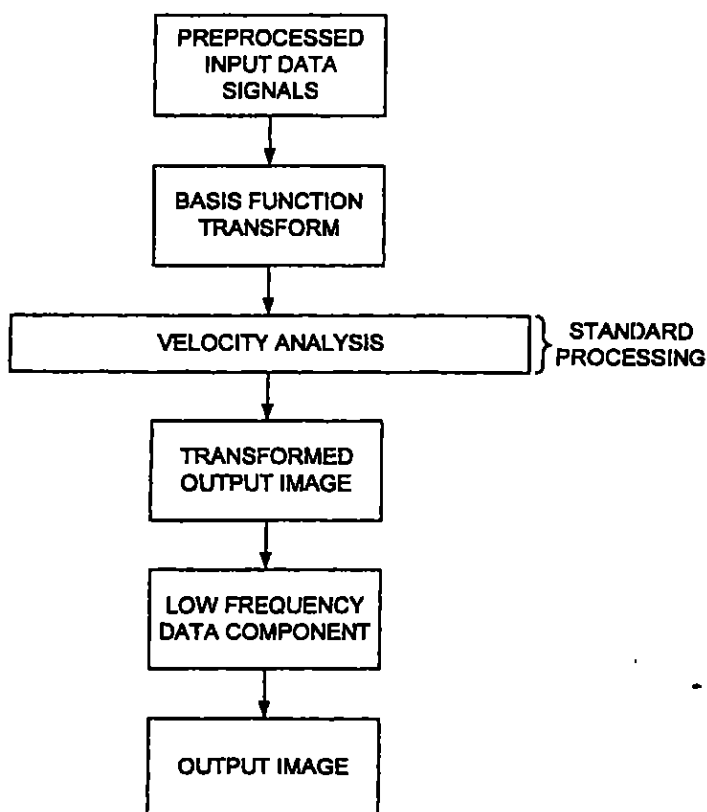
PCT

(10) International Publication Number
WO 02/088774 A1

- (51) International Patent Classification⁷: G01V 1/28
- (21) International Application Number: PCT/US02/13699
- (22) International Filing Date: 30 April 2002 (30.04.2002)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
60/287,446 30 April 2001 (30.04.2001) US
- (71) Applicant: THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA [US/US]; 12th Floor, 1111 Franklin Street, Oakland, CA 94607-5200 (US).
- (72) Inventors: GOLOSHUBIN, Gennady, M.; 14006 Drakewood Drive, Sugar Land, TX 77478 (US). KORNEEV, Valleri, A.; 3615 Walnut Street #C, Lafayette, CA 94549 (US).
- (74) Agents: HYNES, William, M. et al.; Townsend and Townsend and Crew LLP, Two Embarcadero Center, Eighth Floor, San Francisco, CA 94111-3834 (US).
- (81) Designated States (*national*): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BY, BZ, CA, CH, CN, CQ, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NO, NZ, OM, PH, PL, PT, RO, RU, SD, SE, SG, SI, SK, SL, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, UZ, VN, YU, ZA, ZM, ZW.
- (84) Designated States (*regional*): ARIPO patent (GH, GM, KE, LS, MW, MZ, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian patent (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European patent (AT, BE, CH, CY, DE, DK, ES, FI, FR, GB, GR, IE, IT, LU, MC, NL, PT, SE, TR), OAPI patent (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

[Continued on next page]

(54) Title: FREQUENCY-DEPENDENT PROCESSING AND INTERPRETATION (FDPI) OF SEISMIC DATA FOR IDENTIFYING, IMAGING AND MONITORING FLUID-SATURATED UNDERGROUND RESERVOIRS



(57) Abstract: A method for identifying, imaging and monitoring dry or fluid-saturated underground reservoirs (fig 1A) using seismic waves reflected from target porous or fractured layers is set forth. Seismic imaging the porous or fractured layer occurs by low pass filtering (fig 13B) of the windowed reflections from the target porous or fractured layers leaving frequencies below low-most corner (or full width at half maximum) of a recorded frequency spectra. Additionally, (fig 13C) the ratio of image amplitudes is shown to be approximately proportional to reservoir permeability, viscosity of fluid, and the fluid saturation of the porous or fractured layers.

WO 02/088774 A1

FREQUENCY-DEPENDENT PROCESSING AND INTERPRETATION (FDPI) OF SEISMIC DATA FOR IDENTIFYING, IMAGING AND MONITORING FLUID-SATURATED UNDERGROUND RESERVOIRS

[01] A method using seismic waves reflected from target porous or fractured layers for
5 identifying, imaging and monitoring fluid-saturated underground reservoirs is set forth.
Seismic data is processed at low bandpass portions of seismic waves reflected from a target
porous layer. Frequency-dependent processing and interpretation of reservoirs occurs when
the target reflection exhibits increasing phase delays as frequency approaches a lowest corner
of a recorded frequency spectra. Additionally, at low frequencies the reflection amplitudes
10 and decrease of the derivative of amplitude with respect to frequency, are shown to be
approximately proportional to the reservoir permeability, viscosity of fluid, and the fluid
saturation of the porous or fractured layers.

CROSS-REFERENCES TO RELATED APPLICATIONS

[02] This application claims priority from United States Provisional Patent Application
15 Serial No. 60/287,446, filed April 30, 2001 entitled Frequency Dependent Processing and
Interpretation (FDPI) of Seismic Data for Identification, Imaging, and Monitoring of Fluid
Saturated Underground Reservoirs.

STATEMENT AS TO RIGHTS TO INVENTIONS MADE UNDER FEDERALLY SPONSORED RESEARCH AND DEVELOPMENT

20 [03] This invention was made with U.S. Government support under Contract Number DE-
AC03-76SF00098 between the U.S. Department of Energy and The Regents of the University
of California for the management and operation of the Lawrence Berkeley National
Laboratory. The U.S. Government has certain rights in this invention.

BACKGROUND OF THE INVENTION

25 [04] Identification, imaging and monitoring of fluid-saturated underground reservoirs is a
very important application of seismic methods. It helps find and contour gas and oil deposits,
which are usually attributed to fluid-saturated porous or fractured geological layers. It also
has important applications for underground water reservoir imaging, estimation of

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
7 November 2002 (07.11.2002)

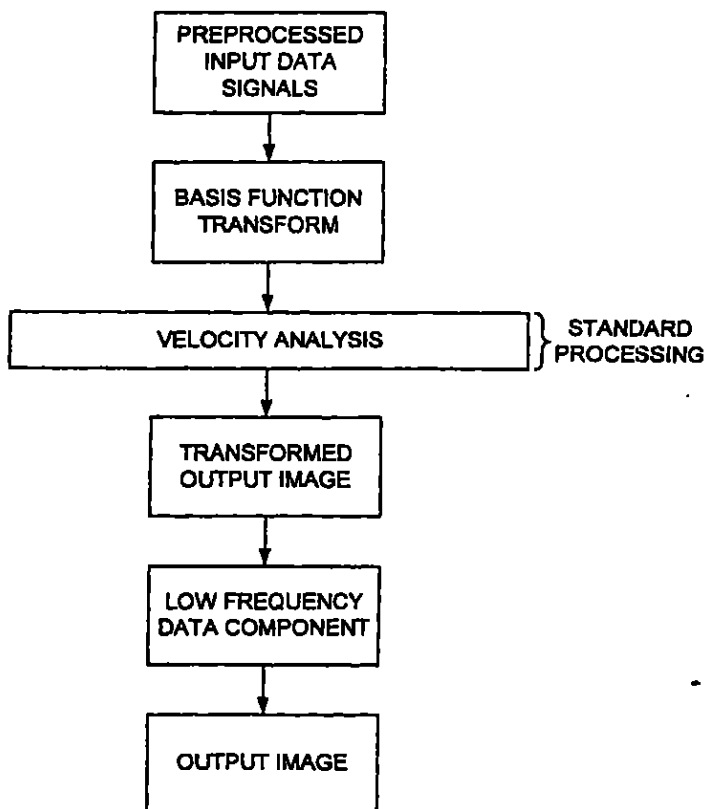
PCT

(10) International Publication Number
WO 02/088774 A1

- (51) International Patent Classification⁷: G01V 1/28
- (21) International Application Number: PCT/US02/13699
- (22) International Filing Date: 30 April 2002 (30.04.2002)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
60/287,446 30 April 2001 (30.04.2001) US
- (71) Applicant: THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA [US/US]; 12th Floor, 1111 Franklin Street, Oakland, CA 94607-5200 (US).
- (72) Inventors: GOLOSHUBIN, Gennady, M.; 14006 Drakewood Drive, Sugar Land, TX 77478 (US). KORNEEV, Valeri, A.; 3615 Walnut Street #C, Lafayette, CA 94549 (US).
- (74) Agents: HYNES, William, M. et al.; Townsend and Townsend and Crew LLP, Two Embarcadero Center, Eighth Floor, San Francisco, CA 94111-3834 (US).
- (81) Designated States (*national*): AE, AG, AI, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BY, BZ, CA, CH, CN, CQ, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NO, NZ, OM, PH, PL, PT, RO, RU, SD, SE, SG, SI, SK, SL, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, UZ, VN, YU, ZA, ZM, ZW.
- (84) Designated States (*regional*): ARIPO patent (GI, GM, KE, LS, MW, MZ, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian patent (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European patent (AT, BE, CH, CY, DE, DK, ES, FI, FR, GB, GR, IE, IT, LU, MC, NL, PT, SE, TR), OAPI patent (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

[Continued on next page]

(54) Title: FREQUENCY-DEPENDENT PROCESSING AND INTERPRETATION (FDPI) OF SEISMIC DATA FOR IDENTIFYING, IMAGING AND MONITORING FLUID-SATURATED UNDERGROUND RESERVOIRS



(57) Abstract: A method for identifying, imaging and monitoring dry or fluid-saturated underground reservoirs (fig 1A) using seismic waves reflected from target porous or fractured layers is set forth. Seismic imaging the porous or fractured layer occurs by low pass filtering (fig 13B) of the windowed reflections from the target porous or fractured layers leaving frequencies below low-most corner (or full width at half maximum) of a recorded frequency spectra. Additionally, (fig 13C) the ratio of image amplitudes is shown to be approximately proportional to reservoir permeability, viscosity of fluid, and the fluid saturation of the porous or fractured layers.

WO 02/088774 A1

1. **RESEARCH DESIGN** 11
2. **RESEARCH QUESTIONS** 11
3. **RESEARCH METHODS** 11
4. **RESEARCH RESULTS** 11
5. **RESEARCH CONCLUSIONS** 11
6. **RESEARCH LIMITATIONS** 11
7. **RESEARCH RECOMMENDATIONS** 11
8. **RESEARCH REFERENCES** 11
9. **RESEARCH APPENDICES** 11
10. **RESEARCH ACKNOWLEDGMENTS** 11
11. **RESEARCH INDEX** 11
12. **RESEARCH GLOSSARY** 11
13. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
14. **RESEARCH INDEX** 11
15. **RESEARCH GLOSSARY** 11
16. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
17. **RESEARCH INDEX** 11
18. **RESEARCH GLOSSARY** 11
19. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
20. **RESEARCH INDEX** 11
21. **RESEARCH GLOSSARY** 11
22. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
23. **RESEARCH INDEX** 11
24. **RESEARCH GLOSSARY** 11
25. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
26. **RESEARCH INDEX** 11
27. **RESEARCH GLOSSARY** 11
28. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
29. **RESEARCH INDEX** 11
30. **RESEARCH GLOSSARY** 11
31. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
32. **RESEARCH INDEX** 11
33. **RESEARCH GLOSSARY** 11
34. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
35. **RESEARCH INDEX** 11
36. **RESEARCH GLOSSARY** 11
37. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
38. **RESEARCH INDEX** 11
39. **RESEARCH GLOSSARY** 11
40. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
41. **RESEARCH INDEX** 11
42. **RESEARCH GLOSSARY** 11
43. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
44. **RESEARCH INDEX** 11
45. **RESEARCH GLOSSARY** 11
46. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
47. **RESEARCH INDEX** 11
48. **RESEARCH GLOSSARY** 11
49. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
50. **RESEARCH INDEX** 11
51. **RESEARCH GLOSSARY** 11
52. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
53. **RESEARCH INDEX** 11
54. **RESEARCH GLOSSARY** 11
55. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
56. **RESEARCH INDEX** 11
57. **RESEARCH GLOSSARY** 11
58. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
59. **RESEARCH INDEX** 11
60. **RESEARCH GLOSSARY** 11
61. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
62. **RESEARCH INDEX** 11
63. **RESEARCH GLOSSARY** 11
64. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
65. **RESEARCH INDEX** 11
66. **RESEARCH GLOSSARY** 11
67. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
68. **RESEARCH INDEX** 11
69. **RESEARCH GLOSSARY** 11
70. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
71. **RESEARCH INDEX** 11
72. **RESEARCH GLOSSARY** 11
73. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
74. **RESEARCH INDEX** 11
75. **RESEARCH GLOSSARY** 11
76. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
77. **RESEARCH INDEX** 11
78. **RESEARCH GLOSSARY** 11
79. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
80. **RESEARCH INDEX** 11
81. **RESEARCH GLOSSARY** 11
82. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
83. **RESEARCH INDEX** 11
84. **RESEARCH GLOSSARY** 11
85. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
86. **RESEARCH INDEX** 11
87. **RESEARCH GLOSSARY** 11
88. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
89. **RESEARCH INDEX** 11
90. **RESEARCH GLOSSARY** 11
91. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
92. **RESEARCH INDEX** 11
93. **RESEARCH GLOSSARY** 11
94. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
95. **RESEARCH INDEX** 11
96. **RESEARCH GLOSSARY** 11
97. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11
98. **RESEARCH INDEX** 11
99. **RESEARCH GLOSSARY** 11
100. **RESEARCH BIBLIOGRAPHY** 11

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guidance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the beginning of each regular issue of the PCT Gazette.

- with international search report
- before the expiration of the time limit for amending the claims and to be republished in the event of receipt of amendments

FREQUENCY-DEPENDENT PROCESSING AND INTERPRETATION (FDPI) OF SEISMIC DATA FOR IDENTIFYING, IMAGING AND MONITORING FLUID-SATURATED UNDERGROUND RESERVOIRS

[01] A method using seismic waves reflected from target porous or fractured layers for
5 identifying, imaging and monitoring fluid-saturated underground reservoirs is set forth.
Seismic data is processed at low bandpass portions of seismic waves reflected from a target
porous layer. Frequency-dependent processing and interpretation of reservoirs occurs when
the target reflection exhibits increasing phase delays as frequency approaches a lowest corner
of a recorded frequency spectra. Additionally, at low frequencies the reflection amplitudes
10 and decrease of the derivative of amplitude with respect to frequency, are shown to be
approximately proportional to the reservoir permeability, viscosity of fluid, and the fluid
saturation of the porous or fractured layers.

CROSS-REFERENCES TO RELATED APPLICATIONS

[02] This application claims priority from United States Provisional Patent Application
15 Serial No. 60/287,446, filed April 30, 2001 entitled Frequency Dependent Processing and
Interpretation (FDPI) of Seismic Data for Identification, Imaging, and Monitoring of Fluid
Saturated Underground Reservoirs.

STATEMENT AS TO RIGHTS TO INVENTIONS MADE UNDER FEDERALLY SPONSORED RESEARCH AND DEVELOPMENT

20 [03] This invention was made with U.S. Government support under Contract Number DE-
AC03-76SF00098 between the U.S. Department of Energy and The Regents of the University
of California for the management and operation of the Lawrence Berkeley National
Laboratory. The U.S. Government has certain rights in this invention.

BACKGROUND OF THE INVENTION

25 [04] Identification, imaging and monitoring of fluid-saturated underground reservoirs is a
very important application of seismic methods. It helps find and contour gas and oil deposits,
which are usually attributed to fluid-saturated porous or fractured geological layers. It also
has important applications for underground water reservoir imaging, estimation of

contamination zones, and monitoring of underground gas storage, as well as for addressing the global issue of CO₂ sequestration. The current very high percentage of "dry" drilled industry wells may be substantially lowered if a more accurate imaging method can be found.

[05] It is commonly known and accepted that thin layers in the earth (with thicknesses less than a fraction of a dominant wavelength [λ]) of seismic waves are invisible to imaging using seismic waves. Waves reflected from a bottom and a top of such a layer have opposite signs and nearly equal amplitudes. The result is that such waves almost cancel one another, resulting in the layer being obscured in the seismic data. Typically this means that traditional seismic methods cannot image layers less than 10 meters thick.

[06] The relationship between seismic response and fluid saturation in a reservoir depends on many factors, such as porosity and permeability of the reservoir rocks, viscosity and compressibility of the fluid, reservoir thickness and physical properties of the surrounding medium. (See "Seismic Wave Attenuation," 1981, *Geophysics* reprint series, No. 2: SEG, D. H. Jonson and M. N. Toksoz, editors.). But there is some general connection between the character of porous layer saturation and seismic response. In particular, comparing cases of water and gas saturation, phase shifts and energy redistribution between different frequencies are known. (See Goloshubin, G.M. et al., 1996, "Laboratory experiments of seismic monitoring," 58th EAEG Meeting, Amsterdam, and Goloshubin, G.M., and Bakulin, A.V., 1998, "Seismic reflectivity of a thin porous fluid-saturated layer versus frequency" 68th SEG Meeting, New Orleans, 976-979.)

[07] Experimental studies have shown that intrinsic attenuation is strongly affected by the porous media and fluid saturation. (See Hauge, P.S., 1981, "Measurements of attenuation from vertical seismic profiles" *Geophysics*, 46, 1548-1558; Raikes, S.A. and White, J.E., 1984, "Measurements of earth attenuation from downhole and surface seismic recording" *Geophysical Prospecting*, 32, 892-919; "Seismic Wave Attenuation," 1981, *Geophysics* reprint series, No. 2: SEG, D. H. Jonson and M. N. Toksoz, editors; Sams, M.S. et al., 1997, "The measurement of velocity dispersion and frequency-dependent intrinsic attenuation in sedimentary rocks," *Geophysics*, 62, 1456-1464; Dasgupta, R. and Clarc, R.A, 1998, "Estimation of Q from surface seismic reflection data," *Geophysics*, 63, 2120-2128; Goloshubin, G.M. and Korneev, V.A., 2000, "Seismic low frequency effects for fluid-saturated porous media," Expanded Abstracts, SEG Meeting, Calgary, 976-979.)

[08] It is well accepted that the nondimensional attenuation quality factor Q is frequency-dependent and changes dramatically with liquid saturation and may be less than 10 in sedimentary rocks (See Jones, T.D., 1986, "Pore fluids and frequency-dependent wave

propagation in rocks," *Geophysics*, 51, 1939-1953, and Sams [above]). Fluid may lower Q in metamorphic rocks (Pujol, J.M. et al., 1998, "Seismic wave attenuation in metamorphic rocks from VSP data recorded in Germany's continental super-deep borehole," *Geophysics*, 63, 354-365) down to 14 and in limestone (Gadoret, T. et al., 1998, "Fluid distribution effects on sonic attenuation in partially saturated limestones," *Geophysics*, 63, 154-160) from 200 (dry) to 20-40 (water-saturated).

[09] It is also typically accepted in seismology that attenuation quality factor Q usually has values well above 20, which means that it takes more than 20 wavelengths for a wave to propagate before its amplitude is reduced by more than a half of an original value.

DISCOVERY

[10] We have discovered the existence of very low, high attenuation, quality factor Q ($Q < 5$) as a local value for a fluid-saturated porous or fractured layer interrogated by low frequency seismic waves. Typical seismic measurements give much higher values of Q over such a region because they represent average effective values where the thin layers have a very small contribution. Investigation of such layers at the low frequency portion of the exciting seismic waves reveals, for a thin layer with high attenuation (low Q), that waves are reflected from the top and the bottom of the layer with very dissimilar amplitudes. These dissimilar amplitudes do not cancel each other, and thereby render the thin layer detectable. Specifically, for saturated porous layers, as frequency decreases, attenuation increases.

[11] Two other important observed features of reflected seismic waves from fluid-saturated porous layers have been discovered. First, the low-frequency portions of the exciting seismic vibrations include stronger reflections at the low frequencies. Second, an apparent anomalous velocity dispersion occurs in the reflected waves where high frequencies arrive earlier than low frequencies. These properties have been observed in both laboratory and field seismic data.

[12] The following disclosure stems from a frequency-dependent reflectivity of the fluid-saturated layer by a frictional model with low, frequency-dependent Q values at low frequencies.

BRIEF SUMMARY OF THE INVENTION

[13] A method of identification, imaging and monitoring of fluid-saturated underground reservoirs using seismic waves reflected from target porous or fractured layers is set forth. Reflective wave seismic data is processed at low frequency spectral portions of the seismic

waves reflected from target porous layers. Frequency-dependent processing and interpretation (FDPI) is based on use of one or several frequency dependent reflection properties in the vicinity of a low frequency corner of recorded wave spectra. These properties include: amplitude spectra $A(\omega)$, amplitude derivative with respect to frequency

5 $\frac{dA}{d\omega}$, phase derivative with respect to frequency $D_p(\omega)$. It has been found that changes in of all these properties in saturated samples, when compared to unsaturated samples are approximately proportional to both the fluid viscosity and the fluid saturation of the reservoir. Fluid saturation and content profiling of an underground layer or reservoir is made possible by using a two-dimensional (2D) plot.

10 [14] The frequency dependence of seismic reflections from a thin, fluid-saturated, porous layer has been studied. Reflections from a thin, water-saturated layer was found to have increased amplitude and delayed travel time at low frequencies for both ultrasonic lab data and seismic field data. A comparison of these results to laboratory modeling with a frictional-viscous theoretical model was then made. The measured data was best explained by
15 low ($Q < 5$) values of the attenuation parameter Q and its decrease as frequency approaches zero.

[15] At a larger scale, conventional processing of time-lapse Vertical Seismic Profiling (VSP) data found minimal changes in seismic response of a gas storage reservoir when the reservoir composition changed from gas- to water-saturated. However, in contrast, by using
20 low-frequency analysis, we have found significant seismic reflection attribute variation as a function of frequency. In this case, the reflection attribute variation was found in the range of 15 - 50 Hz.

[16] For the low frequencies used here, a proposed explanation suggests that very low Q values are present for fluid-saturated porous or fractured layers, primarily as a result of
25 internal friction between grains, pores, or fracture walls. The frequency-dependent amplitude and phase reflection properties can be used to detect and monitor liquid saturated layers, primarily as a result of internal friction between grains or fracture walls, as well as to detect and monitor liquid-saturated areas in thin porous layers.

[17] This method uses seismic data $u(x, t)$ recorded in space (x) and time (t) for a
30 conventional surface-to-surface, or surface-to-borehole registration after standard seismic data pre-processing. Waves $w(x, t)$ reflected from target porous layers should be identified on $u(x, t)$ using independent measurements such as borehole core analysis and Vertical Seismic

Profiling. Depth localization of the reservoir can also be determined by conventional methods using the high frequency parts of reflected waves. Waves $w(x0, t)$ recorded at location $x0$ of the borehole represent a reference wave. Where no borehole data exists, any target reflected wave could alternatively be used as a reference wave.

- 5 [18] Using the Fourier spectrum $W(x, \omega)$ and $W(x0, \omega)$ of the functions $u(x, t)$ and $u(x0, t)$, the complex ratio $R(x, \omega) = W(x, \omega) / W(x0, \omega)$ is analyzed for first N reliably recorded low frequencies, to compute average relative reflected amplitude $A(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |R(x, \omega_i)|$,

the negative of the derivative of the average amplitude with respect to

frequency $D_A(x) = -\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d |R(x, \omega_i)| / d\omega$, and derivative of the average time delay with

- 10 respect to frequency $D_P(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d(\arg(R(x, \omega_i) / \omega_i)) / d\omega$. Number N includes all reliably recorded frequencies below the low frequency corner of a recorded spectra.

[19] By reliably recorded frequencies, we refer to frequencies whose Fourier amplitudes exceed the noise floor level found in the particular data set. Such noise floor level is comprised of many sources: source noise, receiver noise, electrical line noise, digitization

- 15 errors, and in this instance reservoir geology. In particular, the reservoir geology can contribute considerable noise by quarter wavelength $\frac{\lambda}{4}$ frequency addition and cancellation, or tuning effects.

[20] Fluid saturation can be mapped by using any of $A(x)$, $D_A(x)$, or $D_P(x)$, with calibration conditions $A(x_0) = 1$, $D_A(x_0) = 0$, and $D_P(x_0) = 0$ at the location $x = x_0$. A

- 20 relative change in these fields is approximately proportional to the viscosity of fluid and the fluid saturation of the porous or fractured layers. If the saturation characteristics data are available for the location $x = x_0$, in the points of drilled wells, then zones with $A(x) \approx 1$, $D_A(x) \approx 0$, and $D_P(x) \approx 0$ can be attributed to the same value of saturation.

- 25 [21] For monitoring purposes the changes of anomalous zones configurations indicate the movement of fluid-saturated zones in development and propagation.

Method Overview

[22] The internal friction dissipation mechanism explains all of the above properties of waves reflected from the porous layers and provides an effective procedure for imaging such

layers. For a one-dimensional compressional wave propagation, the equation of motion has the form

$$\frac{d^2 u}{dt^2} - \beta \frac{du}{dt} - \gamma \frac{d^2}{dx^2} \frac{du}{dt} - v^2 \frac{d^2 u}{dx^2} = 0, \quad (1)$$

where u is a displacement vector. The first term represents the inertia. The second term in the equation is the frictional dissipative force. The third term describes viscous damping. The final term represents elastic portion of the wave propagation. The constants β , and γ are respectively the "frictional" and "viscous" attenuation parameters.

[23] In frequency domain, the terms of Equation (1) respectively relate to frequency (ω) as follows:

$$\omega^2 \quad \omega \quad \omega^3 \quad \omega^2.$$

As frequency decreases, the frictional dissipative force dominates (ω). Physical interpretation of these parameters (β , and γ) is a separate issue and is not discussed here. Parameter v is a phase velocity in a non-dissipative medium. An analytical solution of this equation exists and has the form

$$u = e^{ikx - \alpha x} e^{i\omega t} \quad (2)$$

with wave number k , attenuation coefficient α and angular frequency ω . The attenuation parameter Q is defined through the expression

$$Q = \omega / 2\alpha v. \quad (3)$$

Parameter Q describes the effective dissipation of a medium.

[24] From the structure of Eq. (1), it follows that the frictional term dominates at low frequencies, while the viscous term dominates at high frequencies; therefore, the viscosity is the main factor responsible for wave dissipation. Substitution of Eq. (2) in Eq. (1) gives the following expressions

$$\alpha = \frac{v p}{q}, \quad k = \frac{\omega q}{v} \quad (7)$$

$$\text{where } q = \sqrt{\frac{1}{2} - p\gamma} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{p}{2} \left(\frac{v^2 \beta}{\omega^2} - \gamma \right)}, \quad p = \frac{1}{2} \frac{\omega^2 \gamma + v^2 \beta}{v^4 + \omega^2 \gamma^2} \quad (8)$$

$$\text{When } \gamma = 0, \quad q = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{1 + \sqrt{1 + \frac{\beta^2}{\omega^2}}}, \quad p = \frac{\beta}{2v^2}. \quad (9)$$

When $\beta < \omega$, $Q \approx \sqrt{\omega/2\beta}$, while for $\omega > \beta$ we have $Q \approx \omega/\beta$.

$$\text{When } \beta = 0, \quad q = \sqrt{\frac{1}{2} - p\gamma} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{p}{2}\gamma}, \quad p = \frac{1}{2} \frac{\omega^2 \gamma}{v^4 + \omega^2 \gamma^2}, \quad (10)$$

and $Q \approx \omega^{-1}$ at low frequencies.

[25] Thus the decrease of Q at low frequencies can be explained by the presence of a frictional dissipation mechanism.

- 5 [26] The suggested method uses two kinds of frequency-dependent information about a wave reflected from target layers: apparent dispersion of velocity and dependence of amplitude on frequency. Each of the mapping functions $A(x)$, $D_A(x)$, and $D_p(x)$ can be used independently, although combining two or all three of them brings the most reliable results. All measurements here are to be done for the lower part of seismic signal frequencies,
- 10 when the layer thickness is substantially less than a dominant wavelength.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

- [27] Figure 1A is an elevation view of a laboratory experiment having a source (S) generating a seismic wave for reflection (R) from a porous layer where the porous layer has
- 15 only the right-hand portion of the layer saturated with water;

[28] Figures 1B, 1C and 1D are respective seismic profiles using common offset gathers by difference filtering for dry (Figure 1C) and water-saturated cases (Figure 1D);

[29] Figures 2A and 2B are respective laboratory models of a dry porous layer slowly flooded with water from right to left;

- 20 [30] Figures 2C and 2D are respective vertical seismic profiles of the dry porous layer and the saturated porous layer corresponding to Figures 2A and 2B;

[31] Figure 3 is a plot of theoretical and experimental attenuation, Q , versus frequency data, with the experimental data shown in solid lines and theoretical data being shown in broken lines, demonstrating that attenuation is greater for water-saturated layers;

- 25 [32] Figure 4 is a plot of reflection coefficient ratios versus frequency computed from data for a layer, theory for a layer, and theory for a half-space;

[33] Figure 5 is a plot of travel-time delay versus frequency for a water-saturated layer with respect to a reflection from a dry layer, the upper curve representing theoretical data and the lower curve representing experimental data;

5 [34] Figure 6 is an experimental setup for a porous layer having respective dry portions, water-saturated portions, and oil-saturated portions;

[35] Figures 7A, 7B, and 7C are respective high frequency, low-frequency, and very low-frequency vertical seismic profiles of the experimental setup of Figure 6;

10 [36] Figure 8 is a two-dimensional stacked seismic section of real data from a Western Siberian oilfield, using standard processed reflection data from seismic exploration, with boreholes where oil has been both found and not found as indicated on the plot;

[37] Figure 9 is a plot of the same data used in Figure 8, however now using low-frequency processed reflection data according to this invention;

[38] Figure 10 is a low-frequency reflective image mapping of a water-oil contact boundary and well content, and shows the region and extent of an oil saturated porous region;

15 [39] Figure 11 shows a reflection data amplitude spectrum with the low-frequency data component being confined to the low frequency portion of the spectrum less than about 3 dB of the maximum value;

20 [40] Figure 12 shows a hypothetical reflection data amplitude Fourier spectrum with the low-frequency data component being confined between a lower frequency bounded by a noise floor, and a low frequency corner;

[41] Figure 13A is a block diagram of traditional seismic analysis using input data signal preprocessing, followed by standard processing techniques to yield an output image;

25 [42] Figure 13B a block diagram of traditional seismic analysis of Figure 13A modified using basis function transformation and just the velocity analysis of standard processing, followed by a summation of the transformed output low frequency data component images to yield a frequency dependent output image; and

[43] Figure 13C shows the traditional seismic analysis method depicted in Fig. 13A augmented by frequency dependent processing and interpretation taught in this invention.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

DEFINED TERMS

- 5 [44] Computer: any device capable of performing the steps developed in this invention to result in an optimal waterflood injection, including but not limited to: a microprocessor, a digital state machine, a field programmable gate array (FPGA), a digital signal processor, a collocated integrated memory system with microprocessor and analog or digital output device, a distributed memory system with microprocessor and analog or digital output device connected with digital or analog signal protocols.
- 10 [45] Computer readable media: any source of organized information that may be processed by a computer to perform the steps developed in this invention to result in an optimal waterflood injection, including but not limited to: a magnetically readable storage system; optically readable storage media such as punch cards or printed matter readable by direct methods or methods of optical character recognition; other optical storage media such as a compact disc (CD), a digital versatile disc (DVD), a rewritable CD and/or DVD; electrically readable media such as programmable read only memories (PROMs), electrically erasable programmable read only memories (EEPROMs), field programmable gate arrays (FPGAs), flash random access memory (flash RAM); and remotely transmitted information transmitted by electromagnetic or optical methods.
- 15 [46] Standard processing means processing an input data set having the same sample time period. Initially, the data set is preprocessed according to traditional methods. Then the data undergoes velocity analysis to investigate a particular layer of the geology. After velocity analysis, a subsequent analysis is done to compute an output image usable for oil exploration or petroleum reservoir analysis. These subsequent analytical techniques include traditional stacking, migration, and amplitude versus offset (AVO) processing.
- 20 [47] Preprocessing means applying traditional signal "clean up" operations used in geological analysis to correct for amplitude variations, timing offsets, voltage offset, etc. so that the preprocessed data set is ready without further modification to be input into standard processing.
- 25 [48] Basis function transform means a mathematical transformation or mapping of an input signal into a linear combination of mathematical functions orthogonal over an interval. Such
- 30

basis functions can be sine and cosine waves as in Fourier spectral analysis, or other polynomial functions such as Bessel, Legendre, trigonometric, or hyperbolic functions. A standard reference for such orthogonal functions includes Gradshteyn and Ryzhik's, "Table of Integral Series and Productst," Academic Press Inc., 1965. A more recent approach has
5 been used in seismic analysis with wavelet transformation, which used to filter an input signal into a linear combination of wave packets having different center frequencies and temporal shapes.

FREQUENCY DEPENDENCY

10 [49] The frequency dependence of seismic reflections from a thin, fluid-saturated, porous or fractured layer was considered. Reflections from a thin, water-saturated layer have increased amplitude and delayed travel time at low frequencies for both ultrasonic lab data and seismic field data. The results of laboratory modeling were compared with a frictional-viscous theoretical model to find that low ($Q < 5$) values of the attenuation parameter Q and
15 its monotonic increase with frequency explained the observations.

[50] On a larger scale, conventional processing of time-lapse VSP data found minimal changes in seismic response of a gas-storage reservoir when the reservoir changed from gas to water-saturated. However, low-frequency analysis found significant seismic reflection attribute variation as a function of frequency, in the range of about 15 - 50 Hz. These
20 observations corresponded to previously measured effects in laboratory data and theory. The frequency range below 15 Hz was discarded due to the noise floor level of this particular instrumentation system and reservoir.

[51] A proposed explanation suggests very low Q values for porous or fractured fluid-saturated layers, primarily as a result of internal friction between grains or fracture walls.
25 The frequency-dependent amplitude and phase reflection properties presented here can be used for detecting and monitoring layers, to detect and monitor liquid-saturated areas in thin porous and fractured layers.

[52] A series of ultrasonic laboratory experiments were used to investigate the wave fields reflected from and transmitted through a porous layer with varying water saturation from a
30 source S to a receiver R . The physical model (Fig. 1A) consisted of two 3 mm thick Plexiglas sheets P with a sealed void filled with porous artificial sandstone. The artificial sandstone A was prepared using a natural sand and clay mixture. The thickness of the

76
10

artificial sandstone plate was 3 mm and it was much less than a wavelength. Therefore 2D physical modeling was used, where the Plexiglas was simulating a homogeneous constant-velocity background medium.

[53] The porous layer L in each case was made of artificial sandstone with the same sizes of sand and clay grains, and was hermetically sealed to allow its saturation by fluid. The experiment found the acoustic impedance of the water-saturated sandstone was higher than the impedance of non-saturated sandstone. The Plexiglas had the lowest impedance. The expected reflection coefficient of the water-saturated sandstone was higher than for the dry sandstone.

[54] The physical modeling data were recorded using experimental setup shown on Fig. 1 for both dry and water saturated sandstone. The layer had a 7 mm vertical dimension and had 0.32 porosity and about 300 mDarcy permeability. The velocities and densities of the used materials were: $V_p=1700$ m/sec, $V_s=1025$ m/sec, $D=1800$ kg/m³ (dry layer); $V_p=2100$ m/sec, $V_s=1250$ m/sec, $D=2500$ kg/m³ (water-saturated layer); and $V_p=2300$ m/sec, $V_s=1340$ m/sec, $D=1200$ kg/m³ (Plexiglas).

[55] Waves reflected from the layer were recorded. A significant difference is seen between the seismic response of the porous, water-saturated zone and non-saturated (dry) zone (Fig. 1B). The water-saturated zone is distinguished due to a phase shift and loss of high-frequency energy. The low-frequency "bright spot" is associated with water saturation (Fig 1D).

[56] VSP observation geometry shown in Figs. 2B to 2D illustrate one example from the series of experiments. Referring to Figs. 2A and 2B, the reflection coefficient of the thin (7 mm) layer was investigated using a similar model to the one set forth in Fig. 1A. This time source S transmitted to receivers R_1 and R_2 . VSP observation geometry is set forth in Figs 2C and 2D for the respective dry and water-saturated layers. The offset was much smaller than the depth to the layer and the reflection angle was practically equal to zero. There is a substantial difference between the upgoing wave field from the water-saturated layer and the upgoing wave field from the dry layer, whereas the transmitted field shows no such difference.

[57] The physical modeling data were recorded using VSP experimental setup shown on Fig. 1 to measure of Q factor vs. frequency in thick porous layer for both dry and water saturation. The layer was 40 mm thick and had 0.32 porosity. To measure Q as a function of frequency, a set of special experiments was conducted for a thick porous layer where reflected and refracted waves could be detected without interference. This was done for both

dry and water-saturation cases using the same VSP observation system shown in Figs. 2A and 2B. The porous layer of artificial sandstone was prepared with the same composition of sand and clay as for the previous experiment. In both cases, a transmitted wave was used to determine Q . The measured values of Q , together with their theoretical approximations are shown in Fig. 3. Note the frequency-dependent, low values of Q .

[58] In Fig. 3, plots of Q versus frequency are shown for dry layers (upper plots) and for water-saturated layers (lower plots). Each set of plots has experimental data (solid lines) and theoretical data (dashed lines). The values of Q are substantially lower as frequency increases.

[59] Referring to Fig. 4 reflection coefficient ratios versus frequency. Actual data plot 14 matches with theoretical data plot 16. This is compared with a half space data plot 18 for a half space.

[60] In Fig. 5, a plot of travel-time delay, in microseconds, from a water-saturated layer with respect to a reflection from a dry layer is shown against frequency. Actual data is plotted in curve 20. The theoretical data is plotted in curve 22.

[61] Referring to Fig. 6, an experimental model similar to Fig. 1A and Figs. 2A and 2B is shown. Construction of layer L and the model used are the same as in Fig. 1. Fluid content consists of water W followed by oil O. Physical modeling reflection data was recorded using the surface-constant offset experimental set up shown Fig. 6 to test the thin porous layer for dry, water-saturated, and oil-saturated cases. The layer was 7 mm thick, having 0.32 porosity and about 300 mDarcy permeability. The velocities and densities of the materials were $V_p = 1700$ m per second, $V_s = 1025$ m per second, $D = 1800$ kg/m³ (dry porous layer); and $V_p = 2300$, $V_s = 1340$, $D = 1200$ (Plexiglas).

[62] In Fig. 7A, a high-frequency plot is illustrated using common offset gathers by different filtering for dry, water-saturated, and oil saturated cases. Fig. 7B illustrates a low-frequency plot. In this case, the height of a layer L is between 1 and 0.2 of the interrogated layer in wavelength (λ). Finally, Fig. 7C illustrates the plot for a very low-frequency, where the height of a layer L is less than 0.2 of the interrogated layer in wavelength (λ). Note that, with respect to Fig. 7B, the water layer is seen. Likewise, in the very low frequency illustration of Fig. 7C, the oil layer O is prominently displayed.

[63] Following laboratory testing, real data from a West Siberian oil field was taken. Fig. 8 is an illustration of the standard processed reflection data. Water and oil producing wells are both illustrated.

[64] Fig. 9 is an illustration of the identical West Siberian oil field data taken at low frequency in accordance with the teachings of this disclosure.

[65] It can be seen that the conventional process data of Fig. 8 has a poor correlation with the character of saturation of the oil field. When that data is contrasted with the low-frequency processed reflection data shown in Fig. 9, it can be seen that the latter plot gives a good mapping of oil content.

[66] Referring to Fig. 10, it will be seen that low-frequency processing of seismic reflection data in three dimensions allows contouring of the oil/water contact within the thin reservoir of another West Siberian oil field reservoir. Wells # 9, 76, 91, 95 were used for seismic fluid attribute calibration. Information for wells # 3, 5, 63, 74, 75, 77, 78, 79, 86, 96, 101 was disclosed after processing and interpretation for testing purposes. This testing demonstrated very good oil/water contact contouring capabilities of the method.

[67] By using the fluid attribute calibration of where oil was found, it appears that a roughly concave region of oil in Fig. 10 is bounded by the oil/water contact interface. This information can be used for reservoir management so that primary production will initially produce as much of the oil as possible, as well as subsequently in waterflood secondary recovery operations.

[68] From the following description, it will be understood that the technique of this invention can, in effect, be calibrated by the use of exploratory boreholes or wells.

Specifically, by taking data for an entire reservoir or oil field, the seismic analysis data can be compared to data determined by boreholes. Using the seismic data from the boreholes, one can equate the probable content and saturation of similarly analyzed seismic data for an oil field to the content and saturation found at the boreholes.

[69] In the following claims, the reconstruction of reflected seismic waves to form intelligible images of underground geologic structures is referred to as "standard processing of recorded reflected seismic waves." This term includes commonly used procedures of seismic data processing such as geometric spreading correction, deconvolution, velocity analysis, normal move out and dip move out corrections, stacking, and more complex reconstruction of seismic signals such as migration, as well as amplitude versus offset analysis. The term "image functions" includes the results of standard processed seismic data represented by of one or two horizontal spatial coordinates and time and/or depth, such as velocity models, time and depth stacked sections, and amplitude variation with offset (AVO) attributes.

[70] Additionally the term is used "frequency dependent data set." This refers to decomposition of a time-domain low frequency part of a recorded seismic reflection into a set of frequency dependent band pass filtered low frequency time-domain data components. The "low frequency data component" refers to utilizing the low-frequency portion of recorded seismic signals Fourier transformed into spectral amplitude vs. frequency format, and using the data found in the left-hand part of the amplitude versus frequency plot resulting from the recorded seismic waves frequency spectra below a low frequency corner of that spectra. The low frequency data component begins at the lowest non-noise frequency, with frequencies below having amplitudes masked by system noise discarded. The upper end of the low frequency data component is also known as the low frequency corner. The low frequency corner is typically bounded at a maximum frequency, which is a lower frequency than the frequency of the maximum amplitude spectrum, and is found when the maximum contrast of the resultant reservoir image is obtained.

[71] For well-behaved Gaussian spectral curves, the low frequency corner would typically appear at about 3 db lower than the maximum amplitude at a frequency lower than that of the maximum amplitude. For real reservoir data with "tuning" effects of geological layered spectral cancellation and reinforcement, the corner could be proportionately less, and be bounded by the peak value of the first local maximum amplitude of the spectral data.

[72] All claimed here methods of seismic interpretation of underground porous or fractured layers comprised of the following preliminary steps aimed for obtaining frequency dependent data processing results used for subsequent imaging and called here "obtaining of frequency dependent image functions". Referring to Fig. 11, the low frequency data components of reflected seismic data is illustrated. The illustrated graph plots amplitude against frequency for an ideal seismic reflected wave. Generally, amplitude spectra of seismic reflections have a variety of shapes, which depend on several physical parameters, typically comprising: a source and a receiver characteristic, a rock medium and wave propagation distance, and a decay approaching to both low or high ends of the frequency scale. It will be seen that the illustrated curve includes a mean M and a low frequency portion L. Low frequency portion L is here defined is that portion of the total illustrated curve, which is less than minus 3 dB of the total mean value M of the data. When the following claims use the term "low frequency data components", the low frequency portion L is being described. This value is approximately 0.7 (or seventy percent 70%) of the mean value M for this idealized Gaussian spectral distribution. This terminology is consistent with that found in the

12

Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics, Third Edition by Robert E. Sheriff, © 1991 by the Society of Exploration Geophysicist, especially at the definition of a "filter" as it relates to "band pass."

[73] Referring to Fig. 12, a lesser well-behaved Gaussian spectral curve is illustrated. The noise floor and an illustrative selection of the low frequency data component is given. The noise floor is established by spectral analysis or other methods, as the amplitude that the generic system-under-test generates according to normal engineering and petroleum engineering methods. Once the noise floor is established, the spectral response curve intersected with the noise floor to establish a "LOWER FREQUENCY" and a "HIGHER FREQUENCY." For the purposes of FDPI, a "MAX USABLE" frequency is established about half way between the lower and higher frequencies. For most purposes, this is the highest frequency that will be used as the "LOW FREQUENCY DATA COMPONENT".

[74] It should be noted that if the entire signal spectrum were to be used, from the lower to higher frequency, then FDPI using frequency dependent standard processing would yield the same analytical result as traditional seismic standard processing. Since it has previously been shown that thin layers have decreased response with increasing frequency, the best benefit of this invention occurs at lower frequencies.

[75] Another way to describe this low frequency portion is related to the concept of the full width half maximum value of the frequency distribution, or FWHM. However here, the lower frequency value at approximately seventy percent (70%) of the maximum value (~3dB reduction in amplitude) of the curve is used as the low frequency corner. The low frequency portion of the curve is then that region at or below the lower of the low frequency corner. For reference, the FWHM is traditionally the difference between the frequencies on either side of a spectral line curve at which the frequency quantity reaches half of its maximum value, or is ~6 dB reduced in amplitude (see McGraw-Hill, Dictionary of Scientific and Technical Terms, Fifth Edition, 1993).

[76] Thus, a method of seismic interpretation of underground porous or fractured layers is disclosed where seismic waves have been directed to an underground target porous or fractured layers and reflected seismic waves from the underground target porous or fractured layers have been recorded according to Fig. 11. First, a plurality of frequency dependent data sets is computed for the low frequency data components at or below the lower of the FWHM frequency value. In the illustration of Fig. 11, a preferred number of six subsets of frequency dependent data sets has been computed. Thereafter, the velocity for each frequency

dependent data set is computed to obtain a frequency dependent velocity. Finally, these frequency dependent velocities are imaged using a frequency and average derivative of the velocities with respect to frequency. As has been set forth with respect to Figs. 9 and 10, the obtained data may be calibrated using well data.

5 [77] Figures 13 A, B, and C show the relationship between frequency dependent processing and traditional seismic analysis techniques. Fig. 13A shows traditional seismic analysis where preprocessed data signals are input into a standard processing package. After velocity analysis, a second analysis is done using stacking, migration, or amplitude versus offset (AVO) to generate an output image. Traditional standard processing uses the
10 preprocessed input data signals as a single data set.

[78] Figure 13B augments the traditional seismic analysis techniques of Figure 13A with an initial basis function transformation prior to velocity analysis. All of the Figures 13 A, B, and C represent simplified illustrative rough functional blocks. Actual computer code representing the implementation is more complicated and hence more difficult to comprehend
15 due to multiply nested looping and optimization to reduce computation time to the minimum low frequency data component where possible. The simplified illustrative rough functional blocks more clearly indicate the boundaries between prior art and this invention.

[79] Referring to Fig. 13B, the basis function transforms the preprocessed input data time-based signals into a bandpass frequency dependent data set. These basis functions can be of
20 virtually any type, so long as they generate a filtered output about some given frequency. For example, a wavelet transformation may be used for each of the center frequencies starting at $\frac{1}{T}$ and continuing up to $\frac{n}{T}$ for the $i=1,2,\dots,n$ data. Thus, input preprocessed input data time-

based signals are effectively bandpass filtered about the center frequency of the wavelet. This resulting filtered data set is then passed through velocity analysis, and results in one
25 component of the transformed output image. When each of the frequencies of the low frequency data component is processed and added together, a resultant output image is obtained.

[80] Since each of the bandpass filtered velocity components represent a velocity at a specific center frequency, successive transformed output images may be numerically
30 differentiated according to widely known numerical analysis techniques to yield an image of the derivative with respect to frequency.

[81] In Fig. 13C, the fullest implementation of this invention is described. Here, input preprocessed data signals are basis function transformed at a particular center frequency,

passed into velocity analysis, then into any of stacking, migration, or amplitude versus offset (AVO) analysis to produce a single frequency dependent frame of a transformed output image. As the center frequency is incremented through the spectral range of the low frequency data component, more transformed output image frames are accumulated. After all
5 of the low frequency data component frames have been processed, the individual frames are added to produce an output image. As described before, the low frequency corner of the low frequency data component can be increased up to a max usable frequency, or reduced to as low as the lower frequency to produce an output image with best contrast.

[82] Fig. 13C can be used to produce an optimal contrast output image for stacking,
10 migration, and AVO. Additionally, derivative of velocity with respect to frequency can also be used to generate an optimal contrast output image. It is the inventor's experience that depending on the reservoir geology and the data therein, each of these four analytical methods may produce the best of the optimal contrast output images.

[83] Additionally, a method of seismic interpretation of underground porous or fractured
15 layers includes the computing of a plurality of frequency dependent data sets for low frequency data components. Standard image processing of each frequency dependent data set is used to obtain frequency dependent image functions. Thereafter, frequency dependent image functions for low frequency data components are obtained. Finally, imaging of the porous or fractured layer utilizing a frequency average derivative of the image functions over
20 frequency is utilized. Again, obtained well data may be used for calibration.

[84] Further, a method of seismic interpretation of underground porous or fractured layers again includes computing a plurality of frequency dependent data sets for low frequency data components. Thereafter, standard processing of each frequency dependent data set is utilized to obtain frequency dependent image functions. As to the low frequency data components,
25 frequency dependent image functions are obtained for the low frequency data components. Imaging of the porous or fractured layer using the frequency average of the image function occurs.

[85] A method of seismic mapping of underground porous or fractured layers is also disclosed. In this technique, a target reflection is selected from the seismic mapping of
30 underground porous or fractured layers. Thereafter, taking of reference amplitudes and a reference arrival times of the target reflection occurs using image functions computed for frequencies above a low frequency corner. Next, frequency dependant image functions are obtained for the target reflection for the low frequency data components. Finally, mapping of the porous or fractured layer using a ratio of the frequency average image of the low

frequency data components to reference amplitude occurs. Again, extant well data can be used to calibrating the resultant image.

[86] Further, and as described in the immediately preceding variant of this technique, a target reflection may be selected from an image function for the seismic mapping of

5 underground or porous fractured layers. Reference amplitude and reference arrival times of the target reflection are picked using image functions computed for frequencies above the low frequency corner. Thereafter, frequency dependant image functions for the target reflection are obtained for the low frequency data components. Finally, mapping of the porous or fractured layer using a difference of the frequency average image of the low
10 frequency data components and reference amplitudes is utilized.

[87] As an additional variant, a method of seismic mapping of underground porous or fractured layers includes selecting of a target reflection in and image function. Thereafter, arrival times of the target reflection using image functions computed for frequencies above the low frequency corner are utilized. Next, frequency dependent image functions for the
15 target reflection for using the low frequency data components are made. Taking the low frequency arrival times of the target reflection utilizing the frequency dependant image function follows. Finally, mapping of the porous or fractured layer using the difference of the frequency average of the low frequency arrival times and reference arrival times occurs. Again, and as applicable to all of the above-described variations, actual well data may be
20 utilized to process and calibrate the image.

[88] The readers attention is directed to Figs. 9 and 10. These images of underground fractured or porous layers have never existed before the advent of the technique described herein. For the first time, we have been able to reliably image narrow underground porous or fractured layers. Further, by utilizing extant bore hole information, a correlating that
25 information with the images obtained, liquid finds at a bore hole can be extracted to other parts of an image with high reliability. Thus, the produced images (or maps) of the seismic data are highly useful manufactured articles utilizing this technique.

[89] It is believed that the image of Fig. 10 is especially instructive in this regard. The imaged field of the porous or fractured layers will typically be the subject of state of the art
30 advanced oil extraction techniques. These techniques will include the drilling for oil and the injection of fluids (usually containing water) to assist in the extraction of oil.

[90] Extracting oil in the wrong location limits useful well life and can be a detriment to the potential production of a whole field. Further, injecting fluid at the wrong location can shorten the utility of a drilled well and even be detrimental to the total possible production of

the oil field. The image produced by this technique leverages the ability of those skilled in oil or gas extraction to obtain a precise three-dimensional topographic plot of an interrogated field. This enables the best possible judgments to be exercised in both fluid extraction from and fluid injection to a seismically interrogated field in accordance with this disclosure.

5 While we do not attempt to disclose how that judgment should be exercised, we do provide a superior image article from which such judgments can be based.

[91] All publications, patents, and patent applications mentioned in this specification are herein incorporated by reference to the same extent as if each individual publication or patent application were each specifically and individually indicated to be incorporated by reference.

10 [92] The description given here, and best modes of operation of the invention, are not intended to limit the scope of the invention. Many modifications, alternative constructions, and equivalents may be employed without departing from the scope and spirit of the invention.

WHAT IS CLAIMED IS:

1 1. A method of seismic interrogation of underground porous or fractured
2 layers where seismic waves have been directed to an underground target porous or fractured
3 layers and reflected seismic waves from the underground target porous or fractured layers
4 have been recorded, the method comprising the steps of:

5 obtaining of a plurality of frequency dependent data sets for low
6 frequency data components of the seismic waves;

7 computing for each frequency dependent data set at least one function
8 chosen from the group consisting of:

9 an average relative reflected amplitude,

10 a derivative of the average amplitude with respect to frequency,

11 and

12 a derivative of the average time delay with respect to

13 frequency;

14 imaging the porous or fractured layer from the data sets using the at
15 least one function.

1 2. The method of seismic interrogation of underground porous or
2 fractured layers according to claim 1 and wherein the computing step includes:

3 computing for each frequency dependent data set the average relative
4 reflected amplitude and the derivative of the average amplitude with respect to frequency.

1 3. The method of seismic interrogation of underground porous or
2 fractured layers according to claim 1 and wherein the computing step includes:

3 computing for each frequency dependent data set the average reflected
4 amplitude and the derivative of the average time delay with respect to frequency.

1 4. The method of seismic interrogation of underground porous or
2 fractured layers according to claim 1 and wherein the computing step includes:

3 computing for each frequency dependent data set the derivative of the
4 average amplitude with respect to frequency and the derivative of the average time delay with
5 respect to frequency.

1 5. The method of seismic interrogation of underground porous or
2 fractured layers according to claim 1 and wherein the computing step includes:

✓

3 computing for each frequency dependent data set the average relative
4 reflected amplitude, the derivative of the average amplitude with respect to frequency, and
5 the derivative of the average time delay with respect to frequency.

1 6. The method of seismic interrogation of underground porous or
2 fractured layers according to claim 1 and including the further step of:
3 calibrating the obtained data by using coincident field data taken by at
4 least one bore hole.

1 7. The image of the process of claim 1.

1 8. A method of seismic interpretation of underground porous or fractured
2 layers where seismic waves have been directed to an underground target porous or fractured
3 layers and reflected seismic waves from the underground target porous or fractured layers
4 have been recorded, the method comprising the steps of:
5 computing of a plurality of frequency dependent data sets for a low frequency
6 data component;
7 computing velocity for each frequency dependent data set to obtain a set of
8 frequency dependent velocities; and,
9 imaging the porous or fractured layer using a derivative of velocity with
10 respect to frequency.

1 9. A frequency dependent seismic image for oil detection comprising:
2 an input set of preprocessed input data signals;
3 a frequency dependent velocity data set determined for each of the
4 preprocessed input data signals, said data sets processed to compute a low frequency data
5 component and a higher frequency data component; and
6 a computed ratio of the higher frequency data component divided by the low
7 frequency data component forming a frequency dependent seismic image.

1 10. A frequency dependent seismic image for oil detection comprising:
2 a frequency dependent velocity determined for each of a set of frequency
3 dependent preprocessed input data signals;
4 the set of frequency dependent preprocessed input data signals, further
5 processed by a bandpass basis function transform to form a frequency dependent data image;
6 a computed average relative reflected amplitude for each of the frequency

7 dependent data images;

8 wherein each of the frequency dependent data images has a low frequency
9 data component and a higher frequency data component.

1 11. A frequency dependent seismic image for oil detection comprising:
2 a frequency dependent velocity determined for each of a set of frequency
3 dependent preprocessed input data signals;

4 the set of frequency dependent preprocessed input data signals, further
5 processed by a bandpass basis function transform to form a frequency dependent data image;
6 a computed derivative of reflected amplitude with respect to frequency for
7 each of the frequency dependent data images;

8 wherein each of the frequency dependent data images has a low frequency
9 data component and a higher frequency data component.

1 12. The frequency dependent seismic image for oil detection of claim 11
2 wherein said data set further comprises:

3 a human viewable output image of the computed ratio with an associated
4 output image contrast.

1 13. The frequency dependent seismic image for oil detection of claim 12
2 wherein said low frequency data component further comprises:

3 a lower frequency bounded by noise limitations introduced into the frequency
4 dependent data image; and

5 a low frequency corner, at a higher frequency than the lower frequency bound,
6 selected to improve the associated output image contrast.

1 14. A frequency dependent seismic image for oil detection comprising:
2 a frequency dependent velocity determined for each of a set of frequency
3 dependent preprocessed input data signals;

4 the set of frequency dependent preprocessed input data signals, further
5 processed by a bandpass basis function transform to form a frequency dependent data image;
6 a computed derivative of average time delay with respect to frequency for
7 each of the frequency dependent data images;

8 wherein each of the frequency dependent data images has a low frequency
9 data component and a higher frequency data component.

1 15. The frequency dependent seismic image for oil detection of claim 14
2 wherein said data set further comprises:
3 a human viewable output image of the computed ratio with an associated
4 output image contrast.

1 16. The frequency dependent seismic image for oil detection of claim 15
2 wherein said low frequency data component further comprises:
3 a lower frequency bounded by noise limitations introduced into the frequency
4 dependent data image; and
5 a low frequency corner, at a higher frequency than the lower frequency bound,
6 selected to improve the associated output image contrast.

FIG. 1A.

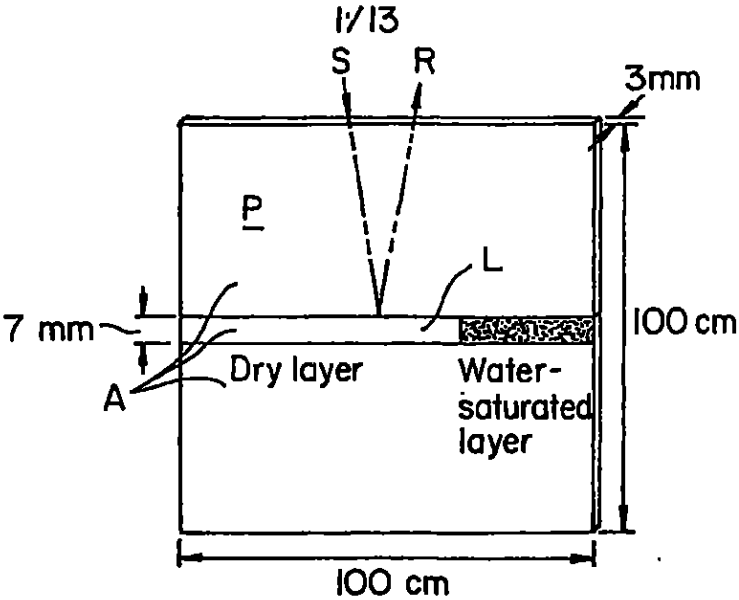


FIG. 1B.

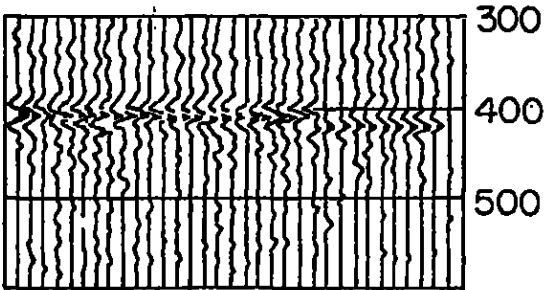


FIG. 1C.

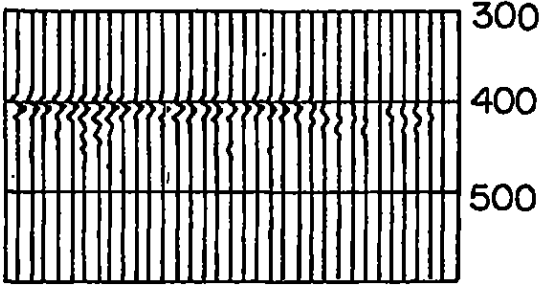
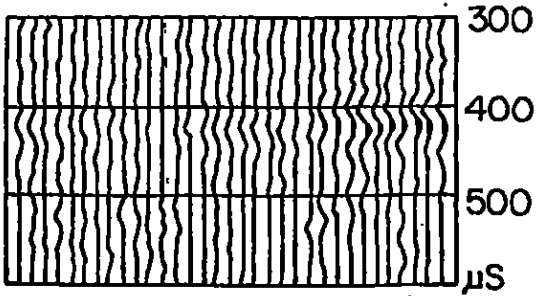


FIG. 1D.



18

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

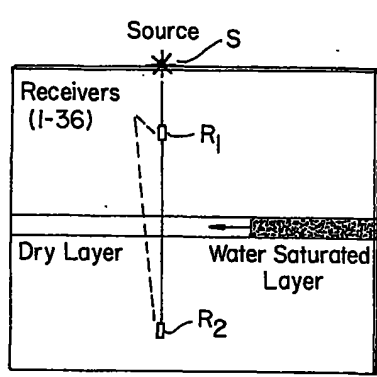


FIG. 2A.

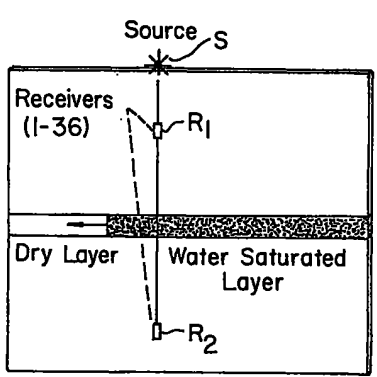


FIG. 2B.

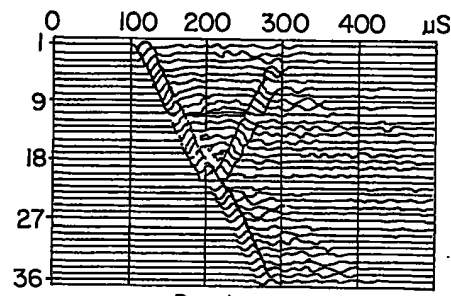


FIG. 2C.

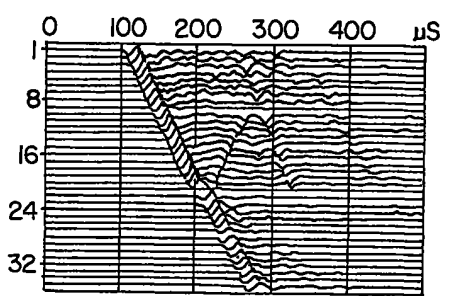


FIG. 2D.

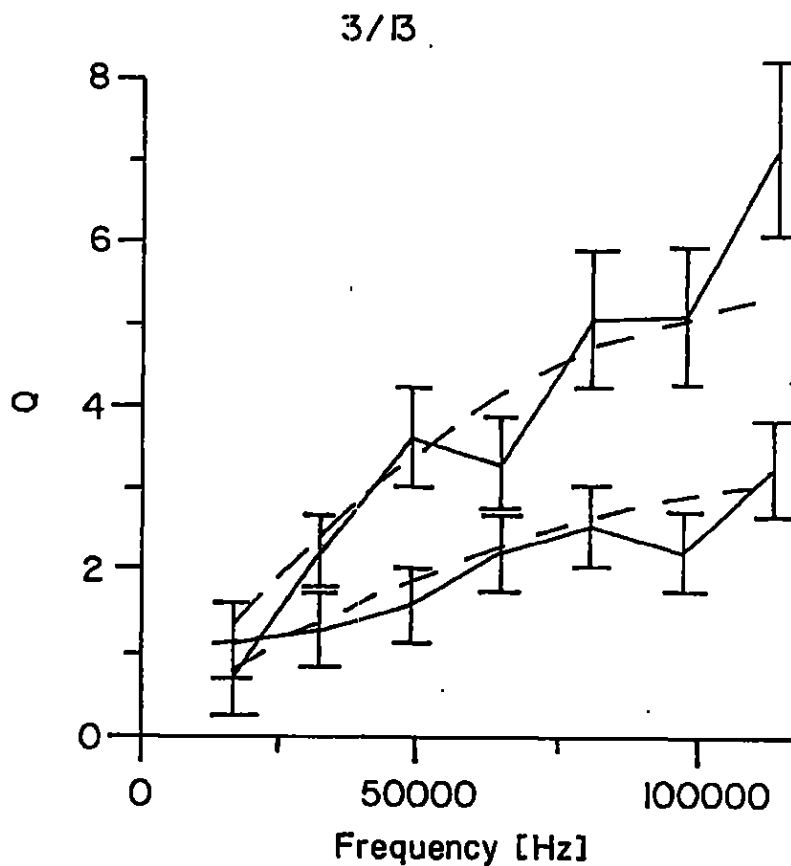


FIG. 3.

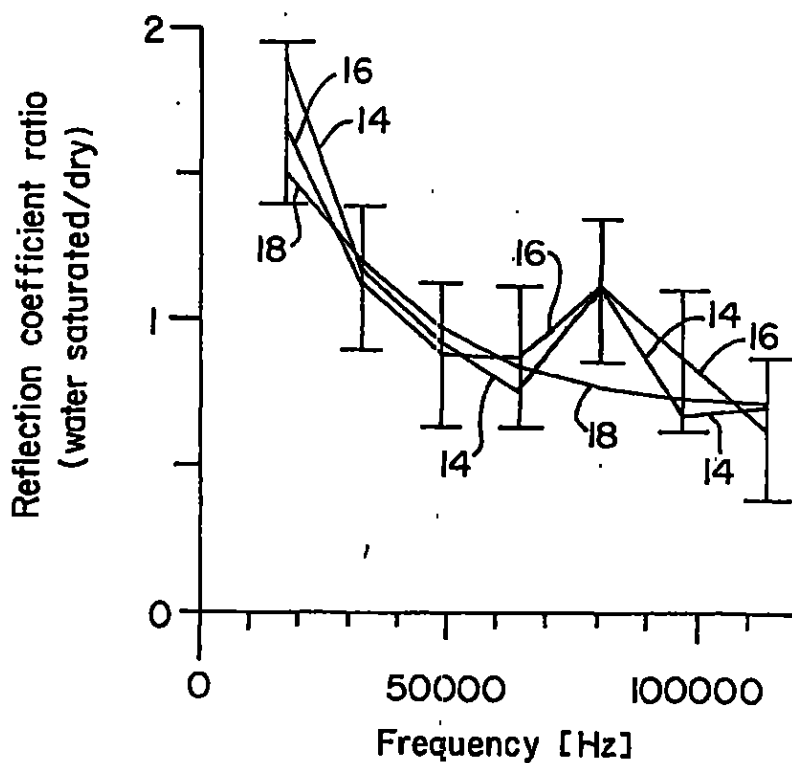


FIG. 4.

4/13

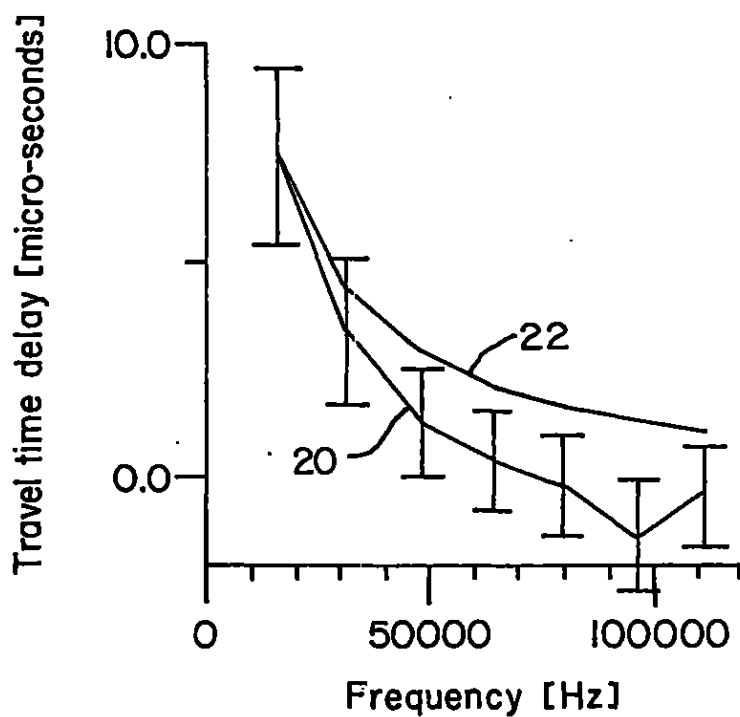


FIG. 5.

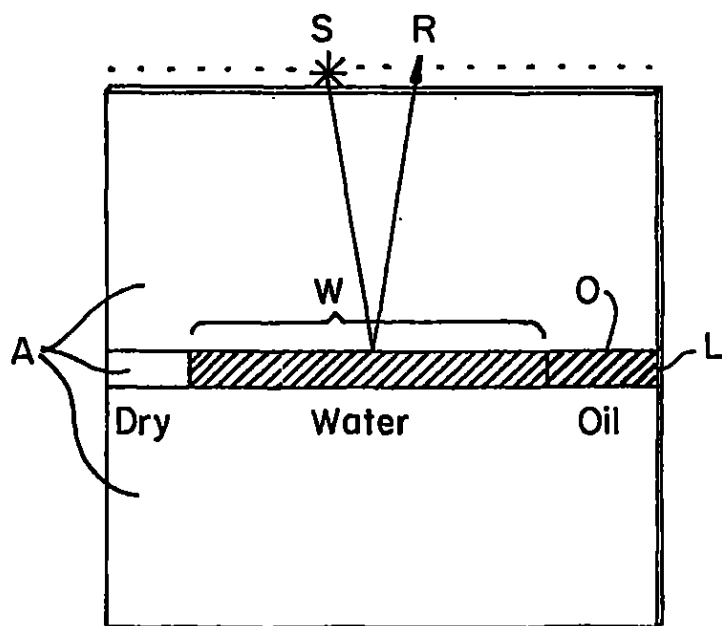


FIG. 6.

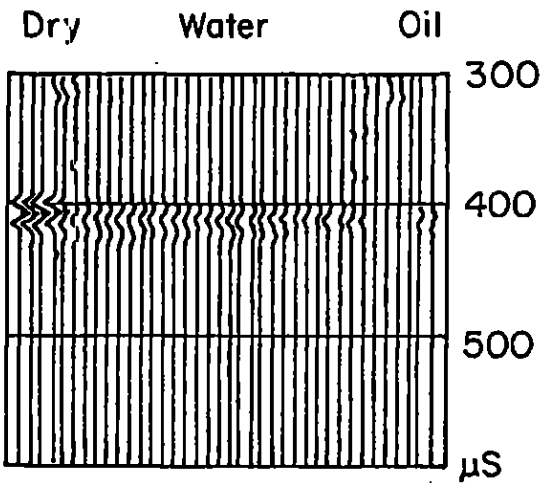
SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

21

5/13

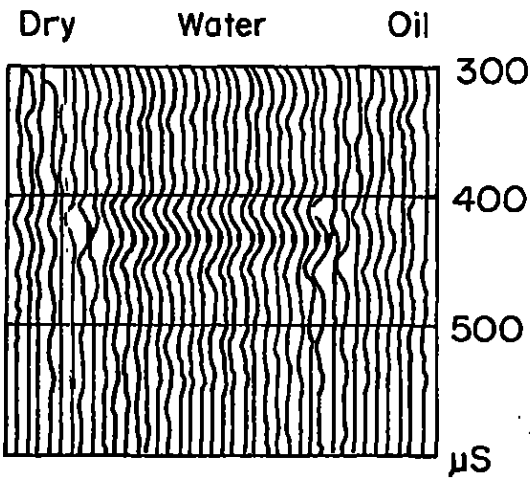
HIGH FREQ.
($h/\lambda > 1$)

FIG. 7A.



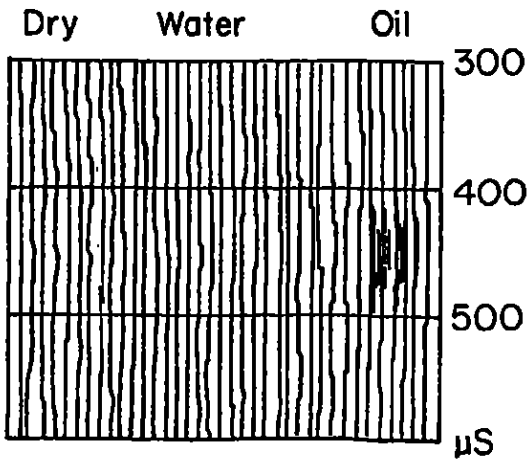
LOW FREQ.
($1 \geq h/\lambda > 0.2$)

FIG. 7B.



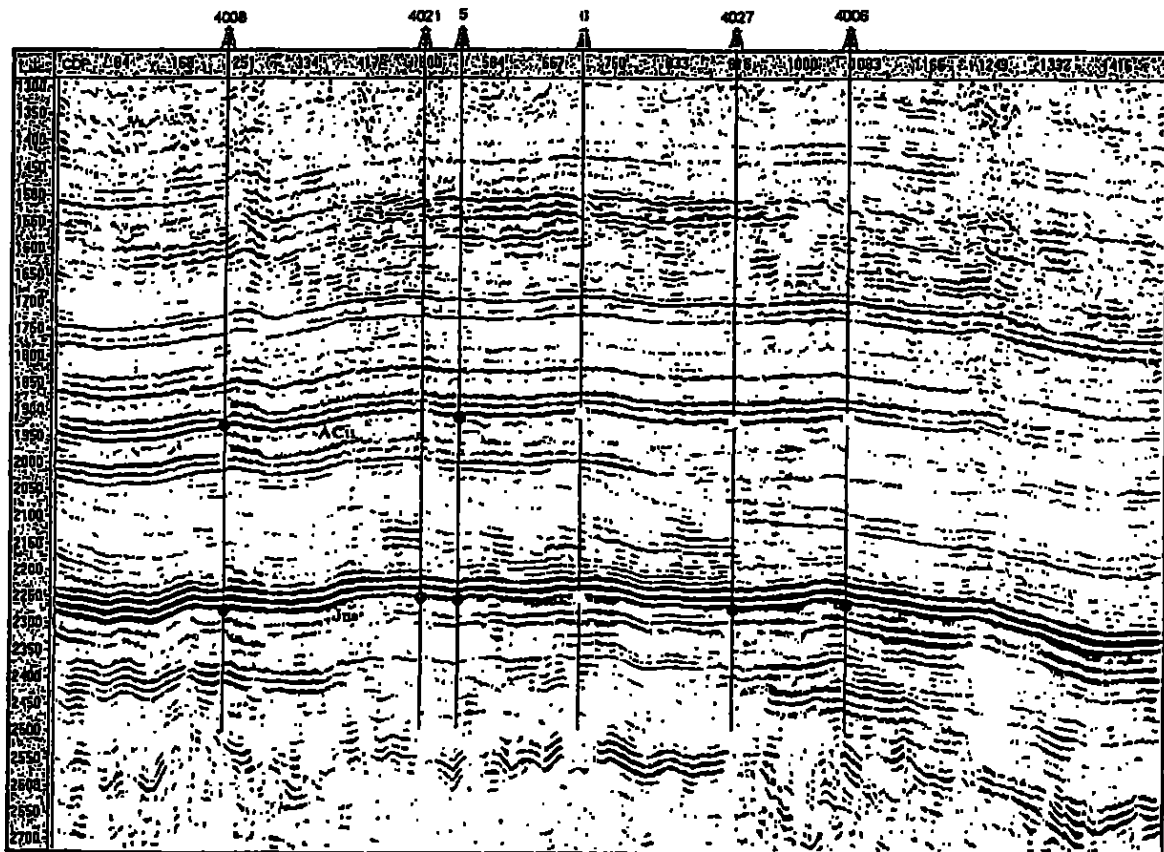
VERY LOW FREQ.
($h/\lambda < 0.2$)

FIG. 7C.



6/13

Western Siberia
(Ay-Pim oil field)



Seismic section and well locations
Acu is pore sandstone reservoir
Ju is cracked shale reservoir
● - there is oil
○ - there is no oil

FIG. 8.
(PRIOR ART)

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

23

7/13

**Frequency Depended Processing and Interpretation
Western Siberia (Ay-Pim oil field)**

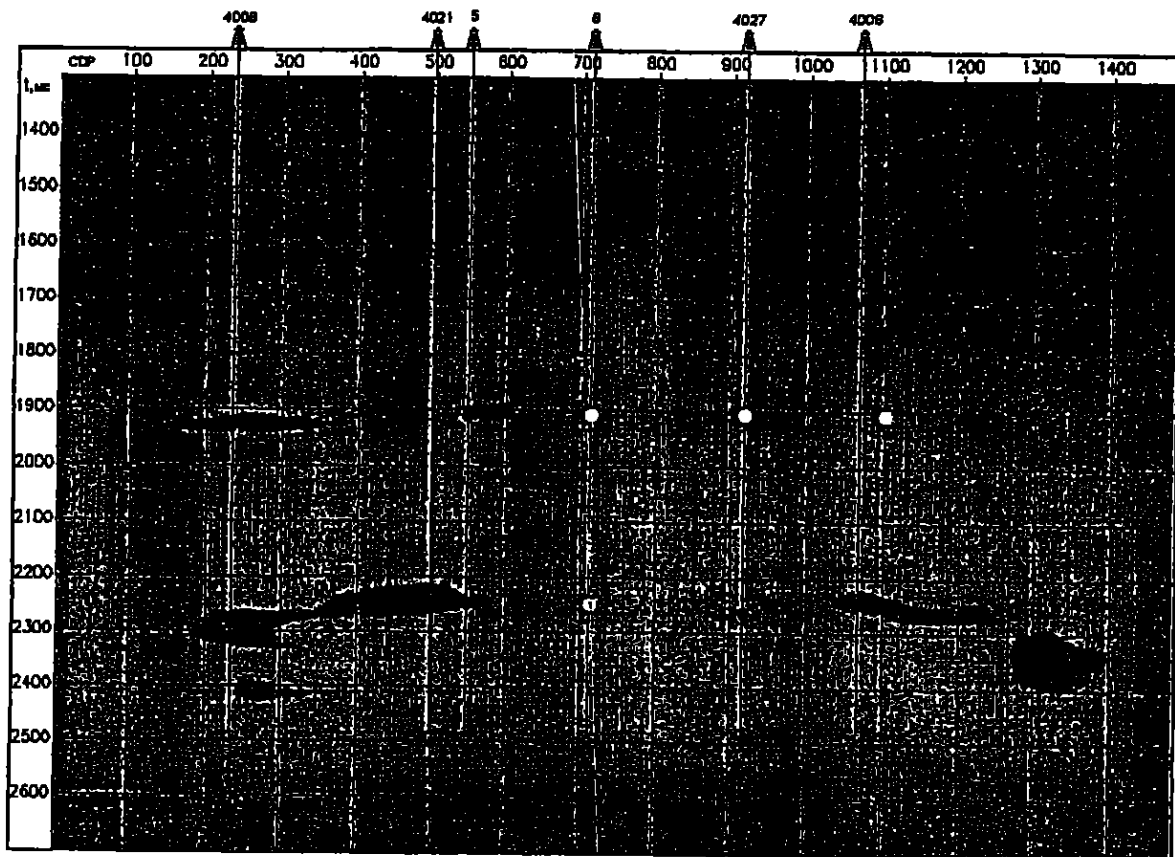
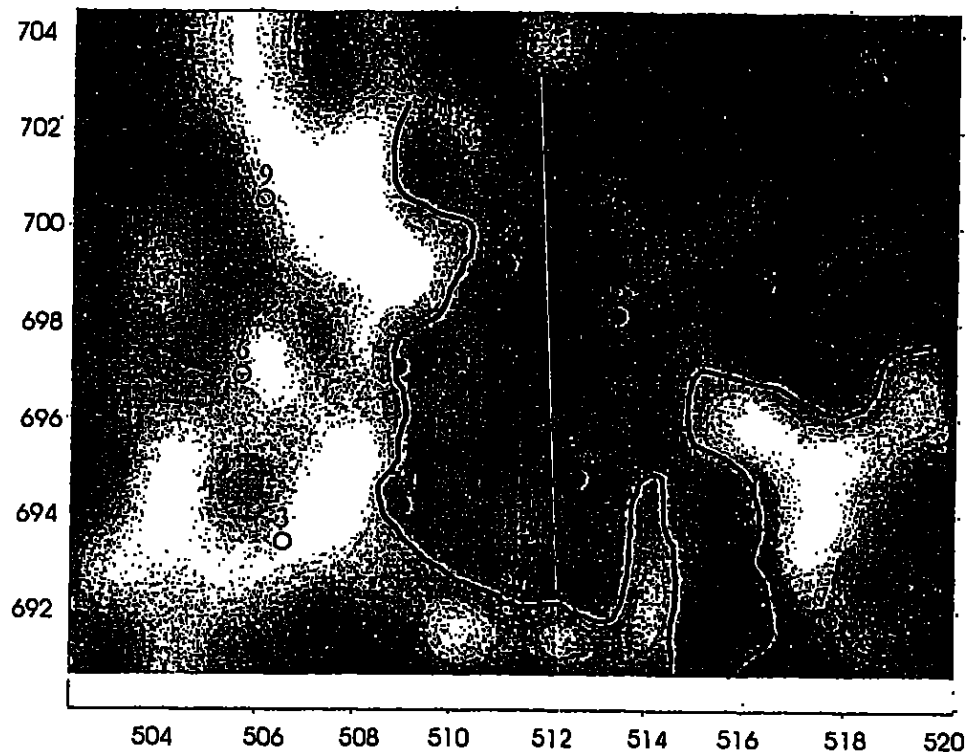


FIG. 9.

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

8/13

Frequency Depended Processing of 2D Seismic Data Western Siberia



Map of seismic fluid attribute for Jur and predicted oil-water contact

-  - oil-water contact
-  - water
-  - oil
-  - water & oil

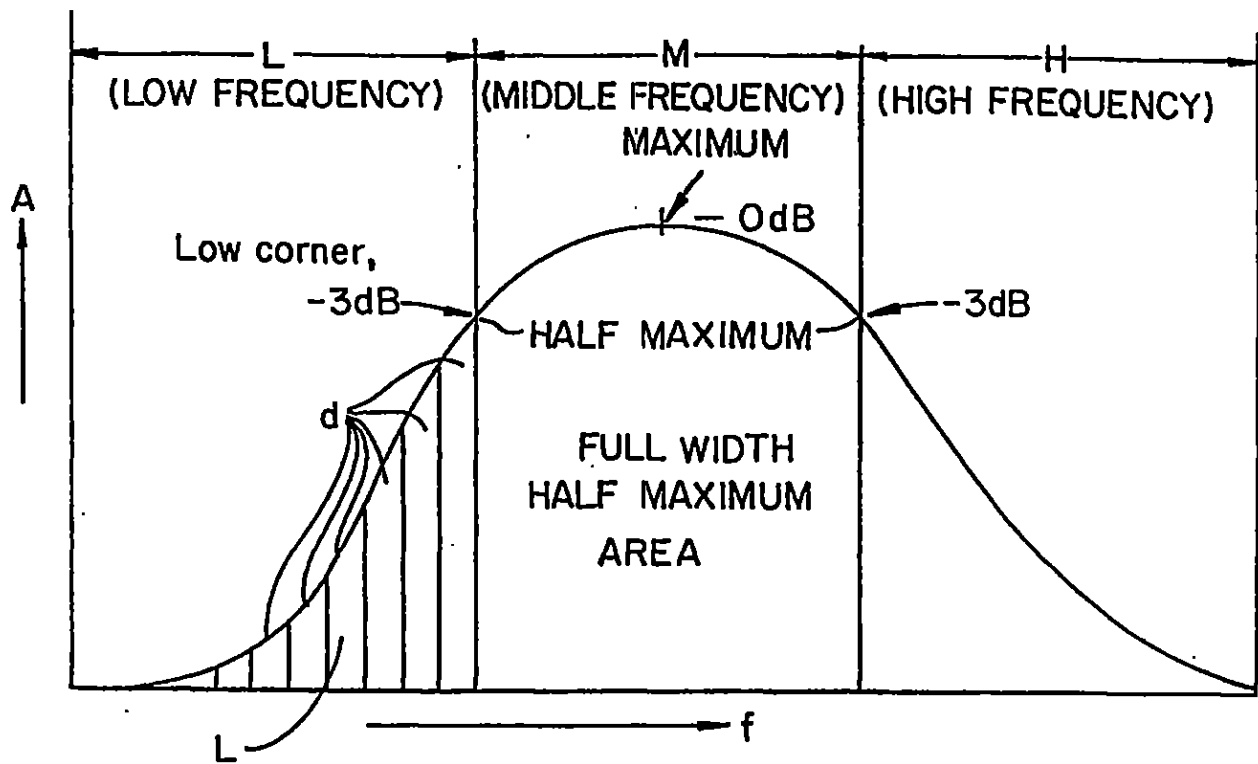
Wells №№ 9, 76, 91, 95 were used for seismic fluid attribute calibration

Wells №№ 3, 6, 63, 74, 75, 77, 78, 79, 86, 96, 101 were used only for check-up

FIG. 10.

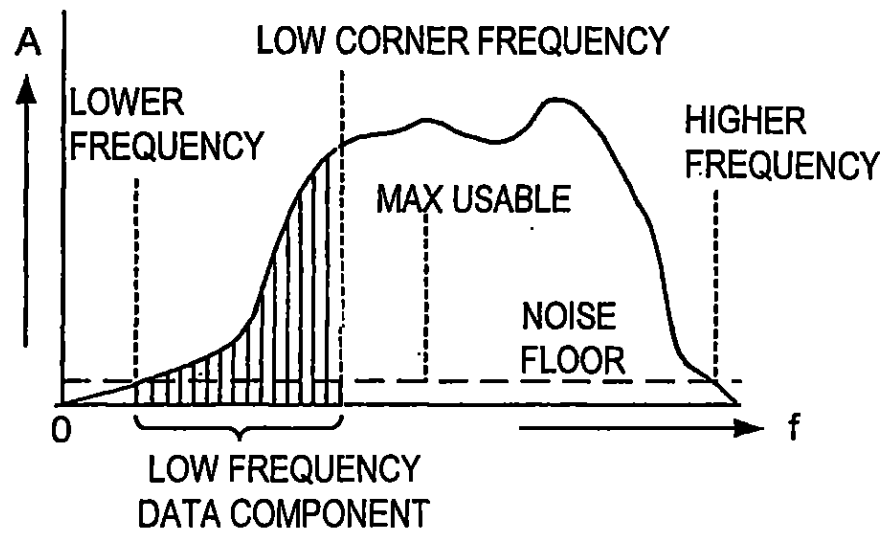
SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

9/13

*FIG. II.*

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

10/13

**FIG. 12.**

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

27

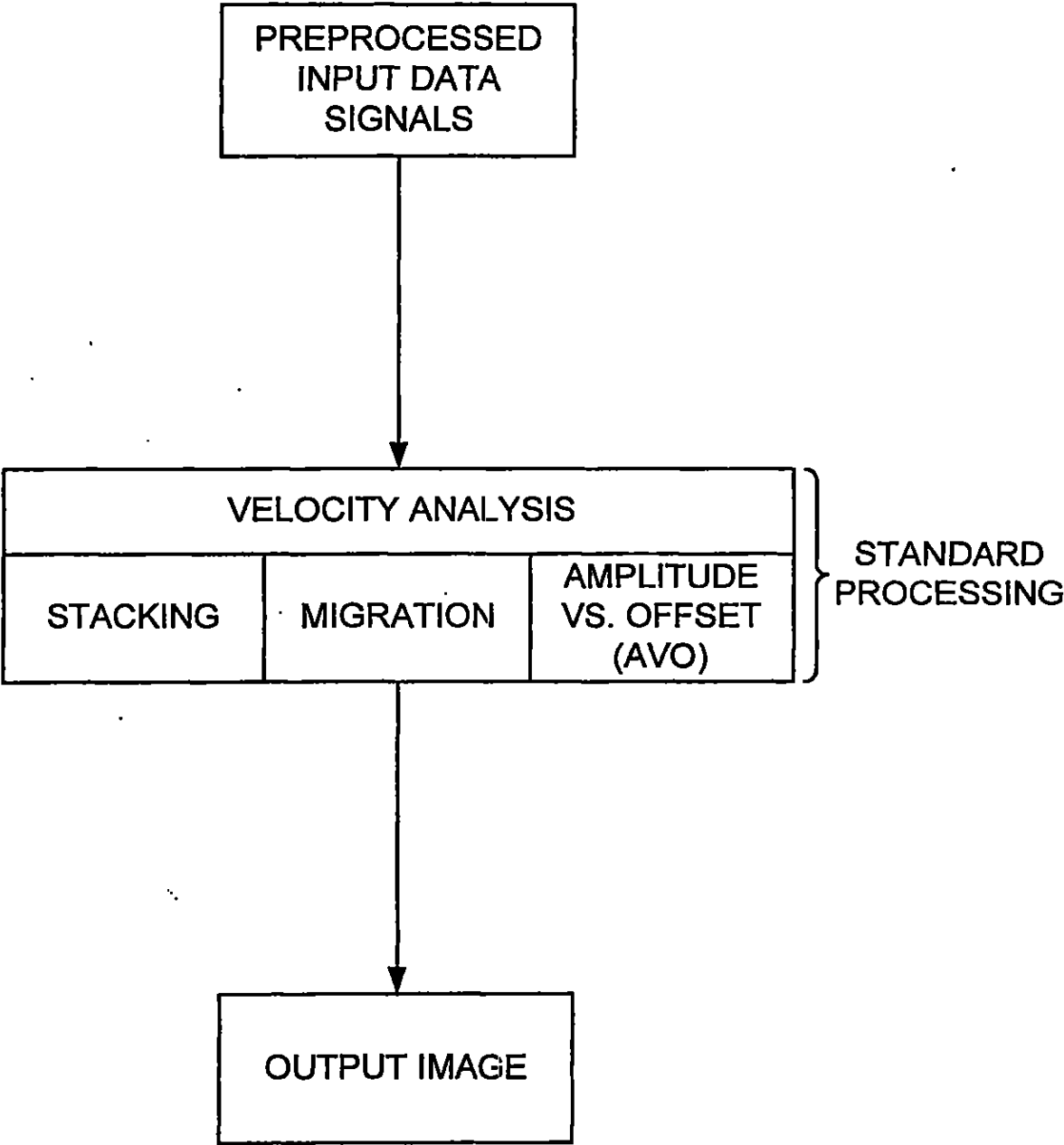
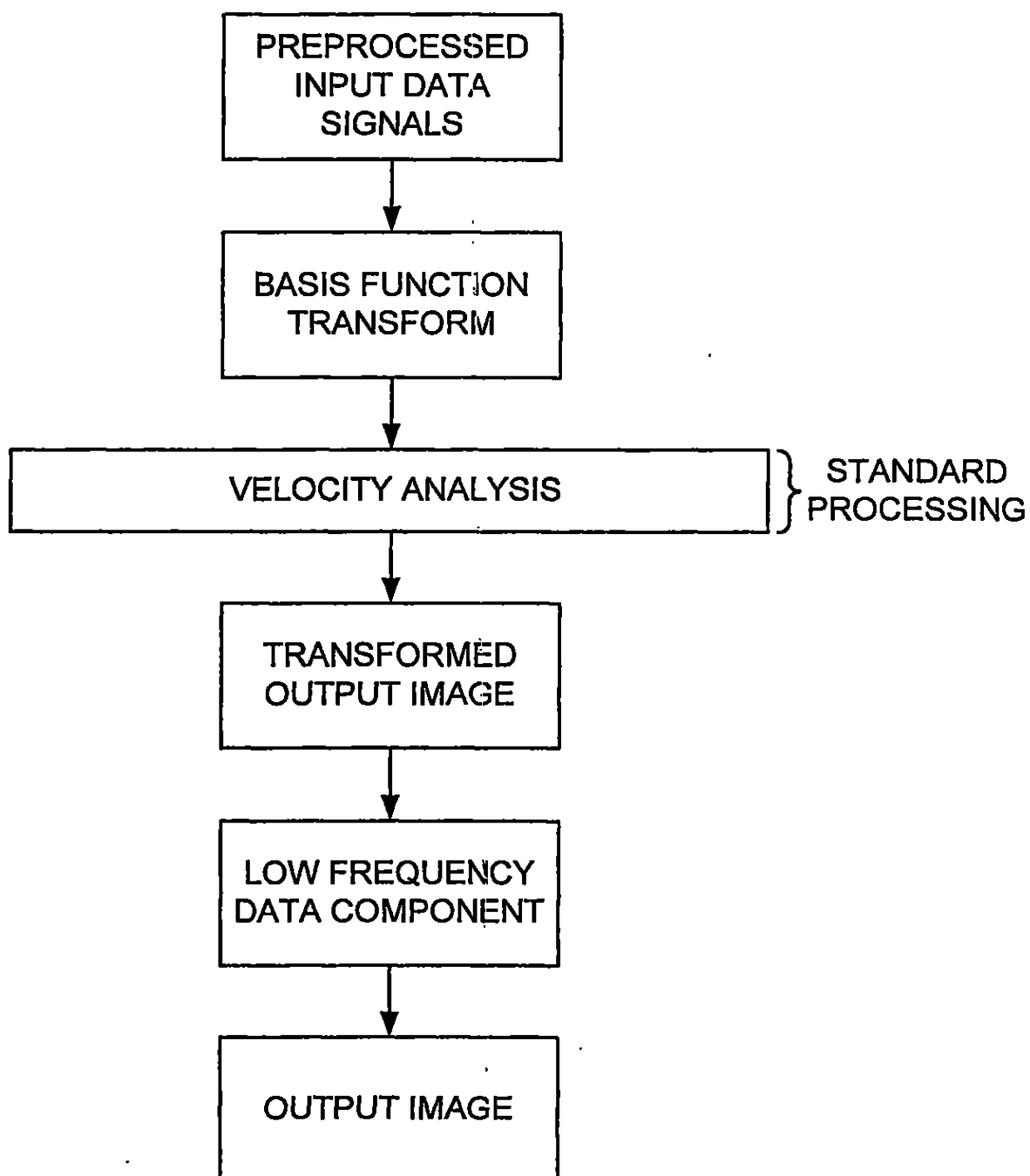


FIG. 13A.

12/13

**FIG. 13B.**

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

29

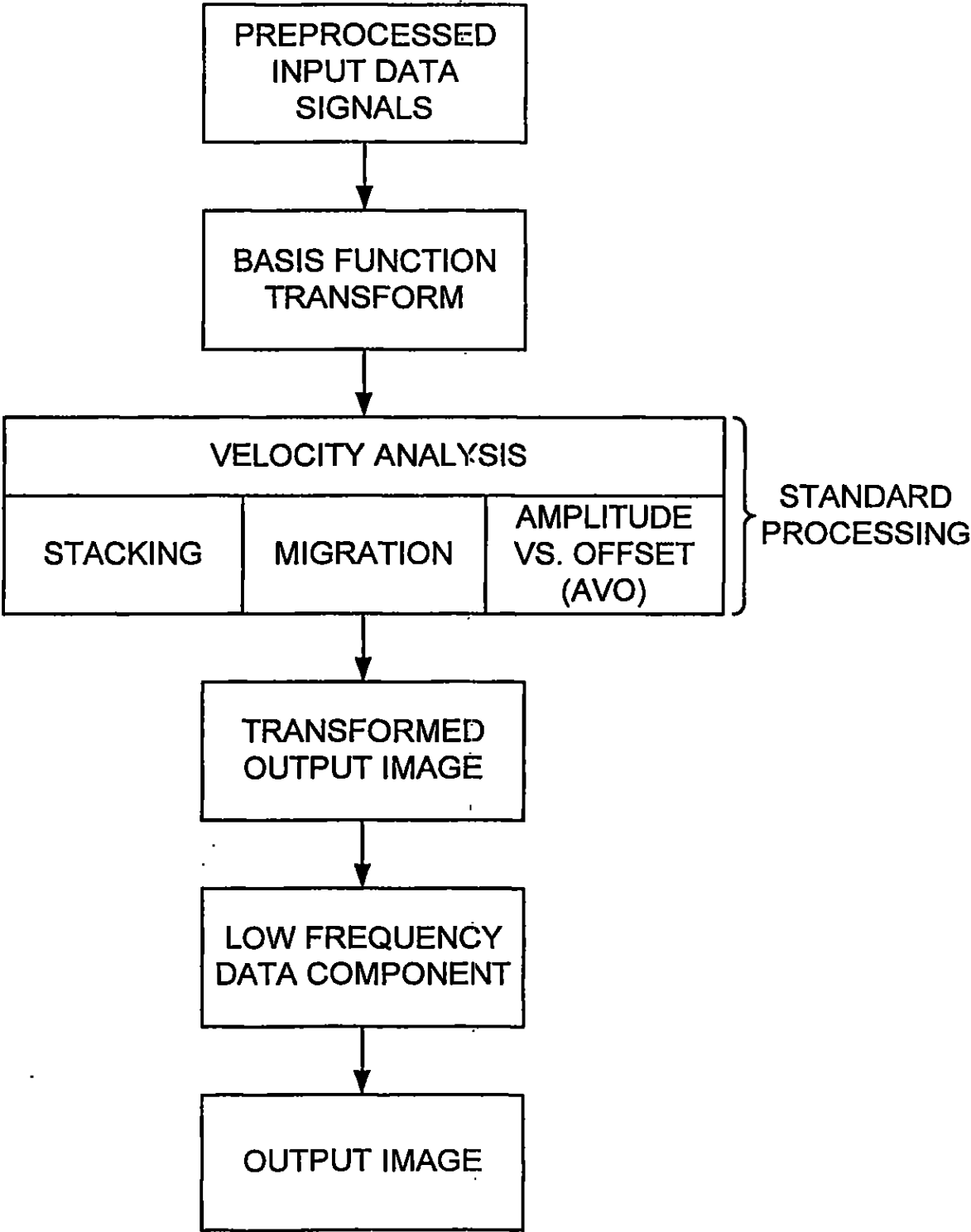


FIG. 13C.

30

PROCESAMIENTO E INTERPRETACION DEPENDIENTE DE LA
FRECUENCIA (PIDF) DE DATOS SISMICOS PARA IDENTIFICAR,
CREAR IMAGENES Y VERIFICAR RESERVORIOS SUBTERRANEOS
SATURADOS DE FLUIDO

5

CAMPO DE LA INVENCION

Se expone un método que usa ondas sísmicas reflejadas de capas porosas o fracturadas objetivo para identificar, formar imágenes y verificar reservorios subterráneos saturados de fluidos. Los datos sísmicos son procesados en porciones de paso de banda bajas de ondas sísmicas reflejadas de una capa porosa objetivo. El procesamiento e interpretación dependiente de la frecuencia de reservorios ocurre cuando la reflexión objetivo exhibe incremento en los retrasos de fases a medida que la frecuencia se aproxima a una esquina más inferior de espectros de frecuencia registrado. Adicionalmente, a frecuencias bajas las amplitudes de reflexión y la disminución de la derivada de la amplitud con respecto a la frecuencia, muestran ser aproximadamente proporcionales a la permeabilidad del reservorio, la viscosidad del fluido y la saturación de fluido de las capas porosas o fracturadas.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

La identificación, formación de imágenes y verificación de reservorios subterráneos saturados de fluido es una aplicación muy importante de los métodos sísmicos. Esta ayuda a encontrar y perfilar depósitos de gas y petróleo, los cuales usualmente son atribuidos a capas geológicas porosas o fracturadas saturadas de fluidos. También tiene aplicaciones importantes para formar imágenes de reservorios de agua subterráneos, la estimación de zonas de contaminación, y verificar el almacenamiento de gas subterráneo, así como para resolver el problema global de secuestro de CO₂. El muy alto porcentaje actual de pozos industriales perforados "secos" puede ser reducido sustancialmente si puede encontrarse un método de formación de imágenes más exacto.

Es comúnmente conocido y aceptado que las capas delgadas en la tierra (con espesores de menos de una fracción de longitud de onda dominante [λ]) de las ondas sísmicas son invisibles a la formación de imágenes usando ondas sísmicas. Las ondas reflejadas de abajo hacia arriba de esa capa tienen signos opuestos y amplitudes casi iguales. El resultado es que esas ondas casi se cancelan entre sí, dando como resultado una capa que es

oscurecida en los datos sísmicos. Típicamente esto significa que los métodos sísmicos tradicionales no pueden formar imágenes de capas de menos de 10 metros de espesor.

5 La relación entre la respuesta sísmica y la saturación de fluido en un reservorio depende de muchos factores, como la porosidad y permeabilidad de las rocas del reservorio, la viscosidad y compresibilidad del fluido, el espesor del reservorio y las propiedades
10 físicas del medio circundante (véase "Seismic Wave Attenuation", 1981, reimpresión de la serie *Geophysics*, No. 2: SEG, D. H. Jonson y M.N. Toksoz, editores). Pero existe alguna relación general entre el carácter de la saturación de la capa porosa y la respuesta sísmicas. En
15 particular, se conocen comparaciones de casos de saturación de agua y gas, desviaciones de fase y redistribución de energía entre diferentes frecuencias (véase "Goloshubin, G.M. et al. 1996, "Laboratory experiments of seismic monitoring", 58^{ava} Reunión del
20 EAEG, Amsterdam, y Goloshubin, G.M., y Bakulin, A.V., 1998, "Seismic reflectivity of a thin porous fluid-saturated layer versus frequency" 68^{ava} Reunión de la SEG, New Orleans, 976-979].

Estudios experimentales han demostrado que la atenuación intrínseca es fuertemente afectada por los medios porosos y la saturación de fluido (véase Hauge, P.S., 1981, "Measurements of attenuation from vertical seismic profiles" *Geophysics*, 46, 1548-1558; Raikes, S.A. y White, J.E., 1984, "Measurements of earth attenuation from downhole and surface seismic recording" *Geophysical Prospecting*, 32, 892-919; "Seismic Wave Attenuation", 1981, reimpresión de la serie *Geophysics*, No 2: SEG, D.H. Jonson y M.N. Toksoz, editores; Sams, M.S. et al., 1997, "The measurement of velocity dispersion and frequency-dependent intrinsic attenuation in sedimentary rocks", *Geophysics*, 62, 1456-1464; Dasgupta, R. y Clarc, R.A. 1998, "Estimation of Q from surface seismic reflection data", *Geophysics*, 63, 2120-2128; Goloshubin, G.M. y Korneev, V.A., 2000, "Seismic low frequency effects for fluid-saturated porous media", Expanded Abstracts, Reunion de la SEG, Calgary, 976-979).

Está bien aceptado que el factor de calidad de atenuación adimensional Q depende de la frecuencia y cambia dramáticamente con la saturación de líquido y puede ser menor de 10 en rocas sedimentarias (véase, Jones, T.D., 1986, "Pore fluids and frequency-dependent wave propagation in rocks", *Geophysics*, 51, 1939-1953, y

Sams [anteriormente]). El fluido puede hacer disminuir Q en rocas metamórficas (Pujol, J.M. et al., 1998, "Seismic wave attenuation in metamorphic rocks from VSP data recorded in Germany's continental super-deep borehole", *Geophysics*, 63, 354-365) hasta 14 en caliza (Gadoret, T. et al., 1998, "Fluid distribution effects on sonic attenuation in partially saturated limestones", *Geophysics*, 63, 154-160) de 200 (seca) hasta 20-40 (saturada con agua).

También está aceptado típicamente en sismología que el factor de calidad de atenuación Q usualmente tiene valores muy por encima de 20, lo cual significa que toma más de 20 longitudes de onda a una onda propagarse antes de que su amplitud sea reducida a más de la mitad de su valor original.

DESCUBRIMIENTO

Hemos descubierto la existencia de un factor de calidad Q, muy bajo, de alta atenuación, ($Q < 5$) como un valor local para una capa porosa o fracturada saturada de fluido interrogado por ondas sísmicas de baja frecuencia. Típicamente las mediciones sísmicas dan valores mucho más altos de Q sobre esa región debido a que representan valores efectivos promedio donde las capas delgadas

mb

tienen una contribución muy pequeña. La investigación de esas capas en la porción de baja frecuencia de las ondas sísmicas excitadoras revela, para una capa delgada con alta atenuación (Q baja), que las ondas son reflejadas de arriba hacia abajo de la capa con amplitudes muy distintas. Esas amplitudes distintas no se cancelan entre sí y, por lo tanto, vuelve la capa delgada detectable. Específicamente, para capas porosas saturadas, a medida que disminuye la frecuencia, se incrementa la atenuación.

10 Han sido descubiertas otras dos características observadas importantes de onda sísmicas reflejadas de capas porosas saturadas de fluido. Primera, las porciones de baja frecuencia de las vibraciones sísmicas excitadoras incluyen reflexiones más fuertes a

15 frecuencias más bajas. Segunda, ocurre una dispersión de velocidad anómala aparente en las ondas reflejadas donde las altas frecuencias arriban primero que las bajas frecuencias. Esas propiedades han sido observadas en datos sísmicos de laboratorio y de campo.

20 La siguientes descripción establece una reflectividad dependiente de la frecuencia de la capa saturada de fluido por un modelo friccional con valores de Q dependientes de la frecuencia, bajos, a frecuencias bajas.

BREVE SUMARIO DE LA INVENCION

Se expone un método de identificación, formación de imágenes y verificación de reservorios subterráneos saturados con fluidos usando ondas sísmicas reflejadas de capas porosas o fracturadas objetivo. Los datos sísmicos de ondas reflectoras son procesados a porciones espectrales de baja frecuencia de las ondas sísmicas reflejadas de las capas porosas objetivo. El procesamiento e interpretación dependiente de la frecuencia (PIDF) se basa en el uso de una o varias propiedades de reflexión dependientes de la frecuencia en la vecindad de una esquina de baja frecuencia de los espectros de onda registrados. Esas propiedades incluyen: el espectro de amplitud $A(f)$, la derivada de la amplitud con respecto a la frecuencia $\frac{dA}{df}$, la derivada de fase con respecto a la frecuencia $D_p(f)$. Se ha encontrado que cambios en todas esas propiedades en muestras saturadas, cuando se comparan con muestras no saturadas son aproximadamente proporcionales a la viscosidad del fluido y a la saturación de fluido del reservorio. El perfilamiento de la saturación y contenido de fluidos de una capa o reservorio subterráneo se vuelve posible usando una gráfica bidimensional (2D).

Ha sido estudiada la dependencia de la frecuencia de las reflexiones sísmicas de una capa porosa, delgada, saturada de fluidos. Se encontró que las reflexiones de una capa delgada, saturada con agua, tiene una amplitud incrementada y un tiempo de desplazamiento retardado a bajas frecuencias para datos de laboratorio ultrasónicos y datos de campo sísmicos. Entonces se hizo una comparación de esos resultados para el modelaje de laboratorio con un modelo teórico friccional-viscoso. Los datos medidos fueron explicados mejor por valores bajos ($Q < 5$) del parámetro de atenuación Q y su disminución cuando la frecuencia se aproxima a cero.

A una escala mayor, el procesamiento convencional de los datos de Perfilamiento Sísmico Vertical (PSV) en un lapso de tiempo encontró cambios mínimos en la respuesta sísmica de un reservorio de almacenamiento de gas cuando la composición del reservorio cambió de saturada de gas a saturada de agua. Sin embargo, en contraste, usando el análisis de baja frecuencia, encontramos una variación del atributo de reflexión sísmica significativa como función de la frecuencia. En este caso, la variación del atributo de reflexión se encontró en el intervalo de 15-50 Hz.

Para las bajas frecuencias usadas aquí, una explicación propuesta sugiere que están presentes valores de Q muy bajos para capas porosas o fracturadas saturadas con fluidos, principalmente como resultado de la fricción interna entre los granos, poros, o fracturas de las paredes. Las propiedades de amplitud y reflexión de fase dependientes de la frecuencia pueden ser usadas para detectar y verificar capas saturadas de líquido, principalmente como resultado de la fricción interna entre granos o fracturas de paredes, así como detectar y verificar áreas saturadas de líquido en las capas porosas delgadas.

Este método usa datos sísmicos $u(x, t)$ registrados en el espacio (x) y el tiempo (t) para un registro superficie a superficie, o superficie a pozo de sondeo convencional después del preprocesamiento de datos sísmicos estándar. Las ondas $w(x, t)$ reflejadas de las capas porosas objetivo deberán ser identificadas sobre $u(x, t)$ usando mediciones independientes como en análisis del centro del pozo de sondeo y Perfilamiento Sísmico Vertical. La localización profunda del reservorio también puede ser determinada por métodos convencionales usando partes de alta frecuencia de las ondas reflejadas. Las ondas $w(x_0, t)$ registradas en el lugar x_0 del pozo de

sondeo representan una onda de referencia. Cuando no existen datos del pozo de sondeo, podría ser usada, de manera alternativa, cualquier onda reflejada objetivo como una onda de referencia.

- 5 Usando el espectro de Fourier $W(x, f)$ y $W(x_0, f)$ de las funciones $u(x, t)$ y $u(x_0, t)$, es analizada la relación compleja $R(x, f) = W(x, f) / W(x_0, f)$ para las primeras N frecuencias bajas registradas de manera confiable, para calcular la amplitud reflejada relativa
- 10 promedio $A(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |R(x, \omega_i)|$, el negativo de la derivada de la amplitud promedio con respecto a la frecuencia
- $$D_A(x) = -\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d|R(x, \omega_i)| / d\omega, \text{ y la derivada del retraso de}$$
- tiempo promedio con respecto a la frecuencia
- $$D_p(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d(\arg(R(x, \omega_i) / \omega_i)) / d\omega. \text{ El número } N \text{ incluye todas}$$
- 15 las frecuencias registradas de manera confiable por debajo de la esquina de frecuencia baja del espectro registrado.

- Por frecuencia registrada de manera confiable, nos referimos a las frecuencias cuyas amplitudes de
- 20 Fourier exceden el nivel piso de ruido encontrado en el conjunto de datos particular. Ese nivel piso de ruido está comprendido de muchas fuentes: ruido de la fuente,

ruido del receptor, ruido de la línea eléctrica, errores de digitalización, y en este caso la geología del reservorio. En particular, la geología del reservorio puede contribuir a un ruido considerable de adición y cancelación de una frecuencia de un cuarto de longitud de onda $\frac{\lambda}{4}$, o efecto de sintonización.

La saturación de fluido puede ser trazada usando cualquiera de $A(x)$, $D_A(x)$, o $D_p(x)$, con condiciones de calibración $A(x_0)=1$, $D_A(x_0)=0$, y $D_p(x_0)=0$ en el lugar $x=x_0$. Un cambio relativo en esos campos es aproximadamente proporcional a la viscosidad del fluido y la saturación del fluido de las capas porosas o fracturadas. Si los datos característicos de la saturación están disponibles para el lugar $x=x_0$, en los puntos de los pozos perforados, entonces las zonas con $A(x) \approx 1$, $D_A(x) \approx 0$, y $D_p(x) \approx 0$ pueden ser atribuidas al mismo valor de saturación.

Para propósitos de verificación los cambios de configuraciones de zonas anómalas indican el movimiento de zonas saturadas con fluido en desarrollo y propagación.

Vista General del Método

El mecanismo de disipación por fricción interna explica todas las propiedades anteriores de las ondas reflejadas de las capas porosas y proporciona un procedimiento efectivo para formar imágenes de esas capas. Para una propagación de una onda de compresión unidimensional, la ecuación de movimiento tiene la forma

$$\frac{d^2 u}{dt^2} - \beta \frac{du}{dt} - \gamma \frac{d^2}{dx^2} \frac{du}{dt} - v^2 \frac{d^2 u}{dx^2} = 0, \quad (1)$$

donde u es un vector de desplazamiento. El primer término representa la inercia. El segundo término en la ecuación es la fuerza de disipación por fricción. El tercer término describe el amortiguamiento viscoso. El término al final represente la porción elástica de la propagación de la onda. Las constantes β y γ son, respectivamente, los parámetros de atenuación "friccional" y "viscosa".

En el dominio de frecuencia, los términos de la ecuación (1) se relacionan, respectivamente con la frecuencia (ω) como sigue:

$$\omega^2 \quad \omega \quad \omega^3 \quad \omega^2.$$

Cuando la frecuencia disminuye, la fuerza discipativa friccional domina (ω). La interpretación física de esos parámetros (β y γ) es un problema separado y no se discute aquí. El parámetro v es una velocidad de

fase en un medio no discipativo. Existe una solución analítica de esta ecuación y tiene la forma

$$u = e^{ikx - \alpha x} e^{i\omega t} \quad (2)$$

con un número de onda k , un coeficiente de atenuación α y una frecuencia angular ω . El parámetro de atenuación Q es definido a través de la expresión

$$Q = \omega / 2\alpha v. \quad (3)$$

El parámetro Q describe la disipación efectiva de un medio.

De la estructura de la Ec. (1), se sigue que el término friccional domina a frecuencias bajas, mientras que el término viscoso domina a frecuencias altas; por lo tanto, la viscosidad es el factor principal responsable de la disipación de la onda. La sustitución de la Ec. (2) en la Ec. (1) da las siguientes expresiones

$$a = \frac{vp}{q}, \quad k = \frac{\omega q}{v} \quad (7)$$

$$\text{donde } q = \sqrt{\frac{1}{2} - p\gamma + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{p}{2} \left(\frac{v^2 \beta}{w^2} - \gamma \right)}}, \quad p = \frac{1}{2} \frac{\omega^2 \gamma + v^2 \beta}{v^4 + \omega^2 \gamma^2} \quad (8)$$

$$\text{cuando } \gamma = 0, \quad q = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{1 + \sqrt{1 + \frac{\beta^2}{\omega^2}}}, \quad p = \frac{b}{2v^2} \quad (9)$$

$$Q \approx \sqrt{w / 2b}$$

cuando $\beta < \omega$, , mientras que para $\omega > \beta$ tenemos $Q \approx \omega/\beta$.

$$\text{Cuando } \beta = 0, \quad q = \sqrt{\frac{1}{2} - p\gamma} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{p}{2}\gamma}, \quad p = \frac{1}{2} \frac{\omega^2 \gamma}{v^4 + \omega^2 \gamma^2}, \quad (10)$$

y $Q \approx \omega^{-1}$ a frecuencias bajas.

5 De este modo la disminución de Q a frecuencias bajas puede ser explicada por la presencia de un mecanismo de disipación friccional.

El método sugerido usa dos tipos de información dependiente de la frecuencia a cerca de la onda reflejada de las capas objetivo: la dispersión aparente de la velocidad y la dependencia de la amplitud de la frecuencia. Cada una de las funciones de trazo $A(x)$, $D_A(x)$, y $D_p(x)$ pueden ser usadas independientemente, aunque la combinación de dos o los tres de ellas lleva a 10 los resultados más confiables. Todas las mediciones aquí se hicieron para la parte más baja de las frecuencias de la señal sísmica, cuando el espesor de la capa es sustancialmente menor que la longitud de onda dominante.

20 BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

La Figura 1A es una vista en elevación de un experimento del laboratorio que tiene una fuente (S) que genera una onda sísmica para su reflexión (R) de una capa

porosa, donde la capa porosa tiene únicamente la porción derecha de la capa saturada con agua;

las Figuras 1B, 1C y 1D son perfiles sísmicos respectivos usando recabadores de desviación comunes y filtrando la diferencia para casos seco (Figura 1C) y saturado con agua (Figura 1D);

las Figuras 2A y 2B son modelos de laboratorio, respectivos de una capa porosa seca lentamente inundada con agua de derecha a izquierda;

las Figuras 2C y 2D son perfiles sísmicos verticales respectivos de la capa porosa seca y la capa porosa saturada correspondientes a las Figuras 2A y 2B;

la Figura 3 es una gráfica de la atenuación teórica y experimental, Q , contra los datos de frecuencia, con los datos experimentales mostrados en líneas sólidas y los datos teóricos siendo mostrados en líneas discontinuas, esto demuestra que la atenuación es mayor para las capas saturadas con agua;

la Figura 4 es una gráfica de las relaciones del coeficiente de reflexión contra la frecuencia calculada de los datos de una capa, teóricas para una capa, y teóricas para un semiespacio;

la Figura 5 es una gráfica del retraso del tiempo de desplazamiento contra la frecuencia para una

capa saturada con agua con respecto a una reflexión de una capa seca, representando la curva superior datos teóricos y representando la curva inferior datos experimentales;

5 la Figura 6 es un sistema experimental para una capa porosa que tiene porciones secas, porciones saturadas con agua y porciones saturadas con aceite respectivas;

10 las Figuras 7A, 7B y 7C son perfiles sísmicos verticales de frecuencia alta, frecuencia baja y frecuencia muy baja respectivos del sistema experimental de la Figura 6;

15 la Figura 8 es una sección sísmica apilada bidimensional de datos reales de un campo petrolero de Siberia occidental, usando datos de reflexión procesados estándar de exploración sísmica, con pozos de sondeo donde ha sido encontrado y no ha sido encontrado petróleo de acuerdo a lo indicado en la gráfica;

20 la Figura 9 es una gráfica de los mismos datos usados en la Figura 8, sin embargo, usando ahora datos de reflexión procesados de frecuencia baja de acuerdo a esta invención;

la Figura 10 es un mapa de la imagen reflectiva de baja frecuencia de un límite de contacto agua-petróleo

y el contenido del pozo, y muestra la región y extensión de una región porosa saturada con petróleo;

la Figura 11 muestra un espectro de amplitud de datos de reflexión con el componente de los datos de baja frecuencia estando confinado a la porción de baja frecuencia del espectro a menos de aproximadamente 3 dB del valor máximo;

la Figura 12 muestra un espectro de Fourier de amplitud de datos de reflexión hipotético con el componente de datos de baja frecuencia estando confinado entre una frecuencia inferior limitada por un piso de ruido, y una esquina de baja frecuencia;

la Figura 13A es un diagrama de bloques del análisis sísmico tradicional que usa el preprocesamiento de la señal de datos de entrada, seguido por técnicas de procesamiento estándar para producir una imagen de salida;

la Figura 13B es un diagrama de bloques del análisis sísmico tradicional de la Figura 13A modificado usando la transformación de la función básica y solo el análisis de velocidad del procesamiento estándar, seguido por una suma de las imágenes del componente de datos de baja frecuencia de salida transformadas para producir una imagen de salida dependiente de la frecuencia; y

la Figura 13C muestra el método de análisis sísmico tradicional descrito en la Figura 13A aumentado por el procesamiento e interpretación dependiente de la frecuencia enseñado en esta invención.

5

DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION

TERMINOS DEFINIDOS

Computadora: cualquier dispositivo capaz de efectuar los pasos desarrollados en esta invención para obtener como resultado una inyección de agua óptima, incluyendo pero sin limitarse a: un microprocesador, una máquina o motor de estado digital, un arreglo de compuertas programable en el campo (FGPA), un procesador de señales digitales, un sistema de memoria integrada colocalizado con un microprocesador y un dispositivo de salida analógico o digital, un sistema de memoria distribuida con un microprocesador y un dispositivo de salida analógico o digital conectado con protocolos de señales digitales o analógicas.

Medios legibles por computadora: cualquier fuente de información organizada que pueda ser procesada por una computadora para efectuar los pasos desarrollados en esta invención para tener como resultado una inyección de agua óptima, incluyendo pero sin limitarse a: un medio de almacenamiento legible magnéticamente; medios de

almacenamiento legibles ópticamente como tarjetas perforadas o material impreso legible por métodos directos o métodos de reconocimiento de caracteres ópticos; otros medios de almacenamiento ópticos como un disco compacto (CD), un disco versátil digital (DVD), un CD y/o DVD reescribible; medios eléctricamente leíbles como memorias de solo lectura programables (PROM), memoria de solo lectura programables eléctricamente borrables (EEPROM), arreglos de compuertas programables en el campo (FGPA), memorias de acceso aleatoria instantánea (RAM instantánea); e información transmitida remotamente transmitida por métodos electromagnético u ópticos.

Procesamiento estándar: significa el procesamiento de un conjunto de datos de entrada que tiene el mismo periodo de tiempo de muestreo. Inicialmente, el conjunto de datos es reprocesado de acuerdo a métodos tradicionales. Entonces los datos son sometidos a análisis de velocidad para investigar una capa particular de la geología. Después del análisis de velocidad, se efectúa un análisis posterior para calcular una imagen de salida útil para el análisis de exploración de petróleo o reservorios de petróleo. Esas técnicas analíticas posteriores incluyen el procesamiento de

49
apilamiento, migración y amplitud contra desviación (AVO) tradicional.

Preprocesamiento: significa aplicar las operaciones de "limpieza" de señales tradicionales usadas en el análisis geológico para corregir variaciones de amplitud, variaciones de tiempo, desviaciones de voltaje, etc, de modo que el conjunto de datos preprocesado este listo sin mayor modificación para ser alimentado al procesamiento estándar.

10 Transformación de la función básica: significa una transformación o trazo matemático de una señal de entrada en una combinación lineal de funciones matemáticas ortogonales sobre un intervalo. Tales funciones básicas pueden ser ondas sinusoidales y
15 cosinusoidales como en el análisis espectral de Fourier, u otras funciones polinomiales como las funciones de Bessel, Legendre, trigonométricas o hiperbólicas. Una referencia estándar para esas funciones ortogonales incluye a Gradshteyn and Ryzhik's, "Table of Integral
20 Series and Product", Academic Press Inc., 1965. Ha sido usado un método más reciente en el análisis sísmico con la transformación del tren de ondas, el cual es usado para filtrar una señal de entrada o alimentación en una

combinación lineal de paquetes de onda que tienen diferentes frecuencias centrales y formas temporales.

DEPENDENCIA DE LA FRECUENCIA

5 Se consideró la dependencia de la frecuencia de las reflexiones sísmicas de una capa delgada, saturada con fluido, porosa o fracturada. Las reflexiones de una capa delgada, saturada con agua tienen mayor amplitud y tiempo de desplazamiento retrasado a frecuencias bajas
10 para datos de laboratorio ultrasónicos y datos de campo sísmicos. Los resultados del modelaje de laboratorio fueron comparados con el modelo teórico friccional-viscoso para encontrar que valores bajos ($Q < 5$) del parámetro de atenuación Q y su incremento monotónico con
15 la frecuencia explicaron las observaciones.

A una escala mayor, el procesamiento convencional de los datos de VSP en un lapso de tiempo encontró cambios mínimos en la respuesta sísmica de un reservorio de almacenamiento de gas cuando el reservorio
20 cambió de saturado con gas a saturado con agua. Sin embargo, el análisis de baja frecuencia encontró una variación del atributo de reflexión sísmica significativa como función de la frecuencia, en el intervalo de aproximadamente 15-50 Hz. Esas observaciones

correspondieron a efectos medidos anteriormente en datos de laboratorio y teóricos. El intervalo de frecuencia por debajo de 15 Hz fue desechado debido al nivel piso del ruido de este sistema de instrumentación particular y el

5 reservorio.

Una explicación propuesta sugiere valores de Q muy bajos para capas saturadas con fluido porosas o fracturadas, principalmente como resultado de la fricción interna entre granos o paredes fracturadas. Las

10 propiedades de amplitud dependiente de la frecuencia y reflexión de fase presentadas aquí pueden ser usadas para detectar y verificar capas, para detectar y verificar áreas saturadas con líquido en capas delgadas porosas y fracturadas.

15 Se uso una serie de experimentos ultrasónicos de laboratorio para investigar los campos de ondas reflejados de y transmitidos a través de una capa porosa con saturación de agua variable de una fuente S a un receptor R . El modelo físico (Figura 1A) consistió de dos

20 hojas P de Plexiglas de 3 mm de espesor con un hueco sellado lleno con piedra arenisca artificial porosa. La piedra arenisca artificial A fue preparada usando una mezcla de arena y arcilla natural. El espesor de la placa de piedra arenisca artificial fue de 3 mm y fue mucho

menor que una longitud de onda. Por lo tanto se uso el modelaje físico 2D, donde el Plexiglas simuló un medio fondo de velocidad constante homogéneo.

La capa porosa en casa caso fue hecha de piedra arenisca artificial con los mismos tamaños de grano de arena y arcilla, y fue sellada herméticamente para permitir su saturación por fluido. El experimento encontró que la impedancia acústica de la piedra arenisca saturada con agua era mayor que la impedancia de la piedra arenisca no saturada. El Plexiglas tuvo la impedancia más baja. El coeficiente de reflexión esperado de la piedra arenisca saturada con agua fue mayor que para al piedra arenisca seca.

Los datos del modelaje físico fueron registrados usando el sistema experimental mostrado en la Figura 1 para piedra arenisca seca y saturada con agua. La capa tuvo una dimensión vertical de 7 mm y tuvo una porosidad de 0.32 y una permeabilidad de mDarcy de aproximadamente 300. Las velocidades y densidades de los materiales usados fueron: $V_p=1700$ m/seg, $V_s=1025$ m/seg, $D=1800$ kg/m³ (capa seca); $V_p=2100$ m/seg, $V_s=1250$ m/seg, $D=2500$ kg/m³ (capa saturada con agua); y $V_p=2300$ m/seg, $V_s=1340$ m/seg, $D=1200$ kg/m³ (Plexiglas).

Fueron registradas las ondas reflejadas de la capa. Se observó una diferencia significativa entre la respuesta sísmica de la zona porosa, saturada con agua y la zona no saturada con agua (seco) (Figura 1B). La zona saturada con agua se distinguió debido a una desviación de fase y pérdida de la energía de alta frecuencia. El "punto brillante" de baja frecuencia está asociado con una saturación de agua (Figura 1D).

La geometría de observación VSP mostrada en las Figuras 2B a 2D ilustran un ejemplo de las series de experimentos. Refiriéndose a las Figuras 2A y 2B, el coeficiente de reflexión de la capa delgada (7 mm) fue investigado usando un modelo similar al expuesto en la Figura 1A. Esta fuente de tiempo S transmitió a los receptores R_1 y R_2 . La geometría de observación VSP se exponen en las Figuras 2C y 2D para las capas seca y saturada con agua respectivas. La desviación fue mucho menor que la profundidad hasta la capa y el ángulo de reflexión fue prácticamente igual a cero. Existe una diferencia sustancial entre el campo de ondas que se desplaza hacia arriba desde la capa saturada con agua y el campo de ondas que se desplaza hacia arriba desde la capa seca, mientras que el campo transmitido no muestra esa diferencia.

Los datos del modelaje físico fueron registrados usando el sistema experimental VSP mostrado en la Figura 1 para medir el factor Q contra la frecuencia en la capa porosa delgada para el caso seco y de saturación con agua. La capa fue de 40 mm de espesor y tuvo una porosidad de 0.32. Para medir Q como función de la secuencia, se condujo un conjunto de experimentos especiales para una capa porosa gruesa donde las ondas reflejadas y refractadas pudieron ser detectadas sin interferencia. Esto se hizo para ambos de los casos seco y de saturación con agua usando el mismo sistema de observación VSP mostrado en las Figuras 2A y 2B. La capa porosa de piedra arenisca artificial fue preparada con la misma composición de arena y arcilla que para el experimento anterior. En ambos casos, se usó una onda transmitida para determinar Q . Los valores de Q medido, junto con sus aproximaciones teóricas son mostrados en la Figura 3. Nótese los valores de Q bajos dependientes de la frecuencia.

En la Figura 3, se muestran gráficas de Q contra la frecuencia para capas secas (gráficas superiores) y para capas saturadas con agua (gráficas inferiores). Cada conjunto de gráficas tiene datos experimentales (líneas sólidas) y datos teóricos (líneas

discontinuas). Los valores de Q son sustancialmente menores a medida que se incrementa la frecuencia.

Refiriéndose a la Figura 4 en ella se muestran las relaciones del coeficiente de reflexión contra la frecuencia. La gráfica de datos reales 14 es igual a la gráfica de datos teóricos 16. Esto es comparado con una gráfica de datos de semiespacio 18 para un semiespacio.

En la Figura 5, se muestra una gráfica del retraso del tiempo de desplazamiento, en microsegundos, de una capa saturada con agua con respecto a una reflexión de una capa seca contra la frecuencia. Los datos reales se graficaron en la curva 20. Los datos teóricos se graficaron en la curva 22.

Refiriéndose a la Figura 6, se muestra un modelo experimental al de la Figura 1A y las Figuras 2A y 2B. La construcción de la capa L y el modelo usado son los mismo que en la Figura 1. El contenido de fluido consiste de agua W seguida por petróleo O. Los datos de reflexión del modelaje físico fueron registrados usando el sistema experimental de desviación constante superficial mostrado en la Figura 6 para probar la capa porosa delgada para los casos de una capa seca, saturada con agua y saturada con petróleo. La capa fue de 7 mm de espesor, teniendo una porosidad de 0.32 y una

permeabilidad de mDarcy de aproximadamente 300. Las velocidades y densidades de los materiales fueron $V_p=1700$ m por segundo, $V_s=1025$ m por segundo, $D=1800$ kg/m³ (capa porosa seca); y $V_p=2300$, $V_s=1340$, $D=1200$ (Plexiglas).

5 En la Figura 7A, se ilustra una gráfica de alta frecuencia usando recabadores de desviación comunes filtrando la diferencia para los casos de una capa seca, saturada con agua y saturada con petróleo. La Figura 7B ilustra una gráfica de baja frecuencia. En este caso, la
10 altura de la capa L es de entre 1 y 0.2 de la capa interrogada en longitud de onda (λ). Finalmente, la Figura 7C ilustra la gráfica para una frecuencia muy baja, donde la altura de una capa L es de menos de 0.2 de la capa interrogada en longitud de onda (λ). Nótese que,
15 con respecto a la Figura 7B, se observa la capa de agua. De igual modo, en la ilustración de frecuencia muy baja de la Figura 7C, la capa de petróleo O es presentada de manera prominente.

 Después de las pruebas de laboratorio, se
20 tomaron datos reales de un campo petrolero de Siberia occidental. La Figura 8 es una ilustración de los datos de reflexión procesados estándar. Los pozos productores de agua y petróleo son ambos ilustrados.

La Figura 9 es una ilustración de los datos de campo de petróleo de Siberia occidental idénticos tomados a una frecuencia baja de acuerdo con las enseñanzas de esa descripción.

5 Puede observarse que los datos del proceso convencional de la Figura 8 tienen una pobre correlación con el carácter de saturación del campo petrolero. Cuando los datos son contrastados con los datos de reflexión procesados a baja frecuencia mostrados en la Figura 9,
10 puede observarse que la última gráfica da un trazo del contenido de petróleo.

Refiriéndose a la Figura 10, se observará que el procesamiento de baja frecuencia de los datos de reflexión sísmica en tres dimensiones permite contornear
15 el contacto petróleo/agua dentro del reservorio delgado de otro reservorio de campo petrolero de Siberia occidental. Los pozos # 9, 76, 91, 95 fueron usados para la calibración del atributo del fluido sísmico. La información para los pozos #3, 5, 63, 74, 75, 77, 78, 79,
20 86, 96, 101 fue descrita después del procesamiento e interpretación para propósitos de prueba. Esta prueba demostró muy buenas capacidades del contorneo del contacto petróleo/agua del método.

Usando la calibración del atributo del fluido de donde se encontró petróleo, parece ser que una región aproximadamente cóncava de petróleo en la Figura 10 es limitada por la interfaz de contacto petróleo/agua. Esta información puede ser usada para la administración del reservorio, de modo que la producción principal inicialmente producirá tanto petróleo como sea posible, así como posteriormente en las operaciones de recuperación secundarias con inyección de agua.

De la siguiente descripción, se comprenderá que la técnica de esta invención puede, en efecto, ser calibrada mediante el uso de pozos de sondeo o pozos exploratorios. Específicamente, tomando datos de todo un reservorio o campo de petróleo, los datos del análisis sísmico pueden ser comparados con datos determinados por los pozos de sondeo. Usando los datos sísmicos de los pozos de sondeo, puede equipararse el contenido probable y saturación de datos sísmicos analizado de manera similar para un campo petróleo para el contenido y saturación encontrados en los pozos de sondeo.

En las siguientes reivindicaciones, la reconstrucción de ondas sísmicas reflejadas para formar imágenes inteligibles de estructuras geológicas subterráneas es referida como "procesamiento estándar de

onda sísmica reflejadas registradas". Este término incluye los procedimientos comúnmente usados del procesamiento de datos sísmicos como la corrección de dispersión geométrica, desconvolución, análisis de
5 velocidad, correcciones de extracción normal y extracción por inmersión, apilamiento, y reconstrucciones más complejas de señales sísmicas como migración, así como análisis de amplitud contra desviación. El término "funciones de imágenes" incluye los resultados de datos
10 sísmicos procesados estándar representados por una o dos coordenadas espaciales horizontales y tiempo y/o profundidad, como modelos de velocidad, tiempo y secciones apiladas profundas, y variación de amplitud con atributos de desviación (AVO).

15 Adicionalmente se usa el término "conjunto de datos dependientes de la frecuencia". Este se refiere a la descomposición de una parte de frecuencia baja del dominio de tiempo de una reflexión sísmica registrada en un conjunto de componentes de datos del dominio de
20 tiempo, de baja frecuencia, filtradas por paso de banda, dependientes de la frecuencia. El "componente de los datos de baja frecuencia" se refiere al uso de la porción de baja frecuencia de las señales sísmicas registradas transformadas de Fourier en el formato de amplitud

espectral contra frecuencia, y el uso de los datos encontrados en la parte izquierda de la gráfica de amplitud contra frecuencia resultante de los espectros de frecuencia de ondas sísmicas registrado por debajo de una

5 esquina de baja frecuencia de esos espectros. El componente de los datos de baja frecuencia comienza a la frecuencia sin ruido más baja, con las frecuencias inferiores teniendo amplitudes enmascaradas por el ruido del sistema siendo desechadas. El extremo superior del

10 componente de datos de baja frecuencia es también conocido como la esquina de baja frecuencia. La esquina de baja frecuencia está unida típicamente a una frecuencia máxima, la cual es una frecuencia menor que la frecuencia del espectro de amplitud máxima, y se

15 encuentra cuando se obtiene el contraste máximo de la imagen del reservorio resultante.

Para curvas espectrales con un buen comportamiento Gaussiano, la esquina de baja frecuencia típicamente aparecería en aproximadamente 3 db por debajo

20 de la amplitud máxima a una frecuencia menor que la de la amplitud máxima. Para datos de un reservorio real con efectos de "sintonización" de cancelación y refuerzo espectral estratificado geológico, la esquina podría ser proporcionalmente menor, y sería limitada por el valor

pico de la primera amplitud máxima local de los datos espectrales.

Todo lo que se reclama aquí son métodos de interpretación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas comprendidos de los siguientes pasos preliminares, cuyo objetivo es obtener resultados del procesamiento de datos dependientes de la frecuencia usados para la formación de imágenes y llamados aquí "obtención de fusiones de imágenes dependientes de la frecuencia". Refiriéndose a la Figura 11, en ella se ilustran los componentes de los datos de baja frecuencia de los datos sísmicos reflejados. La gráfica ilustrada grafica la amplitud contra la frecuencia para una onda sísmica reflejada ideal. De manera general, los espectros de amplitud de las reflexiones sísmicas tienen una variedad de formas, la cual depende de varios parámetros físicos, que comprenden típicamente: una fuente y un receptor característicos, un medio rocoso y una distancia de propagación de la onda, y un decaimiento que se aproxima a ambos de los extremos bajo o alto de la escala de frecuencia. Se observará que la curva ilustrada incluye un medio M y una porción de frecuencia baja L. La porción de frecuencia baja L es definida aquí como aquélla porción de la curva total ilustrada, la cual es

menor que menos 3 dB del valor medio total M de los datos. Cuando las siguientes reivindicaciones usan el término "componentes de los datos de baja frecuencia", se está describiendo a la porción de baja frecuencia L. Este valor es de aproximadamente 0.7 (o setenta por ciento, 70%) del valor medio M para esta distribución espectral Gaussiana idealizada. Esta terminología es consistente con lo encontrado en el Diccionario Enciclopédico de Geofísica de Exploración, Tercera Edición por Robert E. Sheriff, © 1991 por la Sociedad de Geofísica de Exploración, especialmente en la definición de un "filtro" como su relación al "paso de banda".

Refiriéndose a la Figura 12, en ella se ilustra una curva espectral con un buen comportamiento Gaussiano menor. Se da el piso del ruido y una selección ilustrativa del componente de los datos de baja frecuencia. El piso del ruido es establecido por análisis espectral u otros métodos, como la amplitud que genera la prueba bajo el sistema genérico de acuerdo a los métodos de ingeniería normal e ingeniería petrolera. Una vez establecido el piso del ruido, la curva de respuesta espectral es interceptada con el piso del ruido para establecer una "FRECUENCIA INFERIOR" y una "FRECUENCIA SUPERIOR". Para los propósitos de PIDF, se estableció una

frecuencia "MAXIMA UTILIZABLE" de aproximadamente medio camino entre las frecuencias inferior y superior. Para la mayoría de los propósitos, esta es la frecuencia más alta que será usada como el "COMPONENTE DE LOS DATOS DE BAJA FRECUENCIA".

Deberá notarse que si fuera a ser usado el espectro de señales completo, de la frecuencia inferior a la superior, entonces el PIDF que usa el procesamiento estándar dependiente de la frecuencia produciría el mismo resultado analítico que el procesamiento estándar sísmico tradicional. Puesto que se ha demostrado anteriormente que las capas delgadas tienen menor respuesta con el incremento de la frecuencia, el mejor beneficio de esta invención ocurre a frecuencias más bajas.

Otra forma de describir esta porción de baja frecuencia se relaciona con el concepto del valor semimaximo del ancho total de la distribución de frecuencia, o SMAT. Sin embargo aquí, es usado el valor de frecuencia menor a aproximadamente el setenta por ciento (70%) del valor máximo (reducción de ~3db en amplitud) de la curva como la esquina de baja frecuencia. La porción de baja frecuencia de la curva es entonces aquélla región en o por debajo de la esquina de baja frecuencia. Como referencia, el SMAT es tradicionalmente

la diferencia entre las frecuencias sobre cualquier lado de la curva de la línea espectral a la cual la cantidad de frecuencia alcanza la mitad de su valor máximo, o es reducida -6dB en amplitud (véase McGraw-Hill, Dictionary of Scientific and Technical Terms, Quinta Edición, 1993).

De este modo, se describe un método para la interpretación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas donde han sido dirigidas ondas sísmicas a capas porosas o fracturadas subterráneas objetivo y han sido registradas las ondas sísmicas reflejadas de capas porosas o fracturadas subterráneas objetivo de acuerdo a la Figura 11. Primero, se calculó una pluralidad de conjuntos de datos dependientes de la frecuencia para los componentes de datos de baja frecuencia en o por debajo del valor de frecuencia del SMAT. En la ilustración de la Figura 11, ha sido calculado un número preferido de seis subconjuntos de conjuntos de datos dependientes de la frecuencia. Posteriormente, se calculó la velocidad para cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia para obtener una velocidad dependiente de la frecuencia. Finalmente, esas velocidades dependientes de la frecuencia son plasmadas en imágenes usando una frecuencia y la derivada promedio de las velocidades con respecto a la frecuencia. Como ha sido expuesto con

respecto a las Figuras 9 y 10, los datos obtenidos pueden ser calibrados usando datos de pozos.

Las Figuras 13A, B y C muestran la relación entre el procesamiento dependiente de la frecuencia y las técnicas de análisis sísmico tradicionales. La Figura 13A muestra el análisis sísmico tradicional donde las señales de datos preprocesadas son alimentadas a un paquete de procesamiento estándar. Después del análisis de velocidad, se efectúa un segundo análisis usando el apilamiento, migración o amplitud contra desviación (AVO) para generar una imagen de salida. El procesamiento estándar tradicional usa las señales de datos alimentadas preprocesadas como un solo conjunto de datos.

La Figura 13B aumenta las técnicas de análisis sísmico tradicionales de la Figura 13A con una transformación de la función básica inicial antes del análisis de velocidad. Todas las Figuras 13A, B y C representan bloques funcionales aproximados, ilustrativos, simplificados. El código de computadora real que representa la implementación es más complicado y en consecuencia más difícil de comprender debido al ciclo múltiplemente anidado y optimización para reducir el tiempo de cálculo o computación al componente de los datos de baja frecuencia mínimo donde sea posible. Los

bloques funcionales aproximados ilustrativos
simplificados indican más claramente los límites entre la
técnica anterior y esta invención.

Refiriéndose a la Figura 13B, la función básica
5 transforma las señales basadas en el tiempo de los datos
alimentados preprocesados en un conjunto de datos
dependientes de la frecuencia del paso de banda. Esas
funciones básicas pueden ser virtualmente de cualquier
tipo, en tanto generen una salida filtrada alrededor de
10 alguna frecuencia dada. Por ejemplo, puede ser usada una
transformación del tren de ondas por cada una de las
frecuencias centrales comenzando en uno 1 y continuando
 T
hasta n para los datos $i=1,2,\dots,n$. De este modo, las
15 señales basadas en el tiempo de los datos de entrada
preprocesados alimentadas son filtradas por paso de banda
efectivamente alrededor de la frecuencia central del tren
de ondas. El conjunto de datos de entrada resultante es
entonces pasado a través del análisis de velocidad, y los
20 resultados en un componente de la imagen de salida
transformada. Cuando cada una de las frecuencias del
componente de los datos de baja frecuencia es procesada y
sumada, se obtiene una imagen de salida resultante.

Puesto que cada uno de los componentes de
25 velocidad filtrados por paso de banda representa una

velocidad a una frecuencia central específica, las imágenes de salida transformadas sucesivas pueden ser diferenciales numéricamente de acuerdo a técnicas de análisis numérico ampliamente conocidos para producir una
5 imagen de la derivada con respecto a la frecuencia.

En la Figura 13C, se describe la implementación más completa de esta invención. Aquí, las señales de datos preprocesadas alimentadas son transformadas por la función básica a una frecuencia central particular,
10 pasadas al análisis de velocidad, a continuación a cualquiera del análisis de apilamiento, migración, o amplitud contra desviación (AVO) para producir un solo cuadro dependiente de la frecuencia de una imagen de salida transformada. Cuando la frecuencia central se
15 incrementa a través del intervalo espectral del componente de los datos de baja frecuencia, se acumulan más cuadros de la imagen de salida transformada. Después de que todos los cuadros del componente de los datos de baja frecuencia han sido procesados, los cuadros
20 individuales son sumados para producir una imagen de salida. Como se describió anteriormente, la esquina de baja frecuencia del componente de los datos de baja frecuencia puede incrementarse hasta una frecuencia utilizable máxima, o reducirse tan bajo como hasta la

frecuencia inferior para producir una imagen de salida con mejor contraste.

La Figura 13C puede ser usada para producir una imagen de salida de contraste óptimo para el apilamiento, migración, y AVO. Adicionalmente, la derivada de la velocidad con respecto a la frecuencia también puede ser usada para generar una imagen de salida de contraste óptimo. Es la experiencia del inventor que dependiendo de la geología del reservorio y los datos de la presente, cada uno de esos cuatro métodos analíticos puede producir la mejor de las imágenes de salida de contraste óptimo.

Adicionalmente, un método de interpretación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas incluye el cálculo de una pluralidad de conjuntos de datos dependientes de la frecuencia para componentes de datos de baja frecuencia. El procesamiento de imágenes estándar de cada uno de los conjuntos de datos dependientes de la frecuencia es usado para obtener funciones de imágenes dependientes de la frecuencia. Posteriormente, se obtienen las funciones de imágenes dependientes de la frecuencia para componentes de datos de baja frecuencia. Finalmente, es utilizada la formación de imágenes de la capa porosa o fracturada utilizando una derivada promedio de la frecuencia de las funciones de

imagen sobre la frecuencia. Nuevamente, pueden ser usados datos de pozos obtenidos para la calibración.

Además, un método de interpretación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas incluyen nuevamente calcular una pluralidad de conjuntos de datos dependientes de la frecuencia para componentes de datos de baja frecuencia. Posteriormente, el procesamiento estándar de cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia es utilizado para obtener funciones de imágenes dependientes de la frecuencia. Como para los componentes de los datos de baja frecuencia, se obtienen las funciones de imágenes dependientes de la frecuencia para los componentes de los datos de baja frecuencia. La formación de imágenes de la capa porosa o fracturada usando el promedio de la frecuencia de la función de la imagen ocurre.

También se describe un método para el trazo sísmico de capas porosas o fracturas subterráneas. En esta técnica, se selecciona una reflexión objetivo del trazo sísmico de las capas porosas o fracturadas subterráneas. Posteriormente, ocurre la toma de las amplitudes de referencia y los tiempos de arribo de referencia de la reflexión objetivo usando funciones de imágenes calculadas para frecuencias por encima de la

esquina de baja frecuencia. A continuación, se obtienen las funciones de imágenes dependientes de la frecuencia para la reflexión objetivo para los componentes de datos de baja frecuencia. Finalmente, ocurre el trazo de la

5 capa porosa o fracturada usando una relación de la imagen promedio de la frecuencia de los componentes de datos de baja frecuencia a la amplitud de referencia. Nuevamente, pueden ser usados datos de pozos existentes para calibrar la imagen resultante.

10 Además, y como se describió en la variante inmediatamente precedente de esta técnica, puede ser seleccionada una reflexión objetivo de una función de imágenes para el trazo sísmico de capas fracturadas o porosas subterráneas. La amplitud de referencia y los

15 tiempos de arribo de referencia de la reflexión objetivo son captados usando funciones de imágenes calculadas para frecuencias por encima de la esquina de baja frecuencia. Posteriormente, son obtenidas las funciones de imágenes dependientes de la frecuencia para la reflexión objetivo

20 para los componentes de datos de baja frecuencia. Finalmente, es utilizado el trazo de la capa porosa o fracturada usando una diferencia de la imagen promedio de la frecuencia de los componentes de datos de baja frecuencia y las amplitudes de referencia.

Como una variante adicional, un método de trazo sísmico de capas porosas o fracturadas subterráneas incluye seleccionar una reflexión objetivo y una función de imágenes. Posteriormente, se calculan los tiempos de arribo de la reflexión objetivo usando funciones de imágenes calculadas para frecuencias por encima de la esquina de baja frecuencia. A continuación, son producidas funciones de imágenes dependientes de la frecuencia para la reflexión objetivo para usar los componentes de datos de baja frecuencia. Sigue la toma de los tiempos de arribo de baja frecuencia de la reflexión objetivo que utiliza la función de imágenes dependiente de la frecuencia. Finalmente, ocurre un trazo de la capa porosa o fracturada usando la diferencia de la frecuencia promedio de los tiempos de arribo de baja frecuencia y los tiempos de arribo de referencia. Nuevamente, y cuando sea aplicable a todas las variaciones descritas anteriormente, pueden ser usados datos de pozos reales para procesar y calibrar la imagen.

Se dirige la atención de los lectores a las Figuras 9 y 10. Esas imágenes de capas fracturadas o porosas subterráneas no habían existido nunca antes del advenimiento de la técnica descrita aquí. Por primera vez, hemos sido capaces de formar imágenes confiables de

capas porosas o fracturadas subterráneas estrechas. Además, utilizando información de pozos de sondeo existentes, se obtuvo una correlación de esa información con las imágenes, el líquido encontrado en un pozo de sondeo puede ser extraído a otras partes de una imagen con alta confiabilidad. De este modo, las imágenes (o mapas) producidas de los datos sísmicos son artículos manufacturados altamente útiles que utilizan esta técnica.

Se cree que la imagen de la Figura 10 es especialmente instructiva en este respecto. El campo de capas porosas o procesadas cuya imagen se formó será típicamente el objeto de las técnicas de extracción de petróleo avanzadas del estado de la técnica. Esas técnicas incluirán la perforación para petróleo y la inyección de fluidos (que usualmente contienen agua) para ayudar a la extracción de petróleo.

La extracción de petróleo en el lugar erróneo limita la vida útil del pozo y puede ser dañina para la producción potencial de todo un campo. Además, inyectar fluido en el lugar erróneo puede acortar la utilidad de un pozo perforado y aún dañar la posible producción total del campo petrolero. La imagen producida por esta técnica da la capacidad a los expertos en la extracción de

petróleo o gas de obtener una gráfica topográfica tridimensional precisa de un campo interrogado. Esto permite que sea ejercido el mejor juicio posible tanto en la extracción de fluido como en la inyección de fluido a un campo interrogado sísmicamente de acuerdo con esta descripción. Aunque no intentamos describir como deberá ser ejercido ese juicio, proporcionamos un artículo de imagen superior en el cual pueden basarse esos juicios.

Todas las publicaciones, patentes y solicitudes de patente mencionadas en esta especificación son incorporadas aquí como referencia en el mismo grado como si cada publicación o solicitud de patente individual fuera indicada específica e individualmente cada una incorporada como referencia.

La descripción dada aquí, y los mejores modos de operación de la invención, no pretenden limitar el alcance de la invención. Pueden ser empleadas muchas modificaciones, construcciones alternativas, y equivalentes sin apartarse del alcance y espíritu de la invención.

NOVEDAD DE LA INVENCION

Habiéndose descrito la invención como antecede, se reclama como propiedad lo contenido en las siguientes:

REIVINDICACIONES

24

1. Un método de interrogación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas, donde han sido dirigidas ondas sísmicas a capas porosas o fracturadas subterráneas objetivo y las ondas sísmicas reflejadas de las capas porosas o fracturadas subterráneas objetivo han sido registradas, el método se caracteriza porque incluye los pasos de:

obtener una pluralidad de conjuntos de datos dependientes de la frecuencia para componentes de datos de baja frecuencia de las ondas sísmicas;

calcular por cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia al menos una función elegida del grupo que consiste de:

una amplitud reflejada relativa promedio,
una derivada de la amplitud promedio con respecto a la frecuencia, y

una derivada del retraso de tiempo promedio con respecto a la frecuencia;

formar la imagen de la capa porosa o fracturada a partir de los conjuntos de datos utilizando al menos una función.

2. El método de interrogación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas de conformidad

con la reivindicación 1, y caracterizado porque el paso de calculo incluye:

5 calcular por cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia la amplitud reflejada relativa promedio y la derivada de la amplitud promedio con respecto a la frecuencia.

10 3. El método de interrogación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas de conformidad con la reivindicación 1, y donde el paso de calculo incluye:

calcular por cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia la amplitud reflejada promedio y la derivada del retraso de tiempo promedio con respecto a la frecuencia.

15 4. El método de interrogación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas de conformidad con la reivindicación 1, y caracterizado porque el paso de calculo incluye:

20 calcular por cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia la derivada de la amplitud promedio con respecto a la frecuencia y la derivada del retraso de tiempo promedio con respecto a la frecuencia.

5. El método de interrogación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas de conformidad

76

con la reivindicación 1, y caracterizado porque el paso de cálculo incluye:

calcular para cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia la amplitud reflejada
5 relativa promedio, la derivada de la amplitud promedio con respecto a la frecuencia, y la derivada del retraso de tiempo promedio con respecto a la frecuencia.

6. El método de interrogación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas de conformidad
10 con la reivindicación 1, y caracterizado porque incluye además el paso de:

calibrar los datos obtenidos usando datos de campo coincidentes tomados por al menos un pozo de sondeo.

15 7. La imagen del proceso de conformidad con la reivindicación 1.

8. Un método de interpretación sísmica de capas porosas o fracturadas subterráneas donde han sido dirigidas ondas sísmicas a capas porosas o fracturadas
20 subterráneas objetivo y las ondas sísmicas reflejadas de las capas porosas o fracturadas subterráneas objetivo han sido registradas, el método se caracteriza porque comprende los pasos de:

calcular una pluralidad de conjuntos de datos dependientes de la frecuencia para un componente de datos de baja frecuencia;

5 calcular la velocidad para cada conjunto de datos dependientes de la frecuencia para obtener un conjunto de velocidades dependientes de la frecuencia; y

formar la imagen de la capa porosa o fracturada usando una derivada de la velocidad con respecto a la frecuencia.

10 9. Una imagen sísmica dependiente de la frecuencia para la detección de petróleo, caracterizada porque comprende:

un conjunto de entrada de señales de datos de entrada preprocesadas;

15 un conjunto de datos de velocidad dependiente de la frecuencia determinado para cada una de las señales de datos de entrada preprocesados, los conjuntos de datos son procesados para calcular un componente de datos de baja frecuencia y un componente de datos de mayor
20 frecuencia; y

una relación calculada del componente de datos de baja frecuencia dividido por el componente de datos de baja frecuencia que forma una imagen sísmica dependiente de la frecuencia.

10. Una imagen sísmica dependiente de la frecuencia para la detección de petróleo, caracterizada porque comprende:

una velocidad dependiente de la frecuencia
5 determinado por cada conjunto de las señales de datos de entrada preprocesados dependientes de la frecuencia;

el conjunto de señales de datos de entrada preprocesadas dependientes de la frecuencia, procesado además por una transformación de la función básica por
10 paso de banda para formar una imagen de datos dependiente de la frecuencia;

una amplitud reflejada relativa promedio calculada para cada una de las imágenes de datos dependientes de la frecuencia;

15 donde cada una de las imágenes de datos dependientes de la frecuencia tiene un componente de datos de baja frecuencia y un componente de datos de frecuencia mayor.

11. Una imagen sísmica dependiente de la
20 frecuencia para la detección de petróleo, caracterizada porque comprende:

una velocidad dependiente de la frecuencia determinada para cada conjunto de las señales de datos de entrada preprocesados dependientes de la frecuencia;

el conjunto de señales de datos de entrada
preprocesadas dependientes de la frecuencia, procesado
además por una transformación de la función básica por
paso de banda para formar una imagen de datos dependiente
5 de la frecuencia;

una derivada calculada de la amplitud reflejada
con respecto a la frecuencia para cada una de las
imágenes de datos dependientes de la frecuencia;

donde cada una de las imágenes de datos
10 dependientes de la frecuencia tiene un componente de
datos de baja frecuencia y un componente de datos de
frecuencia mayor.

12. La imagen sísmica dependiente de la
frecuencia para la detección de petróleo de conformidad
15 con la reivindicación 11, caracterizada porque el
conjunto de datos comprende además:

una imagen de salida visible por un humano de
la relación calculada con un contraste de imagen de
salida asociado.

20 13. La imagen sísmica dependiente de la
frecuencia para la detección de petróleo de conformidad
con la reivindicación 12, caracterizada porque el
componente de datos de baja frecuencia comprende además:

una frecuencia más baja limitada por imitaciones de ruido introducidas en la imagen de datos dependiente de la frecuencia; y

una esquina de baja frecuencia, a una
5 frecuencia mayor que el límite de la frecuencia inferior, seleccionada para mejorar el contraste de la imagen de salida asociado.

14. Una imagen sísmica dependiente de la frecuencia para la detección de petróleo, caracterizada
10 porque comprende:

una velocidad dependiente de la frecuencia determinada para cada conjunto de las señales de datos de entrada preprocesados dependientes de la frecuencia;

el conjunto de señales de datos de entrada
15 preprocesadas dependientes de la frecuencia, procesado además por una transformación de la función básica por paso de banda para formar una imagen de datos dependiente de la frecuencia;

una derivada calculada del retraso de tiempo
20 promedio con respecto a la frecuencia para cada una de las imágenes de datos dependientes de la frecuencia;

donde cada una de las imágenes de datos dependientes de la frecuencia tiene un componente de

datos de baja frecuencia y un componente de datos de frecuencia mayor.

15. La imagen sísmica dependiente de la frecuencia para la detección de petróleo de conformidad con la reivindicación 14, caracterizada porque el conjunto de datos comprende además:

una imagen de salida visible por un humano de la relación calculada con un contraste de imagen de salida asociado.

16. La imagen sísmica dependiente de la frecuencia para la detección de petróleo de conformidad con la reivindicación 15, caracterizada porque el componente de datos de baja frecuencia comprende además:

una frecuencia más baja limitada por limitaciones de ruido introducidas en la imagen de datos dependiente de la frecuencia; y

una esquina de baja frecuencia, a una frecuencia mayor que el límite de la frecuencia inferior, seleccionada para mejorar el contraste de la imagen de salida asociado.

82

RESUMEN DE LA INVENCION

Se expone un método para identificar, formar imágenes y verificar reservorios subterráneos secos o saturados con fluido (Figura 1A) usando ondas sísmicas reflejadas de capas porosas o fracturadas objetivo. La formación de imágenes sísmicas de la capa porosa o fracturada ocurre por filtración de paso bajo (Figura 13B) de las reflexiones expuestas en ventanas de las capas porosas o fracturadas objetivo dejando las frecuencias por debajo de la esquina más baja (o a todo lo ancho a la mitad del máximo) de espectros de frecuencia registrados. Adicionalmente, (Figura 13C) se muestra la relación de las amplitudes de imágenes, aproximadamente proporcional a la permeabilidad del reservorio, la viscosidad del fluido, y la saturación de fluido de las capas porosas o fracturadas.

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference 14939-17PC	FOR FURTHER ACTION	see Notification of Transmittal of International Search Report (Form PCT/ISA/220) as well as, where applicable, item 5 below.
International application No. PCT/US02/13699	International filing date (day/month/year) 30 APRIL 2002	(Earliest) Priority Date (day/month/year) 30 APRIL 2001
Applicant THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA		

This international search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau.

This international search report consists of a total of 4 sheets.

☒ It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.

1. Basis of the report

a. With regard to the language, the international search was carried out on the basis of the international application in the language in which it was filed, unless otherwise indicated under this item.

☐ the international search was carried out on the basis of a translation of the international application furnished to this Authority (Rule 23.1(b)).

b. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, the international search was carried out on the basis of the sequence listing:

☐ contained in the international application in written form.

☐ filed together with the international application in computer readable form.

☐ furnished subsequently to this Authority in written form.

☐ furnished subsequently to this Authority in computer readable form.

☐ the statement that the subsequently furnished written sequence listing does not go beyond the disclosure in the

☐ the statement that the information recorded in computer readable form is identical to the written sequence listing has been furnished.

2. ☒ Certain claims were found unsearchable (See Box I).

3. ☐ Unity of invention is lacking (See Box II).

4. With regard to the title,

☒ the text is approved as submitted by the applicant.

☐ the text has been established by this Authority to read as follows:

5. With regard to the abstract,

☐ the text is approved as submitted by the applicant.

☒ the text has been established, according to Rule 38.2(b), by this Authority as it appears in Box III. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority.

6. The figure of the drawings to be published with the abstract is Figure No. 13B

☐ as suggested by the applicant.

☐ because the applicant failed to suggest a figure.

☒ because this figure better characterizes the invention.

☐ None of the figures.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US02/15699

Box I Observations where certain claims were found unsearchable (Continuation of item 1 of first sheet)

This international report has not been established in respect of certain claims under Article 17(2)(a) for the following reasons:

1. ☒ Claims Nos.: 9-16
because they relate to subject matter not required to be searched by this Authority, namely:

Claims 9-16 are directed to an image per se which does not fall within the acceptable patentable subject matter of structure or processes but instead are drawn to subject matter specifically excluded under PCT Rule 39, item 39.1(v) covering mere presentations of information.
2. ☐ Claims Nos.:
because they relate to parts of the international application that do not comply with the prescribed requirements to such an extent that no meaningful international search can be carried out, specifically:
3. ☐ Claims Nos.:
because they are dependent claims and are not drafted in accordance with the second and third sentences of Rule 6.4(a).

Box II Observations where unity of invention is lacking (Continuation of item 2 of first sheet)

This International Searching Authority found multiple inventions in this international application, as follows:

1. ☐ As all required additional search fees were timely paid by the applicant, this international search report covers all searchable claims.
2. ☐ As all searchable claims could be searched without effort justifying an additional fee, this Authority did not invite payment of any additional fee.
3. ☐ As only some of the required additional search fees were timely paid by the applicant, this international search report covers only those claims for which fees were paid, specifically claims Nos.:
4. ☐ No required additional search fees were timely paid by the applicant. Consequently, this international search report is restricted to the invention first mentioned in the claims; it is covered by claims Nos.:

Remark on Protest

- ☐ The additional search fees were accompanied by the applicant's protest.
☐ No protest accompanied the payment of additional search fees.

Box III TEXT OF THE ABSTRACT (Continuation of item 5 of the first sheet)

The technical features mentioned in the abstract do not include a reference sign between parentheses (PCT Rule 8.1(d)).

NEW ABSTRACT

A method for identifying, imaging and monitoring dry or fluid-saturated underground reservoirs (Fig 1A) using seismic waves reflected from target porous or fractured layers is set forth. Seismic imaging the porous or fractured layer occurs by low pass filtering (Fig. 13B) of the windowed reflections from the target porous or fractured layers leaving frequencies below low-most corner (or full width at half maximum) of a recorded frequency spectra. Additionally, (Fig. 13C) the ratio of image amplitudes is shown to be approximately proportional to reservoir permeability, viscosity of fluid, and the fluid saturation of the porous or fractured layers.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US02/13699

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC(7) :G01V 1/28

UIS CL :702/17

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

U.S. : 702/17; 367/47, 49, 75

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched
NONEElectronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)
NONE

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 4,449,208 A (MOECKEL et al.) 15 May 1984, (15.05.1984), see entire document.	1-8

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
"B" earlier document published on or after the international filing date	"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"&" document member of the same patent family
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	
"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	

Date of the actual completion of the international search 25 JULY 2002	Date of mailing of the international search report 25 SEP 2002
Name and mailing address of the ISA/US Commissioner of Patents and Trademarks Box PCT Washington, D.C. 20231 Facsimile No. (703) 305-3230	Authorized officer <i>Shawn J. Hoppe</i> DONALD MCELHENY, JR. Telephone No. (703) 305-4900

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US02/13699

37

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC(7) :G01V 1/28 US CL :709/17 According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC														
B. FIELDS SEARCHED Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) U.S. : 702/17; 967/47, 49, 78 Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched NONE Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used) NONE														
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT														
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.												
A	US 4,449,208 A (MOECKEL et al.) 15 May 1984, (15.05.1984), see entire document.	1-8												
☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐ See patent family annex.														
<table border="0"><tr><td>* Special categories of cited documents:</td><td>"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention</td></tr><tr><td>"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance</td><td>"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone</td></tr><tr><td>"E" earlier document published on or after the international filing date</td><td>"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art</td></tr><tr><td>"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)</td><td>"A" document member of the same patent family</td></tr><tr><td>"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means</td><td></td></tr><tr><td>"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed</td><td></td></tr></table>			* Special categories of cited documents:	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention	"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone	"E" earlier document published on or after the international filing date	"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art	"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"A" document member of the same patent family	"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means		"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	
* Special categories of cited documents:	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention													
"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone													
"E" earlier document published on or after the international filing date	"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art													
"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"A" document member of the same patent family													
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means														
"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed														
Date of the actual completion of the international search 25 JULY 2002		Date of mailing of the international search report 25 SEP 2002												
Name and mailing address of the ISA/US Commissioner of Patents and Trademarks Box PCT Washington, D.C. 20231 Facsimile No. (703) 305-3290		Authorized officer DONALD MCELHENY, JR. Telephone No. (703) 305-4800												

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINATION REPORT

(PCT Article 36 and Rule 70)

Applicant's or agent's file reference 14938-17PC	FOR FURTHER ACTION See Notification of Transmittal of International Preliminary Examination Report (Form PCT/IPEA/416)	
International application No. PCT/US02/13699	International filing date (day/month/year) 30 APRIL 2002	Priority date (day/month/year) 30 APRIL 2001
International Patent Classification (IPC) or national classification and IPC IPC(7): G01V 1/28 and US Cl.: 702/17		
Applicant THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA		

1. This international preliminary examination report has been prepared by this International Preliminary Examining Authority and is transmitted to the applicant according to Article 36.
2. This REPORT consists of a total of 4 sheets.
- ☐ This report is also accompanied by ANNEXES, i.e., sheets of the description, claims and/or drawings which have been amended and are the basis for this report and/or sheets containing rectifications made before this Authority. (see Rule 70.16 and Section 607 of the Administrative Instructions under the PCT).

These annexes consist of a total of _____ sheets.

3. This report contains indications relating to the following items:

- I ☒ Basis of the report
- II ☐ Priority
- III ☒ Non-establishment of report with regard to novelty, inventive step or industrial applicability
- IV ☐ Lack of unity of invention
- V ☒ Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability, citations and explanations supporting such statement
- VI ☐ Certain documents cited
- VII ☐ Certain defects in the international application
- VIII ☐ Certain observations on the international application

Date of submission of the demand 15 OCTOBER 2002	Date of completion of this report 19 NOVEMBER 2002
Name and mailing address of the IPEA/US Commissioner of Patents and Trademarks Box PCT Washington, D.C. 20231	Authorized officer DONALD MCELHENY, JR.
Facsimile No. (703) 305-3230	Telephone No. (703) 305-4900

Form PCT/IPEA/409 (cover sheet) (July 1998)*

INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINATION REPORT

International application No.

PCT/US02/13699

I. Basis of the report

1. With regard to the elements of the international application:*

☐ the international application as originally filed☒ the description:

pages 1-19, as originally filed

pages NONE, filed with the demand

pages NONE, filed with the letter of

☒ the claims:

pages 20-23, as originally filed

pages NONE, as amended (together with any statement) under Article 19

pages NONE, filed with the demand

pages NONE, filed with the letter of

☒ the drawings:

pages 1-13, as originally filed

pages NONE, filed with the demand

pages NONE, filed with the letter of

☒ the sequence listing part of the description:

pages NONE, as originally filed

pages NONE, filed with the demand

pages NONE, filed with the letter of

2. With regard to the language, all the elements marked above were available or furnished to this Authority in the language in which the international application was filed, unless otherwise indicated under this item.

These elements were available or furnished to this Authority in the following language _____ which is:

☐ the language of a translation furnished for the purposes of international search (under Rule 23.1(b)).☐ the language of publication of the international application (under Rule 48.3(b)).☐ the language of the translation furnished for the purposes of international preliminary examination (under Rules 55.2 and/or 55.3).

3. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, the international preliminary examination was carried out on the basis of the sequence listing:

☐ contained in the international application in printed form.☐ filed together with the international application in computer readable form.☐ furnished subsequently to this Authority in written form.☐ furnished subsequently to this Authority in computer readable form.☐ The statement that the subsequently furnished written sequence listing does not go beyond the disclosure in the international application as filed has been furnished.☐ The statement that the information recorded in computer readable form is identical to the written sequence listing has been furnished.4. ☒ The amendments have resulted in the cancellation of:☒ the description, pages NONE☒ the claims, Nos. NONE☒ the drawings, sheets/fig NONE5. ☐ This report has been drawn as if (some of) the amendments had not been made, since they have been considered to go beyond the disclosure as filed, as indicated in the Supplemental Box (Rule 70.2(c)).**

* Replacement sheets which have been furnished to the receiving Office in response to an invitation under Article 14 are referred to in this report as "originally filed" and are not annexed to this report since they do not contain amendments (Rules 70.16 and 70.17).

**Any replacement sheet containing such amendments must be referred to under item 1 and annexed to this report.

INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINATION REPORT

International application No.
PCT/US02/13699

III. Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability

1. The questions whether the claimed invention appears to be novel, to involve an inventive step (to be non obvious), or to be industrially applicable have not been and will not be examined in respect of:

☐ the entire international application.

☒ claims Nos. 9-16

because:

☒ the said international application, or the said claim Nos. 9-16 relate to the following subject matter which does not require international preliminary examination (*specify*).

☐ the description, claims or drawings (*indicate particular elements below*) or said claims Nos. are so unclear that no meaningful opinion could be formed (*specify*).

☐ the claims, or said claims Nos. are so inadequately supported by the description that no meaningful opinion could be formed.

☒ no international search report has been established for said claims Nos. 9-16.

2. A meaningful international preliminary examination cannot be carried out due to the failure of the nucleotide and/or amino acid sequence listing to comply with the standard provided for in Annex C of the Administrative Instructions:

☐ the written form has not been furnished or does not comply with the standard.

☐ the computer readable form has not been furnished or does not comply with the standard.

91

INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINATION REPORT

International application No.
PCT/US02/13699

V. Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability, citations and explanations supporting such statement

1. statement

Novelty (N)	Claims	<u>1-8</u>	YES
	Claims	<u>NONE</u>	NO
Inventive Step (IS)	Claims	<u>1-8</u>	YES
	Claims	<u>NONE</u>	NO
Industrial Applicability (IA)	Claims	<u>1-8</u>	YES
	Claims	<u>NONE</u>	NO

2. citations and explanations (Rule 70.7)

Claims 1-8 meet the criteria set out in PCT Article 33(2)-(4), because the prior art does not teach or fairly suggest the method of claim 1 requiring the data components frequency relationships as set forth for deriving and imaging the porous or fractured layer region from the seismic source data.

NEW CITATIONS
NONE

SUPERINTENDENCIA COMERCIAL
Radicacion : 0310520/ 000000000
Folios: 91
Fecha (ARM): 2003-11-28 16:30:54
Tramite : 011 PLI-PALEMI 3/3 FASE NACI 411 PRESEMIAR
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

REQUISITOS NECESARIOS PARA PRESENTACION Y AGILIZACION DEL TRAMITE

	USUARIO	RADICADOR
PATENTE DE INVENCION	()	()
MODELO DE UTILIDAD	()	()
- Indicación de que se solicita la concesión de una patente.	()	()
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que se presenta la solicitud.	()	()
- Descripción de la Invención.	()	()
- Dibujos de ser estos pertinentes.	()	()
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas.	()	()
COMPLETA ()		
INCOMPLETA ()		
DISEÑO INDUSTRIAL ()		
- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial	()	()
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.	()	()
- Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del Material que incorpora el diseño.	()	()
- Comprobante de pago de las tasas establecidas	()	()
COMPLETA ()		
INCOMPLETA ()		
ESQUEMA DE TRAZADO ()		
- Indicación de que solicita el registro de un Esquema de trazado.	()	()
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta La solicitud.	()	()
- Representación gráfica del esquema de trazado	()	()
- Comprobante de pago de las tasas establecidas.	()	()
COMPLETA ()		
INCOMPLETA ()		

Firma Responsable:
Eduar Navarro
Fecha: 28-11-2003



Oficio

2020
Bogotá, D.C.,

Doctora:
Dilia María Rodríguez D'Aleman
Apoderado
The Regents of the University of California.

Oficio N° 11395

ASUNTO:	Radicación N°	03-105207
	Solicitud internacional	PCT/US2002/13699
	Fecha inicio fase nacional	30/11/2003
	Trámite	011
	Evento	379
	Actuación	430
	Folios	001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

- ☐ La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante. (Art. 26-k) Decisión 486).
- ☐ La solicitud no contiene el poder debidamente otorgado, con el lleno de los requisitos exigidos por los artículos 63 y subsiguientes del Código de Procedimiento Civil. Adicionalmente, deberá presentar el documento que acredita la existencia y representación legal de la sociedad solicitante, cuando ésta fuere persona jurídica.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única N° 10 de 2001.


ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones.

26 DIC. 2003

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha, _____.