



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE N°

05-104371

54. TÍTULO

**"METODO Y APARATO PARA DETERMINAR LA NATURALEZA DE
YACIMIENTOS SUBMARINOS"**

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL **G01V 11/00**

71. SOLICITANTE **ELECTROMAGNETIC GEOSERVICES AS**

DOMICILIO **TROMSØEN, NORUEGA**

74. REPRESENTANTE LEGAL **ALICIA LLORENDA RICAURTE**

T.P 53.215

22. BOGOTÁ, D.C. **12 OCT 2005**

PETITORIO



SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación : 03104371 00000000

Folios: 45

Fecha (MM): 2005-10-12 15:32:17

Trámite : 011 PCT-PATENT 376 FASE NACI 411 PRESENTA

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL

①

SOLICITUD DE:



Patente de Invención



Patente de Modelo de Utilidad



Capítulo I.



Capítulo II.

②

**SOLICITANTE
(71)**

Nombre: ELECTROMAGNETIC GEOSERVICES AS.

Dirección: Stiklestadveien 1, N-7041 Trondheim, Noruega.

Nacionalidad o Domicilio: Trondheim, Noruega.

Lugar de Constitución:

Teléfono: 3284270 Fax: 6069701

E-mail: jllico@lloredacamacho.com

IDENTIFICACION

C.C. ☐

NIT ☐

C.E. ☐

Otro ☐

Cual _____

Número _____

③

**REPRESENTANTE
O APODERADO**

Nombre: ALICIA LLOREDA RICAURTE

Dirección: Calle 72 No. 5-83 Piso 5°,
Bogotá- Colombia

Teléfono: 3284270 Fax: 6069701

E-mail: jllico@lloredacamacho.com

C.C. ☒

NIT ☐

C.E. ☐

Otro ☐

Cual _____

Número 39.690.713 TP 53.215

④

**INVENTOR(ES)
(72)**

Nombre: EIDESMO, Terje; ELLINGSRUD, Svein; FARESTVEIT, Anders; PEDERSEN, Hans, Magne y JOHANSEN, Stale.

Dirección: Markapl. 5, N-7054 Ranheim; Tyholt alle 9 A, N-7052 Trondheim; Kollevaen 15, N-1397 Nesoya; Hans Hagrupps gate 8, N-7012 Trondheim y Loddgardstroa 27B, N-7224 Melhus.

Nacionalidad o Domicilio: Noruega.

⑤

PCT (86)

Solicitud Internacional No. PCT/GB2004/001144

Fecha: 17/03/04

Publicación Internacional No. WO 2004/083898 A1

Fecha: 30/09/04

⑥

Título (54) "METODO Y APARATO PARA DETERMINAR LA NATURALEZA DE YACIMIENTOS SUBMARINOS"

Clasificación Internacional (51) G01V 11/00

⑦

Prioridad

(33) País de Origen

(32) Fecha

(31) Número de Solicitud

⑧

SI ☒ NO ☐

GB

17/03/03

0306059.7

⑨

Comprobante de Pago No. 05-73,382

Fecha: Septiembre 22 de 2005

⑩

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Documento que acredite la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☐ Documento de Representación Legal.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☐ Declaraciones.
- ☐ Copia de la solicitud internacional. (resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (resumen, descripción, reivindicaciones)
- ☐ Copia del examen preliminar sobre patentabilidad.
- ☐ Traducción del examen preliminar sobre patentabilidad.
- ☐ 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.
- ☐ Arte Final 12X12.
- ☐ 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.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- ☒ Otros reporte de búsqueda internacional con su traducción, publicación con su traducción y opinión escrita de la autoridad de búsqueda internacional con su traducción.

⑪

FIGURA CARACTERISTICA:

⑫

Solicito la concesión de la patente,

NOMBRE: ALICIA LLOREDA RICAURTE

FIRMA: 

C.C. 39.690.713 Usaquén T.P. 53.215

2

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Superintendencia de Industria y Comercio
Radicacion : 05104371 00000000
Fecha (MM): 2005-10-12 15:32:17
Tramite : 011 PCT-PATENT 378 FASE NACI 411 PRESENTA
Dependencia: 2820 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
Folios: 45

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 05 - 73,382
FECHA : SEPTIEMBRE 22 DE 2005

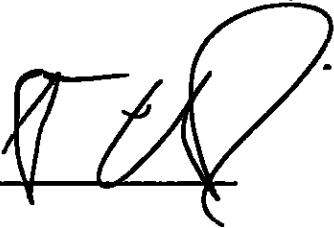
***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
LLOREDA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	39307494	22/09/2005	2,750,880.00

***** C O N C E P T O *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	443,000.00
		TOTAL :	\$ 443,000.00

SON: CUATROCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL PESOS

RESPONSABLE : 

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

Extracto Pub.
Folio 3

TRATADO DE COOPERACION DE PATENTES
PCT
REPORTE DE BUSQUEDA INTERNACIONAL
(PCT Artículo 18 y Reglas 43 y 44)

Registro de referencia del solicitante o agente DCR/P3424 0 WO	PARA FUTURAS ACCIONES ver Notificación o Transmisión del Reporte de Búsqueda Internacional (Forma PCT/ISA/220) así como, donde aplique, el ítem 5 a continuación.	
Solicitud internacional No. PCT/GB2004/001144	Fecha de registro internacional (día/mes/año) 17/03/2004	Fecha de Prioridad (Primera) (día/mes/año) 17/03/2003
Solicitante STATOIL ASA		
Este Reporte de Búsqueda Internacional ha sido preparado por esta Autoridad de Búsqueda Internacional y es transmitido al solicitante Según el Artículo 18. Una copia será transmitida a la Oficina Internacional. Este Reporte de Búsqueda Internacional consta de un total de <u>4</u> hojas. ☒ También está acompañado de una copia de cada documento técnico anterior citado en este reporte.		
1. Bases del reporte a. Respecto al lenguaje, la búsqueda internacional se llevó a cabo según la solicitud internacional en el lenguaje en el cual se presentó, a menos que se indique de otro modo en este ítem. ☐ la búsqueda internacional se llevó a cabo según la traducción de la solicitud internacional proporcionada a esta Autoridad (Regla 23.1(b)). b. ☐ Respecto a una secuencia de ácido nucleótico y/o amino revelado en la solicitud internacional, ver casilla I. 2. ☐ Ciertas reivindicaciones no pudieron localizarse (Ver Recuadro II). 3. ☐ Falta unidad de invención (ver Recuadro III). 4. Respecto al título, ☒ El texto es aprobado según lo presenta el solicitante. ☐ Esta Autoridad ha establecido que el texto se lee así: 5. Respecto al resumen, ☒ El texto es aprobado según lo presenta el solicitante. ☐ Esta Autoridad ha establecido el texto de acuerdo con la Norma 38.2(b), según aparece en el Recuadro III. El solicitante puede, un mes después de la fecha de haber enviado por correo este reporte de búsqueda internacional, presentar comentarios a esta Autoridad. 6. Respecto a los dibujos, a. la figura de los dibujos que se publicará con el resumen es la Figura No. _____ ☐ como lo sugirió el solicitante. ☐ como lo sugirió la Autoridad, porque el solicitante no sugirió una figura. ☐ como lo sugirió la autoridad, porque esta figura caracteriza mejor a la invención- b. ☐ Ninguna de las figuras se publicará en el resumen.		

4 REPORTE DE BUSQUEDA INTERNACIONAL

Solicitud Internacional No.
PCT/GB2004/001144

A. CLASIFICACION DE MATERIA
IPC7 G01V11/00

Según la Clasificación de Patentes Internacional (CPI) o según la clasificación nacional y la CPI

B. CAMPOS BUSCADOS

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de símbolos de clasificación)

IPC7 G01V

Documentación buscada fuera de documentación mínima hasta donde dichos documentos se incluyan en los campos buscados

Base de datos electrónica consultada durante la búsqueda internacional (nombre de la base de datos y, donde sea práctico, buscar términos usados)

EPO-Interno, Dato WPI

C. DOCUMENTOS CONSIDERADOS RELEVANTES

Categoría *	Citación de documento, con indicación, donde sea apropiado, de los textos relevantes	Relevante a la reivindicación No.
X	WO 02/14906 A (REES DAVID CHRISTOPHER ; PEDERSEN HANS MAGNE (NO); EIDESMO TERJE (N) 21 de febrero de 2002 (2002-02-21) página 5, línea 18-página 6, línea 2 página 6, línea 27, 28 página 10, línea 4-7	5-35
A	US 3 975 674 A (MCEUEN ROBERT B) 17 de agosto de 1976 (1976-08-17) columna 11, línea 15-línea 23 columna 11, línea 59-línea 68 reivindicación 1	1-35
A	US 2003/043692 A1 (WESTERDAHL HARALD ET AL) 6 de marzo de 2003 (2003-03-06) reivindicaciones 1,2	1-35

☒ En el recuadro C se enumeran más documentos.

☒ En el anexo se enumeran miembros de la familia de patentes.

* Categorías especiales de documentos citados:

'A' documento que define el estado general de la técnica el cual no se considera de relevancia

'E' documento anterior pero publicado en o después de la fecha de presentación internacional

'L' documento que puede arrojar dudas sobre reivindicaciones de prioridad o que se cita para establecer la fecha de publicación de otra citación u otra razón especial (según se especifica)

'O' documento que se refiere a una revelación oral, uso, exhibición u otros medios

'P' documento publicado antes de la fecha de presentación internacional pero después de la fecha de prioridad reivindicada

'T' documento posterior publicado después de la fecha de presentación internacional o fecha de prioridad y que no está en conflicto con la solicitud pero citado para entender el principio o teoría que sustenta la invención

'X' documento de relevancia particular; la invención reivindicada no puede considerarse nueva o no puede considerarse que comprende un paso inventivo cuando el documento se toma solo

'Y' documento de relevancia particular; la invención reivindicada no puede considerarse que comprende un paso inventivo cuando el documento se combina con uno o más documentos, siendo dicha combinación obvia para una persona experta en la técnica

'Z' documento miembro de la misma familia de patentes

Fecha de la terminación real de la búsqueda internacional

22 de junio de 2004

Fecha de envío por correo del reporte de búsqueda internacional

07/07/2004

Nombre y dirección de correo de ISA

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Funcionario autorizado

Schneiderbauer, K

REPORTE DE BUSQUEDA INTERNACIONAL

Solicitud Internacional No.
PCT/GB2004/001144

C. (Continuación) DOCUMENTOS CONSIDERADOS RELEVANTES

Categoría *	Citación de documento, con indicación, donde sea apropiado, de los textos relevantes	Relevante a la reivindicación No.
A	WHITE, BOERNER, WU, LUCAS, BERRER, HANNILA, SOMERVILLE: "Exploración mineral en el cinturón de níquel de Thompson, Manitoba, Canada, usando métodos sísmicos y de fuentes EM controladas" GEOPHYSICS, SEG, vol. 65, no. 6, 1 de noviembre de 2000 (2000-11-01) -31 de diciembre de 2000 (2000-12-31), páginas 1871-1881, XP001182037 página 1875, columna mano derecha -página 1877, columna mano derecha; figura 7	1-35
A	US 2003/038634 A1 (STRACK KURT-MARTIN) 27 de febrero de 2003 (2003-02-27) página 2, párrafo 21 página 3, párrafo 37, 38 página 6, párrafo 65 reivindicación 1; figuras 2, 3	1-35

REPORTE DE BUSQUEDA INTERNACIONAL

Solicitud Internacional No.
PCT/GB2004/001144

Documento de patente citado en el reporte de búsqueda		Fecha de publicación		Miembro(s) de la familia de patentes	Fecha de publicación
WO 0214906	A	21-02-2002	AT	263383 T	15-04-2004
			AU	7858001 A	25-02-2002
			BR	0113208 A	01-07-2003
			CA	2417832 A1	21-02-2002
			CN	1447924 T	08-10-2003
			DE	60102595 D1	06-05-2004
			DK	1309887 T3	07-06-2004
			EG	22885 A	30-10-2003
			EP	1309887 A1	14-05-2003
			WO	0214906 A1	21-02-2002
			NO	20020201 A	02-04-2002
			US	2004027130 A1	12-02-2004
US 3975674	A	17-08-1976	NINGUNA		
US 2003043692	A1	06-03-2003	AU	3039201 A	14-08-2001
			BR	0108016 A	29-10-2002
			CA	2399051 A1	09-08-2001
			CN	1406340 T	26-03-2003
			EG	22924 A	30-11-2003
			EP	1256019 A1	13-11-2002
			WO	0157555 A1	09-08-2001
			NO	20023656 A	30-09-2002
US 2003038634	A1	27-02-2003	EP	1428047 A1	16-06-2004
			WO	03019237 A1	06-03-2003
			US	2003184299 A1	02-10-2003

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference DCR/P34240WO	FOR FURTHER ACTION see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below.	
International application No. PCT/GB2004/001144	International filing date (day/month/year) 17/03/2004	(Earliest) Priority Date (day/month/year) 17/03/2003
Applicant STATOIL ASA		

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, see Box No. I.

2. ☐ Certain claims were found unsearchable (See Box II).

3. ☐ Unity of invention is lacking (see Box III).

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 36.2(b), by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority.

6. With regards to the drawings,

a. the figure of the drawings to be published with the abstract is Figure No. _____

☐ as suggested by the applicant.

☐ as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure.

☐ as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention.

b. ☐ none of the figures is to be published with the abstract.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No
PCT/GB2004/001144A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
IPC 7 G01V11/00

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)

IPC 7 G01V

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

EPO-Internal, WPI Data

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	WO 02/14906 A (REES DAVID CHRISTOPHER ; PEDERSEN HANS MAGNE (NO); EIDESMO TERJE (N) 21 February 2002 (2002-02-21) page 5, line 18 - page 6, line 2 page 6, line 27, 28 page 10, line 4-7	5-35
A	US 3 975 674 A (MCEUEN ROBERT B) 17 August 1976 (1976-08-17) column 11, line 15 - line 23 column 11, line 59 - line 68 claim 1	1-35
A	US 2003/043692 A1 (WESTERDAHL HARALD ET AL) 6 March 2003 (2003-03-06) claims 1, 2	1-35
	-/-	

☒ Further documents are listed in the continuation of box C.☒ Patent family members are listed in annex.

* Special categories of cited documents:

- *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- *E* earlier document but published on or after the international filing date
- *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)
- *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

- *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
- *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
- *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.
- *B* document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

22 June 2004

Date of mailing of the international search report

07/07/2004

Name and mailing address of the ISA

European Patent Office, P.O. 8618 Patentamt 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel: (+31-70) 340-2040, Tx: 31 661 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Schneiderbauer, K

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No
PCT/GB2004/001144

C.(Continuation) DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category *	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	WHITE, BOERNER, WU, LUCAS, BERRER, HANNILA, SOMERVILLE: "Mineral exploration in the Thompson nickel belt, Manitoba, Canada, using seismic and controlled-source EM methods" GEOPHYSICS, SEG, vol. 65, no. 6, 1 November 2000 (2000-11-01) - 31 December 2000 (2000-12-31), pages 1871-1881, XP001182037 page 1875, right-hand column -page 1877, right-hand column; figure 7	1-35
A	US 2003/038634 A1 (STRACK KURT-MARTIN) 27 February 2003 (2003-02-27) page 2, paragraph 21 page 3, paragraphs 37,38 page 6, paragraph 65 claim 1; figures 2,3	1-35

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International Application No

PCT/GB2004/001144

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
WO 0214906 A	21-02-2002	AT 263383 T	15-04-2004
		AU 7858001 A	25-02-2002
		BR 0113208 A	01-07-2003
		CA 2417832 A1	21-02-2002
		CN 1447924 T	08-10-2003
		DE 60102595 D1	06-05-2004
		DK 1309887 T3	07-06-2004
		EG 22885 A	30-10-2003
		EP 1309887 A1	14-05-2003
		WO 0214906 A1	21-02-2002
		NO 20020201 A	02-04-2002
		US 2004027130 A1	12-02-2004
US 3975674 A	17-08-1976	NONE	
US 2003043692 A1	06-03-2003	AU 3039201 A	14-08-2001
		BR 0108016 A	29-10-2002
		CA 2399051 A1	09-08-2001
		CN 1406340 T	26-03-2003
		EG 22924 A	30-11-2003
		EP 1256019 A1	13-11-2002
		WO 0157555 A1	09-08-2001
		NO 20023656 A	30-09-2002
US 2003038634 A1	27-02-2003	EP 1428047 A1	16-06-2004
		WO 03019237 A1	06-03-2003
		US 2003184299 A1	02-10-2003

(12) SOLICITUD INTERNACIONAL PUBLICADA SEGÚN EL TRATADO DE COOPERACION DE PATENTES (PCT)

(19) Organización Mundial de Propiedad Intelectual
Oficina Internacional



(43) Fecha de Publicación Internacional

30 de Septiembre de 2004 (30.09.2004)

PCT

(10) Número de Publicación Internacional

WO 2004/083898 A1

(51) Clasificación Internacional de Patentes²: G 01V 11/00

(74) Agentes: REES, David, Christopher et al. ; Kilburn & Strode, 20 Red Lion Street, London WC1R 4PJ (GB).

(21) Número de Solicitud Internacional: PCT/GB2004/001144

(22) Fecha de Registro Internacional: 17 de marzo de 2004
(17.03.2004)

(25) Idioma de registro:

Inglés

(26) Idioma de Publicación:

Inglés

(30) Información de Prioridad:

0306059.7 17 de marzo de 2003 (17.03.2003) GB

(71) Solicitante (para todos los Estados designados, excepto US):
ELECTROMAGNETIC GEOSERVICES AS[NO/NO];
Stiklestadveien 1, N-7041 Trondheim (NO).

(71) Solicitante (para US únicamente): REES, David, Christopher
[GB/GB]; Kilburn & Strode, 20 Red Lion Street, London WC1R
4PJ (GB).

(72) Inventores ; y

(81) Estados Designados (a menos que se indique de otra manera para toda clase de protección nacional disponible): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, 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, NA, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM, ZW.

(84) Estados Designados (a menos que sea indicado de otra manera para toda clase de protección regional disponible): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasiática (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), Europea (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IT, LU, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publicado:

- Con reporte de Búsqueda Internacional

(75) Inventor/Solicitante (para US solamente): EIDESMO, Terje
[NO/NO]; Marksp. 5, N-7034 RANHEIM (NO).
ELLINGSRUD, Svein [NO/NO]; Tyholt alle 9 A, N-7052
Trondheim (NO). FARESTVEIT, Anders [NO/NO];
Kollevæien 15, N-1397 Nessøy (NO). FEDERSEN, Hans,
Magne. [NO/NO]; Hans Hagrups gate 8, N-7012 Trondheim
(NO). JOHANSEN, Stale [NO/NO]; Loddgardsveien 27B, N-
7224 Melhus (NO).

Para los códigos de dos letras y otras abreviaturas, refiérase a "Las Notas Guías sobre Códigos y Abreviaturas" que aparecen al comienzo de cada emisión regular de la Gaceta PCT.

(54) Título: METODO Y APARATO PARA DETERMINAR LA NATURALEZA DE YACIMIENTOS SUBMARINOS

(57) Resumen: Un sistema para investigar un estrato subterráneo. Un campo electromagnético y un evento sísmico son aplicados desde la misma ubicación y las respuestas son detectadas usando los receptores respectivos ambos localizados en una segunda ubicación espaciada de la primera. Las respuestas son combinadas para identificar la presencia y/o naturaleza del yacimiento subterráneo. Se usan los componentes de onda refractados.

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
30 September 2004 (30.09.2004)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2004/083898 A1

- (51) International Patent Classification⁷: G01V 11/00

(21) International Application Number: PCT/GB2004/001144

(22) International Filing Date: 17 March 2004 (17.03.2004)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
0306059.7 17 March 2003 (17.03.2003) GB

(71) Applicant (for all designated States except US): ELEC-
TROMAGNETIC GEOSERVICES AS [NO/NO]; Stik-
lestadvicien 1, N-7041 Trondheim (NO).

(71) Applicant (for US only): REES, David, Christopher
[GB/GB]; Kilburn & Strode, 20 Red Lion Street, London
WC1R 4PJ (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventor/Applicants (for US only): EIDESMO, Terje
[NO/NO]; Markapl. 5, N-7054 RANHEIM (NO).
ELLINGSRUD, Svein [NO/NO]; Tyholt alle 9A, N-7052
Trondheim (NO). FARESTVEIT, Anders [NO/NO];
Kollevaen 15, N-1397 Nesoya (NO). PEDERSEN, Hans,
Magne [NO/NO]; Hans Hagrups gate 8, N-7012 Trond-
heim (NO). JOHANSEN, Stale [NO/NO]; Loddgardstoa
27B, N-7224 Melhus (NO).
- (74) Agents: REES, David, Christopher et al.; Kilburn &
Strode, 20 Red Lion Street, London WC1R 4PJ (GB).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN,
CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, 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, NA, NI, NO, NZ, OM, PG,
PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SY, TJ, TM,
TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM,
ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW),
Burmian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), Euro-
pean (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR,
GB, GR, HU, IE, IT, LU, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK,
TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW,
ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:
— with international search report

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

(34) Title: METHOD AND APPARATUS FOR DETERMINING THE NATURE OF SUBMARINE RESERVOIRS

(57) Abstract: A system for investigating subterranean strata. An electromagnetic field and a seismic event are applied from the same location and the responses are detected using respective receivers both located at a second location spaced from the first. The responses are combined to identify the presence and/or nature of subterranean reservoir. The refracted wave components are used.

WO 2004/083898 A1

De la
AUTORIDAD DE BUSQUEDA INTERNACIONAL

Para: ver forma PCT/ISA/220		PCT OPINION ESCRITA DE LA AUTORIDAD DE BUSQUEDA INTERNACIONAL (PCT Regla 43bis.1)																									
		Fecha de envío por correo (día/mes/año) ver forma PCT/ISA/220 (segunda página)																									
Registro de referencia del solicitante o agente ver forma PCT/ISA/220		PARA FUTURAS ACCIONES Ver el párrafo 2 a continuación																									
Solicitud Internacional No. PCTGB2004/001144	Fecha de registro internacional (día/mes/año) 17.03.2004	Fecha de prioridad (día/mes/año) 17.03.2003																									
Clasificación Internacional de Patentes (IPC) o clasificación nacional e IPC G01V11/00																											
Solicitante STATOIL ASA																											
1. Esta opinión contiene indicaciones relacionadas con los siguientes ítems: <table border="0"> <tr> <td>☒</td> <td>Casilla No. I</td> <td>Bases del Reporte</td> </tr> <tr> <td>☒</td> <td>Casilla No. II</td> <td>Prioridad</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Casilla No. III</td> <td>No establecimiento de opinión respecto a novedad, nivel inventivo y aplicabilidad Industrial.</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Casilla No. IV</td> <td>Falta de unidad de invención</td> </tr> <tr> <td>☒</td> <td>Casilla No. V</td> <td>Afirmación razonada de conformidad con la Regla 43bis.1(a)(i) con respecto a novedad, nivel inventivo o aplicabilidad industrial; citas y explicaciones que sustentan dicha afirmación.</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Casilla No. VI</td> <td>Ciertos documentos citados</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Casilla No. VII</td> <td>Ciertos defectos en la solicitud internacional</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Casilla No. VIII</td> <td>Ciertas observaciones sobre la solicitud internacional</td> </tr> </table> 2. ACCIONES FUTURAS Si se hace una demanda para examen preliminar internacional, esta opinión generalmente será considerada como una opinión escrita de la Autoridad Examinadora Preliminar ("IPEA"). Sin embargo, esto no aplica cuando el solicitante escoge una Autoridad diferente a ésta para que sea la IPEA y la IPEA escogida le ha notificado a la Oficina Internacional de conformidad con la Regla 66.1bis(b) que no se considerarán las opiniones escritas de esta Autoridad Examinadora Preliminar. Si esta opinión es, según se estipula anteriormente, considerada una opinión escrita de la IPEA, se invita al solicitante a presentar ante la IPEA una respuesta escrita junto, cuando sea apropiado, con modificaciones, antes de la fecha de expiración de tres meses desde la fecha de envío por correo de la Forma PCT/ISA/220 o antes de la fecha de expiración de 22 meses desde la fecha de prioridad, la que expire más tarde. Para opciones futuras, ver la Forma PCT/ISA/220 3. Para detalles adicionales, ver las notas a la Forma PCT/ISA/220				☒	Casilla No. I	Bases del Reporte	☒	Casilla No. II	Prioridad	☐	Casilla No. III	No establecimiento de opinión respecto a novedad, nivel inventivo y aplicabilidad Industrial.	☐	Casilla No. IV	Falta de unidad de invención	☒	Casilla No. V	Afirmación razonada de conformidad con la Regla 43bis.1(a)(i) con respecto a novedad, nivel inventivo o aplicabilidad industrial; citas y explicaciones que sustentan dicha afirmación.	☐	Casilla No. VI	Ciertos documentos citados	☐	Casilla No. VII	Ciertos defectos en la solicitud internacional	☐	Casilla No. VIII	Ciertas observaciones sobre la solicitud internacional
☒	Casilla No. I	Bases del Reporte																									
☒	Casilla No. II	Prioridad																									
☐	Casilla No. III	No establecimiento de opinión respecto a novedad, nivel inventivo y aplicabilidad Industrial.																									
☐	Casilla No. IV	Falta de unidad de invención																									
☒	Casilla No. V	Afirmación razonada de conformidad con la Regla 43bis.1(a)(i) con respecto a novedad, nivel inventivo o aplicabilidad industrial; citas y explicaciones que sustentan dicha afirmación.																									
☐	Casilla No. VI	Ciertos documentos citados																									
☐	Casilla No. VII	Ciertos defectos en la solicitud internacional																									
☐	Casilla No. VIII	Ciertas observaciones sobre la solicitud internacional																									
Nombre y dirección de correo de ISA: European Patent Office D-80298 Munich Tel +49 89 2399 - 0 Tx: 523656 epmu d Fax: +49 89 2399 - 4465		Funcionario Autorizado Schneiderbauer, K Teléfono No. +49 89 2399-7613																									

Casilla No. I Bases de la opinión

1. Respecto al idioma, esta opinión se ha establecido según la solicitud internacional en el idioma en el cual se presentó, a menos que se indique de otro modo bajo este ítem.

☐ Esta opinión se ha establecido según una traducción del idioma original al siguiente idioma, que es el idioma de una traducción proporcionada para la búsqueda internacional (bajo las Reglas 12.3 y 23.1(b)).
2. Respecto a cualquier nucleótido y/o secuencia aminoácida revelada en la solicitud internacional y necesaria para la invención reivindicada, esta opinión se ha establecido según:
 - a. tipo de material:

☐ un listado de secuencia
☐ tabla(s) relacionada con el listado de secuencia
 - b. formato de material:

☐ en formato escrito
☐ en formato legible por computador
 - c. tiempo de presentación/suministro:

☐ contenido en la solicitud internacional según se registró
☐ registrada junto con la solicitud internacional en formato legible por computador
☐ proporcionada subsiguientemente a esta Autoridad para la búsqueda.
3. ☐ Además, en el caso en que más de una versión o copia de un listado de secuencia y/o tabla relacionada con ello se haya registrado o proporcionado, las declaraciones requeridas de que la información en las copias subsiguientes o adicionales es idéntica a aquella en la solicitud según se presentó o no va más allá de la solicitud según se registró, según lo apropiado, fueron suministradas.
4. Comentarios adicionales:

5

**OPINION ESCRITA DE LA
AUTORIDAD DE BUSQUEDA INTERNACIONAL**

Solicitud Internacional No.
PCT/GB2004/001144

Casilla No. II Prioridad

1. ☒ No se ha presentado el siguiente documento:

☒ copia de la solicitud anterior cuya prioridad se ha reivindicado (Regla 43bis.1 y 66.7(a)).

☐ traducción de la solicitud anterior cuya prioridad se ha reivindicado (Regla 43bis.1 y 66.7(b)).

Por consiguiente, no ha sido posible considerar la validez de la reivindicación de prioridad. Sin embargo, se ha establecido esta opinión sobre el supuesto de que la fecha relevante es la fecha de la prioridad reivindicada.

2. ☐ Se ha establecido esta opinión como si no se hubiese reivindicado ninguna prioridad debido al hecho de que se ha encontrado que la reivindicación de prioridad es inválida (Reglas 43bis.1 y 64.1). Por consiguiente, para los fines de esta opinión, se considera que la fecha de registro internacional indicada anteriormente es la fecha relevante.

3. Observaciones adicionales, si es necesario:

Casilla No. V Razonamiento establecimiento bajo la regla 43 bis.1 (a) (i) respecto a novedad, nivel inventivo o aplicabilidad industrial, citasiones y explicaciones soportando dicho declaración

1. Afirmación

Novedad (N)	Si: Reivindicaciones	1
	No: Reivindicaciones	5, 34
Nivel inventivo (IS)	Si: Reivindicaciones	1
	No: Reivindicaciones	
Aplicabilidad industrial (IA)	Si: Reivindicaciones	1,5,34
	No: Reivindicaciones	

2. Citaciones y explicaciones
ver hoja separada

**OPINION ESCRITA DE LA AUTORIDAD DE
BUSQUEDA INTERNACIONAL (HOJA SEPARADA)**

**Solicitud Internacional No.
PCT/GB04/01144**

El examen es realizado sobre los siguientes documentos de solicitud

Descripción. Páginas:

1-14 como se radicaron originalmente

Reivindicaciones:

1-35 como se radicaron originalmente

Se hace referencia al siguiente documento:

D1: WO-A-0214906 (Rees D)

1) La solicitud no cumple los requerimientos del Artículo 6 PCT, porque la reivindicación independiente 5 no es clara.

Es claro a partir de la descripción en la página 3, líneas 13-30 que también el método como se reivindicó en la reivindicación Independiente 5 (que usa componentes de onda EM y sísmicas refractadas con el fin de producir un informe acerca de la presencia y naturaleza del estrato), emplea una fuente sísmica y un transmisor de campo EM, los cuales están colocados en sustancialmente la misma ubicación. Además, el método también emplea un receptor sísmico y un receptor de campo EM, los cuales están colocados en sustancialmente la misma ubicación. Como la reivindicación Independiente 5 no contiene estas características, no cumple el requerimiento siguiente del Artículo 6 PCT tomado en combinación con la Regla 6.3(b) PCT, que cualquier reivindicación Independiente debe contener todas las características técnicas esenciales para la definición de la invención.

En consecuencia, la reivindicación 5 debe hacerse una reivindicación dependiente de la reivindicación 1.

2) El objeto de la reivindicación 5, en su forma presente como reivindicación Independiente, no es nueva (Art. 33(1),(2) PCT):

La reivindicación 5 simplemente reivindica la combinación de dos técnicas de estudio bien conocidas con el fin de identificar un yacimiento de hidrocarburo. Esto es conocido de D1:

D1 revela un método para producir un informe del estudio de estrato subterráneo usando una respuesta de campo ondulatorio EM de un campo EM aplicado, y una respuesta sísmica de un evento sísmico aplicado, que comprende los pasos de:

- Identificar el componente de onda refractada de la respuesta de campo ondulatorio EM (D1, p.5. II.18-p.6, II. 2).

- Identificar el componente de onda refractada de la respuesta sísmica: D1. p.6. II.27, 28 y también p.10 II. 4-7: las técnicas sísmicas convencionales se usan para la identificación del yacimiento de hidrocarburo, identificar el componente refractado en una respuesta sísmica es una técnica de procesamiento sísmico tan convencional que es perfectamente conocida por el experto.

- usando los dos componentes de onda refractados para producir un informe sobre la presencia y naturaleza del estrato: D1: p.6, II. 27-28: ambas técnicas, estudio electromagnético y sísmico se usan en conjunción con el fin de identificar el yacimiento de hidrocarburo.

3) Las características de las reivindicaciones que dependen de la reivindicación 5 parecen ser un asunto de procedimiento de diseño normal con el fin de realizar un estudio electromagnético y sísmico combinado. Estarían fácilmente incluidas en D1 y por lo tanto no involucran un nivel inventivo (Art. 33(1),(3) PCT).

4) El objeto de la reivindicación 1 (método) es nuevo e inventivo.

5) El objeto de la reivindicación independiente 34 (aparato) es nuevo e inventivo con respecto al método como se reivindicó en la reivindicación 1 (y las reivindicaciones dependientes de la reivindicación 1).

6) Con respecto al método como se reivindicó en la reivindicación 5 (y las reivindicaciones dependientes de la reivindicación 5), el aparato como se reivindicó en la reivindicación independiente 34 no se considera inventivo (Art. 33(1),(3) PCT).

7) Sugerencia: para superar las objeciones de claridad y las objeciones con respecto a la novedad y nivel inventivo como aparecieron en los puntos 1, 2, 3 y 6 de esta carta, se le sugiere al solicitante hacer la reivindicación 5 una reivindicación independiente de la reivindicación 1. Las características de tal nuevo conjunto de reivindicaciones se considerarían nuevas e inventivas. Se podría emitir un YPER positivo con respecto a todas las reivindicaciones.

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY
(PCT Rule 43bis.1)

To:

see form PCT/ISA/220

Date of mailing
(day/month/year) see form PCT/ISA/210 (second sheet)

Applicant's or agent's file reference
see form PCT/ISA/220

FOR FURTHER ACTION
See paragraph 2 below

International application No.
PCT/GB2004/001144

International filing date (day/month/year)
17.03.2004

Priority date (day/month/year)
17.03.2003

International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC
G01V11/00

Applicant
STATOIL ASA

1. This opinion contains indications relating to the following items:

- ☒ Box No. I Basis of the opinion
- ☒ Box No. II Priority
- ☐ Box No. III Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability
- ☐ Box No. IV Lack of unity of invention
- ☒ Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
- ☐ Box No. VI Certain documents cited
- ☐ Box No. VII Certain defects in the international application
- ☐ Box No. VIII Certain observations on the international application

2. FURTHER ACTION

If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will usually be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA"). However, this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of three months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.

For further options, see Form PCT/ISA/220.

3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.

Name and mailing address of the ISA:



European Patent Office
D-80298 Munich
Tel. +49 89 2399 - 0 Tx: 523656 epmu d
Fax: +49 89 2399 - 4465

Authorized Officer

Schneiderbauer, K

Telephone No. +49 89 2399-7613



Box No. I Basis of the opinion

1. With regard to the language, this opinion has been established on the basis of the international application in the language in which it was filed, unless otherwise indicated under this item.
☐ This opinion has been established on the basis of a translation from the original language into the following language , which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (under Rules 12.3 and 23.1(b)).
2. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application and necessary to the claimed invention, this opinion has been established on the basis of:
 - a. type of material:
☐ a sequence listing
☐ table(s) related to the sequence listing
 - b. format of material:
☐ in written format
☐ in computer readable form
 - c. time of filing/furnishing:
☐ contained in the international application as filed.
☐ filed together with the international application in computer readable form.
☐ furnished subsequently to this Authority for the purposes of search.
3. ☐ In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing and/or table relating thereto has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.
4. Additional comments:

Box No. II Priority

1. ☒ The following document has not been furnished:
- ☒ copy of the earlier application whose priority has been claimed (Rule 43bis.1 and 66.7(a)).
 - ☐ translation of the earlier application whose priority has been claimed (Rule 43bis.1 and 66.7(b)).
- Consequently it has not been possible to consider the validity of the priority claim. This opinion has nevertheless been established on the assumption that the relevant date is the claimed priority date.
2. ☐ This opinion has been established as if no priority had been claimed due to the fact that the priority claim has been found invalid (Rules 43bis.1 and 64.1). Thus for the purposes of this opinion, the international filing date indicated above is considered to be the relevant date.
3. Additional observations, if necessary:

Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

1. Statement

Novelty (N)	Yes: Claims	1
	No: Claims	5,34
Inventive step (IS)	Yes: Claims	1
	No: Claims	
Industrial applicability (IA)	Yes: Claims	1,5,34
	No: Claims	

2. Citations and explanations

see separate sheet

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING
AUTHORITY (SEPARATE SHEET)**

International application No.

PCT/GB04/01144

The examination is being carried out on the following application documents:

Description, pages:

1-14 as originally filed

Claims, No.:

1-35 as originally filed

Reference is made to the following document:

D1: WO-A-0214906 (Rees D)

1.) The application does not meet the requirements of **Article 6 PCT**, because independent claim 5 is not clear.

It is clear from the description on page 3, li.13-30 that also the method as claimed in independent claim 5 (which uses refracted EM and seismic waves components in order to produce a report on the presence and nature of the strata) employs a seismic source and an EM field transmitter, both of which are placed at substantially the same location. Furthermore, the method also employs a seismic receiver and an EM field receiver, both of which are placed at substantially the same location.

Since independent claim 5 does not contain these features it does not meet the requirement following from **Article 6 PCT taken in combination with Rule 6.3(b) PCT** that any independent claim must contain all the technical features essential to the definition of the invention.

Consequently, claim 5 should be made a dependent claim on independent claim 1.

2.) The subject-matter of claim 5, in its present form as an independent claim, is not new (**Art. 33(1),(2) PCT**):

Claim 5 merely claims combining two well known surveying techniques in order to identify a hydrocarbon reservoir. This is known from D1:

D1 discloses a method of producing a survey report of subterranean strata using an EM wave field response from an applied EM field and a seismic response from an applied seismic event comprising the steps:

- identifying the refracted wave component of the EM wave field response (D1; p.5, li.18 - p. 6, li.2)
- identifying the refracted wave component of the seismic response: D1; p.6, li.27, 28 and also p.10, li.4-7: conventional seismic techniques are used for the identification of the hydrocarbon reservoir; identifying the refracted component in a seismic response is such a conventional seismic processing technique which is perfectly known to the skilled man.
- using the two refracted wave components to produce a report on the presence and nature of the strata: D1; p.6, li.27, 28: both techniques, electromagnetic and seismic surveying, are used in conjunction in order to identify the hydrocarbon reservoir.

3.) The features of the claims which depend on claim 5 seem to be a matter of normal design procedure in order to carry out a combined electromagnetic and seismic survey. They would be easily included in D1 and do therefore not involve an inventive step (Art.33(1),(3) PCT).

4.) The subject-matter of claim 1 (method) is new and inventive.

5.) The subject-matter of independent claim 34 (apparatus) is new and inventive with regard to the method as claimed in claim 1 (and the claims dependent on claim 1).

6.) With regard to the method as claimed in claim 5 (and the claims dependent on claim 5), the apparatus as claimed in independent claim 34 is not considered to be inventive (Art. 33(1),(3) PCT).

7.) **Suggestion:** to overcome the clarity objections and the objections concerning novelty and inventive step as raised in points 1, 2, 3 and 6 of this letter, the applicant is suggested to make claim 5 a dependent claim on independent claim 1. The features of such a new set of claims would be considered as being new and inventive. A positive YPER with regard to all claims could be issued.

**MÉTODO Y APARATO PARA DETERMINAR LA NATURALEZA DE
YACIMIENTOS SUBMARINOS**

RESUMEN, OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

5

Un sistema para investigar un estrato subterráneo. Un campo
electromagnético y un evento sísmico son aplicados desde la misma
ubicación y las respuestas son detectadas usando los receptores respectivos
ambos localizados en una segunda ubicación espaciada de la primera. Las
10 respuestas son combinadas para identificar la presencia y/o naturaleza del
yacimiento subterráneo. Se usan los componentes de onda refractados.

15

20

25

30

35

MÉTODO Y APARATO PARA DETERMINAR LA NATURALEZA DE YACIMIENTOS SUBMARINOS

5 La presente invención se relaciona con un método y aparato para detectar y determinar la naturaleza de yacimientos submarinos y subterráneos. La invención es particularmente adecuada para determinar si un yacimiento contiene hidrocarburos o agua, y también para detectar yacimientos con características particulares.

10 Actualmente, las técnicas más ampliamente usadas para estudios geológicos, particularmente en situaciones sub-marinas, son los métodos sísmicos. Estas técnicas sísmicas son capaces de revelar la estructura de los estratos subterráneos con alguna precisión. Sin embargo, mientras que el estudio sísmico puede revelar la ubicación y forma de un yacimiento
15 potencial, pueden normalmente no revelar la naturaleza del yacimiento.

Por lo tanto, la solución es taladrar una perforación en el yacimiento. Sin embargo, los costos involucrados en el taladrado y exploración bien tienden a estar en la región de £25m y como la tasa de éxito está generalmente
20 aproximadamente en 10, esto tiende a ser un ejercicio muy costoso.

Por lo tanto, un objeto de la invención es proveer un sistema para localizar un yacimiento subterráneo y para determinar, su naturaleza con mayor certeza, sin la necesidad de excavar una perforación.
25

Los presentes solicitantes han apreciado que mientras que las propiedades sísmicas de los estratos llenos de hidrocarburos u estratos llenos con agua no difieren significativamente, sus resistividades electromagnéticas si difieren. Así, usando un método de estudio electromagnético, estas
30 diferencias pueden ser explotadas y la tasa de éxito para predecir la naturaleza de un yacimiento puede aumentar significativamente.

En consecuencia, un método y aparato que incorpora estos principios, forma las bases de la presente solicitud de patente Británica co-dependiente del
35 solicitante No. 0002422.4.

- Esta contempla un método para determinar la naturaleza en un yacimiento subterráneo cuya geometría y ubicación aproximada son conocidas, que comprende: aplicar un campo electromagnético que varía en el tiempo al estrato que contiene el yacimiento; detectar la respuesta de campo ondulatorio electromagnético; buscar en la respuesta de campo ondulatorio, un componente que representa una onda refractada desde la capa de hidrocarburo; y determinar el contenido del yacimiento, con base en la presencia o ausencia de un componente de onda refractado por la capa de hidrocarburo.
- También contempla un método para buscar un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburo, que comprende: aplicar un campo electromagnético que varía en el tiempo al estrato subterráneo; detectar la respuesta de campo ondulatorio electromagnético; buscar, en la respuesta de campo ondulatorio, un componente que representa una onda refractada; y determinar la presencia y/o naturaleza de cualquier yacimiento identificado con base en la presencia o ausencia de un componente de onda refractado por la capa de hidrocarburo.
- Contempla además un aparato para determinar la naturaleza de un yacimiento subterráneo cuya geometría y ubicación aproximadas son conocidas, o para buscar un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburo, el aparato comprende: medios para aplicar un campo electromagnético que varía en el tiempo al estrato que contiene el yacimiento; medios para detectar la respuesta de campo ondulatorio electromagnético; y medios para buscar, en la respuesta de campo ondulatorio, un componente que representa una onda refractada, permitiendo esta forma determinar la presencia y/o naturaleza de un yacimiento.
- Una honda refractada se comporta en forma diferente, dependiendo de la naturaleza del estrato en el cual es propagada. En particular, las pérdidas de propagación en un estrato de hidrocarburo son mucho menores que en un estrato que porta agua, mientras que la velocidad de propagación es mucho más alta. Así, cuando un yacimiento que porta petróleo está presente, se aplica un campo EM, se puede detectar una onda refractada fuerte y rápidamente propagada. Por lo tanto, esto puede indicar la

presencia del yacimiento o su naturaleza si su presencia ya es conocida.

5 Las técnicas de estudios electromagnéticos en si son conocidas. Sin embargo, no son ampliamente usadas en la práctica. En general, los yacimientos de interés están aproximadamente a 1 km o más por debajo del lecho marino. Con el fin de realizar el estudio electromagnético como una sola técnica autónoma en estas condiciones, con cualquier grado de resolución razonable, son necesarias longitudes de onda cortas. Desafortunadamente, tales longitudes de onda cortas sufren de atenuación muy alta. Las longitudes de onda largas no proveen resolución adecuada.

15 Un objeto de la presente invención es proveer un método y aparato para localizar confiablemente e identificar yacimientos submarinos, en particular, yacimientos de hidrocarburos, pero a un costo reducido con requerimientos operacionales reducidos.

Según un aspecto de la invención, se provee un método para producir un informe del estudio de estrato subterráneo que comprende: desplegar un transmisor de campo electromagnético (EM); desplegar una fuente sísmica en sustancialmente la misma ubicación que el transmisor de campo EM; desplegar un receptor de campo EM a una distancia de desviación predeterminada desde el transmisor; desplegar un receptor sísmico a sustancialmente la misma ubicación que el receptor de campo EM; aplicar un campo EM al estrato usando el transmisor de campo EM; detectar la respuesta de campo ondulatorio EM, usando el receptor de campo EM; aplicar un evento sísmico al estrato usando la fuente sísmica a sustancialmente la misma ubicación que el transmisor de campo EM; detectar la respuesta sísmica usando el receptor sísmico a sustancialmente la misma ubicación que el receptor de campo EM; analizar la respuesta de campo ondulatorio EM; analizar la respuesta sísmica y conciliar las dos respuestas, con el fin de producir un informe sobre la presencia y naturaleza del estrato.

35 Preferiblemente, el método incluye extraer y usar Información de fase y/o amplitud de las respuestas. Preferiblemente, el método incluye identificar el componente de onda refractado de la respuesta de campo ondulatorio EM, identificar el componente de onda refractado de la respuesta sísmica, y usar

los dos componentes de onda refractados para producir el informe del estudio. Preferiblemente, se usa la información de fase y/o amplitud de los dos componentes de onda refractados.

- 5 Según otro aspecto de la invención, se provee un método para producir un informe del estudio de estrato subterráneo usando una respuesta de campo ondulatorio EM desde un campo EM aplicado, y una respuesta sísmica de un evento sísmico aplicado, el método comprende: identificar el componente de onda refractado de la respuesta de campo ondulatorio EM; identificar el
- 10 componente de onda refractado de la respuesta sísmica; y usar los dos componentes de onda refractados para producir un informe sobre la presencia y naturaleza del estrato.

- 15 De nuevo, preferiblemente, se usa la información de fase y/o amplitud de los dos componentes de onda refractados. El método incluye preferiblemente los pasos de: desplegar un transmisor de campo EM; desplegar una fuente sísmica; desplegar un receptor de campo EM a una desviación predeterminada desde el transmisor de campo EM; desplegar un receptor sísmico a una desviación predeterminada desde la fuente sísmica; aplicar un
- 20 campo EM al estrato usando el transmisor de campo EM; detectar la respuesta de campo ondulatorio EM usando el receptor de campo EM; aplicar un evento sísmico al estrato usando la fuente sísmica; y detectar la respuesta sísmica usando el receptor sísmico.

- 25 Preferiblemente, el transmisor de campo EM, la fuente sísmica y los dos receptores están todos en el mismo plano. Preferiblemente, la distancia entre los dos receptores es de 25m o menos, preferiblemente 5m o menos, y la distancia entre el transmisor de campo EM y la fuente sísmica es 0.01 veces el valor de la desviación entre el transmisor de campo EM y el
- 30 receptor de campo EM. Preferiblemente, el transmisor de campo EM y la fuente sísmica están en sustancialmente la misma ubicación, y el receptor de campo EM y la fuente sísmica están en sustancialmente la misma ubicación.

- 35 Preferiblemente, el transmisor de campo EM comprende una antena dipolo eléctrica, y el receptor de campo EM comprende una antena dipolo eléctrica.

- Aunque las longitudes de onda más largas aplicadas por las técnicas electromagnéticas no pueden proveer información suficiente para proveer una indicación adecuada de los límites de los diferentes estratos, se pueden usar para determinar la naturaleza de una formación particular identificada, si las posibilidades para la naturaleza de esa formación tienen características electromagnéticas que difieren significativamente. La resolución no es particularmente importante de formar que se pueden emplear longitudes de onda más largas las cuales no sufren de atenuación excesiva.
- Las técnicas de estudios sísmicos, sin embargo, pueden detectar los límites de estratos subterráneos con alguna precisión, pero no pueden identificar fácilmente la naturaleza del estrato localizado. Así, usando ambas técnicas, los resultados pueden ser combinados y se pueden identificar potenciales yacimientos que portan hidrocarburo, con mayor certeza.
- Las ondas electromagnéticas y sísmicas obedecen ecuaciones de onda básicas similares. Así, la respuesta de tiempo de onda armónica de una capa enterrada en un fondo uniforme (sobrecarga) se obtiene a partir de la misma teoría básica en los dos casos. La principal diferencia es que, en el caso electromagnético, hay un número de onda complejo (propagación constante) que da lugar a la atenuación y dispersión (i.e. distorsión de pulso en el dominio de tiempo).
- Hay generalmente tres contribuciones a la señal resultante que corresponde a la propagación a lo largo de diferentes caminos entre la fuente y el receptor: la señal directa, la señal reflejada, y la señal refractada. La señal refractada es causada por un modo de guía de onda con fuga que es excitado en la capa y, en el límite de la capa infinitamente gruesa, se transforma en una onda lateral u onda principal que es propagada a lo largo de la interfase superior pero dentro de la capa.
- En el caso electromagnético, la onda refractada es excitada fuertemente solamente con el transmisor y la antena bipolar de receptor *en-línea*. Como funciones de la distancia de desviación, tanto el retraso de fase como el amortiguamiento exponencial de esta onda, dependerá solamente de las

propiedades de la capa, i.e., el espesor de la capa y el contraste de resistividad con relación a la sobrecarga. En este caso la onda directa es un poco débil y, con una sobrecarga resistiva baja, tanto la onda directa como la onda reflejada son fuertemente amortiguadas para desviaciones grandes.

- 5 Con una distribución de antena dipolo paralela o de radiación transversal, hay una onda refractada más fuerte directa y mucho más débil, de forma que las contribuciones se ven principalmente desde las ondas directa y reflejada.

- 10 Tanto la fase y la amplitud de la onda refractada dependen del espesor y resistividad relativa de la capa, y estas dependencias están expresadas mediante formulas matemáticas simples que se pueden utilizar para mediciones cuantitativas. Sin embargo, la amplitud también tiene una dependencia de la desviación causada por la propagación de onda geométrica en la capa. Por lo tanto, las medidas de fase combinadas con
- 15 medidas de amplitud producirán información máxima acerca de la naturaleza de la capa. Se puede obtener información adicional registrando a diferentes secuencias y usando la dependencia de frecuencia conocida de la fase y amplitud de la onda refractada.

- 20 Con ondas sísmicas P, la situación es generalmente similar a las ondas electromagnéticas y antenas en la configuración de radiación transversal: principalmente las ondas directa y reflejada contribuirán. Esto es generalmente el caso si la capa contiene hidrocarburos de gas o líquido. Sin embargo, con un material de capa sólida, puede haber una conversión en las
- 25 interfaces (e.g. de las ondas P a las ondas S y viceversa) en cuyo caso, por ejemplo, las ondas P de la fuente sísmica pueden excitar un modo de guía de onda de fuga de onda S en la capa. Este modo puede entonces ser refractado de vuelta en la sobrecarga como una onda P. Esta situación es análoga a la excitación de la onda refractada en las antenas en-línea en el
- 30 caso electromagnético; la principal diferencia es que ahora es el contraste en las velocidades de onda sísmica, en lugar del contraste de resistividad, que determina el retraso de la fase (y el tiempo de propagación asociado) de la onda sísmica refractada. Por lo tanto, se puede obtener una determinación más confiable de la naturaleza de un yacimiento subterráneo combinando el
- 35 conocimiento de su respuesta sísmica y su respuesta electromagnética.

Como con las ondas electromagnéticas, las desviaciones grandes son necesarias con el fin de registrar las ondas sísmicas refractadas. Las dos técnicas pueden, por consiguiente, ser convenientemente combinadas en un estudio común en el cual los registros electromagnético y sísmico se realizan simultáneamente. Si las antenas de registro electromagnético están en contacto con el lecho marino, pueden estar combinadas con los sistemas de grabación 4C que permiten registrar tanto ondas P como S.

Preferiblemente, la antena del receptor y el receptor sísmico están montados sobre la misma estructura, e.g., dentro de 5 a 25 segundos entre sí, y el campo EM y el evento sísmico son aplicados simultáneamente. Alternativamente, el campo EM y el evento sísmico son aplicados secuencialmente cerca, por ejemplo 5 a 25 segundos.

En un sistema preferido, la respuesta de campo ondulatorio EM y/o la respuesta sísmica es analizada para identificar el componente de onda refractado respectivo. Entonces, los dos componentes de onda refractados se usan para determinar la presencia y naturaleza del estrato. Preferiblemente, el sistema incluye adicionalmente extraer y usar información de fase y/o amplitud de las respuestas, más preferiblemente de las respuestas de onda refractadas. Preferiblemente, la onda reflejada es identificada en la respuesta sísmica, y el componente de onda reflejado se usa para identificar el estrato subterráneo.

Adicionalmente, el método puede incluir desplegar un receptor magnético en la misma ubicación que los otros receptores; detectar una respuesta de campo magnético; y usar la respuesta de campo magnético en combinación con la respuesta de campo ondulatorio EM y la respuesta sísmica. Como con el campo eléctrico, la respuesta de campo magnético es causada por la transmisión EM y la señal magnetotelúrica que está siempre presente como un ruido de fondo.

La resistividad del agua de mar es aproximadamente 0.3 ohm-m y la de la sobrecarga por debajo del lecho marino sería típicamente de 0.5 a 4 ohm-m, por ejemplo aproximadamente 2 ohm-m. Sin embargo, la resistividad de un yacimiento de hidrocarburo es probablemente de aproximadamente 20-300 ohm-m. Típicamente, por lo tanto, la resistividad de una formación que porta

hidrocarburo será 20 a 300 veces mayor que la de una formación que porta agua. Esta gran diferencia puede ser explotada usando técnicas EM.

5 La resistividad eléctrica de un yacimiento de hidrocarburo es normalmente mucho mayor que el material circundante (sobrecarga). Las ondas EM se atenúan más rápidamente, y viajan más lento dentro de un medio de baja resistividad, comparado con un medio de alta resistividad. En consecuencia, el yacimiento de hidrocarburo atenuará ondas EM menos, comparado con una sobrecarga de resistividad menor. Adicionalmente, la velocidad de la
10 onda EM será mayor dentro del yacimiento.

Así, una antena de transmisor dipolo eléctrica sobre o cerca del piso del mar induce campos y corrientes EM electromagnéticas en el agua de mar y en el estrato de sub-superficie. En el agua de mar, los campos EM son
15 fuertemente atenuados debido a la alta conductividad en el ambiente salino, mientras que el estrato de sub-superficie con menos conductividad, causa menos atenuación. Si la frecuencia es suficientemente baja (en el orden de 1 Hz), la energía EM es capaz de penetrar en la sub-superficie, y las capas geológicas profundamente enterradas que tienen mayor resistividad eléctrica
20 que la sobrecarga (como e.g. un yacimiento lleno de hidrocarburo) afectará las ondas EM. Dependiendo del ángulo de incidencia y el estado de polarización, una onda EM incidente sobre una capa de resistividad alta puede excitar un modo de onda conducida (guiada) en la capa. El modo conducido es propagado lateralmente a lo largo de la capa y fuga energía de
25 vuelta a la sobrecarga y los receptores posicionados sobre el piso del mar. En la presente solicitud, tal modo de onda es referido como una "onda refractada".

La distancia entre la fuente EM y un receptor es referida como la desviación.
30 Debido al hecho que una onda refractada en una formación que porta hidrocarburo será menos atenuada que una onda directa en agua de mar (o en la sobrecarga), para cualquier formación que porta H/C dada, habrá una desviación crítica al cual la onda refractada y la onda directa tendrán la misma fuerza de señal. Esto puede típicamente ser aproximadamente dos o
35 tres veces mayor que la distancia más corta desde la fuente o receptor a la formación que porta H/C. Así, cuando la desviación es mayor que la desviación crítica, las ondas EM radiales que son refractadas en, y guiadas a

través del yacimiento, producirán una contribución mayor a la señal recibida. La señal recibida será de magnitud mayor y arribará antes (i.e. tiene menos cambio de fase) comparada con el caso en donde no hay yacimiento de HC. En muchos casos, el cambio de fase y/o cambio de magnitud registrado a

5 distancias mayores que la desviación crítica se puede usar directamente para el cálculo de la resistividad del yacimiento. Adicionalmente, la profundidad del yacimiento puede ser inferida a partir de la desviación crítica y/o la pendiente de una curva que representa el cambio de fase de señal registrado o magnitud de señal registrada, como una función de la

10 desviación transmisor-receptor. La desviación fuente-receptor EM más útil es típicamente más grande que la "desviación crítica". A desviaciones más grandes que la desviación crítica, un cambio en la pendiente de una curva que representa el cambio de fase de señal registrada o la magnitud de señal registrada, como una función de la desviación de fuente-receptor puede

15 indicar el límite del yacimiento.

La desviación se puede variar moviendo los receptores; o el transmisor o fuente sísmica, o incluso ambos. Alternativamente, la desviación se puede mantener constante moviendo tanto el receptor como el transmisor y la

20 fuente sísmica.

Las ondas electromagnéticas y sísmicas obedecen ecuaciones básicas similares. Así, la respuesta de tiempo de onda armónica de una capa enterrada en un fondo (sobrecarga) uniforme se obtiene de la misma teoría

25 básica en los dos casos. La principal diferencia es que, en el caso electromagnético, a la atenuación y dispersión (i.e. distorsión de pulso en el dominio de tiempo).

Si la desviación entre el transmisor EM y receptor EM es significativamente mayor que tres veces la profundidad de un yacimiento del lecho marino (i.e. el espesor de la sobrecarga), se apreciará que la atenuación de la onda refractada desde el yacimiento usualmente será menor que la de la onda directa y la onda refractada. La razón para esto es el hecho que el camino de la onda refractada será efectivamente la distancia desde el transmisor

30 abajo hacia el yacimiento, i.e., el espesor de la sobrecarga, más la desviación a lo largo del yacimiento, más la distancia desde el yacimiento

35 hasta los receptores i.e., de nuevo el espesor de la sobrecarga.

Si está presente un yacimiento de no H/C en el área del transmisor y receptor EM, la respuesta de onda detectada consistirá de una onda directa y posiblemente una onda reflejada. Por lo tanto, será fuertemente atenuada y su fase cambiará rápidamente con el aumento de sobrecarga.

Sin embargo, si está presente un yacimiento de H/C, habrá un componente de refractada en la respuesta de onda y esto puede predominar. Debido a la mayor velocidad de fase (velocidad de onda) en el estrato lleno de H/C, este tendrá un efecto sobre la fase de la respuesta de onda recibida.

Como una función de la desviación entre fuente y receptor, la fase de la onda refractada cambiará casi linealmente y mucho más lento que las fases de las ondas directa y reflejada y, debido a que las últimas ondas son mucho más fuertemente atenuadas con aumento de la desviación, habrá una transición de una variación de fase rápida a una variación de fase lenta con pendiente casi siempre constante, que indica la presencia del yacimiento de H/C. Si se cruza el borde del yacimiento, esta variación de fase lenta cambiará a una variación de fase rápida y atenuación fuerte. Así, para desviaciones grandes, un cambio de una variación de fase lineal lenta a una rápida, o vice versa, indicará el límite de un yacimiento de H/C.

Si se mantiene una desviación constante entre el transmisor y el receptor mientras se varía la posición de uno o ambos, el cambio de fase registrado debe ser constante siempre y cuando la resistividad del estrato de sub-superficie por debajo y entre la fuente y el receptor, sea constante. Si se detecta un cambio de fase mientras se mueve el transmisor y/o receptor en una desviación constante, este indicaría que uno de los instrumentos están en la vecindad del límite de un yacimiento de H/C.

La polarización de la transmisión de fuente determinará cuanta energía es transmitida en la capa que porta petróleo en la dirección del receptor. Por lo tanto una antena bipolar es el transmisor seleccionado. En general, es preferible adoptar un dipolo para el cual el momento de corriente, i.e., el producto de la corriente y la longitud efectiva es grande. El dipolo transmisor puede por lo tanto ser de 100 a 1000 metros de longitud y puede ser atado en dos direcciones diferentes, que pueden ser ortogonales. La longitud

óptima de dipolo receptor se determina por el momento de corriente del dipolo de fuente y el espesor de la sobrecarga.

La técnica de la invención puede ser aplicable en la exploración de yacimientos subterráneos basado en tierra pero es especialmente aplicable a submarinos, en particular yacimientos sub-marinos, subterráneos. Preferiblemente, el campo EM es aplicado usando uno o más transmisores localizados sobre la superficie de la tierra, y la detección es realizada por uno o más receptores localizados sobre la superficie de la tierra. En una aplicación preferida, el(los) transmisor(es) y/o receptores están localizados sobre o cerca del lecho marino o el lecho de alguna otra área de agua.

El campo EM transmitido puede ser pulsado, sin embargo, se prefiere una onda continua coherente opcionalmente con frecuencias escalonadas. Puede ser transmitida por un período de tiempo significativo, durante el cual el transmisor debe preferiblemente ser estacionario (aunque podría estar moviéndose lentamente), y la transmisión estable. De este modo, el campo puede ser transmitido por un período de tiempo desde 3 segundos a 60 minutos, preferiblemente desde 10 segundos a 5 minutos, por ejemplo aproximadamente 1 minuto. Los receptores EM pueden también estar distribuidos para detectar una onda directa y reflejada, así como la onda refractada desde el yacimiento, y el análisis puede incluir distinguir los datos de amplitud y fase de la onda refractada a partir de los datos correspondientes de la onda directa.

Preferiblemente, la longitud de onda de la transmisión debe estar en el rango de

$$0.1s \leq \lambda \leq 5s;$$

En donde λ es la longitud de onda de la transmisión a través de la sobrecarga y s es la distancia desde el lecho marino al yacimiento. Más preferiblemente λ es de aproximadamente $0.5s$ a $2s$. La frecuencia de transmisión puede ser de 0.01 Hz a 1 kHz, preferiblemente de 0.1 a 20 Hz, por ejemplo 1 Hz.

Preferiblemente, la distancia entre el transmisor y un receptor debe estar en el rango de

$$0.5 \lambda \leq L \leq 10 \lambda;$$

5

En donde λ es la longitud de onda de la transmisión a través de la sobrecarga y L es la distancia entre el transmisor y el primer receptor.

10

Se apreciará que la presente invención se puede usar para determinar la posición, extensión, naturaleza y el volumen de un estrato particular, y también se puede usar para detectar cambios en estos parámetros durante un período de tiempo eg., dejando los receptores (y posiblemente también el transmisor de campo EM y la fuente sísmica) in situ.

15

Las señales electromagnéticas son sensibles a la resistividad eléctrica de las capas subterráneas y, por lo tanto, los métodos electromagnéticos son adecuados para la detección de capas de resistividad alta tales como los yacimientos de H/C. Sin embargo, las capas sin hidrocarburos pueden tener también resistividades eléctricas altas, e.g., capas que consisten de sal, basalto, filas de calcita, u otras rocas densas con bajas porosidades y bajos contenidos de agua. Las capas resistivas altas de este tipo tendrán generalmente velocidades sísmicas mayores que la sobrecarga resistiva baja, mientras que los yacimientos de H/C resistivos altos tienen generalmente velocidades sísmicas menores que la sobrecarga resistiva baja. Los métodos sísmicos pueden, por lo tanto, usarse para distinguir yacimientos de H/C resistivos altos, de otras capas resistivas altas.

20

25

30

Se puede hacer una distinción entre yacimientos de H/C y otras capas resistivas altas sobre la base de datos de reflexión sísmica disponibles para el prospecto en cuestión. Sin embargo, se obtendrá una distinción más confiable a partir de los datos de refracción sísmicos registrados con desviaciones grandes entre la fuente sísmica y el receptor sísmico. Esto se puede realizar preferiblemente en combinación con la recolección de datos electromagnéticos.

35

- Las antenas receptoras electromagnéticas que están localizadas en el lecho marino estarán preferiblemente combinadas con receptores sísmicos que también están en contacto con el lecho marino. Esto significa que se requerirá solamente un estudio para registrar los datos electromagnéticos y sísmicos, y será posible realizar el registro sísmico 4C – de cuatro componentes total (tres componentes del vector de desplazamiento además de la presión), de los componentes de ondas *P*- y *S*- de las señales sísmicas refractadas.
- Se apreciará que la ausencia de cualquier componente de onda refractado en cualquiera de la respuesta de campo ondulatorio EM o la respuesta sísmica indicará sin formaciones con presencia de una resistividad diferente o diferentes propiedades acústicas. La presencia de un componente de onda refractado en la respuesta de campo EM y la respuesta sísmica indicará la presencia de una formación con alta resistividad y alta velocidad acústica (porosidad baja) que sugeriría, eg., basalto o un domo de sal. La presencia de un componente de onda EM refractado, y la ausencia de un componente de onda sísmica refractado indicará alta resistividad junto con baja velocidad acústica y así baja porosidad, que sugeriría un yacimiento de H/C (hidrocarburo) en tal vez una formación de roca porosa tal como piedra arenisca.
- Así, para desviaciones grandes, una capa resistiva alta con hidrocarburos está caracterizada por la presencia de una onda electromagnética refractada sin ninguna onda sísmica refractada. En contraste, una capa resistiva alta que está sin hidrocarburos, está caracterizada por la presencia de una onda electromagnética refractada y una onda sísmica refractada. Registrando ambos tipos de onda en el mismo estudio, es posible obtener una identificación más confiable de yacimientos de H/C.
- El equipo sísmico, que incluye la fuente y receptor puede ser convencional tanto en su diseño como en su uso.
- La invención permite a los operadores evitar el esfuerzo y costo de un estudio 3D realizando lo que cuenta para un estudio sísmico 2D inicial, y luego realizando un método según la invención, en relación con las áreas de interés potencial reveladas por el estudio inicial.

- La presente invención se extiende a un montaje de receptor, que comprende: una estructura de soporte; una antena de receptor dipolo eléctrica montada sobre la estructura de soporte; un receptor sísmico de tres ejes montado sobre la estructura de soporte; un arreglo de geófono montado sobre la estructura de soporte; un hidrófono montado sobre la estructura de soporte; y un ancla arreglada para unir la estructura de soporte al lecho marino.
- 5
- 10 La invención también se extiende a un método para investigar el estrado sub-marino como se describió anteriormente, con relación a la producción del informe de estudio, y también con el informe de estudio producido por los métodos de la invención.

Reivindicaciones

1. Un método para producir un informe del estudio de estrato subterráneo que comprende: desplegar un transmisor de campo electromagnético (EM); desplegar una fuente sísmica en sustancialmente la misma ubicación que el transmisor de campo EM; desplegar un receptor de campo EM a una distancia de desviación predeterminada desde el transmisor; desplegar un receptor sísmico a sustancialmente la misma ubicación que el receptor de campo EM; aplicar un campo EM al estrato usando el transmisor de campo EM; detectar la respuesta de campo ondulatorio EM, usando el receptor de campo EM; aplicar un evento sísmico al estrato usando la fuente sísmica a sustancialmente la misma ubicación que el transmisor de campo EM; detectar la respuesta sísmica usando el receptor sísmico a sustancialmente la misma ubicación que el receptor de campo EM; analizar la respuesta de campo ondulatorio EM; analizar la respuesta sísmica y conciliar las dos respuestas, con el fin de producir un informe sobre la presencia y naturaleza del estrato.
2. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 1, que incluye adicionalmente extraer y usar información de fase y/o amplitud de las respuestas.
3. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, que incluye identificar el componente de onda refractado de la respuesta de campo ondulatorio EM, identificar el componente de onda refractado de la respuesta sísmica, y usar los dos componentes de onda refractados para producir el informe del estudio.
4. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 3, en el cual se usa la información de fase y/o amplitud de los dos componentes de onda refractados.
5. Un método para producir un informe del estudio de estrato subterráneo usando una respuesta de campo ondulatorio EM desde un campo EM aplicado, y una respuesta sísmica de un evento sísmico aplicado, el método comprende: identificar el componente de onda refractado de la respuesta de campo ondulatorio EM; identificar el componente de onda

refractado de la respuesta sísmica; y usar los dos componentes de onda refractados para producir un informe sobre la presencia y naturaleza del estrato.

- 5 6. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 5, en el cual se usa la información de fase y/o amplitud de los dos componentes de onda refractados.
- 10 7. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 5 o Reivindicación 6, que incluye los pasos de: desplegar un transmisor de campo EM; desplegar una fuente sísmica; desplegar un receptor de campo EM a una desviación predeterminada desde el transmisor de campo EM; desplegar un receptor sísmico a una desviación predeterminada desde la fuente sísmica; aplicar un campo EM al estrato usando el transmisor de campo EM; detectar la respuesta de campo ondulatorio EM usando el receptor de campo EM; 15 aplicar un evento sísmico al estrato usando la fuente sísmica; y detectar la respuesta sísmica usando el receptor sísmico.
- 20 8. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 7, en el cual el transmisor de campo EM, la fuente sísmica y los receptores están todos en el mismo plano.
- 25 9. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 7 o Reivindicación 8, en la cual la distancia entre los dos receptores es de 25m o menos, preferiblemente 5m o menos.
- 30 10. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 7 a 9, en el cual la distancia entre el transmisor de campo EM y la fuente sísmica es 0.01 veces el valor de la desviación entre el transmisor de campo EM y el receptor de campo EM.
- 35 11. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 7 a 10, en el cual el transmisor de campo EM y la fuente sísmica están en sustancialmente la misma ubicación.
12. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 7 a 11, en el cual el receptor de campo EM y el receptor sísmico están en

sustancialmente la misma ubicación.

5 13. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 4 o Reivindicaciones 7 a 13, en el cual el transmisor de campo EM comprende una antena dipolo eléctrica.

10 14. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 4 o Reivindicaciones 7 a 14, en el cual el receptor de campo EM comprende una antena dipolo eléctrica.

15 15. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el receptor de campo EM y el receptor sísmico están montados sobre la misma estructura.

16. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el campo EM y el evento sísmico son aplicados simultáneamente.

20 17. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 15, en el cual el campo EM y el evento sísmico son aplicados secuencialmente cerca, por ejemplo 5 a 25 segundos.

25 18. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el componente de onda reflejado de la respuesta sísmica se usa para identificar el estrato subterráneo.

30 19. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, que incluye: adicionalmente, desplegar un receptor magnético en sustancialmente la misma ubicación que el receptor de campo EM; detectar una respuesta de campo magnético; y usar la respuesta de campo magnético en combinación con la respuesta de campo ondulatorio EM y la respuesta sísmica.

35 20. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, que comprende repetir el procedimiento con el transmisor de campo EM y la fuente sísmica, y/o el receptor de campo EM y el receptor sísmico, en diferentes ubicaciones para una pluralidad de transmisiones EM y eventos sísmicos.

21. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el procedimiento es repetido a diferentes desviaciones.
- 5
22. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, que incluye el despliegue y uso de una pluralidad de receptores de campo EM y/o una pluralidad de receptores sísmicos.
- 10
23. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 22, en el cual los receptores de campo EM y los receptores sísmicos están montados sobre un cable.
- 15
24. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el transmisor de campo EM y/o la fuente sísmica, y/o receptor EM y/o receptor sísmico, están ubicados sobre o cerca del elcho marino o el lecho de alguna otra área de agua.
- 20
25. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 24, en el cual la fuente sísmica está ubicada en o cerca de la superficie del área de agua.
- 25
26. Un método como se reivindicó en cualquier reivindicación precedente, en el cual la frecuencia del campo EM se varía continuamente durante el período de transmisión.
- 30
27. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el campo EM es transmitido por un período de tiempo de 3 segundos a 60 minutos.
- 35
28. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 27, en el cual el tiempo de transmisión es de 10 segundos a 5 minutos.
29. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación anterior, en el cual la longitud de onda de la transmisión está dada por la formula
- $$0.1s \leq \lambda \leq 10s;$$

en donde λ es la longitud de onda de la transmisión a través de la sobrecarga y s es la distancia desde el lecho marino al yacimiento.

- 5 30. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual la desviación entre el transmisor de campo EM y el receptor de campo EM está dada por la formula:

$$0.5\lambda \leq L \leq 10\lambda;$$

- 10 En donde λ es la longitud de onda de la transmisión a través de la sobrecarga y L es la distancia entre el transmisor y el receptor.

- 15 31. Un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 26 a 30, en el cual la frecuencia de transmisión es de 0.01 Hz a 1 kHz.

32. Un método como se reivindicó en la Reivindicación 31, en el cual la frecuencia de transmisión es de 0.1 a 20 Hz.

- 20 33. Un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, en el cual el receptor sísmico graba un registro sísmico de componente de flujo total, que comprende tres componentes de vector de desplazamiento y un componente de presión.

- 25 34. Aparato para uso en la realización de un método como se reivindicó en cualquier Reivindicación precedente, que incluye un montaje de receptor, que comprende: una estructura de soporte; una antena de receptor dipolo eléctrica montada sobre la estructura de soporte; un receptor sísmico de tres ejes montado sobre la estructura de soporte; un arreglo de geófono montado sobre la estructura de soporte; un hidrófono montado sobre la estructura de
30 soporte; y un ancla arreglada para unir la estructura de soporte al lecho marino.

- 35 35. Un informe del estudio producido mediante un método como se reivindicó en cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 33.

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE PCT

PATENTE DE INVENCION **[x]**

MODELO DE UTILIDAD []

- | | |
|--|--|
| ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente | ☒ 1 |
| ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud | ☒ 1 |
| ◆ Descripción de la invención | ☒ 26 |
| ◆ Dibujos de ser estos pertinentes | ☐ |
| ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas | ☒ 2 |

COMPLETA [x]

INCOMPLETA [1

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 [1

ESQUEMA DE TRAZADO []

- | | | |
|---|---|-----|
| ◆ | Indicación de que se 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 trazado | [] |
| ◆ | Comprobante de pago de las tasas establecidas | [] |

COMPLETA [1

INCOMPLETA []

Firma Responsable

Fecha 02 de 12 de 2025

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Conmutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: info@slc.gov.co
www.slc.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

47
44

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
LLOREDA RICAURTE ALICIA

REFERENCIA	Radicación No.	5 104371
	Solicitud internacional	GB2004/001144
	Fecha inicio fase nacional	18/10/2005
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	10429

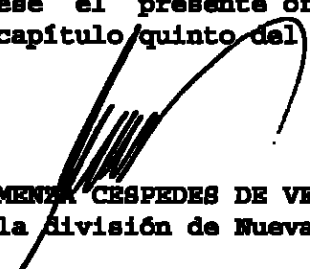
Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se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

1. 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.

2. 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 No.10 de 2001.


ALIX CARMEN CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 04 NOV. 2020
adpa11