

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCIÓN

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-122546-00000-0000

Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 89

Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

21. EXPEDIENTE N° _____

54. TÍTULO DETECCIÓN DE FLUIDOS EN UN RECINTO DE POZO

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL G01V 8/02

71. SOLICITANTE OXY USA INC

DOMICILIO Houston, Texas, Estados Unidos de América

74. APODERADO DILIA MARIA RODRIGUEZ D'ALEMAN

22. BOGOTÁ, D.C. _____

**FORMULARIO ÚNICO 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: OXY USA INC.
Dirección: 5 Greenway Plaza, Suite 110,
Houston, Texas 77046, Estados Unidos de
América.
Nacionalidad o domicilio: Houston, Texas,
Estados Unidos de América.
Lugar de Constitución: Estados Unidos de
América.

IDENTIFICACIÓN
C.C. ☐ **NIT** ☐
C.E. ☐ **Otro** ☐
Número

3
**REPRESENTANTE
O APODERADO
(74)**

Nombre: DILIA MARÍA RODRÍGUEZ
D'ALEMAN
Dirección: Carrera 11 No. 86-53, piso 6
Teléfono: 6 181088 **Fax:** 6350824
E-mail: clarkemodet@clarkemodet.com.co

IDENTIFICACIÓN
C.C. ☒ **NIT** ☐
C.E. ☐ **Otro** ☐
Número 41.654.882
TP 20824 CSJ

4
**INVENTOR (ES)
(72)**

Nombre: VER HOJA ANEXA
Dirección:
Nacionalidad o domicilio:

5 **PCT (86)**

Solicitud Internacional No. PCT/US2010/028640 Fecha 25 de marzo de 2010
Publicación Internacional No. WO 2010/111475 A9 Fecha 30 de septiembre de 2010

6 **TÍTULO (54)** DETECCIÓN DE FLUIDOS EN UN RECINTO DE POZO.

7 **Clasificación Internacional (51)** G01V 8/02

8 **Prioridad**

SI ☒ NO ☐

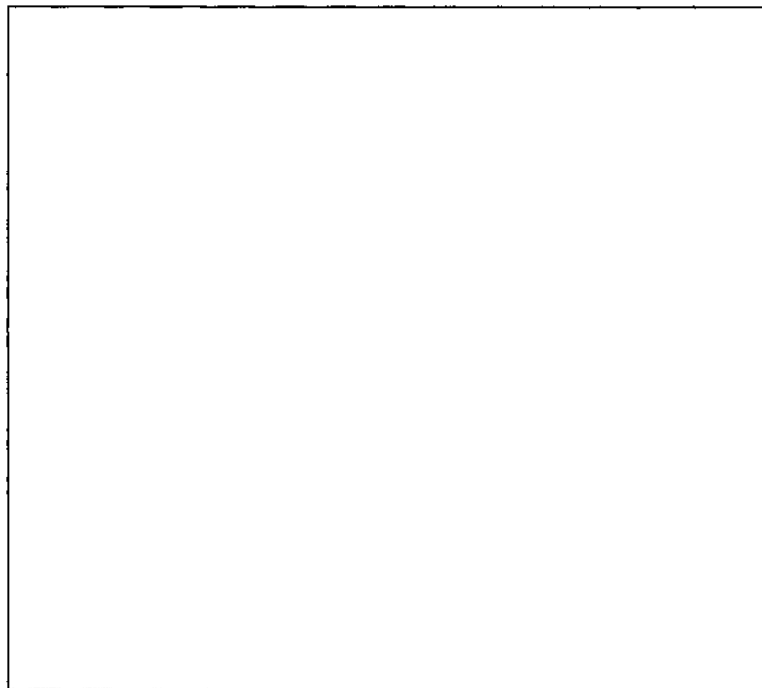
(33) País de Origen
Estados Unidos de América

(32) Fecha
25 de marzo de 2009

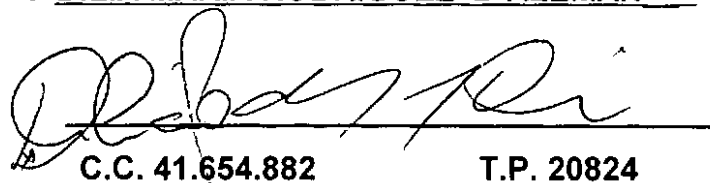
(31) Número de Solicitud
12/411.145

9 **Comprobante de pago** No. 11-87280 // 11-72221 // 11-72236 // 11-81104 // 11-81105
Fecha 07 de septiembre de 2011 // 27 de julio de 2011.

- ☐ 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
- ☐ Poderes si fuere el caso
- ☐ 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, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen Preliminar (IPEA).
- ☐ Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA
- ☐ De ser el caso copia de 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 .
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional
- ☐ Otros

11 FIGURA CARACTERÍSTICA**12 Solicito la concesión de la patente**NOMBRE : DILIA MARÍA RODRÍGUEZ D'ALEMAN

FIRMA:


C.C. 41.654.882 T.P. 20824

ANEXO
INVENTORES

1.) HAMPTON, David W.

(803 Thicket Lane, Houston, Texas 77079, Estados Unidos de América);

2.) KRAMM, Robert, C.

(3511 Newcastle Drive, Houston, Texas 77027, Estados Unidos de América).

000002

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 11 - 0087280
		Bogotá D.C., Septiembre 07 de 2011 - 16:44:52

RECIBIDO DE : CLARKE MODET				NI 830.008.643	
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	325037926	07/09/2011	51.575.000.00

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	571.000.00	571.000.00
				\$571.000.00

SON: **QUINIENTOS SETENTA Y UN MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 11-122546- -00000-0000
Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 89
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

000003

P 2308

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 0072221

Bogotá D.C., Julio 27 de 2011 - 16:34:02

RECIBIDO DE : CLARKE MODET NI 830.008.643

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	432287553	27/07/2011	39.655.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-09 OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL	49 INSCRIPCION DE LICENCIAS Y DERECHOS REALES	515.000.00	515.000.00
				\$515.000.00

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable:

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-122546- -00000-0000

Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 89

Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

000004

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Julio 27 de 2011 - 16:34:14

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 0072236

Bogotá D.C., Julio 27 de 2011 - 16:34:02

RECIBIDO DE : CLARKE MODET NI 830.008.643

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	432287553	27/07/2011	39.655.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	VR. UNIDITARIO	VR. CONCEPTO
1	50005-01-09 OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL	49 INSCRIPCION DE LICENCIAS Y DERECHOS REALES	515.000.00	515.000.00
				\$515.000.00

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA C/

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-122546- -00000-0000

Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 89

TITULO PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

000005

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Julio 27 de 2011 - 16:34:14

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 0081104

Bogotá D.C., Agosto 22 de 2011 - 16:50:40

RECIBIDO DE : CLARKE MODET NI 830.008.643

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	411691980	22/08/2011	46.035.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	VR. UNIDITARIO	VR. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	83 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN SIGNOS DISTINTIVOS	160.000.00	160.000.00
				\$160.000.00

SON: **CIENTO SESENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-122546- -00000-0000

Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 89

Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

000006

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 0081105

Bogotá D.C., Agosto 22 de 2011 - 16:50:40

RECIBIDO DE : CLARKE MODET

NI 830.008.643

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	411691980	22/08/2011	46.035.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	83 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN SIGNOS DISTINTIVOS	160.000.00	160.000.00
				\$160.000.00

SON: **CIENTO SESENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable:

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-122546-00000-0000

Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 89

Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

000007

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Agosto 22 de 2011 - 16:51:09

RESUMEN

En una implementación general, un método para identificar fluidos en un recinto de pozo (20) incluye generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz (40) en un recinto de pozo de producción (20); generar luz en un espectro ultravioleta desde la fuente de luz en el recinto de pozo de producción; recibir un primer fluido en el recinto de pozo de producción proveniente de una zona subterránea (18); recibir un segundo fluido en un recinto de pozo de producción (20) desde la zona subterránea (18); capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos uno del espectro visible y del espectro ultravioleta con un receptor óptico (42) en el recinto de pozo de producción (20); y distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visible y ultravioleta.

DETECCIÓN DE FLUIDOS EN UN RECINTO DE POZO

ANTECEDENTES TÉCNICOS

5 Esta descripción se relaciona con un equipo de recinto de pozo y, más particularmente, con herramientas para el fondo del pozo utilizadas para detectar fluidos en un sitio de pozo y en recintos de pozo.

ANTECEDENTES

10

La producción secundaria de los pozos de petróleo de gas existentes pueden ayudar a incrementar el rendimiento de los hidrocarburos (por ejemplo petróleo y gas) provenientes de una zona subterránea. Los pozos de inyección son perforados y utilizados para introducir fluidos en una zona subterránea en la cual se puede perforar el pozo de producción. Los fluidos inyectados pueden incrementar o mantener la producción de hidrocarburos provenientes del pozo de producción. La interacción superficial entre la inyección y los pozos de producción está impactada por la heterogeneidad de la roca, que puede dar como resultado un desempeño inferior en barrido y producción. Por ejemplo, pueden ocurrir "cortocircuitos" entre los pozos de inyección y los pozos de producción. En la presente descripción, un "cortocircuito" puede ser cualquier ruta que suministre flujo preferencial al inyectante y permite la comunicación entre un pozo de inyección y un pozo de producción, de tal manera que una fracción significativa de la formación es pobremente procesada o no se procesa mediante el inyectante debido a este paso preferencial. El cortocircuito puede suministrar una permeabilidad significativamente mayor que la matriz de la zona geológica en la cual se localice. Estos cortocircuitos típicamente reducen la eficiencia del desplazamiento de hidrocarburo en el fluido inyectado. Aunque los cortocircuitos pueden resultar típicamente de características geológicas (por ejemplo carst, fisuras, fallas, y fracturas naturales), ellas son algunas veces el resultado de acciones llevadas a cabo por el hombre (por ejemplo disolución de las sales que recubren la fractura, estimulaciones, y tratamientos hidráulicos de la fractura). Todo lo cual puede suministrar una permeabilidad significativamente mayor que la zona subterránea circundante.

En ocasiones puede haber dificultades con los análisis de cortocircuito. Por ejemplo, pueden existir múltiples rutas de flujo entre los pozos de inyección y los pozos de producción, cada uno tiene un tiempo y tasa de respuesta distinto, el cual se puede traslapar y confundir el análisis de la producción y las respuestas de inyección. Los

cortocircuitos también pueden existir entre un par inyector-productor o varios diferentes pozos. Un cortocircuito entre un pozo de inyección y un pozo de producción puede contar para una pequeña fracción del intervalo total abierto en los recintos de pozo, y aún podrían contar en una parte desproporcionada del flujo de fluido total a través de la zona subterránea y producido en la superficie por el pozo de producción. En tales casos, los fluidos inyectados fluyen rápidamente desde el inyector al productor que contacta poco petróleo, lo cual consecuentemente da como resultado la pérdida de ingresos y, finalmente, una recuperación baja de hidrocarburos. Frecuentemente, los fluidos producidos son re-inyectados en las mismas zonas, estableciendo un ciclo donde los fluidos inyectados son crecientemente menos capaces de desplazar el petróleo (ciclo de fluidos inyectados).

En algunos casos, las técnicas de registro de producción se pueden utilizar en un intento por identificar los cortocircuitos. El registro de producción incluye numerosas técnicas documentadas para efectuar la identificación del fondo del pozo de la entrada de fluido en un recinto de pozo. En general, las técnicas de registro de producción pueden involucrar valores inferidos donde se mide un grupo de parámetros en un pozo de producción, tal como la capacitancia, velocidad, densidad, temperatura, y presión, y se combinan los datos para evaluar los porcentajes de cada fase del fluido en el recinto de pozo, así como también la tasa de flujo de los fluidos a lo largo del recinto del pozo. La senda por medio de la cual los fluidos inyectados llegan al pozo de producción se puede inferir con base en las tasas de flujo crecientes a lo largo del recinto de pozo.

RESUMEN

En una implementación general de la presente descripción, un método para identificar fluidos en un recinto de pozo incluye generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto de pozo de producción; generar luz en un espectro ultravioleta desde la fuente de luz en el recinto de pozo de producción; recibir un primer fluido en el recinto de pozo de producción proveniente de una zona subterránea; recibir un segundo fluido en un recinto de pozo de producción desde la zona subterránea; capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos uno del espectro visible y del espectro ultravioleta con un receptor óptico en el recinto de pozo de producción; y distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visible y ultravioleta.

. 000010

En algunas implementaciones específicas, generar luz en el espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto de pozo de producción puede incluir generar luz en un espectro visible proveniente de la primera fuente de luz en un recinto de pozo de producción. Además, generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto de pozo de producción puede incluir generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la segunda fuente de luz en el recinto de pozo de producción. El método puede además incluir transmitir la imagen proveniente del receptor óptico para presentación en la superficie por medio de la cual esta es visible a un operador. Además, en algunas implementaciones, recibir un primer fluido en el recinto de pozo de producción y recibir el segundo fluido en el recinto de pozo de producción puede incluir recibir el flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el recinto de pozo de producción en un primer intervalo de comunicación. En algunos aspectos de la implementación general, distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta, puede incluir cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el pozo de producción. Cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el recinto de pozo de producción puede incluir transmitir una pluralidad de imágenes de la mezcla del primer y segundo fluidos a un procesador localizado en o cerca de la superficie; y calcular, con el procesador, una cantidad del primer fluido en el flujo combinado de acuerdo con una pluralidad de imágenes.

En ciertas implementaciones, el método puede además incluir investigar una acción correctiva con base al menos en parte en la cuantificación. Provocar una acción correctiva puede incluir al menos uno de los siguientes: aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto de pozo de producción proveniente de una porción restante del recinto de pozo de producción; y evitar sustancialmente el recibo del segundo fluido en el recinto de pozo de producción. En algunas implementaciones, aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto de pozo de producción proveniente de una porción restante del recinto de pozo de producción puede incluir insertar al menos un empacador en el recinto de pozo de producción; establecer el empacador en el recinto del pozo de producción próximo al primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción; y al menos parcialmente aislar el primer intervalo de comunicación de la porción restante del recinto de pozo de producción con el empacador.

. 000011

En aspectos específicos de la implementación general, el segundo fluido puede ser al menos uno de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, o gas de hidrocarburo y el primer fluido puede ser un fluido de hidrocarburo. El método puede además incluir seleccionar el receptor óptico para un espectro fluorescente del segundo fluido.

5 Además, capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido puede incluir capturar una imagen de video digital del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido.

10 En otra implementación general de la presente descripción, un aparato de recinto de pozo en el fondo del pozo incluye una fuente de luz que genera luz en un espectro visible en un recinto de pozo y luz en un espectro ultravioleta en el recinto de pozo; y un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto de pozo, donde el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del
15 segundo fluido en el espectro ultravioleta.

En algunas implementaciones específicas, la fuente de luz que genera luz en un espectro visible puede ser una primera fuente de luz, donde el aparato puede además incluir una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta en el
20 recinto de pozo. Adicionalmente, el receptor óptico se puede además adaptar para transmitir al menos una imagen a un procesador localizado en o cerca de la superficie. El receptor óptico también puede incluir una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes en el espectro visible o espectro ultravioleta de la mezcla del primer fluido y el segundo fluido en el recinto de pozo. En ciertas
25 implementaciones específicas del aparato, el primer fluido puede incluir un hidrocarburo y el segundo fluido puede incluir un fluido trazador y al menos uno de agua, dióxido de carbono, o nitrógeno donde los hidrocarburos incluyen una primera fluorescencia y el tinte trazador incluye una segunda fluorescencia. Además, la al menos una imagen puede distinguir la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

30

En otra implementación general, un sistema para identificar las sendas de comunicación entre los recintos de pozo incluyen: un recinto de pozo de producción que se extiende desde una superficie a una zona subterránea; al menos un recinto de pozo de inyección que se extiende desde la superficie a la zona subterránea; un fluido de
35 marcación comunicable desde el recinto de pozo de inyección al recinto de pozo de producción a través de la zona subterránea; y una herramienta de fondo del pozo adaptada para ser insertada en el recinto de pozo de producción. La herramienta de

fondo del pozo incluye una primera fuente de luz que genera luz en un espectro visible; una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta; y un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un fluido de hidrocarburo y un fluido de marcación en el recinto de pozo de producción, donde el receptor óptico se adapta para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el fluido de hidrocarburo proveniente del fluido de marcación en el espectro ultravioleta.

En algunas implementaciones específicas, el sistema puede además incluir un procesador localizado en la superficie, donde la herramienta de fondo del pozo se puede adaptar para transmitir la imagen al procesador. El procesador se puede adaptar para cuantificar, con base en la imagen, una cantidad del fluido de hidrocarburo o el fluido de marcación en la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción. Además, el receptor óptico puede incluir una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes de video en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto de pozo de producción. El fluido de hidrocarburo puede emitir una primera fluorescencia y el fluido de marcación puede emitir una segunda fluorescencia. La imagen puede distinguir la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

En otra implementación general, un método para identificar fluidos incluye: generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un sitio superficial para la producción de hidrocarburo; generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el sitio de superficie; recibir un primer fluido en el sitio de superficie proveniente del recinto de pozo de producción; recibir el segundo fluido en el sitio de superficie proveniente del recinto de pozo de producción; capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y en el segundo fluido en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el sitio de superficie; distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos espectros visible y ultravioleta; determinar cuantitativamente, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o del segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos; y con base en la cantidad, insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto de pozo de producción. En ciertas implementaciones específicas del método, insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción basados en la cantidad puede incluir comparar la cantidad de un valor umbral predeterminado del primer fluido.

o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos; e insertar la fuente de luz en el receptor óptico en el recinto de pozo de producción si la cantidad del primer fluido o el segundo fluido excede el valor umbral.

5 En otra implementación general de la presente descripción, el método para identificar fluidos en los recintos de pozo incluye generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una fuente de luz en un recinto de pozo de producción; recibir un primer fluido en el recinto de pozo de producción proveniente de la zona subterránea; recibir un segundo fluido en el recinto de pozo de producción proveniente de la zona
10 subterránea; capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el recinto del pozo de producción; y distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en los espectros ultravioleta.

15 Varias implementaciones de un detector de fluido en el fondo del pozo de acuerdo con la presente descripción pueden incluir una o más de las siguientes características. Por ejemplo, puede permitir la identificación de donde ingresan los fluidos a un recinto de pozo. El detector también puede permitir la identificación de una fuente y/o senda de comunicación entre el pozo de inyección y el pozo de producción.
20 El detector también puede permitir la diferenciación entre la fluorescencia de los hidrocarburos que ingresan a un recinto de pozo y la fluorescencia de los trazadores/tintes inyectados a un pozo de extensión de inyección con el fluido inyectado utilizado para desplazar los hidrocarburos en operaciones de recuperación mejoradas. Como un ejemplo adicional, el detector de fluido en el fondo del pozo puede permitir
25 diagnósticos a ser efectuados en un pozo de producción para determinar que intervalo de un pozo está produciendo hidrocarburos y que intervalo está produciendo un fluido inyectado. El detector puede indicar así cuando y donde se deben tomar acciones correctivas para corregir los cortocircuitos entre los inyectores y los productores sin dañar el intervalo que produce hidrocarburo. Además, el detector puede evitar
30 sustancialmente el ciclo extensivo del fluido inyectado, lo cual puede resultar en disminuir la pérdida de ingresos y la mayor recuperación de hidrocarburo. Adicionalmente, el detector de fluido en el fondo del pozo puede reducir la incertidumbre del análisis del perfil de producción en zonas de producción maduras de hidrocarburos. El detector puede también mejorar una tasa de éxito para el trabajo del "control del
35 perfil" que involucra cortar un inyectante (por ejemplo agua, nitrógeno, o gas) utilizado en operaciones de recuperación mejoradas.

. 000014

Aspectos alternativos de la invención se describen aquí adelante.

De acuerdo con un primer aspecto un método para identificar fluidos (en un recinto de pozo o en un sitio de superficie) comprende:

5

generar luz en un espectro visible y/o luz en un espectro ultravioleta;

recibir un primer fluido de una zona subterránea;

recibir un segundo fluido de una zona subterránea;

capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el
10 segundo fluido en al menos uno o ambos del espectro visible y el espectro ultravioleta
con un receptor óptico; y

distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo
fluido en cualquiera o ambos espectros visible y ultravioleta.

15

En un 2^{do} aspecto de acuerdo con el primer aspecto generar comprende generar
luz en el espectro visible proveniente de una fuente de luz en un sitio de superficie para
la producción de hidrocarburos.

20

En un 3^{er} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos precedentes
generar comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una fuente
de luz en un sitio de superficie para la producción de hidrocarburos.

25

En un 4^{to} aspecto de acuerdo con un segundo o tercer aspecto el método
además comprende determinar, con base en al menos una imagen, una cantidad del
primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundo fluidos.

30

En un 5^{to} aspecto de acuerdo con un cuarto aspecto el método comprende una
etapa de decisión en donde, con base en la cantidad determinada, se decide si se
inserta o no la fuente de luz en el receptor óptico dentro del recinto de pozo de
producción.

35

En un 6^{to} aspecto de acuerdo con el cuarto del quinto aspecto el método
comprende comparar la cantidad con un valor umbral predeterminado del primer fluido o
el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundo fluidos; decidir insertar la
fuente de luz y el receptor óptico en el recinto de pozo de producción si la cantidad del
primer fluido o el segundo fluido exceden el valor umbral; y luego insertar la fuente de
luz y el receptor óptico en el caso de que la decisión sea positiva.

000015

En un 7^{mo} aspecto de acuerdo con uno de los aspectos precedentes generar comprende generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto de pozo de producción. Esta etapa puede ocurrir después de la etapa de
 5 decisión si el método (como por ejemplo en el ejemplo de la figura 4) prescribe que antes de que se haga cualquier detección en el recinto del pozo, los fluidos en el flujo combinado se identifican primero en el sitio de superficie.

En un 8^{vo} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos precedentes
 10 generar comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto de pozo de producción. Esta etapa puede ocurrir después de la etapa de decisión si el método (como por ejemplo en el método de la figura 4) prescribe que antes de que se haga cualquier detección en el recinto del pozo, los fluidos en el flujo combinado son primero identificados en el sitio de superficie.

En un 9^{no} aspecto de acuerdo con el aspecto precedente, en donde generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto de pozo de producción comprende generar luz en un espectro visible proveniente de una primera
 20 fuente de luz en un recinto de pozo de producción, y generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto de pozo de producción comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una segunda fuente de luz en el recinto de pozo de producción.

En un 10^o aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del sexto al
 25 noveno, el método además comprende transmitir la imagen proveniente del receptor óptico para presentación en la superficie por medio de la cual ésta es visible a un operador.

En un 11^{ro} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 6^o al 10,
 30 recibir un primer fluido comprende recibir un primer fluido en el recinto de pozo de producción y recibir el segundo fluido comprende recibir el segundo fluido en el recinto de pozo de producción.

En un 12^{do} aspecto de acuerdo con el aspecto precedente recibir el primer fluido
 35 en el recinto de pozo de producción y recibir el segundo fluido en el recinto de pozo de producción comprende recibir el flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el recinto de pozo de producción en un primer intervalo de comunicación.

En un 13^{ro} aspecto de acuerdo con el aspecto precedente distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta, comprende cuantificar, con base en la al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el recinto de pozo de producción.

En un 14^{to} aspecto de acuerdo con el aspecto precedente, el método comprende además instigar una acción correctiva con base en al menos una parte de la cuantificación.

En un 15^{to} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 12 al 14, cuantificar, con base en la al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en los recintos de pozos de producción comprende:

transmitir una pluralidad de imágenes de la mezcla del primer y segundo fluidos a un procesador localizado en o cerca de la superficie; y

calcular, con el procesador, una cantidad del primer fluido en el flujo combinado de acuerdo con la pluralidad de imágenes.

En un 16^{to} aspecto de acuerdo con el 14 o 15, instigar una acción correctiva comprende uno o ambos de los siguientes:

aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción de una porción restante del recinto de pozo de producción; y

evitar sustancialmente el recibo del segundo fluido en el recinto de pozo de producción.

En un 17^{mo} aspecto de acuerdo con el aspecto precedente, aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto de pozo de producción de una porción restante del recinto de pozo de producción comprende:

insertar al menos un empacador en un recinto de pozo de producción;

establecer el empacador en el recinto de pozo de producción próximo al primer intervalo de comunicación en el recinto de pozo de producción;

al menos aislar parcialmente el primer intervalo de comunicación de la porción restante del recinto de pozo de producción con el empacador.

. 000017

En un 18^{vo} aspecto de acuerdo con una cualquiera de los aspectos precedentes, en donde el segundo fluido comprende al menos uno de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, o gas de hidrocarburo y el primer carburo comprende un fluido de hidrocarburo.

5

En un 19^{no} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos precedentes, el método comprende además apuntar al receptor óptico por un espectro fluorescente del segundo fluido.

10

En un 20^{mo} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos precedentes, en donde capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido comprende capturar una imagen de video digital del fluido combinado del primer fluido y el segundo fluido.

15

En un 21^{ro} aspecto se suministra un aparato de recinto de pozo en el fondo del pozo el cual se puede utilizar en el método de uno cualquiera de los aspectos precedentes. El aparato comprende:

20

una o más fuentes de luz que generan luz en un espectro visible en un recinto de pozo y/o luz en un espectro ultravioleta en el recinto de pozo; y

25

al menos un receptor óptico que captura al menos una imagen de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto de pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido.

30

En un 22^{do} aspecto de acuerdo con el 21 aspecto, la una o más fuentes de luz comprenden una fuente de luz que genera luz en un espectro visible en un recinto de pozo y luz en un espectro ultravioleta en el recinto de pozo.

30

En un 23^{ro} aspecto de acuerdo con el 21 aspecto, la una o más fuentes de luz comprenden una primer fuente que genera luz en un espectro visible y una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta en el recinto de pozo.

35

En un 24^{to} aspecto de acuerdo con el 21 o el 22 o el 23 aspecto, el al menos un receptor óptico comprende un receptor óptico que captura al menos una imagen en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta de una mezcla de un primer

. 000018

fluido y un segundo fluido en el recinto de pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido uno o ambos los espectros visible y ultravioleta.

5 En un 25^{to} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 21 al 24, el receptor óptico se adapta además para transmitir al menos una imagen a un procesador localizado en o cerca de la superficie.

10 En un 26^{to} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos provenientes del 21 al 25, el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del primer fluido y el segundo fluido en el recinto de pozo.

15 En un 27^{mo} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 21 al 26, el primer fluido comprende un hidrocarburo y el segundo fluido comprende un fluido trazador y al menos uno de agua, dióxido de carbono, o nitrógeno, el hidrocarburo comprende la primera fluorescencia y el tinte trazador comprende la segunda fluorescencia.

20 En un 28^{vo} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 21 al 27, la al menos una imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

En un 29^{no} aspecto se suministra un sistema para identificar sendas de comunicación entre los recintos de pozo. El sistema comprende:

25 un recinto de pozo de producción que se extiende desde una superficie a una zona subterránea;

30 al menos un recinto de pozo de inyección que se extiende desde la superficie a la zona subterránea;

un fluido de marcación comunicable desde el recinto de pozo de inyección al recinto de pozo de producción a través de la zona subterránea; y

35 un aparato de recinto de pozo en el fondo del pozo de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 21 al 28 adaptados que se van a insertar en el recinto de pozo de producción.

000019

En el 30^{mo} aspecto de acuerdo con el 29 aspecto, el aparato del recinto de pozo en el fondo del pozo comprende:

5 una primera fuente de luz que genera luz en un espectro visible;

una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta; y

10 un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto de pozo de producción, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el fluido de hidrocarburo proveniente del fluido de marcación en el espectro ultravioleta.

15 En el 31^{ro} aspecto de acuerdo con el 30 aspecto, el sistema además comprende un procesador localizado en la superficie, el aparato del recinto de pozo en el fondo del pozo adaptado para transmitir la imagen al procesador, el procesador adaptado para cuantificar, con base en la imagen, una cantidad del fluido de hidrocarburo o el fluido de marcación en la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en los
20 recintos de pozo de producción.

En el 32^{do} aspecto de acuerdo con el 29 o el 30 o el 31 aspecto, el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes de video en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del
25 fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto de pozo de producción.

En el 33^{ro} aspecto de acuerdo con uno cualquiera de los aspectos del 30 al 32 el fluido de hidrocarburo comprende una primera fluorescencia y el fluido de marcación comprende una segunda fluorescencia.
30

En un 34^{to} aspecto de acuerdo con el aspecto precedente, la imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

Estos aspectos generales y específicos se pueden implementar utilizando un
35 dispositivo, sistema o método, o cualquier combinación de dispositivos, sistemas, o métodos. Los detalles de una o más implementaciones se establecen en los dibujos que

acompañan y la descripción de adelante. Otras características, objetos, y ventajas serán evidentes de la descripción y los dibujos y de las reivindicaciones.

DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

5

La FIGURA 1 ilustra un ejemplo de un sistema de pozo que puede utilizar un detector de fluido en el fondo del pozo de acuerdo con la presente descripción;

10

La FIGURA 2 ilustra un ejemplo de un recinto de pozo de inyección en comunicación fluida con un recinto de pozo de producción de acuerdo con la presente descripción;

15

La FIGURA 3 ilustra un ejemplo de un detector de fluido en el fondo del pozo de acuerdo con la presente descripción; y

Las FIGURAS 4A-B ilustran un método de ejemplo de detectar fluidos de acuerdo con la presente descripción.

20

Símbolos de referencia similares en varios dibujos indican elementos similares.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

25

Una implementación de un detector de fluido en el fondo del pozo incluye una fuente de luz de espectro visible y una fuente de luz ultravioleta junto con un receptor óptico que, cuando desciende en el recinto de pozo de producción, puede producir video y aún imágenes en un fluido que ingresa a un recinto de pozo bajo ambos espectros de luz. El detector de fluido en el fondo del pozo puede distinguir entre los fluidos producidos por las diferencias observadas en la fluorescencia de los hidrocarburos que ingresan en el recinto de pozo de producción y la fluorescencia de un trazador inyectado con el fluido inyectado en un pozo de inyección de extensión. Una cuantificación de la cantidad de hidrocarburos con relación al fluido inyectado que es recibido en cualquier intervalo de comunicación particular, o zona de producción, del recinto de pozo se puede efectuar. Esta cuantificación puede ayudar a indicar cuándo se deben tomar acciones correctivas para corregir los "cortocircuitos" entre el pozo de inyección y el pozo de producción, así como también dónde dentro del pozo de producción minimizar el daño a los otros intervalos que producen hidrocarburo.

35

. 000021

La FIGURA 1 ilustra un ejemplo de un sistema de pozo 10 que puede utilizar una o más implementaciones de un detector de fluido en el fondo del pozo de acuerdo con la presente descripción. El sistema de pozo 10 incluye un equipo de perforación 12, un camión con cable de perforación 14, un cable de perforación 16 (por ejemplo un cable recuperador, cable anastomosado, o cable eléctrico), un recinto de pozo de producción 20, un detector de fluido en el fondo del pozo 24, y un recinto de pozo de inyección 26. El equipo de perforación 12, generalmente, suministra un sistema de apoyo estructural y un equipo de perforación para crear o trabajar en recintos de perforación vertical o direccional en zonas superficiales. En algunas modalidades, el equipo de perforación 12 puede ser, por ejemplo, un malacate, un equipo de reacondicionamiento de pozos, o una unidad de mástil con cable de perforación. Como se ilustró en la FIGURA 1, el equipo de perforación 12 puede crear recintos de pozo de producción 20 en una formación subterránea 18. El recinto de pozo de producción 20 puede ser un agujero de terminación recubierto o un agujero de terminación de hueco abierto. La formación subterránea 18 es típicamente una formación que tiene petróleo, tal como, por ejemplo, roca caliza, carbonato, o carbón, como solo unos pocos de muchos ejemplos. Una vez que se forma el recinto de pozo de producción 20, el camión con cable de perforación 14 se puede utilizar para insertar el cable de perforación 16 en el recinto del pozo 20. El cable de perforación 16 se puede utilizar para descender y suspender una o más de una variedad de herramientas diferentes de fondo del pozo en el recinto de pozo de producción 20 para el mantenimiento del recinto de pozo, el registro, completamiento, reacondicionamiento del pozo, detección de fluido y otras operaciones. En algunos casos, la cadena de tubería (no mostrada) puede ser alternativa o adicionalmente, utilizada para descender y suspender las herramientas hacia el fondo del pozo en el recinto de pozo de producción 20. Las herramientas del fondo del pozo pueden incluir una o más herramientas de perforación (por ejemplo pistolas de perforación), mecanismos de anclaje, herramientas de iniciación de sensor, herramientas de dispositivos hidroeléctricos, herramientas para recuperación de tubos, y/o otras herramientas.

En la presente descripción, un conjunto de herramienta de fondo del pozo puede incluir un detector de fluido del fondo del pozo 24. El detector de fluido del fondo del pozo 24 se puede hacer descender en el recinto de pozo de producción 20 mediante un cable de perforación 16. En la implementación descrita, el cable de perforación 16 es la senda de transmisión y el detector de fluido del fondo del pozo 24 se puede accionar, controlar, intercambiar datos, o comunicarse de otra manera con un computador u otro dispositivo de procesamiento localizado en el camión del cable de perforación 14, por

una o más señales sobre el cable de perforación 16. Alternativamente, el detector de fluido del fondo del pozo 24 se puede comunicar con cualquier otro computador apropiado o dispositivo de procesamiento localizado en la superficie que utiliza cualquiera de una variedad de sendas de transmisión (por ejemplo eléctrica, fibra óptica u otro tipo de línea de comunicación llevada aparte del cable de perforación 16, línea eléctrica, línea de fibra óptica u otro tipo de línea de comunicación llevada en o sobre tubería, u otras sendas de transmisión).

El sistema de pozo 10 también incluye uno o más recintos de pozo de inyección 26 perforados desde la superficie hacia la zona subterránea 18 y descentrados del recinto de pozo de producción 20. El recinto de pozo de inyección 26, típicamente, suministra una senda a través de la cual se puede introducir un inyectante (por ejemplo, agua, CO₂, gas natural, nitrógeno, un fluido de hidrocarburo, y/o químicos) en la zona subterránea 18 para operaciones secundarias de recuperación de hidrocarburo. El inyectante puede, en parte, forzar hidrocarburos que permanecen en la zona subterránea 18 al recinto de pozo de producción 20 y/o disolverse en hidrocarburos líquidos para bajar su viscosidad e incrementar su tasa de flujo volumétrica. El recinto de pozo de inyección 26 también puede suministrar una senda a través de la cual un trazador de fluido (por ejemplo un tinte fluorescente) se puede introducir en la zona subterránea 18 simultánea con o próxima con el inyectante. El trazador, en algunos aspectos, puede fluorescer un color diferente en un espectro ultravioleta comparado con los hidrocarburos localizados en la zona subterránea 18.

El recinto de pozo de producción 20 puede estar en comunicación fluida con el recinto de pozo de inyección 26 dentro de la zona subterránea 18 a través de uno o más intervalos de comunicación 22. Generalmente, cada uno de los intervalos de comunicación 22 puede incluir uno o más conjuntos de perforaciones formados en el recinto de pozo de producción 20. El conjunto de perforación se puede formar, por ejemplo, mediante herramientas de perforación que incluyen pistolas simples, pistolas de fuego dobles, o selecciones múltiples de pistolas de fuego seleccionables, para nombrar unas pocas. Cada conjunto de perforación puede permitir que el fluido desde la zona subterránea 18, tal como hidrocarburos, inyectantes, y trazadores, ingresen al recinto de pozo de producción 20 y eventualmente sean removidos de la zona 18 a la superficie. Alternativamente, el recinto de pozo de producción 20 se puede completar como un paquete de completamiento de hueco abierto o de cascajo de hueco abierto, sin embargo existe una senda de comunicación mediante la cual el inyectante y el trazador pueden ingresar al pozo desde la zona 18, y ser producida a la superficie. Las

modalidades del detector de fluido en el fondo del pozo 24 se pueden utilizar en cualquiera de los pozos de terminación, con o sin conjuntos de perforación definidos.

La remoción de los fluidos del recinto del pozo de producción 20 puede típicamente ser logradas a través de una o más técnicas, tal como el flujo natural del recinto del pozo o un sistema de levantamiento de gas. En algunas modalidades, alternativamente, se puede utilizar un bombeo de desplazamiento positivo con una bomba de aspiración de varilla o una bomba sumergible eléctrica. En el caso de una bomba de desplazamiento positiva, la configuración del recinto del pozo puede incluir algún método de tránsito por medio del cual el detector de fluido del fondo del pozo 24 puede monitorear o registrar el recinto del pozo próximo a las zonas de producción 18.

En algunas implementaciones, tal como cuando el inyector del recinto del pozo de inyección 26 se remueve del recinto del pozo de producción 20 en ausencia de sustancialmente cualquier hidrocarburo (por ejemplo un escenario de cortocircuito), uno o más empacadores o tapones 27 se pueden insertar en el recinto del pozo de producción 20. El tapón 27 se puede ubicar en el recinto del pozo de producción 20 para sellar sustancialmente uno o más intervalos de comunicación 22 proveniente de la porción restante del recinto del pozo de producción 20. Así, el fluido que fluye hacia el recinto del pozo 20 (por ejemplo inyector) se puede sustancialmente evitar o cesar al ser eliminado del recinto del pozo de producción 20.

Como se ilustró en la FIGURA 1, el recinto del pozo de inyección 26 puede incluir uno o más conjuntos de perforación. Cada conjunto de perforación formado en este recinto del pozo 26 puede permitir que el inyector de fluido y/o trazador sea introducido desde la superficie hacia la zona subterránea 18. En particular, el inyector de fluido y/o el trazador introducido en la zona subterránea 18 a través del recinto del pozo de inyección 26 y removido de la zona subterránea 18 por vía del recinto del pozo de producción 20 se puede reciclar y re inyectar en el recinto del pozo de inyección 26. Por ejemplo, una mezcla de fluido removida del recinto del pozo de producción 20 que consiste de hidrocarburos, inyector, y trazador se puede separar en la superficie. Una vez que la mezcla se separa sustancialmente en los distintos componentes de los hidrocarburos, el inyector, y el trazador, el inyector se puede reintroducir en el recinto del pozo de inyección 26 mientras que los hidrocarburos son, típicamente, colocados en la tubería para uso o venta.

. 000024

La FIGURA 2 ilustra un ejemplo del recinto de pozo de inyección, tal como el recinto del pozo de inyección 26 en comunicación fluida con el recinto del pozo de producción, tal como el recinto del pozo de producción 20, de acuerdo con la presente descripción. Más específicamente, la FIGURA 2 ilustra el recinto del pozo de inyección 26 en comunicación fluida con el recinto del pozo de producción 20 a través de una senda de comunicación 28 dentro de la zona subterránea 18. La senda de comunicación 28 puede ser una senda existente naturalmente a través de la matriz geológica de la zona subterránea 18, o puede haber sido creada por técnicas humanas. Por ejemplo, la senda de comunicación 28 puede existir entre el recinto del pozo de inyección 26 y el recinto del pozo de producción 20 a través de las características geológicas naturales (por ejemplo carst, fisuras, fallas, y fracturas naturales) de la zona subterránea 18, que puede contener hidrocarburos 35.

Alternativamente, la senda de comunicación 28 puede ser un cortocircuito entre el recinto del pozo de inyección 26 y el recinto del pozo de producción 20. Como se anotó previamente, el cortocircuito puede ser cualquier senda que suministre flujo preferencial al inyectante y permita la comunicación entre el pozo de inyección y el pozo de producción, de tal manera que una fracción significativa de la formación es pobremente o no procesada mediante el inyectante debido al pasaje preferencial. Aquí, el cortocircuito puede suministrar una permeabilidad significativamente mayor que la matriz de la zona 18. En algunos casos, las sendas de comunicaciones múltiples 28 pueden existir entre el recinto del pozo de inyección 26 y el recinto del pozo de producción 20, y los cortocircuitos pueden contar para una o más de tales sendas 28.

La mezcla de inyección 34 se puede introducir en la zona subterránea 18 a través de una o más perforaciones 32 formadas en el recinto del pozo de inyección 26. La mezcla de inyección 34, en algunos aspectos, es una mezcla de fluido de un inyectante (por ejemplo agua, CO₂, nitrógeno, un gas de hidrocarburo) y un trazador. El inyectante, típicamente, puede ayudar a separar los hidrocarburos 35 existentes en la zona subterránea 18 proveniente de la formación geológica de la zona 18. El trazador, típicamente, puede ser un tinte, tal como un tinte fluorescente visible en el espectro ultravioleta.

En algunas modalidades, el recinto del pozo de producción 20 incluye múltiples perforaciones 30 dentro de un intervalo de comunicación 22. Un número de perforaciones 30 dentro de una sección particular del recinto del pozo de producción 20 puede hacer el intervalo de comunicación 22 y permitir que los fluidos, tal como los

000025

hidrocarburos 35 y la mezcla de inyección 34, ingrese al recinto del pozo de producción 20. Una mezcla de producción 36, que consiste de, por ejemplo, los hidrocarburos removidos 35 y la mezcla de inyección 34, se pueden remover del recinto del pozo de producción 20 para superficie a través de varios métodos de bombeo. Alternativamente, como se anotó anteriormente, puede haber ausencia de perforaciones 30 debido a, por ejemplo, un recinto del pozo de terminación de hueco abierto 20. El intervalo de comunicación 22, por lo tanto, se puede definir mediante una sección especificada del recinto del pozo 20.

La FIGURA 3 ilustra un ejemplo de un detector de fluido de fondo del pozo 24 insertado en un recinto del pozo de producción 20 de acuerdo con la presente descripción. El detector de fluido de fondo del pozo 24 es acoplado al cable de perforación 16 e incluye una fuente de luz ultravioleta 38, una fuente de luz visible 40 y un receptor óptico 42. La fuente de luz ultravioleta 38 y la fuente de luz visible 40 puede ser incandescente, halógena, LED, o cualquier otra fuente de luz adecuada. Además, en algunas implementaciones, la fuente de luz ultravioleta 38 y la fuente de luz visible 40 puede ser la fuente de luz única. Generalmente, el detector de fluido en el fondo del pozo 24 puede ser bajado al recinto del pozo de producción 20 y puede capturar una o más imágenes de la mezcla de producción 36 que ingresan al recinto del pozo de producción 20 desde la zona subterránea 18 a través de una o más perforaciones 30 o secciones del recinto del pozo 20. Las imágenes pueden ser imágenes de video (por ejemplo películas cinematográficas) o aún imágenes. Además, las imágenes pueden ser digitales o análogas. Las imágenes se capturan por el receptor óptico 42 utilizando una o ambas de la fuente de luz ultravioleta 38 y la fuente de luz visible 40. Por ejemplo, en algunas implementaciones, la fuente de luz ultravioleta 38 puede generar luz ultravioleta (por ejemplo luz en longitudes de onda entre aproximadamente 10 nanómetros y 400 nanómetros) en el recinto del pozo de producción 20. Sustancialmente de manera simultánea a la generación de la luz ultravioleta, la fuente de luz visible 40' puede generar luz visible (por ejemplo luz con longitudes de onda mayores de aproximadamente 380 nanómetros) en el recinto del pozo de producción 20. En tales implementaciones, las imágenes capturadas pueden mostrar la mezcla de producción 36 tanto en luz visible como ultravioleta.

En algunas implementaciones durante las operaciones de producción secundaria, el detector de fluido en el fondo del pozo 24 puede operar para distinguir, al menos en parte, de entre la mezcla de inyección 34 y la de hidrocarburos 35 en la mezcla de producción 36 por vía del trazador en la mezcla de inyección 34.

Distinguiendo de entre la mezcla de inyección 34 y los hidrocarburos 35 con base en la fluorescencia relativa de los hidrocarburos 35 y la mezcla de inyección 34 se puede, en parte, identificar un cortocircuito entre el recinto del pozo de inyección 26 y el recinto del pozo de producción 20. Por ejemplo, la mezcla de producción 36 puede ingresar al recinto del pozo de producción 20 a un intervalo de comunicación particular 22 desde la senda de comunicación 28. La mezcla de producción 36 puede, cuando la senda de comunicación 28 es un cortocircuito entre el recinto del pozo de inyección 26 y el recinto del pozo de producción 20, tener un porcentaje significativamente mayor de la mezcla de inyección 34 que los hidrocarburos 35, por ejemplo. Dependiendo de la cantidad de mezcla de inyección 34 comparada con los hidrocarburos 35 en la mezcla de producción 36, un operador de pozo puede decidir tomar una o más acciones correctivas a las operaciones de producción secundarias. Tales acciones pueden incluir el taponamiento de la menos una porción del recinto del pozo de inyección 26 para detener o parar sustancialmente el flujo de la mezcla de inyección 34 hacia el recinto del pozo de inyección 26 o sellar sustancialmente el intervalo de comunicación 22 desde la porción restante del recinto del pozo de producción 20 donde la mezcla de producción particular 36 está siendo recibida hacia el recinto del pozo de producción 20.

Las FIGURAS 4A-B ilustran un método de ejemplo 400 de detectar fluidos de acuerdo con la presente descripción. El método 400 se puede implementar mediante, por ejemplo, uno o más componentes del sistema de pozo 10 como se muestra en la FIGURA 1. Por ejemplo, el método 400 se puede implementar con el equipo de perforación 12, el camión con cable de perforación 14, el cable de perforación 16, el recinto del pozo de producción 20, el detector de fluido en el fondo del pozo 24, y el recinto del pozo de inyección 26, o alternativamente, los componentes sustancialmente similares a estos como se describieron aquí. El método 400, sin embargo, se puede implementar mediante cualquier combinación apropiada de los componentes de producción y los dispositivos en el fondo del pozo.

El método 400 puede iniciar al bombear una mezcla de inyección hacia una zona subterránea a través del recinto del pozo de inyección en 402. En algunas implementaciones del método 400, la mezcla de inyección es una mezcla fluida del inyectante, tal como agua, CO₂, nitrógeno y/o gas de hidrocarburo y un trazador, tal como un tinte fluorescente. Típicamente, el inyectante se puede utilizar en una operación de producción secundaria o terciaria (mejorada) para separar los hidrocarburos desde la formación geológica, de esta manera permitiendo la producción adicional de hidrocarburos más allá de una operación de producción primaria. El

trazador puede ser una variedad de fluidos pero generalmente, la fluorescencia del trazador difiere de la fluorescencia de los hidrocarburos en la zona subterránea. La introducción de la mezcla de inyección en la zona subterránea instiga la producción secundaria y una mezcla de producción del fluido se recibe en el recinto del pozo de producción en 404. La instigación de la producción secundaria en el recinto del pozo de producción puede no comenzar hasta días o aún meses después de que se ha introducido la mezcla de inyección en el recinto del pozo de inyección. La mezcla de producción típicamente consiste de hidrocarburos proveniente de la zona subterránea y la mezcla de inyección. También, la mezcla de producción se reside en el recinto del pozo de producción o a través de uno o más intervalos de comunicación en el recinto del pozo. Cada intervalo de comunicación puede consistir de una o más perforaciones o conjuntos de perforaciones formados en el recubrimiento del recinto del pozo y que se extienden hacia la formación geológica. Alternativamente, el recinto del pozo de producción puede ser una terminación del hueco abierto sin una cubierta o perforaciones. La mezcla de producción, una vez recibida en el recinto del pozo fluye o es removida desde el recinto del pozo hacia la superficie en 406.

En la etapa 408, la mezcla de producción se puede analizar en la superficie en el espectro ultravioleta. En algunas modalidades, el detector de fluido en el fondo del pozo se puede configurar para iluminar la mezcla de producción en la superficie con luz (por ejemplo luz en el espectro visible y/o ultravioleta). Alternativamente, una herramienta o sensor separado se puede utilizar en la superficie para eliminar la mezcla de producción con luz debido a, por ejemplo, eficiencia de costo. Además, en algunas modalidades, alternativamente, el recinto del pozo de producción se puede registrar a intervalos regulares y/o sistemáticos (es decir, cada día, cada semana) hasta que ocurre la detección de la mezcla de inyección. En tales modalidades, sin embargo, la efectividad de costos de detectar la mezcla de inyección en el recinto del pozo de producción puede disminuir significativamente. En la etapa 410, se hace una determinación de si insertar el detector de fluido en el fondo del pozo hacia el recinto de perforación de producción basado, por ejemplo, en el análisis de superficie de la mezcla de producción. Por ejemplo, la presencia de la mezcla de inyección en la superficie en una cantidad predeterminada (por ejemplo alguna cantidad mayor de cero) puede generar que el detector de fluido en el fondo del pozo se deba insertar en el recinto del pozo de producción. Si se toma la determinación de no insertar el detector de fluido en el fondo del pozo, la mezcla de producción continua para ser recibida en el recinto del pozo de producción en 404.

• 000028

Regresando a la FIGURA 4B, con base en una determinación afirmativa en la etapa 410, el detector de fluido en el fondo del pozo se puede insertar en el recinto del pozo de producción en 412 para "registrar" el recinto del pozo (por ejemplo capturar una o más de una serie de mediciones "visual" de la fracción de hidrocarburos y la mezcla de inyección que ingresa al recinto del pozo de producción en los espectros de luz visible y/o ultravioleta). En algunas modalidades, el detector de fluido en el fondo del pozo se puede insertar a la mayor profundidad del recinto del pozo de producción y registrar la profundidad completa del recinto del pozo desde la parte superior del recinto del pozo a la parte inferior. Alternativamente, el detector de fluido en el fondo del pozo se puede insertar en un recinto del pozo en un intervalo de comunicación particular (por ejemplo zona de producción) y posteriormente moverse a intervalos de comunicación adicionales, según sea necesario. En otras palabras un operador de pozo puede capturar imágenes con el detector de fluido en el fondo del pozo en puntos estacionarios múltiples (por ejemplo profundidades) dentro del recinto del pozo de producción o el operador puede capturar un video continuo del flujo del fluido a lo largo del recinto del pozo en la medida en que el detector de fluido del fondo del pozo desciende o asciende a lo largo de la profundidad completa o una porción de la profundidad del recinto del pozo de producción. En algunas modalidades, ambas técnicas de registro se pueden utilizar en una corrida de registro única. Además, el operador puede capturar una serie de imágenes o video en profundidades pre-escritas, sin importar el porcentaje relativo de hidrocarburos y la mezcla de inyección en la mezcla de producción recibida en el recinto del pozo de producción.

El detector de fluido en el fondo del pozo típicamente incluye una fuente de luz ultravioleta, una fuente de luz visible, y un receptor óptico. Una vez insertado en el recinto del pozo de producción, el receptor de fluido en el fondo del pozo puede generar luz de espectro visible en el recinto del pozo de producción en 414. En la siguiente etapa del método de ejemplo 400, el detector de fluido en el fondo del pozo genera luz ultravioleta en el recinto del pozo de producción en 416.

En 418, el detector de fluido en el fondo del pozo captura una o más imágenes de la mezcla de producción en la medida en que esta es recibida por el recinto del pozo de producción a través del intervalo de comunicación. En algunas implementaciones del método 400, las imágenes pueden ser una o una serie de imágenes fijas. Alternativamente, las imágenes pueden ser una imagen de video en cadena. En cualquier evento, las imágenes se pueden capturar en uno o ambos del espectro de luz visible y el espectro de luz ultravioleta generado en el detector de fluido en el fondo del

pozo. Una vez capturado, las imágenes son transmitidas a la superficie en 420. Por ejemplo, las imágenes se pueden transmitir sobre un cable de perforación o un camión con cable de perforación, un centro de control de producción separado, o cualquier centro de procesamiento apropiado. Generalmente, las imágenes son transmitidas a un procesador (por ejemplo computador de mesa o portátil, PDA u otro dispositivo manual o inalámbrico, servidor, o combinación de cualquiera de los anteriores). Alternativamente, se pueden almacenar imágenes en el detector de fluido en el fondo del pozo para una recuperación posterior cuando el detector se remueve a la superficie.

En 422, se remueve el detector de fluido en el fondo del pozo a la superficie. Como se anotó anteriormente, en algunas modalidades, las imágenes almacenadas se pueden entonces recuperar del detector de fluido en el fondo del pozo. Con base en las imágenes recuperadas, el operador del pozo puede cuantificar las cantidades relativas de los hidrocarburos y la mezcla de inyección presente en la mezcla de producción en 424. Por ejemplo, el operador de pozo puede, mediante inspección visual de las imágenes capturadas, cuantificar tales cantidades relativas de hidrocarburos y la mezcla de inyección. En otras palabras, en algunas implementaciones, esta cuantificación puede ser mayormente cualitativa y consiste de una aproximación visual del operador. Por ejemplo, los hidrocarburos se pueden reflejar sobre las imágenes de acuerdo con una primera fluorescencia (por ejemplo naranja) mientras que otro trazador en la mezcla de inyección se puede reflejar sobre las imágenes de acuerdo con una segunda fluorescencia (por ejemplo azul). En tal ejemplo, el operador puede aproximar visualmente la cantidad de porciones azules versus las porciones naranja en las imágenes, aproximando de esta manera un porcentaje de hidrocarburos (y de mezcla de inyección) en la mezcla de producción.

Alternativamente, un procesador puede aproximar automáticamente (por ejemplo a través de aplicaciones o sub-rutinas de software) la relación volumétrica entre los hidrocarburos y la mezcla de inyección en la mezcla de producción. El procesador puede, para cada imagen recibida, calcular el número de "píxeles" azules (es decir "elementos de la fotografía" o la pieza más pequeña de información en la imagen) y los píxeles naranja en la imagen. Así, el procesador puede calcular el porcentaje de hidrocarburos en la mezcla de producción con el número de píxeles naranja con relación al conteo de píxeles de la imagen total. De manera similar, el procesador puede calcular el porcentaje de mezcla de inyección en la mezcla de producción con el número de píxeles azules con relación al conteo de píxeles de la imagen total.

• 000030

La cuantificación de tanto los hidrocarburos como la mezcla de inyección (mezcla de producción) se puede aproximar sobre cualquier periodo de tiempo dado de acuerdo con el análisis de imágenes múltiples. Además, si la tasa de flujo total de la mezcla de producción fuera conocida o medida en el intervalo de comunicación de producción, un estimado de la tasa de producción de la mezcla de inyección proveniente del intervalo se podría hacer mediante el operador o el procesador. Las imágenes capturadas de los intervalos de comunicación múltiple que producen fluido pueden permitir un mapeo de, por ejemplo, el flujo porcentual de la mezcla de inyección por intervalo, así como también una contribución de la tasa de flujo de mezcla de inyección volumétrica de cada intervalo a una tasa de flujo de mezcla de producción total.

En ciertas modalidades, el detector de fluido en el fondo del pozo se puede insertar en el recinto del pozo de producción múltiples veces para registrar el recinto del pozo. Por ejemplo, en algún punto posterior en el tiempo después de la primera corrida de registro del detector de fluido en el fondo del pozo, si la cantidad relativa de la mezcla de inyección detectada varía, puede ser benéfico reinsertar el detector de fluido en el fondo del pozo hacia el recinto del pozo de producción de nuevo, para determinar si el intervalo de comunicación hacia el cual la mezcla de inyección es ingresada en el recinto del pozo ha cambiado. Esto podría pasar, por ejemplo, después de que se ha tomado una acción correctiva, tal como las acciones correctivas descritas en las etapas 430-434. Tal corrida de registro adicional puede suministrar retroalimentación del éxito o falla de la acción correctiva tomada. Alternativamente, si se tomó una decisión de no tomar una acción correctiva, la reinsertación del detector de fluido en el fondo del pozo puede revelar un cambio en donde la mezcla de inyección está ingresando al recinto del pozo de producción. Tales corridas de registro adicional pueden suministrar identificación adicional de la cual el intervalo de comunicación o los intervalos toman mezcla de inyección, lo cual abandona la mezcla de inyección, y el tiempo de tránsito de la mezcla de inyección desde el recinto del pozo de inyección al recinto del pozo de producción. Esta información puede suministrar información valiosa acerca de la transmisibilidad y la senda que los fluidos inyectados está tomando a través de la zona subterránea. En razón de estas ventajas, ciertas implementaciones del método 400 pueden incluir registrar continuamente el recinto del pozo de producción y capturar imágenes que indican donde ingresa la mezcla de inyección al recinto del pozo, y como eso cambia con el tiempo (es decir, diferentes intervalos de comunicación pueden procesarse en diferentes velocidades dependiendo de la permeabilidad, viscosidad, y otros factores).

. 000031

Continuando con el método 400, si se debe instigar una acción correctiva con base, al menos en parte, en la cantidad aproximada de la mezcla de inyección en la mezcla de producción se determina en 426. Como se anotó anteriormente, el operador del pozo puede determinar, por ejemplo, que más del 90% de la mezcla de inyección con relación a la mezcla de producción puede indicar una operación de producción secundaria ineficiente, bajo las circunstancias, o un posible escenario de corto circuito. Si el porcentaje máximo predeterminado se cumple o excede de acuerdo con la cuantificación previa en 424, se puede tomar una acción correctiva.

Alternativamente, si el porcentaje máximo predeterminado no se cumple de acuerdo con la cuantificación previa en 424, la acción correctiva puede no tomarse. Por ejemplo, el operador del pozo puede determinar que los beneficios de la producción de los hidrocarburos junto con la mezcla de inyección en porcentajes predeterminados sobre pasa cualquier cortocircuito posible de la mezcla de inyección entre el recinto del pozo de inyección y el recinto del pozo de producción.

Si se hace una determinación para instigar una acción correctiva en 426, se toma una determinación en 428 de si aislar el intervalo de comunicación en el cual la mezcla de inyección está siendo recibida con la mezcla de producción en un porcentaje mayor que el valor máximo predeterminado. Si se toma la determinación de aislar ese intervalo de comunicación, se pueden insertar uno o más tapones en el recinto del pozo de producción en 430. Los tapones se pueden ajustar en el recinto del pozo de producción para aislar ese intervalo de comunicación de las porciones restantes del recinto del pozo de producción en 432. Este puede sellar sustancialmente ese intervalo de comunicación y de esta manera al menos evitar parcialmente el corto circuito de la mezcla de inyección hacia el recinto del pozo de producción desde el intervalo de comunicación.

Si se toma la determinación de abstenerse de aislar ese intervalo de comunicación en 428, se puede tomar una acción correctiva alternativa al cesar el bombeo de la mezcla de inyección hacia el recinto del pozo de inyección en 434. En ese momento, se pueden tomar determinaciones adicionales de cómo evitar el corto circuito de la mezcla de inyección mientras se discontinua con las operaciones secundarias ineficientes. Se han descrito un número de implementaciones. Sin embargo, se deberá entender que se pueden hacer varias modificaciones. Por ejemplo, las etapas del método 400 se pueden efectuar en uno o más diferentes órdenes que aquel descrito, y uno o más etapas del método 400 se pueden efectuar

simultáneamente con una o más de otras etapas del método 400. Además, una o más de las etapas del método 400 pueden no efectuarse después de todo. Por ejemplo, la iluminación de la mezcla de producción con luz ultravioleta generada por el detector de fluido en el fondo del pozo en 408 puede no ocurrir en algunas implementaciones del método 400. Además, la luz ultravioleta generada en 408 se puede generar mediante un aparato o fuente de luz diferente del detector de fluido en el fondo del pozo. Adicionalmente, aunque dos diferentes tipos de acciones correctivas se describen en el método 400, cualquier otra de las acciones correctivas apropiadas para ayudar a evitar, al menos en parte, el corto circuito de la mezcla de inyección entre el recinto del pozo de inyección y el recinto del pozo de producción se pueden utilizar, tal como los mangos de expansión o la utilización de resina o cemento para sellar un intervalo de comunicación particular. Como otro ejemplo, el detector de fluido en el fondo del pozo 24 puede tener una fuente de luz única que genera tanto luz visible como ultravioleta o fuentes de luz múltiples, cada una generando luz a una longitud de onda distinta (por ejemplo, visible o ultravioleta). Como un ejemplo adicional, el detector de fluido en el fondo del pozo 400 puede generar formas alternativas de luz, tal como luz infrarroja, (por ejemplo luz infrarroja cercana entre 0,75-1,4 μm de longitud de onda).

Adicionalmente mientras que el detector de fluido en el fondo del pozo se puede insertar en un recinto del pozo de producción para múltiples corridas de registro, algunas modalidades, el detector puede solo registrar el recinto del pozo una vez o dos veces. Así, las etapas 412-422 del método 400 se pueden efectuar una vez, dos veces, o muchas más veces, según sea necesario. En algunas modalidades, en razón a que la mezcla de inyección proveniente del recinto del pozo de inyección único se puede producir en recintos del pozo de producción múltiple, la aplicación del método 400 puede incluir la instalación de la detección de superficie de la mezcla de inyección en múltiples recintos de pozo de producción alrededor del recinto del pozo de inyección donde se inyecta el trazador. Así, en la medida en que se detecta una mezcla de inyección en los recintos de pozo de producción, el detector de fluido en el fondo del pozo se puede utilizar en cada recinto del pozo de producción a su vez para registrar ese recinto del pozo de producción. Tal uso del detector de fluido en el fondo del pozo puede suministrar un área inferida, así como también una fotografía vertical, de donde viaja el material trazador a través de la zona subterránea.

De acuerdo con esto, otras implementaciones están dentro del alcance de las siguientes reivindicaciones.

. 000033

REIVINDICACIONES

1. Un método para identificar fluidos en un recinto de un pozo o en un sitio de superficie que comprende:

5

Generar luz en un espectro visible y/o luz en un espectro ultravioleta;

Recibir un primer fluido de una zona subterránea;

10

Recibir un segundo fluido de una zona subterránea;

Capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos una o ambas del espectro visible y el espectro ultravioleta con un receptor óptico; y

15

Distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visible y ultravioleta.

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde la generación comprende generar luz en el espectro visible de una fuente de luz en el sitio de superficie para producción de hidrocarburos.

20

3. Un método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes en donde la generación comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en un sitio de superficie para producción de hidrocarburos.

25

4. Un método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes 2 o 3 que comprende además determinar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundo fluidos.

30

5. Un método de acuerdo con la reivindicación 4 que comprende además decidir, con base en la cantidad determinada, si o no insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción.

35

6. Un método de acuerdo con la reivindicación 4 o 5, que comprende:

000034

Comparar la cantidad con un valor umbral predeterminado del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundos fluidos;

5 Insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción si la cantidad del primer fluido y el segundo fluidos exceden el valor umbral.

10 7. Un método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes en donde la generación comprende generar luz en el espectro visible proveniente de la fuente de luz en un recinto del pozo de producción.

15 8. Un método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes en donde la generación comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto del pozo de producción.

20 9. El método de la reivindicación 8, en donde generar luz en el espectro visible proveniente de la fuente de luz en un recinto del pozo de producción comprende generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en el recinto del pozo de producción, y generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto del pozo de producción comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una segunda fuente de luz en el recinto del pozo de producción.

25 10. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes 6 a 9 que comprende además transmitir la imagen desde el receptor óptico para la presentación en la superficie por medio de la cual es visible a un operador.

30 11. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes 6 a 10, en donde recibir un primer fluido comprende recibir un primer fluido en el recinto del pozo de producción y recibir el segundo fluido comprende recibir el segundo fluido en el recinto del pozo de producción.

35 12. El método de la reivindicación 11, en donde recibir un primer fluido en el recinto del pozo de producción y recibir el segundo fluido en el recinto del

000035

pozo de producción comprende recibir el flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el recinto del pozo de producción en un primer intervalo de comunicación.

5 13. El método de la reivindicación 12, en donde distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta, comprende cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundos fluidos en el recinto del pozo de producción.

10 14. El método de la reivindicación 13 que comprende además instigar una acción correctiva basada al menos en parte en la cuantificación.

15 15. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en donde cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el recinto del pozo de producción comprende:

20 transmitir una pluralidad de imágenes de la mezcla del primer y segundo fluidos a un procesador localizado en o cerca de la superficie;

calcular, con el procesador, una cantidad del primer fluido en el flujo combinado de acuerdo con la pluralidad de imágenes.

25 16. El método de la reivindicación 14 o de la reivindicación 15, en donde instigar una acción correctiva comprende al menos uno de lo siguiente:

30 aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción proveniente de una porción restante del recinto de producción;

evitar sustancialmente el recibo del segundo fluido en el recinto del pozo de producción.

35 17. El método de la reivindicación 16, en donde aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción de una porción restante del recinto del pozo de producción comprende:

insertar al menos un empacador en el recinto del pozo de producción;

establecer el empacador en el recinto del pozo de producción próximo al primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción; y

5

aislar al menos parcialmente el primer intervalo de comunicación de la porción restante del recinto del pozo de producción con el empacador.

10

18.El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el segundo fluido comprende al menos uno de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, o gas de hidrocarburo y el primer fluido comprende un fluido de hidrocarburo.

15

19.El método de la reivindicación de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes que comprende además apuntar al receptor óptico para un espectro fluorescente del segundo fluido.

20

20.El método de la reivindicación de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido comprende capturar una imagen de video digital del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido.

25

21.Un aparato para el recinto del pozo en el fondo del pozo , que comprende:

Una o más fuentes de luz que generan luz en el espectro visible en un recinto del pozo y/o luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo;

30

al menos un receptor óptico que captura al menos una imagen de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto del pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido.

35

22.El aparato de la reivindicación 21, en donde la una o más fuentes de luz comprenden una fuente de luz que genera luz en un espectro visible en un recinto de pozo y la luz en el espectro visible en el recinto del pozo.

• 000037

23.El aparato de la reivindicación 21, en donde la una o más fuentes de luz comprenden una primer fuente de luz que genera luz en el espectro visible y una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo.

5

24.El aparato de la reivindicación 21 o 22 o 23, en donde el al menos un receptor óptico comprende un receptor óptico que captura al menos una imagen en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto del pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido cualquiera o ambos de los espectros visible y ultravioleta.

10

25.El aparato de una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 24, en donde el receptor óptico se adapta adicionalmente para transmitir la al menos una imagen de un procesador localizado en no cerca a la superficie.

15

26.El aparato de una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 25, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes en el espectro visible o en el espectro ultravioleta de la mezcla del primer fluido y el segundo fluido en el recinto del pozo.

20

27.El aparato de una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 26, en donde el primer fluido comprende un hidrocarburo y el segundo fluido comprende un fluido trazador y al menos uno de agua, dióxido de carbono, o nitrógeno, el hidrocarburo comprende una primer fluorescencia, y el tinte trazador que comprende una segunda fluorescencia.

25

28.El aparato de la reivindicación 27, en donde la al menos una imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

30

29.Un sistema para identificar las sendas de comunicación entre los recintos de pozo, que comprende:

35

un recinto de pozo de producción que se extiende desde una superficie a una zona subterránea;

000038

al menos un recinto de pozo de inyección que se extiende desde la superficie a la zona subterránea;

un fluido de marcación comunicable desde el recinto del pozo de inyección al recinto del pozo de producción a través de la zona subterránea; y

5 un aparato en el recinto del pozo en el fondo del pozo de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 28 adaptadas para ser insertadas en el recinto del pozo de producción.

10 30. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 29, en donde el aparato del recinto del pozo en el fondo del pozo comprende:

una primera fuente de luz que genera luz en un espectro visible;

15 una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta; y

un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible en una mezcla de un fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, un fluido de hidrocarburo proveniente del fluido de marcación en el espectro ultravioleta.

20

25 31. El sistema de la reivindicación 30 que comprende además un procesador localizado en la superficie, el aparato del recinto del pozo en el fondo del pozo adaptado para transmitir la imagen al procesador, el procesador adaptado para cuantificar, con base en la imagen, una cantidad del fluido de hidrocarburo o el fluido de marcación en la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

30

32. El sistema de la reivindicación 29 o 30 31, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes de video en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

35

33. El sistema de una cualquiera de las reivindicaciones 30 a 32, en donde el fluido de hidrocarburo comprende una primera fluorescencia y el fluido de marcación comprende una segunda fluorescencia.

. 000039

34. El sistema de la reivindicación 33, en donde la imagen distingue de la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

5 35. Un método para identificar los fluidos en el recinto del pozo que comprende:

Generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto del pozo de producción;

10 generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente ultravioleta en el recinto del pozo de producción;

recibir el primer fluido en el recinto del pozo de producción proveniente de una zona subterránea;

15 recibir un segundo fluido en el recinto del pozo de producción proveniente de la zona subterránea;

20 capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el recinto del pozo de producción; y

distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visibles y ultravioleta.

25 36. El método de la reivindicación 35, en donde generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en el recinto del pozo de producción comprende generar luz en un espectro visible proveniente de una primera fuente de luz en un recinto del pozo de producción, y generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto del pozo de producción que comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una segunda fuente de luz en el recinto del pozo de producción.

35 37. El método de la reivindicación 35 que comprende además transmitir una imagen proveniente del receptor óptico para la presentación en la superficie por medio de la cual es visible a un operador.

. 000040

38. El método de la reivindicación 35, en donde recibir un primer fluido en el recinto del pozo de producción y recibir el segundo fluido en el recinto del pozo de producción comprende recibir el flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el recinto de pozo de producción en un primer intervalo de comunicación.

39. El método de la reivindicación 38, en donde distinguir al menos en parte, a través de la imagen el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta, comprende cuantificar, con base en al menos una imagen, la cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el recinto del pozo de producción.

40. El método de la reivindicación 39 que comprende además instigar una acción correctiva con base al menos en parte en la cuantificación.

41. El método de la reivindicación 39, en donde cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundos fluidos en los recintos de pozo de producción comprende:

Transmitir una pluralidad de imágenes de la mezcla del primero y segundos fluidos a un procesador localizado en no cerca de la superficie;

Calcular, con el procesador, una cantidad del primer fluido en el flujo combinado de acuerdo con la pluralidad de imágenes.

42. El método de la reivindicación 40, en donde instigar una acción correctiva comprende al menos uno de los siguientes:

aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción proveniente de una porción restante del recinto de producción;

evitar sustancialmente el recibo del segundo fluido en el recinto del pozo de producción.

. 000041

43.El método de la reivindicación 42, en donde aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción proveniente de la porción restante del recinto del pozo de producción comprende:

5 Insertar al menos un empacador en el recinto del pozo de producción;

establecer el empacador en un recinto del pozo de producción próximo al primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción; y

10 aislar al menos parcialmente el primer intervalo de comunicación de la porción restante del recinto del pozo de producción con el empacador.

44.El método de la reivindicación 35, en donde el segundo fluido comprende al menos uno de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, o gas de hidrocarburo, y el primer fluido comprende un fluido de hidrocarburo.

45.El método de la reivindicación 35, que comprende además tener como objetivo el receptor óptico para un espectro fluorescente del segundo fluido.

20 46.El método de la reivindicación 35, en donde capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y del segundo fluido comprende capturar una imagen de video digital del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido.

25 47.Un aparato en el recinto del pozo en el fondo del pozo, que comprende:

Una fuente de luz que genera luz en un espectro visible en un recinto del pozo y luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo; y

30 un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto del pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta.

35 48.El aparato de la reivindicación 47, en donde la fuente de luz que genera luz en el espectro visible es una primera fuente de luz, el aparato además

. 000042

comprende una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo.

49. El aparato de la reivindicación 47, en donde el receptor óptico se adapta además para transmitir al menos una imagen a un procesador localizado en no cerca de la superficie.

50. El aparato de la reivindicación 47, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del primer fluido y el segundo fluido en el recinto del pozo.

51. El aparato de la reivindicación 47, en donde el primer fluido comprende un hidrocarburo y el segundo fluido comprende un fluido trazador y al menos uno de agua dióxido de carbono, o nitrógeno, el hidrocarburo que comprende una primera fluorescencia y el tinte trazador que comprende una segunda fluorescencia.

52. El aparato de la reivindicación 51, en donde al menos una imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

53. Un sistema para identificar sendas de comunicación entre los recintos de pozos, que comprende:

un recinto de pozo de producción que se extiende desde una superficie a una zona subterránea;

al menos un recinto del pozo de inyección que se extiende desde la superficie a la zona subterránea;

un fluido de marcación comunicable desde el recinto del pozo de inyección al recinto del pozo de producción a través de la zona subterránea; y

una herramienta en el fondo del pozo adaptada para ser insertada en el recinto del pozo de producción que comprende:

una primera fuente de luz que genera luz en un espectro visible; 000043

una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta; y

un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de una mezcla de un fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el fluido de hidrocarburo proveniente del fluido de marcación en el espectro ultravioleta.

54. El sistema de la reivindicación 53, que comprende además un procesador localizado en la superficie, la herramienta del fondo del pozo adaptada para transmitir una imagen al procesador, el procesador adaptado para cuantificar, con base en la imagen, una cantidad de fluido de hidrocarburo o el fluido de marcación en la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

55. El sistema de la reivindicación 53, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar naturalidad de imágenes de video en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

56. El sistema de la reivindicación 53, en donde el fluido de hidrocarburo comprende una primera fluorescencia y el fluido de marcación comprende una segunda fluorescencia.

57. El sistema de la reivindicación 56, en donde la imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

58. Un método para identificar fluidos que comprende:

generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en el sitio de superficie para la producción de hidrocarburo;

generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el sitio de superficie;

• 000044

recibir un primer fluido en el sitio de superficie proveniente desde un segundo recinto de pozo de producción;

5

recibir un segundo fluido en sitio de superficie del recinto del pozo de producción;

10

capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos un espectro visible del espectro ultravioleta con un receptor óptico o en el sitio de superficie;

15

distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visibles de ultravioleta;

20

determinar cualitativamente, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o del segundo fluido en flujo combinado del primero y segundo fluidos;

con base en la cantidad, insertar la fuente de luz y el receptor óptico hacia el recinto del pozo de producción.

59. El método de la reivindicación 58, en donde insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción con base en la cantidad comprende:

25

comparar la cantidad con un valor umbral predeterminado del primer fluido o del segundo fluido en flujo combinado del primer y segundos fluidos;

30

insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción si la cantidad del primer fluido o el segundo fluido exceden el valor umbral.

60. Un método para identificar fluidos en un recinto del pozo que comprende:

35

generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una fuente de luz en un recinto del pozo de producción;

- 000045

recibir un primer fluido en el recinto del pozo de producción proveniente de una zona subterránea;

5

recibir un segundo fluido en el recinto del pozo de producción de la zona subterránea;

capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el recinto del pozo de producción;

10

distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en los espectros ultravioleta.

. 000046

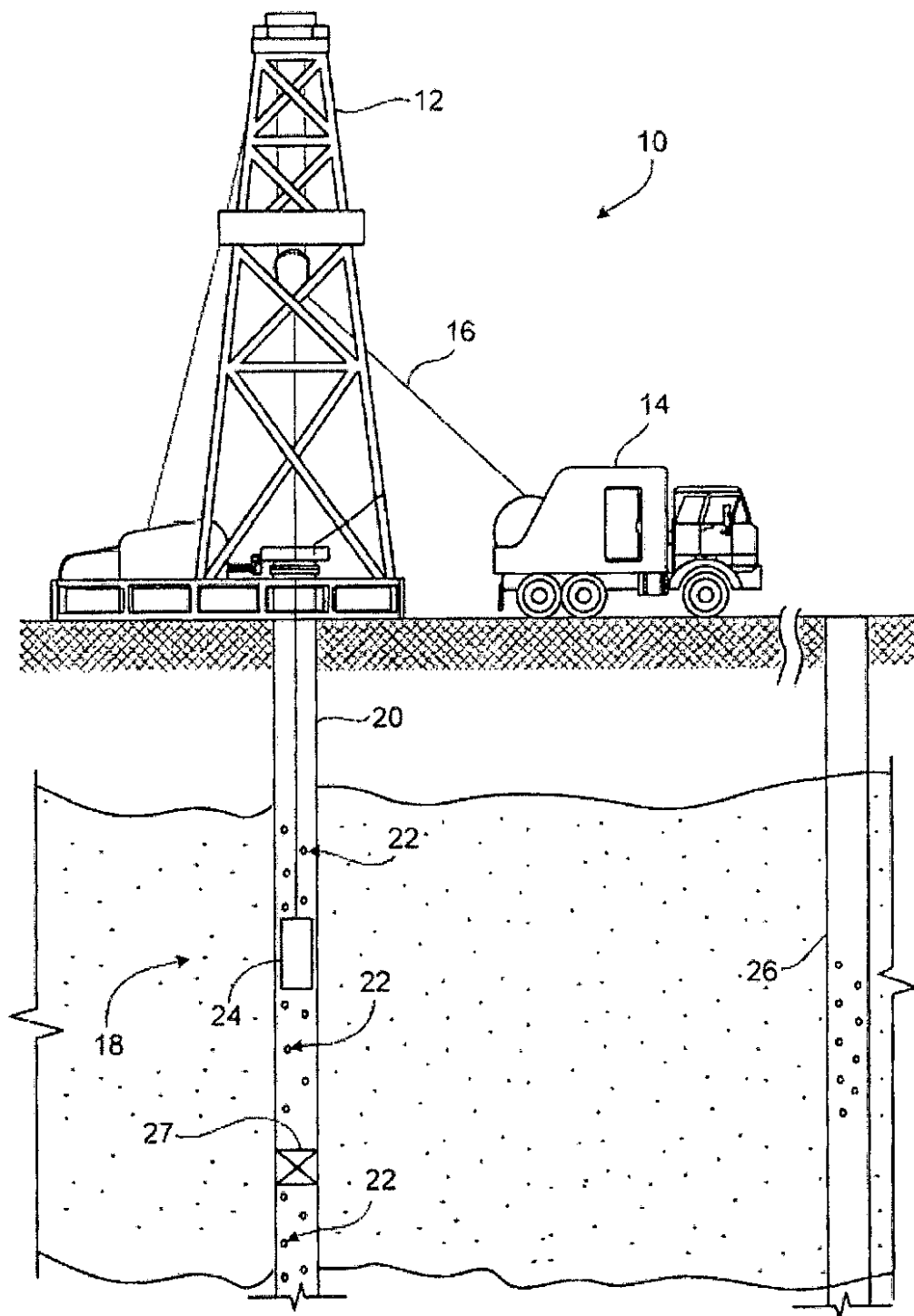


FIG. 1

• 000047

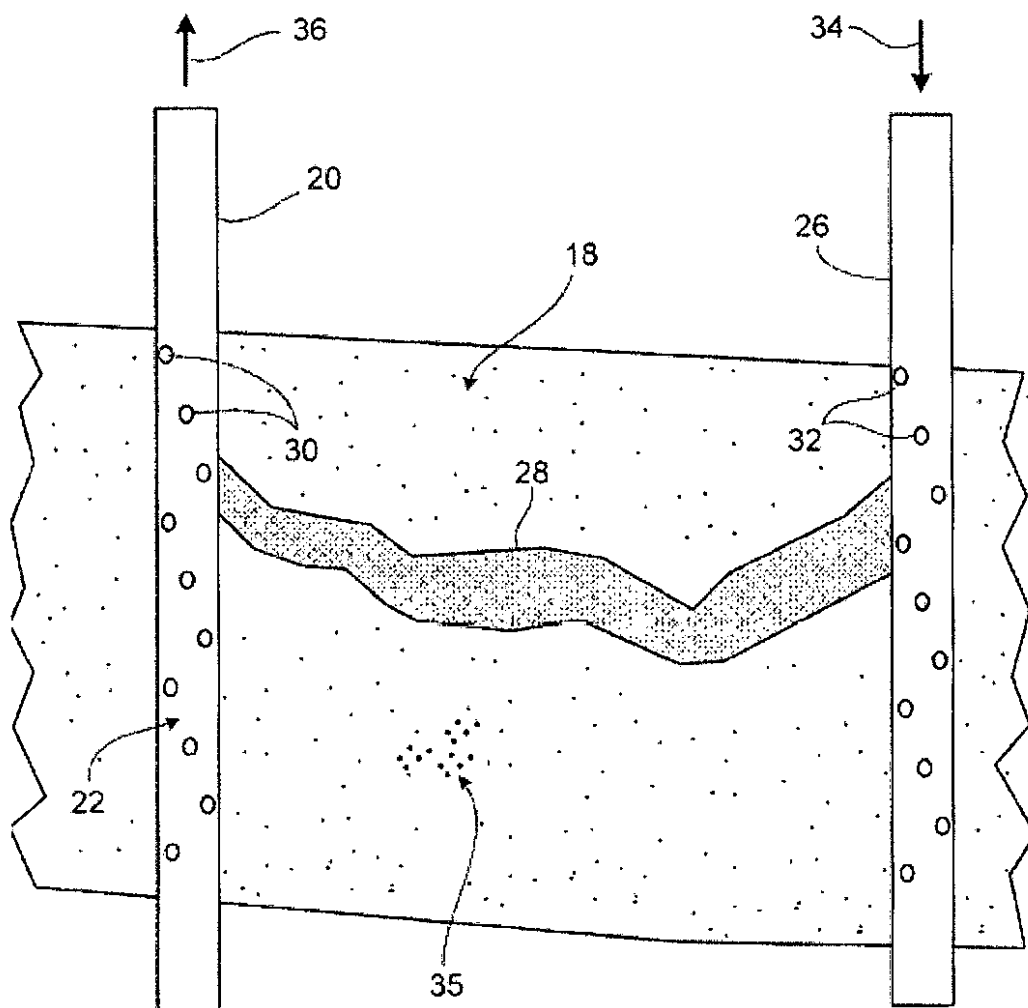


FIG. 2

4/5

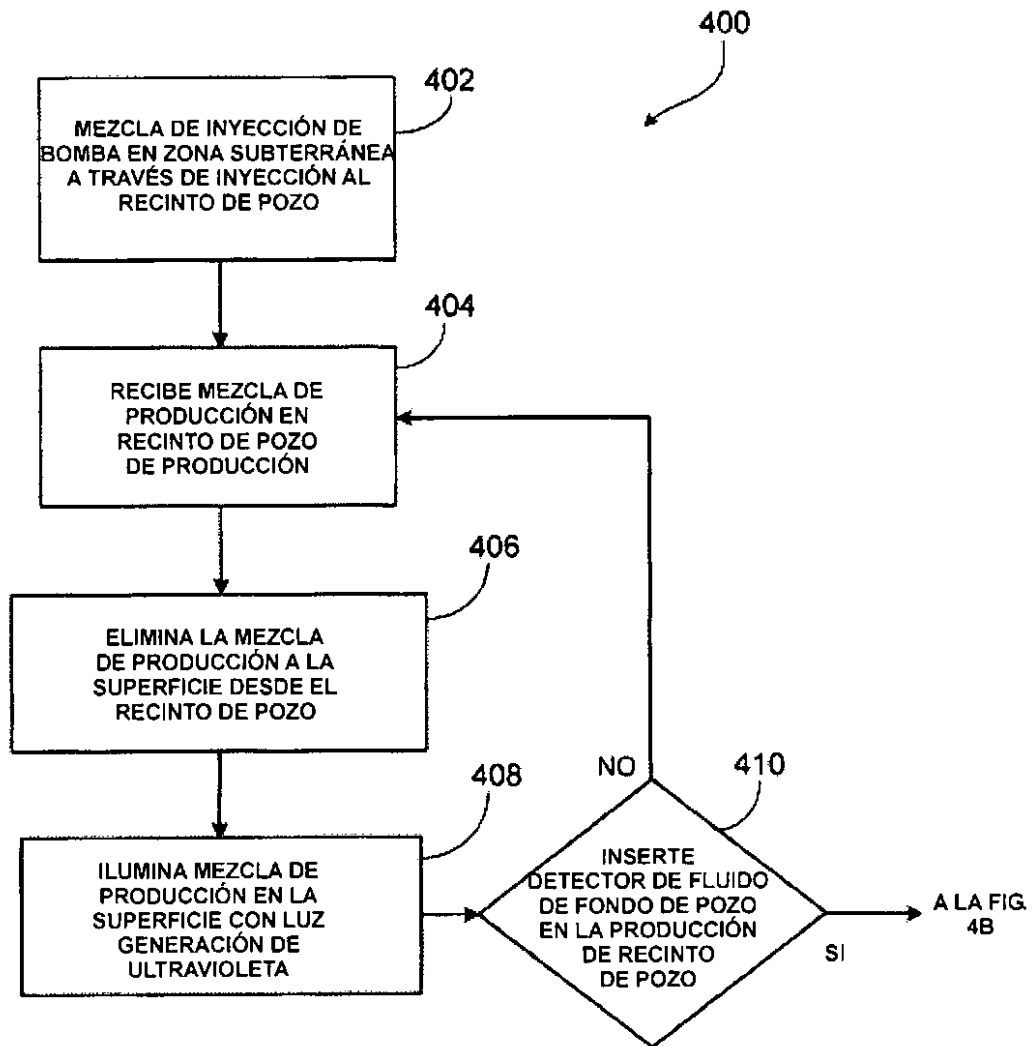
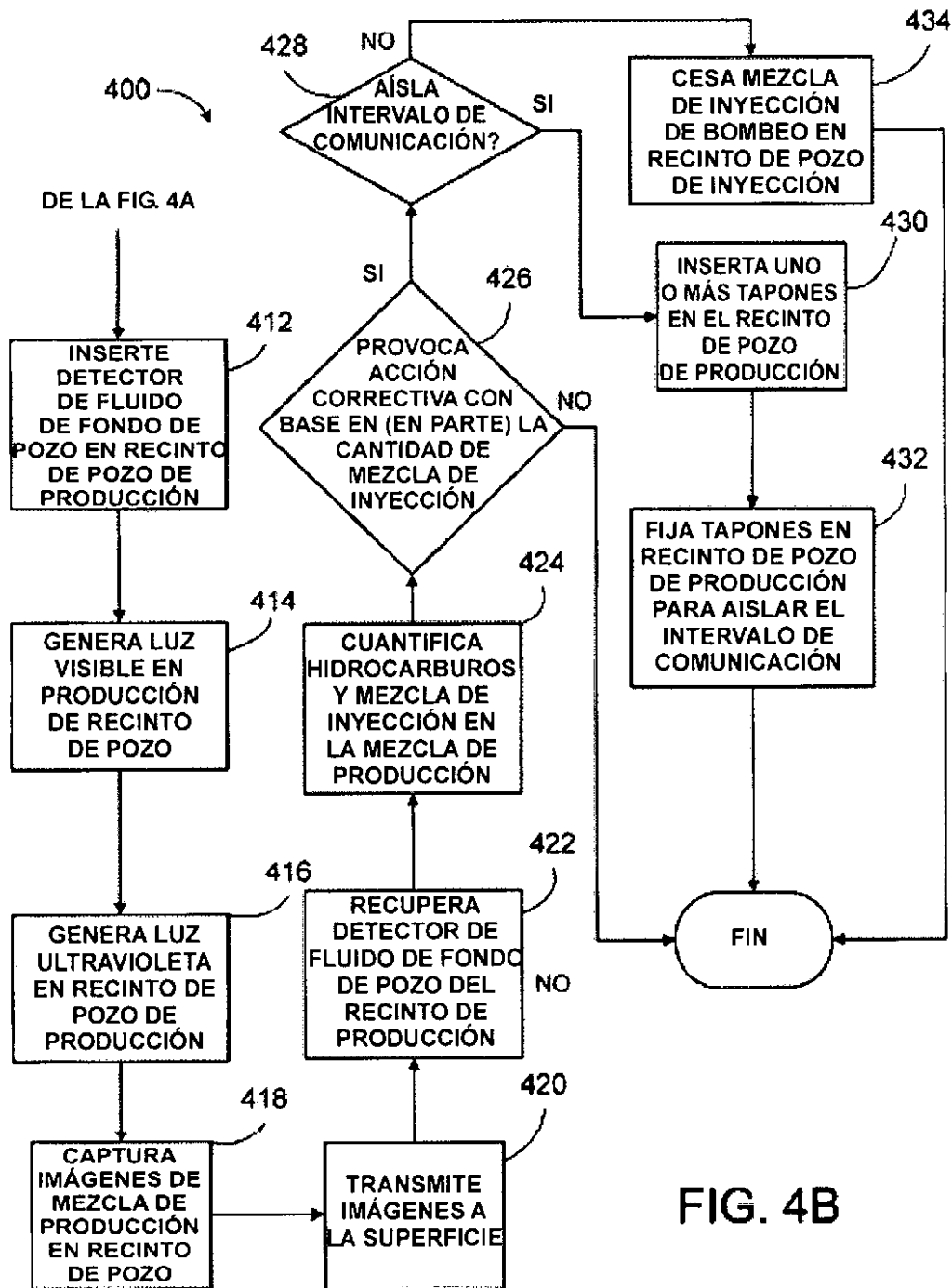


FIG. 4A

. 000050



(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(10) International Publication Number
WO 2010/111475 A9

(43) International Publication Date
30 September 2010 (30.09.2010)

(51) International Patent Classification:
G01V 8/02 (2006.01)

(US). **KRAMM, Robert C.** [US/US]; 3511 Newcastle Drive, Houston, Texas 77027 (US).

(21) International Application Number: PCT/US2010/028640

(74) Agents: MUSSELMAN, Weston, P., Jr. et al.; FISH & RICHARDSON P.C., P.O. Box 1022, Minneapolis, Minnesota 55440-1022 (US).

(22) International Filing Date: 25 March 2010 (25.03.2010)

(81) **Designated States** (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data: 12/411,145 25 March 2009 (25.03.2009) US

(71) **Applicant** (for all designated States except US): **OXY USA INC.** [US/US]; 5 Greenway Plaza, Suite 110, Houston, Texas 77046 (US).

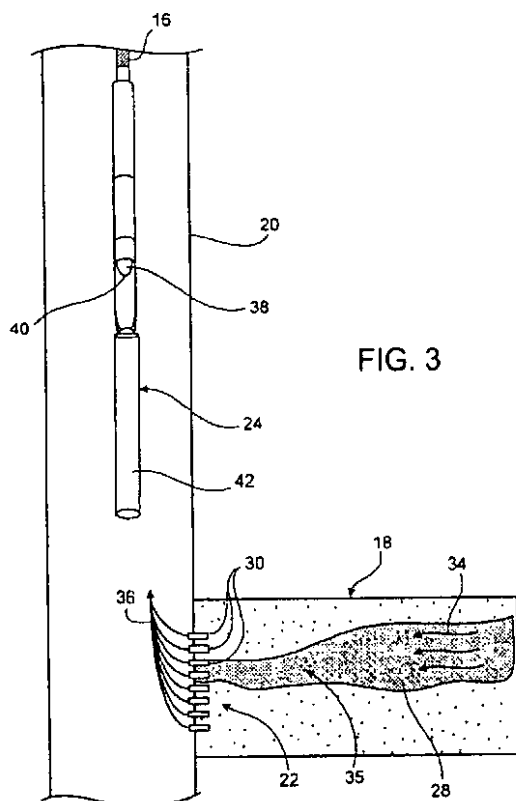
(72) Inventors; and

(75) **Inventors/Applicants (for US only):** HAMPTON, David W. [US/US]; 803 Thicket Lane, Houston, Texas 77079

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG,

[Continued on next page]

(54) Title: DETECTING FLUIDS IN A WELLBORE



(57) **Abstract:** In one general implementation, a method for identifying fluids in a wellbore (20) includes generating light in a visible spectrum from a light source (40) in a production wellbore (20); generating light in an ultraviolet spectrum from the light source in the production wellbore; receiving a first fluid in the production wellbore from a subterranean zone (18); receiving a second fluid in the production wellbore (20) from the subterranean zone (18),- capturing at least one image of a combined flow of the first fluid and the second fluid in at least one of the visible spectrum and the ultraviolet spectrum with an optical receiver (42) in the production wellbore (20); and distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in either or both the visible and ultraviolet spectrums.

WO 2010/111475 A9

000052



ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

— before the expiration of the time limit for amending the claims and to be republished in the event of receipt of amendments (Rule 48.2(h))

(88) Date of publication of the revised international search report:

18 November 2010

Published:

— with international search report (Art. 21(3))

(15) Information about Correction:
see Notice of 18 November 2010



- (51) International Patent Classification:
G01V 8/02 (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/US2010/028640
- (22) International Filing Date:
25 March 2010 (25.03.2010)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
12/411,145 25 March 2009 (25.03.2009) US
- (71) Applicant (for all designated States except US): OXY
USA INC. [US/US]; 5 Greenway Plaza, Suite 110, Hous-
ton, Texas 77046 (US).
- (72) Inventors; and
- (75) Inventors/Applicants (for US only): HAMPTON, David
W. [US/US]; 803 Thicket Lane, Houston, Texas 77079
(US). KRAMM, Robert C. [US/US]; 3511 Newcastle
Drive, Houston, Texas 77027 (US).
- (74) Agents: MUSSELMAN, Weston, P., Jr. et al.; FISH &
RICHARDSON P.C., P.O. Box 1022, Minneapolis, Min-
nesota 55440-1022 (US).
- (81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ,
CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO,
DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP,
KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD,
ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI,
NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD,
SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR,
TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.
- (84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG,
ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ,
TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE,
ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV,
MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, SM,

[Continued on next page]

(54) Title: DETECTING FLUIDS IN A WELLBORE

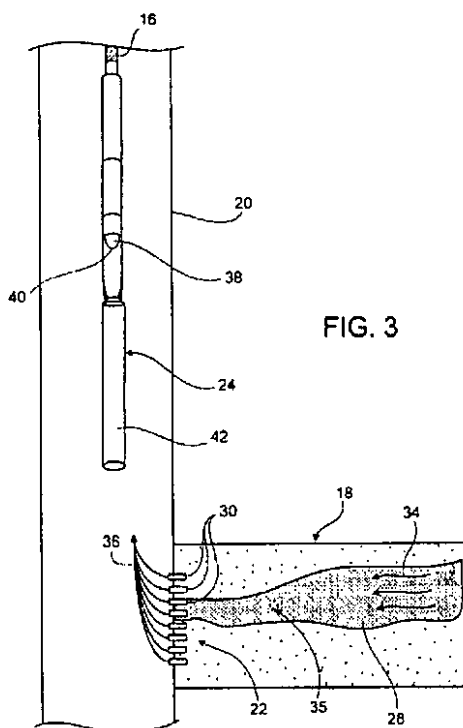


FIG. 3

(57) Abstract: In one general implementation, a method for identifying fluids in a wellbore (20) includes generating light in a visible spectrum from a light source (40) in a production wellbore (20); generating light in an ultraviolet spectrum from the light source in the production wellbore; receiving a first fluid in the production wellbore from a subterranean zone (18); receiving a second fluid in the production wellbore (20) from the subterranean zone (18); capturing at least one image of a combined flow of the first fluid and the second fluid in at least one of the visible spectrum and the ultraviolet spectrum with an optical receiver (42) in the produc-
tion wellbore (20); and distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in either or both the visible and ultra-
violet spectrums.

TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— with international search report (Art. 21(3))

before the expiration of the time limit for amending the claims and to be republished in the event of receipt of amendments (Rule 48.2(h))

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY

(Chapter II of the Patent Cooperation Treaty)

(PCT Article 36 and Rule 70)

Applicant's or agent's file reference 17314-0024WO		FOR FURTHER ACTION		See Form PCT/PEA416
International application No. PCT/US2010/028640		International filing date (day/month/year) 25.03.2010		Priority date (day/month/year) 25.03.2009
International Patent Classification (IPC) or national classification and IPC INV. G01V8/02				
Applicant Oxy Usa Inc.				
1. This report is the international preliminary examination report, established by this International Preliminary Examining Authority under Article 35 and transmitted to the applicant according to Article 36. 2. This REPORT consists of a total of <u>10</u> sheets, including this cover sheet. 3. This report is also accompanied by ANNEXES, comprising: a. ☒ sent to the applicant and to the International Bureau a total of <u>12</u> sheets, as follows: ☒ sheets of the description, claims and/or drawings which have been amended and are the basis of this report and/or sheets containing rectifications authorized by this Authority (see Rule 70.16 and Section 607 of the Administrative Instructions). ☐ sheets which supersede earlier sheets, but which this Authority considers contain an amendment that goes beyond the disclosure in the international application as filed, as indicated in item 4 of Box No. I and the Supplemental Box. b. ☐ (sent to the International Bureau only) a total of (indicate type and number of electronic carrier(s)) , containing a sequence listing, in electronic form only, as indicated in the Supplemental Box Relating to Sequence Listing (see paragraph 3bis of Annex C of the Administrative Instructions).				
4. This report contains indications relating to the following items: ☒ Box No. I Basis of the report ☐ 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 Article 35(2) 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				
Date of submission of the demand 25.01.2011		Date of completion of this report 11.07.2011		
Name and mailing address of the international preliminary examining authority:  European Patent Office D-80298 Munich Tel. +49 89 2399 - 0 Fax: +49 89 2399 - 4465		Authorized officer Thomas, Judith Telephone No. +49 89 2399-2226 		

. 000055

**INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT
ON PATENTABILITY**

International application No.
PCT/US2010/028640

Box No. I Basis of the report

1. With regard to the **language**, this report is based on
- ☒ the international application in the language in which it was filed
 - ☐ a translation of the international application into , which is the language of a translation furnished for the purposes of:
 - ☐ international search (under Rules 12.3(a) and 23.1(b))
 - ☐ publication of the international application (under Rule 12.4(a))
 - ☐ international preliminary examination (under Rules 55.2(a) and/or 55.3(a))
2. With regard to the **elements*** of the international application, this report is based on *(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):*

Description, Pages

1-20 as originally filed

Claims, Numbers

1, 7-60 filed with the demand for preliminary international examination

Drawings, Sheets

1/5-5/5 as originally filed

- ☐ a sequence listing - see Supplemental Box Relating to Sequence Listing.

3. ☒ The amendments have resulted in the cancellation of:
- ☐ the description, pages
 - ☒ the claims, Nos. 2-6
 - ☐ the drawings, sheets/figs
 - ☐ the sequence listing (*specify*):
 - ☐ any table(s) related to sequence listing (*specify*):
4. ☐ This report has been established as if (some of) the amendments annexed to this report and listed below had not been made, since either they are considered to go beyond the disclosure as filed, or they were not accompanied by a letter indicating the basis for the amendments in the application as filed, as indicated in the Supplemental Box (Rules 70.2(c) and (c-bis)):
- ☐ the description, pages
 - ☐ the claims, Nos.
 - ☐ the drawings, sheets/figs
 - ☐ the sequence listing (*specify*):
5. ☐ This opinion has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 70.2 (e)).
6. ☐ Supplementary international search report(s) from Authority(ies) have been received and taken into account in drawing up this report (Rule 45bis.8(b) and (c)).

- 000056

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT
ON PATENTABILITY

International application No.
PCT/US2010/028640

Box No. 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 examined in respect of:

- ☐ the entire international application,
☒ claims Nos. 2-6

because:

- ☒ the said international application, or the said claims Nos. 2-6 relate to the following subject matter which does not require an international preliminary examination (*specify*):

see separate sheet

- ☐ 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 (*specify*):
- ☐ no international search report has been established for the said claims Nos.
- ☐ a meaningful opinion could not be formed without the sequence listing; the applicant did not, within the prescribed time limit:
- ☐ furnish a sequence listing on paper complying with the standard provided for in Annex C of the Administrative Instructions, and such listing was not available to the International Preliminary Examining Authority in a form and manner acceptable to it.
- ☐ furnish a sequence listing in electronic form complying with the standard provided for in Annex C of the Administrative Instructions, and such listing was not available to the International Preliminary Examining Authority in a form and manner acceptable to it.
- ☐ pay the required late furnishing fee for the furnishing of a sequence listing in response to an invitation under Rules 13ter.1(a) or (b) and 13ter.2.
- ☒ See separate sheet for further details

- 000057

**INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT
ON PATENTABILITY**

International application No.
PCT/US2010/028640

Box No. 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)	Yes: Claims	<u>1, 7-20, 38-43, 58, 59</u>
	No: Claims	<u>21-37, 44-57, 60</u>
Inventive step (IS)	Yes: Claims	
	No: Claims	<u>1, 7-60</u>
Industrial applicability (IA)	Yes: Claims	<u>1, 7-60</u>
	No: Claims	

2. Citations and explanations (Rule 70.7):

see separate sheet

Box No. VII Certain defects in the international application

The following defects in the form or contents of the international application have been noted:

see separate sheet

Box No. VIII Certain observations on the international application

The following observations on the clarity of the claims, description, and drawings or on the question whether the claims are fully supported by the description, are made:

see separate sheet

- 000058

Re Item III

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

No opinion is established for claims 2-6, because they have been cancelled.

Re Item V

Reasoned statement with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

1 Cited documents

Reference is made to the following document:

D1: US 2007/120051

D2: US 5 084 617

D3: US 5 912 459

D4: US 6 355 928

D5: US 2002/066309

2 Opinion with respect to Art. 33(1,2) PCT - Novelty

2.1 The unclear subject-matter (see below Item VII) defined in the **independent method claims 1** is considered new when interpreted according to the understanding set out in Item VII. None of the cited documents cites a combined approach of an image analysis comprising surface and downhole analysis.

D1 shows a method for determining and identifying fluids in a wellbore by generating a light in the visible spectrum (402; [0021]), analysing fluids from a subterranean zone ([0007], [0021]) by capturing light response in an optical receiver (412) and analysing the fluids and the fluid components ([0022], [0024]). D1 further distinguishes the fluids ([0030]) allowing to determine the amount of the fluid ([0030]). This analysis of the fluids automatically includes the comparison with a threshold value (even without the use of the word "threshold"), since the analysis which is for exempla detailed in [0024] necessarily needs the step of comparing values, and an established baseline can be named threshold.

Hence, the only difference which can be established between the wording of claim 1 and the teachings of D1 is the combined approach of an image analysis comprising surface and downhole analysis.

Hence, this feature is considered new over the closest prior art (D1).

2.2 As a consequence, also claims 7-20 are considered new, since they depend on claim 1.

2.3 The subject-matter defined in the **independent claims 21 and 47** is, contrary to the requirements of Art. 33(1,2) PCT, anticipated by D1 for the following reasons: D1 shows a downhole wellbore apparatus (title) comprising one or more light sources (402; [0021]) that generate light in a visible spectrum ([0022]) or in the ultraviolet spectrum in the wellbore ([0022], [0024]) and

an one optical receiver (412) that captures an image (400) of a mixture of fluids in the wellbore, the optical receiver adapted to distinguish, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid ([0022], [0024]).

Hence the subject-matter is anticipated in its entirety by D1, claims 21 and 47 do consequently not fulfill the requirements of Art. 33(1,2) PCT.

It is mentioned that also that the teachings of D3-D5 can be read on the subject-matter defined in claims 21 and 47 anticipating independently the subject-matter defined in these claims.

D3 shows a LWD tool comprising a light source radiating visible or ultraviolet light and an optical receiver capturing radiation which allows analysis of the surrounding formation in order to determine the presence of hydrocarbons (D3: abstract; c. 4, l. 14; c. 4, l. 54-63; c. 5, l. 30-39; claim 4).

D4 shows an apparatus for use in a borehole, comprising a light source, an optical receiver and a processing device (D4: c. 3, l. 41-62) wherein the differences in optical properties of production fluids are analysed (D4: c. 3, l. 63- c. 4, l. 6).

D5 shows an apparatus for use in a borehole, comprising a light source and an optical receiver ([0040]) and a processing unit (48a) which allows determination of chemical species and determination of the oil, gas and water content of surrounding fluids ([0045]).

2.4 The subject-matter defined in the independent method **claims 35 and 60** is considered anticipated by D1, D3, D4 and D5 for the following reasons: All documents show a method for determining and identifying fluids in a wellbore

by generating a light in the visible spectrum (D1: 402; [0021]; D3: abstract; D4: abstract; D5: [0040]), analysing fluids from a subterranean zone (D1: [0007], [0021]; D3: c. 4, l. 14; c. 4, l. 54-63; c. 5, l. 30-39; claim 4; D4: abstract, c. 4, l. 4-6; D5: [0017]-[0019]) by capturing light response in an optical receiver (D1: 412; D3: 68; D4: abstract; D5: [0040]) and analysing the fluids and the fluid components (D1: [0022], [0024]; D3: c. 4, l. 14; c. 4, l. 54-63; c. 5, l. 30-39; claim 4; D4: abstract, c. 4, l. 4-6; D5: [0017]-[0019]). It is implicit that this analysis of the fluids automatically distinguishes different fluids since the result provide different fluid compositions. It can also not be accepted that the simple word "production well" in claim 60 can provide a novel and inventive contribution. If the use in a production well should provide something new, it must be clearly indicated which part of the well-known method is adapted - the application in a production well can not provide the requirement of novelty.

- 2.5 The additional features in the dependent claims 22, 23, 36, 48 are also at least implicitly known from D1, which explicitly cites that any "light within a desired or selected wavelength range" can be used and that the receiver may be configured to detect "any suitable wavelength" ([0021], [0022]), and are known from D3 (abstract).
- 2.6 The additional features defined in claims 24 and 30 are also anticipated by D1 since in paragraphs [0029]-[0030] the images are analysed according to the different chemicals in the fluid, and the corresponding images are provided which does, in case of repeated analyses, to distinguish different fluids through the images.
- 2.7 The additional features defined in claims 25, 31, 37, 49 and 54 are also cited in D1 ([0017], Fig. 1) or D5 ([0041]).
- 2.8 The additional features defined in claims 26, 32, 46, 50 and 55 are also cited in D1 ([0037]).
- 2.9 The additional features defined in claims 27, 44 and 51 are also cited in D1 ([0019], [0029]).
- 2.10 The additional features defined in claims 28, 33, 34, 45, 52, 56 and 57 are known from D3 (abstract; c. 5, l. 37-39).
- 2.11 The additional features defined in claims 29 and 53 is known from D5 ([0048]).

3 Opinion with respect to Art. 33(1,3) PCT - Inventive Step

- 3.1 The method defined in claim 1 applies a combined approach of an image analysis comprising surface and downhole analysis (see novelty analysis above).

The problem which is solved by the combined analysis of surface and downhole analysis is the higher efficiency of the whole identification method. This however, is indicated by D5 ([0041]). The combination of surface analysis and downhole analysis is consequently not inventive, since the combination of the teachings of D1 with those of D5 provide directly the method defined in claim 1 Art. 33(1,3) PCT.

- 3.2 The additional features defined in claim 7-20 are also either known from one of the available documents or considered so trivial, that no inventive contribution can be seen. These claims do also not fulfill the requirements of Art. 33(1,3) PCT.

Claims 7-9: D1: [0021], [0022]

Claim 10: D1: [0017], Fig. 1

Claim 11-17: the additional features are considered trivial for the skilled man or even implicit features of D1.

Claim 18: D1: [0019], [0029]

Claim 19: D3: abstract; cl. 5, l. 37-39

Claim 20: D1: [0037]

- 3.3 The additional features defined in claim 59 are trivial and obvious design features for the skilled man outgoing from the teachings shown in D1. These features can not provide an inventive contribution over the prior art (Art. 33 (1,3) PCT).
- 3.4 The additional features defined in claims 38-43 and 58 are, if not implicit in one of the documents D1, D3-D5, absolutely trivial for the skilled man without the provision of an inventive contribution (Art. 33(1,3) PCT).

Re Item VII

Certain defects in the international application

- 4 The independent claims are not in the two-part form in accordance with Rule 6.3 PCT, with those features known in combination from the closest prior art being placed in the preamble (Rule 6.3(b)(i) PCT) and with the remaining features being included in the characterising part (Rule 6.3(b)(ii) PCT).

- 5 To meet the requirements of Rule 5.1 PCT, the documents representing the most relevant state of the art (D1, D3-D5) should be identified in the description and the relevant background art disclosed therein should be briefly discussed.
- 6 The features of the claims should be provided with reference signs placed in parentheses to increase the intelligibility of the claims (Rule 6.2(b) PCT). This applies to both the preamble and characterising portion (see the PCT-Guidelines, 5.05).

Re Item VIII

Certain observations on the international application

7 Lack of clarity and conciseness (Art. 6 PCT)

- 7.1 The whole set lacks conciseness since there are several groups of claims which are an unduly multiplication of same or similar subject-matter. Independent claims 21 and 47 are simply a different formulation of the same subject-matter. The same applies for claims 1, 35 and 60 which differ from each other only in respect of the terminology used for the features of that subject-matter. Claim 58 is formulated like an independent claims, but since it consists of all features of the independent claim 1 and further features it should be formulated as a dependent claim. Dependent claims 48-52 and 36-46 are an unnecessary repetition of same or similar features which differs only in respect of the terminology, the same applies for claims 29-34 and 53-57.

The whole set of claim lacks serious conciseness and as such do not meet the requirements of Article 6 PCT. The same equivalence can be found for the dependent claims 48-52 and 36-46.

- 7.2 Independent method claim 1 is unclear, since the formulation "from a light source at a surface site" renders the claimed subject-matter unclear, since especially within the context of the description it is not unambiguously clear that the intends to claim a two-step approach with first applying a surface analysis and second a downhole analysis of received images.

- 7.3 Dependent claims 30-34 are unclear, since due to their dependencies, the features defined in this claims are redundant because they have already been defined in claims on which they depend (claims 21-28) rendering the intended scope unclear.
- 7.4 Claim 30 is unclear, since the optical receiver can not in any situation "capture (...) image of a mixture of a hydrocarbon fluid and the marking fluid". This is only the case in a specific situation of use of the system and can consequently not define the system itself.

WHAT IS CLAIMED IS:

1. A method for identifying fluids in a wellbore or at a surface site comprising:

generating light in a visible spectrum and/or light in an ultraviolet spectrum from a light source at a surface site for hydrocarbon production;

receiving a first fluid from a subterranean zone;

receiving a second fluid from the subterranean zone;

capturing at least one image of a combined flow of the first fluid and the second fluid in at least one or both of the visible spectrum and the ultraviolet spectrum with an optical receiver;

distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in either or both the visible and ultraviolet spectrums;

determining, based on the at least one image, an amount of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids;

comparing the determined amount to a predetermined threshold value of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids, and

Inserting the light source and the optical receiver into the production wellbore based on the comparison that the amount of the first fluid or the second fluid exceeds the threshold value.

2-6. (Canceled).

7. A method according to claim 1 wherein generating light in a visible spectrum and/or light in an ultraviolet spectrum comprises generating light in a visible spectrum from a light source in a production wellbore.

8. A method according to any one of the preceding claims wherein generating light in a visible spectrum and/or light in an ultraviolet spectrum comprises generating light in an ultraviolet spectrum from the light source in the production wellbore.

01/25/2011 16:32 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

0038

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

9. The method of claim 8, wherein generating light in a visible spectrum from a light source in a production wellbore comprises generating light in a visible spectrum from a first light source in a production wellbore, and generating light in an ultraviolet spectrum from the light source in the production wellbore comprises generating light in an ultraviolet spectrum from a second light source in the production wellbore.

10. The method according to any one of the preceding claims 7 to 9 further comprising transmitting the image from the optical receiver for presentation at the surface whereby it is visible to an operator.

11. The method according to any one of the preceding claims 7 to 10, wherein receiving a first fluid comprises receiving a first fluid in the production wellbore and receiving the second fluid comprises receiving the second fluid in the production wellbore.

12. The method of claim 11, wherein receiving a first fluid in the production wellbore and receiving the second fluid in the production wellbore comprises receiving the combined flow of the first fluid and the second fluid in the production wellbore at a first communication interval.

13. The method of claim 12, wherein distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in the ultraviolet spectrum, comprises quantifying, based on the at least one image, an amount of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids in the production wellbore.

14. The method of claim 13 further comprising instigating a remedial action based at least in part on the quantification.

000066

01/25/2011 18:33 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

039

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

15. The method according to any one of claims 12 to 14, wherein quantifying, based on the at least one image, an amount of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids in the production wellbore comprises:

transmitting a plurality of images of the mixture of the first and second fluids to a processor located at or near the surface; and

calculating, with the processor, an amount of the first fluid in the combined flow according to the plurality of images.

16. The method of claim 14 or of claim 15, wherein instigating a remedial action comprises at least one of the following:

isolating the first communication interval in the production wellbore from a remaining portion of the production wellbore; and

substantially preventing the receipt of the second fluid at the production wellbore.

17. The method of claim 16, wherein isolating the first communication interval in the production wellbore from a remaining portion of the production wellbore comprises:

inserting at least one packer into the production wellbore;

setting the packer into the production wellbore proximate to the first communication interval in the production wellbore; and

at least partially isolating the first communication interval from the remaining portion of the production wellbore with the packer.

18. The method according to any one of the preceding claims, wherein the second fluid comprises at least one of water, carbon dioxide, nitrogen, or hydrocarbon gas and the first fluid comprises a hydrocarbon fluid.

19. The method of claim according to any one of the preceding claims further comprising targeting the optical receiver for a fluorescent spectrum of the second fluid.

20. The method of claim according to any one of the preceding claims, wherein capturing at least one image of the combined flow of the first fluid and the second fluid comprises capturing a digital video image of the combined flow of the first fluid and the second fluid.

21. A downhole wellbore apparatus, comprising:
one or more light sources that generate light in a visible spectrum in a wellbore and/or light in an ultraviolet spectrum in the wellbore; and
at least one optical receiver that captures at least one image of a mixture of a first fluid and a second fluid in the wellbore, the optical receiver adapted to distinguish, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid.

22. The apparatus of claim 21, wherein the one or more light sources comprise a light source that generates light in a visible spectrum in a wellbore and light in an ultraviolet spectrum in the wellbore.

23. The apparatus of claim 21, wherein the one or more light sources comprises a first light source that generates light in a visible spectrum and a second light source that generates light in an ultraviolet spectrum in the wellbore.

24. The apparatus of claim 21 or 22 or 23, wherein the at least one optical receiver comprises an optical receiver that captures at least one image in at least one of the visible spectrum and the ultraviolet spectrum of a mixture of a first fluid and a second fluid in the wellbore, the optical receiver adapted to distinguish, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid either or both the visible and ultraviolet spectrums.

25. The apparatus of any one of claims 21 to 24, wherein the optical receiver is further adapted to transmit the at least one image to a processor located at or near the surface.

01/25/2011 16:33 FAX 214 747 2084

FISH & RICHARDSON

041

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

26. The apparatus of any one of claims 21 to 25, wherein the optical receiver comprises a digital video camera adapted to capture a plurality of images in the visible spectrum or ultraviolet spectrum of the mixture of the first fluid and the second fluid in the wellbore.

27. The apparatus of any one of claims 21 to 26, wherein the first fluid comprises a hydrocarbon and the second fluid comprises a tracer fluid and at least one of water, carbon dioxide, or nitrogen, the hydrocarbon comprising a first fluorescence and the tracer dye comprising a second fluorescence.

28. The apparatus of claim 27, wherein the at least one image distinguishes the first fluorescence from the second fluorescence.

29. A system for identifying communication paths between wellbores, comprising:

a production wellbore extending from a surface to a subterranean zone;

at least one injection wellbore extending from the surface to the subterranean zone;

a marking fluid communicable from the injection wellbore to the production wellbore through the subterranean zone; and

a downhole wellbore apparatus according to any one of claims 21 to 28 adapted to be inserted into the production wellbore.

30. A system according to claim 29, wherein the downhole wellbore apparatus comprises:

a first light source that generates light in a visible spectrum;

a second light source that generates light in an ultraviolet spectrum; and

an optical receiver that captures at least one image in the visible spectrum of a mixture of a hydrocarbon fluid and the marking fluid in the production wellbore, the optical receiver adapted to distinguish, at least in part through the image, the hydrocarbon fluid from the marking fluid in the ultraviolet spectrum.

01/25/2011 16:33 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

042

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

31. The system of claim 30 further comprising a processor located at the surface, the downhole wellbore apparatus adapted to transmit the image to the processor, the processor adapted to quantify, based on the image, an amount of the hydrocarbon fluid or the marking fluid in the mixture of the hydrocarbon fluid and the marking fluid in the production wellbore.

32. The system of claim 29 or 30 or 31, wherein the optical receiver comprises a digital video camera adapted to capture a plurality of video images in the visible spectrum or ultraviolet spectrum of the mixture of the hydrocarbon fluid and the marking fluid in the production wellbore.

33. The system of any one of claims 30 to 32, wherein the hydrocarbon fluid comprises a first fluorescence and the marking fluid comprises a second fluorescence.

34. The system of claim 33, wherein the image distinguishes the first fluorescence from the second fluorescence.

35. A method for identifying fluids in a wellbore comprising:
generating light in a visible spectrum from a light source in a production wellbore;
generating light in an ultraviolet spectrum from the light source in the production wellbore;
receiving a first fluid in the production wellbore from a subterranean zone;
receiving a second fluid in the production wellbore from the subterranean zone;

capturing at least one image of a combined flow of the first fluid and the second fluid in at least one of the visible spectrum and the ultraviolet spectrum with an optical receiver in the production wellbore; and

distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in either or both the visible and ultraviolet spectrums.

01/25/2011 18:33 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

043

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

36. The method of claim 35, wherein generating light in a visible spectrum from a light source in a production wellbore comprises generating light in a visible spectrum from a first light source in a production wellbore, and generating light in an ultraviolet spectrum from the light source in the production wellbore comprises generating light in an ultraviolet spectrum from a second light source in the production wellbore.

37. The method of claim 35 further comprising transmitting the image from the optical receiver for presentation at the surface whereby it is visible to an operator.

38. The method of claim 35, wherein receiving a first fluid in the production wellbore and receiving the second fluid in the production wellbore comprises receiving the combined flow of the first fluid and the second fluid in the production wellbore at a first communication interval.

39. The method of claim 38, wherein distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in the ultraviolet spectrum, comprises quantifying, based on the at least one image, an amount of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids in the production wellbore.

40. The method of claim 39 further comprising instigating a remedial action based at least in part on the quantification.

41. The method of claim 39, wherein quantifying, based on the at least one image, an amount of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids in the production wellbore comprises:

transmitting a plurality of images of the mixture of the first and second fluids to a processor located at or near the surface; and

calculating, with the processor, an amount of the first fluid in the combined flow according to the plurality of images.

42. The method of claim 40, wherein instigating a remedial action comprises at least one of the following:

000071

isolating the first communication interval in the production wellbore from a remaining portion of the production wellbore; and

substantially preventing the receipt of the second fluid at the production wellbore.

43. The method of claim 42, wherein isolating the first communication interval in the production wellbore from a remaining portion of the production wellbore comprises:

inserting at least one packer into the production wellbore;

setting the packer into the production wellbore proximate to the first communication interval in the production wellbore; and

at least partially isolating the first communication interval from the remaining portion of the production wellbore with the packer.

44. The method of claim 35, wherein the second fluid comprises at least one of water, carbon dioxide, nitrogen, or hydrocarbon gas and the first fluid comprises a hydrocarbon fluid.

45. The method of claim 35, further comprising targeting the optical receiver for a fluorescent spectrum of the second fluid.

46. The method of claim 35, wherein capturing at least one image of the combined flow of the first fluid and the second fluid comprises capturing a digital video image of the combined flow of the first fluid and the second fluid.

01/25/2011 16:34 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

0045

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

47. A downhole wellbore apparatus, comprising:
a light source that generates light in a visible spectrum in a wellbore and light in an ultraviolet spectrum in the wellbore; and
an optical receiver that captures at least one image in the visible spectrum of a mixture of a first fluid and a second fluid in the wellbore, the optical receiver adapted to distinguish, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in the ultraviolet spectrum.

48. The apparatus of claim 47, wherein the light source that generates light in a visible spectrum is a first light source, the apparatus further comprising a second light source that generates light in an ultraviolet spectrum in the wellbore.

49. The apparatus of claim 47, wherein the optical receiver is further adapted to transmit the at least one image to a processor located at or near the surface.

50. The apparatus of claim 47, wherein the optical receiver comprises a digital video camera adapted to capture a plurality of images in the visible spectrum or ultraviolet spectrum of the mixture of the first fluid and the second fluid in the wellbore.

51. The apparatus of claim 47, wherein the first fluid comprises a hydrocarbon and the second fluid comprises a tracer fluid and at least one of water, carbon dioxide, or nitrogen, the hydrocarbon comprising a first fluorescence and the tracer dye comprising a second fluorescence.

52. The apparatus of claim 51, wherein the at least one image distinguishes the first fluorescence from the second fluorescence.

000000

01/26/2011 16:34 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

048

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

53. A system for identifying communication paths between wellbores, comprising:

- a production wellbore extending from a surface to a subterranean zone;
- at least one injection wellbore extending from the surface to the subterranean zone;
- a marking fluid communicable from the injection wellbore to the production wellbore through the subterranean zone; and
- a downhole tool adapted to be inserted into the production wellbore comprising:

- a first light source that generates light in a visible spectrum;
- a second light source that generates light in an ultraviolet spectrum; and

an optical receiver that captures at least one image in the visible spectrum of a mixture of a hydrocarbon fluid and the marking fluid in the production wellbore, the optical receiver adapted to distinguish, at least in part through the image, the hydrocarbon fluid from the marking fluid in the ultraviolet spectrum.

54. The system of claim 53, further comprising a processor located at the surface, the downhole tool adapted to transmit the image to the processor, the processor adapted to quantify, based on the image, an amount of the hydrocarbon fluid or the marking fluid in the mixture of the hydrocarbon fluid and the marking fluid in the production wellbore.

55. The system of claim 53, wherein the optical receiver comprises a digital video camera adapted to capture a plurality of video images in the visible spectrum or ultraviolet spectrum of the mixture of the hydrocarbon fluid and the marking fluid in the production wellbore.

56. The system of claim 53, wherein the hydrocarbon fluid comprises a first fluorescence and the marking fluid comprises a second fluorescence.

57. The system of claim 56, wherein the image distinguishes the first fluorescence from the second fluorescence.

. 000074

01/25/2011 16:34 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

0047

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

58. A method for identifying fluids comprising:

- generating light in a visible spectrum from a light source at a surface site for hydrocarbon production;
- generating light in an ultraviolet spectrum from the light source at the surface site;
- receiving a first fluid at the surface site from a production wellbore;
- receiving a second fluid at the surface site from the production wellbore;
- capturing at least one image of a combined flow of the first fluid and the second fluid in at least one of the visible spectrum and the ultraviolet spectrum with an optical receiver at the surface site;
- distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in either or both the visible and ultraviolet spectrums;
- qualitatively determining, based on the at least one image, an amount of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids; and
- based on the amount, inserting the light source and the optical receiver into the production wellbore.

59. The method of claim 58, wherein inserting the light source and the optical receiver into the production wellbore based on the amount comprises:

- comparing the amount to a predetermined threshold value of the first fluid or the second fluid in the combined flow of the first and second fluids; and
- inserting the light source and the optical receiver into the production wellbore if the amount of the first fluid or the second fluid exceeds the threshold value.

60. A method for identifying fluids in a wellbore comprising:

- generating light in an ultraviolet spectrum from a light source in a production wellbore;
- receiving a first fluid in the production wellbore from a subterranean zone;
- receiving a second fluid in the production wellbore from the subterranean zone;

25/01/2011

000075

01/25/2011 16:34 FAX 214 747 2094

FISH & RICHARDSON

0048

PCT/US 2010/028 640 - 25-01-2011

17314-0024WO1

capturing at least one image of a combined flow of the first fluid and the second fluid in the ultraviolet spectrum with an optical receiver in the production wellbore; and

distinguishing, at least in part through the image, the first fluid from the second fluid in the ultraviolet spectrums.

30h

000076

REIVINDICACIONES

1. Un método para identificar fluidos en un recinto de un pozo o en un sitio de superficie que comprende:

5

generar luz en un espectro visible y/o luz en un espectro ultravioleta de una fuente de luz en el sitio de superficie para la producción de hidrocarburo;

recibir un primer fluido de una zona subterránea;

10

recibir un segundo fluido de la zona subterránea;

capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos una o ambas del espectro visible y el espectro ultravioleta con un receptor óptico;

15

distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visible y ultravioleta;

20

determinar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o del segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundos fluidos;

comparar la cantidad determinada con un valor umbral predeterminado del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundos fluidos, y

25

insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción con base en la comparación de que la cantidad del primer fluido y el segundo fluido excede el valor umbral.

30

2-6(cancelada)

7. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 en donde generar luz en un espectro visible y/o luz en un espectro ultravioleta comprende generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto del pozo de producción.

35

. 000077

8. Un método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes en donde generar luz en un espectro visible y/o luz en un espectro ultravioleta comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto del pozo de producción.

5

9. El método de la reivindicación 8, en donde generar luz en un espectro visible de la fuente de luz en el recinto del pozo de producción comprende generar luz en un espectro visible proveniente de la primer fuente de luz en el recinto del pozo de producción, y generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente de luz en el recinto del pozo de producción comprende generar luz en un espectro ultravioleta de una segunda fuente de luz en el recinto del pozo de producción.

10

10. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes 7 a 9 que comprende además transmitir la imagen del receptor óptico para la presentación en la superficie por medio de la cual es visible a un operador.

15

11. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes 7 a 10, en donde recibir el primer fluido comprende recibir el primer fluido en el recinto del pozo de producción y recibir el segundo fluido comprende recibir el segundo fluido en el recinto del pozo de producción.

20

12. El método de la reivindicación 11, en donde recibir el primer fluido en el recinto del pozo de producción y recibir el segundo fluido en el recinto del pozo de producción comprende recibir el flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el recinto del pozo de producción en un primer intervalo de comunicación.

25

13. El método de la reivindicación 12, en donde distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta, comprende cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundos fluidos en el recinto del pozo de producción.

30

14. El método de la reivindicación 13 que comprende además instigar una acción correctiva basada al menos en parte en la cuantificación.

35

. 000078

15. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en donde cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el recinto del pozo de producción comprende:

5

transmitir una pluralidad de imágenes de la mezcla del primer y segundo fluidos a un procesador localizado en o cerca de la superficie; y

10

calcular, con el procesador, una cantidad del primer fluido en el flujo combinado de acuerdo con la pluralidad de imágenes.

16. El método de la reivindicación 14 o de la reivindicación 15, en donde instigar una acción correctiva comprende al menos uno de lo siguiente:

15

aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción de una porción restante del recinto del pozo de producción;

evitar sustancialmente el recibo del segundo fluido en el recinto del pozo de producción.

20

17. El método de la reivindicación 16, en donde aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción de la porción restante del recinto del pozo de producción comprende:

25

insertar al menos un empacador en el recinto del pozo de producción;

establecer el empacador en el recinto del pozo de producción próximo al primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción; y

30

aislar al menos parcialmente el primer intervalo de comunicación de la porción restante del recinto del pozo de producción con el empacador.

35

18. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el segundo fluido comprende al menos uno de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, o gas de hidrocarburo en el primer fluido comprende un fluido de hidrocarburo.

. 000079

19.El método de la reivindicación de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes que comprende además apuntar al receptor óptico para un espectro fluorescente del segundo fluido.

5 20.El método de la reivindicación de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido comprende capturar una imagen de video digital del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido.

10

21.Un aparato para el recinto del pozo en el fondo del pozo, que comprende:

Una o más fuentes de luz que generan luz en el espectro visible en un recinto del pozo y/o luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo;

15

al menos un receptor óptico que captura al menos una imagen de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto del pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido.

20

22.El aparato de la reivindicación 21, en donde la una o más fuentes de luz comprenden una fuente de luz que genera luz en un espectro visible en un recinto del pozo y la luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo.

25

23.El aparato de la reivindicación 21, en donde la una o más fuentes de luz comprenden una primer fuente de luz que genera luz en un espectro visible y una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo.

30

24.El aparato de la reivindicación 21 o 22 o 23, en donde en al menos un receptor óptico comprende un receptor óptico que captura al menos una imagen en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto del pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido cualquiera o ambos de los espectros visible y ultravioleta.

35

. 000080

25. El aparato de una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 24, en donde el receptor óptico se adapta adicionalmente para transmitir la al menos una imagen de un procesador localizado en no cerca a la superficie.

26. El aparato de una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 25, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes en el espectro visible o en el espectro ultravioleta de la mezcla del primer fluido y el segundo fluido en el recinto del pozo.

27. El aparato de una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 26, en donde el primer fluido comprende un hidrocarburo y el segundo fluido comprende un fluido trazador y al menos uno de agua, dióxido de carbono, o nitrógeno, el hidrocarburo comprende una primer fluorescencia, y el tinte trazador que comprende una segunda fluorescencia.

28. El aparato de la reivindicación 27, en donde la al menos una imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

29. Un sistema para identificar las sendas de comunicación entre los recintos de los pozos, que comprende:

un recinto del pozo de producción que se extiende desde una superficie a una zona subterránea;

al menos un recinto de pozo de inyección que se extiende desde la superficie a la zona subterránea;

un fluido de marcación comunicable desde el recinto del pozo de inyección al recinto del pozo de producción a través de la zona subterránea; y

un aparato en el recinto del pozo en el fondo del pozo de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 21 a 28 adaptadas para ser insertadas en el recinto del pozo de producción.

30. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 29, en donde el aparato en el recinto del pozo en el fondo del pozo comprende:

000081

una primer fuente de luz que genera luz en un espectro visible;

una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta; y

un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, un fluido de hidrocarburo proveniente del fluido de marcación en el espectro ultravioleta.

31.El sistema de la reivindicación 30 que comprende además un procesador localizado en la superficie, el aparato del recinto del pozo en el fondo del pozo adaptado para transmitir la imagen al procesador, el procesador adaptado para cuantificar, con base en la imagen, una cantidad del fluido de hidrocarburo o el fluido de marcación en la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

32.El sistema de la reivindicación 29 o 30 o 31, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes de video en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

33.El sistema de una cualquiera de las reivindicaciones 30 a 32, en donde el fluido de hidrocarburo comprende una primera fluorescencia y el fluido de marcación comprende una segunda fluorescencia.

34.El sistema de la reivindicación 33, en donde la imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

35.Un método para identificar los fluidos en el recinto del pozo que comprende:

generar luz en un espectro visible proveniente de una fuente de luz en un recinto del pozo de producción;

. 000082

generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de la fuente ultravioleta en el recinto del pozo de producción;

5 recibir el primer fluido en el recinto del pozo de producción de una zona subterránea;

recibir un segundo fluido en el recinto del pozo de producción proveniente de la zona subterránea;

10 capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el recinto del pozo de producción; y

15 distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visibles y ultravioleta.

36. El método de la reivindicación 35, en donde generar luz en un espectro visible de una fuente de luz en un recinto del pozo de producción comprende generar luz en un espectro visible proveniente de una primera fuente de luz en un recinto del pozo de producción, y generar luz en un espectro ultravioleta de una fuente de luz en el recinto del pozo de producción que comprende generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una segunda fuente de luz en el recinto del pozo de producción.

25 37. El método de la reivindicación 35 que comprende además transmitir la imagen del receptor óptico para la presentación en la superficie por medio de la cual es visible a un operador.

30 38. El método de la reivindicación 35, en donde recibir un primer fluido en el recinto del pozo de producción y recibir el segundo fluido en el recinto del pozo de producción comprende recibir el flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el recinto de pozo de producción en un primer intervalo de comunicación.

35 39. El método de la reivindicación 38, en donde distinguir al menos en parte, a través de la imagen el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta, comprende cuantificar, con base en al menos una imagen, la

000083

cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundo fluidos en el recinto del pozo de producción.

40. El método de la reivindicación 39 que comprende además instigar una acción correctiva con base al menos en parte en la cuantificación.

41. El método de la reivindicación 39, en donde cuantificar, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundos fluidos en los recintos de pozo de producción comprende:

transmitir una pluralidad de imágenes de la mezcla del primero y segundos fluidos a un procesador localizado en no cerca de la superficie;

calcular, con el procesador, una cantidad del primer fluido en el flujo combinado de acuerdo con la pluralidad de imágenes.

42. El método de la reivindicación 40, en donde instigar una acción correctiva comprende al menos uno de los siguientes:

Aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción de una porción restante en el recinto del pozo de producción;

Evitar sustancialmente el recibo del segundo fluido en el recinto del pozo de producción.

43. El método de la reivindicación 42, en donde aislar el primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción proveniente de la porción restante del recinto del pozo de producción comprende:

insertar al menos un empacador en el recinto del pozo de producción;

Establecer el empacador en un recinto del pozo de producción próximo al primer intervalo de comunicación en el recinto del pozo de producción; y

aislar al menos parcialmente el primer intervalo de comunicación de la porción restante del recinto del pozo de producción con el empacador.

000084

44. El método de la reivindicación 35, en donde el segundo fluido comprende al menos uno de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, o gas de hidrocarburo, y el primer fluido comprende un fluido de hidrocarburo.

5

45. El método de la reivindicación 35, que comprende además tener como objetivo el receptor óptico para un espectro fluorescente del segundo fluido.

10

46. El método de la reivindicación 35, en donde capturar al menos una imagen del flujo combinado del primer fluido y del segundo fluido comprende capturar una imagen de video digital del flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido.

15

47. Un aparato en el recinto del pozo en el fondo del pozo, que comprende:

Una fuente de luz que genera luz en un espectro visible en un recinto del pozo y luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo; y

20

Un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un primer fluido y un segundo fluido en el recinto del pozo, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en el espectro ultravioleta.

25

48. El aparato de la reivindicación 47, en donde la fuente de luz que genera luz en el espectro visible es una primera fuente de luz, el aparato además comprende una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta en el recinto del pozo.

30

49. El aparato de la reivindicación 47, en donde el receptor óptico se adapta además para transmitir al menos una imagen a un procesador localizado en o cerca de la superficie.

35

50. El aparato de la reivindicación 47, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del primer fluido y el segundo fluido en el recinto del pozo.

. 000085

51. El aparato de la reivindicación 47, en donde el primer fluido comprende un hidrocarburo y el segundo fluido comprende un fluido trazador y al menos uno de agua dióxido de carbono, o nitrógeno, el hidrocarburo que comprende una primera fluorescencia y el tinte trazador que comprende una segunda fluorescencia.

52. El aparato de la reivindicación 51, en donde al menos una imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

53. Un sistema para identificar sendas de comunicación entre los recintos de pozos, que comprende:

un recinto de pozo de producción que se extiende desde una superficie a una zona subterránea;

Al menos un recinto del pozo de inyección que se extiende desde la superficie a la zona subterránea;

Un fluido de marcación comunicable desde el recinto del pozo de inyección al recinto del pozo de producción a través de la zona subterránea; y

Una herramienta en el fondo del pozo adaptada para ser insertada en el recinto del pozo de producción que comprende:

Una primera fuente de luz que genera luz en un espectro visible;

Una segunda fuente de luz que genera luz en un espectro ultravioleta; y

Un receptor óptico que captura al menos una imagen en el espectro visible de una mezcla de un fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción, el receptor óptico adaptado para distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el fluido de hidrocarburo proveniente del fluido de marcación en el espectro ultravioleta.

54. El sistema de la reivindicación 53, que comprende además un procesador localizado en la superficie, la herramienta en el fondo del pozo adaptada para transmitir una imagen al procesador, el procesador adaptado para cuantificar,

. 000086

con base en la imagen, una cantidad de fluido de hidrocarburo o el fluido de marcación en la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

5 55. El sistema de la reivindicación 53, en donde el receptor óptico comprende una cámara de video digital adaptada para capturar una pluralidad de imágenes de video en el espectro visible o el espectro ultravioleta de la mezcla del fluido de hidrocarburo y el fluido de marcación en el recinto del pozo de producción.

10 56. El sistema de la reivindicación 53, en donde el fluido de hidrocarburo comprende una primera fluorescencia y el fluido de marcación comprende una segunda fluorescencia.

15 57. El sistema de la reivindicación 56, en donde la imagen distingue la primera fluorescencia de la segunda fluorescencia.

58. Un método para identificar fluidos que comprende:

20 Generar luz en un espectro visible de una fuente de luz en el sitio de superficie para la producción de hidrocarburo;

Generar luz en un espectro ultravioleta de la fuente de luz en el sitio de superficie;

25 Recibir un primer fluido en el sitio de superficie de un recinto de pozo de producción;

30 Recibir un segundo fluido en el sitio de superficie proveniente del recinto del pozo de producción;

Capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en al menos uno del espectro visible y el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el sitio de superficie;

35 Distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en cualquiera o ambos de los espectros visibles y ultravioleta;

000087

Determinar cuantitativamente, con base en al menos una imagen, una cantidad del primer fluido o del segundo fluido en el flujo combinado del primero y segundo fluidos;

5 Con base en la cantidad, insertar la fuente de luz y el receptor óptico hacia el recinto del pozo de producción.

10 59. El método de la reivindicación 58, en donde insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción con base en la cantidad comprende:

Comparar la cantidad de un valor umbral predeterminado del primer fluido o el segundo fluido en el flujo combinado del primer y segundos fluidos; y

15 Insertar la fuente de luz y el receptor óptico en el recinto del pozo de producción si la cantidad en el primer fluido o en el segundo fluido exceden el valor umbral.

20 60. Un método para identificar fluidos en un recinto del pozo que comprende:

Generar luz en un espectro ultravioleta proveniente de una fuente de luz en un recinto del pozo de producción;

25 Recibir un primer fluido en el recinto del pozo de producción de una zona subterránea;

Recibir un segundo fluido en el recinto del pozo de producción de la zona subterránea;

30 Capturar al menos una imagen de un flujo combinado del primer fluido y el segundo fluido en el espectro ultravioleta con un receptor óptico en el recinto del pozo de producción;

35 Distinguir, al menos en parte a través de la imagen, el primer fluido del segundo fluido en los espectros ultravioleta.

, 000088



No. 11-122546- -00000-0000

Fecha: 2011-09-20 15:25:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII

Act. 411 PRESENTACION Folios: 89

Act. 411 PRESENTACION Folios: 88


Industria y Comercio
 SUPERINTENDENCIA
PATENTE DE INVENCION ☐MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

- ☐ Indicación que se solicita una patente.
- ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- ☐ Descripción de la invención
- ☐ Dibujos de ser estos pertinentes
- ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
- Completa ☐ Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☒MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

- ☒ Indicación que se solicita una PCT
- ☒ Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
- ☒ Dibujos de ser estos pertinentes
- ☒ Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
- Completa ☒ Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

- ☐ Indicación que se solicita 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 ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

- ☐ Indicación que se solicita un esquema de trazado
- ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- ☐ Representación gráfica de un esquema de trazado
- ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas
- Completa ☐ Incompleta ☐