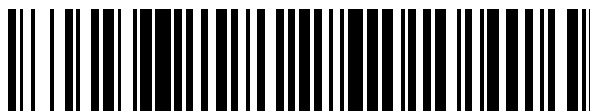


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 732 279**

51 Int. Cl.:

**G01V 1/30** (2006.01)

**E21B 41/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.01.2011** **E 11290051 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **24.04.2019** **EP 2354813**

54 Título: **Proceso para caracterizar una pluma de CO<sub>2</sub> en un acuífero de almacenamiento geológico**

30 Prioridad:

**08.02.2010 FR 1000491**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

**21.11.2019**

73 Titular/es:

**IFP ENERGIES NOUVELLES (100.0%)**  
**1 & 4 avenue de Bois-Préau**  
**92500 Rueil-Malmaison, FR**

72 Inventor/es:

**SALLEE, NOALWENN y**  
**RASOLOFOSAON, PATRICK**

74 Agente/Representante:

**ISERN JARA, Jorge**

**ES 2 732 279 T3**

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

**DESCRIPCIÓN**

Proceso para caracterizar una pluma de CO<sub>2</sub> en un acuífero de almacenamiento geológico.

5 La invención se refiere al campo técnico del almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero, tal como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y más particularmente al control del sitio geológico del almacenamiento de estos gases.

La presente invención proporciona un proceso de cuantificación de CO<sub>2</sub> en forma libre en un almacenamiento geológico, en base al análisis de datos sísmicos.

10 Los escenarios desarrollados por el GIEC (Grupo de Expertos Intergubernamental sobre el Cambio Climático) muestran que la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, en ausencia de cualquier acción correctiva, evolucionará de una concentración actual de 360 ppm a más de 1000 ppm a fines del siglo XXI con importantes consecuencias para el cambio climático. La captura de emisiones de CO<sub>2</sub> de fuentes de alto flujo (por ejemplo, centrales térmicas), el transporte de este CO<sub>2</sub> y su almacenamiento en formaciones subterráneas adecuadas es una de las soluciones, entre otras, para reducir las emisiones de gases del efecto invernadero. Ya existen proyectos piloto para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, pero el despliegue continuo de esta tecnología requiere tecnologías de alta calidad para cumplir con las exigencias de las regulaciones que se están implementando y para satisfacer las expectativas del público.

20 Los acuíferos salinos profundos presentan el mayor potencial para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> entre todas las formaciones geológicas consideradas debido a su distribución geográfica y su capacidad de almacenamiento teórica.

25 El volumen de CO<sub>2</sub> inyectado en una formación geológica subterránea se conoce fácilmente midiendo el flujo de gas en la boca del pozo. Sin embargo, el destino del CO<sub>2</sub> una vez inyectado es mucho más difícil de controlar: el CO<sub>2</sub> puede migrar verticalmente fuera de la formación de almacenamiento (en capas geológicas más superficiales, o incluso en la superficie) o lateralmente en la formación huésped en zonas no previstas originalmente. Además, el CO<sub>2</sub> puede sufrir cambios fisicoquímicos a lo largo del tiempo que pueden hacer que tome diferentes formas, entre ellas: la forma libre (gaseosa o supercrítica), la forma disuelta en la salmuera o, por ejemplo, una forma mineralizada.

30 Por lo tanto, el seguimiento más completo posible del destino del CO<sub>2</sub> inyectado debe realizarse para cumplir con las regulaciones vigentes, así como para ayudar a la aceptación social de esta tecnología. Este monitoreo integral debe implicar la detección de fugas de la formación geológica de almacenamiento y su cuantificación, así como un balance de volumen y/o de masa de CO<sub>2</sub> en el lugar en la formación geológica de almacenamiento.

35 Estado de la técnica

Los siguientes documentos reflejan el estado de la técnica:

40 • Arts, R. et al., 2002. Estimation of the mass of injected CO<sub>2</sub> at Sleipner using time-lapse seismic data, Expanded Abstracts of the 64th EAGE, Florence 2002, paper H016.

45 • Calvert, R., 2005, Insights and Methods for. 4D Reservoir Monitoring and Characterization, SEG/EAGE DISC (Distinguished Lecture Course), 2005.

• Chadwick, R.A., Arts, R. et O. Eiken, 2005, 4D seismic quantification of a growing CO<sub>2</sub> plume at Sleipner, North Sea, In: DORE', A. G. & VINING, B. A. (eds) Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives- Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference, 1385-1399.

50 • Bourbié, T., Coussy, O. et B. Zinszner, 1987, Acoustics of porous media, Editions Technip, Paris.

• Rasolofosaon P., Zinszner B., 2004, Laboratory petroacoustics for seismic monitoring feasibility study. The Leading Edge, v. 23; no. 3, p. 252-258.

55 • Rasolofosaon, P.N.J. and Zinszner, B.E., 2007. The unreasonable success of Gassmann's theory ... Revisited, Journal of seismic Exploration, Volume 16, Number 2-4, 281-301.

• Zinszner, B. et F.M. Pellerin, 2007, A geoscientist's guide to petrophysics, Editions Technip, Paris.

60 El documento US 20020013687 describe un proceso para monitorear un sitio de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

65 Para seguir la evolución de los fluidos producidos o inyectados en un medio poroso, los fabricantes han desarrollado muchas técnicas. Entre estas técnicas, la sísmica repetitiva, conocida como sísmica 4D, se utiliza en la industria (petrolífera o ambiental). Tal técnica consiste en llevar a cabo diferentes campañas sísmicas en diferentes momentos (generalmente las campañas están separadas por al menos un año). De este modo, el especialista puede seguir la

evolución de los fluidos del reservorio en producción o el sitio de almacenamiento geológico (por ejemplo, Calvert, 2005).

5 Los datos sísmicos estimados (velocidades) a partir de los datos adquiridos permiten rastrear las propiedades elásticas de los fluidos producidos o inyectados a través de un modelo teórico, generalmente del tipo poroelástico (Biot-Gassmann) (por ejemplo, Bourbié et al., 1987, Rasolofosaon y Zinszner, 2004 y 2007).

10 Todas estas técnicas se han explotado en el campo ambiental para estimar, a partir de los datos sísmicos, el volumen total y la masa total de CO<sub>2</sub> en el subsuelo.

15 Por ejemplo, Arts et al. (2002) explota las mediciones de la demora de la onda sísmica para cruzar las capas del subsuelo invadidas con CO<sub>2</sub>, en comparación con una propagación más rápida en el subsuelo saturado de salmuera, para identificar el área invadida por el CO<sub>2</sub> y estimar el volumen total de CO<sub>2</sub> en su lugar. Estos autores utilizan el modelo teórico de Gassmann (por ejemplo, Rasolofosaon y Zinszner, 2004 y 2007). Además, suponiendo que se conoce la densidad media de CO<sub>2</sub> en las condiciones del tanque (presión y temperatura), se llega a una estimación de la masa total de CO<sub>2</sub> en el lugar, que se compara con más o menos éxito con la masa de CO<sub>2</sub> realmente inyectada.

20 En un enfoque similar pero más sofisticado, Chadwick et al. (2005) explotan no solo los datos del tiempo de propagación de la onda, sino también las amplitudes de onda sísmica. Llegan a estimaciones ligeramente más precisas de la distribución de CO<sub>2</sub> y de la masa total de CO<sub>2</sub> en lugar de las de los autores anteriores, sin ir a la distribución tridimensional de las saturaciones de CO<sub>2</sub> como se propone en nuestro proceso.

Los principales inconvenientes de los métodos anteriores se pueden resumir en dos puntos principales:

25 • Los análisis anteriores se basan esencialmente en el análisis de los tiempos de propagación y las amplitudes de las ondas, y no en una inversión completa de los datos sísmicos con una estimación realmente cuantitativa en cualquier punto del subsuelo de los parámetros elásticos (impedancias, módulos de incompresibilidad, etc.). Sin embargo, al analizar los tiempos o las amplitudes, no es posible realizar un verdadero análisis cuantitativo. De hecho, si se toma por ejemplo el análisis de las variaciones del tiempo de propagación en la capa de almacenamiento debido a la inyección de CO<sub>2</sub>, se llega a una estimación de la variación de la velocidad global en toda la capa (y no local, en cada punto).

30 • Todos estos métodos se basan en el uso de un modelo elástico del medio poroso, cuya solidez ya no se puede demostrar, pero cuya estimación de los parámetros clave (en particular, módulos de incompresibilidad y cizallamiento drenados, y compresibilidades del el grano en menor medida) sigue siendo problemática (por ejemplo, Arts 2002 y Calvert et al., 2005).

40 El proceso propuesto permite abstraerse aquí de estos modelos teóricos, mientras se mantiene cerca de los únicos datos sísmicos. Utiliza los resultados de las inversiones sísmicas (en impedancias) y explota el hecho de que la inyección de CO<sub>2</sub> en un acuífero, preferiblemente solución salina profunda, es un fenómeno físico de primer drenaje (Zinszner y Pellerin, 2007).

El proceso según la invención

45 El objeto de la invención se refiere así a un proceso para monitorear un sitio de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, de acuerdo con la reivindicación 1.

De acuerdo con la invención, también es posible determinar un volumen de la pluma de CO<sub>2</sub> libre, realizando las siguientes etapas:

50 • se construye un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> dentro de dicha formación, a partir de dicho cubo de variación relativa de la masa volumétrica;

55 • se determina dicho volumen de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre sumando todos los valores del cubo de saturación de CO<sub>2</sub> y ponderando dicha suma mediante una porosidad media de dicha formación y un volumen ocupado por una celda elemental de dicho cubo de saturación.

Una masa de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre también se puede determinar multiplicando dicho volumen de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre por una masa volumétrica media de CO<sub>2</sub>.

60 El cubo de saturación de CO<sub>2</sub> se puede construir realizando las siguientes etapas:

• se determina una saturación de S<sub>wi</sub> irreducible en salmuera de dicha formación;

65 • se determina un valor absoluto máximo de dicho cubo de variación de masa volumétrica, y se calcula una proporción dividiendo este valor absoluto máximo por 1 - S<sub>wi</sub>;

• se construye un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> multiplicando cada valor de dicho cubo de variación de masa volumétrica por dicha proporción; y

5 • se convierte en profundidad dicho cubo de saturación mediante una técnica de conversión de tiempo-profundidad.

Otras características y ventajas del proceso de acuerdo con la invención aparecerán al leer la siguiente descripción de ejemplos no limitativos de realizaciones, con referencia a las Figuras adjuntas y descritas a continuación.

10 Breve presentación de las Figuras.

• La Figura 1 ilustra las etapas del proceso de acuerdo con la invención.

15 • La Figura 2 muestra una sección horizontal, en profundidad fijada en la parte superior de la pluma de CO<sub>2</sub> del cubo umbral de RVKS de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad para cuatro valores de umbral.

• La Figura 3 representa vistas tridimensionales de la pluma de CO<sub>2</sub> completa cortada por un plano vertical orientado al sudoeste, al noroeste (a la izquierda) y al sudeste - noroeste (a la derecha).

20 • La Figura 4 muestra secciones horizontales en la parte superior (izquierda) y en la base (derecha) de la pluma de CO<sub>2</sub> del cubo SC de saturación de CO<sub>2</sub>.

25 • Las Figuras 5 y 6 ilustran la calidad de los resultados proporcionados por el proceso comparando el volumen total (Figura 5) de CO<sub>2</sub> en condiciones de fondo y la masa total (Figura 6) de CO<sub>2</sub> inyectada en función del tiempo del calendario, así como las estimaciones obtenidas del proceso según la invención.

Descripción detallada del proceso

30 La presente invención propone un proceso de cuantificación del CO<sub>2</sub> en forma libre en un almacenamiento geológico, basado en el análisis de datos sísmicos repetitivos, llamados datos sísmicos 4D.

El proceso caracteriza la pluma de CO<sub>2</sub>, determinando la ubicación y la extensión geográfica de la pluma, así como su volumen y su masa.

35 La Figura 1 ilustra las etapas del proceso de acuerdo con la invención. Tiene tres etapas principales:

1. Adquisición de datos e inyección de CO<sub>2</sub>

2. Ubicación de la pluma de CO<sub>2</sub>

40 • Determinación de impedancias sísmicas (o velocidades de ondas sísmicas)

• Construcción de cubos de variación de masa volumétrica e incompresibilidad

45 • Ubicación de la pluma de CO<sub>2</sub>

3. Determinación del volumen y de la masa de la pluma de CO<sub>2</sub>

• Construcción de un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> en el subsuelo.

50 • Determinación del volumen y de la masa de la pluma de CO<sub>2</sub>.

1. Adquisición de datos e inyección de CO<sub>2</sub>

55 Primero, adquirimos un primer conjunto de datos sísmicos 3D, antes de la inyección (AI) de CO<sub>2</sub> en el acuífero. Este primer conjunto permite visualizar una zona del subsuelo que contiene el acuífero de inyección. Este conjunto se denomina SD<sup>(AI)</sup>. Estos datos constituyen un primer cubo de amplitud sísmica.

Se realiza una inyección de CO<sub>2</sub> en el acuífero.

60 Luego se adquiere un segundo conjunto de datos sísmicos 3D (después de la inyección (PI) de CO<sub>2</sub>). Este segundo conjunto permite obtener imágenes de la misma zona del subsuelo que la imagen del primer conjunto de datos. Este conjunto se denomina SD<sup>(PI)</sup>. Estos datos constituyen un segundo cubo de amplitud sísmica.

Se dispone así de dos imágenes de una zona del subsuelo que contiene el acuífero de inyección. De una manera conocida por los especialistas, que están familiarizados con los métodos sísmicos 4D, el dispositivo para adquirir estos datos sísmicos debe ser sustancialmente el mismo, para obtener imágenes comparables.

5 También se pueden adquirir datos de pozo, denominados WD, para la inversión estratigráfica (etapa 2.1). Estos datos comprenden registros (registros de pozos) de densidad y registros de velocidades de ondas sísmicas P y S.

## 2. Ubicación de la pluma de CO<sub>2</sub>

10 La ubicación de la pluma de CO<sub>2</sub> dentro del subsuelo se basa en el conocimiento de la variación relativa del módulo de incompresibilidad y de la variación relativa de la masa volumétrica de las formaciones geológicas del subsuelo invadido por el CO<sub>2</sub>.

15 El módulo de incompresibilidad, denominado K, de una roca es el coeficiente de proporcionalidad entre la presión de confinamiento isotrópica ejercida sobre una muestra de esta roca y la variación relativa de volumen (o deformación volumétrica) de esta muestra resultante de esta implementación de la presión.

La determinación de estos cubos de variación dentro del subsuelo se basa únicamente en las impedancias sísmicas directamente de los datos sísmicos.

### 20 2.1 Determinación de impedancias sísmicas (o velocidades de las ondas sísmicas)

La determinación de las impedancias sísmicas se basa en una inversión estratigráfica de los cubos de datos sísmicos 4D. Tal técnica es bien conocida por los especialistas.

25 De acuerdo con una realización, los dos cubos de amplitudes sísmicas se convierten en impedancias sísmicas (o velocidades sísmicas) mediante una inversión estratigráfica previa a la suma (ISAS). Un método de inversión estratigráfica se describe en los siguientes documentos, por ejemplo:

30 • T. Tonellot, D. Macé, V. Richard, 1999, Prestack elastic waveform inversion using a priori information, 69th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., paper 0231, p.800-804.

• Tonellot T., Macé D. and Richard V. [2001]. Joint stratigraphic inversion of angle-limited stacks. 71st SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 227-230.

35 • A.S Barnola, B. Andrieux, T. Tonellot et O. Voutay, 2003, Pre-stack stratigraphic inversion and attribute analysis for optimal reservoir characterisation, SEG Expanded Abstracts 22, 1493 (2003); doi:10.1190/1.1817576

40 Los datos de pozos WD permiten la construcción y calibración de un modelo a priori, a menudo utilizado en técnicas de inversión estratigráfica.

Los datos obtenidos después de la inversión son los cubos de impedancia de onda P y onda S, respectivamente denominados IP<sup>(A)</sup> e IS<sup>(A)</sup> para los datos antes de la inyección, e IP<sup>(P)</sup> e IS<sup>(P)</sup> para los datos después de la inyección.

45 Todos los datos utilizados son cubos de datos tridimensionales. Las primeras dos dimensiones son direcciones geográficas horizontales x e y, y la tercera dimensión "vertical" es el tiempo de grabación sísmica. Estos cubos constituyen así una discretización del subsuelo en un conjunto de celdas. Cada celda está asociada con un valor de una propiedad en función del cubo: las celdas del cubo de impedancia de onda P contienen un valor de impedancia de onda P.

50 Para la misma profundidad, el tiempo de registro de un conjunto de datos sísmicos adquiridos en un momento dado no es el mismo que el tiempo de registro de un segundo conjunto de datos sísmicos adquiridos posteriormente debido a que las velocidades de propagación de las ondas sísmicas en la roca son modificadas por la sustitución de salmuera por el CO<sub>2</sub>. Se habla de diferentes escalas de tiempo.

55 Por lo tanto, las escalas de tiempo son diferentes para los datos de impedancia antes y después de la inyección.

De una manera conocida por los especialistas, la interpretación de datos sísmicos 4D incluye una etapa para ajustar los tiempos de propagación de los dos conjuntos de datos sísmicos, antes y después de la inyección. Tal técnica es comúnmente llamada "warping" (W). Un ejemplo se describe en el siguiente documento:

60 DeVault B., et al., 2007, "Prestack 9-C joint inversion for stratigraphic prediction in the Williston Basin". 77th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 1039-1043.

Por lo tanto, los datos de impedancia posterior a la inyección,  $IP^{(PI)}$  e  $IS^{(PI)}$ , coinciden en el tiempo con los datos anteriores a la inyección,  $IP^{(AI)}$  e  $IS^{(AI)}$  para permitir la comparación cuantitativa. Los datos de salida son los datos sísmicos de impedancia después del "warping" en la onda P y la onda S, respectivamente denominados  $WIP^{(PI)}$  y  $WIS^{(PI)}$ , expresados en el mismo marco temporal que los datos de impedancia antes de la inyección.

5

## 2.2 Construcción de cubos de variación de masa volumétrica e incompresibilidad

En primer lugar, los datos de impedancia se convierten en cubos del producto de módulo de incompresibilidad K por la masa volumétrica  $\rho$  del subsuelo. Estos cubos se denominan  $KR^{(AI)}$ , para el cubo antes de la inyección, y  $KR^{(PI)}$  para el cubo después de la inyección.

10

Para llevar a cabo estas transformaciones, se utilizan las siguientes fórmulas:

$$(1) \quad KR^{(AI)}(x, y, t) = \left( IP^{(AI)}(x, y, t) \right)^2 - \frac{4}{3} \left( IS^{(AI)}(x, y, t) \right)^2$$

15

antes de la inyección y

$$(2) \quad KR^{(PI)}(x, y, t) = \left( WIP^{(PI)}(x, y, t) \right)^2 - \frac{4}{3} \left( WIS^{(PI)}(x, y, t) \right)^2$$

20

después de la inyección.

Estas ecuaciones provienen del hecho de que las velocidades de las ondas sísmicas P,  $V_p$  y las ondas S,  $V_s$ , así como las impedancias asociadas  $I_p$  e  $I_s$  respetan las siguientes ecuaciones:

25

$$\rho V_p^2 = K + \frac{4}{3} \mu \quad ; \quad \rho V_s^2 = \mu \quad ; \quad I_p = \rho V_p$$

e

30

$$I_s = \rho V_s$$

Se deducen las siguientes fórmulas:

$$K \rho = I_p^2 - (4/3) I_s^2$$

35

y

$$\mu \rho = I_s^2$$

En una segunda etapa, los cubos  $KR^{(AI)}$  y  $KR^{(PI)}$  se transforman en cubos del producto de rigidez (o módulo de cizallamiento  $\mu$ ) por la masa volumétrica  $\rho$  del subsuelo. Estos cubos se denominan  $MR^{(AI)}$ , para el cubo antes de la inyección, y  $MR^{(PI)}$  para el cubo después de la inyección.

40

Para llevar a cabo estas transformaciones, se utilizan las siguientes fórmulas:

45

$$(3) \quad MR^{(AI)}(x, y, t) = \left( IS^{(AI)}(x, y, t) \right)^2$$

antes de la inyección y

50

$$(4) \quad MR^{(PI)}(x, y, t) = \left( WIS^{(PI)}(x, y, t) \right)^2$$

después de la inyección.

Los cubos de las variaciones relativas de los productos  $K \cdot \rho$  y  $\mu \cdot \rho$ , debido a la inyección de  $CO_2$ , se designan respectivamente  $RVKR$  y  $RVMR$ . Se deducen de las siguientes fórmulas:

55

$$(5) \quad RVKR(x, y, t) = \frac{KR^{(PI)}(x, y, t) - KR^{(AI)}(x, y, t)}{KR^{(AI)}(x, y, t)}$$

y

$$(6) \quad RVMR(x, y, t) = \frac{MR^{(PI)}(x, y, t) - MR^{(AI)}(x, y, t)}{MR^{(AI)}(x, y, t)}$$

5 Sin tener en cuenta los efectos de la presión y las variaciones del módulo de cizallamiento  $\mu$  debidos a la sustitución de la salmuera por el CO<sub>2</sub>, los cubos de variación relativa de la masa volumétrica, denominada RVR y la variación relativa del módulo de incompresibilidad, denominada RVK, se obtienen mediante las siguientes fórmulas:

$$(7) \quad RVR(x, y, t) = RVMR(x, y, t) ,$$

y

$$(8) \quad RVK(x, y, t) = RVKR(x, y, t) - RVMR(x, y, t)$$

### 15 2.3 Ubicación de la pluma de CO<sub>2</sub>

20 Dado que el CO<sub>2</sub> tiene un módulo de incompresibilidad y una masa volumétrica más baja que la salmuera, la sustitución de salmuera por CO<sub>2</sub> tiende a reducir la masa volumétrica y el módulo de incompresibilidad efectivo de la roca en la zona de inyección. Las zonas de disminución de la masa volumétrica  $\rho$  del subsuelo se identifican calculando el cubo filtrado de las variaciones relativas de densidad, denominado RVRF y definido por:

$$(9) \quad RVRF(x, y, t) = \begin{cases} 1 & \text{si } RVR(x, y, t) < 0 \\ 0 & \text{si } RVR(x, y, t) > 0 \end{cases}$$

25 Del mismo modo, las zonas de reducción del módulo de incompresibilidad K del subsuelo se identifican calculando el cubo filtrado de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad, denominado RVKF y definido por:

$$(10) \quad RVKF(x, y, t) = \begin{cases} 1 & \text{si } RVK(x, y, t) < 0 \\ 0 & \text{si } RVK(x, y, t) > 0 \end{cases}$$

30 Además, muchas fuentes de ruido, principalmente relacionadas con la adquisición, hacen que esta reducción del módulo de incompresibilidad sea espacialmente coherente solo por encima de un cierto umbral  $\varepsilon$  de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad. Las zonas de disminución suficiente del módulo de incompresibilidad K del subsuelo se identifican calculando el cubo umbral de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad, denominado RVKS y definido por:

$$(11) \quad RVKS(x, y, t) = \begin{cases} 1 & \text{si } |RVK(x, y, t)| > \varepsilon \\ 0 & \text{si } |RVK(x, y, t)| < \varepsilon \end{cases}$$

35 Tener en cuenta que el cubo RVKS se obtiene simplemente mediante el umbral ( $\varepsilon$ ) del cubo RVK de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad.

40 La Figura 2 muestra una sección horizontal, en la profundidad fijada en la parte superior de la pluma de CO<sub>2</sub>, del cubo umbral de RVKS de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad para cuatro valores de umbral:  $\varepsilon = 5\%$ ,  $10\%$ ,  $15\%$  y  $20\%$ . Los puntos de cubo asociados con valores por encima del umbral se muestran en negro.

45 Las zonas que presentan tanto una disminución en la masa volumétrica  $\rho$  como una disminución suficiente en el módulo de incompresibilidad K se identifican calculando el cubo umbral y filtrado de las variaciones relativas del módulo de incompresibilidad, denominado RVKSF, y definido por:

$$(12) \quad RVKSF(x, y, t) = RVRF(x, y, t) \times RVKF(x, y, t) \times RVKS(x, y, t)$$

50 Finalmente, el cubo RVR de variación de masa volumétrica relativa se filtra por el cubo anterior para obtener el cubo umbral y filtrado de las variaciones de masa volumétrica relativa, denominado RVRSF y definido por:

$$(13) \quad RVRSF(x, y, t) = RVKSF(x, y, t) \times RVR(x, y, t)$$

55 Por lo tanto, este cubo consiste en un conjunto de celdas que tienen el valor 1, si la celda contiene CO<sub>2</sub>, y el valor 0 si la celda no lo contiene, delimitando así la extensión geográfica de la pluma de CO<sub>2</sub>.

La Figura 3 ilustra un resultado. Se trata de vistas tridimensionales de la pluma completa de CO<sub>2</sub>, cortada por un plano vertical orientado al sudoeste, al noroeste (izquierda) y al sudeste - noroeste (derecha). El plano de sección está representado en negro, y solo se muestra la parte de la pluma en la parte posterior del plano de sección (en gris). Algunas conexiones entre las diferentes capas que constituyen la pluma, visibles por la sísmica, están marcadas con flechas y con la letra C.

### 3. Determinación del volumen y masa de la pluma de CO<sub>2</sub>

De acuerdo con la invención, para determinar el volumen y la masa de la pluma de CO<sub>2</sub>, se determina un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> del subsuelo.

#### 3.1. Construcción de un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> en el subsuelo

La determinación de la saturación en el subsuelo se basa en el conocimiento de la variación relativa de la masa volumétrica R<sub>VRSF</sub> de las formaciones geológicas del subsuelo invadido por el CO<sub>2</sub>.

Sin embargo, en zonas de variación relativa máxima de la masa volumétrica, la inyección de CO<sub>2</sub> no pudo expulsar completamente la salmuera en su lugar. La salmuera atrapada permanece y la saturación en salmuera está cerca de la llamada saturación irreducible en salmuera, denominada  $S_{wi}$  ( $0 \leq S_{wi} \leq 1$ ). Este parámetro, conocido por los especialistas petrofísicos, es una característica del medio poroso y es un nuevo parámetro de entrada. Los valores típicos para este parámetro en medios altamente porosos y altamente permeables elegidos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> a menudo están muy por debajo de 0,1, y pueden descender a 0,05. La saturación máxima correspondiente

en CO<sub>2</sub>, denominada  $S_{CO_2}^{(MAX)}$  está dada por la fórmula:

$$(14) \quad S_{CO_2}^{(MAX)} = 1 - S_{wi}$$

La saturación mínima de CO<sub>2</sub> es cero y corresponde a las zonas aún no alcanzadas por la pluma de CO<sub>2</sub>. Además, la variación relativa de masa volumétrica de la roca debido a la sustitución de la salmuera por CO<sub>2</sub> es proporcional a la saturación de CO<sub>2</sub>, el cubo de saturación de CO<sub>2</sub>, denominado SC, se obtiene mediante la fórmula:

$$(15) \quad SC(x, y, t) = R_{VRSF}(x, y, t) \frac{S_{CO_2}^{(MAX)}}{R_{VRSF}^{(MAX)}}$$

donde  $R_{VRSF}^{(MAX)}$  es el valor máximo (en valor absoluto) de las variaciones de masa volumétrica relativa calculadas en el cubo R<sub>VRSF</sub>. Este valor particular de variación de masa volumétrica corresponde a la condición de saturación irreducible en salmuera.

La Figura 4 ilustra secciones horizontales en la parte superior (izquierda) y en la base (derecha) de la pluma de CO<sub>2</sub> del cubo SC de saturación de CO<sub>2</sub>. En la escala, la saturación de CO<sub>2</sub> se denomina SC<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Según una realización, los datos se transforman en profundidad. Como se indicó anteriormente, en todos los datos anteriores, la tercera dimensión "vertical" es el tiempo de grabación sísmica t. En la siguiente etapa, se transforma la variable tiempo t en la variable profundidad z. Para hacer esto, se utiliza una técnica bien conocida por los especialistas: la conversión de tiempo-profundidad (CTP).

La conversión de tiempo-profundidad (CTP) se puede realizar en todos los datos anteriores, en particular en el cubo SC de saturación de CO<sub>2</sub>. El cubo SC se transforma así en un cubo de profundidad de saturación en CO<sub>2</sub>, denominado SCP.

#### 3.2. Determinación del volumen y de la masa de la pluma de CO<sub>2</sub>

Los cubos de datos utilizados consisten en celdas, conocidas por los especialistas con el nombre "voxel" (contracción de los términos en inglés "pixel volumétrico"). Estas celdas son las dimensiones  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  y  $\Delta z$  conocidas. En las direcciones horizontales, estas dimensiones  $\Delta x$  y  $\Delta y$  son conocidas por los especialistas con el nombre de "inter-trace". Estos son datos de adquisición que corresponden a las distancias entre los puntos de registro sucesivos para el mismo punto de disparo, respectivamente en las direcciones x e y. La dimensión vertical  $\Delta z$  es la tasa de muestreo  $\Delta t$  de registro de los datos sísmicos, convertidos en profundidad por conversión de tiempo-profundidad.

El volumen total de CO<sub>2</sub>, denominado VTC, se puede calcular sumando todos los valores del cubo en profundidad SCP de saturación de CO<sub>2</sub>, y ponderando el resultado por el volumen ocupado por una celda y por la porosidad media  $\phi$  de la roca, ya sea:



$$(16) \quad VTC = \phi \times \Delta x \times \Delta y \times \Delta z \sum_{x,y,z} SCP(x, y, z)$$

5 La porosidad media  $\phi$  de la roca, definida por la relación entre el volumen de los poros y el volumen total de la roca, es medida o estimada por especialistas a partir de registros de pozos o mediciones de en muestras de pozos (por ejemplo, Calvert, 2005). Esta magnitud es una característica del medio poroso y es un nuevo parámetro de entrada. Las condiciones termodinámicas (presión del fluido y temperatura) en el punto de inyección son generalmente conocidas. A partir de estos datos, los especialistas en termodinámica pueden calcular la masa volumétrica media  $\rho_{CO_2}$  del  $CO_2$  según las tablas de constantes físicas o utilizando referencias tales como la siguiente referencia:

10 Span, R., Wagner, W., 1996 "A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 100 K at Pressures up to 800 MPa", J. Phys. Chem. Ref. Data, Vol. 25, No. 6, pp. 1509 - 1596

Al introducir esta masa volumétrica media del  $CO_2$ ,  $\rho_{CO_2}$ , se puede estimar la masa total MTC del  $CO_2$  utilizando la siguiente fórmula:

$$15 \quad (17) \quad MTC = \rho_{CO_2} \times VTC$$

#### Resultados

20 Las Figuras 5 y 6 ilustran la calidad de los resultados proporcionados por el método de acuerdo con la invención para estimar el volumen y la masa de  $CO_2$  en su lugar.

25 La Figura 5 ilustra el volumen total (VC) de  $CO_2$  en condición de fondo en función del tiempo calendario (TC). La curva corresponde a los datos de inyección, el rectángulo gris representa la estimación del volumen de  $CO_2$  libre proporcionado por el proceso de acuerdo con la invención.

30 La Figura 6 muestra la masa total (MC) de  $CO_2$  en condición de fondo en función del tiempo calendario (TC). La curva corresponde a los datos de inyección, el rectángulo gris representa la estimación de la masa libre de  $CO_2$  proporcionada por el proceso de acuerdo con la invención.

Se constata que la estimación es consistente con los datos, validando así el proceso.

#### Aplicación

35 El proceso de acuerdo con la invención, para caracterizar en detalle y no solo globalmente, una pluma de  $CO_2$  puede integrarse en un proceso de inyección de  $CO_2$  en una formación subterránea, en particular al permitir describir mejor la variación a lo largo del tiempo de las distribuciones de fluidos en el nivel geológico de almacenamiento de  $CO_2$ .

40 El método permite compartimentar el nivel geológico de almacenamiento de  $CO_2$ , es decir, identificar los diferentes compartimentos del subsuelo, así como las conectividades entre estos diferentes compartimentos. Esta información precisa permite identificar y estimar los volúmenes de  $CO_2$  almacenados en el subsuelo y controlar la integridad de las cubiertas geológicas.

45 Con un almacenamiento geológico de gas ácido, como el  $CO_2$ , es necesario asegurarse de que el reservorio subterráneo (medio poroso) en el que se inyecta el gas es estrecho. Sin embargo, puede ocurrir que el gas logre escapar de este reservorio natural. Para remediar sus fugas, los operadores han desarrollado diversas técnicas, llamadas técnicas de "remediación".

50 Después de determinar la extensión geográfica, el volumen y la masa de la pluma de  $CO_2$ , se puede verificar la integridad del sitio de almacenamiento.

55 De hecho, al igual que la resolución espacial del proceso hace posible señalar con precisión las conexiones cercanas entre las diferentes capas que constituyen la pluma de  $CO_2$  (ver las marcas C en la Figura 3), el proceso propuesto permite no solo especificar con precisión en 3D la extensión lateral de la pluma, sino especialmente detectar en forma inequívoca cualquier fuga de  $CO_2$  libre a través de la cubierta, en la parte superior de la zona de almacenamiento. La alta resolución espacial del proceso en este caso preciso se convierte en una necesidad. La detección de posibles fugas de  $CO_2$  libres hace posible implementar estos métodos de remediación para evitar estas fugas.

60 Además, es esencial monitorear la evolución del gas inyectado para determinar si el almacenamiento se lleva a cabo correctamente, en la ubicación deseada, evaluar la cantidad realmente almacenada y verificar la integridad del reservorio, asegurándose de que no hay fugas de  $CO_2$  libre. A partir de esta información, también se puede determinar si se necesitan otros pozos de inyección.

5 De manera más general, se puede mejorar nuestra comprensión de los mecanismos de almacenamiento: si el CO<sub>2</sub> libre no representa la totalidad del CO<sub>2</sub> inyectado, es porque se transformó. El proceso propuesto suministra información más acertada y precisa para restringir el modelo de comportamiento de almacenamiento. El proceso, al permitir seguir mejor la evolución espacial de los contactos de fluido durante la inyección, permite confirmar o, por el contrario, invalidar el modelo de flujo y, por consiguiente, permite seguir más claramente el frente de CO<sub>2</sub> almacenado en el subsuelo.

10 Esto permite una mejor gestión de la inyección de CO<sub>2</sub> y de todo el proceso industrial. Por ejemplo, esto puede llevar a diferentes condiciones operativas en el sitio de almacenamiento: ubicación de nuevos pozos de inyección, modificación de las presiones de inyección, adición de aditivos, etc.

15 También se señala que el proceso de monitoreo de acuerdo con la invención no requiere la perforación de nuevos pozos en la zona de almacenamiento, lo que contribuye a reducir significativamente el riesgo de fugas. Los datos de pozo no son indispensables, y si son necesarios para la inversión, es muy posible y recomendable perforar bien lejos de la zona de almacenamiento para evitar problemas de fugas.

**REIVINDICACIONES**

1. Proceso para monitorear un sitio de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, a partir de un primer conjunto de datos sísmicos que muestran una zona del subsuelo y se adquieren antes de una inyección de CO<sub>2</sub> en una formación subterránea de dicha zona, y un segundo conjunto de datos sísmicos que muestran dicha zona del subsuelo y se adquieren después de dicha inyección de CO<sub>2</sub>, caracterizado porque se localiza una pluma de CO<sub>2</sub> libre formada después de dicha inyección mediante la realización de las siguientes etapas:
- se construyen para cada conjunto de datos sísmicos un cubo de impedancias sísmicas de onda P y un cubo de impedancias sísmicas de onda S por medio de una inversión estratigráfica;
  - se construye un cubo de variación de masa volumétrica a partir de dichos cubos de impedancias sísmicas de onda P y de onda S antes y después de la inyección de CO<sub>2</sub>, donde dicho cubo de variación de masa volumétrica discretiza dicha zona del subsuelo en un conjunto de celdas;
  - se construye un cubo de variación del módulo de incompresibilidad a partir de dichos cubos de impedancias sísmicas de onda P y de onda S antes y después de la inyección de CO<sub>2</sub>, donde dicho cubo de variación del módulo de incompresibilidad discretiza dicha zona del subsuelo en un conjunto de celdas;
  - se ubica dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre en dicha zona, al identificar las celdas en las que dicha variación de masa volumétrica es negativa y dicha variación del módulo de incompresibilidad es negativa y de valor absoluto mayor que un umbral positivo dado, donde dichas celdas así identificadas delimitan dicha pluma de CO<sub>2</sub>;
  - se verifica la integridad de dicho sitio de almacenamiento mediante la detección de una fuga de CO<sub>2</sub>, por análisis de dicha ubicación de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre, y se implementan técnicas de remediación para detener dicha fuga, y/o
  - se modifican las condiciones operativas del sitio de almacenamiento después de la detección de una transformación de CO<sub>2</sub> libre por comparación de un volumen y/o una masa de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre con un volumen y/o una masa de CO<sub>2</sub> inyectado.
2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde dicho volumen de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre se determina realizando las siguientes etapas:
- se construye un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> dentro de dicha formación, a partir de dicho cubo de variación relativa de la masa volumétrica;
  - se determina dicho volumen de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre sumando todos los valores del cubo de saturación de CO<sub>2</sub>, y ponderando dicha suma por una porosidad media de dicha formación y por un volumen ocupado por una celda elemental de dicho cubo de saturación.
3. Método de acuerdo con la reivindicación 2, en donde dicha masa de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre se determina multiplicando dicho volumen de dicha pluma de CO<sub>2</sub> libre por una masa volumétrica media de CO<sub>2</sub>.
4. Método de acuerdo con una de las reivindicaciones 2 y 3, en donde dicho cubo de saturación de CO<sub>2</sub> se construye realizando las siguientes etapas:
- se determina una saturación  $S_{wi}$  irreducible en salmuera de dicha formación;
  - se determina un valor absoluto máximo de dicho cubo de variación de masa volumétrica, y se calcula una proporción dividiendo este valor absoluto máximo por  $1-S_{wi}$ ;
  - se construye un cubo de saturación de CO<sub>2</sub> multiplicando cada valor de dicho cubo de variación de masa volumétrica por dicha proporción; y
  - se convierte dicho cubo de saturación en profundidad mediante una técnica de conversión de tiempo-profundidad.

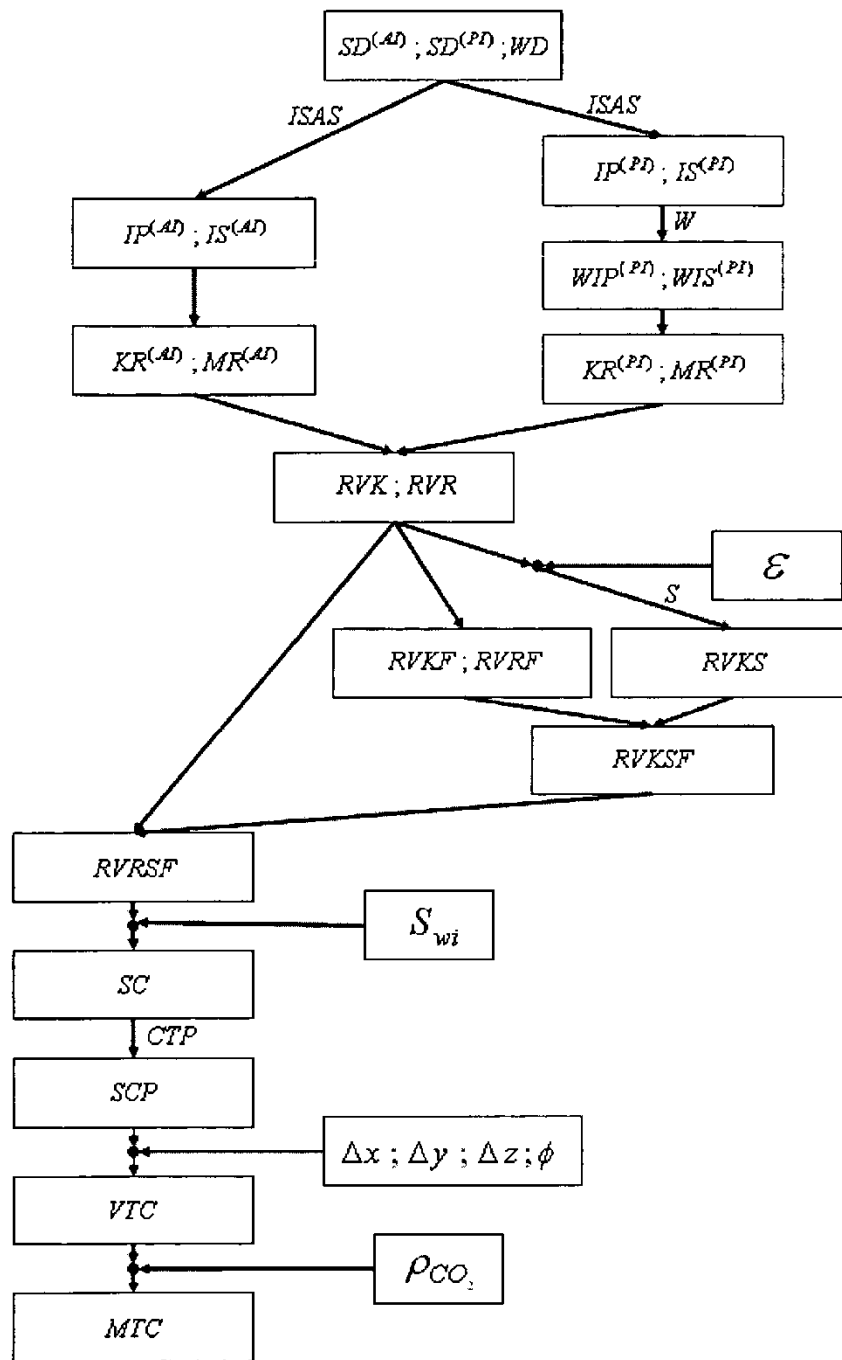


Fig. 1

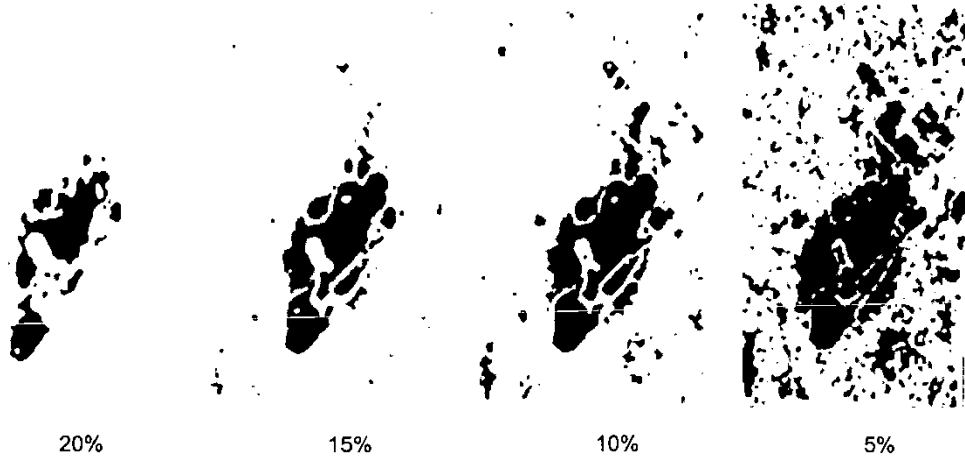


Fig. 2

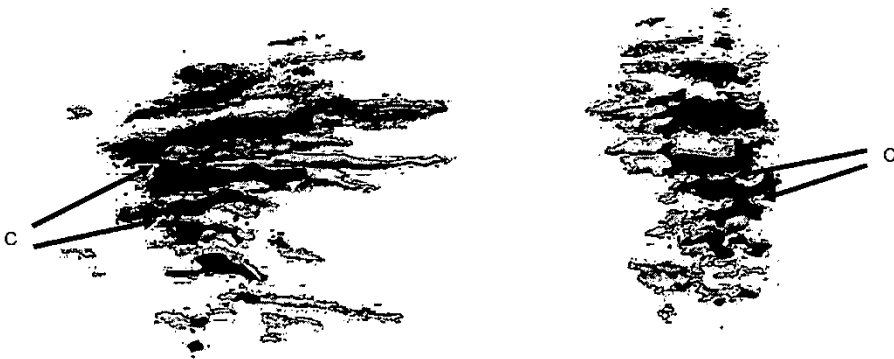


Fig. 3

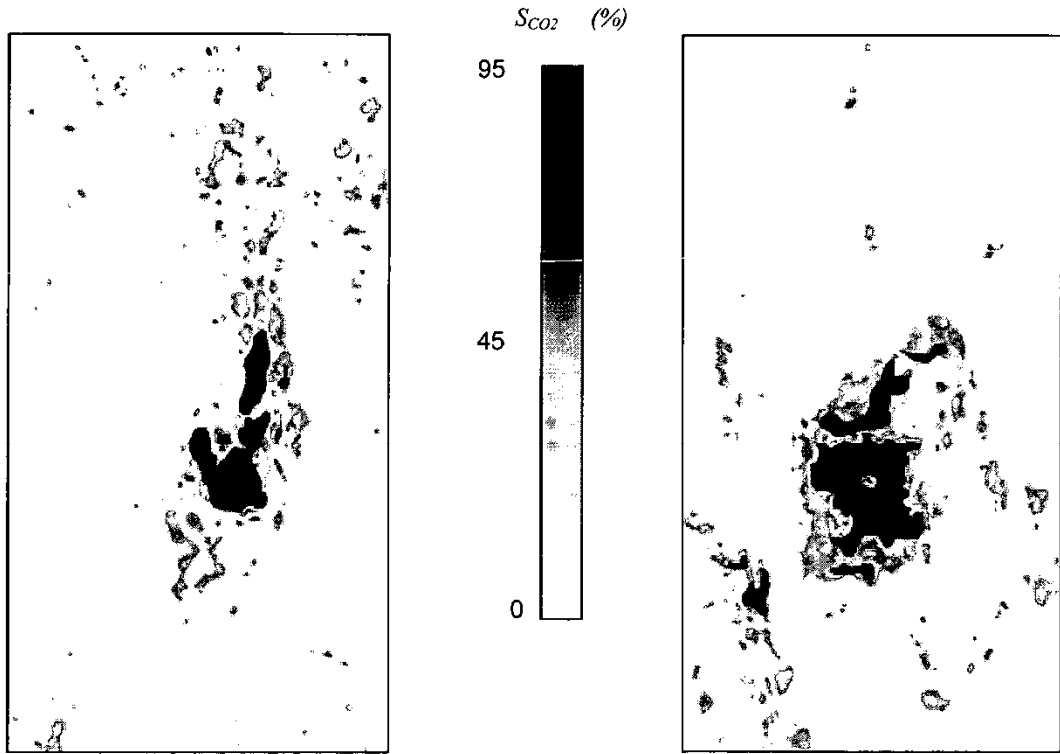


Fig. 4

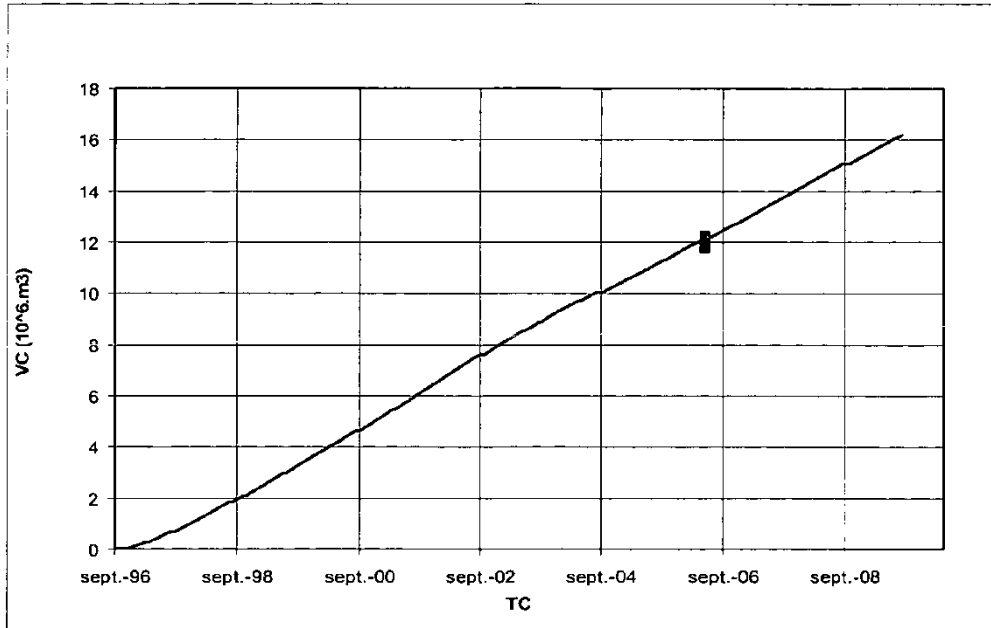


Fig. 5

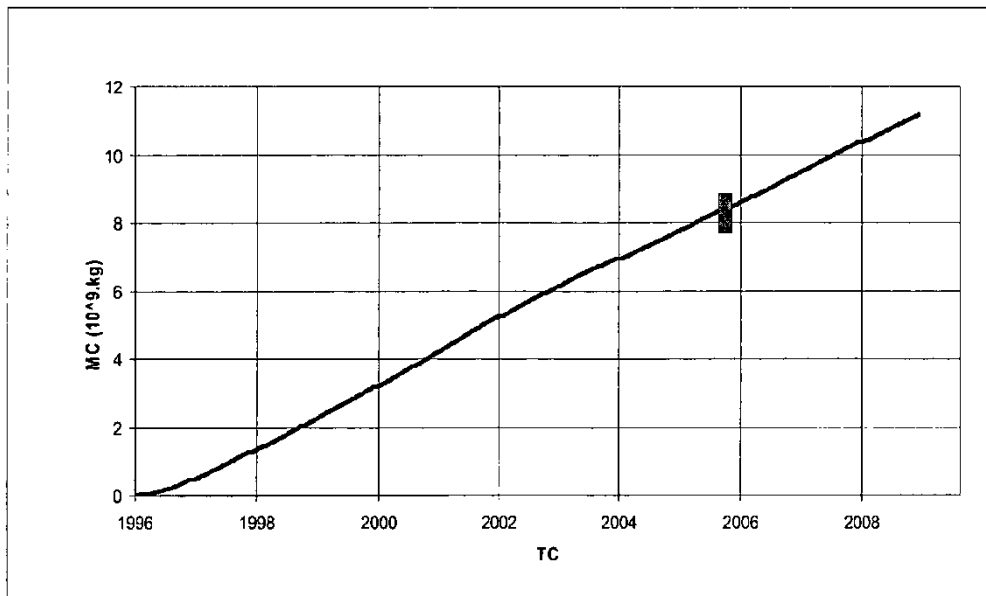


Fig. 6