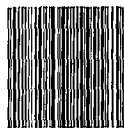



Industria y Comercio
 SUPERINTENDENCIA



01 42596 0

PETITORIO

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación : 01042596 00000000

Folios: 55

Fecha (AMD): 2001-05-29/18:04:37

Trámite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE 2000-3

1

SOLICITUD DE:

Patente de Invención ✓



Patente de Modelo de Utilidad

2

**SOLICITANTE
(71)**

Nombre: **MARATHON OIL COMPANY** ✓
 sociedad constituida y existente bajo las leyes
 del estado de Ohio, Estados Unidos de América.
 Dirección: 539 South Main Street, Findlay,
 Ohio 45840, Estados Unidos de América.

Teléfono: 546 09 70
 E-mail: clientes@camyp.com
 Fax: 249 40 70

Domicilio: Findlay, Ohio, Estados Unidos de
 América.

IDENTIFICACIONC.C. ☐ NIT ☐C.E. ☐ Otro ☐

Número: _____

3

**REPRESENTANTE
O APODERADO
(74)**

Nombre: Emilio FERRERO ✓

Dirección: Carrera 4ª No. 72-35 ✓

Teléfono: 347 36 11
 E-mail: cavelier@cavelier.com
 Fax: 217 92 11
 Domicilio: Bogotá, Colombia

IDENTIFICACIONC.C. ☒ NIT ☐C.E. ☐ Otro ☐

Número: 438.019 TP 31.929

4

**INVENTOR(ES)
(72)**

Nombre: 1- Jeffry G. HAMMAN ✓
 5515 Emerald Pointe Lane, Sugar Land,
 Texas 77479, Estados Unidos de América.
 2- Donald H. CALDWELL
 10107 Olympia, Houston, Texas 77042,
 Estados Unidos de América.
 3- Stephen D. WILSON
 8 Migvie Lea, Aberdeen AB15 8GE, Escocia.

IDENTIFICACIONC.C. ☐ NIT ☐C.E. ☐ Otro ☐

Número: _____

5

**TITULO (54) MÉTODO PARA PREDECIR VALORES CUANTITATIVOS DE UNA
 PROPIEDAD DE UNA ROCA O DE FLUIDO EN UN YACIMIENTO
 QUE USA DATOS SISMICOS.**

6

Clasificación Internacional (51)

E 21 B 43/00

7

PrioridadSI ☒ NO ☐

(33) País de Origen

US.

(32) Fecha

31 de mayo de 2000

(31) Número de Solicitud

09/584.063

8

Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los6 meses ☐12 meses ☐18 meses ☒Otro ☐

9

Comprobante de pago No. 01.21.057 POR VALOR \$ 356.640.00 Fecha: 2 de abril de 2001

Comprobante de pago No. 01.27.937 POR VALOR \$ 100.000.00 Fecha: 7 de mayo de 2001

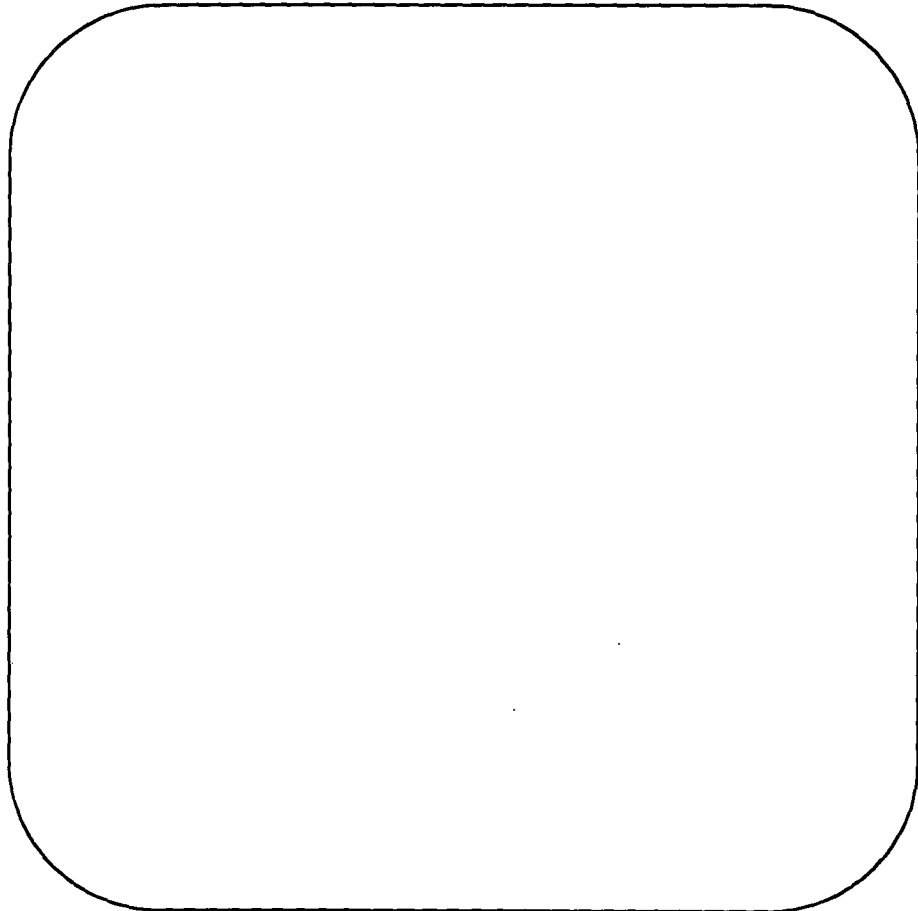
10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación
- ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad
- ☐ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☒ Poderes, si fuere el caso
- ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad
- ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad
- ☒ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante
- ☒ Descripción de la invención
- ☒ Una o más reivindicaciones
- ☒ Dibujos y/o planos necesarios (8 págs.)
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☐ Arte final 12 x 12.

11

FIGURA CARACTERISTICA:



12

NOMBRE: EMILIO FERRERO

FIRMA:

C.C. 438.019 de Usaquén T.P. 31.929

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página

2

METODO PARA PRECEDIR VALORES CUANTITATIVOS DE UNA
PROPIEDAD DE UNA ROCA O DE FLUIDO EN UN YACIMIENTO
QUE USA DATOS SISMICOS

CAMPO TECNICO

La presente invención se refiere generalmente a un método para crear un modelo geológico dimensional de un yacimiento fluido subterráneo. Más particularmente, la invención se refiere a un método para poblar al modelo geológico dimensional con valores cuantitativos de una propiedad designada de roca o fluido, los cuales tienen un mínimo de error, utilizando un modelo de respuesta petrofísica y datos sísmicos. El modelo geológico dimensional resultante facilita la exploración o manejo de producción de yacimientos de hidrocarburo.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

En la exploración de hidrocarburos y la explotación de los mismos desde ambientes subterráneos, existe la necesidad constante de caracterizar exactamente a los yacimientos de interés. El conocer la extensión del área, el contenido de hidrocarburo y la permeabilidad al fluido de un yacimiento de hidrocarburo es sumamente importante con el fin de reducir el riesgo de pérdida económica y aumentar las ganancias de la producción de hidrocarburo desde dicho yacimiento. Tal información referente al yacimiento subterráneo es obtenida fácilmente desde uno o más pozos que se perforan a través del yacimiento. Las velocidades de perforación, cortes del taladro, cambios en la composición del lodo de perforación y muestras de núcleos tomadas desde un pozo, proporcionan la información requerida. Los perfiles

Ya que los perfiles miden solamente las propiedades de la roca y fluido hasta más o menos un pie desde el orificio de pozo y la gran mayoría del yacimiento no es penetrada por los pozos, los perfiles desgraciadamente pueden caracterizar solamente una fracción sumamente pequeña de un yacimiento. Además, el acto de perforar somete a tensión a la roca que rodea al orificio de pozo, cambiando así las propiedades de la roca e introduciendo error en las mediciones obtenidas por el perfilaje del pozo y análisis del núcleo. Existe la necesidad permanente de caracterizar exactamente a las propiedades de la roca y del fluido en todo el yacimiento subterráneo y, en particular, caracterizar exactamente las propiedades de la roca y el fluido en regiones del yacimiento de las cuales no se toman muestras mediante los pozos.

Los datos de los pozos son extrapolados convencionalmente desde el orificio de pozo para caracterizar a todo el yacimiento, cuando están limitados los datos del pozo. Las técnicas convencionales de extrapolación ilustran al yacimiento subterráneo como varias disposiciones

4

entre sí para formar un modelo tridimensional del yacimiento. Típicamente, las coordenadas X, Y y Z de cada bloque están determinadas en superficies de elevación absoluta y estratigráficas y se utilizan algoritmos de búsqueda para determinar los puntos de datos relativos en la vecindad de cada bloque. Además, las propiedades de roca de cada bloque son asignadas por medio de métodos de estimación tales como métodos basados en la distancia, utilizando métodos de promedios interpolados que se basan en valores de datos cercanos y métodos geoestadísticos que toman en cuenta la distancia y continuidad espacial de las propiedades de la roca.

Se han utilizado también estudios sísmicos para proporcionar información sísmica sobre las porciones del yacimiento subterráneo que no son muestreadas por el pozo. Se emplean dispositivos de impacto, tales como fuentes de vibración, pistolas de gas, pistolas de aire y caída de pesos, en la superficie de la tierra o en un orificio de pozo como una fuente sísmica para generar ondas de corte y compresión en los estratos subterráneos. Estas ondas son transmitidas a través de los estratos subterráneos, reflejadas en impedancia acústica y grabadas, generalmente en la superficie de la tierra, mediante dispositivos colocados en una disposición. Estos datos grabados son procesados típicamente utilizando software que está diseñado para reducir el ruido y preservar la amplitud de reflexión. Los estudios sísmicos son transformados típicamente

datos tridimensionales que representan una medición directa de las superficies de la roca que definen al yacimiento. Los grupos de datos se utilizan cada vez más para evaluar y levantar mapas de estructuras subterráneas para el propósito de explorar o explotar reservas de petróleo, gas o mineral. Sin embargo, los datos sísmicos no han utilizados en general en modelos geológicos tridimensionales para cualquier propósito que no sea el de definir el tope y base del modelo. La presente invención reconoce la necesidad de integrar en forma más efectiva a los datos sísmicos con los modelos geológicos para la caracterización exacta de los yacimientos.

Por lo tanto, un objetivo de la presente invención consiste en proporcionar un método para predecir exactamente los valores cuantitativos de las propiedades de roca o fluido en un yacimiento subterráneo, mediante el uso integrado de datos sísmicos y modelos geológicos dimensionales. Otro objetivo de la presente invención consiste en proporcionar un método para pronosticar valores cuantitativos de propiedades de roca o fluido en un yacimiento, los cuales tienen utilidad específica para la exploración de hidrocarburos, permitiendo al operador definir con mayor exactitud la magnitud y límites de un yacimiento de hidrocarburos. Aún otro objetivo de la invención consiste en proporcionar un método para pronosticar los valores cuantitativos de propiedades de roca o fluido en un yacimiento subterráneo, los cuales tienen utilidad específica para el manejo del yacimiento de hidrocarburo,

7

7

resultantes con mínimo error de una propiedad convenientemente designada de roca o fluido tienen utilidad específica para el manejo del yacimiento de hidrocarburo dentro del volumen geológico, permitiendo al operador aumentar estrechamente u optimizar de otro modo la producción de hidrocarburo desde el yacimiento.

De acuerdo con una forma específica de la presente invención, se proporciona un volumen geológico subterráneo en el cual se ha determinado experimentalmente la distribución de valores sísmicos de la impedancia acústica. Se caracteriza el volumen geológico por un volumen modelo que tiene varios subvolúmenes modelo. Se selecciona un subvolumen modelo a partir de los varios subvolúmenes modelo y se asigna un valor sísmico de impedancia acústica al subvolumen modelo a partir de la distribución. Se designa una propiedad de roca o fluido pertinente al volumen geológico y se asigna también un primer valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido al subvolumen modelo. Se calcula un primer valor pronosticado de impedancia acústica para el subvolumen modelo a partir de un modelo de respuesta utilizando el primer valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido, en el cual el modelo de respuesta es sensible a los cambios en los valores pronosticados de la propiedad designada de la roca o fluido. Se compara el primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de impedancia acústica para

8

pronosticados y sísmicos de tal impedancia acústica. Se ajusta el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido en respuesta a la primera diferencia para crear un segundo valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido, en el cual ese segundo valor pronosticado reduce la primera diferencia.

Luego, se calcula un segundo valor pronosticado de impedancia acústica para el subvolumen modelo a partir del modelo de respuesta utilizando al segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido. Se compara el segundo valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de la impedancia acústica para determinar una segunda diferencia entre los valores pronosticado y sísmico de la impedancia acústica, en el cual la segunda diferencia es menor que la primera. Se repiten estas etapas iterativamente hasta que la diferencia no exceda de la tolerancia máxima predeterminada. El valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido al concluir la repetición iterativa es un valor de error minimizado de la propiedad designada de la roca o fluido para el subvolumen seleccionado. Se repite el método para otro subvolumen modelo hasta que se hayan determinado los valores minimizados de error de la propiedad designada de la roca o fluido para cada subvolumen modelo del volumen modelo.

Se comprenderá mejor a la invención en los dibujos adjuntos.

La figura 1 es un flujograma esquemático que ofrece una visión general del método de la presente invención.

La figura 2 es una representación esquemática de un volumen geológico subterráneo que incluye un yacimiento fluido de interés.

Las figuras 3A, 3B, 3C son un flujograma esquemático que ilustra una forma detallada del método de la figura 1.

La figura 4 es una representación esquemática de un modelo geológico 3-D construido de acuerdo con la forma de las Figuras 3A, 3B, 3C.

La figura 5 es una representación esquemática de una celda del modelo geológico 3D de la figura 4, en la cual dicha celda está poblada con datos iniciales.

La figura 6 es una representación gráfica de los datos pronosticados para las propiedades de roca y fluido determinadas de acuerdo con el método de la figura 1.

DESCRIPCION DE LAS FORMAS PREFERIDAS

Se ofrece una visión general del método de la invención, en el flujograma de la Figura 1 y se describe más adelante con referencia a la figura 1. El método comprende cinco etapas. La primera etapa es la construcción de un modelo geológico dimensional basado en el volumen geológico físico real que incluye un yacimiento fluido de interés. El modelo geológico dimensional comprende un volumen modelo dividido en una disposición de subvolúmenes modelo. Esta disposición ofrece una estructura dimensional para

10

correlacionar los valores experimental o pronosticado de las propiedades geofísica y petrofísica con los sitios especificados dentro del volumen geológico. Se construye al modelo geológico dimensional utilizando una distribución de valores sísmicos experimentalmente determinados de impedancia acústica para el volumen geológico y otros datos conocidos experimentales o derivados que se refieren al volumen geológico que se obtiene en forma preliminar en el presente método.

La segunda etapa del método es la población inicial de valores de datos en el modelo geológico dimensional. De acuerdo con la etapa de la población de datos iniciales, se asignan valores cuantitativos de ciertas propiedades geofísicas y petrofísicas del volumen geológico a todo el modelo geológico dimensional. En particular, se asignan valores sísmicos experimentalmente determinados de impedancia acústica a partir de la distribución descrita anteriormente, a cada subvolumen del modelo geológico dimensional. Se asignan también valores estimados de propiedades de roca y fluido del volumen geológico a cada subvolumen del modelo geológico dimensional. Los valores estimados de las propiedades de roca y fluido incluyen valores estimados iniciales de la propiedad designada de roca o fluido (denominados alternativamente primeros valores pronosticados) que son de particular utilidad para el presente método.

La tercera etapa del método es el establecimiento de un modelo de resistencia a la compresión y a la tensión.

establecimiento del modelo de respuesta petrofísica, se selecciona una o más ecuaciones de respuesta o se derivan de otro modo de las relaciones físicas entre propiedades de roca, fluido y sísmicas en un yacimiento, las cuales son perfectamente conocidas por los expertos en el campo de la física de roca y fluido. Las ecuaciones de respuesta permiten calcular un valor pronosticado de impedancia acústica mediante la inserción de los valores estimados de las propiedades de roca y fluido, incluyendo el valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en las ecuaciones de respuesta. Como tal, el modelo de respuesta petrofísica genera un valor pronosticado de impedancia acústica que responde a los cambios en el valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido.

La cuarta etapa del método es la minimización de error de los valores pronosticados de la propiedad designada de roca o fluido. Se inicia la etapa de minimización de error utilizando el modelo de respuesta petrofísica y los valores estimados de las propiedades de roca y fluido, incluyendo el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido a fin de calcular un primer valor pronosticado de la impedancia acústica para un subvolumen modelo seleccionado. Se determina el valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido comparando al primer valor pronosticado de la impedancia acústica con el valor sísmico de la misma; ajustando iterativamente al valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido --

12

12

respuesta a la comparación; y calculando nuevamente el valor pronosticado de la impedancia acústica, utilizando el modelo de respuesta petrofísica y el valor pronosticado ajustado de la propiedad designada de roca o fluido hasta lograr una coincidencia aceptable entre el valor pronosticado y en valor sísmico de la impedancia acústica. El valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido que logra esta coincidencia es el valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para el subvolumen modelo seleccionado. Luego se selecciona un nuevo subvolumen modelo y se repite la etapa de minimización de error hasta determinar un valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para cada subvolumen modelo en el volumen modelo. Se debe observar que se mantienen fijos durante toda la etapa de minimización a la forma del modelo de respuesta petrofísica, a los valores estimados de las propiedades de roca y fluido diferentes a la propiedad designada de roca o fluido y a los valores sísmicos de la impedancia acústica.

La quinta y última etapa del método es la repoblación de los valores minimizados de error en el modelo geológico dimensional. De acuerdo con la etapa de repoblación de los valores minimizados de error, estos valores correspondientes a la propiedad designada de roca o fluido son sustituidos para cada primer valor pronosticado correspondiente de la propiedad designada de roca o fluido que fue inicialmente poblado en el modelo geológico

13

dimensional en la segunda etapa. El producto final del presente método es un modelo geológico dimensional que está poblado íntegramente con valores de datos con mínimo error de la propiedad designada de roca o fluido y que está correlacionado con el volumen geológico de interés.

Se describe en las figuras 2-5 una forma preferida del método de la presente invención. Con referencia a la figura 2, se ilustra un volumen geológico físico y se designa generalmente con el número 10. Se aplica el método de la presente forma al volumen geológico 10 que comprende una superficie de tierra 12 y varios estratos subterráneos 14, 16, 18 que contienen materiales de roca y fluido. Como tal, el volumen geológico 10 incluye un yacimiento fluido que no está específicamente delineado en las figuras. Los estratos 14, 16, 18 se extienden por debajo de la superficie terrestre 12 en capas que están apiladas en serie y en profundidad. Los estratos 14, 16, 18 se distinguen entre sí por diferentes propiedades de roca y fluido. Por lo tanto, los respectivos estratos 14, 16, 18 están separados por eventos estratigráficos que definen límites de secuencia de yacimiento 15, 17. Sin embargo, se comprenderá que la figura 2 es simplemente una representación conceptualizada de un volumen geológico subterráneo. La práctica del presente método no está limitada a cualquier volumen geológico específico, pero se aplica generalmente a cualquier volumen geológico a partir del cual se pueden generar experimentalmente datos sísmicos.

14

14

Las figura 3A, 3B, 3C son un flujograma detallado de la presente forma que ilustra al método por etapas. En forma preliminar a la iniciación del presente método, los datos sísmicos son generados experimentalmente en el volumen geológico 10 de interés mediante un estudio sísmico que utiliza métodos convencionales bien conocidos por los expertos en el arte. Se definen generalmente los datos sísmicos para propósitos del presente método como información generada mediante la creación de ondas sísmicas dentro de un volumen geológico desde fuentes de energía sísmica artificial y observando los tiempos de llegada y amplitudes de ondas que se refractan a través de intervalos de alta velocidad dentro del volumen geológico u ondas que se reflejan desde caras de contacto dentro del volumen geológico en respuesta a ondas sísmicas. Tales caras de contacto son típicamente el resultado de cambios en la velocidad acústica o densidad volumétrica. Se aplica comúnmente cierto números de técnicas de procesamiento de datos a los datos sísmicos para reducir el ruido o hacer más significativos a los datos. En particular, el presente método utiliza los datos sísmicos una vez que los mismos han sido convertidos en impedancia acústica utilizando una técnica convencional conocida como inversión sísmica. Se encuentra comercialmente disponible cierto número de paquetes de software de inversión sísmica, los cuales procesan a los datos sísmicos, los convierten en una distribución de valores sísmicos de impedancia acústica

15

15

geológico. Se dispone de un paquete de software de inversión sísmica ejemplar bajo la denominación comercial "TDROV" de CGG Americas Inc., 16430 Park Ten Place, Houston, Texas 77084, USA.

Además de los datos sísmicos, antes de iniciar el proceso el operador dispone de una cantidad limitada de datos de pozo que se refieren a las propiedades de roca o fluido en el volumen geológico 10. Tales datos se adquieren típicamente a partir de pozos de exploración o producción (no ilustrados) que penetran en el volumen geológico 10. Como se indicó anteriormente, los datos de pozo se encuentran limitados en cuanto al área de alcance, teniendo confiabilidad en el mejor de los casos hasta solamente un pie de radio desde el orificio de pozo. En cualquier caso, esos datos de pozo, si están disponibles, pueden ser utilizados en la práctica del presente método tal como se describe más adelante. Sin embargo, se comprenderá que la disponibilidad de datos de pozo no es un prerequisite para la práctica del presente método. Se requiere solamente que se encuentre disponible en forma preliminar una distribución de valores sísmicos de impedancia acústica para el volumen geológico 10 o que los datos sísmicos se encuentren disponibles preliminarmente y a partir de los cuales es posible generar la distribución. Si los datos sísmicos no están disponibles preliminarmente para el volumen geológico 10, los datos sísmicos pueden ser generados alternativamente para el

16

16

sísmico como una etapa incidental del presente método.

Con referencia a las figuras 3A, 3B, 3C, se inicia la presente forma mediante la etapa 30, en la cual se proporciona una distribución de los valores sísmicos de impedancia acústica con respecto al tiempo, la cual ha sido obtenida a partir del volumen geológico subterráneo 10 de la figura 2. La distribución define un volumen de impedancia acústica sísmica tridimensional (volumen A1), en el cual los ejes x e y del volumen A1 se expresan en unidades de longitud y el eje z está en unidades de tiempo. Se construye un modelo tridimensional (3-D) del volumen geológico a partir del volumen A1 mediante las etapas 32, 34, 36, 38, 40. El modelo geológico 3-D tiene un volumen modelo en el cual los tres ejes del volumen x , y , z están en unidades de longitud.

La etapa 32 inicia la construcción del modelo geológico 3D mediante la interpretación de los límites mayores de impedancia acústica en el volumen A1 y confirmando la correlación de tales límites a los límites de secuencia del yacimiento. Los cambios en la impedancia acústica sísmica con tiempo en el volumen A1 deben correlacionarse con los cambios en las propiedades de roca o fluido con respecto a la profundidad en el volumen geológico. Una vez que se ha confirmado que ocurren los tiempos correctos de interconexión de impedancia acústica en los eventos estratigráficos correctos, se trazan las superficies cuadrículadas de correlación de tiempo a través de todo el volumen A1 utilizando reillas de líneas o líneas cruzadas.

12

17

La etapa 34 deriva horizontes de tiempo a partir de las superficies cuadriculadas de correlación de tiempo, las cuales se verifican con respecto a los valores isocron negativos. Se combinan los horizontes de tiempo para completar una estructura de capas en tiempo.

La etapa 36 convierte a cada superficies cuadriculada de correlación de tiempo en una superficie de correlación en profundidad utilizando un mejor estimado de la velocidad promedio para cada horizonte dentro del volumen A1. Se pueden realizar ajustes mineros en las superficies de correlación en profundidad en los sitios de pozo, si hubiese alguno, ya que tales superficies por lo general no coinciden de manera idéntica con los picos de horizonte desde los sitios de pozo. Se pueden realizar ajustes menores en las superficies de correlación en profundidad lejos de los sitios de pozo, si hubiese alguno, confiando en el hecho de que los contactos de fluido son identificables frecuentemente como cambios espaciales altamente correlacionados en el valor de la impedancia acústica. Se pueden reajustar también las velocidades promedio estimadas en respuesta a ajustes en las superficies de correlación en profundidad. La etapa 38 deriva horizontes en profundidad a partir de las superficies de correlación en profundidad, las cuales se verifican con respecto a valores "isopach" negativos. Se combinan los horizontes en profundidad para completar una estructura de capas en profundidad. Existe una correspondencia de

18

18

profundidad y la estructura por capas en tiempo.

La etapa 40 genera un modelo geológico 3-D dividiendo a la estructura de capas en profundidad, en varias celdas o bloques de modelo tridimensional. Con referencia adicional a la figura 4, se ilustra el modelo geológico 3-D del volumen geológico y se designa generalmente con 42 y se designa a una celda representativa con 44. Los modelos geológicos 3-D de este tipo contienen generalmente decenas de millones de celdas. El límite externo de la estructura por capas en profundidad define al volumen 46 modelo. Se ordenan las celdas dentro del modelo geológico 3-D 42 de modo que no haya sobreposición entre las celdas. Refiriéndonos adicionalmente a la figura 5, se ilustra que la celda 44 tiene dos dimensiones expresadas en unidades de longitud a lo largo de los ejes x e y, los cuales delinean típicamente un rectángulo o cuadrado en una vista en planta. La celda 44 tiene una tercera dimensión expresada en unidades de longitud a lo largo del eje z que es representativa de la profundidad y delinea el espesor. Se seleccionan las dimensiones específicas de cada celda en respuesta al volumen A1 que es la entrada al modelo geológico 3-D y datos de datos, si están disponibles. Por ejemplo, se pueden seleccionar las dimensiones de celda como una función de la línea, mediante el espaciamiento de líneas cruzadas con un régimen de muestreo del perfil de pozo. Se pueden configurar las capas finas de las celdas de modo que las mismas queden definidas equitativamente entre dos horizontes de estructura en capas

19

19

en profundidad (proporcionales), paralelos a un horizonte superior (en sobreposición) o paralelos a un horizonte de fondo (fuera de sobreposición).

Se ofrecen aquí las figuras 4 y 5 para propósitos de ilustración. El modelo geológico 42 3-D y las celdas asociadas son solamente una posible configuración del modelo geológico dimensional dentro de los alcances de la presente invención. Se comprenderá que el modelo geológico dimensional, tal como se describe aquí, no está limitado a cualquier número específico de dimensiones o unidades de expresión. Tampoco las celdas están limitadas a cualquier configuración geométrica. Por lo tanto, esta dentro de los alcances de la presente invención construir un modelo geológico dimensional de dimensiones n y teniendo celdas que están configuradas dimensionalmente de manera correspondiente.

Refiriéndonos nuevamente a las figuras 3A, 3B, 3C, se llena al modelo geológico 3-D con valores de datos iniciales mediante las etapas 48 y 50. La estructura por capas en tiempo y la estructura por capas en profundidad proporcionan en forma cooperativa un campo de velocidad 3-D que permite la elaboración de mapas de profundidad a tiempo y ofrece correspondencia entre el modelo geológico 3-D el volumen A1. Como resultado de esto, la etapa 48 traduce a los valores x , y y z para cada celda del modelo geológico 3-D a línea, línea cruzada y tiempo en el volumen A1. Se

20

20

determinada línea, línea cruzada y tiempo en el volumen A1 a partir de este último y se carga en la correspondiente celda del modelo geológico 3-D. Se repite este procedimiento hasta que cada celda en el modelo geológico 3-D queda poblada con un valor de impedancia acústica sísmica apropiada a partir del volumen A1. Se carga frecuentemente el mismo valor de impedancia acústica en muchas celdas debido a la naturaleza limitada de banda, o sea, una resolución vertical relativamente baja del volumen A1.

La etapa 50 estima los valores de la roca y las propiedades de fluido, incluyendo al primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido y distribuye a los valores estimados en cada celda en el modelo geológico 3-D. Se seleccionan las propiedades de roca y fluido en base a su utilidad en el modelo de respuesta petrofísica que se describe más adelante con referencia a la etapa 52. Se estiman los valores de las propiedades de roca y fluido utilizando principios científicos y de ingeniería bien conocidos y todos los datos petrofísicos disponibles para el volumen geológico. Por ejemplo, los datos de pozo pueden estar disponibles a partir de perfiles que ofrecen ciertos valores de propiedades de roca y fluido a lo largo de capas de alta resolución del modelo geológico 3-D que corresponden a sitios de pozo. Los datos de pozo proporcionan típicamente valores localizados de porosidad de pozo además de la identidad de tipos de fluido, tales como valores de gas, petróleo y agua. Los datos de pozo también

~~22~~
21

21

saturación con fluido. Otros datos disponibles pueden incluir cálculos PVT que ofrecen estimados de capacidad de compresión de fluido. Las muestras de núcleo proporcionan densidades de grano y composición mineral de la roca. Se puede realizar la distribución de los valores estimados iniciales de las propiedades de roca y fluido en el modelo geológico 3-D, de acuerdo con cualquier número de técnicas convencionales tales como ponderación de distancia, "co-kriging" co-localizada, etc. Puede ser necesario retener la relación específica entre los valores estimados iniciales de una determinada propiedad de roca o fluido proporcionada por la distribución en etapas de ajuste subsiguientes del presente método. Por ejemplo, se debe retener en etapas de ajuste subsiguientes la naturaleza relativa de la porosidad de estratos como una función de la localización vertical proporcionada por la distribución.

La etapa S2 establece el modelo de respuesta petrofísica que se basa en la relación conocida entre las propiedades de roca y fluido, y la impedancia acústica. El modelo de respuesta petrofísica es distinto del modelo geológico 3-D, siendo un sistema de ecuaciones de respuesta, en el cual la propiedad designada pronosticada de roca o fluido es una variable independiente primaria y la impedancia acústica pronosticada es una variable dependiente primaria. Se utiliza el modelo de respuesta petrofísica para el cálculo directo de los valores pronosticados de impedancia

22

22

propiedades de roca y fluido, incluyendo los valores pronosticados de propiedad designada de roca o fluido. Así, el modelo de respuesta petrofísica describe la forma en que varía la impedancia acústica con una o más propiedades de roca y fluido, incluyendo la propiedad designada de fluido o roca dentro del volumen geológico.

Se deriva preferiblemente al modelo de respuesta petrofísica a partir de ecuaciones de módulos elásticos convencionales, con capacidad de predicción, de roca y fluido. Se describe un ejemplo de sistema de tales ecuaciones en Mavko, G. y otros, editores; Rock Physics Formulas, Rock Physics Laboratory, Stanford University, 1993, incorporado aquí a modo de referencia. La impedancia acústica (AI) está relacionada con las propiedades de roca y fluido mediante el siguiente sistema de ecuaciones:

$$AI = v_p \rho_b$$

donde: v_p = velocidad de compresión

ρ_b = densidad volumétrica

La velocidad de compresión está relacionada con las propiedades de roca y fluido mediante la primera ecuación de Christoffel:

$$v_p = [(K^* + 4/3 G^*)/\rho_b]^{1/2}$$

en la cual:

K^* = módulo volumétrico (inversa de la compresibilidad del sistema)

23

23

Se calcula el módulo volumétrico a partir de la expresión de Gassmann:

$$K^* = K_A + [(1 - (K_A/K_M)^2)/((\Phi/K_F) + ((1-\Phi)/K_M) - (K_A/(K_M)^2))]$$

en la cual:

K_A = módulo del sistema (inversa de la compresibilidad de la roca seca)

K_M = módulo mineral (inversa de la compresibilidad de gramo)

Φ = porosidad de la roca

K_F = módulo de fluido (inversa de la compresibilidad de fluido)

Se estima el módulo de corte G^* como una función lineal de la porosidad de la roca.

Se calcula la densidad volumétrica como:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (1 - \phi) + \phi(S_w * \rho_w + (1 - S_w) * \rho_{HC})$$

en la cual:

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_w = densidad del agua congénita

ρ_{HC} = densidad del hidrocarburo a las condiciones PVT correctas

S_w = saturación del agua del yacimiento

Como se indicó anteriormente con referencia a los valores de estimación de las propiedades de roca y fluido, la aplicación del modelo requiere el uso exhaustivo de todos los datos petrofísicos disponibles para el volumen geológico de

24

24

interés. Se estudian los perfiles de pozos, si están disponibles, para estimar las variaciones, dependencias y límites en cada parámetro requerido por el modelo de respuesta petrofísica. Se realizan los cálculos FVT para estimar la compresibilidad del fluido. Se utilizan las funciones Levert J para estimar las saturaciones de fluido. Se utilizan las muestras de núcleo en la determinación de densidades de grano y composición mineral de la roca. Así, los valores de la propiedad designada de roca o fluido finalmente pronosticados por el presente método están restringidos convenientemente por valores físicamente aceptables de las propiedades restantes de la roca y fluido utilizadas en el modelo de respuesta petrofísica.

La etapa 54 inicia el circuito de selección de agregados de celdas, en el cual se selecciona un grupo de celdas contiguas desde el modelo geológico 3-D en el cual está constante la impedancia acústica sísmica. El grupo seleccionado de celdas descrito aquí es un agregado verticalmente apilado de celdas contiguas, pero se comprenderá que el presente método se aplica igualmente a la selección de una agregado horizontal de celdas contiguas. Después de la selección del grupo de celdas, se inicia un circuito de minimización de error dentro del circuito de selección de agregado de celdas, el cual comprende las etapas 56, 58, 60, 62 y 64. La etapa 56 calcula el primer valor pronosticado de impedancia acústica para cada celda del

25

25

valores estimados de propiedades de roca y fluido, incluyendo el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido. La etapa 58 promedia a los primeros valores pronosticados de la impedancia acústica para cada celda del grupo. La etapa 60 calcula la diferencia entre el primer valor pronosticado promedio de la impedancia acústica y el valor sísmico de impedancia acústica del grupo de celdas, sustrayendo al primer valor pronosticado promedio a partir del valor sísmico.

El valor absoluto de la diferencia entre el valor pronosticado promedio y el valor sísmico de la impedancia acústica es la función principal convenientemente minimizada por el algoritmo del circuito de minimización de error. Si el valor absoluto de la diferencia excede a una tolerancia máxima, por ejemplo, 1%, la etapa 62 ajusta al primer valor pronosticado de la propiedad de roca o fluido dentro de límites aceptables, hasta un segundo valor pronosticado. Como se indica en la etapa 64, se ajusta el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, de modo que el segundo valor pronosticado reduzca la función objetivo de la diferencia entre el primer valor promedio pronosticado y el valor sísmico de la impedancia acústica del grupo de celdas, cuando dicho segundo valor pronosticado es sustituido por el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido en el modelo de respuesta petrofísica. La dirección en la cual se ajusta el primer

76

26

determinada por el signo de la diferencia entre el valor promedio pronosticado y el valor sísmico de la impedancia acústica.

La etapa 64 retorna al circuito de minimización de error a la etapa 56, en la cual se calcula un segundo valor pronosticado utilizando al modelo de respuesta petrofísica y a los valores estimados de las propiedades de roca y fluido, incluyendo al segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, el cual reemplaza al primer valor pronosticado. Se repiten las etapas 58, 60, 62 y 64 tan frecuentemente como sea necesario, hasta que el valor absoluto de la diferencia entre el valor pronosticado de la impedancia acústica y el valor sísmico de la misma para el grupo seleccionado de celdas sea menor o igual a la tolerancia máxima. El valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido para cada celda del grupo que logra este resultado es el valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para esa celda. Es evidente que se varían los valores pronosticados de impedancia acústica y los valores pronosticados de propiedad designada de roca y fluido durante el circuito de minimización de error, mientras que los valores estimados restantes de las propiedades de roca y fluido, los valores sísmicos de impedancia acústica y la forma de las ecuaciones de respuesta del modelo de respuesta petrofísica son mantenidos fijos.

27

27

mediante la repoblación de las celdas seleccionadas del modelo geológico 3-D con los valores minimizados de error de la propiedad designada de roca o fluido. En particular, los valores minimizados de error recién determinados de la propiedad designada de roca o fluido son sustituidos por cada primer valor pronosticado correspondiente de la propiedad designada de roca o fluido poblada en el modelo geológico 3-D en la etapa 50. La etapa 68 retorna al circuito de selección de agregado de celda a la etapa 54, en la cual se selecciona otro grupo de celdas contiguas a partir del modelo geológico 3-D en el cual es constante la impedancia acústica sísmica. Se realiza el circuito de minimización de error para el grupo recién seleccionado de celdas contiguas a fin de determinar los valores minimizados de error de la propiedad designada de roca o fluido para estas celdas. Luego, se actualizan estos valores minimizados de error en el modelo geológico 3-D. Se repite el circuito de selección de agregado de celdas tan frecuentemente como sea necesario en la forma indicada anteriormente, hasta que se determina un valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para cada celda en el modelo geológico.

Una característica adicional del presente método es la selección de la propiedad designada de roca o fluido. La selección de una propiedad adecuada designada de roca o fluido permite al operador caracterizar exactamente al

modelo geológico 3-D está poblado con los valores minimizados de error de la propiedad. El operador selecciona típicamente la propiedad designada de roca o fluido en asociación o en forma preliminar con las etapas indicadas anteriormente de la figura 4. Los criterios de selección están dentro del punto de vista de los expertos en el arte y son una función de las necesidades específicas del operador. Típicamente, los criterios de selección son una función de la aplicación deseada del modelo geológico resultante 3-D y los valores de datos minimizados de error. Por ejemplo, los expertos en el arte reconocen generalmente a la porosidad, tipo de fluido o saturación como una propiedad significativa en las aplicaciones de exploración de hidrocarburos. En forma similar, un experto en el arte reconocen generalmente a la porosidad, tipo de fluido o permeabilidad como una propiedad significativa en las aplicaciones de manejo de yacimiento. Por lo tanto, aunque el presente método no está limitado a cualquier propiedad específica designada de roca o fluido, las propiedades indicadas anteriormente de roca y fluido, o sea porosidad, tipo de fluido, saturación y permeabilidad, son ejemplos de propiedades designada de roca o fluido que tienen utilidad en el presente método.

La figura 6 ilustra la capacidad del presente método para pronosticar exactamente valores de una propiedad designada de roca o fluido. Se selecciona a la porosidad como la propiedad designada de roca o fluido para esta aplicación. Se determinan los valores minimizados de error

de la porosidad a lo largo del orificio de pozo de acuerdo con el presente método. Se determinan también los valores estimados de propiedades de roca y fluido, o sea saturación y permeabilidad, y los valores pronosticados de impedancia acústica, a lo largo de la longitud del pozo de acuerdo con el presente método. Se trazan estos valores en ejes verticales separados con una línea punteada. Se trazan los valores experimentales medidos reales de porosidad, saturación, permeabilidad e impedancia acústica, en los mismos ejes respectivos con una línea continua para comparación. Es evidente que el presente método pronostica en forma exacta los valores de porosidad en el volumen geológico, logrando un ajuste estrecho entre los valores minimizados de error y los valores experimentales medidos de porosidad, aún cuando los valores estimados de las propiedades restantes de la roca y fluido del modelo de respuesta petrofísica sean menos exactos.

Si bien se han ilustrado y descrito las formas preferidas de la invención, se comprenderá que se pueden establecer alternativas y modificaciones tales como las sugeridas y muchas otras, que caen dentro de los alcances de la presente invención.

30

30

REIVINDICACIONES

1. Un método par determinar iterativamente un valor minimizado de error de una propiedad designada de roca o fluido en un sitio de un volumen geológico subterráneo; dicho método comprende:

proporcionar un volumen geológico subterráneo, en el cual se ha determinado experimentalmente una distribución de valores sísmicos de impedancia acústica para dicho volumen geológico;

caracterizar a dicho volumen geológico mediante un volumen modelo que tiene varios subvolúmenes modelo;

seleccionar un subvolumen modelo a partir del grupo de subvolúmenes modelo;

asignar un valor sísmico de impedancia acústica a partir de dicha distribución hacia el subvolumen modelo;

designar una propiedad de roca o fluido pertinente para dicho volumen geológico;

asignar un primer valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido a dicho subvolumen modelo;

calcular un primer valor pronosticado de impedancia acústica para dicho subvolumen modelo a partir de un modelo de respuesta utilizando un primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en el cual dicho modelo de respuesta es sensible a cambios en los valores pronosticados de la propiedad designada de roca o fluido;

31

31

comparar al primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de esta última para determinar una primera diferencia entre los valores pronosticados y sísmicos de impedancia acústica; y

ajustar dicho primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido en respuesta a la primera diferencia para crear un segundo valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido, en la cual dicho segundo valor reduce a dicha primera diferencia.

2. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo el cálculo de un segundo valor pronosticado de impedancia acústica para el subvolumen modelo de dicho modelo de respuesta, utilizando a dicho segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca y fluido.

3. El método, de acuerdo con la reivindicación 2, comprendiendo además la comparación del segundo valor pronosticado de impedancia acústica con la impedancia acústica del valor sísmico a fin de determinar una segunda diferencia entre los valores pronosticados y sísmicos de impedancia acústica, en el cual dicha segunda diferencia es menor que la primera diferencia

4. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además la repetición iterativa de las etapas de ajustar el valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido; calcular al valor pronosticado ajustado de la propiedad designada de roca o fluido; y comparar al valor pronosticado calculado de impedancia acústica con el valor

32

32

sísmico de esta última para determinar a dicha diferencia entre los valores pronosticados y sísmicos calculados de impedancia acústica.

5. El método, de acuerdo con la reivindicación 4, en el cual se termina la repetición iterativa cuando la diferencia no excede a una tolerancia máxima predeterminada.

6. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el subvolumen modelo seleccionado es un primer subvolumen modelo dentro de un grupo de subvolúmenes modelo contiguos que tienen un valor sísmico común de impedancia acústica.

7. El método, de acuerdo con la reivindicación 6, en el cual los valores pronosticados de impedancia acústica para todos los subvolúmenes modelo en dicho grupo son promediados para crear un valor pronosticado promedio de impedancia acústica para dicho grupo y se determina la diferencia entre el valor pronosticado promedio de la impedancia acústica y el valor sísmico común de impedancia acústica para dicho grupo.

8. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual la propiedad designada de roca o fluido está seleccionada del grupo que consiste de porosidad, saturación y permeabilidad.

9. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además:

seleccionar un segundo subvolumen modelo a partir del grupo de subvolúmenes modelo;

33

asignar un valor sísmico de impedancia acústica desde dicha distribución a un segundo subvolumen modelo;

asignar un primer valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido a dicho segundo subvolumen modelo;

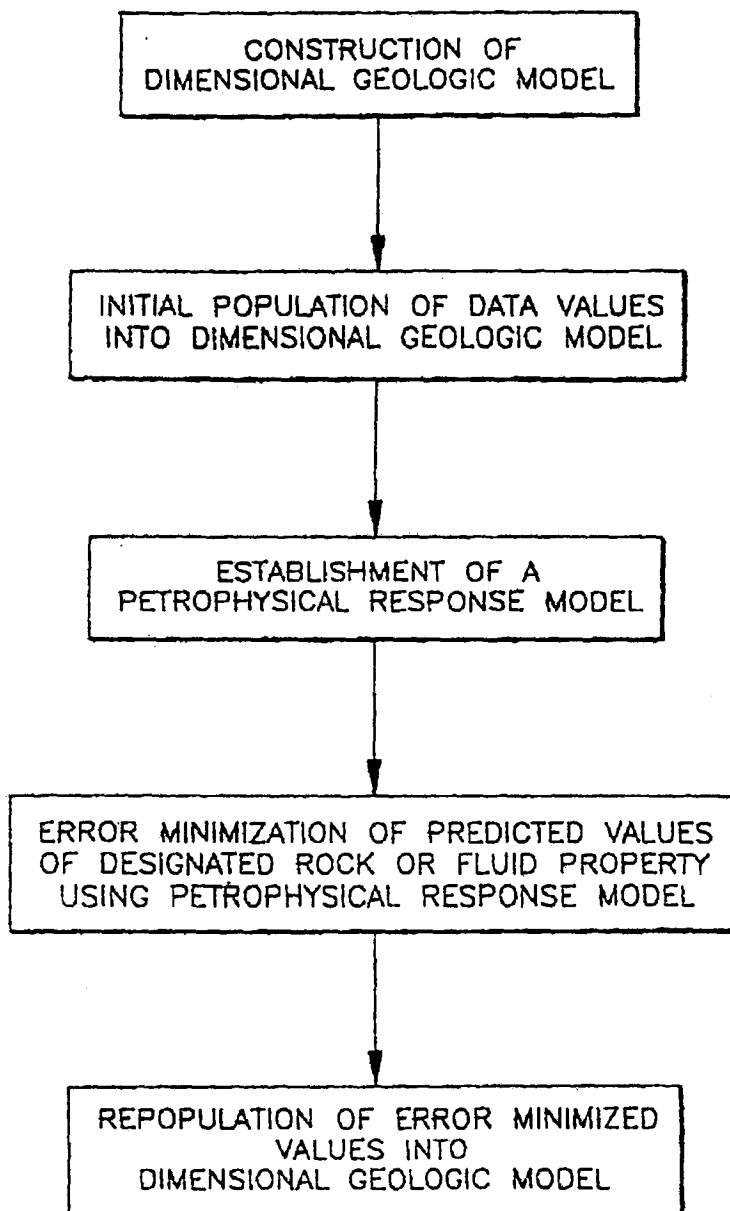
calcular un primer valor pronosticado de impedancia acústica para el segundo subvolumen modelo desde el modelo de respuesta utilizando al primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido para dicho segundo subvolumen modelo;

comparar al primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de la impedancia acústica para el segundo subvolumen modelo a fin de determinar una primera diferencia entre los valores pronosticado y sísmico de impedancia acústica para el segundo subvolumen; y

ajustar al primer valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido para el segundo subvolumen modelo en respuesta a la primera diferencia para crear un segundo valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido para el segundo subvolumen modelo, en el cual el segundo valor pronosticado reduce a dicha primera diferencia.

10. El método, de acuerdo con la reivindicación 9, en el cual el segundo subvolumen modelo está incluido dentro de un segundo grupo de subvolúmenes modelo contiguos que tienen un valor sísmico común de impedancia acústica.

FIG. 1



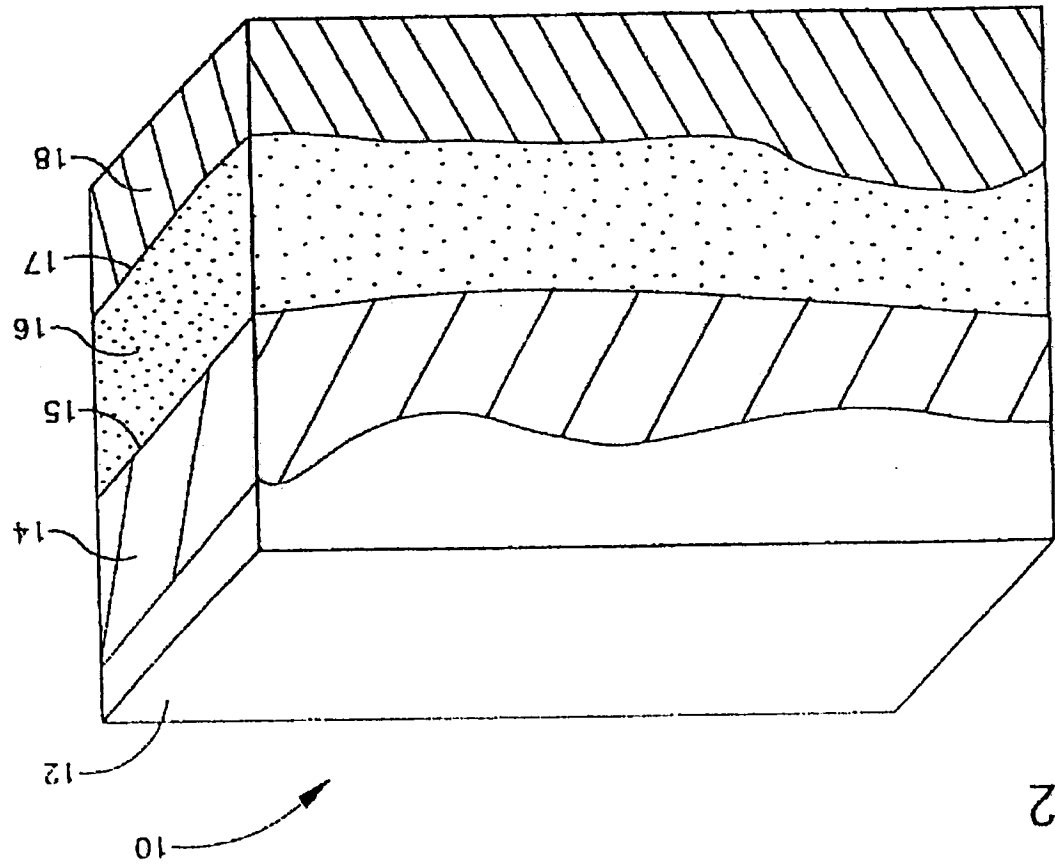


FIG. 2

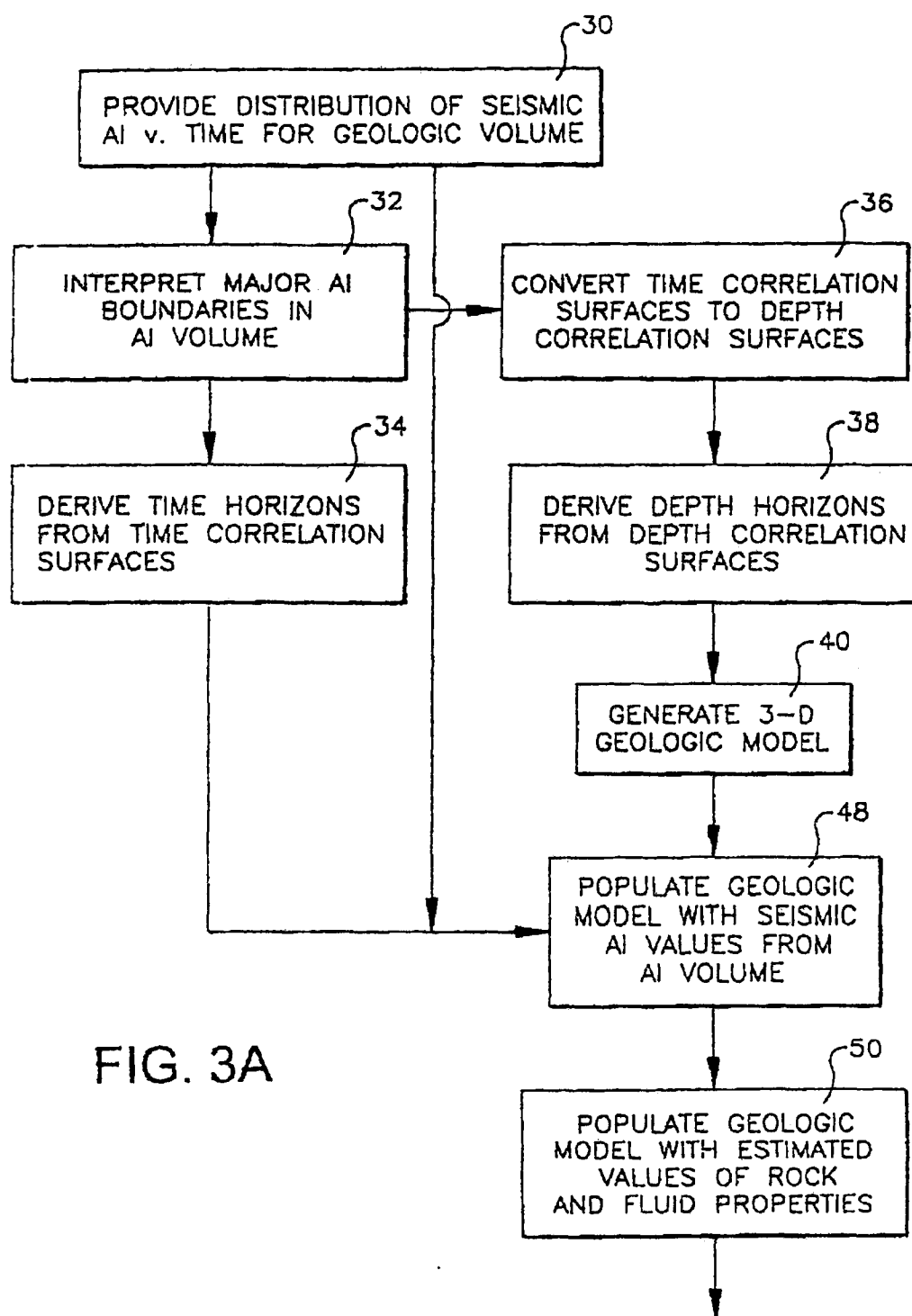
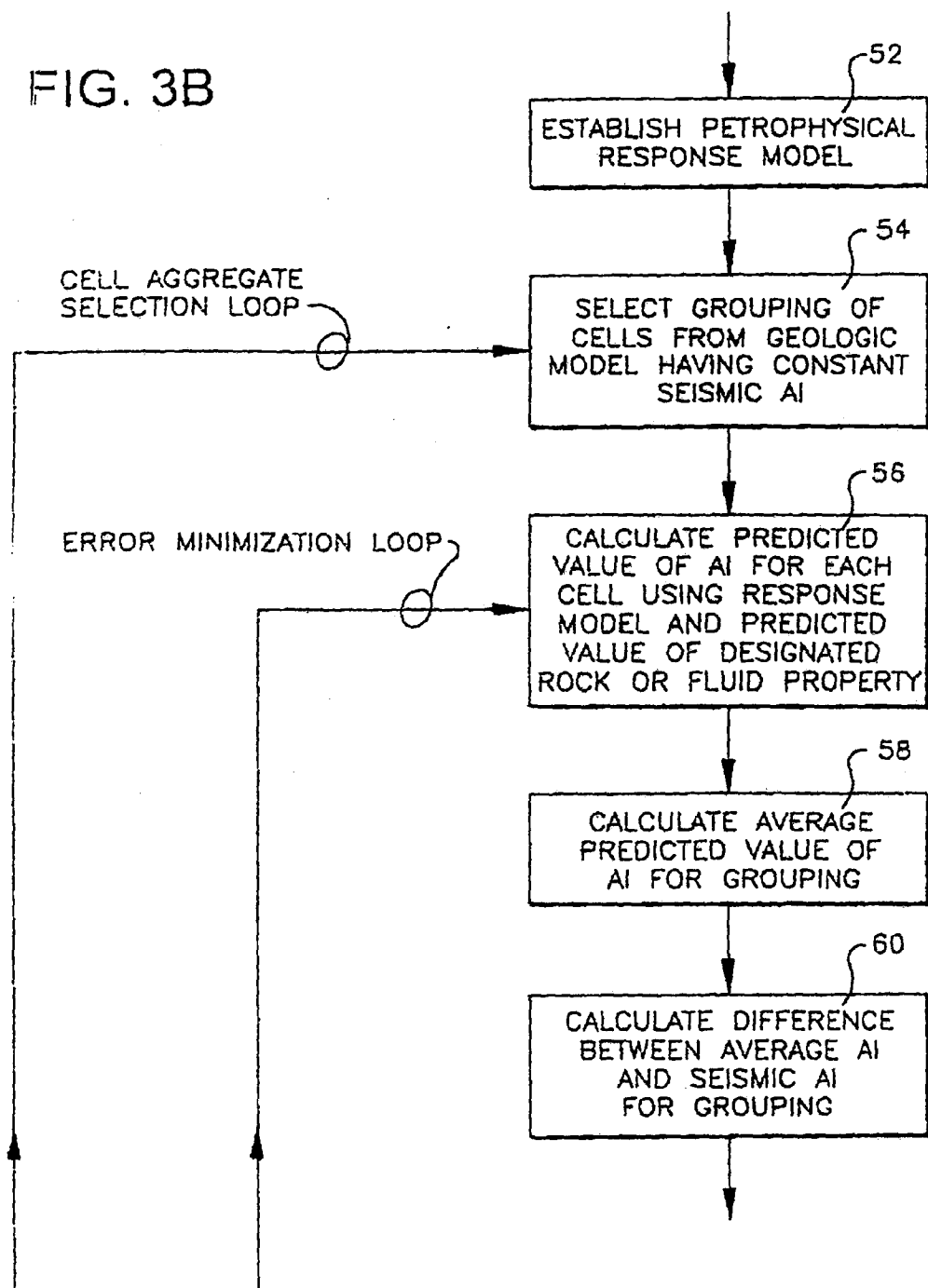


FIG. 3A

FIG. 3B



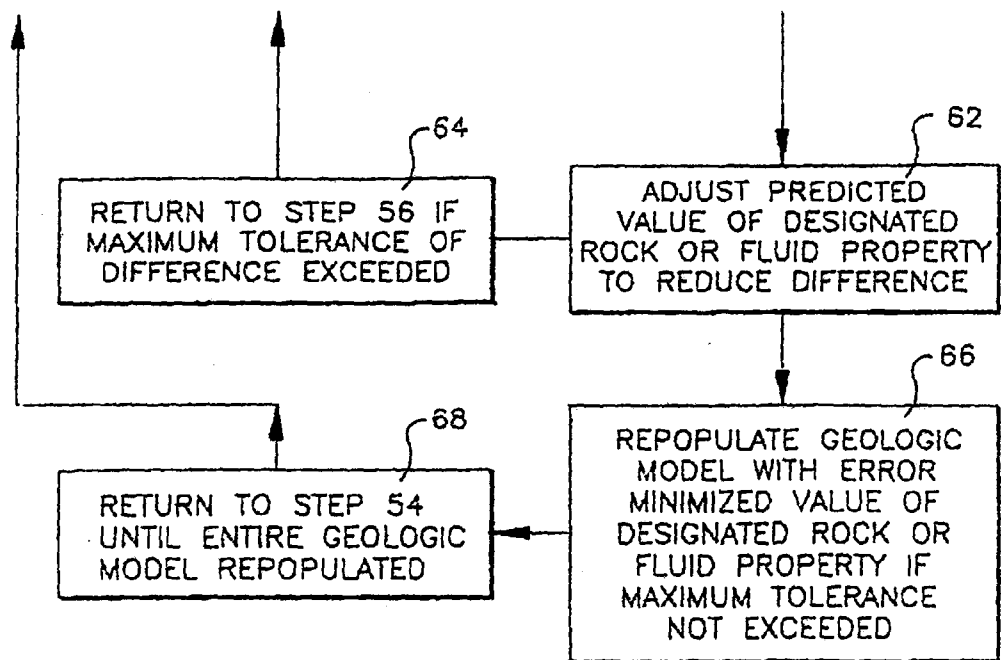


FIG. 3C

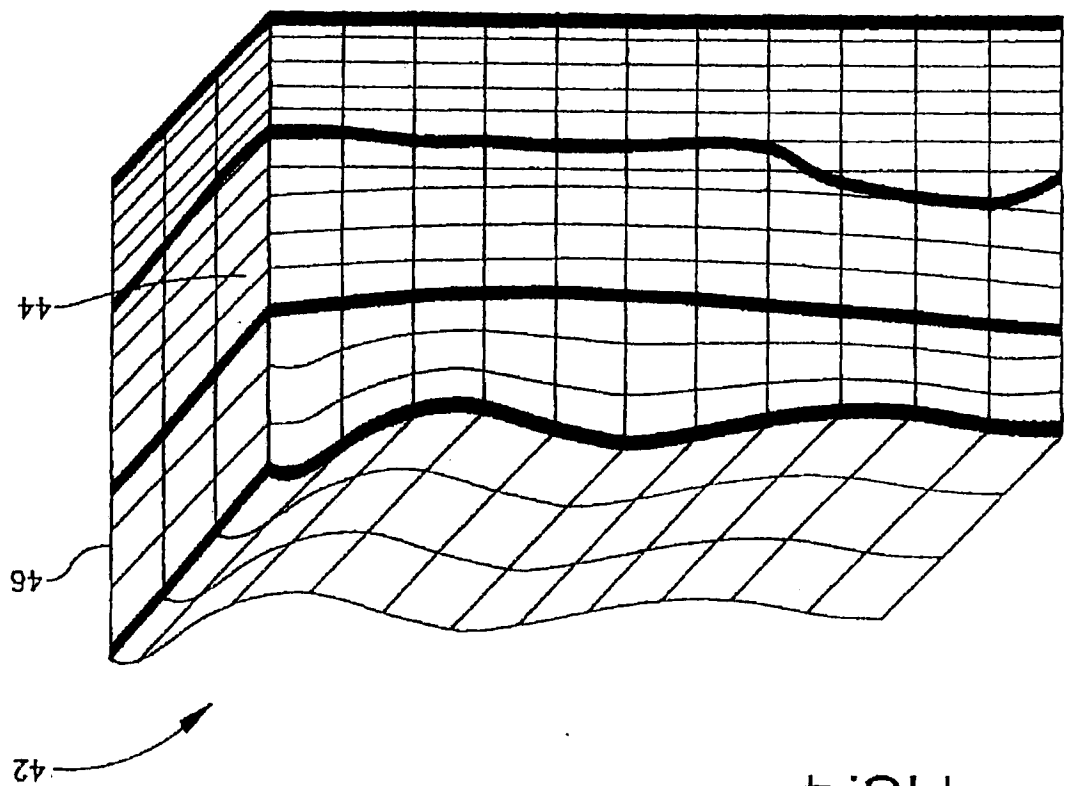


FIG. 4

L

~~210~~
210

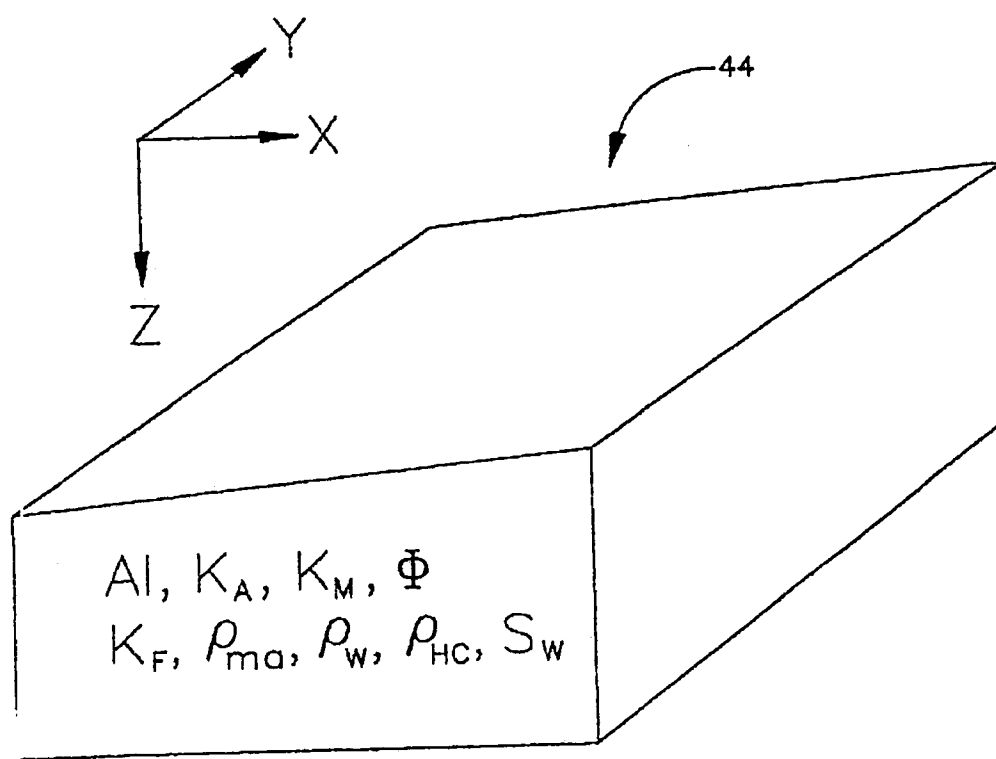


FIG. 5

35
41

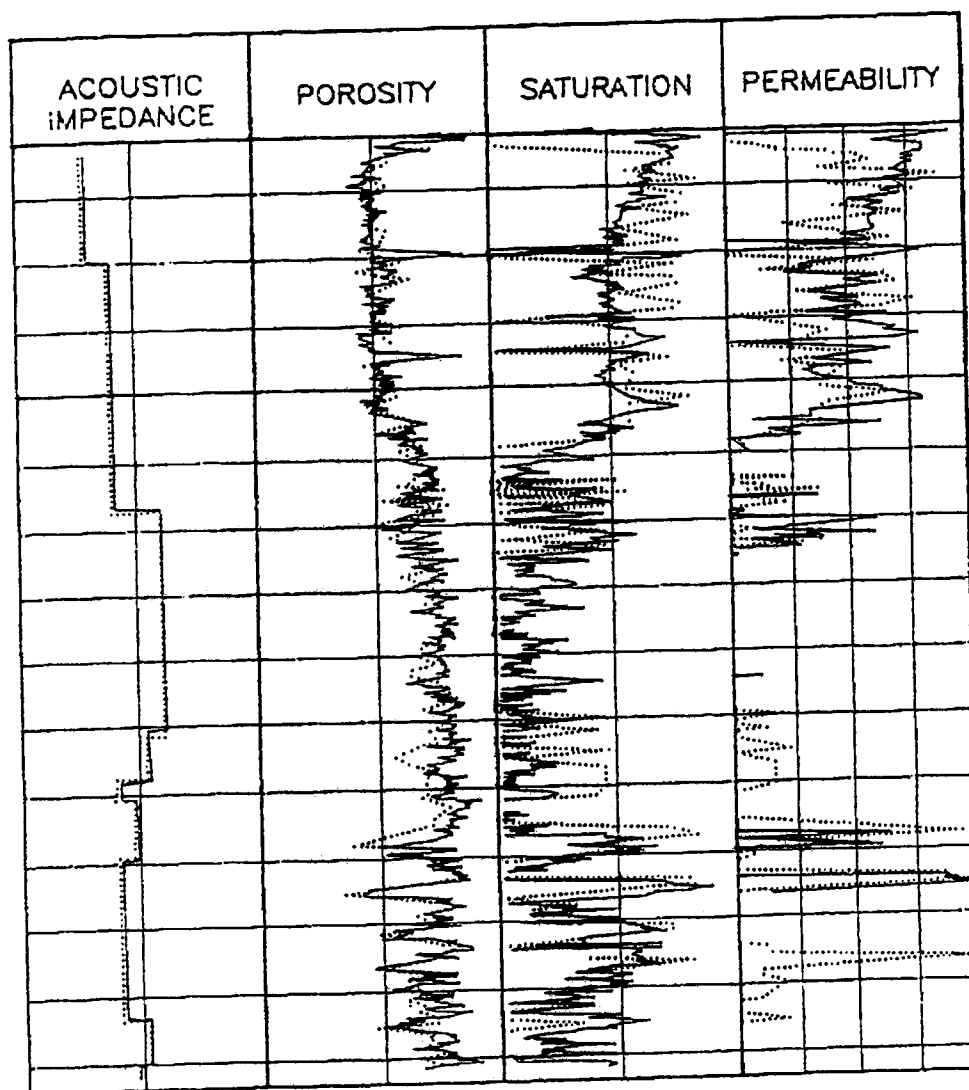


FIG. 6

ERROR MINIMIZED
(OR PREDICTED) VALUES
EXPERIMENTAL VALUES —————

CAVELIER

ABOGADOS
EDIFICIO SISKI

CARRERA 4ª N° 72-35
BOGOTÁ, 8 - COLOMBIA

REPRESENTACION Y PODER

For patents, utility models, industrial designs, trademarks, commercial names, trade emblems, slogans.

Para patentes, modelos de utilidad, diseños industriales, marcas de fábrica, nombres comerciales, enseñas, lemas comerciales.

**REPRESENTATION AND
POWER OF ATTORNEY**

00729
0565

We, the undersigned / Yo (nosotros), abajo firmado (s)
MARATHON OIL COMPANY

of/domiciliado (s) en 539 South Main Street,
Findlay, Ohio 45840 U.S.A.

por el presente nombramos a EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 y GERMAN CAVELIER, tpa. 832, domiciliados en la Carrera 4ª N° 72-35, Bogotá, Colombia, en obediencia a lo dispuesto en el parágrafo 1º del Artículo 543 del Código de Comercio, el primero como principal y los demás como suplentes, en su orden, como mis (nuestros) representantes en todos los asuntos de propiedad industrial con facultad para recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extrajudiciales. El primer representante suplente reemplazará al principal en caso de ausencia o impedimento temporal o definitivo de aquél. La misma regla se aplicará cuando el segundo representante suplente haya de reemplazar al primero, o el tercero al segundo. En tales casos, el representante principal, o el primero, o segundo suplente, en su caso, o ambos, declararán su intención de no ejercer la representación mediante declaración autenticada por Notario Público en Colombia, o por Notario u otro Funcionario Público, o Cónsul de Colombia, en el extranjero; y si se tratare de impedimento, con el certificado respectivo. Si alguno de los nombrados faltare definitivamente, el siguiente tomará su lugar. Cuando cesare la ausencia o impedimento del representante principal, o de su primero o segundo suplentes, en su caso, podrán ejercer la representación, en su orden, uno u otros según el caso, asumiéndola por el solo hecho de ejercerla, cesando en ese momento el ejercicio de la representación por el primero, segundo o tercer suplente en su caso.

Además, confiero (conferimos) poder a los abogados arriba nombrados, para obtener la protección de mi (nuestra) propiedad industrial y contra la competencia desleal, a cuyo efecto autorizo (amos) a los dichos apoderados para que me (nos) representen ante cualesquiera entidades o personas, ejerzan o no jurisdicción, especialmente ante las del orden administrativo, contencioso-administrativo y judicial, así como los tribunales de arbitramento, en todo lo concerniente a los siguientes asuntos: a) Obtención de patentes de invención, modelos de utilidad y diseños industriales; el registro de marcas de fábrica, colectivas, defensivas, de servicio, lemas comerciales, nombres comerciales, enseñas, variedades vegetales y denominaciones de origen; su renovación, traspaso, cambio de nombre o domicilio, cancelación voluntaria; y el registro de licencias de uso de esos derechos; b) Las acciones de competencia desleal, protección del consumidor, oposiciones u observaciones, cancelación administrativa y judicial, nulidad, medidas cautelares, concesión de licencias, la tutela, la protección de secretos industriales, y en general los juicios civiles, penales, administrativos o contencioso-administrativos relacionados con estos derechos; acciones y procesos que promovamos o se nos promuevan. Y para que en todos los asuntos arriba determinados, puedan sustituir este mandato, transigir, conciliar, admitir los hechos del proceso, desistir, cancelar, recibir, renunciar, y ratificar los actos de agentes oficiosos.

In due compliance with the terms of paragraph 1st. of article 543 of the Commercial Code, do hereby appoint EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 and GERMAN CAVELIER, tpa. 832, domiciled at Carrera 4ª N° 72-35, Bogotá, Colombia, the first as principal and the others as alternates, in the order of their appointment, as our representatives for all industrial property matters with faculty to receive notifications and to appoint attorneys in and out of Court. The first alternate shall replace the principal in case of his absence or of temporal or definitive impediment. The same rule will apply when the second alternate representative is to replace the first one, or when the third is to replace the first or second alternates in their turn, or both of them, second. In such cases, the principal representative, or the first or second alternates in their turn, or both of them, shall state their intention not to act as representatives through a declaration given before a Notary Public in Colombia, or before a Notary or another Public Official or a Colombian Consul abroad; and in case of impediment, the appropriate certificate shall suffice. If any of the appointees were to be definitely absent, the following alternate shall take his place. When the absence or impediment of the principal representative, or of the first or second alternate in their turn ceases, the representation can be taken again in their sequence, by the principal, the first or second alternate depending on case, and the mere fact or its exercise will suffice. The exercise of the representation by the first, second or third alternates in their turn shall end at such time.

In addition, we grant a Power of Attorney in favor of the above-named attorneys-at-law so that they may obtain the protection of my (our) industrial property and against the unfair competition, for which purpose I (we) authorize the said attorneys to represent me (us) before any authorities or persons, with or without jurisdiction, specially those administrative, administrative contentious and judicial, as well as before Arbitration Court, in all matters concerning the following: a) Obtainment of patents, utility models and industrial designs; the registration of trademarks, collective, defensive and service marks, slogans, commercial names, trade emblems, vegetal varieties and denominations of origin; its renewal, assignment, change of name or domicile, voluntary cancellation; and the registration of licenses of use of the above rights; b) Actions of unfair competition, protection to the consumer, oppositions or observations, administrative or Court cancellation, nullity, infringement, granting of licenses, the action for writ mandamus, the protection of trade secrets, and in general the civil, penal, and administrative suits relating to those rights; actions and suits instituted by me (us) or against me (us). And that in all the above matters they may substitute this Power of Attorney, compromise, conciliate, admit the facts of the case, desist, cancel, receive, resign, and ratify acts done by representatives without a power of attorney.

Given and signed this/Dado y firmado hoy

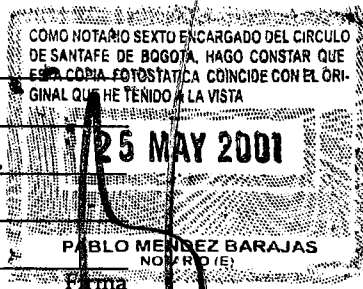
March 16, 2000

in/en Littleton, Colorado U.S.A.

Marathon Oil Company

By Jack E. Ebel
Signature

Chief Patent Counsel



CERTIFICADO NOTARIAL (INDIVIDUO)

A los ____ días del mes de ____ de 19____
ante mí, Notario Público de ____
compareció(eron) personalmente ____

a quien(es) doy fe de conocer y me consta que es(son) la(s)
persona(s) firmante(s) del documento que precede, y quien(es)
tiene(n) capacidad legal para otorgarlo.

____ Notario Público ____ Notary Public ____

CERTIFICADO NOTARIAL (SOCIEDAD)

Hoy, ____ de ____ de 19____
compareció(eron) ante mí

a quien(es) conozco personalmente y que firma(n) este documen
to en representación de la Sociedad/compañía
denominada ____

Certifico:

1. Que he visto los siguientes documentos:*

2. Que dichos documentos prueban lo siguiente:

2.1. Que ____

es una Sociedad/Compañía legalmente constituida y existente
de acuerdo con las leyes de Santa Fe de Bogotá, hago constar que
esta copia fotostática coincide con el ori-
ginal que he tenido a la vista

2.2. Que el domicilio de dicha Sociedad/Compañía es ____

2.3. Que el objeto u objeto para los cuales se otorga el presente
poder están comprendidos dentro del objeto social de la
mencionada Sociedad/Compañía.

2.4. Que el(los) Sr.(Sres) ____

está(n) autorizado(s) para otorgar el presente Poder.

Ciudad

Estado

Hoy

de 19

____ Notario Público ____ Notary Public ____

* Los documentos deben identificarse con fecha y origen.

NOTARIAL CERTIFICATE (INDIVIDUAL)

On this ____ day of ____
before me, a Notary Public of ____
personally appeared ____

to me known, and known to me to be the person(s) who
executed that foregoing document, and who has(have) legal
capacity to execute it.

NOTARIAL CERTIFICATE (CORPORATION)

On this 16th day of March 19 2000
appeared before me
Jack E. Fbel

who(m) I know personally and who(m) signed this document as
representative(s) of the Corporation/Company
named Marathon Oil Company

I Certify:

1. That I have seen the following documents:*

Resolution and Certificate of Adoption
of Amended Articles of Incorporation
with Certificate of Good Standing
(10/29/96; 6/25/82).

2. That the above documents duly prove the following:

2.1. That Marathon Oil Company
is a Corporation/Company legally constituted and in existence
in accordance with the laws of Ohio

2.2. That the domicile of said Corporation/Company is
539 South Main Street, Findlay, Ohio 45840

2.3. That the purpose of purposes for which the present Power
of Attorney is granted are comprised within the corporation
purposes set forth in the charter of the mentioned
Corporation/Company.

2.4. That Mr. (Messrs.) Jack E. Fbel

is(are) authorized to grant the present Power of Attorney.

City Littleton

State Colorado

This 16th day of March 19 2000

Cynthia M. Sullivan

Cynthia M. Sullivan

My Commission Expires 7/12/2001

* Documents must be identified with date and origin.



CONSULADO DE COLOMBIA
WASHINGTON, D.C.



No. 1127

EL CONSULADO DE COLOMBIA

CERTIFICA:

Que es auténtica la firma de PATRICK O. HATCHETT.
quien el día 1 DE MAYO DEL 2000
desempeñaba las funciones de OFICIAL DE AUTENTICACIONES DEPARTAMENTO DE ESTADO.
la cual aparece al pie de los documentos anexos relacionados con PODER.

Dado en Washington, D.C. a los DOS (2)

días del mes de

MAYO. del año dos mil (2000)

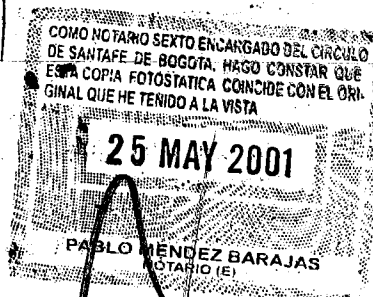
Pagado Impuesto de Timbre 7=

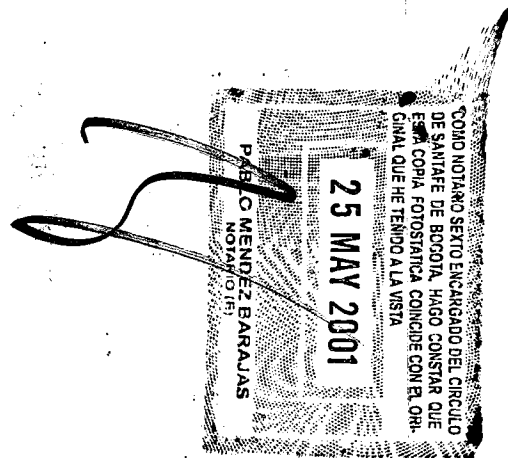
Pagado Derecho Consular 15=

Total 22=

(El Consulado no asume ninguna
responsabilidad por el contenido de los
documentos anexos)

Jaqueline Espitia Arias
JAQUELINE ESPITIA ARIAS
Vicecónsul





MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

Nequeles
067430
Aspirin

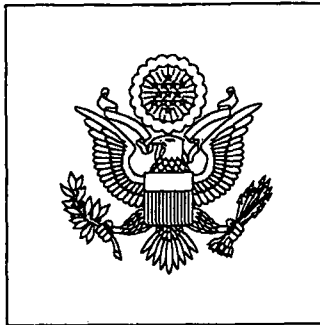
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPEÑA
LAS FUNCIONES INDICADAS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO

2030 MAY 25 P 12:44

JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

United States of America



DEPARTMENT OF STATE

To all to whom these presents shall come, Greetings:

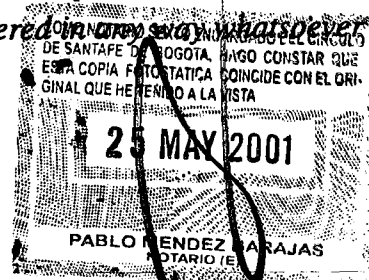
I Certify That the document hereunto annexed is under the Seal of the State(s) of Colorado, and that such Seal(s) is/are entitled to full faith and credit.*

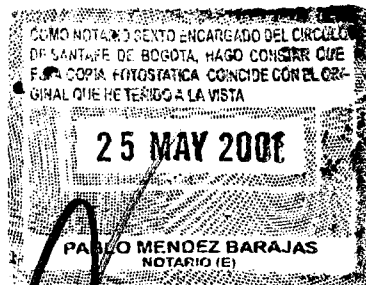
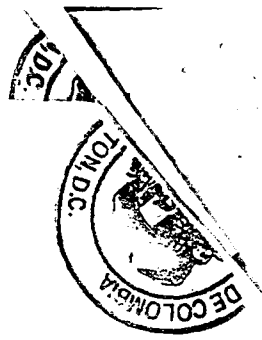
In testimony whereof, I, Madeleine K. Albright, Secretary of State, have hereunto caused the seal of the Department of State to be affixed and my name subscribed by the Assistant Authentication Officer, of the said Department, at the city of Washington, in the District of Columbia, this first day of May, 2000.

Madeleine K. Albright
Secretary of State
By Pablo Rende
Assistant Authentication Officer,
Department of State

Issued pursuant to CHXIV, State of
Sept. 15, 1789, 1 Stat. 68-69; 22
USC 2657; 22 USC 2651a; 5 USC
301; 28 USE 1733 et. seq.; 8 USC
1443(f); RULE 44 Federal Rules of
Civil Procedure.

**For the contents of the annexed document, the Department assumes no responsibility*
This certificate is not valid if it is removed or altered in any way whatsoever







STATE OF COLORADO

DEPARTMENT OF
STATE

UNITED STATES OF AMERICA)
STATE OF COLORADO.)SS.

CERTIFICATE

I, **DONETTA DAVIDSON**, Secretary of State of the State of Colorado, do hereby
certify that

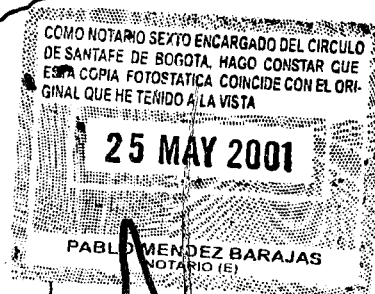
LISA LAWRENCE,

whose name is subscribed to the certificate of the proof or acknowledgment
the annexed instrument and thereon written, was at the time of taking such proof
or acknowledgment a **NOTARY PUBLIC** duly commissioned, sworn and authorized
by the laws of the State of Colorado to take the same. And I do further certify that
said instrument is executed and acknowledged according to the laws of the State
of Colorado, and the signature and official seal of the aforementioned NOTARY
PUBLIC thereto affixed, are to the best of my knowledge and belief genuine. The
signature of the Notary has been compared with the signature on file in my office.

IN TESTIMONY WHEREOF, I have hereunto set my hand and affixed the Great Seal
of the State of Colorado, at the city of Denver, this 24th Day of April, A.D., 2000.

Donetta Davidson

SECRETARY OF STATE



36

ACKNOWLEDGMENT

I hereby certify and acknowledge that Cynthia M. Sullivan signed the attached Power of Attorney for Cavalier Abagodos, Colombia.

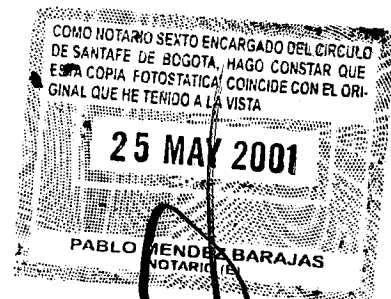
STATE OF COLORADO)
) ss.
COUNTY OF ARAPAHOE)

Subscribed and sworn to before me this 16th day of March, 2000 by the above-named Cynthia M. Sullivan to me personally known.

Lisa Lawrence
Lisa Lawrence
Notary Public

My commission expires:

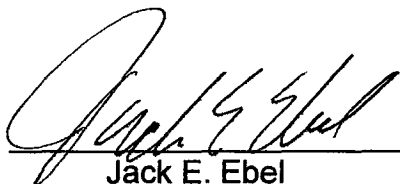
09/23/2003



990017 COLO

AFFIDAVIT

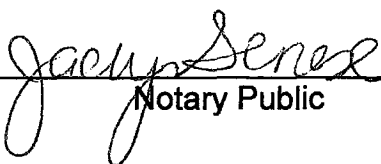
I hereby certify that the attached assignment is a true copy of the original assignment for U. S. Serial No. 09/584,063.



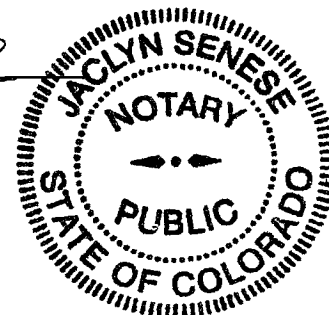
Jack E. Ebel

STATE OF COLORADO)
) ss.
COUNTY OF JEFFERSON)

Subscribed and sworn to before me this 9th day of May, 2001 by the above-named Jack E. Ebel to me personally known.



Notary Public



My commission expires:

2/13/05

My Commission Expires 02/13/05

Assignment

(Joint Form)

Whereas, we:

(#1) Jeffry G. Hamman of Highlands Ranch, County of Arapahoe, State of Colorado ;
(#2) Donald H. Caldwell of Littleton, County of Arapahoe, State of Colorado ;
(#3) Stephen D. Wilson of Highlands Ranch, County of Arapahoe, State of Colorado ;
respectively, have invented certain improvements in

METHOD FOR PREDICTING QUANTITATIVE VALUES OF A ROCK OR FLUID PROPERTY IN A RESERVOIR USING SEISMIC DATA

(Marathon Oil Company Disclosure No(s). 990017 USA) and executed a United States patent application therefor on (#1) May 31, 2000; (#2) May 31, 2000; and (#3) May 31, 2000;

Whereas, MARATHON OIL COMPANY, a corporation of Ohio, having a place of business at 539 South Main Street, Findlay, Ohio, desires to acquire the entire right, title, and interest in the said application and invention, and to any United States and foreign patents to be obtained therefor;

Now therefore, for Ten United States Dollars (\$10) and other valuable considerations, receipt whereof is hereby acknowledged, we, (#1) Jeffry G. Hamman, (#2) Donald H. Caldwell, and (#3) Stephen D. Wilson;

hereby sell, assign, and transfer to the aforesaid MARATHON OIL COMPANY, its successors and assigns, the entire right, title, and interest in the inventions contained in said application in the United States and foreign countries, and we request the Commissioner of Patents to issue any Letters Patent granted upon the inventions set forth in said applications to the said corporation, its successors and assigns; and we hereby agree that said corporation may apply for foreign Letters Patent on said invention and we will execute all papers necessary in connection with the United States and foreign applications when called upon to do so by the said corporation.

Signed and Sealed at (#1) Littleton, Colorado, on May 31, 2000;
(#2) Littleton, Colorado, on May 31, 2000;
(#3) Littleton, Colorado, on May 31, 2000;

(#1)
Jeffry G. Hamman
First Name Middle Initial Last Name
Jeffry G. Hamman

(#2)
Donald H. Caldwell
First Name Middle Initial Last Name
Donald H. Caldwell

(#3)
Stephen D. Wilson
First Name Middle Initial Last Name
Stephen D. Wilson

49

State of Colorado)
County of Arapahoe) §

On this 31st day of May, 2000, before me personally came (#1) Jeffry G. Hamman
to me personally known, and known to me to be the person described in and who executed the foregoing assignment,
and he acknowledged to me that he executed the same as his free act and deed.

Cynthia M. Sullivan

Notary Public

(SEAL)

My commission expires July 12, 2001

State of Colorado)
County of Arapahoe) §

On this 31st day of May, 2000, before me personally came (#2) Donald H. Caldwell
to me personally known, and known to me to be the person described in and who executed the foregoing assignment,
and he acknowledged to me that he executed the same as his free act and deed.

Cynthia M. Sullivan

Notary Public

(SEAL)

My commission expires July 12, 2001

State of Colorado)
County of Arapahoe) §

On this 31st day of May, 2000, before me personally came (#3) Stephen D. Wilson
to me personally known, and known to me to be the person described in and who executed the foregoing assignment,
and he acknowledged to me that he executed the same as his free act and deed.

Cynthia M. Sullivan

Notary Public

(SEAL)

My commission expires July 12, 2001

RETIRO FOLIOS 50, 51⁵² y 53
DE TARJETAS Y EXTRACTO

CONF



50 58

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 01042596 00000000

Folios: 55

Fecha (AMD): 2001-05-29 18:04:37

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 - 21,057
FECHA : ABRIL 2 DE 2001

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAVELIER ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2749343	02/04/2001	17,100,960.00

***** CONCEPTO *****

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	356,640.00
	TOTAL :	\$ 356,640.00

SON: TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS CUARENTA PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

NIT : 800176089-

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 01042596 00000000

Folios: 55

Fecha (AMD): 2001-05-29 18:04:37

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 - 27,937
FECHA : MAYO 7 DE 2001

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAVELIER ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2749333	07/05/2001	15,089,680.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
		82 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN NU	100,000.00
		TOTAL :	\$ 100,000.00

SON: CIENTO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

Marathon Golf
80/004-7

REQUISITOS MINIMOS PARA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacon : 01042536 00000000 Folios: 55
Fecha (AMD): 2001-05-29 18:04:37
Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

PATENTE DE INVENCION [☒]

MODELO DE UTILIDAD [☐]

- Indicación de que se solicita la concesión de una patente [☒]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [☒]
- Descripción de la invención [☒]
- Dibujos de ser estos pertinentes [☐]
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas [☒]

COMPLETA [☒]

INCOMPLETA [☐]

DISEÑO INDUSTRIAL [☐]

- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial. [☐]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud. [☐]
- Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño. [☐]
- Comprobante de pago de las tasas establecidas. [☐]

COMPLETA [☐]

INCOMPLETA [☐]

ESQUEMA DE TRAZADO [☐]

- Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de trazado. [☐]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud. [☐]
- Representación gráfica del esquema de trazado [☐]
- Comprobante de pago de las tasas establecidas. [☐]

COMPLETA [☐]

INCOMPLETA [☐]


Firma Responsable

Fecha: _____

2020
Bogotá, D.C.

Doctor
EMILIO FERRERO
Apoderado

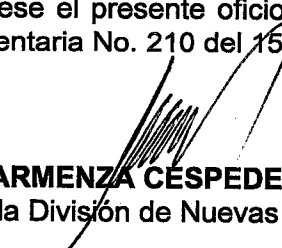
REFERENCIA:	Radicación No.	01-42596
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	430
	Oficio No.	1835
	Folios	001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica que:

- Debe enviar la figura característica en tamaño 12 x 12, por duplicado.
- Para efectos de entendimiento y posterior digitalización de la solicitud, es importante que los documentos aportados se encuentren legibles y completos, por lo tanto se sugiere enviar un nuevo capítulo descriptivo, ya que el presentado con la solicitud contiene defectos en algunos caracteres.

En cumplimiento del artículo 39 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el artículo 8 de la Resolución Reglamentaria No. 210 del 15 de enero del 2001.


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha

14 JUN. 2001

Se recuerda al interesado que debe presentar, dentro de los dieciséis meses siguientes contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud cuya prioridad se invoca, copia de la misma certificada por la autoridad que la expidió y, en los casos en que haya lugar, la traducción simple del capítulo reivindicatorio. El incumplimiento de éste plazo, acarreará la pérdida de la prioridad invocada.

202027/202022