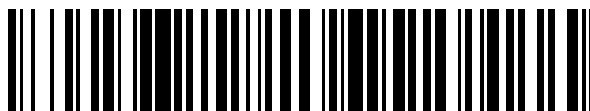


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 712 560**

51 Int. Cl.:

**G01N 24/08** (2006.01)

**G01R 33/44** (2006.01)

**G01V 3/32** (2006.01)

**G06F 19/00** (2008.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.10.2012 E 12188776 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.12.2018 EP 2584381**

54 Título: **Método para predecir las propiedades de petróleos crudos mediante la aplicación de redes neurales**

30 Prioridad:

**21.10.2011 IT MI20111908**

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

**13.05.2019**

73 Titular/es:

**ENI S.P.A. (100.0%)  
Piazzale E. Mattei 1  
00144 Rome, IT**

72 Inventor/es:

**MADDINELLI, GIUSEPPE y  
PAVONI, SILVIA**

74 Agente/Representante:

**ELZABURU, S.L.P**

ES 2 712 560 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

Método para predecir las propiedades de petróleos crudos mediante la aplicación de redes neurales

5 La presente invención se refiere al campo del estudio y análisis de materiales para determinar sus propiedades físicas y químicas, y en particular un método para predecir las propiedades fisico-químicas de petróleos crudos mediante la medida de las propiedades relaxométricas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) y análisis de los datos mediante la aplicación de modelos desarrollados con el uso de redes neurales.

A menudo es necesario en la industria del petróleo conocer, con una cierta exactitud, algunos de los parámetros de los petróleos crudos para poder entender su calidad, y que pueden ser útiles para un mejor control de los procedimientos.

10 La posibilidad de predecir las propiedades de un petróleo crudo en tiempos cortos es un instrumento de análisis comercial y operativo útil.

Los métodos conocidos en la técnica consisten principalmente en técnicas analíticas de tipo reológico tales como, por ejemplo, métodos fisico-químicos para medir la viscosidad, el uso de gas térmico o cromatográfico para obtener curvas de destilación y análisis químico elemental.

15 Las técnicas analíticas normalizadas usadas actualmente requieren análisis largos y costosos que representan una carga considerable para su evaluación, especialmente para operaciones de transformación técnica de petróleos crudos. Estos métodos, además, solo pueden ser efectuados en laboratorios provistos de instrumentos y equipos adecuados.

20 El uso de métodos innovadores basados en análisis de corto plazo que también pueden ser efectuados fácilmente en sitios no equipados podría representar una alternativa válida, con una ventaja significativa en la fase cognitiva y operativa posterior del ciclo de transformación del petróleo.

En el estado de la técnica se conocen métodos basados en el uso de la técnica RMN, usada para estimar las características físicas de petróleos crudos o residuos pesados.

25 El documento titulado "NMR properties of petroleum reservoir fluids" de G. J. Hirasaki, Sho-Wei Lo, Y. Zhang, Magnetic Resonance Imaging, abril de 2003, vol. 21, nr. 3-4, páginas 269-277, por ejemplo, describe la correlación que existe entre la media de los tiempos de relajación de los protones de los hidrocarburos y las propiedades de los petróleos crudos.

30 Otro método conocido es descrito por el artículo titulado "Low field 1H NMR relaxometry and multivariate data analysis in crude oil viscosity prediction" de P.F. de Oliveira Ramos et al. en Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems 99, 2009, 121-126. Consiste en aplicar modelos de regresión de mínimos cuadrados parciales (PLSR) a curvas de relajación T2 brutas para determinar la viscosidad de petróleos crudos.

Estos métodos permiten evaluar algunas propiedades físicas, tales como la viscosidad dinámica o el grado API de petróleos crudos.

35 Se describe otro método en la patente de EE.UU. 6.477.516, en el que el espectro de RMN de un hidrocarburo se divide en regiones, cada una de las cuales se evalúa cuantificando la intensidad de la señal; los valores así obtenidos se aplican a una red neural adaptada para correlacionar las cantidades extraídas del espectro con los parámetros del hidrocarburo.

40 Las técnicas tradicionales extraen los valores medios de los tiempos de relajación de los protones de las curvas de relajación con métodos conocidos, tales como Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG), que permite la medida del tiempo de relajación transversal o "spin-spin" (T2). Otro método conocido es 1°Inversión-Recuperación, que permite la medida del tiempo de relajación longitudinal o "spin-retículo (T1)".

Una vez que se han obtenido los valores medios de los tiempos de relajación, estos se correlacionan con algunas propiedades físicas tales como, por ejemplo, la viscosidad dinámica o el grado API de petróleos crudos.

45 El Solicitante ha encontrado sorprendentemente que, mediante un tratamiento más detallado de las curvas relaxométricas de RMN, es posible extraer muchos otros parámetros. De hecho, el Solicitante ha descubierto que pueden obtenerse evaluaciones extremadamente fiables a partir de curvas relaxométricas de RMN incluso sobre parámetros fisico-químicos que forman el petróleo crudo, tales como, por ejemplo, asfaltenos, resinas y CCR (Residuo de Carbono de Conradson), sobre elementos unidos a compuestos orgánicos, tales como azufre o metales, y sobre curvas de destilación de petróleo.

50 Los protones de una molécula de petróleo crudo tienen la propiedad de orientarse de manera diferente dependiendo del campo magnético al que son sometidos, en particular en relación con el entorno molecular al que pertenecen. El entorno es característico de cada molécula, y las características fisico-químicas de la molécula en sí dependen de este.

El Solicitante ha encontrado que, aplicando un análisis estadístico por medio de redes neurales a curvas de relajación de RMN, sin procedimientos de ajuste, puede obtenerse mucha más información sobre las características del petróleo crudo.

5 Un primer objetivo de la presente invención es proporcionar un método para predecir las propiedades de petróleos crudos mediante la aplicación de redes neurales a curvas de relajación de RMN, en donde dichas curvas no sufren ninguna transformación preventiva.

Un objetivo adicional de la presente invención es proporcionar un método para predecir las propiedades de petróleos crudos mediante la aplicación de redes neurales que evite análisis físico-químicos complejos y laboriosos que requieren el uso de numerosas técnicas instrumentales.

10 Estos objetivos, según la presente invención, se consiguen proporcionando un método para predecir las propiedades de los petróleos crudos mediante la aplicación de redes neurales como se especifica en la reivindicación 1.

En las reivindicaciones dependientes se indican características adicionales de la invención.

Para los fines de la presente invención, el término petróleo crudo comprende de manera indiferente petróleo como se extrae de las reservas, o fuel-oil de destilación directa, o una mezcla de diferentes petróleos crudos.

15 Más específicamente, la presente invención se refiere a un método para predecir las propiedades de petróleos crudos mediante la aplicación de una red neural, método que comprende las siguientes fases:

- determinar la curva de relajación de RMN T2 de un petróleo crudo desconocido y convertirla en una curva de relajación logarítmica;
- 20 - seleccionar los valores de dicha curva de relajación logarítmica que están situados en una rejilla de caracterización que tiene una distancia constante entre líneas consecutivas que varía de 0,1 ms a 1 ms;
- introducir dichos valores seleccionados como datos de entrada para una red neural multicapa de tipo retropropagación, adaptada y optimizada por medio de algoritmos genéticos;
- predecir, por medio de dicha red neural adaptada y optimizada, al menos uno de los siguientes factores físico-químicos del petróleo crudo desconocido:

25 

- rendimiento de TBP (Punto de Ebullición Verdadero)

- grado API

- viscosidad

- contenido de azufre

- acidez

30 

- contenido de parafinas

- contenido de naftenos

- contenido de aromáticos

- contenido de naftenos + 2 aromáticos

- punto de humo

35 

- punto de congelación

- punto de nube

- punto de vertido

- índice de cetano

- contenido de níquel

40 

- contenido de vanadio

- contenido de asfaltenos

- contenido de residuos de carbono (Residuo de Carbono de Conradson, C.C.R.),

o predecir, por medio de dicha red neural adaptada y optimizada, la curva de destilación del petróleo crudo desconocido.

Según una realización preferida de la presente invención, antes de predecir dicho(s) factor(es) fisico-químico(s) o dicha curva de destilación de dicho petróleo crudo desconocido, dicha red neural multicapa de tipo retropropagación se adapta y optimiza según un procedimiento que comprende las siguientes fases:

- 5
- determinar las curvas de relajación de RMN T2 de al menos 5 muestras de petróleo crudo;
  - convertir dichas curvas de relajación T2 en curvas de relajación logarítmicas;
  - seleccionar los valores de dichas curvas de relajación logarítmicas que están situados en una rejilla de caracterización que tiene una distancia entre líneas consecutivas que varía de 0,1 ms a 1 ms;
- 10
- determinar, mediante análisis de laboratorio, dicho(s) factor(es) fisico-químico(s) o dicha curva de destilación, respectivamente, de dichas muestras de petróleo crudo;
  - introducir dichos valores seleccionados de dichas muestras de petróleo crudo como datos de entrada para una red neural multicapa de tipo retropropagación y dichos factores fisico-químicos de dichas muestras de petróleo crudo como datos de salida para dicha red neural;
- 15
- usar dicha red neural para correlacionar dichos valores seleccionados de dichas muestras de petróleo crudo con dicho(s) factor(es) fisico-químico(s) o dicha curva de destilación de dichas muestras de petróleo crudo, respectivamente;
  - optimizar dicha red neural por medio de algoritmos genéticos para minimizar el error absoluto entre las cantidades predichas mediante la red neural y las cantidades determinadas por medio de análisis de laboratorio que se refieren a dichos factores fisico-químicos de dichas muestras de petróleo crudo.
- 20

En una realización preferida de la presente invención, dicha curva de relajación se convierte en una curva de relajación logarítmica con base 10 (log10).

Los valores usados como entrada para la red neural se seleccionan intersecando las curvas de relajación logarítmicas con las líneas, que tienen una distancia de tiempo constante, de una rejilla de caracterización.

- 25
- Una distancia excesivamente corta entre las líneas de la rejilla crea una sobrecarga de entrada para la red neural, con el consiguiente riesgo de sobreaprendizaje, aumentando así el significado del caso particular y comprometiendo el valor predicho.

Por el contrario, una distancia excesiva entre las líneas que forman dicha rejilla de caracterización conduce a una pérdida de información, comprometiendo la validez de predicción del método.

- 30
- Para los fines de la presente invención, se seleccionaron los valores de distancia entre las líneas que se consideraron óptimos para los fines de predicción del método. En particular, dicha distancia entre las líneas puede variar de 0,1 ms a 1 ms, y es preferiblemente igual a 0,25 ms.

- 35
- Según una realización preferida de la presente invención, el error absoluto medio se considera minimizado cuando la diferencia entre la media de las cantidades predichas por medio del presente método y la media de las cantidades determinadas experimentalmente alcanza un valor mínimo y constante durante la fase de adaptación y optimización.

Según una realización preferida de la presente invención, el número de muestras de petróleo crudo a ser analizadas en el procedimiento de adaptación y optimización puede variar preferiblemente de 15 a 30.

En una realización preferida, dicho método permite predecir los factores fisico-químicos del petróleo crudo desconocido según el esquema definido en la Tabla 1.

40

Tabla 1

Intervalo TBP:		PETRÓLEO CRUDO	GAS	NAFTAS		QUERO-SENO	GAS OIL	DESTILA-DO A VACÍO	RESIDUOS OLEOSOS	
			C1-C4	C5-80	80-160	160-230	230-370	370-530	370 +	530 +
Rendimiento TBP	% en peso		X	X	X	X	X	X	X	X
Grado API a 15,5°C (60°F)		X								
Viscosidad a 20°C	cSt	X								
Viscosidad a 50°C	VBN					X	X	X	X	X
Azufre	% en peso	X		X	X	X	X	X	X	X
Acidez	mgK OH/g	X				X	X	X		
Parafinas	% en volumen				X					
Naftenos	% en volumen				X					
Aromáticos	% en volumen				X					
Naftenos + 2 aromáticos					X					
Punto de humo	Mm					X				
Punto de congelación	°C					X				
Punto de nube	°C						X			
Punto de vertido	°C	X					X	X	X	X
Índice de cetano							X			
Níquel	Ppm	X						X	X	X
Vanadio	Ppm	X						X	X	X
Asfaltenos en heptano normal										
C.C.R.	% en peso	X						X	X	X

La presente invención permite predecir la curva de destilación de petróleo crudo en sus diversas fracciones: gas, naftas, querosenos, gasoils, destilados a vacío y residuos oleosos.

- 5 En particular, durante el procedimiento de adaptación y optimización, las curvas de destilación de los petróleos crudos de muestra pueden obtenerse por medio de métodos normalizados conocidos por los expertos en el campo.

El presente método permite determinar la curva de destilación de petróleo crudo en sus diversos cortes de destilación, indicados en la Tabla 2.

Tabla 2

Cortes de destilación					
C1 metano	NC4 butano normal	100 °C	180 °C	270 °C	370 °C
C2 etano	IC5 Iso-pentano	120 °C	210 °C	290 °C	400 °C
C3 propano	NC5 Pentano normal	140 °C	230 °C	320 °C	530 °C
IC4 Iso-butano	80 °C	160 °C	250 °C	350 °C	550 °C

5 Según la presente invención, el número de valores definidos y seleccionados que intersecan las curvas de relajación y rejillas de caracterización descritas en la presente invención es un número finito nunca más alto que 10.000.

Con referencia a la Tabla 2, la fracción o corte de destilación puede identificarse según la naturaleza del compuesto, por ejemplo C4, es decir, butano, o la temperatura de destilación, por ejemplo 120 °C.

10 Las características y ventajas adicionales del método para predecir las propiedades de los petróleos crudos mediante la aplicación de redes neurales parecerán más evidentes a partir de la siguiente descripción de una realización ilustrativa y no limitante, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

- la figura 1 ilustra un esquema de bloques que indica las principales fases del método según la presente invención;
- la figura 2 ilustra un esquema de bloques que indica las principales fases del procedimiento de adaptación y optimización de la red neural según la presente invención;
- 15 – la figura 3 ilustra la curva de relajación T2 de algunos petróleos crudos de muestra;
- la figura 4 ilustra la curva de relajación logarítmica con base 10 de algunos petróleos crudos de muestra y una rejilla de caracterización con líneas verticales;
- la figura 5 ilustra una comparación gráfica entre los valores predichos en relación con el contenido de asfaltenos en n-C7, y los obtenidos con análisis de laboratorio, para diversos petróleos crudos de muestra.

20 Con referencia a la figura 1, esta ilustra un método de predicción preferido, que comprende una primera fase para determinar la curva de relajación de RMN T2 (fase 101) por medio de técnicas conocidas en el estado de la técnica.

Con referencia adicional a la figura 4, dicha curva de relajación de RMN T2 es convertida posteriormente en una curva (401) de relajación logarítmica e intersecada con una rejilla (402) de caracterización.

25 La figura 3 muestra algunas curvas (301) de relajación de RMN T2, en las que cada curva representa el tiempo requerido para que la magnetización transversal caiga con respecto al valor inicial.

En relación a los intervalos de tiempo preseleccionados para definir la amplitud de las mallas de la rejilla (402) de caracterización, se identifican los puntos (403) de la curva (401) logarítmica a ser seleccionados (fase 102) para la fase posterior de alimentación de datos a la red neural (fase 103).

30 Con referencia particular a la figura 4, el tiempo se representa en el eje de la abscisa, y los puntos (403) de la curva (401) de relajación logarítmica a ser seleccionados son los que intersecan las líneas verticales de la rejilla (402) de caracterización.

Cada uno de estos puntos seleccionados representa la señal que puede obtenerse a partir de la curva logarítmica T2 en correspondencia con un valor de tiempo preciso.

Los valores de tiempo se seleccionan a intervalos de tiempo regulares, y varían de 0,1 ms a 1 ms.

35 Los valores de la curva de relajación logarítmica seleccionados se usan posteriormente como entrada para una red neural multicapa de tipo retropropagación (fase 103), para predecir los factores físico-químicos, o alternativamente la

## ES 2 712 560 T3

curva de destilación, de un petróleo crudo (fase 104).

Dicha red neural es adaptada y optimizada según el procedimiento representado por el diagrama en la figura 2.

En particular, antes de usarse para predecir petróleos crudos desconocidos, dicha red neural requiere un procedimiento de adaptación y optimización efectuado sobre petróleos crudos de muestra conocidos.

- 5 Con referencia a la figura 2, se determinan las curvas de relajación de RMN T2 de un cierto número de petróleos crudos de muestra, preferiblemente más alto que 5 (fase 201).

Dichas curvas de relajación de RMN T2 se convierten después en las curvas de relajación logarítmicas equivalentes (fase 202).

- 10 Después se seleccionan los valores de señal que corresponden a intervalos de tiempo precisos de estas curvas logarítmicas (fase 203). Dichos intervalos de tiempo, representados en la figura 4 como líneas verticales de una rejilla de caracterización, se establecen a priori, y varían de 0,1 ms a 1 ms.

- 15 Los mismos petróleos crudos de muestra usados para obtener las curvas de relajación de RMN T2 se someten a análisis de laboratorio normalizados, conocidos en la técnica, para identificar algunos de los parámetros fisico-químicos del petróleo crudo (fase 204') o alternativamente para determinar la curva de destilación del petróleo crudo (fase 204'').

Se construyen diversas redes neurales, dependiendo del parámetro requerido, es decir, factores fisico-químicos o curva de destilación.

En el primer caso (fase 204'), los valores de los siguientes factores fisico-químicos se obtienen mediante análisis de laboratorio para cada muestra de petróleo crudo analizada:

- 20
- rendimiento de TBP (Punto de Ebullición Verdadero)
  - grado API
  - viscosidad
  - contenido de azufre
  - acidez
- 25
- contenido de parafinas
  - contenido de naftenos
  - contenido de aromáticos
  - contenido de naftenos + 2 aromáticos
  - punto de humo
- 30
- punto de nube
  - punto de vertido
  - índice de cetano
  - contenido de níquel
  - contenido de vanadio
- 35
- contenido de asfaltenos
  - contenido de residuos de carbono (Residuo de Carbono de Conradson, C.C.R.).

Estos factores se introducen como salida para el cálculo neural, mientras que los valores seleccionados de las curvas de relajación logarítmicas se introducen como entrada (fase 205').

- 40 Dicha red neural se adapta posteriormente para correlacionar dicha entrada con dicha salida (fase 206') y se optimiza por medio de algoritmos genéticos para minimizar el error absoluto entre los valores predichos y los valores obtenidos por medio de análisis de laboratorio (fase 207').

Una vez que el error absoluto se ha minimizado, la red neural está lista (fase 208') para predecir los factores fisico-

químicos de un petróleo crudo desconocido, como contempla la fase 104 del diagrama en la figura 1.

Alternativamente, dicha red neural puede ser desarrollada para correlacionar los valores seleccionados de las curvas de relajación logarítmicas con las curvas de destilación de los petróleos crudos de muestra relativos.

5 En este caso, los valores seleccionados de las curvas de relajación se usan como entrada y las curvas de destilación de las muestras de petróleos crudos como salida de la red neural (fase 205”).

Dicha red neural se adapta posteriormente para correlacionar dicha entrada con dicha salida (fase 206”) y se optimiza por medio de algoritmos genéticos para minimizar el error absoluto entre los valores predichos y los valores obtenidos por medio de análisis de laboratorio (fase 207”).

10 Una vez que el error absoluto se ha minimizado, la red neural está lista (fase 208”) para predecir los factores fisico-químicos de un petróleo crudo desconocido, como contempla la fase 104 del diagrama en la figura 1.

Según la presente invención, el método así definido permite predecir los factores fisico-químicos más representativos del petróleo crudo en tiempos rápidos y sin estructuras de laboratorio onerosas, o alternatively la curva de destilación de petróleo crudo con un grado de aproximación considerado como aceptable.

### Ejemplos

15 Ejemplo 1

Se analizó en el laboratorio una muestra de 16 petróleos crudos de diferentes orígenes con respecto a sus propiedades fisico-químicas. Se determinó la curva de relajación de RMN T2.

En particular, se analizaron los petróleos crudos indicados en la Tabla 3, descritos en términos de origen, grado API y contenido de azufre.

20

Tabla 3

Origen	API	Azufre [% en peso]
IRÁN	19,0	2,67
IRÁN	20,5	3,99
EGIPTO	24,8	2,53
VENEZUELA	24,9	2,41
LIBIA	26,0	1,82
IRAK	29,2	2,96
NIGERIA	29,5	0,26
IRAK	29,8	2,87
CONGO	31,8	0,10
CONGO	32,2	0,11
ARABIA SAUDI	33,0	1,88
KAZAJISTÁN	34,4	0,28
LIBIA	36,8	0,41
CONGO	40,2	0,04
LIBIA	42,4	0,22
KAZAJISTÁN	43,3	0,54

Después se analizaron algunas de las características fisico-químicas de los petróleos crudos de muestra. La Tabla 4 indica los valores medios de los intervalos de variabilidad de las características fisico-químicas tomadas en consideración.

25



Tabla 4

Valores	API	Azufre [% en peso]	Viscosidad a 20°C, [cSt]	Punto de vertido [°C]	Acidez [mg KOH/g]	Contenido de Ni, [ppm]	Contenido de V [ppm]	Factor de caract. UOP	Asfaltenos, en n-C7 [% en peso]	Residuo de Carbono de Conradson CCR [% en peso]	Rendimiento de fracción 370+ °C [% en peso]
MIN	19,0	0,04	3,24	-33	0,07	1,8	0,6	11,4	0,11	0,85	26,6
MAX	43,3	3,99	918,35	21	1,18	63,6	116,8	12,3	8,61	12,83	67,7
Media	31,1	1,44	100,46	-1	0,31	18,7	50,2	11,9	2,46	5,13	48,6

Las curvas de relajación T2 de los petróleos crudos analizados se convirtieron en las curvas de relajación logarítmicas correspondientes (log10), como se ilustra en la figura 4.

- 5 Con referencia a la figura 4, se seleccionaron los valores (403) que están situados en una rejilla de caracterización (datos de entrada para el cálculo neural).

La rejilla de caracterización se identificó para reducir los parámetros de cálculo, sin perder no obstante la importante información contenida en los mismos datos.

- 10 Después se seleccionaron los valores de la curva que tienen como coordenadas en la abscisa los valores expresados en la Tabla 5.

Tabla 5

Eje X Log10 (T2)=												
0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5	2,75	3	3,25

Después se usaron los parámetros seleccionados como datos de entrada para identificar una correlación entre las curvas de relajación de RMN T2 y las propiedades de los petróleos crudos y sus fracciones.

- 15 Para identificar la correlación entre los factores, se usaron algoritmos no lineales, en particular redes neurales multicapa de tipo retropropagación, optimizadas con algoritmos genéticos.

La Tabla 6 indica las características físico-químicas (datos de salida) de los petróleos crudos y sus fracciones.

Tabla 6

Intervalo TBP:	Petróleo crudo	Gas	Naftas		Queroseno	Gas oil	Destilado a vacío	Residuos oleosos	
		C1-C4	C5-80	80-160	160-230	230-370	370-530	370+	530+
Grado API a 15,5°C (60°F)		X							
Viscosidad a 20°C	cSt	X							
Viscosidad a 50°C	VBN				X	X	X	X	X
Azufre	% en peso	X	X	X	X	X	X	X	X
Acidez	mgK OH/g	X			X	X	X		
Parafinas	% en volumen			X					
Naftenos	% en volumen			X					
Aromáticos	% en volumen			X					
Naftenos + 2 aromáticos				X					
Punto de humo	Mm				X				
Punto de congelación	°C				X				
Punto de nube	°C					X			
Punto de vertido	°C	X				X	X	X	X
Índice de cetano						X			
Níquel	Ppm	X					X	X	X
Vanadio	Ppm	X					X	X	X
Asfaltenos en heptano normal									
C.C.R.	% en peso	X					X	X	X

La Tabla 7 indica algunos factores de correlación para los parámetros predichos, el error absoluto (mínimo, máximo y medio) obtenido a partir de una comparación entre los valores experimentales y los valores calculados con la red neural.

Tabla 7

	Desviación estándar media	Error máx.	Error mín.	Error, media
API	0,9851	2,80	0,02	0,84
Azufre [% en peso]	0,9913	0,36	0,01	0,14
Viscosidad a 20°C [cSt]	0,9829	44,82	1,35	11,60
TAN	0,9258	0,20	0,03	0,09
Contenido de Ni [ppm]	0,9440	22,33	0,92	4,98
Contenido de V [ppm]	0,9771	20,88	0,23	5,51
Asfaltenos en n-C7 [% en peso]	0,9789	1,38	0,01	0,40
CCR,	0,9734	1,62	0,01	0,60
Corte C5-80 [% en peso]	0,9145	2,33	0,02	0,57
Corte 80-160 [% en peso]	0,9199	3,70	0,19	1,13
Corte 160-230 [% en peso]	0,9268	2,08	0,05	0,80
Azufre en corte 160-230 [% en peso]	0,9191	0,21	0,00	0,05
Corte 230-370 [% en peso]	0,6509	9,79	0,01	2,24
Azufre en corte 230-370 [% en peso]	0,9809	0,35	0,02	0,13
Corte 370-530 [% en peso]	0,8770	2,37	0,01	1,04
Azufre en corte 370-530 [% en peso]	0,9818	0,49	0,02	0,21
CCR en corte 370-530 [% en peso]	0,9269	0,15	0,02	0,07
Corte 530+ [% en peso]	0,9214	11,29	0,09	3,00
Viscosidad a 50°C en corte 530+ [VBN]	0,9461	2,39	0,10	0,87
Azufre en corte 530+ [% en peso]	0,9820	0,76	0,04	0,36

La figura 5 muestra un gráfico que se refiere a la predicción del contenido de asfaltenos n-C7, que indica una buena correlación entre los valores predichos y los valores calculados.

- 5 La figura 5 muestra una representación gráfica de los valores (501) obtenidos por medio de análisis de laboratorio (abscisa), que se refieren al contenido de asfaltenos n-C7 intersecados con los valores predichos correspondientes por medio de la red neural adaptada y optimizada.

#### Ejemplo 2

- 10 Se caracterizó la misma muestra de 16 petróleos crudos usada para el Ejemplo 1 con respecto a la curva de relajación de RMN T2 y la curva de destilación atmosférica y a vacío, según los métodos normalizados ASTM D2892 y ASTM D1160.

La Tabla 8 indica las temperaturas a las que corresponden los valores de los rendimientos acumulativos usados en el Ejemplo.

Tabla 8

Cortes de destilación					
C1 metano	NC4 butano normal	100 °C	180 °C	270 °C	370 °C
C2 etano	IC5 Iso-pentano	120 °C	210 °C	290 °C	400 °C
C3 propano	NC5 Pentano normal	140 °C	230 °C	320 °C	530 °C
IC4 Iso-butano	80 °C	160 °C	250 °C	350 °C	550 °C

5 Los parámetros de entrada para los algoritmos neurales se identificaron como se describe en el Ejemplo 1, y se usaron de manera análoga para identificar una correlación entre las curvas de relajación de RMN T2 y las curvas de destilación de los petróleos crudos, obtenidas por medio de análisis de laboratorio normalizados, conocidos en la técnica.

La Tabla 9 indica los factores de correlación para los parámetros predichos y el error absoluto (mínimo, máximo y medio) entre los valores experimentales y los valores calculados con la red neural, a partir de lo cual se revela una buena correspondencia, sobre todo para las fracciones pesadas.

Tabla 9

Curva de destilación del petróleo crudo				
cortes	Desviación estándar media	Error absoluto máx.	Error absoluto mín.	Error absoluto, media
C1	n.d.	0,00	0,00	0,00
C2	0,4399	0,05	0,00	0,01
C3	0,4247	0,14	0,02	0,07
IC4	0,7756	0,21	0,03	0,11
NC4	0,8924	0,62	0,01	0,22
IC5	0,9368	0,81	0,01	0,27
NC5	0,9380	1,14	0,01	0,38
80 °C	0,9479	1,50	0,03	0,59
100 °C	0,9559	2,33	0,10	0,71
120 °C	0,9628	2,69	0,06	0,82
140 °C	0,9646	3,32	0,09	1,05
160 °C	0,9561	4,28	0,09	1,38
180 °C	0,9555	4,58	0,18	1,64
210 °C	0,9587	4,68	0,32	1,90
230 °C	0,9616	5,07	0,62	1,97
250 °C	0,9660	5,41	0,47	1,94
270 °C	0,9689	5,31	0,01	1,89
290 °C	0,9658	5,37	0,29	2,09
320 °C	0,9587	6,33	0,05	2,38
350 °C	0,9526	6,42	0,46	2,66
370 °C	0,9505	7,01	0,43	2,77
400 °C	0,9508	7,47	0,27	2,76
530 °C	0,9512	8,68	0,45	2,57
550 °C	0,9461	7,50	0,78	2,53

**REIVINDICACIONES**

1. Un método para predecir las propiedades de petróleos crudos por medio de la aplicación de una red neural, método que comprende las siguientes fases:

- 5           – determinar la curva de relajación de RMN T2 de un petróleo crudo desconocido y convertirla en una curva de relajación logarítmica;
- seleccionar los valores de dicha curva de relajación logarítmica que están situados en una rejilla de caracterización que tiene una distancia de tiempo constante entre líneas consecutivas que varía de 0,1 ms a 1 ms;
- 10          – introducir dichos valores seleccionados como datos de entrada para una red neural multicapa de tipo retropropagación, adaptada y optimizada por medio de algoritmos genéticos;
- predecir, por medio de dicha red neural adaptada y optimizada, al menos uno de los siguientes factores físico-químicos del petróleo crudo desconocido:
  - rendimiento de TBP (Punto de Ebullición Verdadero),
  - grado API,
  - 15          • viscosidad,
  - contenido de azufre,
  - acidez,
  - contenido de parafinas,
  - contenido de naftenos,
  - 20          • contenido de aromáticos,
  - contenido de naftenos + 2 aromáticos,
  - punto de humo,
  - punto de congelación,
  - punto de nube,
  - 25          • punto de vertido,
  - índice de cetano,
  - contenido de níquel,
  - contenido de vanadio,
  - contenido de asfaltenos,
  - 30          • contenido de residuos carbonosos,

o predecir, por medio de dicha red neural adaptada y optimizada, la curva de destilación de dicho petróleo crudo desconocido.

2. El método según la reivindicación 1, en donde, antes de predecir dicho(s) factor(es) físico-químico(s) o dicha curva de destilación de dicho petróleo crudo desconocido, dicha red neural multicapa de tipo retropropagación se adapta y optimiza según un procedimiento que comprende las siguientes fases:

- 35           – determinar las curvas de relajación de RMN T2 de al menos 5 muestras de petróleo crudo conocidas;
- convertir dichas curvas de relajación T2 en curvas de relajación logarítmicas;
- seleccionar los valores de dichas curvas de relajación logarítmicas que están situados en una rejilla de caracterización que tiene una distancia de tiempo constante entre líneas consecutivas que varía de 0,1 ms a 1 ms;
- 40           – determinar, mediante análisis de laboratorio, dicho(s) factor(es) físico-químico(s) o dicha curva de destilación,

respectivamente, de dichas muestras de petróleo crudo;

- introducir dichos valores seleccionados de dichas muestras de petróleo crudo como datos de entrada para dicha red neural multicapa de tipo retropropagación y dichos factores fisico-químicos de dichas muestras de petróleo crudo como datos de salida para dicha red neural;
- 5
- usar dicha red neural para correlacionar dichos valores seleccionados de dichas muestras de petróleo crudo con dicho(s) factor(es) fisico-químico(s) o dicha curva de destilación de dichas muestras de petróleo crudo, respectivamente;
- 10
- optimizar dicha red neural por medio de algoritmos genéticos para minimizar el error absoluto entre las cantidades predichas mediante la red neural y las cantidades determinadas por medio de dichos análisis de laboratorio que se refieren a dicho(s) factor(es) fisico-químico(s) de dichas muestras de petróleo crudo.
3. El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicha curva de relajación se convierte en una curva de relajación logarítmica con base 10 ( $\log_{10}$ ).
4. El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde la distancia de tiempo constante entre las líneas es igual a 0,25 ms.
- 15
5. El método según la reivindicación 2, en donde el número de muestras de petróleo crudo a ser analizadas en el procedimiento de adaptación y optimización varía de 15 a 30.

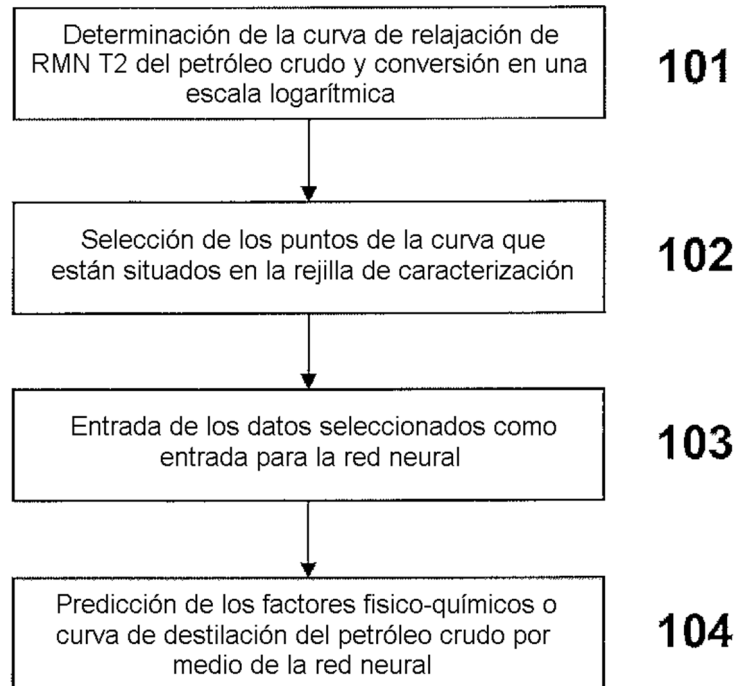


Fig. 1

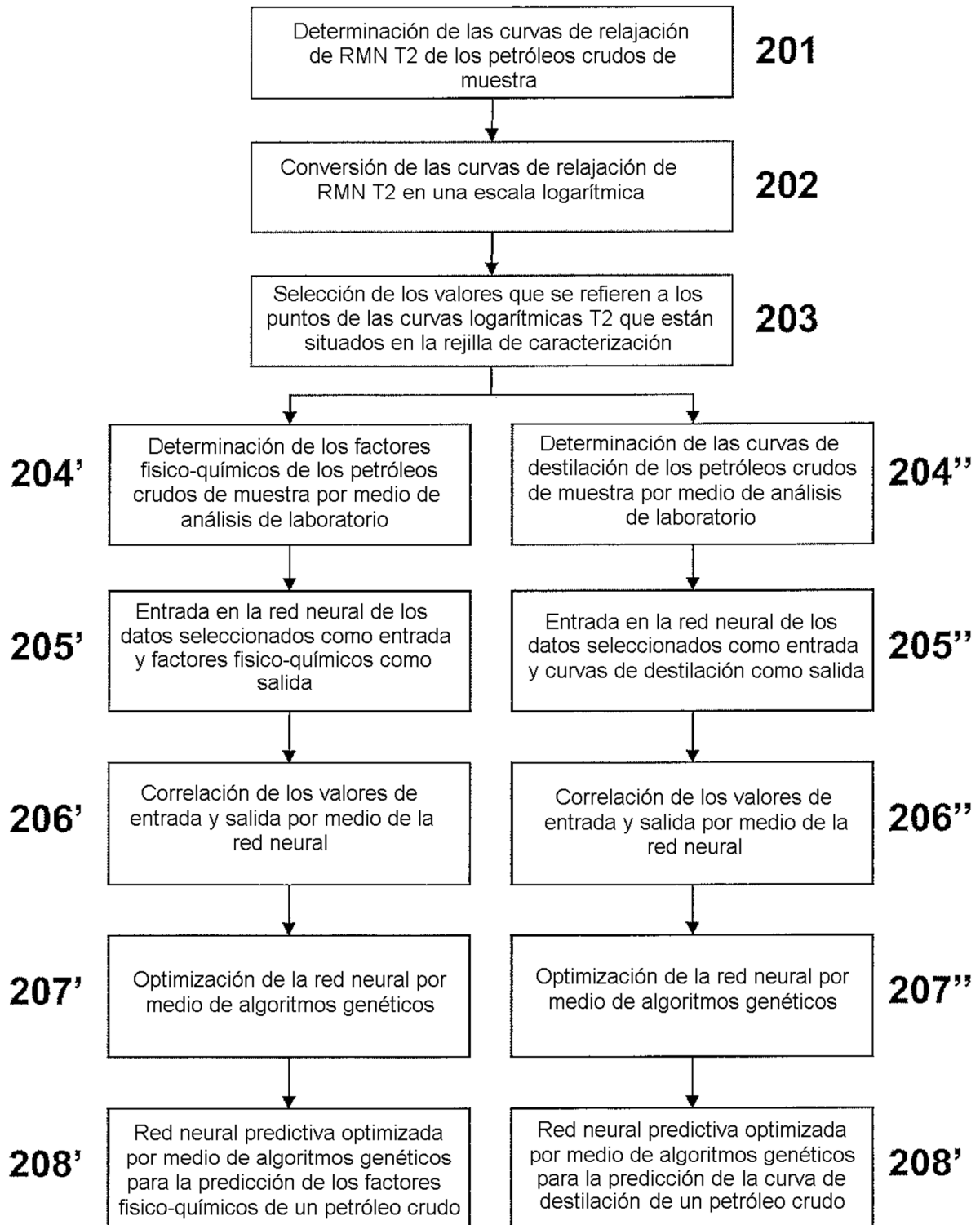


Fig. 2



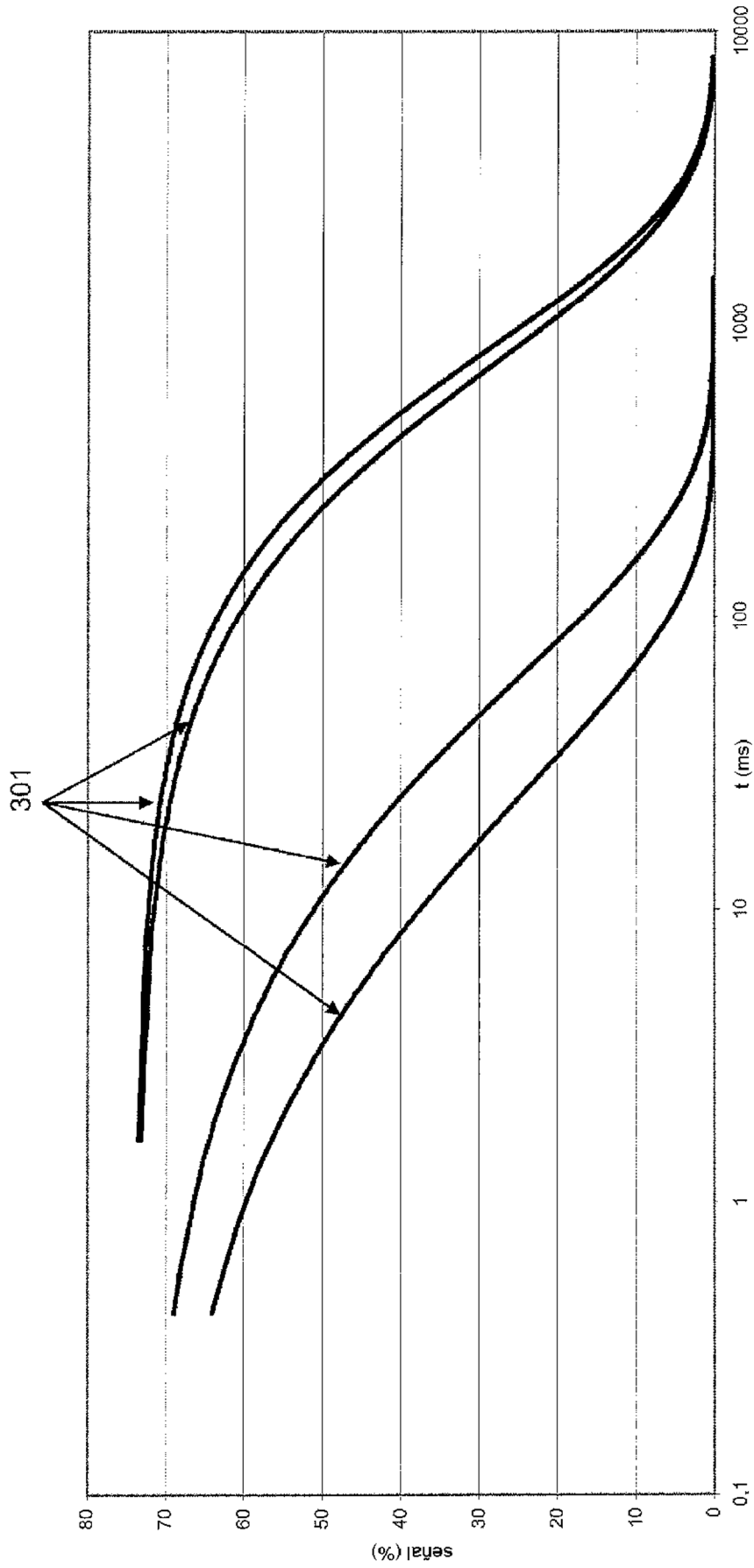


Fig. 3

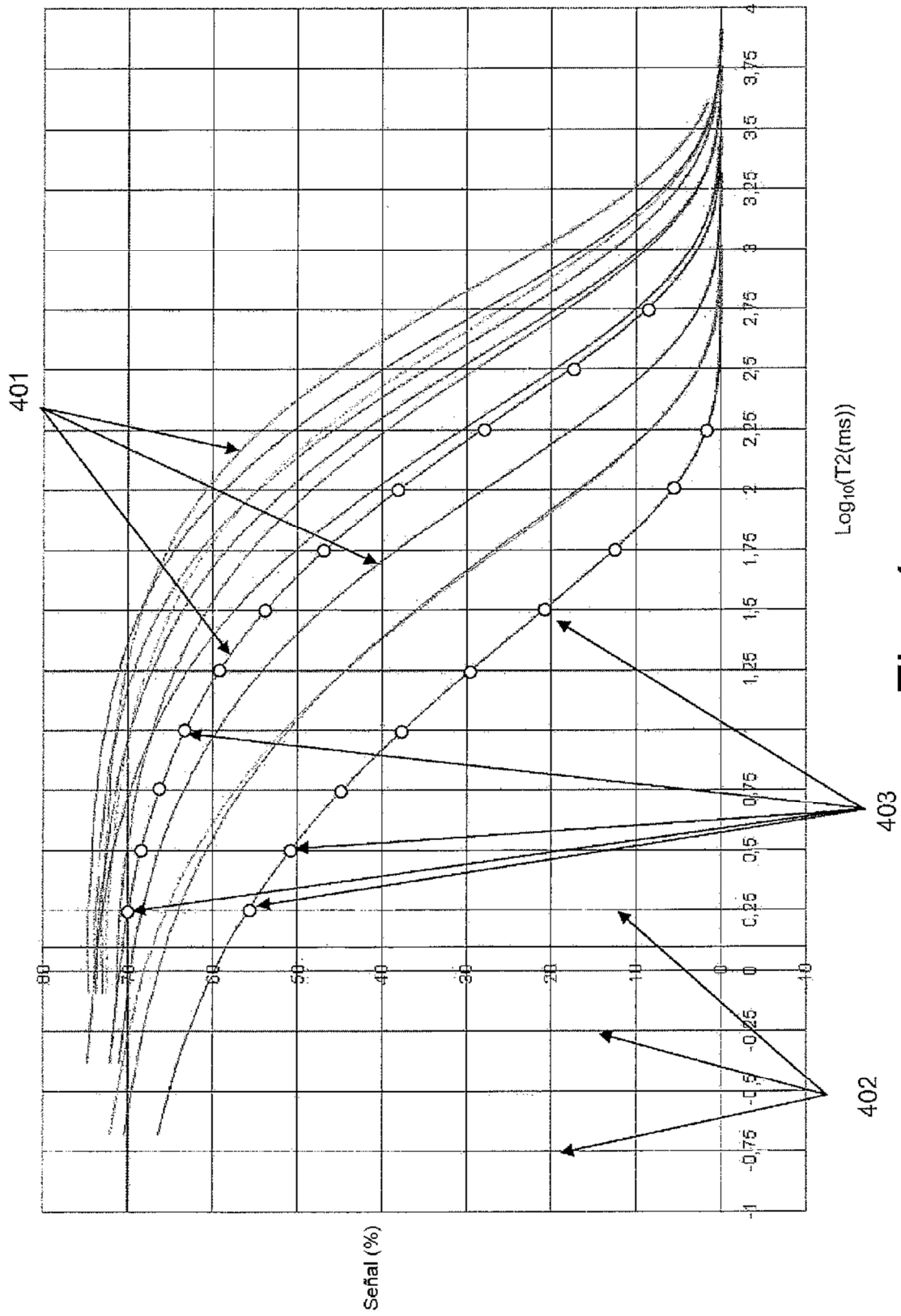


Fig. 4

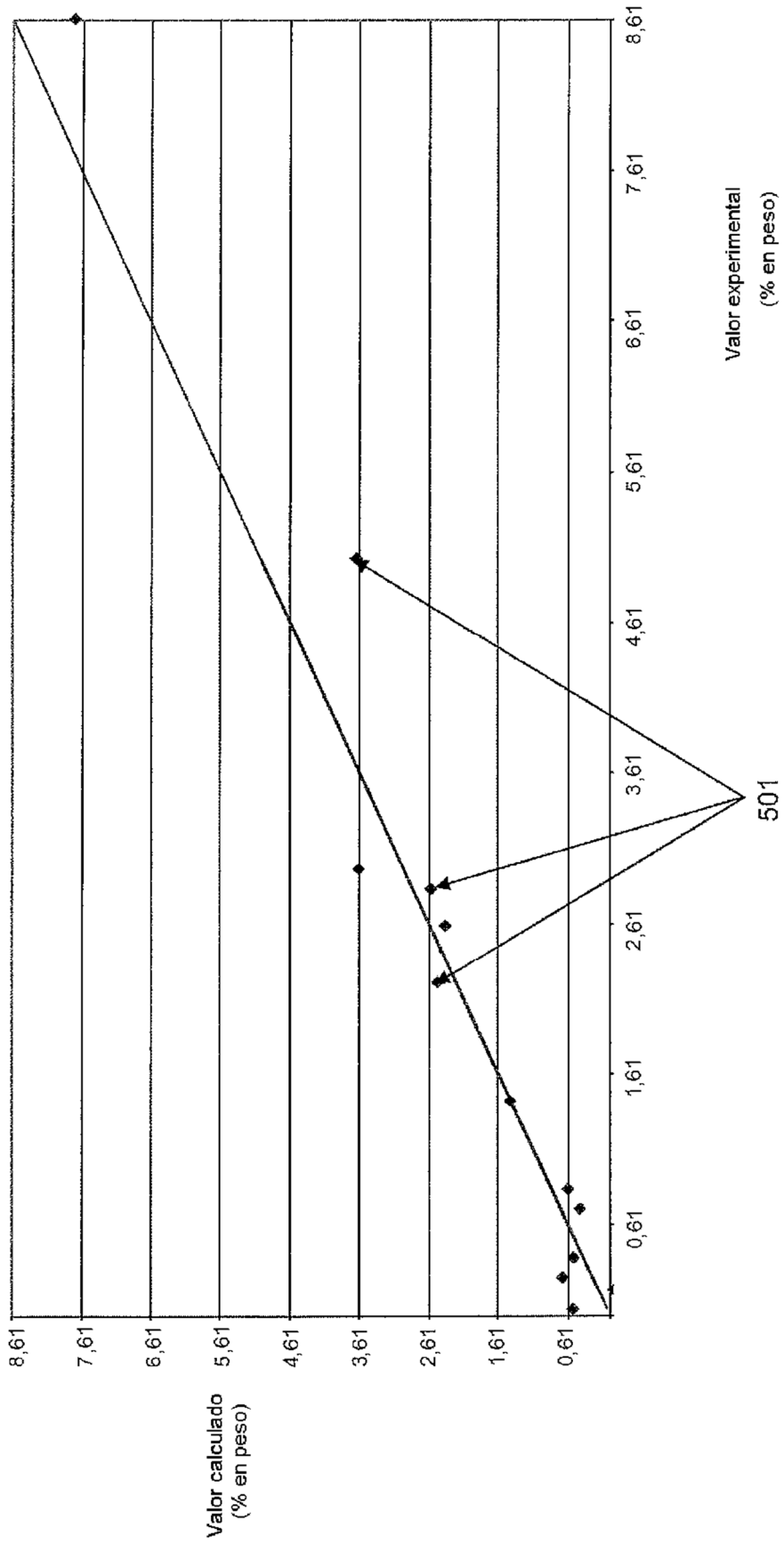


Fig. 5