

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 721 908**

51 Int. Cl.:

**G01N 33/28** (2006.01)

**G06Q 90/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **31.10.2012 PCT/IN2012/000717**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.07.2013 WO13102916**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **31.10.2012 E 12839212 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.02.2019 EP 2699900**

54 Título: **Predicción de las características de refino del petróleo**

30 Prioridad:

**06.01.2012 IN 58MU2012**

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

**06.08.2019**

73 Titular/es:

**BHARAT PETROLEUM CORPORATION LIMITED  
(100.0%)**

**Bharat Bhawan 4&6 Currimbhoy Road Ballard  
Estate  
Mumbai 400 001, IN**

72 Inventor/es:

**KUMAR, RAJEEV;  
AHSAN, MOHAMMAD MUZAFFAR;  
PARIHAR, PRASHANT UDAYSINH y  
VOOLAPALLI, RAVI KUMAR**

74 Agente/Representante:

**ELZABURU, S.L.P**

ES 2 721 908 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**

Predicción de las características de refino del petróleo

**Campo de la invención**

5 La presente invención se refiere a un método para predecir las características de refino del petróleo y, en particular, se refiere a la predicción de las características de refino basadas en las propiedades físicas del petróleo.

**Antecedentes**

10 El petróleo crudo generalmente se refiere a una mezcla compleja de hidrocarburos que se obtiene de formaciones geológicas bajo tierra, y de la cual se pueden obtener productos refinados del petróleo a través de destilación fraccionada. La destilación fraccionada en una refinería es un proceso multietapa. Cada etapa del proceso produce diferentes productos en forma de destilados y residuos en diferentes intervalos de ebullición. Los crudos varían considerablemente entre sí en los rendimientos de estos productos y en las propiedades de los rendimientos obtenidos. Un análisis detallado de las características de los crudos, como probables rendimientos, mezclas, fijación de precios, procesabilidad, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos, calidad, posibles residuos, y similares, se utiliza con el fin de tomar decisiones empresariales, y para la planificación, control y optimización de las operaciones de refinería. Tales características de un crudo se denominarán en la presente memoria características de refino.

15 Las características de refino ayudan no solo a tomar decisiones empresariales, sino que también son una fuente para cumplir con las restricciones de refinerías, la demanda de productos y las especificaciones, predecir los rendimientos de destilados y de los residuos, predecir los costes de procesamientos, rutas de las corrientes de destilados intermedios para obtener los máximos beneficios, y la gestión del hidrógeno.

20 Los métodos convencionales para evaluar las características de refino de los crudos incluyen la destilación en laboratorio de una muestra de petróleo o un detallado análisis molecular y espectroscópico basado en, por ejemplo, espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN), cromatografía de gases-espectroscopía de masas (GC-MS), espectroscopía infrarroja (IR) y espectroscopía ultravioleta (UV). Los métodos espectroscópicos explotan las propiedades magnéticas y los espectros de luz de ciertos núcleos atómicos para determinar las propiedades químicas y físicas de la muestra en la que están contenidos.

25 El documento EP2071329 describe un modelo de predicción para predecir el punto de reblandecimiento del betún obtenido mediante operaciones de refinería tomando como entrada del modelo los parámetros API y el residuo de carbono Conradson (CCR).

**Compendio de la invención**

30 La presente invención proporciona un método para predecir una característica de refino de una muestra de petróleo y un correspondiente sistema de predicción de características según las reivindicaciones 1 y 16, respectivamente.

**Breve descripción de los dibujos**

35 La descripción detallada se proporciona con referencia a las figuras adjuntas. En las figuras, el (los) dígito(s) más a la izquierda de un número de referencia identifica la figura en la que aparece por primera vez el número de referencia. Los mismos números se usan a través de los dibujos para hacer referencia a características y componentes similares.

La Fig. 1 ilustra un sistema de predicción de características de refino, según una implementación del presente tema.

La Fig. 2 ilustra un método para determinar los coeficientes de regresión de un modelo de predicción, según una implementación del presente tema.

40 La Fig. 3 ilustra un método para predecir características de refino basadas en el modelo de predicción, según una implementación del presente tema.

La Fig. 4(a) ilustra una representación gráfica de la validación del modelo de predicción para el perfil de destilación de refinería, según una implementación del presente tema.

45 La Fig. 4(b) ilustra una gráfica del perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

La Fig. 5(a) ilustra una influencia del azufre en el perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

La Fig. 5(b) ilustra una influencia de la gravedad API en el perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

50 La Fig. 6(a) ilustra una influencia de CCR en el perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada,

según una implementación del presente tema.

La Fig. 6(b) ilustra una gráfica que representa la minimización del residuo de vacío basada en las propiedades físicas de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

5 La Fig. 7(a) ilustra un efecto de API diferencial en el perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

La Fig. 7(b) ilustra un efecto de azufre diferencial en el perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

La Fig. 8 ilustra un efecto de CCR diferencial en el perfil de destilación de refinería de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

10 La Fig. 9(a) ilustra una gráfica que muestra el coste de procesamientos de refinería en función del contenido de CCR de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

La Fig. 9(b) ilustra una gráfica que muestra la clasificación de crudos con respecto a los precios del crudo Brent, según una implementación del presente tema.

15 La Fig. 10 ilustra un aparato para medir las propiedades físicas de la muestra de petróleo dada, según una implementación del presente tema.

### Descripción detallada

20 El presente tema se refiere a un método para predecir las características de refino de una muestra de petróleo. La muestra de petróleo puede incluir, por ejemplo, un crudo, mezclas de crudos, petróleos sintéticos y mezclas de hidrocarburos. Aunque la siguiente descripción usa crudo como ejemplo, se entenderá que también se puede usar cualquiera de los tipos de muestra de petróleo mencionados anteriormente, como sería evidente para un experto en la técnica. Existen diversas variedades de crudos disponibles en el mercado del petróleo, de los cuales el crudo Bombay High, Arab Light, y el crudo Saharan Blend son ejemplos destacados. Cada variedad de petróleo difiere de otra en términos de composición y propiedades. Por tanto, la cantidad y calidad de los destilados y residuos también difieren. En general, se puede utilizar una estimación detallada de las características de refino del petróleo para la planificación y optimización de operaciones de refinería y rentabilidad.

25 Los métodos convencionales disponibles para determinar las características de refino de una muestra de petróleo pueden incluir métodos como la destilación en laboratorio o el examen espectroscópico, como la espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN), la espectroscopía infrarroja (IR), la cromatografía de gases-espectroscopía de masas (GC-MS), y similares.

30 Los datos experimentales de laboratorio de la destilación de punto de ebullición verdadero (TBP) son actualmente la representación más cercana del perfil de destilación de refinería. La destilación de TBP en un laboratorio es básicamente una operación de destilación por lotes que sigue los métodos ASTM D2892 y D5236 en combinación. Esto se usa para el fraccionamiento de crudos y para generar muestras para análisis de cortes para la caracterización detallada del petróleo. Por tanto, los datos obtenidos de dicha destilación de TBP y análisis de cortes se llaman también datos de pruebas del crudo. Los datos detallados de pruebas del crudo contienen estimaciones precisas del perfil de destilación y calidades de productos. Aunque este es un método preciso para representar los datos de destilado de refinería, perfil de residuos y calidades de productos, es un procedimiento costoso y requiere mucho tiempo. Por lo general, cuesta más de 30.000 USD por lote y tarda cuatro a seis semanas para completar cada lote.

40 Por otro lado, los métodos espectroscópicos pueden proporcionar más rápidamente información detallada sobre la composición molecular y propiedades generales de la muestra de petróleo, pero la exactitud puede variar en un amplio intervalo en función de factores tales como la sensibilidad de la muestra de petróleo para diferentes propiedades, grupos funcionales moleculares presentes en el petróleo, y similares. Además, la exactitud de los métodos espectroscópicos puede depender también de las diferencias en las propiedades geológicas, físicas y químicas de la muestra de petróleo desconocida o diana y el crudo de referencia usado para la predicción de estas propiedades. Si la muestra de petróleo diana es similar a la prueba de crudo de referencia en términos de propiedades geológicas, químicas o físicas, entonces las propiedades predichas serían también similares a las propiedades reales de la muestra de petróleo. Sin embargo, si la muestra de petróleo diana es muy diferente de la prueba de crudo de referencia, las propiedades predichas pueden tener grandes desviaciones de las propiedades reales. Además, los métodos espectroscópicos no proporcionan los detalles de las características de refino, tales como el perfil de rendimientos, de la muestra de petróleo, sino que solo proporcionan estimaciones de las propiedades de la muestra de petróleo.

55 Como se ha mencionado anteriormente, un análisis detallado de las características de refino del crudo, tales como los probables rendimientos, mezclas, procesabilidad, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos, calidad, posibles residuos, y similares, se utiliza con objetivos de toma de decisiones empresariales operativas y financieras. Por

ejemplo, la estimación del perfil de rendimientos de destilados y residuos se puede usar para la planificación y optimización de operaciones de refinería y rentabilidad, y para determinar otras características de refino.

De acuerdo con el presente tema, se describe un método para predecir las características de refino para cualquier muestra de petróleo dada. El método se usa para predecir las características de refino de la muestra de petróleo mediante la medida de las propiedades físicas de la muestra de petróleo. El método usa un modelo de predicción con el fin de predecir las características de refino para la muestra de petróleo, incluido el perfil de residuos y destilados, de manera precisa y rápida. En una implementación, los coeficientes en el modelo de predicción se determinan basados en regresión de correlación, y por tanto el modelo de predicción se puede denominar también modelo de correlación.

El método descrito en la presente memoria está basado en la medida de una o más propiedades físicas, que incluyen al menos una de contenido de residuo de carbono Conradson (CCR), residuo de carbono Ramsbottom (RCR) y micro-residuo de carbono (MCR), de la muestra de petróleo, y después la predicción de las características de refino con ayuda de un modelo de predicción. Se ha encontrado que el uso del contenido de carbono del petróleo, medido por al menos uno de CCR, RCR y MCR, junto con otras propiedades físicas tales como la gravedad API y contenido de azufre, ayuda a predecir las características de refino mejor que cuando se usan los otros parámetros físicos sin considerar el contenido de carbono.

El modelo de predicción para una característica de refino se genera basado en coeficientes obtenidos por regresión entre las propiedades físicas medidas y la medición de la característica de refino para crudos conocidos. Las propiedades medidas de la muestra de petróleo desconocido actúan como entrada para el modelo de predicción. Estas entradas, cuando se sustituyen en las ecuaciones de regresión con los coeficientes previamente obtenidos del modelo de predicción, dan una salida que incluye una o más características de refino tales como el perfil de rendimientos, calidad de productos y especificaciones, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos, rutas de las corrientes de destilados intermedios de refinería, procesos de unidades secundarias, utilización de la capacidad, fijación de precios y similares para la muestra de petróleo.

En una implementación, se puede trazar la salida frente a las propiedades físicas medidas de acuerdo con los intervalos de temperatura conocidos del destilado y residuos para la muestra de petróleo. Por tanto, se puede obtener información detallada sobre las características de refino de la muestra de petróleo.

El análisis de regresión usado para determinar los coeficientes del modelo de predicción puede basarse en técnicas de regresión lineal o técnicas de regresión no lineal. Se observará que incluso cuando los coeficientes de regresión pueden determinarse usando regresión lineal, el perfil de rendimientos completo o perfil de características de refino obtenido a partir de ellos puede no ser necesariamente de naturaleza lineal, y por tanto la gráfica obtenida puede no ser lineal.

Como sabría un experto en la técnica y, por razones de claridad y mejor comprensión, a continuación en la tabla 1 se enumeran los destilados y residuos obtenidos de la destilación de cualquier muestra de petróleo dada, con respecto a diferentes intervalos de temperatura.

Punto de ebullición inicial (IBP) – 140 grados Celsius	Nafta
140 grados a 240 grados Celsius	Queroseno
240 grados a 360 grados Celsius	Gasoil
360 grados y más	Residuo atmosférico
360 grados Celsius a 565 grados Celsius	Gasoil de vacío
565 grados Celsius y más	Residuo de vacío

En otra realización del presente tema, el modelo de predicción se puede usar para la predicción del consumo de hidrógeno en hidrotratamientos y corrientes de destilados intermedios de refinería. La predicción del consumo de hidrógeno se puede basar en supuestos y configuraciones específicas de refinería. Además, los costes de procesamientos pueden incluir el coste del hidrógeno consumido para hidrotratamientos de los gasóleos y el coste de evacuar los residuos, tales como el fueloil por medio de diluyentes cutter stocks. Los diluyentes cutter stocks son existencias de petróleo que se usan para reducir la viscosidad de un crudo más pesado por dilución.

En otra realización más del presente tema, el modelo de predicción se puede usar para la predicción de la clasificación de la muestra de petróleo dada. La predicción de la clasificación de la muestra de petróleo se puede basar en el diferencial de precios de crudos y en el diferencial de los costes de procesamientos de refinería. La

información con respecto a la clasificación predicha de la muestra de petróleo se procesa adicionalmente para determinar los costes de procesamientos de refinería según la configuración real de la refinería y por tanto se pueden clasificar los crudos. Esto se basa en el diferencial neto de descuentos en los crudos debido a las calidades de los crudos dados con respecto a un crudo de referencia, tal como el crudo Brent; y los costes adicionales de procesamientos de refinería.

En otra realización más del presente tema, la predicción de características de refino puede incluir también la predicción de al menos una característica seleccionada de punto de ebullición medio volumétrico (VABP), factor de caracterización de petróleo universal (UOP-k), punto de ebullición promedio medio (MeABP), viscosidad cinemática, asfaltenos, punto de fluidez, mercaptano, y peso molecular de la muestra de petróleo. El factor de caracterización de petróleo universal determina la cantidad de aromáticos y parafina en una muestra de petróleo. El punto de ebullición medio volumétrico es indicativo del punto de ebullición medio de una muestra de petróleo en su totalidad. En una implementación, el VABP, UOP-k, MeABP y el peso molecular de la muestra de petróleo pueden estar interrelacionados. En otra implementación, el VABP, UOP-k, MeABP y peso molecular se pueden usar colectivamente para predecir la naturaleza aromática, nafténica y parafínica de la muestra de petróleo, que se puede usar adicionalmente para seleccionar la muestra de petróleo según las configuraciones de la refinería.

En otra realización, la predicción de características de refino puede incluir además la predicción de la producción de al menos uno de betún, fueloil (FO) o stock pesado de bajo contenido de azufre (LSHS) a partir de la muestra de petróleo. La producción predicha de betún, FO y LSHS es indicativa de la calidad y facilidad de procesamientos de la muestra de petróleo, como entenderá un experto en la técnica.

La determinación de las características de refino basada en los métodos del presente tema es más fácil, requiere menos tiempo y es más exacta que los métodos convencionales. Además, el uso de al menos uno de contenido de residuo de carbono Conradson (CCR), residuo de carbono Ramsbottom (RCR) y micro-residuo de carbono (MCR) para la predicción de características de refino ayuda a determinar más exactamente el perfil de rendimientos, especialmente para gasoil de vacío y residuo de vacío, que a su vez ayuda a una mejor fijación de precios y a planificar y optimizar las operaciones de refinería para una mayor rentabilidad.

La Fig. 1 ilustra diversos componentes de un sistema de predicción de características 100, según una realización del presente tema. El sistema de predicción de características 100 incluye uno o más procesador(es) 104, una o más interfaces 106 y una memoria, tal como una memoria 102, acoplada al(a los) procesador(es) 104. Se entenderá que el sistema de predicción de características 100 se puede implementar como cualquier sistema informático adecuado conocido en la técnica, tal como una computadora de escritorio, una computadora portátil, un servidor, y similares.

Las interfaces 106 pueden incluir una variedad de interfaces de software y hardware, por ejemplo interfaces para dispositivo(s) periférico(s), tales como un teclado, un ratón, una memoria externa, y una impresora. Las interfaces 106 pueden facilitar múltiples comunicaciones dentro de una amplia variedad de redes y tipos de protocolos, que incluyen redes cableadas, por ejemplo red de área local (LAN), cable, etc., y redes inalámbricas, tales como LAN inalámbrica (WLAN), celular, o satélite. Para este fin, las interfaces 106 puede incluir uno o más puertos para conectar varios dispositivos entre sí o con otro sistema informático.

El procesador 104 puede ser una sola unidad de procesamiento o varias unidades, la totalidad de las cuales podría incluir múltiples unidades informáticas. El procesador 104 puede implementarse como uno o más microprocesadores, microcomputadores, microcontroladores, procesadores de señales digitales, unidades centrales de procesamiento, máquinas de estados, circuitos lógicos y/o cualquier dispositivo que manipule señales basándose en instrucciones operativas. Entre otras capacidades, el procesador 104 está configurado para recuperar y ejecutar instrucciones y datos legibles por computadora almacenados en la memoria 102.

Las funciones de los diversos elementos mostrados en las figuras, incluidos los bloques funcionales etiquetados como "procesador(res)", pueden proporcionarse mediante el uso de hardware dedicado así como hardware capaz de ejecutar software en asociación con el software apropiado. Cuando las proporciona un procesador, las funciones pueden ser proporcionadas por un solo procesador dedicado, por un solo procesador compartido, o por una pluralidad de procesadores individuales, algunos de los cuales pueden ser compartidos. Además, el uso explícito del término "procesador" no debe interpretarse como una referencia exclusiva al hardware capaz de ejecutar software, y puede incluir, sin limitación, hardware de procesador de señal digital (DSP), procesador de red, circuito integrado de aplicación específica (ASIC), matriz de puertas programables por campos (FPGA), memoria de solo lectura (ROM) para almacenar software, memoria de acceso aleatorio (RAM), y almacenamiento no volátil.

La memoria 102 puede incluir cualquier medio legible por computador conocido en la técnica que incluye, por ejemplo, memoria volátil, como la memoria estática de acceso aleatorio (SRAM) y la memoria dinámica de acceso aleatorio (DRAM), y/o memoria no volátil, tal como memoria de solo lectura (ROM), ROM programable borrable, memorias flash, discos duros, discos ópticos, y cintas magnéticas. La memoria 102 incluye módulo(s) 108 y datos 116. Los módulos 108, entre otras cosas, incluyen rutinas, programas, objetos, componentes, estructuras de datos, etc., que realizan tareas particulares o implementan tipos de datos abstractos particulares.

Los datos 116 sirven, entre otras cosas, como un repositorio para almacenar datos procesados, recibidos y

generados por uno o más de los módulos 108. Los datos 116 pueden incluir datos relacionados con muestras de crudos conocidos, es decir, datos de crudo 118, datos de regresión 120 y otros datos 122. Los módulos 108 incluyen además, por ejemplo, un módulo receptor 110, un módulo de regresión 112, y un módulo de predicción 114. Los datos 116 incluyen datos generados como resultado de la ejecución de uno o más módulos.

- 5 En funcionamiento y para generar un modelo de predicción, según una implementación del presente tema, el módulo receptor 110 del sistema de predicción de características 100 recibe propiedades físicas, que incluyen al menos una de contenido de residuo de carbono Coradson (CCR), residuo de carbono Ramsbottom (RCR) y micro-residuo de carbono (MCR), para una pluralidad de muestras de petróleo conocidas. La medida de las propiedades físicas para estas muestras de petróleo conocidas se puede realizar mediante métodos de protocolo especificados por la industria, como se muestra en la Tabla 2.

10

Tabla 2. Métodos industriales para medida de propiedades físicas		
Muestra	Detalles de los análisis	Método
Cualquier muestra de petróleo dada	Densidad, densidad relativa y gravedad API	ASTM D4052
	Azufre	ASTM D2622, D4294, D5453
	Mercaptano	ASTM D3227
	Viscosidad cinemática (KV)	ASTM D445
	Punto de fluidez	ASTM D97, D5853, D5950
	Acidez	ASTM D664
	Fe, V, Ni, Na, Cu, Zn	ICP-AES
	Nitrógeno total	ASTM D4629
	Nitrógeno básico	UOP 269
	Rendimientos (% en peso y % en volumen)	ASTM D2892 y D5236
	Destilación ASTM	ASTM D86
	Punto de congelación	ASTM D2386
	Residuo de carbono Conradson (CCR)	ASTM D189
	Micro-residuo de carbono (MCR)	ASTM D4530
	Residuo de carbono Ramsbottom (RCR)	ASTM D524
	Asfaltenos	ASTM D6560
	Sal	ASTM D3230
	RVP (presión de vapor Reid)	ASTM D323
	Punto de anilina	ASTM D611

- 15 Como se muestra en la tabla 2, se conocen métodos de protocolos industriales para medir las propiedades físicas de cualquier muestra de petróleo. Según el presente tema, las propiedades físicas medidas incluyen al menos una de contenido de CCR, RCR y MCR junto con una u otras más propiedades físicas, tales como el contenido de azufre, contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, gravedad API, punto de fluidez, viscosidad, saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos y similares.

- 20 Estos datos se pueden almacenar en una base de datos de crudo 124 para su uso posterior en la predicción de las características de refino para la muestra de petróleo. El módulo de regresión 112 procesa estos datos para el cálculo de los coeficientes de regresión para el modelo de predicción que se puede usar para predecir una o más de las características de refino de la muestra de petróleo. Las características de refino se denominan también características de aquí en adelante.

En una implementación del presente tema, el módulo de regresión 112 usa datos de características para múltiples

muestras de petróleo conocidas para calcular los coeficientes de regresión. En una implementación, el cálculo de los coeficientes de regresión se basa en un método de regresión lineal. Estos coeficientes se utilizan después para generar modelos de predicción que se usan para predecir las características de la muestra de petróleo dada. Puede observarse que estas propiedades físicas medidas incluyen al menos una de contenido de CCR, RCR y MCR. Además, se pueden usar una o más propiedades físicas seleccionadas del grupo de contenido de azufre, contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, gravedad API, valor mercaptano, viscosidad cinemática, punto de fluidez, residuo de carbono Ramsbottom (RCR), micro-residuo de carbono (MCR), saturados, aromáticos, resinas, y asfaltenos. Se entenderá que otros métodos de regresión no lineal, tales como la regresión polinomial y la regresión logarítmica, se pueden usar también para la determinación de los coeficientes de regresión.

Además, el módulo de predicción 114 puede predecir las características de la muestra de petróleo basándose en los coeficientes de regresión y el modelo de predicción generado por el módulo de regresión 112. Las características pueden incluir una o más de perfil de rendimientos de destilados y residuos, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos y corrientes de destilados intermedios de refinería, parámetro de fijación de precios y clasificación de crudos sobre la base de los márgenes netos ofrecidos sobre los diferenciales de costo del crudo, los factores VABP y UOPK, punto de ebullición promedio medio (MeABP) y peso molecular. Además, la predicción de características puede incluir también la predicción del potencial de residuos para determinar al menos uno de producción de betún, fueloil (FO) o stock pesado de bajo contenido de azufre (LSHS). Se entenderá que se pueden generar múltiples modelos de predicción para la predicción de diferentes características. También, sobre la base de las características predichas, se pueden tomar decisiones adicionales, por ejemplo con respecto a mezclas de crudo óptimas, la utilización eficiente de recursos en la refinería, y similares.

La base de datos de crudo 124 se puede usar para almacenar las propiedades físicas obtenidas por el módulo receptor 110. La base de datos de crudo 124 se puede usar también para almacenar los coeficientes de regresión medidos para la pluralidad de muestras conocidas y sus propiedades físicas medidas. Por tanto, se entenderá que la base de datos de crudo 124 se puede usar para almacenar cualquier dato relevante relacionado con el sistema de predicción de características 100.

La Fig. 2 ilustra un método ejemplar 200 para calcular los coeficientes de regresión para muestras de crudo conocidas, de acuerdo con una implementación del presente tema. La Fig. 3 ilustra un método ejemplar 300 para la predicción de características para cualquier muestra de petróleo dada, de acuerdo con una implementación del presente tema. Para la explicación, los conceptos de cálculo de coeficientes de regresión y predicción de características se describen con referencia al sistema de predicción de características 100.

Los métodos ejemplares se pueden describir en el contexto general de las instrucciones ejecutables por computadora. En general, las instrucciones ejecutables por computadora pueden incluir rutinas, programas, objetivos, componentes, estructuras de datos, procedimientos, módulos, funciones, etc., que realizan funciones particulares o implementan tipos de datos abstractos particulares. Los métodos también se pueden practicar en un entorno informático distribuido donde se realizan funciones mediante dispositivos de procesamiento remoto que están vinculados a través de una red de comunicaciones. En un entorno informático distribuido, las instrucciones ejecutables por computadora pueden ubicarse en medios de almacenamiento de computadoras locales y remotas, incluidos los dispositivos de almacenamiento de memoria.

Además, los métodos pueden implementarse en cualquier hardware adecuado, software, firmware, o combinación de los mismos. Los métodos se explican con referencia a un sistema de predicción de características 100, sin embargo se entenderá que los métodos 200 y 300 pueden implementarse también para una pluralidad de sistemas de predicción de características.

En el bloque 202, se reciben valores de una pluralidad de parámetros físicos para muestras de petróleo conocidas. Por ejemplo, el módulo receptor 110 puede recibir valores medidos para una pluralidad de propiedades físicas como el contenido de residuo de carbono Conradson (CCR), contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, gravedad API, contenido de azufre, y similares. También puede recibir otras propiedades físicas, tales como puntos de ebullición, puntos de fluidez, viscosidades, RCR, MCR, asfaltenos, mercaptano y similares, para las muestras de petróleo conocidas.

Como bloque 204, se reciben una o más características de refino para las muestras de petróleo conocidas. Las características de refino se guardan entonces en la base de datos de crudo 124 y se pueden recuperar, por ejemplo, mediante el módulo receptor 110. La pluralidad de propiedades físicas y las correspondientes características de refino están, por tanto, disponibles para su posterior procesamiento.

En el bloque 206, se determina un conjunto de coeficientes de regresión para generar el modelo de predicción entre los parámetros físicos y la una o más características de refino. En una implementación, se calcula el conjunto de coeficientes de regresión basados en regresión lineal, por ejemplo mediante el módulo de regresión 112.

El conjunto de coeficientes de regresión se calcula a partir de múltiples ecuaciones de regresión lineal, basadas en las características de refino y propiedades físicas de múltiples muestras de petróleo conocidas. El análisis de regresión es una técnica estadística bien conocida para determinar los coeficientes que correlacionan el valor de una

variable con valores de uno o más parámetros conocidos. Usando tales técnicas de regresión, se pueden determinar los coeficientes para correlacionar una variable de refino, tal como el rendimiento de una fracción de destilado, con uno o más parámetros físicos. Estos coeficientes se pueden usar después para predecir las características de cualquier muestra dada de petróleo desconocida, que puede incluir crudos, mezclas de crudos, y mezclas de hidrocarburos. En una implementación, los coeficientes de regresión se almacenan también en la base de datos de crudo 124 para su posterior procesamiento.

Se pasa ahora a la Fig. 3 y el método ejemplar 300 para la predicción de características para cualquier muestra de petróleo dada, de acuerdo con una implementación del presente tema.

En el bloque 302, se recibe una pluralidad de valores de parámetros físicos que incluyen al menos uno de CCR, RCR y MCR para una muestra de petróleo para la que se ha de predecir una o más características de refino. La muestra de petróleo puede ser cualquier crudo desconocido dado, mezcla desconocida o crudos sintéticos o cualquier hidrocarburo desconocido. La pluralidad de valores de propiedades físicas se calcula para la muestra de petróleo basados en los métodos de protocolos industriales, como se ha mencionado anteriormente en la Tabla 2.

En el bloque 304, las propiedades físicas medidas se utilizan como entradas en el modelo de predicción. El modelo de predicción se genera usando coeficientes de regresión, en donde, en una implementación, el cálculo de los coeficientes de regresión se basa en regresión lineal, como se ha descrito anteriormente. En un ejemplo, el modelo de predicción puede ser generado por el módulo de regresión 112. Se puede observar que se pueden formar múltiples modelos de predicción para diferentes características que se han de predecir para cualquier muestra de petróleo dada. Por tanto, puede predecirse cualquier número de características para la muestra de petróleo, sobre la base de los coeficientes de regresión generados.

En el bloque 306 se calculan una o más características de refino a partir de diversos modelos de predicción. Las características de refino se obtienen como salidas de los modelos de predicción. En un ejemplo, el módulo de predicción 114 determina las características de refino basadas en los modelos de predicción. Las salidas corresponden a las diferentes características que incluyen, el perfil de destilados y residuos, rendimientos y calidad probables, mezclas, fijación de precios, procesabilidad, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos, potencial de residuos, procesamientos secundarios, y similares de la muestra de petróleo.

La Fig. 4(a) y Fig. 4(b) ilustran las gráficas de validación para el modelo de predicción generado usando los coeficientes de regresión para muestras de petróleo conocidas. Esta validación se realiza mediante la predicción del perfil de rendimientos de destilados y residuos para tres muestras de crudo conocidas, a saber, Bombay High (fuente: India), Saharan Blend (fuente: Argelia) y Arab Light (fuente: Arabia Saudí). Los valores de las propiedades físicas medidas para estas muestras de crudo se muestran en la Tabla 3.

Propiedades	Unidades	Crudo BH	Arab Light	Saharan Blend
Origen	-	India	Arabia Saudí	Argelia
Gravedad API	-	38,94	32,93	42,35
Azufre total	% en peso	0,158	1,754	0,163
RVP (presión de vapor Reid) a 38°C	kg/cm <sup>2</sup>	0,310	0,358	0,380
Viscosidad cinemática, 40°C	cSt	2,544	7,959	2,18
Punto de fluidez	°C	12,00	INA (información no disponible)	-39
TAN (número de acidez total)	mg KOH/gm	0,06	0,09	0,18
CCR	% en peso	1,250	4,476	1,080
Asfaltenos	% en peso	0,155	1,687	0,047
C	% en peso	86,32	85,6	85,35
H	% en peso	13,52	12,64	13,82

N	Ppm	252	887	357
Vanadio	Ppm	1,6	13,00	<0,5
Níquel		1,4	7,00	1,3
Cobre		0,196	5,8	0,1
Hierro		4,08	17,00	19,5

5 Como se muestra en la tabla 3, se determinan los valores de las propiedades físicas para los tres crudos, tomados para validación. Estas propiedades incluyen la gravedad API, contenido de azufre (en % en peso), contenido de CCR (en % en peso) y contenido de asfaltenos (en % en peso). También se pueden enumerar más propiedades físicas, tales como RCR, MCR, punto de fluidez, viscosidad, punto de congelación, y similares.

10 Como se muestra en la Fig. 4(a), la validación del modelo se basa en una gráfica 400(a) entre los rendimientos acumulativos en porcentaje en peso de los crudos y diferentes intervalos de temperatura en grados Celsius. La relación predicha entre los rendimientos acumulativos y los intervalos de temperatura para el crudo Saharan Blend es como la representada por la curva 402 de la gráfica. La relación real entre los rendimientos acumulativos del crudo Saharan Blend con respecto a los intervalos de temperatura es como se muestra en la curva 404. Como se ve claramente en las dos curvas, el valor predicho de los rendimientos acumulativos es muy cercano a los valores de rendimientos acumulativos reales.

15 Similarmente, la curva 406 representa la relación predicha entre los rendimientos acumulativos y los intervalos de temperatura para crudo Bombay High (BH) y la curva 408 representa la relación real entre los rendimientos acumulativos y los intervalos de temperatura para el crudo BH. Además, la relación predicha entre los rendimientos acumulativos en porcentajes en peso y los intervalos de temperatura para el crudo Saharan Blend es como se muestra en la curva 410, mientras que la relación real entre rendimientos acumulativos e intervalos de temperatura es como se muestra en la curva 412. Como se ve claramente en la gráfica 400(a), la relación predicha de los rendimientos acumulativos y los intervalos de temperatura es muy cercana a la relación real. Por tanto, el modelo de predicción se valida con una exactitud que varía entre 92-97%.

20 Una gráfica 400(b) del perfil de destilación de refinería se representa en la fig. 4(b). La gráfica se obtiene entre los rendimientos acumulativos y la temperatura tanto para el porcentaje en peso como el porcentaje en volumen. La gráfica 400(b) muestra claramente que el modelo de predicción generado para la predicción del perfil de rendimientos de destilados y residuos puede predecir los rendimientos tanto en forma de porcentaje en volumen (como se representa en la curva 414) como en porcentaje en peso (como se representa en la curva 416).

25 En una realización del presente tema, la gráfica 400(b) también se puede usar para la predicción de otros parámetros físicos o características de refino, que incluyen al menos uno de punto de ebullición medio volumétrico (VABP), factor de caracterización de petróleo universal (UOP-k), punto de ebullición promedio medio (MeABP), peso molecular, viscosidad cinemática, asfaltenos, punto de fluidez, y contenido de mercaptano de la muestra de petróleo. En una implementación, el VABP, UOP-k, MeABP y el peso molecular se pueden usar colectivamente para predecir la naturaleza aromática, nafténica y parafínica de la muestra de petróleo, que se puede usar además para seleccionar una muestra de petróleo sobre la base de las configuraciones de refinería.

30 Las Figs. 5(a), 5(b), y 6(a) representan el impacto de diferentes propiedades físicas en el perfil de rendimientos de residuos y destilados. Se entenderá por un experto en la técnica que también pueden representarse influencias similares de las mismas u otras propiedades físicas en las mismas u otras características de refino, como se ha descrito anteriormente.

35 La Fig. 5(a) representa el impacto del contenido de azufre en el perfil de destilados y residuos, denominado colectivamente perfil de destilación, para cualquier muestra de petróleo dada a través de una gráfica 500(a). Las pendientes de las curvas 502-514 representan cómo el impacto en el rendimiento varía con la temperatura en grados Celsius a medida que el contenido de azufre cambia para seis muestras diferentes de petróleo desconocido. El contenido de azufre en las muestras varía de 0,1% en peso a 3% como se muestra en la gráfica 500(a). Como se desprende de la gráfica 500(a), a medida que el valor del contenido de azufre en porcentaje en peso aumenta, el impacto en el rendimiento tiene un aumento definido para un intervalo de temperatura de aproximadamente 80 grados Celsius a aproximadamente 360 grados Celsius. Además, después de una temperatura de aproximadamente 530 grados Celsius hay una considerable caída en el rendimiento debido al impacto negativo en el rendimiento como se indica por la pendiente negativa de las curvas. Usando la tabla 1 y la gráfica 500(a), la influencia del contenido de azufre en el rendimiento de los destilados y residuos se puede entender fácilmente. Por ejemplo, para la gráfica 500(a), se puede entender que el contenido de azufre causará un aumento en el porcentaje de rendimiento para los productos que caen en el intervalo de temperatura del punto de ebullición inicial (IBP) (aquí 80 grados Celsius) a una

temperatura de 360 grados Celsius. Por tanto, habrá un aumento en el rendimiento de nafta, queroseno y gasoil para un aumento de azufre para la muestra de petróleo. Sin embargo, el rendimiento de residuo de vacío, que se obtiene para un intervalo de temperatura de 565 grados y más, disminuirá para un aumento del contenido de azufre de la muestra de petróleo.

5 La Fig. 5(b) representa, a través de una gráfica 500(b), el impacto de la gravedad API en el perfil de destilación para la muestra de petróleo. Como se muestra por la pendiente de las curvas 516 a 530, a medida que el valor de la gravedad API aumenta para la muestra de petróleo, el impacto en el rendimiento para el intervalo de temperatura de IBP a un intervalo de temperatura de aproximadamente 240 grados Celsius aumenta en una cantidad notable. Es decir, a medida que la gravedad API aumenta para la muestra de petróleo, hay un aumento en el rendimiento de nafta y queroseno para la muestra de petróleo. Como se desprende de la gráfica 500(b), hay una notable  
10 disminución en el rendimiento en los intervalos de temperatura de aproximadamente 240 grados Celsius a aproximadamente 560 grados Celsius. Por tanto, se puede entender fácilmente que a medida que aumenta la gravedad API para la muestra de petróleo, hay una disminución en los rendimientos de gasoil y gasoil de vacío. Además, como se ve en la gráfica 500(b), la cantidad de residuo de vacío no cambia significativamente con un  
15 cambio en la gravedad API para la muestra de petróleo.

La Fig. 6(a) representa la influencia del contenido de CCR en el perfil de destilación en forma de las curvas 602-616 de la gráfica 600(a). Como se desprende de las pendientes de las curvas 602-616, para un intervalo de temperatura de IBP a aproximadamente 240 grados Celsius, hay un impacto negativo en el rendimiento para un aumento en el contenido de CCR, es decir, la cantidad de nafta y queroseno producida aumenta ligeramente para un aumento del  
20 contenido de CCR. Además, para un intervalo de temperatura de aproximadamente 240 grados Celsius a aproximadamente 360 grados Celsius, hay un mayor impacto negativo en los rendimientos, es decir, la cantidad de producción de gasoil disminuiría sustancialmente para un aumento en el contenido de CCR. Además, el impacto en el rendimiento de gasoil de vacío es ligeramente positivo para un aumento en el valor del contenido de CCR como se muestra en la sección de la gráfica 600 (a) entre intervalos de temperatura de aproximadamente 360 grados Celsius  
25 a aproximadamente 560 grados Celsius. De manera similar, se puede ver que hay un considerable impacto positivo en el rendimiento de residuo de vacío para un aumento en el valor del contenido de CCR para la muestra de petróleo, como se desprende de la gráfica 600(a).

Por tanto, mientras que el contenido de azufre y la gravedad API muestran un impacto positivo en los rendimientos de las fracciones más ligeras e impacto negativo en los rendimientos de las fracciones más pesadas, el contenido de carbono muestra un impacto negativo en los rendimientos de las fracciones más ligeras y un impacto positivo en los  
30 rendimientos de las fracciones más pesadas, como se puede ver en las gráficas 500(a), 500(b) y 600(a). Además, el efecto del contenido de carbono es más pronunciado en los rendimientos obtenidos por encima de 240 grados Celsius. Por tanto, incluyendo una medida del contenido de carbono, tal como CCR, el modelo de predicción se vuelve más exacto.

35 La Fig. 6(b) representa el efecto combinado del contenido de azufre y CCR en el residuo de vacío para una muestra de petróleo dada, a través de las curvas 618-632 de la gráfica 600(b). El residuo de vacío es el producto final obtenido en el proceso de destilación a vacío, y por tanto afecta a la rentabilidad de las refinerías. Por tanto, las refinerías pueden querer seleccionar una muestra de petróleo que produzca una mínima cantidad de residuo de vacío para cumplir con las restricciones de refinerías y para una mejor rentabilidad de refinerías. La gráfica 600(b) se  
40 representa entre la cantidad de contenido de azufre en porcentaje en peso y el contenido de CCR en porcentaje en peso. La gráfica 600(b) se puede usar para seleccionar cualquier muestra de petróleo para obtener un residuo de vacío inferior a una cantidad máxima aceptable de acuerdo con las restricciones de refinerías.

Las Figs. 7(a), 7(b) y 8 representan la influencia de tres propiedades físicas, es decir, la gravedad API, el contenido de azufre y el contenido de CCR en el rendimiento de productos de destilación específicos para la muestra de  
45 petróleo. Se puede observar por un experto en la técnica que dichas gráficas también pueden obtenerse para la influencia de otras propiedades físicas en los productos de destilación.

La Fig. 7(a) representa la influencia de la gravedad API para diferentes destilados y residuos para la muestra de petróleo. Según se ilustra, la gráfica 700(a) muestra una relación entre los rendimientos diferenciales en porcentaje en peso y la gravedad API para diferentes productos de destilación. Como se muestra en 702 y 704  
50 respectivamente, los rendimientos de nafta y queroseno aumentan con un aumento en la gravedad API de la muestra de petróleo. De manera similar, 708 y 710 muestran respectivamente una disminución en el rendimiento de gasoil de vacío y de gasoil para un aumento en el valor de la gravedad API. También, el rendimiento del residuo de vacío es casi constante para un aumento de la gravedad API, como se muestra en 706. Esto está en línea con el impacto de la gravedad API en el rendimiento como se muestra en la Fig. 5(b).

55 La Fig. 7(b) representa la influencia del contenido de azufre para diferentes destilados y residuos para la muestra de petróleo. La gráfica 700(b) muestra una relación entre los rendimientos diferenciales en porcentaje en peso y el contenido de azufre para diferentes productos de destilación. Como se muestra en 712, 714 y 716 respectivamente, los rendimientos de queroseno, nafta y gasoil aumentan con un aumento del contenido de azufre de la muestra de petróleo. De manera similar, 718 y 720 respectivamente muestran una disminución del rendimiento de residuo de  
60 vacío y gasoil para un aumento en el valor de azufre. Esto está en línea con el impacto del contenido de azufre en el

rendimiento como se muestra en la Fig. 5(a).

La Fig. 8 representa la influencia del contenido de CCR en los rendimientos de diferentes destilados y residuos a través de una gráfica 800. Se puede mostrar que los rendimientos de residuo de vacío y gasoil de vacío aumentan con un aumento del contenido de CCR. Esto se muestra en 802 y 804 respectivamente. De manera similar, se muestra por las curvas 806, 808 y 810 respectivamente que hay una disminución en los rendimientos de nafta, queroseno y gasoil para un aumento en el valor del contenido de CCR para cualquier muestra de petróleo. Esto está en línea con el impacto de CCR en el rendimiento como se muestra en la Fig. 6(a).

Por tanto, a partir de las diversas gráficas analizadas anteriormente, se puede ver que los perfiles de destilación se pueden correlacionar con los parámetros físicos. En un ejemplo, los rendimientos predichos pueden ser directamente proporcionales a los parámetros físicos. Sin embargo, se entenderá que las constantes de proporcionalidad pueden ser positivas o negativas, lo que indica una correlación positiva o correlación negativa, respectivamente.

Además, de las Figs. 7(a), 7(b) y 8 se puede inferir que el aumento en la producción de nafta y queroseno se correlaciona positivamente con la gravedad API y el contenido de azufre y se correlaciona negativamente con el contenido de residuo de carbono. También, el aumento en la producción de gasoil de vacío y residuos atmosféricos se correlaciona positivamente con el contenido de residuo de carbono y se correlaciona negativamente con la gravedad API y el contenido de azufre. Además, el aumento en la producción de gasoil se correlaciona positivamente con el contenido de azufre y se correlaciona negativamente con la gravedad API y el contenido de residuo de carbono. También, el aumento en la producción de residuo de vacío se correlaciona positivamente con el contenido de residuo de carbono, se correlaciona negativamente con el contenido de azufre, y no depende de manera significativa de la gravedad API.

Como se ha mencionado anteriormente, el sistema de predicción de características 100 y los métodos 200 y 300 se pueden usar para predecir cualquier característica de refino. En una realización del presente tema, también se han descrito método(s) y sistema(s) para predecir, como característica de refino, el coste de procesamientos de refinería. Los costes de procesamientos de refinería pueden incluir el coste de recursos tales como el hidrógeno, que se consume en los hidrotratamientos de gasóleos derivados de la muestra de petróleo, y el coste de evacuación de residuos mediante diluyentes cutter stocks (basado en configuraciones y supuestos específicos de refinerías). El método para predecir los costes de procesamientos de refinería puede incluir el desarrollo de un modelo de predicción basado en la regresión como se describe con referencia al método 200. El método puede incluir además la determinación de las propiedades físicas de la muestra de petróleo y la predicción de las características de refino según el modelo de predicción desarrollado como se ha descrito con referencia al método 300. La determinación de las propiedades físicas de la muestra de petróleo incluye la determinación de al menos uno de contenido de CCR, RCR y MCR.

La Fig. 9(a) representa la influencia del contenido de CCR en el coste de procesamientos de refinería para muestras de petróleo de bajo contenido de azufre ( $S < 1\%$  en peso) y muestras de petróleo de alto contenido en azufre ( $S > 1\%$  en peso). Como se ha descrito anteriormente, los costes de procesamientos de refinería incluyen los costes de hidrotratamientos y evacuación de residuos como fueloil a precios más bajos para refinerías donde las instalaciones de mejoramiento no están disponibles. Aunque se evacúan residuos como fueloil, los destilados valiosos también se utilizan como diluyentes cutter stocks, y por tanto se degradan en el proceso. Por tanto, la predicción de los costes de refinería se puede usar para seleccionar muestras de petróleo que tienen menores costes de procesamiento. Como se muestra en la gráfica 900(a), para la muestra de petróleo de bajo contenido de azufre, el coste de procesamientos de refinería (en dólares/barril) aumenta para un aumento del contenido de CCR. De manera similar, como se muestra para muestras de petróleo de alto contenido de azufre, a medida que aumenta el contenido de CCR aumenta el coste de procesamientos de refinería. Además, el coste inicial de procesamientos de refinería para una muestra de petróleo de bajo contenido de azufre es menor que para una muestra de petróleo de alto contenido de azufre. Sin embargo, si es alto el contenido de CCR de la muestra de petróleo de bajo contenido de azufre, es decir, del orden de 2% en peso o más, entonces el coste de procesamientos de refinería del petróleo de alto contenido de CCR y bajo contenido de azufre se hace equivalente al coste inicial de procesamientos de refinería de petróleo con alto contenido de azufre. Por tanto, el uso del contenido de CCR ayuda a predecir con más exactitud el coste de procesamientos de refinería.

En otra realización más del presente tema, se ha descrito también el(los) método(s) y sistema(s) para la clasificación de crudos como característica de refino, basada en escenarios de calidad y fijación de precios del crudo, perfil de rendimientos, restricciones y configuración específicas de refinería. En una implementación, la clasificación de los crudos se puede predecir sobre la base del diferencial del precio del crudo y el diferencial del coste de los procesamientos de refinería. El diferencial del precio del crudo puede estimarse calculando el diferencial del precio de la muestra de crudo con respecto al precio del crudo estándar, tal como el crudo Brent, para un barril. Además, el diferencial de coste de los procesamientos de refinería puede estimarse calculando el diferencial de coste de los procesamientos de refinería del crudo con respecto al coste de los procesamientos de refinería del crudo estándar para una refinería específica. El método puede incluir además predecir la clasificación del crudo basada en el diferencial de precio del crudo y el diferencial de coste de los procesamientos. Además, el método puede incluir determinar las propiedades físicas de la muestra de petróleo y predecir las características de refino basadas en el

modelo de predicción desarrollado. La determinación de las propiedades físicas de la muestra de petróleo incluye determinar al menos el contenido de residuo de carbono Conradson (CCR).

La Fig. 9(b) representa la clasificación de crudos frente a las variaciones del precio de crudo Brent para determinados crudos, por ejemplo Arab Mix (fuente: Arabia Saudí), Brega (fuente: Libia), crudo BH (fuente: India), Saharan Blend (fuente: Argelia) y Kuwait (fuente: Kuwait). Las variaciones en el precio del crudo se deben a la variación en los descuentos diferenciales netos, es decir, a los descuentos debidos a la calidad del crudo y al coste de procesamientos de refinería, para diversos escenarios de precios del crudo Brent. Como se muestra en la gráfica 900(b), el entrecruzamiento en el margen neto (clasificación de crudos) es evidente debido a la variación en el precio del crudo Brent. Por tanto, la medida de la muestra de propiedades físicas, incluida la determinación de al menos el contenido de CCR, RCR y MCR, se puede usar para la clasificación de crudos para los márgenes netos en refinerías con precios de crudo Brent variables. La clasificación de crudos se puede usar entonces para seleccionar la mezcla apropiada de crudo.

La Fig. 10 ilustra un aparato 1000 para probar una muestra de petróleo 1002 para la determinación de diferentes propiedades físicas de la muestra de petróleo 1002. El aparato 1000 puede comprender una pluralidad de celdas de prueba, por ejemplo una celda de prueba API 1004, una celda de prueba CCR 1006, y una celda de prueba de azufre 1008. Además, el aparato puede comprender también otra(s) celda(s) de prueba 1010. El aparato 1000 se puede conectar al sistema de predicción de características 100, ya sea a través de una red o directamente, para que el sistema de predicción de características 100 pueda recibir valores determinados de las propiedades físicas de la muestra de petróleo 1002 para la predicción de características de refino de la muestra de petróleo 1002.

En funcionamiento, la muestra de petróleo 1002 se alimenta al aparato 1000. La muestra de petróleo 1002 se puede canalizar al aparato 1000 para garantizar que la muestra de petróleo 1002 se alimente individualmente a cada celda de prueba o las celdas de prueba específicas seleccionadas por un usuario.

La celda de prueba API 1004 está configurada para analizar la muestra de petróleo para la determinación de la gravedad API de la muestra de petróleo 1002. La celda de prueba API puede configurarse adicionalmente para almacenar el valor determinado de la gravedad API de la muestra de petróleo 1002 para proporcionar el valor de la gravedad API al sistema de predicción de características 100. De manera similar, la celda de prueba CCR 1006 puede configurarse para determinar y almacenar el valor del contenido de CCR de la muestra de petróleo 1002. Además, la celda de prueba de azufre 1008 puede configurarse para determinar y almacenar el valor del contenido de azufre de la muestra de petróleo 1002.

Por tanto, el aparato 1000 se puede usar en un laboratorio para realizar las pruebas en la muestra de petróleo 1002 para medir las propiedades físicas con el fin de predecir las características de refino de la muestra de petróleo 1002. Además, la(s) otra(s) celda(s) de prueba 1010 puede(n) configurarse para determinar y almacenar el valor de otros parámetros físicos de la muestra de petróleo 1002, tales como el contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, valor de mercaptano, viscosidad cinemática, punto de fluidez, residuo de carbono Ramsbottom (RCR), micro-residuo de carbono (MCR), saturados, aromáticos, resinas, y asfaltenos.

En otra realización más del presente tema, se han descrito también el(los) método(s) y sistema para predecir el consumo de hidrógeno en hidrotratamientos y las corrientes de destilados intermedios de refinería como característica de refino. El método para predecir el consumo de hidrógeno en hidrotratamientos (basado en la configuración y supuestos específicos de la refinería) y las corrientes de destilados intermedios de refinería, que se pueden denominar características de procesamientos secundarios, puede incluir el desarrollo de un modelo de predicción basado en regresión. El método puede incluir además determinar las propiedades físicas de la muestra de petróleo y predecir las características de refino según el modelo de predicción desarrollado. La determinación de las propiedades físicas de la muestra de petróleo incluye determinar al menos el contenido de CCR, RCR y MCR.

En una realización adicional, la característica de refino incluye el potencial de producción de al menos uno de betún, fueloil (FO) o stock pesado de bajo contenido de azufre (LSHS), de la muestra de petróleo. Se puede predecir el betún, FO o LSHS usando la predicción del residuo de vacío como se ha descrito anteriormente. La predicción del betún, FO o LSHS se puede usar después para estimar la mejor utilización posible del residuo de vacío para obtener la máxima rentabilidad de refinería.

Los detalles de los perfiles y calidades de destilación, obtenidos como resultado de usar el tema anterior como un experimento de laboratorio para cinco muestras de petróleo desconocidas, se enumeran a continuación en las Tablas 4-8. Como se puede observar, los perfiles de rendimientos y calidad de los diferentes rendimientos de destilados se pueden predecir basándose en las propiedades del crudo. El presente tema también se puede usar para estimar las propiedades físicas críticas de los crudos a partir de la medida de al menos uno de contenido de CCR, RCR y MCR de la muestra de petróleo. Las propiedades críticas de los crudos incluyen viscosidad cinemática, punto de fluidez, asfaltenos, mercaptano, punto de ebullición medio volumétrico (VABP), peso molecular y UOPK. Estas propiedades son valiosas para la capacidad de procesos de refinería de muestras de crudo.

La calidad de la predicción de destilados, por ejemplo, API, azufre, cetano, flash, congelación, humo, viscosidad, punto de fluidez, nitrógeno, acidez y anilina de los destilados, son también información importante para los

ES 2 721 908 T3

5 procesamientos de refinería para cumplir con el producto y fijación de precios para decisiones empresariales de refino. La predicción de la calidad del residuo, por ejemplo asfaltenos, CCR, API, y azufre del residuo para la mejor utilización del material de residuo, puede ser posible. La decisión sobre la utilización de residuo para la idoneidad de la producción de betún y fueloil o stock pesado de bajo contenido de azufre (LSHS) es importante para la adición de valor en refinerías. Esto se puede predecir a través de la medida de las propiedades del crudo que incluyen al menos uno de contenido de CCR, RCR y MCR.

Tabla 4. Predicción del perfil de destilación y calidades – Muestra 1

Detalles de los análisis	Unidad	Crudo	Nafta	KERO (queroseno)	GO (gasoil)	AR (residuo atmosférico)	VGO (gasoil de vacío)	VR (residuo de vacío)
Cortes	-	-	IBP-140	140-240	240-360	360+	360-565	565+
Rendimiento	% peso	-	8,19	16,87	34,74	37,25	29,35	7,9
	% vol.	-	10,17	18,02	34,57	34,29	27,38	6,91
Gravedad API	-	28,57	68,4	39,44		15,77	17,73	8,55
Azufre	% peso	0,273	0,0007	0,0682	0,26	0,479	0,4160	0,65
Mercaptano	ppm	18	1,98	8,6	-	-	-	-
KV (viscosidad cinemática) @ 40C	cSt	6,05	-	-	5,305	33,4@100	14,43 @100	-
Punto de fluidez	C	-55	-	-	-40	40	29,2	69
Acidez	mg/KOH	0,67		0,275	0,586	-	1,06	-
Nitrógeno total	ppm	1600	-	-	-	-	-	-
Nitrógeno básico	ppm	550	-	-	-	-	842,9	-
Punto de congelación	C	-	-	-77,33	-	-	-	-
Punto de humo	mm	-	-	24	-	-	-	-
Punto de inflamación	C	-	0,2	48,4	127	-	-	-
Indice de cetano	-	-	-	32,76	42,75	-	-	-
Punto de anilina	C	-	-	-	60,25	-	-	-
Carbono Conradson	% peso	1,339	-	-	0,0472	3,10	0,421	-
Asfaltenos	% peso		-	-	-	0,750	4,4	-

Tabla 5. Predicción del perfil de destilación y calidades – Muestra 2

Detalles de los análisis	Unidad	Crudo	Nafta	Queroseno	GO (gasoil)	AR (residuo atmosférico)	VGO (gasoil de vacío)	VR (residuo de vacío)
Cortes	-	-	IBP-140	140-240	240-360	360+	360-565	565+
Rendimiento	% peso	-	0,54	9,26	47,00	42,42	36,04	6,38
	% vol.	-	0,64	10,05	47,48	41,07	35,06	6,01

ES 2 721 908 T3

Gravedad API	-	21,94	49,90	32,65	23,47	16,97	17,88	12,99
Azufre	% peso	0,12	0,01	0,02	0,06	0,19	0,17	0,26
Mercaptano	ppm	15,00	4,83		-	-	-	-
KV (viscosidad cinemática) @ 40C	cSt	18,21	-	-	6,85	18,35	11,62 @ 100C	-
Punto de fluidez	C	-48,00	-	-	<-50	-13,00	-25,00	17,00
Acidez	mg/KOH	0,43		0,04	0,31	-	0,59	-
Nitrógeno total	ppm		-	-	-	-	-	-
Nitrógeno básico	ppm	338,00	-		-	-	560,00	-
Punto de congelación	C	-	-		-	-	-	-
Punto de humo	mm	-	-	21,00	-	-	-	-
Punto de inflamación	C	-	0,10	57,00	130,00	-	-	-
Indice de cetano	-	-	-	27,22	56,32	-	-	-
Punto de anilina	C	-	-	-	53,50	-	-	-
Carbono Conradson	% peso	0,69	-	-	0,01	1,20	0,30	10,03

Tabla 6. Predicción del perfil de destilación y calidades – Muestra 3

Detalles de los análisis	Unidad	Crudo	Nafta	Queroseno	GO (gasoil)	AR (residuo atmosférico)	VGO (gasoil de vacío)	VR (residuo de vacío)
Cortes	-	-	IBP-140	140-240	240-360	360+	360-565	565+
Rendimiento	% peso	-	3,085	4,9	13,61	78,43	31,79	46,64
	% vol.	-	3,766	5,64	14,64	75,14	32	43,14
Gravedad API	-	25,59	64,3	48,72	38,08	19,2	27,07	13,83
Azufre	% peso	0,117	0,0001	0,0217	0,0576	0,143	0,0959	0,174
Mercaptano	ppm	-	0,955	4	-	-	-	-
KV (viscosidad cinemática) @ 40C	cSt	26,0@100C	-	-	5,2114	-	7,53@100C	-
Punto de fluidez	C	32	-	-	0	40	37	42
Acidez	mg/KOH	3,83	-	0,49	1,17	-	4,32	-
Nitrógeno total	ppm	2250	-	-	-	-	-	-
Punto de humo	mm	-	-	33	-	-	-	-
Punto de inflamación	C	-	-6,9	65,3		-	-	-
Indice de cetano	-	-	-	53,95	66,76	-	-	-
Punto de anilina	C	-	-	-	56,25	-	-	-

ES 2 721 908 T3

Carbono Conradson	% peso	10,13	-	-	0,0943	10,32	0,2609	16,95
-------------------	--------	-------	---	---	--------	-------	--------	-------

Tabla 7. Predicción del perfil de destilación y calidades – Muestra 4

Detalles de los análisis	Unidad	Crudo	Nafta	Queroseno	GO (gasoil)	AR (residuo atmosférico)	VGO (gasoil de vacío)	VR (residuo de vacío)
Cortes	-	-	IBP-140	140-240	240-360	360+	360-565	565+
Rendimiento	% peso	-	7,352	16,05	21,49	48,28	26,64	21,64
	% vol.	-	9,693	17,76	21,75	42,82	24,88	17,94
Gravedad API	-	31,40	82,8	48,76	33,33	13,06	20,72	3,55
Azufre	% peso	2,75	0,017	0,163	1,9	4,603	3,4710	6,074
Mercaptano	ppm	-	-	3,4	-	-	-	-
KV (viscosidad cinemática) @ 40C	cSt	7,61	-	-	4,622	-	8,979@100C	-
Punto de fluidez	C	-61,0	-	-	-16,0	33	26,7	40
Acidez	mg/KOH	0,24	-	0,1328	0,1715	-	0,41	-
Nitrógeno total	ppm	912	-	-	-	-	1085	-
Nitrógeno básico	ppm	218	-	-	-	-	264	-
Punto de congelación	C	-	-	-55,77	-	-	-	-
Punto de humo	mm	-	-	20	-	-	-	-
Punto de inflamación	C	-	<0	46,60	-	-	-	-
Índice de cetano	-	-	-	35,59	49,20	-	-	-
Punto de anilina	C	-	-	-	61,50	-	-	-
Carbono Conradson	% peso	5,69	-	-	0,0598	11,37	0,80	24,75
Asfaltenos	% peso	-	-	-	-	7,170	-	13,88

Tabla 8. Predicción del perfil de destilación y calidades – Muestra 5

Detalles de los análisis	Unidad	Crudo	Nafta	Queroseno	GO (gasoil)	AR (residuo atmosférico)	VGO (gasoil de vacío)	VR (residuo de vacío)
Cortes	-	-	IBP-140	140-240	240-360	360+	360-565	565+
Rendimiento	% peso	-	8,27	15,15	21,96	52,47	29,22	23,25
	% vol.	-	10,14	16,67	27,79	48,20	27,67	20,53
Gravedad API	-	29,66	80,8	45,35	32,39	15,22	21,27	7,23
Azufre	% peso	2,191	0,021	0,2947	1,2292	2,939	2,259	3,759
Mercaptano	ppm	2350	46,8	233	-	-	-	-

ES 2 721 908 T3

KV (viscosidad cinemática) @ 40C	cSt	9,736	-	-	4,263	-	4,1 @100C	-
Punto de fluidez	C	-18,00	-	-	-18,0		39,00	51,00
Acidez	mg/KOH	1,956		0,636		2,73	3,82	-
Nitrógeno total	ppm		-	-	-	-	-	-
Nitrógeno básico	ppm	270	-	-	-	5145	3550	-
Punto de congelación	C	-	-	-66,1	-	-	-	-
Punto de humo	mm	-	-	26,00	-	-	-	-
Punto de inflamación	C	-	<0	50,4	126,90	-	-	-
Indice de cetano	-	-	-	42,63	51,87	-	-	-
Punto de anilina	C	-	-	56,25	67,15	-	-	-
Carbono Conradson	% peso	4,32	-	-		-	0,28	18,8
Asfaltenos	% peso	0,851	-	-	-	-	-	9,7

- 5 Aunque las implementaciones para la predicción de las características de refino del petróleo se han descrito en un lenguaje específico para características y/o métodos estructurales, se debe entender que las reivindicaciones adjuntas no están necesariamente limitadas a las características o métodos específicos descritos. Más bien, las características y métodos específicos se describen como implementaciones ejemplares para la predicción de características de refino del petróleo.

## REIVINDICACIONES

1. Un método para predecir una característica de refino de una muestra de petróleo de un petróleo desconocido para planificar, controlar, y optimizar operaciones de refinería de un petróleo desconocido, comprendiendo el método:
- 5 recibir valores para una pluralidad de propiedades físicas de la muestra de petróleo, en donde la pluralidad de propiedades físicas incluye al menos una de contenido de residuo de carbono Conradson (CCR), residuo de carbono Ramsbottom (RCR) y micro-residuo de carbono (MCR), y al menos uno de otros parámetros seleccionados de la gravedad API y contenido de azufre; y
- 10 determinar la característica de refino de la muestra de petróleo sobre la base de un modelo de predicción usando los valores recibidos como una entrada para el modelo de predicción, en donde el modelo de predicción se basa en los coeficientes de regresión obtenidos de correlacionar la característica de refino con la pluralidad de propiedades físicas para crudos conocidos, en donde una correlación entre el contenido de residuo de carbono y la característica de refino es sustancialmente inversa de la correlación entre el al menos otro parámetro y la característica de refino, y en donde la característica de refino es al menos una de perfil de rendimientos de destilados, perfil de rendimientos de residuos, procesabilidad, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos, y coste de procesamientos de refinería del petróleo desconocido.
- 15 2. Método según la reivindicación 1, que comprende además predecir la clasificación del petróleo desconocido entre otros crudos, en donde la clasificación se predice sobre la base del diferencial de precio del crudo y el diferencial del coste de procesamientos de refinería determinado en función del coste de procesamientos de refinería.
- 20 3. Método según la reivindicación 1, que comprende además predecir las calidades de productos del petróleo desconocido, en donde la predicción de las calidades de productos corresponde a la predicción de uno o más de asfaltenos, CCR, gravedad API, azufre, cetano, mercaptano, viscosidad cinemática, punto de fluidez, acidez, nitrógeno total, nitrógeno básico, punto de congelación, punto de humo, punto de inflamación, índice de cetano y punto de anilina para cada producto predicho por el perfil de rendimientos de destilados y el perfil de rendimientos de residuos.
- 25 4. Método según la reivindicación 1, en donde el petróleo desconocido es al menos uno de un crudo, crudo sintético, una mezcla de hidrocarburos desconocida, y una combinación de los mismos.
5. Método según la reivindicación 1, en donde la determinación de la característica de refino comprende además determinar el potencial de producción de al menos uno de betún, fueloil y stock pesado de bajo contenido de azufre de la muestra de petróleo.
- 30 6. Método según la reivindicación 1, en donde la característica de refino comprende al menos una de punto de ebullición medio volumétrico (VABP), factor de caracterización de petróleo universal (UOP-k), punto de ebullición promedio medio (MEABP), peso molecular, viscosidad cinemática, asfaltenos, punto de fluidez, y contenido de mercaptano del petróleo desconocido.
- 35 7. Método según la reivindicación 1, en donde la pluralidad de propiedades físicas incluye además al menos una de contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, valor de mercaptano, viscosidad cinemática, punto de fluidez, saturados, aromáticos, resinas, y asfaltenos.
8. Método según la reivindicación 1, en donde los coeficientes de regresión se calculan basándose en una de regresión lineal y regresión no lineal.
- 40 9. Método según la reivindicación 1, en donde la determinación de la característica de refino incluye obtener un perfil de rendimientos con respecto a intervalos de temperatura de la muestra de petróleo.
10. Método según la reivindicación 9, en donde el perfil de rendimientos incluye el perfil de rendimientos para destilados, y en donde los destilados incluyen al menos uno de nafta, queroseno, gasoil, y gasoil de vacío.
11. Método según la reivindicación 9, en donde el perfil de rendimientos incluye el perfil de rendimientos para el residuo, y en donde el residuo incluye al menos uno de residuo atmosférico y residuo de vacío.
- 45 12. Método según la reivindicación 10, en donde un aumento en la producción de nafta y queroseno se correlaciona positivamente con la gravedad API y el contenido de azufre, y se correlaciona negativamente con el contenido de residuo de carbono.
- 50 13. Método según la reivindicación 10, en donde un aumento en la producción de gasoil de vacío se correlaciona positivamente con el contenido de residuo de carbono y se correlaciona negativamente con la gravedad API y el contenido de azufre; y un aumento en la producción de gasoil se correlaciona positivamente con el contenido de azufre y se correlaciona negativamente con la gravedad API y el contenido de residuo de carbono.
14. Método según la reivindicación 11, en donde un aumento en la producción de residuo atmosférico se

correlaciona positivamente con el contenido de residuo de carbono y se correlaciona negativamente con la gravedad API y el contenido de azufre.

5 15. Método según la reivindicación 11, en donde un aumento en la producción de residuo de vacío se correlaciona positivamente con el contenido de residuo de carbono, se correlaciona negativamente con el contenido de azufre, y no es significativamente dependiente de la gravedad API.

16. Sistema de predicción de características (100) para predecir la característica de refino de una muestra de petróleo de un petróleo desconocido para planificar, controlar, y optimizar el funcionamiento de refinería del petróleo desconocido, comprendiendo el sistema de predicción de características (100):

10 un procesador (104);  
una interfaz (106); y  
una memoria (102) acoplada al procesador (104), comprendiendo la memoria (102):

15 un módulo receptor (110) configurado para recibir valores de una pluralidad de propiedades físicas de la muestra de petróleo, en donde las propiedades físicas incluyen al menos una de contenido de residuo de carbono Conradson (CCR), residuo de carbono Ramsbottom (RCR) y micro-residuo de carbono (MCR), y al menos uno de otros parámetros seleccionados de la gravedad API y contenido de azufre;

20 un módulo de regresión (112) configurado para calcular coeficientes de regresión basados en regresión de correlación de la pluralidad de propiedades físicas y características de refino de crudos conocidos almacenados en una base de datos de crudos (124), en donde una correlación entre el contenido de residuo de carbono y las características de refino es sustancialmente inversa de la correlación entre el al menos otro parámetro y las características de refino; y

25 un módulo de predicción (114) configurado para predecir la característica de refino de la muestra de petróleo basada en los valores recibidos de la pluralidad de propiedades físicas y los coeficientes de regresión, en donde la característica de refino es al menos una de perfil de rendimientos de destilados, perfil de rendimientos de residuos, procesabilidad, consumo de hidrógeno en hidrotratamientos, y coste de procesamientos de refinería del petróleo desconocido.

17. El sistema según la reivindicación 16, en donde el módulo de predicción (114) está configurado además para predecir el potencial de producción de al menos uno de betún, fueloil y stock pesado de bajo contenido de azufre.

30 18. El sistema según la reivindicación 16, en donde el módulo de predicción (114) está configurado además para predecir al menos una de las calidades de productos y la clasificación del petróleo desconocido entre otros crudos, en donde

la clasificación se predice sobre la base del diferencial de precio del crudo y el diferencial de coste de procesamientos de refinería determinado según el coste de procesamientos de refinería, y

35 la predicción de las calidades de productos corresponde a la predicción de uno o más de asfaltenos, CCR, gravedad API, azufre, cetano, mercaptano, KV@40C (viscosidad cinemática), punto de fluidez, acidez, nitrógeno total, nitrógeno básico, punto de congelación, punto de humo, punto de inflamación, índice de cetano y punto de anilina para cada producto predicho por el perfil de rendimientos de destilados y el perfil de rendimientos de residuos.

40 19. El sistema según la reivindicación 16, en donde la característica de refino comprende además al menos uno de punto de ebullición medio volumétrico (VABP), factor de caracterización de petróleo universal (UOP-k), peso molecular, viscosidad cinemática, asfaltenos, punto de fluidez, y contenido de mercaptano de la muestra de petróleo.

20. El sistema según la reivindicación 16, en donde el petróleo desconocido es al menos uno de un crudo, crudo sintético, mezcla de hidrocarburos desconocida, y una combinación de los mismos.

45 21. El sistema según la reivindicación 16, en donde la pluralidad de propiedades físicas incluye además al menos una de contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, valor de mercaptano, viscosidad cinemática, punto de fluidez, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

22. El sistema según la reivindicación 16, en donde el módulo de regresión (112) está configurado además para generar la predicción del perfil de rendimientos basada en una correlación positiva del aumento en la producción de gasoil de vacío, producción de residuos atmosféricos, y producción de residuos de vacío con el contenido de residuo de carbono Conradson (CCR).

50 23. El sistema según la reivindicación 16, en donde el módulo de regresión (112) está configurado además para generar la predicción del perfil de rendimientos basada en una correlación negativa del aumento en la producción de nafta, producción de queroseno y producción de gasoil con el contenido de residuo de carbono Conradson (CCR).

24. Una red informática que comprende el sistema de predicción de características (100) según cualquiera de las

reivindicaciones 16-23, comprendiendo además la red informática un aparato (1000) para probar una muestra de petróleo (1002), comprendiendo el aparato (1000):

una celda de prueba API (1004) configurada para probar la muestra de petróleo (1002) para determinar la gravedad API de la muestra de petróleo (1002);

5 una celda de prueba CCR (1006) configurada para probar la muestra de petróleo (1002) para determinar el contenido de CCR de la muestra de petróleo (1002); y

una celda de prueba de azufre (1008) configurada para probar la muestra de petróleo (1002) para determinar el contenido de azufre de la muestra de petróleo (1002);

10 en donde el aparato (1000) está configurado para proporcionar la gravedad API de la muestra de petróleo, el contenido de CCR de la muestra de petróleo, y el contenido de azufre de la muestra de petróleo a un sistema de predicción de características (100) para predecir las características de refinación de la muestra de petróleo.

15 25. La red informática según la reivindicación 24, en donde el aparato (1000) comprende además otras celdas de prueba (1010) configuradas para probar la muestra de petróleo (1002) para determinar al menos uno de contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de nitrógeno, valor de mercaptano, viscosidad cinemática, punto de fluidez, residuo de carbono Ramsbottom (RCR), micro-residuo de carbono (MCR), saturados, aromáticos, resinas, y asfaltenos de la muestra de petróleo (1002).

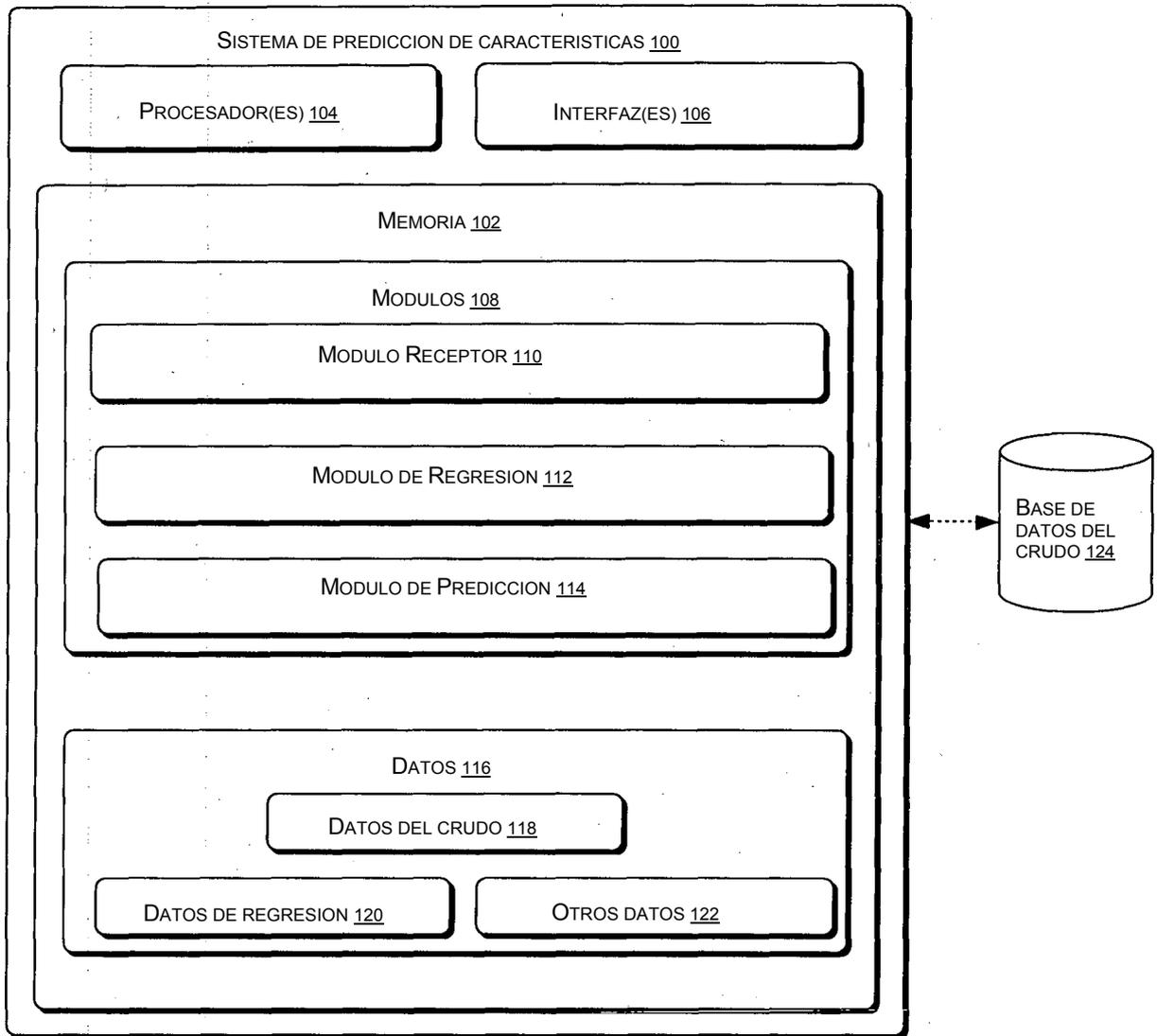


Fig. 1

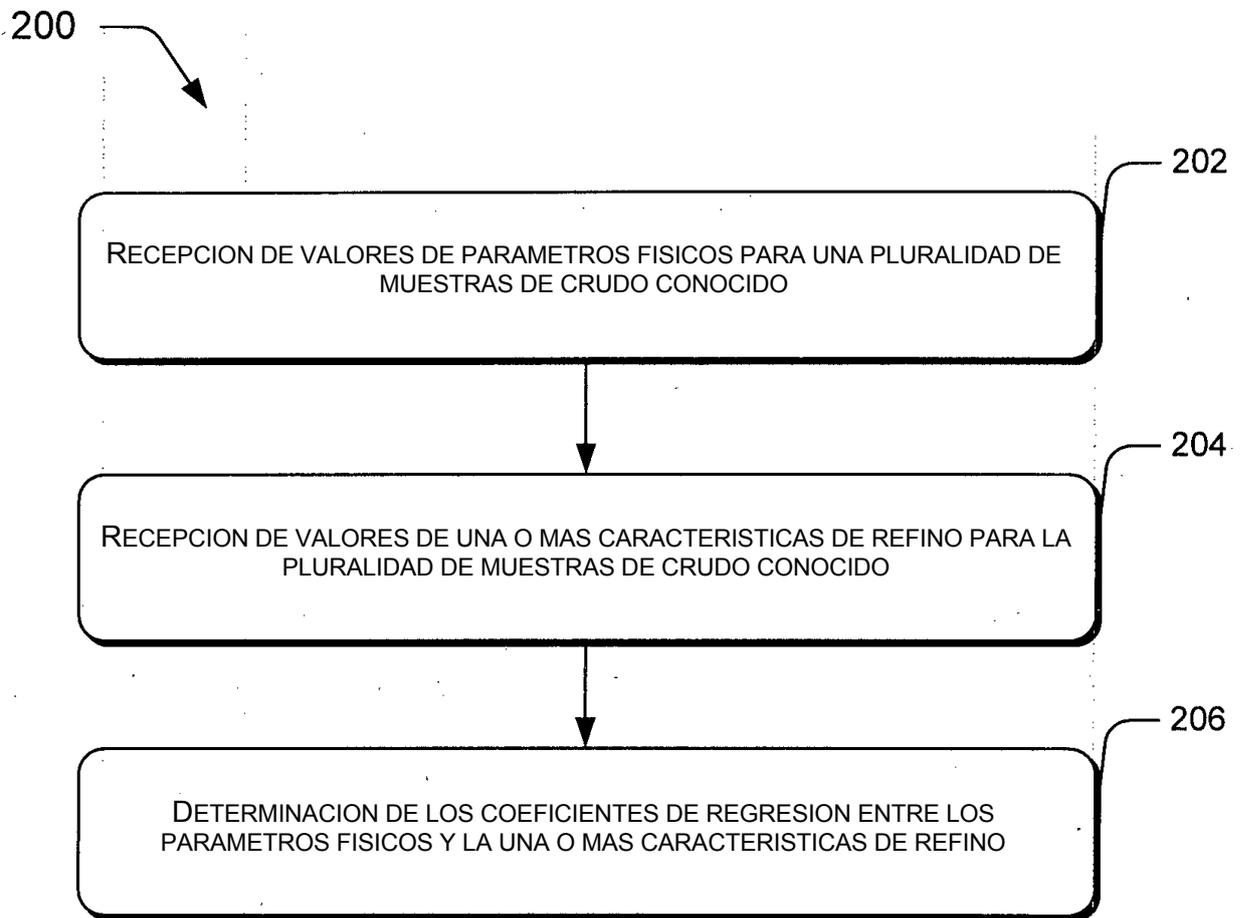


Fig. 2

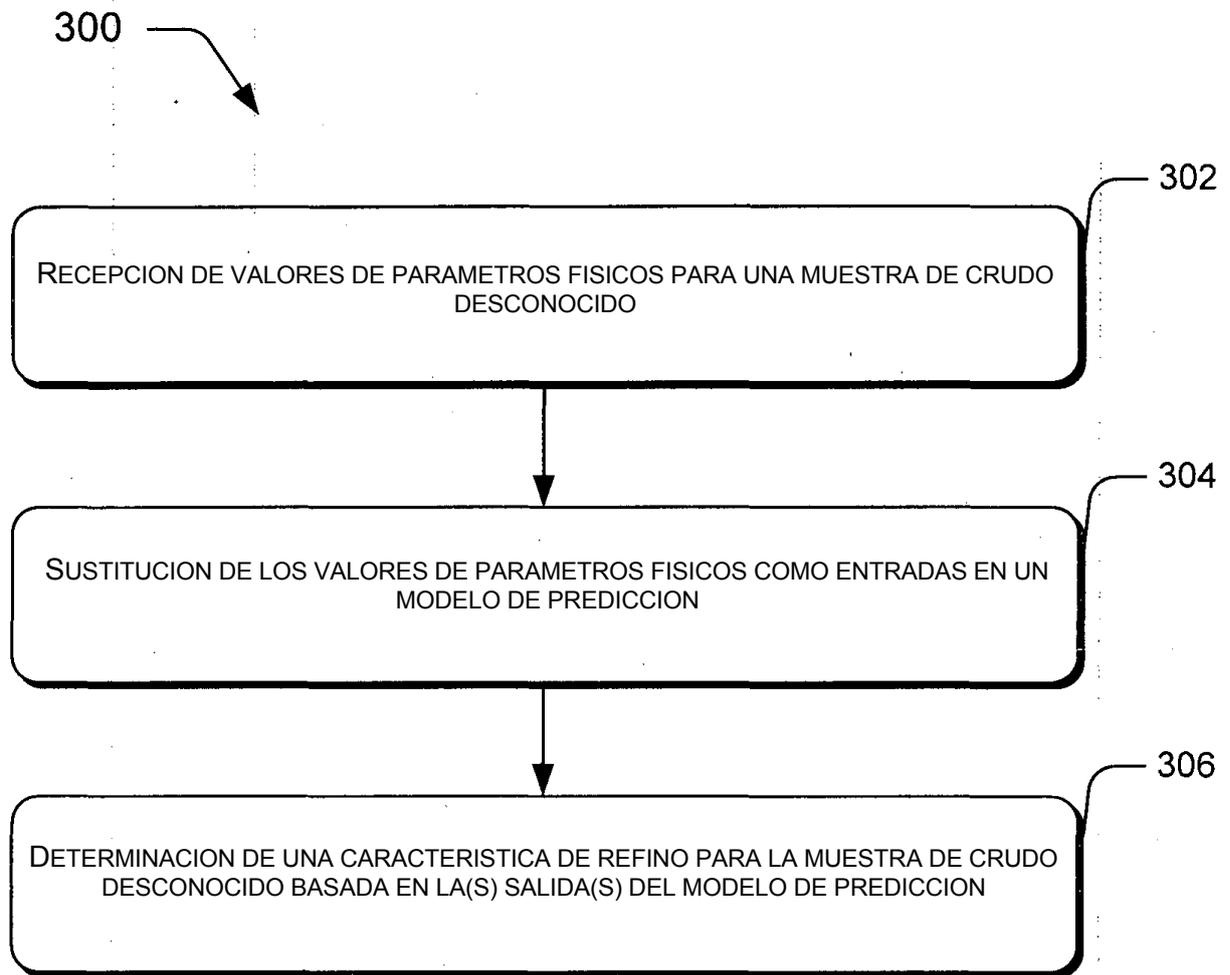


Fig.3

400(a)

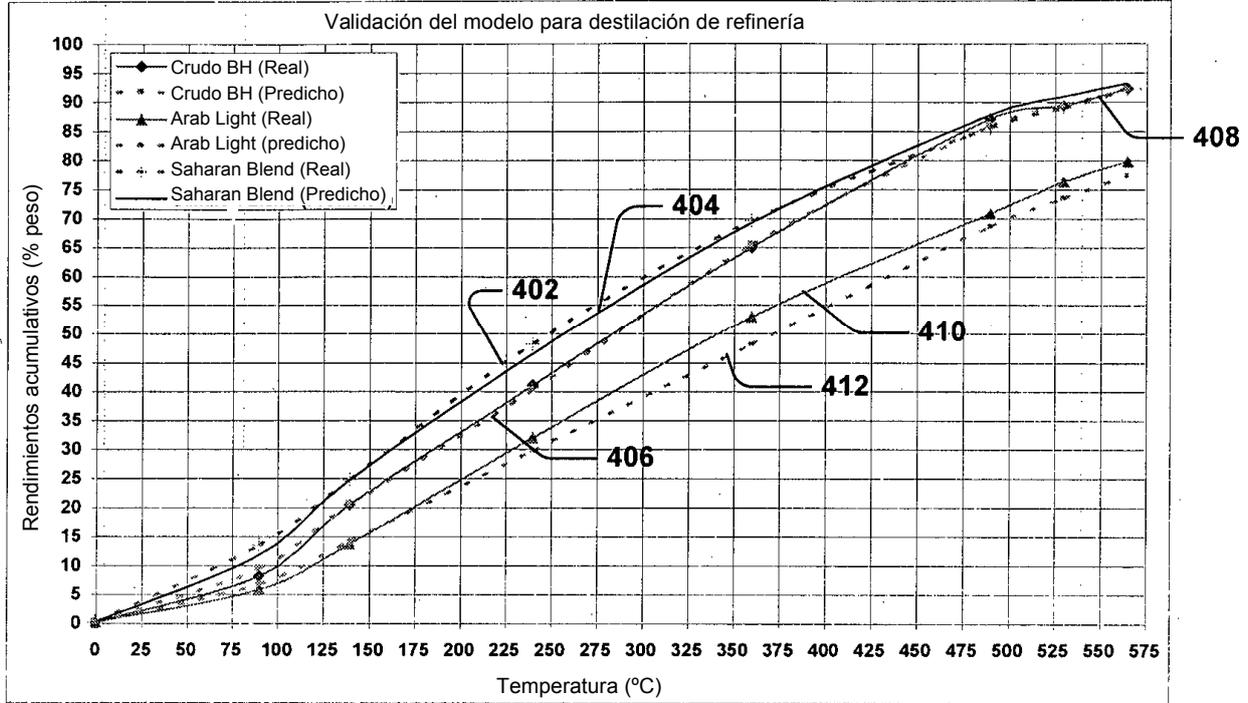


Fig. 4(a)

400(b)

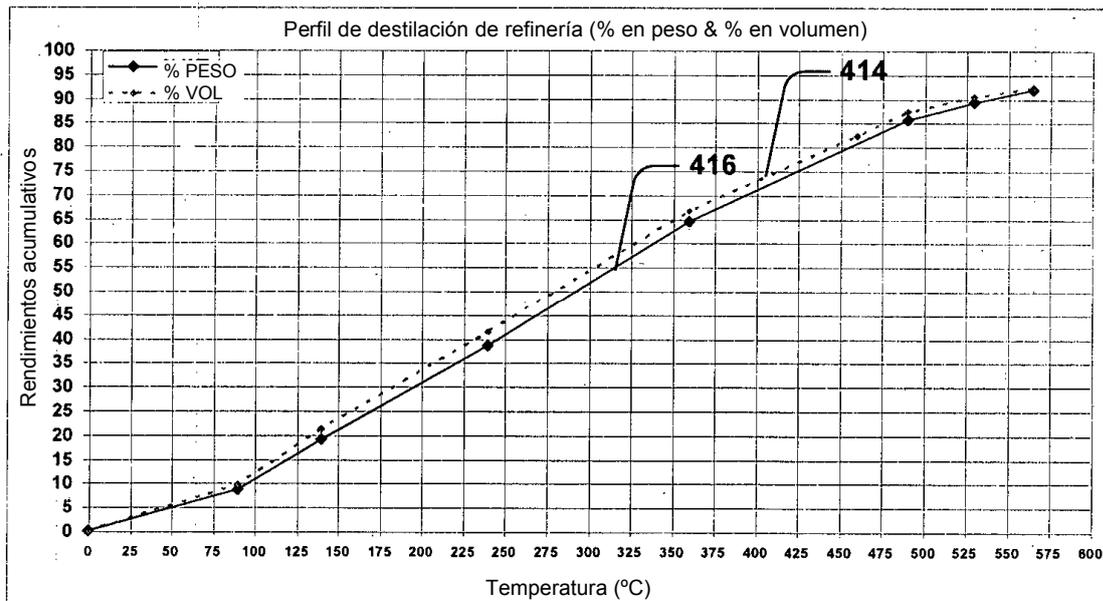


Fig. 4(b)

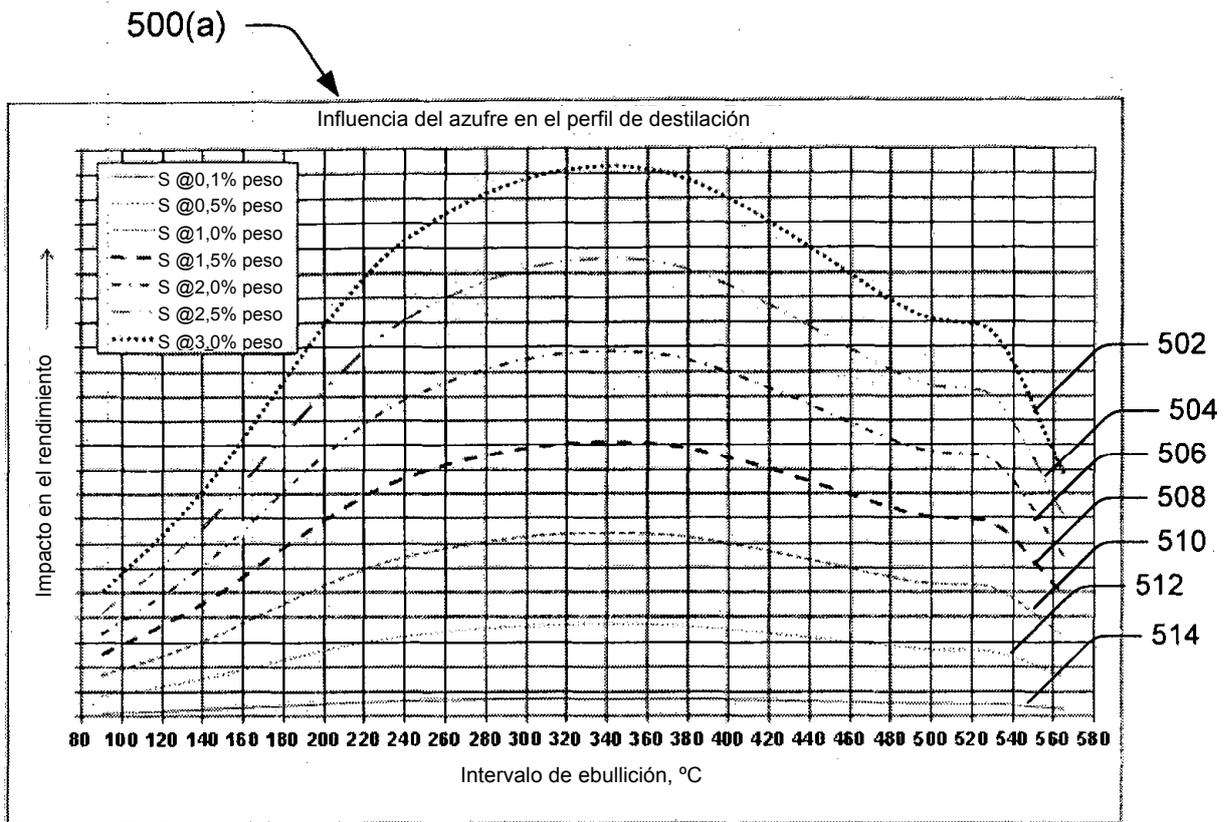


Fig. 5(a)

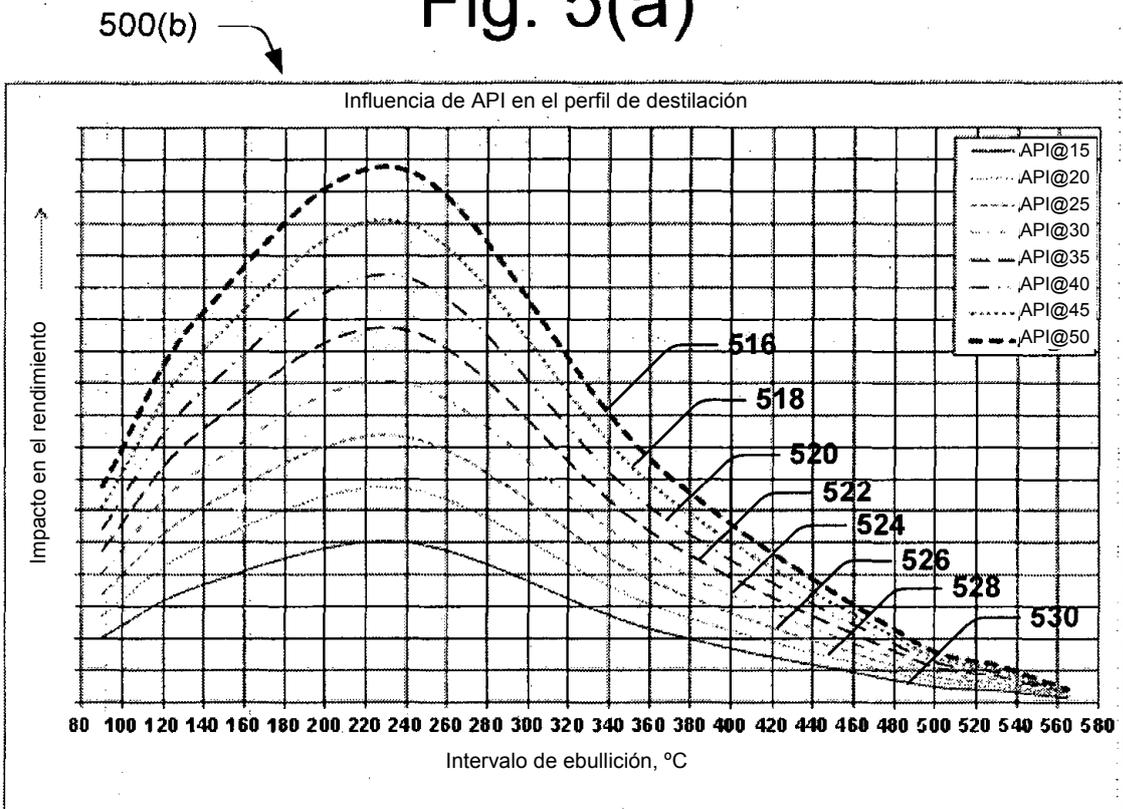


Fig. 5(b)

600(a)

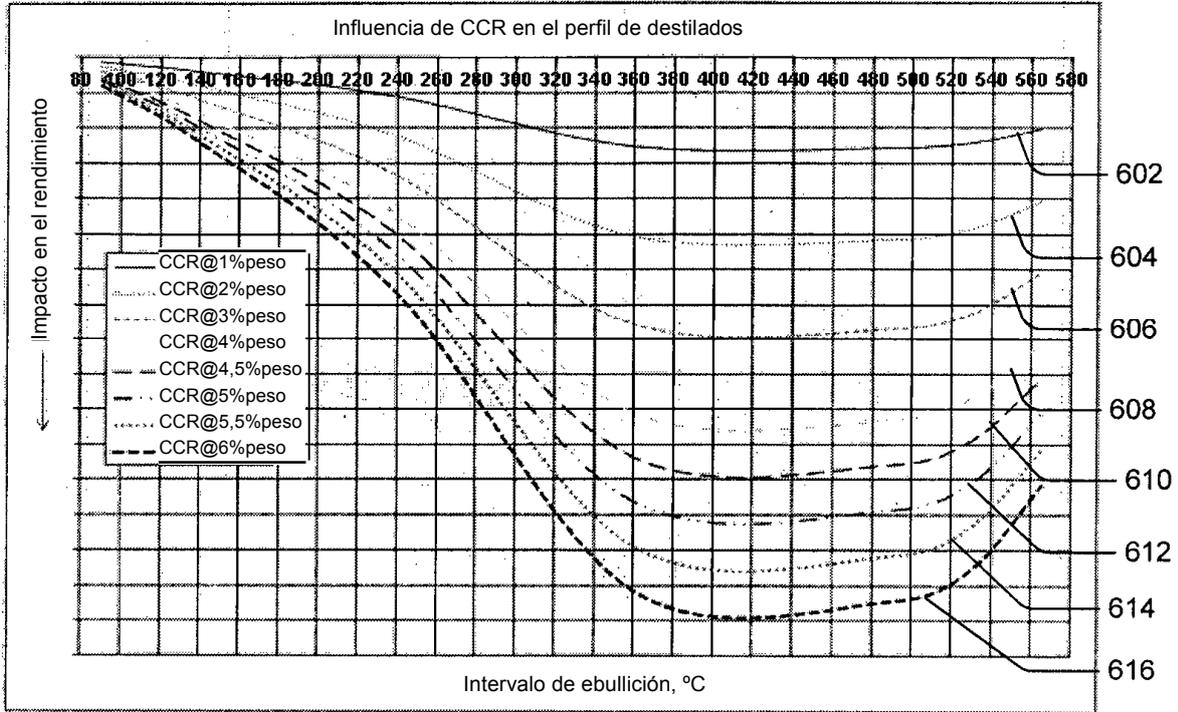


Fig. 6(a)

600(b)

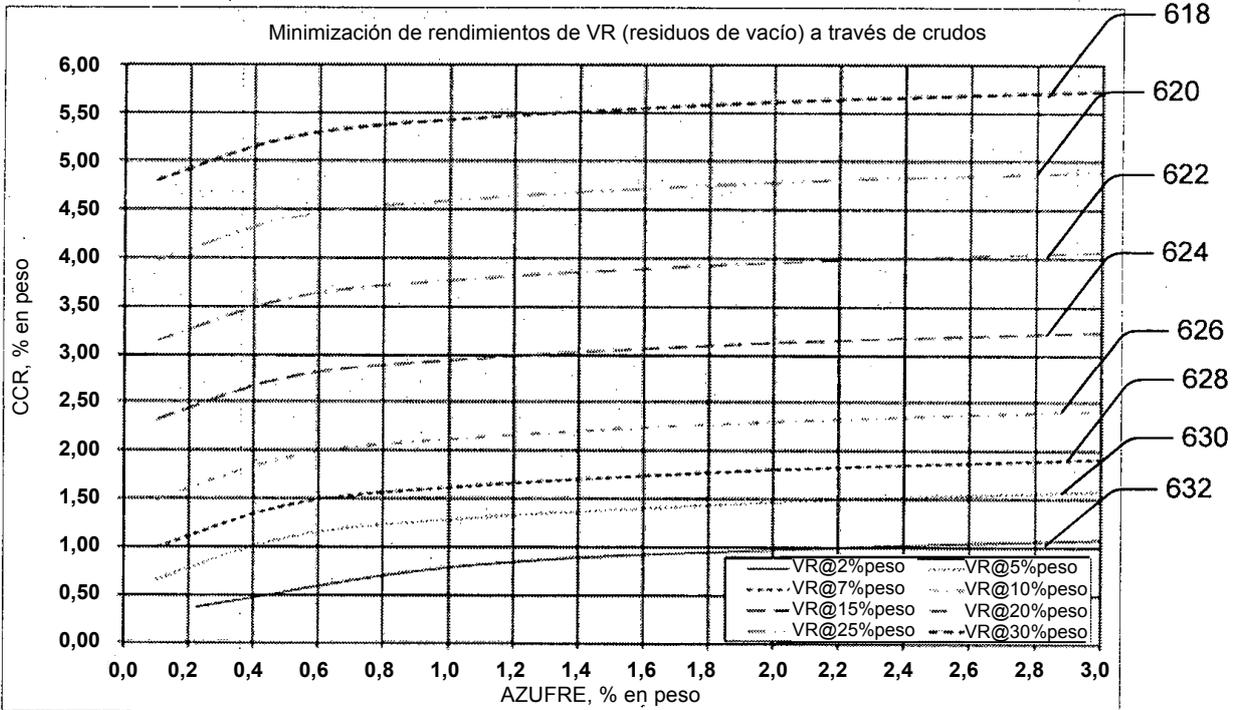


Fig. 6(b)

700(a)

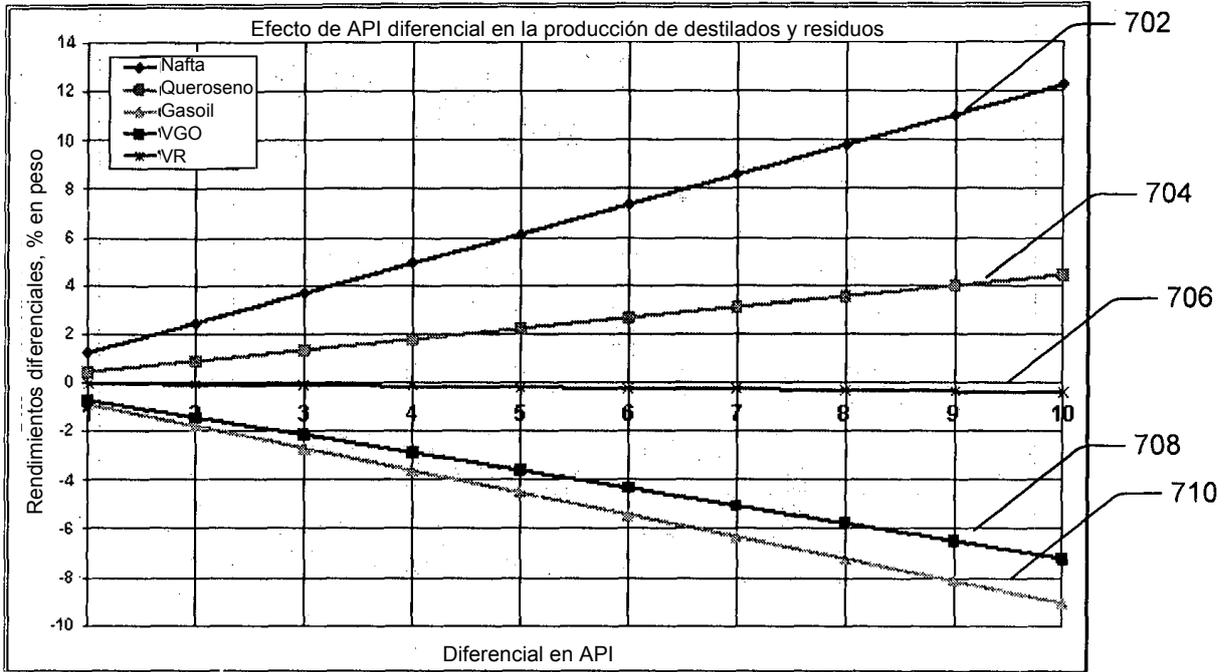


Fig.7 (a)

700(b)

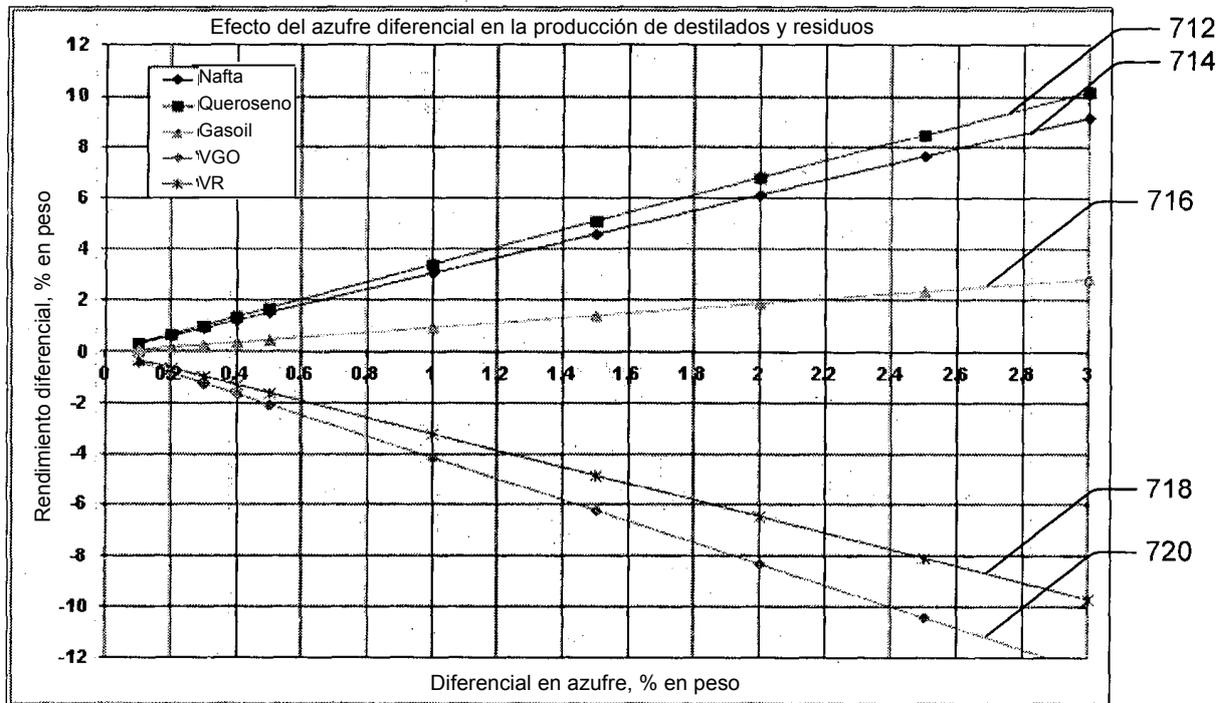


Fig.7 (b)

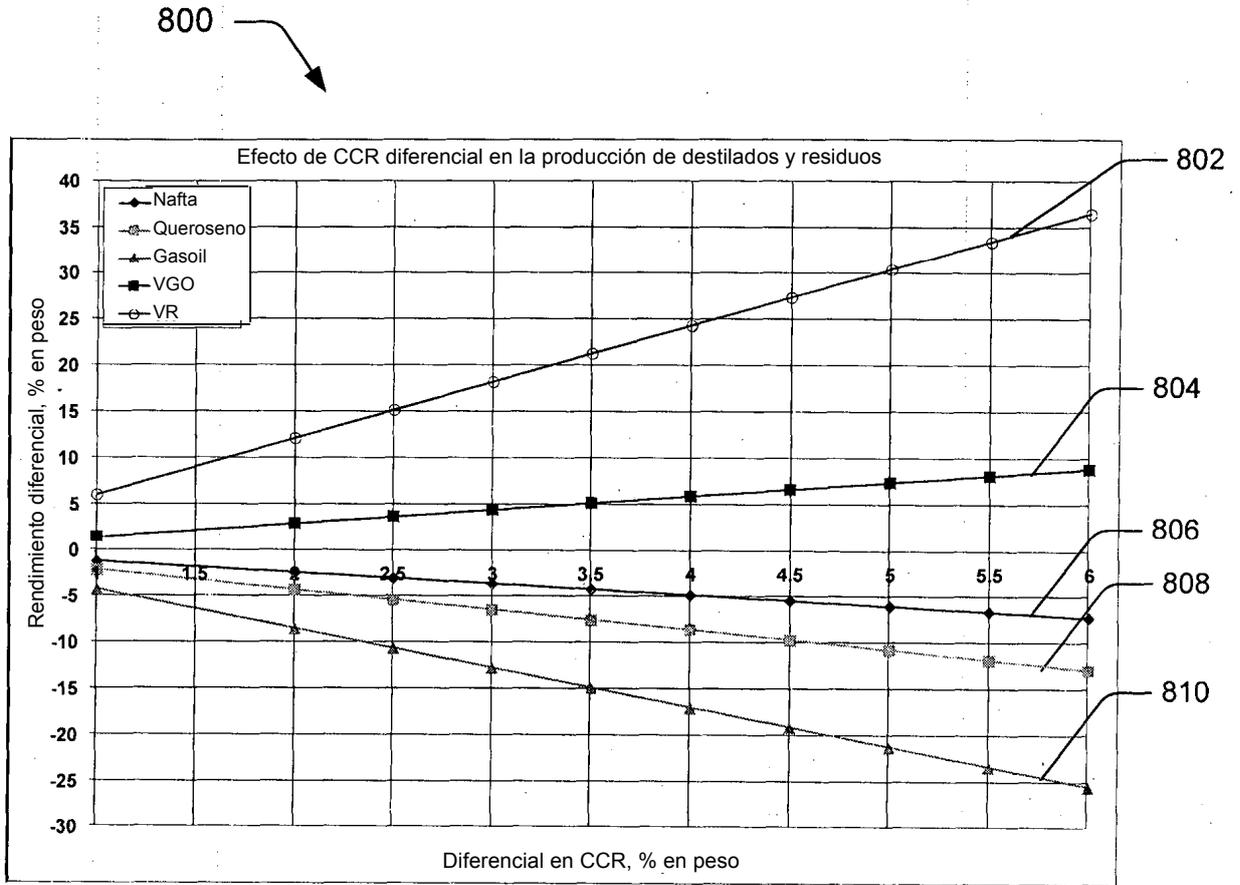
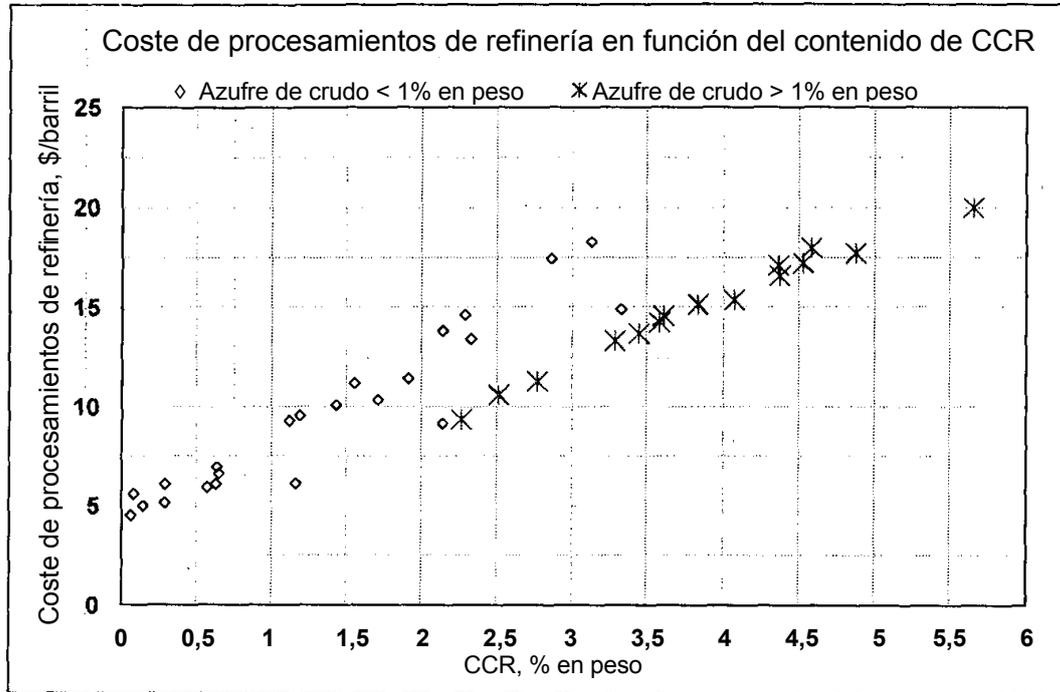


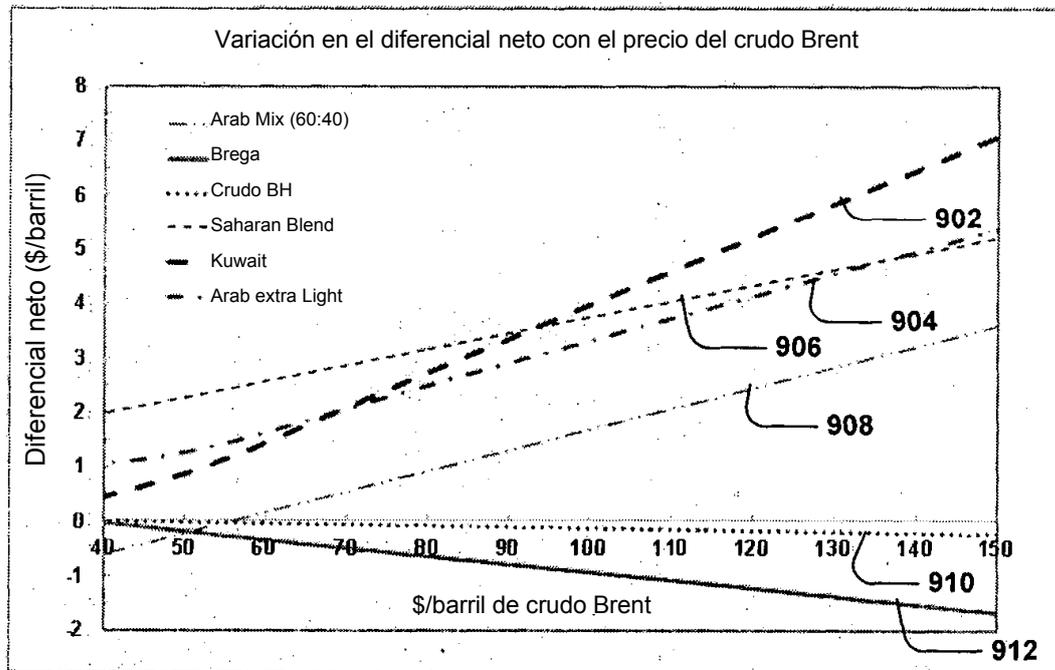
Fig. 8

900(a)



**Fig.9 (a)**

900(b)



**Fig.9 (b)**

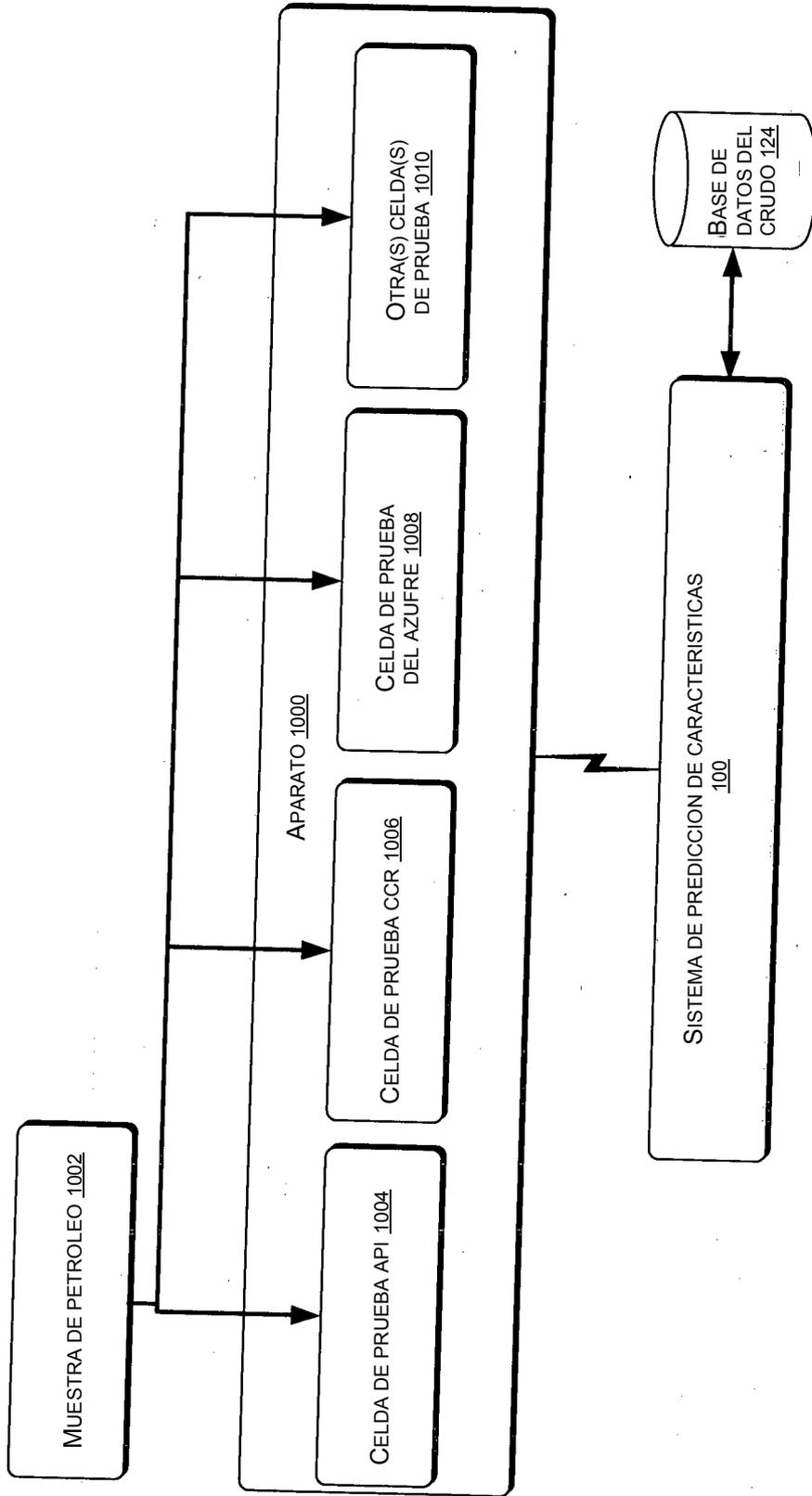


Fig. 10