

MÉTODOS PARA CARACTERIZAR Y MINIMIZAR LOS EFECTOS CORROSIVOS DE UN ACEITE Y UNA PLANTA DE ACEITE HACIENDO POSIBLE MINIMIZAR LOS PROBLEMAS DE CORROSIÓN

CAMPO TÉCNICO

- 5 La presente invención se refiere al campo general de la explotación de petróleo y, en particular, al campo de los problemas de corrosión en tales plantas de explotación.

Más particularmente, la invención se refiere a un método de caracterización de un petróleo.

- 10 La invención también se refiere a un método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo.

La invención también se refiere a una planta de explotación de petróleo que comprende al menos un circuito formado al menos en parte por elementos metálicos dentro de los cuales circula petróleo.

ESTADO DEL ARTE

- 15 La explotación del petróleo requiere resolver una serie de problemas técnicos, incluyendo la corrosión de las plantas de explotación de petróleo debido al petróleo. De hecho, el petróleo, por su composición, demuestra ser intrínsecamente un medio corrosivo. Además, esta corrosividad natural se acentúa dentro de las plantas de explotación de petróleo por las altas temperaturas y velocidades de flujo
- 20 implementadas. Por lo tanto, da como resultado una degradación prematura de los elementos de dichas plantas y, particularmente del lado interno de los elementos en los que circula el petróleo, como por ejemplo, líneas, tuberías, tanques, columnas u otras partes de los equipos, dado que estos últimos generalmente están hechos de material metálico, un material que no es costoso y fácil de implementar, pero que es
- 25 particularmente sensible al fenómeno de la corrosión

A partir de entonces, muchos problemas relacionados con la corrosión de tales piezas de equipo pueden aparecer dentro de una planta de explotación de petróleo, como, por

- ejemplo, fugas, grietas o fallas, que provocan en particular una disminución del rendimiento de la planta, una reducción del flujo, desperdicio de material o incluso riesgos medioambientales e industriales (explosiones, incendios, contaminación, etc.), que a veces pueden provocar un fallo total de la planta. Estos problemas, por supuesto,
- 5 son muy dañinos para los operadores de una planta de petróleo, se deben tomar muchas medidas preventivas y/o curativas (mantenimiento, reemplazo, limpieza, etc.) sobre los diferentes elementos de la planta que pueden verse afectados por la corrosividad del petróleo. Como resultado, aumenta el costo de la explotación de las plantas de explotación de petróleo.
- 10 Estos problemas están particularmente presentes en las plantas que tratan petróleos crudos procedentes de depósitos de petróleo profundos. De hecho, tales petróleos de "profundidad" a menudo son particularmente ácidos y, por lo tanto, intrínsecamente muy corrosivos. A partir de entonces, es fácil comprender todo lo que puede haber en
- 15 juego para encontrar soluciones eficientes y económicas para reducir los problemas de corrosión que los operadores de la planta de petróleo pueden encontrar.

Se han explorado diferentes senderos técnicos para desarrollar soluciones que permitan reducir la corrosión de las plantas de explotación de petróleo y, por lo tanto, tratar de superar los problemas mencionados anteriormente.

- Una primera solución consiste en hacer frente a la corrosión del petróleo y utilizar, para
- 20 equipar las plantas de explotación de petróleo, materiales que tengan una alta resistencia a la corrosión, como por ejemplo acero inoxidable o acero altamente aleado. Pero el costo de tales materiales generalmente reduce significativamente el uso de los mismos, por lo que a menudo es inconcebible implementarlos a gran escala. Por lo tanto, estos materiales son los más reservados en la práctica a los equipos localizados
- 25 de la planta de explotación de petróleo.

- Una segunda alternativa y/o solución complementaria consiste en tratar de reducir la agresividad del petróleo con respecto a las piezas del equipo de la planta de explotación de petróleo. Para ese propósito, es ampliamente conocido y utilizado el
- inyectar en el petróleo diferentes sustancias químicas (principalmente a base de fósforo
- 30 y/o azufre), llamadas "inhibidores de corrosión". Más precisamente, estos inhibidores,

que son componentes intrínsecamente corrosivos, reaccionarán al contacto con el metal y luego formarán una capa protectora (fosfato de hierro u otro) destinada a proteger la pared metálica de los efectos vinculados a la corrosividad del petróleo ... Esta solución, la única forma disponible hasta la fecha en la práctica para reducir los

5 fenómenos de corrosión, da resultados relativamente satisfactorios desde el punto de vista técnico, al contribuir a reducir sustancialmente los problemas de corrosión dentro de las plantas de explotación de petróleo. Aunque no requiere ninguna inversión particular en la construcción de la planta de explotación de petróleo, esta solución resulta, por otro lado, costosa a largo plazo, teniendo en cuenta el costo de los

10 productos químicos implementados, y debido a que es necesario inyectar permanentemente tales productos en el petróleo para modificar las superficies de los elementos de la planta (por ejemplo, los equipos y las líneas) para hacerlos más resistentes a la corrosión. Este problema de costo es aún más importante en las plantas que procesan grandes cantidades de petróleo, ya que las cantidades de

15 inhibidores (consumibles) que se inyectan diariamente son proporcionales a la tasa de producción de las unidades.

Pero, además de la inversión financiera sustancial en el largo plazo, que el petróleo esté lleno de inhibidores puede plantear otros problemas a los operadores de la planta de petróleo. De hecho, la creación de una capa protectora (fosfato de hierro u otro) por

20 acción de los inhibidores de la corrosión requiere un entorno altamente activo, de modo que todo el efecto corrosivo es difícil de controlar y, a menudo, puede dar lugar a efectos colaterales indeseables y difíciles de controlar, como por ejemplo:

- efecto nocivo de los inhibidores sobre los catalizadores de las unidades correinte abajo, lo que degrada la eficiencia del proceso global,
- 25 - formación de un depósito dentro de las piezas del equipo, lo que lleva a la contaminación de las líneas, intercambiadores u otras piezas del equipo.
- etc.

Por lo tanto, desde un punto de vista global o sistémico, aunque la inyección de inhibidores en el petróleo potencialmente permite reducir sustancialmente la corrosión

30 de algunas partes de una planta de explotación de petróleo (principalmente las líneas),

otras partes de la planta son por el contrario degradadas debido a los efectos colaterales de los inhibidores, estos últimos se acentúan por parámetros tales que la presión y/o la temperatura (la actividad de los inhibidores de corrosión a alta temperatura evoluciona con la presión y/o la temperatura).

- 5 Eventualmente, la implementación de agentes activos tales como los inhibidores es paradójicamente un factor de riesgo no despreciable para el buen funcionamiento de la planta. Este riesgo se ve agravado por el hecho de que, en la práctica, se introducen una pluralidad de inhibidores en proporciones diferentes y variables, por lo que es difícil para los equipos de operación de la planta de explotación de petróleo conocer y
- 10 controlar el papel de cada uno de los inhibidores o productos químicos inyectados en el petróleo, o simplemente identificar un parámetro que influya directamente en la corrosión. En general, para determinar las diferentes dosis, se usan métodos empíricos, bastante inexactos que incluyen un riesgo de error no despreciable.

DIVULGACIÓN DE LA INVENCION

- 15 Los objetivos asignados a la presente invención tienen por lo tanto el propósito de remediar los diferentes inconvenientes mencionados anteriormente y proponer un nuevo método de caracterización de un petróleo, que permita identificar, de una manera simple, rápida, precisa y económica, un parámetro de minimización de la corrosión del petróleo en una parte metálica.
- 20 Otro objetivo de la invención pretende proponer un nuevo método de caracterización de un petróleo, que es versátil y puede aplicarse, por ejemplo, a una gran variedad de diferentes petróleos, y en particular petróleos que tienen número ácido total (TAN, por sus siglas en inglés para "Total Acid Number") muy diferentes.

- Otro objetivo de la invención tiene como objetivo proponer un nuevo método de
- 25 caracterización de un petróleo, que puede implementarse de una manera particularmente simple, segura, rápida y barata en una planta de explotación de petróleo, incluido directamente por el operador.

Otro objetivo de la invención es proponer un nuevo método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo, que no modifique fundamentalmente la composición del petróleo ni el grado de acidez del mismo.

- 5 Otro objetivo de la invención tiene como objetivo proponer un nuevo método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo, que es particularmente fácil y simple de implementar, a la vez que es particularmente preciso.

Otro objetivo de la invención tiene como objetivo proponer un nuevo método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo, basado en un enfoque analítico esencial y no en una evaluación puramente empírica.

- 10 Otro objetivo de la invención es proponer un nuevo método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo, que no requiere grandes inversiones.

- 15 Otro objetivo de la invención es proponer un nuevo método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo, que constituye una alternativa al uso de inhibidores químicos de la corrosión a base de fósforo o azufre y que es particularmente interesante desde el punto de vista económico y medioambiental.

Otro objetivo de la invención es proponer un nuevo método para minimizar los efectos corrosivos de un petróleo, que puede implementarse dentro de una planta de explotación de petróleo de una manera particularmente simple, segura, rápida y barata, incluido directamente por el operador.

- 20 Otro objetivo de la invención es proponer una planta de explotación de petróleo en la que se minimicen los problemas de corrosión debidos al petróleo.

Otro objetivo de la invención pretende proponer una planta de explotación de petróleo que permita minimizar, de una manera particularmente simple y rápida de implementar, los problemas de corrosión debidos al petróleo.

- 25 Otro objetivo de la invención pretende proponer una planta de explotación de petróleo que permita minimizar, de una manera particularmente económica, los problemas de

corrosión debidos al petróleo, sin perjudicar fundamentalmente la composición y las propiedades del petróleo y respetando el medio ambiente.

Otro objeto de la invención tiene como objetivo proponer una planta de explotación de petróleo que permita minimizar, de forma automática, los problemas de corrosión debidos al petróleo.

Otro objetivo de la invención es proponer una planta de explotación de petróleo que permita minimizar los problemas de corrosión debidos a diferentes petróleos, ya sea que provengan de un solo crudo o de diferentes cortes.

Los objetivos asignados a la invención se logran por medio de un método de caracterización de un petróleo, en donde el petróleo se pone en contacto con una parte metálica, y que incluye los siguientes pasos:

- i. Modificar el contenido de agua del petróleo,
- ii. Medir la corrosión de dicha parte metálica por el petróleo cuyo contenido de agua ha sido por lo tanto modificado,
- 15 iii. Construir, reiterando varias veces los dos pasos anteriores (i, ii), una base de datos que contiene una pluralidad de diferentes valores de contenido de agua del petróleo y una pluralidad de valores de corrosión correspondientes a cada uno de dichos valores de contenido de agua,
- 20 iv. Determinar, procesando dicha base de datos, un valor óptimo o un rango óptimo de valores de contenido de agua del petróleo para los cuales la corrosión de la parte metálica tiene un valor mínimo.

Los objetivos asignados a la invención también se logran por medio de un método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo sobre una parte metálica, caracterizado porque la cantidad de agua en el petróleo se ajusta de modo que el contenido de agua es sustancialmente igual a un valor para el cual la corrosividad de dicho petróleo es mínima.

Finalmente, los objetivos asignados a la invención también se logran por medio de una planta de explotación de petróleo que comprende al menos un circuito formado al

- menos en parte de elementos metálicos en los que circula petróleo, caracterizado porque comprende, por una parte, un dispositivo de inyección de agua diseñado para inyectar agua en dicho circuito para modificar el contenido de agua del petróleo, con el fin de minimizar los efectos corrosivos del petróleo sobre dichas líneas metálicas, y por
- 5 otro lado, un medio para determinar la cantidad de agua a ser inyectada.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Otras particularidades y ventajas de la invención aparecerán y se entenderán mejor a partir de la lectura de la siguiente descripción, con referencia a los dibujos adjuntos, dados solo a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo, en los que:

- 10 - La Figura 1 muestra diferentes curvas de evolución de la tasa de corrosión de una pieza metálica (en mm/año) en función de la cantidad de agua en el petróleo (en ppm) registrada en el momento de la ejecución del método según la invención aplicada en el marco de un primer y segundo ejemplos particulares.
- 15 - La Figura 2 muestra esquemáticamente una parte de una planta de refinado dentro de la cual se minimizan los efectos corrosivos del petróleo según la invención.
- La Figura 3 muestra la curva de evolución del contenido en agua delta en función del contenido de agua inicial registrado durante un primer ejemplo particular de implementación de la invención.
- 20 - La Figura 4 muestra la curva de evolución del contenido de agua delta en función del contenido de agua inicial registrado durante un segundo ejemplo particular de implementación de la invención.

MEJOR MANERA DE IMPLEMENTAR LA INVENCION

- La invención se refiere como tal a un método de caracterización de un petróleo, en el
- 25 que el petróleo se pone en contacto con una parte metálica. Por caracterización, se entiende cualquier operación que permita caracterizar, es decir, mostrar, indicar el fenómeno que se produce. Pero este término también puede referirse a cualquier

operación que permita comprender el fenómeno que está ocurriendo. Por ejemplo, de manera no limitativa, un método de caracterización generalmente comprende pasos esenciales tales como pruebas, mediciones o análisis de datos.

Preferentemente, el método objeto de la invención permite caracterizar el nivel de corrosión que puede transmitirse a un equipo dentro del cual circula el petróleo en cuestión. Dentro del marco de la invención, la materia es preferentemente la corrosión de una parte metálica que está en contacto con un petróleo a alta temperatura, es decir, por ejemplo a una temperatura comprendida entre 200 y 400°C, y preferentemente de aproximadamente 280°C. De hecho, por su composición, el petróleo es intrínsecamente un producto corrosivo. El término "corrosión" se refiere a la degradación de una parte, o un material, por la acción de un medio circundante (en este caso, petróleo), preferentemente por un proceso químico. La corrosión tiene como efecto particular la pérdida de material de la pieza o del material en cuestión, causando el adelgazamiento de la misma y potencialmente aumentando la perforación o incluso la destrucción de la misma.

El término "petróleo" se refiere tanto al petróleo crudo, es decir, al petróleo tal como proviene del depósito de petróleo durante la perforación, a las diferentes mezclas de petróleo o a los diferentes cortes de petróleo que provienen de la etapa de destilación del petróleo que generalmente se realiza en un refinería. Asimismo, este término se refiere a una multitud de petróleos, cualesquiera que sean los orígenes geográficos, los vencimientos, la profundidad de extracción, las viscosidades, las densidades o al número ácido total (TAN) de los mismos. Preferentemente, el término "petróleo" se refiere a petróleos cuyo número ácido total, es decir, TAN, es diferente. El término "petróleo" puede referirse, por ejemplo, a un petróleo de África Occidental, cuyo número ácido total natural (TAN 1.5) puede aumentar artificialmente a TAN 5 (por ejemplo, mediante la adición de ácido nafténico en el crudo) para la necesidad de dicha caracterización.

El término "parte metálica" se refiere, sin apartarse del marco de la invención, a cualquier parte cuya composición principal sea metálica. Por lo tanto, la composición de esta parte puede incluir cualquier aleación y/o metal, ya conocidos o no, que incluye al menos un elemento metálico, como por ejemplo acero, hierro fundido, acero inoxidable,

etc. Preferentemente, el término "parte metálica" se refiere a una pieza de acero, y favorablemente, a un acero al carbono de grado ASTM A105 representativo, desde el punto de vista metalúrgico, de los aceros al carbono frecuentemente utilizados en la industria del petróleo. En este caso, el fenómeno de corrosión de una parte metálica por un petróleo a alta temperatura (unos pocos cientos de grados Celsius) se debe en particular a los ácidos nafténicos del petróleo que atacan al acero al carbono, formando así un producto de la corrosión que es soluble en la fase orgánica, el naftenato de hierro.

De forma similar a su composición, el tamaño y la forma de esta parte pueden ser tan variados como se pueda imaginar, sin apartarse del marco de la invención. Por lo tanto, el término "parte metálica" puede referirse tanto a una hoja de metal de gran tamaño (algunos metros) como a una placa de tamaño muy pequeño (algunos milímetros), por ejemplo para fabricar también un tanque o un cupón, respectivamente. Pero este término también puede referirse a una parte de forma más compleja, como una línea, o una tubería, o incluso también un elemento, que consiste en un conjunto de piezas, como por ejemplo una válvula, un grifo o también una columna de destilación, por ejemplo, en el marco de la refinación del petróleo.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la diversidad de formas, tamaños y asuntos que pueden cubrir el término "parte metálica" sin apartarse del marco de la invención, el término "puesto en contacto" puede referirse a una multitud de situaciones diferentes, siempre que el petróleo toque directamente dicha parte de metal. Por lo tanto, como una forma ilustrativa y no limitativa, la parte metálica puede estar en contacto estacionario, es decir, sin velocidad relativa con respecto al petróleo, como por ejemplo en el caso de un tanque, pero también puede estar en contacto dinámico, es decir, existe una velocidad relativa entre dicha parte metálica y el petróleo, como por ejemplo en el caso de una línea o tubería dentro de la cual el petróleo circula con una cierta velocidad de flujo, como es el caso en plantas de explotación de petróleo, o en tuberías. Preferentemente, la parte metálica se pone en contacto con el petróleo con una velocidad relativa entre los dos materiales comprendida entre 0 y 15 m/s y preferentemente entre 1 y 3 m/s.

Pero este contacto también puede referirse a un contacto "artificial", es decir, un contacto reproducido para las necesidades de un experimento, en un laboratorio, ya sea que este último pertenezca a una planta de explotación de petróleo o no. En este caso, la parte colocada en contacto con el petróleo será preferentemente un cupón, es
5 decir, una parte metálica de unos pocos milímetros cuadrados o centímetros y de forma simple, como por ejemplo una placa, un paralelepípedo, un cilindro, un disco o un anillo. Preferentemente, los cupones tienen la forma de discos de aproximadamente 15 mm de espesor y 40 mm de diámetro. En este caso, para simular una velocidad de flujo lineal, entre el petróleo y la parte metálica, el cupón puede colocarse en rotación dentro
10 del petróleo y, por lo tanto, proporcionar una velocidad circunferencial representativa de una velocidad lineal. Preferentemente, dicho cupón puede ponerse en contacto con el petróleo a una velocidad circunferencial del orden de 6 m/s, representativa de las tensiones de cizallamiento en funcionamiento.

El término "puesto en contacto" no se limita a una temperatura particular y cubre una
15 gran diversidad de temperaturas a las que la parte metálica está en contacto con el petróleo, yendo en particular desde la temperatura ambiente hasta varios cientos de grados Celsius. Favorablemente, y como es generalmente el caso en las plantas de explotación de petróleo, la parte metálica está en contacto con el petróleo a alta temperatura, es decir, por ejemplo a una temperatura comprendida entre 200 y 400 °C,
20 y preferentemente de aproximadamente 280 °C.

De manera similar, el término "puesto en contacto" no se limita a una presión particular, sino que cubre una gran diversidad de presiones a las que la parte metálica está en contacto con el petróleo, como por ejemplo una colocación en contacto al vacío (presión nula), a la presión atmosférica, o a una presión mucho más alta (varias
25 decenas de bar, por ejemplo).

En la siguiente descripción, se hará referencia a un primer ejemplo particular de implementación de la invención correspondiente a las curvas C y D de la Figura 1, donde el interés se relaciona con la caracterización de la corrosividad de un petróleo crudo de África Occidental, cuya naturaleza TAN es de aproximadamente 1.5. La parte
30 metálica utilizada en este ejemplo es un cupón de acero al carbono de grado ASTM A105, en forma de disco de 40 mm de diámetro y 15 mm de espesor. Se usa una

- multitud de cupones rigurosamente idénticos para la buena implementación del método, como se describirá a continuación. El cupón se monta en un eje y se coloca en rotación al contacto con, es decir, dentro del petróleo de África Occidental, a una velocidad circunferencial de 6 m/s, sustancialmente representativa de una velocidad de
- 5 flujo lineal de 12 m/s en una línea de 4 pulgadas. La temperatura y la presión a la que se produce este contacto son de 280 °C y 70 bar, respectivamente, y eso durante 24 h. Por supuesto, este ejemplo no es en absoluto limitativo y la siguiente descripción es trasladable, sin salir del marco de la invención, a otro petróleo y/u otro acero y/u otras condiciones, etc.
- 10 De acuerdo con la invención, dicho método de caracterización incluye las siguientes etapas:
- i. Un primer paso durante el cual se modifica el contenido de agua W del petróleo. De hecho, cualquier petróleo crudo incluye intrínsecamente un cierto valor de agua en el momento de la extracción del mismo desde el depósito de petróleo.
 - 15 El método de caracterización objeto de la invención propone modificar este contenido de agua inicial W_i del petróleo crudo, ya sea por deshidratación, o por adición de agua, o posiblemente por sucesivos pasos de deshidratación y luego adición de agua, y esto, en orden, una primera vez, para eliminar totalmente el agua del petróleo a fin de poder controlar con gran precisión el agua que se
 - 20 agrega después, comenzando desde una base donde el valor del contenido de agua W es sustancialmente nulo. De acuerdo con el primer ejemplo particular de implementación de la invención descrita anteriormente, el contenido de agua del petróleo de África Occidental se varía mediante la adición de agua en su forma líquida en dicho petróleo. Todos los demás parámetros intrínsecos del petróleo
 - 25 (y en particular la composición, viscosidad, densidad, madurez del mismo) permanecen constantes a lo largo de todo el proceso.
 - ii. Un segundo paso durante el cual se mide la corrosión CR de dicha parte metálica por el petróleo, cuyo contenido de agua W se ha modificado en la etapa anterior. Preferentemente, la medición de la corrosión consiste en determinar
 - 30 una pérdida de material de dicha pieza de metal por unidad de tiempo, como por ejemplo milímetros por año. Esta medición de pérdida de materia puede realizarse ventajosamente mediante una medición de pérdida de masa, en

- particular en el caso en que la pieza metálica sea un cupón, y/o una medición de reducción de espesor, en particular en el caso en que la parte metálica tenga un gran tamaño. Preferentemente, también es posible realizar un decapado de los cupones (por ejemplo, por medio de un ácido inhibido) después de su colocación en contacto con el petróleo, y eso, para determinar la velocidad de corrosión después de la exposición. De hecho, la diferencia entre la velocidad de corrosión antes y después del decapado del cupón proporciona información sobre una capa pasiva y/o protectora formada durante la exposición, como se detallará más adelante. Según el primer ejemplo particular de implementación de la invención descrita anteriormente, la medición de la corrosión se basa en un cálculo de pérdida de materia llevado a cabo en dos pasos: antes del decapado del cupón por ataque ácido de los productos de corrosión y otros depósitos diferentes del metal base y después del decapado del cupón por ataque ácido, como se mencionó anteriormente.
- iii. Un tercer paso durante el cual se construye, mediante reiteración varias veces de los dos pasos anteriores (i, ii), una base de datos que contiene una pluralidad de diferentes valores de contenido de agua W del petróleo y una pluralidad de valores de corrosión CR correspondientes a cada uno de dichos valores de contenido de agua W, como se ilustra, por ejemplo, en la Tabla 1.

TAN Medido (mg KOH/g)	W Agua (ppm)	CR antes de decapado (mm/año)	CR después de decapado (mm/año)
1.3	170	0.05	0.60
1.51	660	- 0.07	0.13
1.5	1450	- 0.01	0.17
1.52	4240	0.02	0.57
1.51	8690	0.15	0.59

Tabla 1

El término "base de datos" se refiere a cualquier colección en la que aparezcan diferentes elementos de datos y, preferentemente, diferentes medidas. La base de datos visible en la Tabla 1 se ha realizado en la ejecución del primer ejemplo particular de implementación de la invención descrito anteriormente. De acuerdo con este ejemplo, el contenido de agua del petróleo de África Occidental se modifica, para obtener los cinco valores diferentes de contenido de agua W visibles en la Tabla 1. Para cada uno de estos valores, las mediciones de corrosión del cupón se realizan de acuerdo con el protocolo mencionado anteriormente, a fin de observar los valores de corrosión CR antes del decapado y después del decapado que se muestran en la tabla a continuación. La Tabla 2 muestra una base de datos similar que está construida de acuerdo con un segundo ejemplo particular de implementación de la invención, cuya única diferencia con el primer ejemplo descrito anteriormente reside en el número ácido total (TAN) del petróleo utilizado, que ha sido llevado artificialmente a 5, como se menciona anteriormente.

TAN Medido (mg KOH/g)	W Agua (ppm)	CR antes de decapado (mm/año)	CR después de decapado (mm/año)
4.87	200	1.90	2.10
4.94	200	0.73	0.87
4.96	670	0.13	0.43
5.19	910	0.12	0.36
4.96	1490	0.89	1.07
5.16	1800	1.41	1.47
5.21	2580	0.20	0.30
5.12	3230	4.75	5.10

5.12	4130	1.72	2.43
5.1	8470	2.21	2.67
4.98	18740	0.44	1.57

Tabla 2

- iv. Un cuarto paso durante el cual se determina, mediante el procesamiento de dicha base de datos, un valor óptimo o un rango óptimo de valores de contenido de agua M_W del petróleo para los cuales la corrosión de la parte metálica muestra un valor mínimo M_{CR} . Por "procesamiento de la base de datos", se hace referencia a cualquier intervención que consiste en observar y/o procesar y/o explotar los datos provenientes de dicha base de datos. El término "rango óptimo de valores" se refiere a un conjunto de valores (o un valor en particular) del contenido de agua M_W del petróleo para el cual la corrosión de la parte metálica muestra un valor mínimo M_{CR} . Preferentemente, el rango óptimo de valores comprende varios valores alrededor de un valor óptimo, para constituir un rango de valores, es decir, un rango o una zona de valores. Favorablemente, la base de datos incluye suficientes valores diferentes del contenido de agua W del petróleo y de los valores correspondientes de corrosión CR a fin de poder observar, durante el procesamiento de dicha base de datos, que, a medida que aumenta el contenido de agua W del petróleo, la corrosión disminuye progresivamente y luego aumenta progresivamente. El término "observar" se entiende en este documento dentro del significado de analizar, examinar, los datos para comprenderlos y para poder sacar conclusiones. Esta observación es, por ejemplo, realizable de forma ventajosa por medio de la base de datos visible en la primera tabla, procedente del primer ejemplo particular de implementación de la invención descrita anteriormente. A partir de entonces, se puede ver claramente que, a medida que aumenta el contenido de agua W del petróleo, la corrosión registrada en la parte metálica tiende a reducirse progresivamente antes de aumentar progresivamente de nuevo. Más precisamente, la observación de la base de datos muestra que el valor de corrosión parece disminuir para los valores de contenido de agua del petróleo de 170 a 1450 ppm, luego parece aumentar más allá de estos valores. Una

observación similar puede hacerse a partir de la base de datos mostrada en la segunda tabla, es decir, para el petróleo que tiene el TAN sustancialmente igual a 5: la corrosión se reduce para los valores de contenido de agua del petróleo de 200 a 910 ppm, luego parece aumentar más allá estos valores.

5 Por lo tanto, una primera observación o análisis de esta base de datos hace que ya sea posible caracterizar, de acuerdo con un primer enfoque, el nivel de corrosión del petróleo en un equipo en función de un parámetro: el contenido de agua del mismo. Por lo tanto, ya es posible determinar un primer valor aproximado, mediante un procesamiento simple (por ejemplo, una observación)

10 de la base de datos, del valor óptimo del contenido de agua del M_W de petróleo para el cual la corrosión de la parte metálica muestra un valor mínimo M_{CR} . Este valor aproximado estaría comprendido visiblemente entre 660 y 1450 ppm de agua en el caso del primer ejemplo de implementación de la invención, para el petróleo que tiene una TAN de 1,5 y entre 910 y 1490 ppm de agua del petróleo

15 que tiene una TAN de 5, en el caso del segundo ejemplo. Sin embargo, es delicado determinar con exactitud el valor mínimo de corrosión M_{CR} y el valor óptimo del contenido de agua M_W a partir de los puntos experimentales presentados anteriormente, de modo que es preferible continuar y/o renovar el procesamiento de la base de datos con operaciones complementarias descritas

20 a continuación.

Preferentemente, dicho procesamiento de la base de datos comprende una operación de trazado de la curva representativa de la corrosión de la parte metálica en función del valor del contenido de agua del petróleo $CR = f(W)$. En otras palabras, se representa, en un diagrama, la evolución de la corrosión de la

25 parte metálica en función del contenido de agua del valor del petróleo. Los valores de corrosión se colocan en el eje de ordenadas mientras que los valores de contenido de agua del petróleo se colocan en el eje de abscisas. Dicha curva incluye sustancialmente dos segmentos sucesivos de curva a medida que aumenta el valor del contenido de agua W del petróleo:

30 - un primer segmento de curva donde la corrosión es una función decreciente $CR = f(W)$ del contenido de agua W hasta un punto mínimo

M, preferentemente y sustancialmente de acuerdo con el modo de variación de la función inversa entre 0 y 1,

- 5 - un segundo segmento de curva donde la corrosión es una función creciente $CR = f(W)$ del contenido de agua W desde el punto mínimo M, preferentemente y sustancialmente de acuerdo con el modo de variación de la función logarítmica.

Como alternativa, en este segundo segmento de curva, la corrosión es una función sustancialmente constante $CR = f(W)$ desde el punto mínimo M.

10 Preferentemente, dicha curva incluye además un tercer segmento de curva, donde la corrosión tiende a estabilizarse según una tendencia sustancialmente asintótica, en particular para un petróleo que tiene un TAN relativamente bajo (por ejemplo, TAN de 1,5).

15 Dicha operación es visible, por ejemplo, en la Figura 1. Más precisamente, la Figura 1 incluye cuatro curvas diferentes procedentes de las bases de datos mostradas en las tablas anteriores, que muestran en la abscisa la cantidad de agua W presente en el petróleo (en partes por millón) y en la ordenada la corrosión CR de la parte metálica (en la tasa de pérdida de materia, en milímetros por año).

20 - La curva A representa la corrosión de la parte metálica después del decapado, como una función del contenido de agua del petróleo crudo de África Occidental, de acuerdo con el segundo ejemplo de implementación de la invención mencionado anteriormente.

25 - La curva B representa la corrosión de la parte metálica antes del decapado, como una función del contenido de agua del petróleo crudo de África Occidental, de acuerdo con el segundo ejemplo de implementación de la invención mencionado anteriormente.

- La curva C representa la corrosión de la parte metálica después del decapado, como una función del contenido de agua del petróleo crudo de

África occidental, de acuerdo con el primer ejemplo de implementación de la invención mencionado anteriormente.

- 5 - La curva D representa la corrosión de la parte metálica antes del decapado, como una función del contenido de agua del petróleo crudo de África Occidental, de acuerdo con el primer ejemplo de implementación de la invención mencionado anteriormente.

Cada una de las curvas, aunque representa diferentes condiciones, tiene, por lo tanto, sustancialmente el mismo perfil, es decir, las mismas variaciones, como se describió anteriormente.

- 10 Ventajosamente, dicho procesamiento de la base de datos comprende la búsqueda del punto mínimo M, teniendo para las coordenadas sobre la abscisa dicho valor óptimo M_W de contenido de agua y sobre la ordenada dicho valor mínimo M_{CR} de corrosión, para lo cual la derivada de la corrosión como función del contenido de agua del petróleo (dCR / dW) es sustancialmente nula y donde
- 15 pasa de un signo negativo a un signo positivo. En otras palabras, si se construye la tabla de variación de la función $CR = f(W)$, se puede observar que una porción para con la derivada de dicha función es de signo negativo (que corresponde a una función decreciente) y luego una parte para cuya derivada es de signo positivo (que corresponde a una función creciente), estando separadas las dos
- 20 partes por un valor donde la derivada de dicha función es sustancialmente nula. Este valor corresponde entonces a un mínimo de dicha función, es decir, un valor de cantidad de agua para el que la corrosión es mínima. De acuerdo con la invención, este es precisamente el valor que se busca identificar, caracterizar. Indistintamente, esta búsqueda del punto mínimo M basado en la derivada
- 25 puede realizarse de diferentes maneras, y en particular:
- por diferenciación literal, conociendo la función $CR = f(W)$ y haciendo el cálculo de la derivada de una manera literal, y/o
 - mediante un método de diferenciación digital, es decir, mediante el procesamiento digital de la base de datos, visible por ejemplo en las
- 30 tablas anteriores, y/o

- por un método de diferenciación gráfica, usando la curva previamente definida.

Por ejemplo, el procesamiento de la base de datos mostrada en la segunda tabla, y más particularmente el análisis de la curva A que sigue a continuación, trazada en la Figura 1, muestra que el punto mínimo M tiene para las coordenadas, en la abscisa, el valor aproximado de 1000 ppm de agua y en la ordenada el valor aproximado de 0.31 mm/año de corrosión. En otras palabras, en este segundo ejemplo particular de implementación de la invención, la cantidad de agua M_W para la cual la corrosividad de este petróleo es MCR mínima es de aproximadamente 1000 ppm.

Dicho procesamiento también muestra, en el primer y segundo ejemplos particulares de implementación de la invención, que este valor M_W es sustancialmente común para las diferentes curvas A, B, C, D, lo que significa que dicho valor M_W es aquí independiente del número ácido total (TAN) del petróleo. Sin embargo, es perfectamente concebible que, para otros petróleos, los valores proporcionados anteriormente sean sustancialmente o totalmente diferentes, y eso sin apartarse del marco de la invención.

De acuerdo con una realización preferente de dicho método de caracterización, dicha parte metálica está constituida por una línea metálica dentro de la cual circula el petróleo, dicha línea perteneciente a una planta de explotación de petróleo, como se describe anteriormente (el término "planta de explotación de petróleo" se definirá a continuación). Por ejemplo, el interés se relaciona con la caracterización de la corrosividad de un petróleo que circula dentro de una planta de explotación de petróleo, por ejemplo una refinería, y que circula más precisamente dentro de una línea metálica.

De acuerdo con esta realización, el contenido de agua W de dicho petróleo se modificará, luego se medirá la corrosión CR de la línea metálica, después de un cierto período de tiempo (por ejemplo, varios días o semanas) que sea lo suficientemente sustancial para registrar una corrosión de la línea. Posteriormente, se reiteran los pasos de modificación del contenido de agua W del petróleo y de medición de corrosión CR, aún con el mismo período de tiempo, para construir una base de datos. Entonces, gracias al procesamiento de dicha base de datos, será posible determinar el valor

óptimo del contenido de agua W_C del petróleo para el cual la corrosión de la línea metálica muestra un valor mínimo M_{CR} .

El método de caracterización descrito anteriormente permite por lo tanto resaltar, en particular gracias al procesamiento de las bases de datos, que existe una relación muy clara entre el contenido de agua y la corrosividad del petróleo, y que para diferentes número ácido total (como ha se han mostrado para el petróleo de África Occidental de TAN 1.5 y TAN 5 durante los ejemplos de implementación de la invención descritos anteriormente). En otras palabras, el contenido de agua de un petróleo es claramente un factor determinante para determinar la corrosividad intrínseca de un petróleo y/o los efectos corrosivos del mismo.

El método de caracterización anterior también permite resaltar que otros parámetros esenciales entran en juego en la caracterización de la corrosión de un petróleo. Entre estos parámetros, algunos son intrínsecos al petróleo y otros están vinculados al proceso implementado. Por lo tanto, además del contenido de agua del petróleo, el número ácido total de un petróleo representado por el valor del TAN tiene un efecto predominante sobre la corrosividad del mismo. Como se ilustra, por ejemplo, en las curvas visibles en la Figura 1, si todas las demás condiciones son iguales, es decir, todos los demás parámetros son idénticos (temperatura, presión, velocidad, etc.) cuanto más alto es el TAN de un petróleo, mayor es la corrosividad de los mismos, es decir, el potencial de corrosión y, por lo tanto, sus efectos corrosivos serán elevados y, por lo tanto, la mayor inyección de agua tendrá un papel importante en el método de minimización que se describe a continuación. La velocidad relativa entre el petróleo y la parte metálica, en otras palabras, la velocidad de flujo del petróleo, es también un parámetro esencial en la caracterización de la corrosividad de un petróleo. De hecho, cuanto más importante sea la velocidad del flujo, mayor será la agresividad del petróleo, por la combinación de los fenómenos de erosión y corrosión.

Por lo tanto, entre los diferentes parámetros mencionados anteriormente (TAN, temperatura, presión, velocidad, contenido de agua del petróleo, etc.) que tienen una influencia directa en la agresividad del petróleo con respecto a las plantas, la invención ha resaltado los principales e inesperados papeles del contenido de agua W del petróleo, este parámetro además tiene la ventaja de ser fácilmente modificable, sin

afectar los otros parámetros y sin generar efectos colaterales que puedan dañar la explotación.

La invención también se refiere, como tal, a un método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo sobre una parte metálica. Por "método de minimización" se entiende cualquier método por el cual se buscará bajar sustancialmente, reducir, minimizar los efectos corrosivos y/o la corrosividad del petróleo. Los términos "corrosivo", "petróleo", "parte metálica" se definen de la misma manera que anteriormente.

De acuerdo con la invención, dicho método de minimización consiste en particular en ajustar la cantidad de agua en el petróleo de modo que el contenido de agua W del petróleo sea sustancialmente igual a un valor para el que la corrosividad de dicho petróleo sea mínima. El verbo "ajustar" en el presente documento se refiere a cualquier operación que consiste en adaptar, es decir, ajustar, haciendo corresponder la cantidad de agua W del petróleo a un valor cercano al valor por el cual la corrosividad del petróleo es mínima. Preferentemente, dicha cantidad de agua en el petróleo puede ajustarse mediante la adición de agua. Además, la adición de agua puede completarse o reemplazarse por una eliminación de agua, por ejemplo, mediante una deshidratación del petróleo. Este paso puede, en particular, hacer posible, al realizarse previamente a la adición de agua, la realización de la inyección de agua de un petróleo que habrá sido totalmente deshidratado, es decir, privado de su agua interna inicial, de modo que la cantidad de agua del petróleo será sustancialmente igual a la cantidad de agua que se agrega a dicho petróleo. Por lo tanto, no necesariamente será requerido medir la cantidad de agua del petróleo, dado que una estimación precisa se deducirá directamente de la cantidad de agua añadida. Ventajosamente, la adición de agua se realiza en su forma líquida y/o gaseosa, es decir, en forma de vapor de agua, y preferentemente a partir de agua desmineralizada.

Favorablemente, dicho valor de contenido de agua W corresponde al valor óptimo del contenido de agua M_w determinado mediante el método de caracterización descrito anteriormente.

Preferentemente, la cantidad de agua en el petróleo se ajusta de manera que el contenido de agua del petróleo esté sustancialmente comprendido entre 200 y 2000 ppm, ventajosamente entre 500 y 1500 ppm, y preferentemente del orden de 1000 ppm, habiéndose determinado estos valores ventajosamente siguiendo la
 5 implementación del método de caracterización presentado anteriormente, por ejemplo de acuerdo con el primer o segundo ejemplo de implementación de la invención descrita anteriormente, implementando petróleo de África Occidental. Estos valores son además lo suficientemente bajos (del orden del 0.1% en masa) para no modificar fundamentalmente la composición del petróleo ni el comportamiento del mismo durante
 10 el proceso, y representar un impacto menor, o incluso insignificante, en el plan, y un impacto sustancialmente nulo en el plan ambiental.

Además, y como se puede ver en la curva A de la Figura 1, el control, es decir, el ajuste o la regulación del contenido de agua W del petróleo permite reducir sustancialmente el consumo de materia en una parte metálica, vinculado a la corrosión de este último bajo
 15 el efecto de la corrosividad del petróleo.

De acuerdo con una realización preferente de dicho método de minimización, dicha parte metálica está constituida por una línea metálica dentro de la cual circula petróleo, dicha línea perteneciente a una planta de explotación de petróleo, como se describió anteriormente (la expresión "planta de explotación de petróleo" se define a
 20 continuación). En otras palabras, se trata de implementar el método de minimización de los efectos corrosivos, en condiciones similares a las descritas anteriormente en la realización anterior del método de caracterización, donde la cantidad de agua se ajustará entonces para dar al petróleo sustancialmente un valor de cantidad de agua para el cual la corrosividad de dicho petróleo es mínima.

Más precisamente, el método desarrollado de minimización de la corrosividad del petróleo tiene como objetivo crear una capa protectora en la parte metálica, que luego protegerá a este último de los ataques de los ácidos nafténicos del petróleo a alta temperatura. Esta capa protectora puede incluir magnetita (Fe_3O_4), que puede proporcionar un carácter protector por sí misma, y/o en sinergia con el azufre de hierro
 30 (FeS), de acuerdo con las siguientes ecuaciones fundamentales:

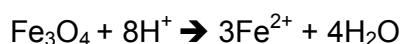


y/o



De hecho, la capa de azufre de hierro es el resultado directo del ataque de azufre en caliente, ya sea que este último esté intrínsecamente contenido en el petróleo o, en menor medida, posiblemente se haya agregado en forma de inhibidores. Pero, como se muestra en las ecuaciones anteriores, la inyección de agua (H_2O) permite además la formación de magnetita, que tiene por efecto proteger contra los ácidos nafténicos del petróleo a alta temperatura por sí mismo y/o mediante la estabilización y refuerzo de la capa de azufre de hierro, lo que aumenta la resistencia a la corrosión de la parte metálica. Más precisamente, el efecto estabilizador de la magnetita sobre la capa de azufre de hierro hace posible aumentar la resistencia al efecto de la disolución del azufre de hierro por los ácidos nafténicos.

Sin embargo, los métodos desarrollados dentro del marco de la invención también han resaltado que esta capa de magnetita es relativamente difícil de obtener y/o mantener, y que la cantidad de agua a ajustar debe ubicarse en un rango de valores donde la cantidad de agua es relativamente baja para alcanzar un nivel particularmente bajo de corrosión. De hecho, como se ilustra por los datos anteriores, y en particular las curvas visibles en la Figura 1, si la cantidad de agua es demasiado alta, por ejemplo más allá de 2000 ppm para el petróleo de África Occidental, la tasa de corrosión de la parte metálica aumenta nuevamente para alcanzar el valor medido inicialmente con el petróleo antes de inyectar agua en él, o incluso exceder este nivel. De hecho, los métodos de minimización y caracterización implementados también han permitido resaltar que, más allá del contenido de agua óptimo M_w , el agua en gran cantidad parece contribuir a crear un ambiente ácido, en particular mediante la disociación de los ácidos orgánicos en el agua. A partir de entonces, el desarrollo de este entorno ácido tenderá a inhibir la acción de protección de la magnetita, en particular al conducir a su disolución de acuerdo con la siguiente reacción:



Como consecuencia, es crucial identificar correctamente y con precisión el punto óptimo de contenido de agua M_w para el que la corrosión es mínima, tal como se

describió anteriormente, de lo contrario existe un riesgo real de volver a experimentar la corrosividad inicial del petróleo, o incluso aumentar y, por lo tanto, agravar los problemas de corrosión de las plantas.

Otro fenómeno notable se ha destacado durante la elaboración de estos métodos de caracterización y minimización de la corrosividad de un petróleo y se relaciona directamente con el agua inyectada. De hecho, como se ilustra en las Figuras 3 y 4, el agua inyectada puede, en función del número ácido total (TAN) del petróleo, ser totalmente consumida o, por el contrario, aumentar, lo que significa que el agua se ha creado durante el método. La Figura 3 se refiere al primer ejemplo de implementación de la invención mencionado anteriormente y representa la curva R de evolución del delta de agua (en ppm), es decir, la diferencia entre la cantidad inicial de agua (es decir, la cantidad de agua inyectada en el petróleo) y la cantidad final de agua (es decir, la cantidad de agua presente en el petróleo una vez terminada la medición de la corrosión) en función de la cantidad inicial de agua. La Figura 4 muestra de la misma manera la curva F de acuerdo con el segundo ejemplo de implementación de la invención mencionado anteriormente. La Figura 3 muestra que, hasta cierta cantidad de agua inyectada en el petróleo (aproximadamente 7000 ppm), la cantidad final de agua (es decir, la cantidad de agua medida después de la medición de corrosión después de 24 h, como se mencionó anteriormente) es mayor que el agua inicialmente inyectada. En otras palabras, se ha producido agua durante esta prueba. Asimismo, la Figura 4 muestra que también se produce agua, pero esta vez hasta un valor inicial de cantidad de agua de aproximadamente 2000 ppm. Esta producción / consumo de agua muy probablemente tiene una relación con la estabilidad de la capa de protección descrita anteriormente que se crea en el acero, incluso si las cantidades de agua creadas o consumidas indican que existen otras reacciones químicas entre otros componentes presentes en el petróleo, entran en juego.

La invención también se refiere como tal a una planta de explotación de petróleo. Este término se refiere a cualquier planta destinada a la explotación de petróleo, que va desde una planta de perforación, como una plataforma de petróleo o un pozo de perforación, a una planta de refinación, como una refinería. Por extensión, y sin apartarse del marco de la invención, cualquier planta que permita de una manera más

o menos directa la explotación del petróleo, está afectada por esta expresión, como por ejemplo una tubería o un tanque.

La Figura 2 muestra de forma esquemática e ilustrativa el principio de funcionamiento de una planta de explotación de petróleo, una refinería, cuyo objeto es transformar el petróleo crudo en una multitud de productos terminados y/o semielaborados (tales como combustibles, betunes, lubricantes...). De manera conocida, el funcionamiento de una planta de este tipo comienza con una fuente de petróleo crudo 1 que proviene, por ejemplo, de un tanque o directamente de una tubería. El petróleo crudo es, en un primer momento, transportado por medio de las líneas 12 en un desalinizador 2, que incluye una toma de agua 21 y un dispositivo para recoger agua y sales minerales 22. La principal función de este desalinizador es extraer las diferentes sales minerales que puede contener el petróleo, como por ejemplo los cloruros de sodio, magnesio y calcio, para evitar la hidrólisis de estas sales y la formación de compuestos muy agresivos (por ejemplo, cloruro de hidrógeno) y, en menor medida, que estas sales se depositan, en particular bajo el efecto del calor, en los diferentes elementos de la planta. De manera conocida, esta función de desalinización se realiza, por ejemplo, inyectando una gran cantidad (aproximadamente 5%) de agua blanda, formando así una emulsión que, bajo la acción de un campo electrostático, favorecerá la aglomeración de las gotas de agua que contienen las sales minerales, que luego se extraerán después del asentamiento 22. Una vez "desalinizado", el petróleo se transporta por medio de las líneas 23 a un horno 3 para calentar el petróleo a una temperatura elevada. Luego el petróleo se transporta hacia la columna de destilación (o torre) 4. Una columna de destilación incluye diferentes bandejas de extracción 41, 42, 43, y está destinada a separar las moléculas como una función de sus masas moleculares para producir diferentes cortes de petróleo. Estos cortes de petróleo se extraen entonces en diferentes circuitos de extracción 611, 621, 631. A modo de ilustración, el circuito 61 es, por ejemplo, un circuito que permite obtener combustible residual doméstico, el circuito 62, gasoleo, el circuito 63, gasolina, etc. El circuito 5, situado en la parte inferior de la columna, permite obtener, por ejemplo, residuos pesados como el betún, mientras que el circuito 7, situado en la parte superior de la columna, permite obtener gases como el butano o propano. Los diferentes circuitos de extracción pueden incluir diferentes elementos más o menos complejos para producir los diferentes productos terminados o semielaborados mencionados anteriormente. Por supuesto, los elementos

mencionados anteriormente se dan a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo, y su número se ha reducido en la Figura por motivos de claridad. De hecho, en la práctica, una columna de destilación incluye más elementos, y en particular un número más importante de circuitos de extracción.

- 5 De acuerdo con la invención, dicha planta de explotación de petróleo comprende al menos un circuito formado al menos en parte de elementos de línea metálica dentro de los cuales circula petróleo. Por "líneas", se entiende cualquier elemento destinado a transportar el petróleo desde un primer punto hasta un segundo punto, como por ejemplo un tubo o una tubería. A modo de ilustración, los elementos de línea pueden
- 10 estar constituidos por la totalidad o parte de las líneas 12, 23, 611, 621, 631, visibles en la Figura 2. El término "metálico" se entiende de la misma manera que se ha descrito anteriormente. Los elementos de línea así definidos están organizados como un circuito, es decir, forman un circuito cerrado o un circuito abierto para transportar el petróleo desde un punto de partida a un punto de llegada, en el que estos últimos
- 15 pueden ser diferentes (en el caso de un circuito abierto) o fusionados (en el caso de un circuito cerrado).

Según la invención, la planta de explotación de petróleo comprende, por un lado, un dispositivo de inyección de agua 8. El término "dispositivo de inyección de agua" se refiere a cualquier dispositivo, medio, elemento, miembro o conjunto de elementos cuya

20 función principal es inyectar agua en otro elemento. En otras palabras, el dispositivo de inyección de agua 8 puede dejar pasar el agua desde un primer medio a un segundo medio, pero no recíprocamente. Preferentemente, dicho dispositivo de inyección de agua funciona intermitentemente, es decir, es capaz de dejar que el agua pase en una dirección en ciertos momentos, pero también de ser totalmente hermético en otros

25 momentos. Dicho dispositivo 8 puede consistir, por ejemplo, a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo, en un grifo o una válvula equipada con una válvula de retención, de modo que el agua o el líquido puedan circular solo en una dirección. Preferentemente, dicho grifo o dicha válvula pueden funcionar desde un estado completamente cerrado y hermético hasta un estado totalmente abierto, pasando a

30 través de una multitud de posiciones intermedias, de manera continua o, por el contrario, discreta, para permitir el ajuste del caudal, es decir, para regular la cantidad de agua a inyectar. Favorablemente, dicho dispositivo puede ser controlado

remotamente. Naturalmente, dicho dispositivo de inyección de agua se elige entre los elementos conocidos (válvula, grifo, boquilla, etc.) o está fabricado de tal manera que soporta las tensiones de presión y temperatura asociadas a una planta de explotación de petróleo.

- 5 De acuerdo con la invención, dicho dispositivo de inyección de agua 8 está diseñado para inyectar agua en dicho circuito para modificar el contenido de agua W del petróleo que circula en el circuito, con el fin de minimizar los efectos corrosivos del petróleo sobre dichas líneas metálicas, como se explicó anteriormente.

- De acuerdo con la invención, la planta de explotación de petróleo incluye, por otro lado,
10 un medio para determinar la cantidad de agua a inyectar. Por "medio", se entiende cualquier dispositivo o método que permita conocer la cantidad de agua a inyectar, es decir, que permita definir una cantidad objetivo de agua a alcanzar mediante inyección de agua. Preferentemente, dicho medio para determinar la cantidad de agua a inyectar
15 implementa un método de caracterización de acuerdo con la descripción previa, para determinar el contenido de agua M_w óptimo para el que la corrosión CR es mínima. Pero, de forma alternativa o complementaria, los medios para determinar la cantidad de agua que se inyectará también pueden consistir en una colección de cuadros gráficos que, en función de las propiedades intrínsecas del petróleo y/o de las condiciones de
20 uso (flujo velocidad, temperatura, materiales de línea, etc.), darían la cantidad óptima de agua que el petróleo debe contener para minimizar la corrosión. En otras palabras, sería perfectamente concebible, sin apartarse del marco de la invención, utilizar, como medio de determinación, las curvas existentes visibles en la Figura 1, que representan por sí mismas una gráfica del petróleo de África Occidental en las condiciones de uso que se describen anteriormente. Favorablemente, dicho medio para determinar la
25 cantidad de agua a inyectar está constituido por una base de datos que comprende diferentes características de los diferentes petróleos utilizados en la planta, para permitir un reconocimiento automático del petróleo utilizado y una determinación automática de la cantidad de agua a inyectarse, en función de dicho petróleo, para minimizar los efectos corrosivos del petróleo. Preferentemente, dicha base de datos
30 está alimentada por un proceso de autoaprendizaje que, a medida que avanza la explotación de la planta petrolífera, registra preferentemente de manera automática los

diferentes parámetros y otras características medidas y/o calculadas, vinculadas a los diferentes petróleos utilizados.

Preferentemente, dicho circuito comprende una columna de destilación 4 que incluye al menos un circuito de extracción 61 (como se ilustra por la Figura 2 descrita anteriormente), el dispositivo de inyección de agua 8 está conectado a dicho circuito de extracción 61 para inyectar agua en este último. El término "conectado" en este documento se refiere a cualquier tipo de conexión hermética entre el dispositivo de inyección de agua 8 y el circuito de extracción 61, como por ejemplo una conexión realizada por medio de una operación de corte de dicho circuito 61 seguido de una operación de soldadura de dicho dispositivo de inyección de agua 8 en el circuito. Pero cualquier otro montaje, como por ejemplo un montaje a través de juntas, tornillos y tuercas, se puede implementar perfectamente sin apartarse del marco de la invención. Preferiblemente, dicho dispositivo de inyección de agua 8 está conectado al circuito de extracción 61 estando dispuesto en la posición más cercana a la columna de destilación 4, y eso para proteger todo el circuito de extracción 61.

Preferentemente, el dispositivo de inyección de agua 8 está diseñado para inyectar agua en forma de vapor y, por lo tanto, está constituido, por ejemplo, por una boquilla de inyección. De hecho, la inyección de agua en su forma gaseosa (vapor) permite la formación de la magnetita, mejorando por lo tanto la protección de las líneas de acuerdo con el principio detallado en este documento anteriormente. Además, el vapor tiene la ventaja de ser fácil de distribuir e inmediatamente miscible, mediante vaporización dentro del medio que circula en el circuito previamente definido, es decir, dentro del petróleo. Finalmente, grandes cantidades de vapor están generalmente disponibles en una planta de explotación de petróleo, en forma de vapor de presión media (del orden de 10 a 20 bar), siendo por tanto directamente utilizables por el dispositivo de inyección de agua 8. Ventajosamente, dicho dispositivo de inyección de agua hace posible, usando el vapor ya presente en la planta, regular el vapor desde un punto de vista general.

Favorablemente, la planta de explotación de petróleo incluye un dispositivo de evaluación 9 para evaluar el nivel de corrosión CR de al menos uno de dichos elementos metálicos de línea del circuito en el que circula el petróleo. El término

"dispositivo de evaluación" se refiere a cualquier dispositivo, es decir, cualquier medio que permita estimar y/o medir la corrosión. Tal dispositivo puede, por ejemplo, realizarse mediante una medición del espesor del elemento metálico en cuestión, debido al hecho de que la corrosión es un fenómeno que reduce el grosor del elemento metálico. Favorablemente, dicho dispositivo puede fabricarse de manera no destructiva y continua, por ejemplo, mediante una sonda de medición de la velocidad de corrosión o un dispositivo de control de la corrosión. Preferentemente, dicha sonda tiene la forma de un dispositivo fijado a la línea y que emite ondas de ultrasonido que pasarán a través de la pared de la línea. La refracción de estas ondas, dentro de los diferentes materiales que constituyen la línea, permitirá dar una indicación, después de las operaciones de procesamiento de señal, en un primer momento del grosor de la línea, y en un segundo momento de la tasa o nivel de corrosión de la línea. Pero el dispositivo de evaluación de la corrosión también puede realizarse por medio de cualquier otro dispositivo, como, por ejemplo, un dispositivo visual (cámara, endoscopio, etc.) o dispositivo químico (que permite detectar la presencia y la cantidad de productos de corrosión) desde el momento en que este último permite obtener una evaluación del nivel de corrosión de al menos uno de los elementos metálicos de línea del circuito en el que circula el petróleo.

Preferiblemente, dicho dispositivo de evaluación del nivel de corrosión 9 está conectado a dicho circuito de extracción 61 mencionado anteriormente y visible en la Figura 2 (el término "conectado" está definido aquí como anteriormente), preferiblemente después del dispositivo de inyección de agua 8, dicho dispositivo de inyección de agua 8 se controla con base en la información procedente de dicho dispositivo de evaluación 9, a través de un medio de procesamiento. El término "información" en el presente documento se refiere a cualquier tipo de datos, como por ejemplo datos digitales o analógicos, que provienen preferentemente de las mediciones realizadas por dicho dispositivo. Por "medios de procesamiento" se entiende cualquier dispositivo capaz de determinar, con base en la información descrita anteriormente, la manera de controlar el dispositivo de inyección de agua, es decir, darle la cantidad de agua a inyectar.

Tal medio puede consistir, por ejemplo, en un terminal de computación del tipo de computadora, que puede determinar automáticamente la cantidad de agua a inyectar

en función de la información procedente del dispositivo de evaluación 9, preferentemente implementando de forma automática los métodos de caracterización y/o minimización definidos anteriormente. Pero, de forma alternativa o complementaria, los medios de procesamiento también pueden consistir en una colección de cuadros
5 gráficos, que, de acuerdo con el nivel de corrosión y/o las propiedades intrínsecas del petróleo y/o las condiciones de uso (velocidad de flujo, temperatura, materiales de las líneas, etc.) darían la cantidad óptima de agua que el petróleo debe contener para minimizar la corrosión.

Favorablemente, la planta de petróleo incluye un dispositivo para evaluar el contenido
10 de agua W del petróleo crudo y/o sus cortes y/o mezclas de los mismos, estando controlado dicho dispositivo de inyección de agua 8 con base en la información procedente de dicho dispositivo para evaluar el contenido de agua W del petróleo a través de un medio de procesamiento. En otras palabras, en lugar de, o además de, controlar el dispositivo de inyección de agua 8 en función del nivel de corrosión como
15 se definió anteriormente, también es posible controlar este último usando un medio que permita proporcionar la cantidad de agua contenido por el petróleo. En otras palabras, este dispositivo supone conocer de antemano, en función de las condiciones de la planta (materiales, características del petróleo, temperatura, velocidad ...), la cantidad teórica óptima de agua que el petróleo debe contener, para minimizar la corrosión. Por
20 ejemplo, siguiendo la descripción anterior, se sabe que el valor óptimo del contenido de agua M_W del petróleo de África Occidental, para minimizar la corrosividad (y/o los efectos corrosivos) del mismo, es sustancialmente de 1000 ppm. Por lo tanto, es posible, simplemente por medio del dispositivo de evaluación de contenido de agua, controlar el dispositivo de inyección de agua 8, para alcanzar el valor óptimo M_W .
25 Además, la presencia de un dispositivo para evaluar el contenido de agua W también permite hacer un sistema de control de bucle cerrado, que permite mantener automáticamente el contenido de agua del petróleo cerca del valor óptimo. Por lo tanto, las descripciones previas relativas a los dispositivos, elementos de información y medios de procesamiento también se aplican a este dispositivo de evaluación de
30 contenido de agua.

El uso de uno o varios de los anteriores dispositivos de evaluación (evaluación del nivel de corrosión y/o del contenido de agua del petróleo) permite automatizar

adicionalmente la inyección de agua en el petróleo, es decir, la planta puede, por si misma, sin intervención humana o con un mínimo de intervención humana, ajustar la cantidad de agua en el petróleo a fin de minimizar la corrosión en los diferentes elementos de dicha planta, y esto, favorablemente, sustancialmente en tiempo real. Por 5 lo tanto, incluso si uno de los parámetros previamente mencionados evolucionara (velocidad, cambio de petróleo, temperatura, presión, etc.), el nivel de corrosión y/o el contenido de agua del petróleo evolucionarían, los medios para controlarlo lo detectarían y entonces sería capaz de modificar automáticamente las instrucciones enviadas al dispositivo de inyección de agua para modificar, de ser necesario, el 10 contenido de agua del petróleo.

Favorablemente, la planta incluye una multitud de dispositivos de inyección de agua y de dispositivos de evaluación de nivel de corrosión 9 y/o contenido de agua de los dispositivos de evaluación de petróleo, asociados por pares (es decir, al menos un dispositivo de evaluación asociado con un dispositivo de inyección 8) en diferentes 15 circuitos, de modo que cada par de dispositivos funciona independientemente el uno del otro.

Favorablemente, un par de estos dispositivos equipa cada uno de los circuitos de extracción de la columna de destilación, lo que permite ajustar la cantidad de agua a inyectar en cada uno de los circuitos como una función de las características propias de 20 cada uno de los cortes de petróleo.

POSIBILIDAD DE APLICACIÓN INDUSTRIAL

La invención encuentra una aplicación industrial en particular en la implementación de un método de caracterización de un petróleo y/o de un método de minimización de los 25 efectos corrosivos de un petróleo en una planta de explotación de petróleo, y/o en el diseño, fabricación y explotación de una planta de explotación de petróleo que comprende al menos un circuito formado en parte de elementos de línea metálicos dentro de los cuales circula petróleo, como por ejemplo una plataforma de petróleo o una refinería.

REIVINDICACIONES

1. Un método de caracterización de un petróleo, en donde el petróleo se pone en contacto con una parte metálica, y que incluye los siguientes pasos:
 - i. Modificar el contenido de agua (W) del petróleo,
 - 5 ii. Medir la corrosión (CR) de dicha parte metálica por el petróleo cuyo contenido de agua (W) se ha modificado,
 - iii. Construir, reiterando varias veces los dos pasos anteriores (i, ii), una base de datos que contiene una pluralidad de diferentes valores de contenido de agua (W) del petróleo y una pluralidad de valores de corrosión (CR) correspondientes a cada uno de dichos valores de contenido de agua (W),
10
 - iv. Determinar, mediante el procesamiento de dicha base de datos, un valor óptimo o un rango óptimo de valores de contenido de agua (M_W) del petróleo para los cuales la corrosión de la parte metálica muestra un valor mínimo (M_{CR}).
15
2. El método de caracterización de un petróleo de acuerdo con la reivindicación precedente, caracterizado porque la base de datos incluye suficientes valores diferentes de contenido de agua (W) del petróleo y de los correspondientes valores de corrosión (CR) para poder observar, durante el procesamiento de dicha base de datos, que, a medida que aumenta el contenido de agua (W) del petróleo, la corrosión disminuye progresivamente y luego aumenta progresivamente.
20
3. El método de caracterización de un petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque dicho procesamiento de la base de datos comprende una operación de trazado de la curva representativa de la corrosión de la parte metálica en función del valor del contenido de agua del petróleo ($CR = f(W)$), dicha curva incluye sustancialmente dos segmentos sucesivos de curva a medida que aumenta el valor del contenido de agua (W) del petróleo:
25
 - un primer segmento de curva donde la corrosión es una función decreciente ($CR = f(W)$) del contenido de agua (W) hasta un punto mínimo (M),
30

- un segundo segmento de curva donde la corrosión es una función creciente ($CR = f(W)$) del contenido de agua desde el punto mínimo (M).

4. El método de caracterización de un petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque dicho procesamiento de la base de datos comprende la búsqueda del punto mínimo (M), teniendo para las coordenadas en la abscisa dicho valor óptimo (M_W) de contenido de agua y sobre la ordenada dicho valor mínimo (M_{CR}) de corrosión, para lo cual la derivada de la corrosión como una función del contenido de agua del petróleo (dCR/dW) es sustancialmente nula y donde pasa de un signo negativo a un signo positivo.
5. El método de caracterización de un petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque dicha parte metálica está constituida por una línea metálica dentro de la cual circula petróleo, dicha línea pertenece a una planta de explotación de petróleo.
6. Un método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo sobre una parte metálica, caracterizado porque la cantidad de agua en el petróleo se ajusta de modo que el contenido de agua (W) del petróleo sea sustancialmente igual a un valor para el cual la corrosividad de dicho petróleo es mínima.
7. El método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo de acuerdo con la reivindicación precedente, caracterizado porque dicho valor de contenido de agua (W) corresponde al valor óptimo (M_W) de contenido de agua determinado por medio del método de acuerdo con el objeto de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5.
8. El método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 6 o 7, caracterizado porque la cantidad de agua en el petróleo se ajusta de modo que el contenido de agua del petróleo esté sustancialmente comprendido entre 200 y 2000 ppm, favorablemente entre 500 y 1500 ppm, y preferentemente del orden de 1000 ppm.

9. El método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 6 a 8, caracterizado porque la cantidad de agua en el petróleo se ajusta por adición de agua.
- 5 10. El método de minimización de los efectos corrosivos de un petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 6 a 9, caracterizado porque dicha parte metálica está constituida por una línea metálica dentro de la cual circula petróleo, dicha línea pertenece a una planta de explotación de petróleo.
- 10 11. Una planta de explotación de petróleo que comprende al menos un circuito formado al menos en parte de elementos metálicos dentro de los cuales circula petróleo, caracterizado porque comprende, por un lado, un dispositivo de inyección de agua (8) diseñado para inyectar agua en dicho circuito para modificar el contenido de agua (W) del petróleo para minimizar los efectos corrosivos del petróleo sobre
15 dichas líneas metálicas, y por otro lado, un medio para determinar la cantidad de agua a inyectar.
12. La planta de explotación de petróleo de acuerdo con la reivindicación anterior, caracterizada porque dicho medio para determinar la cantidad de agua a inyectar
20 implementa un método de caracterización según el objeto de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5.
13. La planta de explotación de petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 11 o 12, caracterizada porque dicho circuito comprende una
25 columna de destilación (4) que incluye al menos un circuito de extracción (61), estando el dispositivo de inyección de agua (8) conectado a dicho circuito de extracción (61) para inyectar agua en este último.
14. La planta de explotación de petróleo de acuerdo con cualquiera de las
30 reivindicaciones 11 a 13, caracterizada porque el dispositivo de inyección de agua (8) está diseñado para inyectar agua en forma de vapor.
15. La planta de explotación de petróleo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 11 a 14, caracterizada porque incluye un dispositivo de evaluación

(9) para evaluar el nivel de corrosión (CR) de al menos uno de dichos elementos de línea metálica del circuito en el que el petróleo circula.

- 5 16. La planta de explotación de petróleo de acuerdo con las reivindicaciones 13 y 15, caracterizada porque dicho dispositivo de evaluación (9) está conectado a dicho circuito de extracción (61), estando controlado dicho dispositivo de inyección de agua con base en la información procedente de dicho dispositivo de evaluación (9), a través de un medio de procesamiento.
- 10 17. Planta de explotación de petróleo según cualquiera de las reivindicaciones 11 a 16, caracterizada porque incluye un dispositivo para evaluar el contenido de agua (W) del petróleo crudo y/o sus cortes y/o mezclas de los mismos, estando controlado dicho dispositivo de inyección de agua (8) en base a la información procedente de dicho dispositivo para evaluar el contenido de agua (W) del petróleo a través de un
- 15 medio de procesamiento.

RESUMEN

- La invención se refiere a un método de caracterización de un petróleo, en el que el petróleo se pone en contacto con una parte metálica, y que incluye los siguientes pasos:

- 5 i. Modificar el contenido de agua (W) del petróleo,
 - ii. Medir la corrosión (CR) de dicha parte metálica por el petróleo cuyo contenido de agua (W) se ha modificado,
 - iii. Construir, reiterando varias veces los dos pasos anteriores (i, ii), una base de datos que contiene una pluralidad de diferentes valores de contenido de agua (W) del petróleo y una pluralidad de valores de corrosión (CR) correspondientes a cada uno de dichos valores de contenido de agua (W),
10 iv. Determinar, mediante el procesamiento de dicha base de datos, un valor óptimo o un rango óptimo de valores de contenido de agua (M_W) del petróleo para los cuales la corrosión de la parte metálica muestra un valor mínimo
15 (M_{CR}).
- Problemas de corrosión en las plantas de explotación de petróleo.