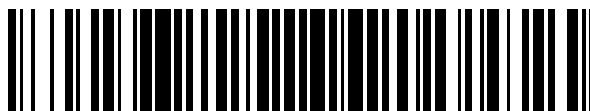


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 723 902**

51 Int. Cl.:

C10G 33/02 (2006.01)

C10G 33/08 (2006.01)

C10G 31/08 (2006.01)

C10G 33/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **26.12.2013 PCT/US2013/077850**

87 Fecha y número de publicación internacional: **24.07.2014 WO14113201**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.12.2013 E 13871555 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.02.2019 EP 2945999**

54 Título: **Método para monitorizar y controlar la desalinización en una unidad de destilación de crudo**

30 Prioridad:

18.01.2013 US 201313745445

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

03.09.2019

73 Titular/es:

**ECOLAB USA INC. (100.0%)
1 Ecolab Place
St. Paul, MN 55102, US**

72 Inventor/es:

**MASON, BRAD;
LORDO, SAM;
BRADEN, MICHAEL y
HUBBARD, JEFFREY**

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 723 902 T3

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

DESCRIPCIÓN

Método para monitorizar y controlar la desalinización en una unidad de destilación de crudo

Campo técnico

5 Esta invención se refiere en general a métodos para monitorizar y controlar la desalinización en una unidad de destilación de crudo. Más específicamente, la invención se refiere a métodos para medir al menos una propiedad asociada con la emulsión en una interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua, utilizando un indicador de nivel de emulsión. La invención tiene particular relevancia para las operaciones de aguas residuales, la corrosión y la incrustación de equipos de unidades de crudo y otras aplicaciones aguas abajo.

Antecedentes

10 En una refinería de petróleo crudo, generalmente el petróleo se bombea desde un tanque de almacenamiento a una unidad de crudo para su procesamiento. La unidad de crudo limpia el petróleo a través de agua que lava un desalador y luego divide el petróleo en fracciones en una torre de destilación atmosférica. Estas fracciones se bombean a varias unidades de procesamiento aguas abajo de la unidad de crudo (por ejemplo, destilación al vacío, coquizador retardado, craqueador catalítico, unidades de hidroprocesamiento, etc.). La corrosión y la deposición de subproductos de corrosión (esta última algunas veces denominada incrustación) ocurren en muchas áreas de una
15 unidad de crudo.

El procesamiento de la unidad de crudo de refinería ha llegado a ser cada vez más difícil en los últimos años y se prevé que llegue a ser aún más desafiante y complejo por varias razones. Por ejemplo, los aumentos significativos en los precios del petróleo crudo han hecho que los refinadores persigan agresivamente crudos de "oportunidad" o "desafiantes" que se puedan obtener a precios reducidos. El precio más bajo está vinculado a una propiedad del crudo tal como el alto contenido de ácido o alto contenido de sólidos que lo hace menos deseable que los crudos de referencia, dulces y ligeros.
20

Los refinadores cambian los tipos de crudo para refinación con mayor frecuencia (cada 2-3 días) que en el pasado debido al mínimo inventario de petróleo crudo a mano combinado con una mayor variedad de petróleo crudo. Un cambio de tipo de crudo para refinación típicamente altera la condición de estado estable de una unidad de crudo durante varias horas. En general, alrededor del ochenta por ciento de la corrosión y las incrustaciones ocurren durante estos cambios o interrupciones, que normalmente duran alrededor del veinte por ciento del tiempo. Si los problemas de incrustaciones y corrosión son lo suficientemente graves, el refinador interrumpirá el procesamiento del petróleo crudo o la mezcla de crudos causando el problema. Sin embargo, estos crudos desafiantes están disponibles para el refinador con un descuento, haciéndolos, de este modo, más rentables. Interrumpir tales crudos problemáticos no es, por consiguiente, una opción muy popular.
25
30

En los esfuerzos para reducir la corrosión, una unidad de crudo puede ser reparada dos o tres veces por semana, o en algunos casos diariamente. El servicio diario es el mejor de los casos proporciona una vista instantánea de un sistema dinámico de unidad de crudo. El tipo de crudo y/o los tanques de almacenamiento de crudo en bruto se cambian varias veces por semana, algunas veces diariamente. El contenido de cada tanque es diferente de los otros, de modo que cada cambio causa un cambio en la calidad de alimentación de la unidad de crudo, alterando muchas veces el estado de estado estable y causando interrupciones en el sistema. Las operaciones de precalentamiento, desalinización y destilación cambian con el nuevo crudo, enviando productos y/o fuentes de agua de efluentes fuera de especificación. Normalmente tienen lugar muchos ajustes durante varias horas (en algunos casos, días) para devolver la unidad de crudo a la operación de estado estable.
35
40

La práctica actual más común de la industria para controlar tales interrupciones y optimizar la operación de la unidad de crudo es proporcionar suficientes recursos humanos y horas de trabajo. Por ejemplo, cada unidad de crudo puede tener un personal operativo de tres a diez personas, dependiendo del tamaño y la complejidad de la unidad. Este personal puede pasar el día recopilando varias muestras para las pruebas de laboratorio de química húmeda, y midiendo y haciendo ajustes de temperatura y flujo para mantener la unidad funcionando dentro de las especificaciones. Tal práctica típicamente está orientada a mantener la unidad funcionando correctamente con respecto a los puntos de corte y los puntos finales de la calidad de fraccionamiento, con una atención mínima que se pone a un programa de control químico especializado. Si la interrupción es grave, se pueden hacer cambios en los productos químicos del proceso y/o se pueden recomendar cambios en los niveles, flujos o temperaturas alrededor de la unidad de crudo para mantener el sistema dinámico en una condición tan óptima como sea posible. Por lo tanto, existe una necesidad continua de sistemas y métodos para la monitorización y el control automatizados en tiempo real de la desalinización en una unidad de petróleo crudo. El documento US 2011/100877 A1 describe un método para eliminar calcio, hierro, otros metales y aminas del petróleo crudo en un proceso de desalinización de refinería que incluye los pasos para añadir agua de lavado al petróleo crudo; añadir el agua de lavado al petróleo crudo para crear una emulsión; añadir al agua de lavado, el petróleo crudo o la emulsión un aditivo ácido que consiste en al menos uno de los siguientes: ácido oxálico, ácido cítrico, hidroxiaácido soluble en agua seleccionado del grupo que consiste en ácido glicólico, ácido glucónico, alfa-hidroxiaácidos C.sub.2-C.sub.4, ácido málico, ácido láctico, ácidos polihidroxicarboxílicos, ácido tioglicólico, ácido cloroacético, formas poliméricas de los hidroxiaácidos
45
50
55

anteriores, ésteres poliglicólicos, éteres de glicolato, y sal de amonio y sales alcalimetálicas de estos hidroxiaácidos, y mezclas de los mismos; calentar al menos uno del petróleo crudo, el agua de lavado o la emulsión a una temperatura deseada; resolver la emulsión que contiene el aditivo ácido en una fase de hidrocarburo y una fase acuosa usando coalescencia electrostática, siendo transferidos los metales y las aminas a la fase acuosa; medir al menos una característica del proceso de desalinización en al menos un punto del proceso; realizar un cálculo estadístico del rendimiento del proceso de desalinización basado en la medición; y ajustar una configuración de control del proceso de desalinización en función del cálculo estadístico. También se describen otros métodos y dispositivos.

Compendio

- 10 Por consiguiente, esta invención proporciona un método de monitorización y control de la desalinización en una unidad de destilación de crudo según las reivindicaciones. El método incluye mezclar petróleo crudo y agua de lavado mediante una caída de presión a través de una válvula de mezcla, formando por ello una corriente de petróleo crudo/fase de agua. La corriente de petróleo crudo/fase de agua se suministra a un recipiente desalador, tras lo cual se forma una emulsión en una interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua. La corriente de petróleo
- 15 crudo/fase de agua se pone en contacto con una dosis de un desemulsionante en un campo eléctrico aplicado. Al menos una propiedad asociada con la emulsión se mide utilizando un indicador de nivel de emulsión. Se miden un cloro total y un porcentaje de agua del petróleo crudo. Al menos una de la caída de presión y la dosis del desemulsionante se ajusta sustancialmente en tiempo real en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua.
- 20 Los expertos en la técnica deberían apreciar que la concepción y las realizaciones específicas descritas se pueden utilizar fácilmente como base para modificar o diseñar otras realizaciones para llevar a cabo los mismos propósitos de la presente invención.

Breve descripción de los dibujos

25 La FIG. 1 es una ilustración esquemática de un sistema para monitorizar y controlar la desalinización en una unidad de destilación de crudo, que incluye una válvula de mezcla, un recipiente desalador, un indicador de nivel de emulsión, un analizador de cloro, un analizador de agua y un controlador.

La FIG. 2 es una ilustración esquemática de una pantalla del controlador de la FIG. 1.

Descripción detallada

30 En la presente memoria se describen métodos para monitorización y control automatizado en tiempo real de la desalinización en una unidad de destilación de crudo. En un aspecto, se describe un sistema que incluye una válvula de mezcla, un recipiente desalador, un indicador de nivel de emulsión, un analizador de cloro, un analizador de agua y un controlador acoplado operativamente a la válvula de mezcla, un indicador de nivel de emulsión, un analizador de cloro y un analizador de agua. La válvula de mezcla mezcla petróleo crudo y agua de lavado mediante una caída de presión a través de la válvula de mezcla, y por ello forma una corriente de petróleo crudo/fase de agua. El

35 recipiente desalador recibe la corriente de petróleo crudo/fase de agua, tras lo cual se forma una emulsión en una interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua. El recipiente desalador está configurado para entrar en contacto con la corriente de petróleo crudo/fase de agua con una dosis de un desemulsionante en un campo eléctrico aplicado. El indicador de nivel de emulsión está acoplado a una superficie exterior del recipiente desalador, y es capaz de medir al menos una propiedad asociada con la emulsión. El analizador de cloro es capaz de medir el cloro total del petróleo crudo. El analizador de agua es capaz de medir un porcentaje de agua del petróleo crudo. El controlador ajusta sustancialmente en tiempo real al menos una de la caída de presión y la dosis del desemulsionante en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua.

45 En la presente memoria se describen sistemas y métodos para la monitorización y el control automatizados en tiempo real de la desalinización en una unidad de destilación de crudo. Los sistemas y métodos pueden ser ventajosos al reducir la variabilidad de la unidad, lo que puede llevar a alteraciones de la desalinización que, a su vez, pueden afectar a las operaciones de aguas residuales, la corrosión y la incrustación de los equipos de la unidad de crudo y otras aplicaciones aguas arriba. El sistema incluye una válvula de mezcla, un recipiente desalador, un indicador de nivel de emulsión acoplado a una superficie exterior del recipiente desalador, un analizador de cloro, un analizador de agua y un controlador acoplado operativamente a la válvula de mezcla, un indicador de nivel de

50 emulsión y/o analizador de cloro, y/o analizador de agua. En algunas realizaciones, el indicador de nivel de emulsión, el analizador de cloro y el analizador de agua pueden ser actualizados a una válvula de mezcla y un recipiente desalador incumbentes.

Los analizadores de desalador o los indicadores de nivel de emulsión convencionales utilizan sondas que se insertan en el recipiente desalador a través de puertos adecuados. Por consiguiente, si los puertos no existen en el

55 recipiente desalador, no se puede usar el analizador desalador convencional. Las sondas insertadas en el recipiente desalador pueden ser propensas a incrustaciones y a lecturas erróneas debido a la presencia de cera y/o sulfuro de hierro. Además, las sondas insertadas en el recipiente desalador se pueden dañar a través del proceso de inserción, retracción, calibración y durante una operación de inspección o limpieza en una parada. En contraste, el indicador de

nivel de emulsión descrito en la presente memoria está acoplado a una superficie exterior del recipiente desalador. Como tal, el sistema desalador descrito en la presente memoria puede no requerir que se inserte ninguna sonda en el recipiente desalador para medir al menos una propiedad asociada con la emulsión. Además, el indicador de nivel de emulsión se puede instalar sin la necesidad de apagar el sistema desalador.

5 1. Definiciones

A menos que se defina lo contrario, todos los términos técnicos y científicos utilizados en la presente memoria tienen el mismo significado que se entiende comúnmente por un experto en la técnica. En caso de conflicto, prevalecerá el presente documento, incluyendo las definiciones. Los métodos y materiales preferidos se describen a continuación, aunque métodos y materiales similares o equivalentes a los descritos en la presente memoria se pueden usar en la práctica o en las pruebas de la presente invención. Los materiales, métodos y ejemplos descritos en la presente memoria son solo ilustrativos y no pretenden ser limitativos.

Los términos "comprende y comprenden", "incluye e incluyen", "que tiene", "tiene", "puede", "contiene y contienen", y las variantes de los mismos, como se usan en la presente memoria, están destinados a ser frases, términos o palabras de transición abiertos que no excluyen la posibilidad de actos o estructuras adicionales. Las formas singulares "un", "una", "y" y "el", "la" incluyen las referencias plurales a menos que el contexto indique claramente lo contrario. La presente descripción también contempla otras realizaciones "que comprenden", "que consisten en" y "que consisten esencialmente en" las realizaciones o elementos presentados en la presente memoria, ya sea expuestos explícitamente o no.

A pesar de que los intervalos numéricos y los parámetros que exponen el amplio alcance de la invención son aproximaciones, los valores numéricos expuestos en los ejemplos específicos se informan con tanta precisión como sea posible. Sin embargo, cualquier valor numérico contiene inherentemente ciertos errores que resultan necesariamente de la desviación estándar encontrada en sus respectivas mediciones de prueba. Además, para la enumeración de intervalos numéricos en la presente memoria, se contempla explícitamente cada número intermedio entre los mismos con el mismo grado de precisión. Por ejemplo, para el intervalo de 6-9, los números 7 y 8 se contemplan además de 6 y 9, y para el intervalo 6.0-7.0, el número 6.0, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9, y 7.0 están contemplados explícitamente.

El término "controlador" se refiere a un operador manual o un dispositivo electrónico que tiene componentes tales como un procesador, dispositivo de memoria, medio de almacenamiento digital, una interfaz de comunicación que incluye circuitos de comunicación operables para soportar comunicaciones a través de cualquier número de protocolos y/o redes de comunicación, una interfaz de usuario (por ejemplo, una interfaz gráfica de usuario que puede incluir un tubo de rayos catódicos, pantalla de cristal líquido, pantalla de plasma, pantalla táctil u otro monitor) y/o otros componentes. El controlador es preferiblemente operable para la integración con uno o más circuitos integrados de aplicaciones específicas, programas, instrucciones o algoritmos ejecutables por ordenador, uno o más dispositivos cableados, dispositivos inalámbricos y/o uno o más dispositivos mecánicos. Además, el controlador es operable para integrar la realimentación, alimentación hacia delante o bucle o bucles predictivos de la invención. Algunas o todas las funciones del sistema del controlador pueden estar en una ubicación central, tal como un servidor de red, para su comunicación a través de una red de área local, red de área extensa, red inalámbrica, conexión a internet, enlace de microondas, enlace de infrarrojos, red cableada (por ejemplo, Ethernet) y similares. Además, otros componentes, tales como un acondicionador de señal o un monitor del sistema, se pueden incluir para facilitar la transmisión de la señal y los algoritmos de procesamiento de señal.

2. Sistema para monitorización y control de la desalinización en una unidad de crudo

La presente descripción está dirigida a un sistema para la monitorización y el control automatizados en tiempo real de la desalinización en una unidad de petróleo crudo. Haciendo referencia a la FIG. 1, el sistema 10 incluye una válvula de mezcla 14, un recipiente desalador 18, un indicador de nivel de emulsión 22, un analizador de cloro 26, un analizador de agua 30 y un controlador 34 acoplados operativamente a la válvula de mezcla 14, el indicador de nivel de emulsión 22, y/o el analizador de cloro 26, y/o analizador de agua 30. La válvula de mezcla 14 mezcla petróleo crudo 38 y agua de lavado 42 mediante una caída de presión a través de la válvula de mezcla 14, y por ello forma una corriente de petróleo crudo/fase de agua 46. En la realización ilustrada, la válvula de mezcla 14 incluye una entrada 50 para recibir el petróleo crudo 38 y el agua de lavado 42, y una salida 54 para descargar la corriente de petróleo crudo/fase de agua 46. La caída de presión en la realización ilustrada se determina entre la entrada 50 y la salida 54. El recipiente desalador 18 recibe la corriente de petróleo crudo/fase de agua 46, tras lo cual se forma una emulsión (no mostrada) en una interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua. El recipiente desalador 18 está configurado para entrar en contacto con la corriente de petróleo crudo/fase de agua 46 con una dosis de un desemulsionante 58 en un campo aplicado. En algunas realizaciones, el indicador de nivel de emulsión 22, el analizador de cloro 26 y el analizador de agua 30 se pueden actualizar a una válvula de mezcla incumbente 14 y un recipiente de desalador 18. Como se explica a continuación, la caída de presión a través de la válvula de mezcla 14 y la dosis del desemulsionante 58 se ajustan sustancialmente en tiempo real mediante el controlador 34 para la monitorización y el control automatizados en tiempo real de la desalinización.

El indicador de nivel de emulsión 22 está acoplado a una superficie exterior 62 del recipiente desalador 18. Como

tal, el indicador de nivel de emulsión 22 se puede instalar sin la necesidad de apagar el sistema 10. En algunas realizaciones, el indicador de nivel de emulsión 22 se coloca adyacente a la interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua. En realizaciones adicionales, el indicador de nivel de emulsión 22 se coloca en un primer intervalo de elevaciones, la interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua se coloca en un segundo intervalo de elevaciones, y se superponen el primer y segundo intervalos. En algunas realizaciones, el indicador de nivel de emulsión 22 se une a las líneas de prueba existentes (también llamadas "grifos" o "llaves de purga") en el exterior del recipiente desalador 18. Típicamente, cinco o seis líneas de prueba están integradas en un recipiente desalador para ver visualmente dónde está la emulsión, cuán ancha puede ser y de qué podría estar compuesta. La sujeción del indicador de nivel de emulsión 22 a las líneas de prueba permite una instalación más fácil en comparación con otras alternativas comerciales. Además, el trabajo de instalación se puede hacer bajo un "permiso de trabajo en frío" porque el indicador de nivel de emulsión 22 no necesita ser soldado directamente al recipiente desalador 18.

El indicador de nivel de emulsión 22 es capaz de medir al menos una propiedad asociada con la emulsión, por ejemplo, un ancho de la interfaz y una tasa de cambio. En algunas realizaciones, el indicador de nivel de emulsión 22 es capaz de medir un porcentaje de agua en, por debajo y por encima de la interfaz de crudo/petróleo y luego convertir éste a un nivel real (por ejemplo, pulgadas o cm/mm dependiendo del país), todo externo al recipiente desalador 18. En algunas realizaciones, el indicador de nivel de emulsión 22 funciona midiendo el contenido de hidrógeno en las fases de hidrocarburo, emulsión y agua dentro del recipiente desalador 18, con detectores y equipos 66 situados físicamente fuera del recipiente. Los detectores 66 pueden medir el contenido de hidrógeno en base a los principios de retrodispersión de neutrones. Por ejemplo, los detectores 66 pueden usar una fuente de radiación de bajo nivel tal como una derivada de americio 241 (²⁴¹Am). Un óxido de americio se puede presionar con berilio para hacer una fuente de neutrones eficiente para los detectores 66. Aunque la FIG. 1 ilustra el indicador de nivel de emulsión 2 como que incluye cuatro detectores 66 acoplados a la superficie exterior 62 del recipiente desalador 18, ha de ser apreciado que otras realizaciones pueden utilizar otros números de detectores 66. Por ejemplo, el indicador de nivel de emulsión 22 puede incluir uno o más, dos o más, tres o más, cuatro o más, cinco o más, seis o más, siete o más, ocho o más, nueve o más, o diez o más detectores 66. Cada detector 66 se puede situar en un nivel correspondiente de líneas de prueba existentes. Como tal, comprobar la precisión de la salida de los detectores 66 puede ser un proceso simple y regular. Cada detector 66 se puede conectar por cable a un lector multicanal que puede encaminar la salida a través de un hardware de comunicación al sistema de control de datos (no mostrado) como se explica a continuación. Como se explica a continuación, las propiedades de la emulsión medidas por el indicador de nivel de emulsión 22 se utilizan por el controlador 34 para la monitorización y el control automatizados en tiempo real de la desalación.

El analizador de cloro o el monitor de sal en crudo 26 es capaz de medir o determinar el cloro total del petróleo crudo. En algunas realizaciones, el analizador de cloro 26 puede medir el cloro total del petróleo crudo en base a bombardear o irradiar el petróleo crudo con neutrones. Los neutrones se ralentizan y, a partir de entonces, participan en reacciones de captura de neutrones térmicos con los elementos de cloro y azufre en el petróleo crudo. La radiación de energía de rayos gamma del petróleo crudo se emite en respuesta a la captura de neutrones térmicos. Se puede obtener una medida de la concentración de cloro y/o azufre en base a la detección de radiación gamma. Aunque se puede usar cualquier detector de rayos gamma adecuado, detectores de rayos gamma ejemplares incluyen los descritos en la Solicitud de Patente de EE.UU. Publicación N° 2009/0099808 titulada "Method for Monitoring Fouling in a Cooling Tower". Un detector de rayos gamma típico es un detector de centelleo de yoduro de sodio de 2 pulgadas, como los fabricados por Ludlum. Aunque no se muestra en la FIG. 1, un dispositivo de recuento de radiación recibe la señal del detector. Un Model 2200 Scalar Ratemeter de Ludlum es un tipo típico de dispositivo de recuento. El detector y el dispositivo de recuento miden la intensidad de la radiación gamma transmitida. Por ejemplo, un dispositivo de recuento típico puede mostrar la medición de la intensidad de radiación como recuentos de radiación por período de tiempo especificado (por ejemplo, 5000 recuentos/6 segundos).

En algunas realizaciones, el analizador de cloro 26 es capaz de medir un cloro total de alrededor de 3000 ppm o menos. En realizaciones adicionales, el analizador de cloro 26 puede medir un cloro total de alrededor de 3000 ppm o menos, 2000 ppm o menos, 1000 ppm o menos, 900 ppm o menos, 800 ppm o menos, 700 ppm o menos, 600 ppm o menos, 500 ppm o menos, 400 ppm o menos, 300 ppm o menos, 200 ppm o menos, 100 ppm o menos, 90 ppm o menos, 80 ppm o menos, 70 ppm o menos, 60 ppm o menos, 50 ppm o menos, 40 ppm o menos, 30 ppm o menos, 20 ppm o menos, 10 ppm o menos, 9 ppm o menos, 8 ppm o menos, 7 ppm o menos, 6 ppm o menos, 5 ppm o menos, 4 ppm o menos, 3 ppm o menos, 2.9 ppm o menos, alrededor de 2.8 ppm o menos, alrededor de 2.7 ppm o menos, alrededor de 2.6 ppm o menos, alrededor de 2.5 ppm o menos, alrededor de 2.4 ppm o menos, alrededor de 2.3 ppm o menos, alrededor de 2.2 ppm o menos, alrededor de 2.1 ppm o menos, alrededor de 2.0 ppm o menos, alrededor de 1.9 ppm o menos, alrededor de 1.8 ppm o menos, alrededor de 1.7 ppm o menos, alrededor de 1.6 ppm o menos, alrededor de 1.5 ppm o menos, alrededor de 1.4 ppm o menos, alrededor de 1.3 ppm o menos, alrededor de 1.2 ppm o menos, alrededor de 1.1 ppm o menos, o alrededor de 1.0 ppm o menos. Como se explica a continuación, el controlador 34 utiliza el cloro total del petróleo crudo medido por el analizador de cloro 26 para la monitorización y el control en tiempo real automatizados de la desalinización.

El analizador de agua 30 es capaz de medir un porcentaje de agua del petróleo crudo. En algunas realizaciones, el analizador de agua 30 es capaz de medir el porcentaje de agua de alrededor de 1.00% o menos. En algunas realizaciones, el analizador de agua 30 es capaz de medir un porcentaje de agua de alrededor de 0.01% o más, de 0.02% o más, de 0.03% o más, de 0.04% o más, de 0.05% o más, de alrededor de 0.10% o más, de alrededor de

0.15 % o más, alrededor de 0.20% o más, alrededor de 0.25% o más, alrededor de 0.30% o más, alrededor de 0.35% o más, alrededor de 0.40% o más, alrededor de 0.45% o más, alrededor de 0.50% o más, alrededor de 0.55% o más, alrededor de 0.60% o más, alrededor de 0.65% o más, alrededor de 0.70% o más, alrededor de 0.75% o más, alrededor de 0.80% o más, alrededor de 0.85% o más, alrededor de 0.90% o más, o alrededor de 0.95% o más. En realizaciones adicionales, el analizador de agua 30 es capaz de medir un porcentaje de agua de alrededor de 1.00% o menos, alrededor de 0.95% o menos, alrededor de 0.90% o menos, alrededor de 0.85% o menos, alrededor de 0.80% o menos, alrededor de 0.75% o menos, alrededor de 0.70% o menos, alrededor de 0.65% o menos, alrededor de 0.60% o menos, alrededor de 0.55% o menos, alrededor de 0.50% o menos, alrededor de 0.45% o menos, alrededor de 0.40% o menos, alrededor de 0.35% o menos, alrededor de 0.30% o menos, alrededor de 0.25% o menos, alrededor de 0.20% o menos, alrededor de 0.15% o menos, o alrededor de 0.10% o menos. Esto incluye porcentajes de agua de alrededor de 0.01% a alrededor de 1.00%, de 0.05% a alrededor de 1.00%, o alrededor de 0.05% a alrededor de 0.50%. Como se explica a continuación, el controlador 34 utiliza el porcentaje de agua del petróleo crudo medido por el analizador de agua 30 para la monitorización y el control en tiempo real automatizados de la desalinización.

El controlador 34 ajusta sustancialmente en tiempo real al menos una de la caída de presión a través de la válvula de mezcla 14 (por ejemplo, cuánto se abre y cierra la válvula de mezcla 14) y la dosis del desemulsionante 58 en respuesta a al menos uno de las propiedades medidas, cloro total y porcentaje de agua. En algunas realizaciones, el controlador 34 controla que el cloro total en el petróleo crudo sea menor que alrededor de 3.0 ppm, menor que alrededor de 2.9 ppm, menor que alrededor de 2.8 ppm, menor que alrededor de 2.7 ppm, menor que alrededor de 2.6 ppm, menor que alrededor de 2.5 ppm, menor que alrededor de 2.4 ppm, menor que alrededor de 2.3 ppm, menor que alrededor de 2.2 ppm, menor que alrededor de 2.1 ppm, menor que alrededor de 2.0 ppm, menor que alrededor de 1.9 ppm, menor que alrededor de 1.8 ppm, menor que alrededor de 1.7 ppm, menor que alrededor de 1.6 ppm, menor que alrededor de 1.5 ppm, menor que alrededor de 1.4 ppm, menor que alrededor de 1.3 ppm, menor que alrededor de 1.2 ppm, menor que alrededor de 1.1 ppm, o menor que alrededor de 1.0 ppm. Limitar el cloro total a menor que alrededor de 3 ppm en el petróleo crudo puede proteger los procesos aguas abajo del exceso de corrosión, y también reducir la cantidad de sodio (Na) que va aguas abajo. El sodio puede desactivar los catalizadores utilizados en unidades de craqueo catalítico de fluidos y otras unidades, y puede causar altas tasas de incrustación en hornos y colocar productos terminados (como coque de alta calidad) fuera de especificación. Para reducir la cantidad de sodio que va aguas abajo, el controlador 34 puede controlar ventajosamente el cloro total del petróleo crudo.

En algunas realizaciones, el controlador 34 ajusta de forma sustancialmente continua al menos una de la caída de presión y la dosis del desemulsionante 58 en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua. Sin embargo, en otras realizaciones, la caída de presión y la dosis del desemulsionante 58 se ajustan de forma intermitente o en relación con un programa como se determina para el sistema particular 10. En algunas realizaciones, el controlador 34 es capaz de generar una alerta/alarma cuando al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua cambia en más de una cantidad predeterminada. En realizaciones adicionales, el controlador 34 es capaz de generar una alerta/alarma cuando las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua cambian en más de una cantidad predeterminada en una cantidad de tiempo predeterminada. En respuesta a los cambios de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua, el controlador 34 puede proporcionar una alerta temprana de que el sistema 10 está cambiando para evitar efectos potencialmente perjudiciales del cambio.

El agua de lavado 42 y el desemulsionante 58 se pueden introducir al sistema 10 utilizando cualquier tipo adecuado de bomba de alimentación química. Más comúnmente, las bombas de inyección de desplazamiento positivo se utilizan o bien con alimentación eléctrica o bien neumática. Las bombas de flujo continuo algunas veces se usan para asegurar que los productos químicos especializados se inyecten de manera adecuada y precisa en una corriente de proceso que se mueve rápidamente. Aunque se puede usar cualquier bomba o sistema de suministro adecuado, las bombas y los métodos de bombeo ejemplares incluyen los descritos en las Patentes de EE.UU. N° 5.066.199 titulada "Method for Injection Treatment Chemicals Using a Constant Flow Positive Displacement Pumping Apparatus" y 5.195.879, titulada "Improved Method for Injecting Treatment Chemicals Using a Constant Flow Positive Displacement Pumping Apparatus".

Las bombas de inyección de productos químicos pueden estar en comunicación fluida con uno o más dispositivos de almacenamiento. En un aspecto, podría haber un conducto que discurre desde la bomba de inyección de productos químicos al dispositivo de almacenamiento. Si es necesario, la bomba de inyección de productos químicos podría suministrar entonces un producto químico a través del conducto y al dispositivo de almacenamiento. También puede haber múltiples bombas de inyección de productos químicos y cada bomba puede tener un conducto que se discurre desde la misma al dispositivo de almacenamiento, o cada dispositivo de almacenamiento, si hay más de un dispositivo de almacenamiento. Cada bomba de inyección de productos químicos diferente puede tener un producto químico diferente alojado dentro de la misma, de modo que, en base a las mediciones de la muestra, se podrían añadir uno o más productos químicos diferentes al sistema 10 para modificar sus propiedades. En otros aspectos, las bombas de inyección de productos químicos no necesitan comprender conductos para encaminar el producto químico al dispositivo de almacenamiento, sino que en su lugar se pueden situar suficientemente cerca del dispositivo de almacenamiento de modo que puedan simplemente liberar los productos químicos en el dispositivo de almacenamiento de una manera similar a una grifo sobre un lavabo. Además, una bomba de inyección de productos

químicos puede comprender un conducto que conduce directamente a una tubería en el sistema 10. En todos los aspectos, las bombas de inyección de productos químicos descritas actualmente pueden estar en comunicación con el controlador 34, como se describirá en lo sucesivo con mayor detalle.

5 En algunas realizaciones, el controlador 34 es operable para transmitir señales dirigidas a un sistema de control de datos (no mostrado), y las señales están asociadas con al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua. La transmisión de datos de parámetros medidos o señales a bombas químicas, alarmas, dispositivos de monitorización remotos tales como ordenadores o teléfonos celulares, u otros componentes del sistema se logra utilizando cualquier dispositivo adecuado, y a través de cualquier número de redes cableadas y/o inalámbricas, incluyendo como ejemplos, WiFi, WiMAX, Ethernet, cable, línea de abonado digital, Bluetooth, tecnologías celulares (por ejemplo, 2G, 3G, Sistemas de Telecomunicaciones Móviles Universales (UMTS), GSM, Evolución a Largo Plazo (LTE), o más), etc. El Nalco Global Gateway es un ejemplo de un dispositivo adecuado. Se puede usar cualquier estándar o estándares de interfaz adecuados, tales como una interfaz Ethernet, una interfaz inalámbrica (por ejemplo, IEEE 802.11a/b/g/x, 802.16, Bluetooth, óptica, de infrarrojos, de radiofrecuencia, etc.), bus serie universal, red telefónica, similares, y combinaciones de tales interfaces/conexiones. Como se usa en la presente memoria, el término "red" abarca todos estos métodos de transmisión de datos. Cualquiera de los dispositivos descritos (por ejemplo, sistemas de archivo, estaciones de análisis de datos, dispositivos de captura de datos, dispositivos de proceso, dispositivos de monitorización remotos, bombas de inyección de productos químicos, etc.) se pueden conectar entre sí utilizando la interfaz o conexión descrita anteriormente u otra adecuada.

20 Por ejemplo, cuando el sistema 10 comprende una o más bombas de inyección de productos químicos, estas bombas de inyección de productos químicos pueden estar en comunicación con el controlador 34 de cualquier número de formas, incluyendo, como ejemplos, a través de cualquier combinación de conexión cableada, una conexión inalámbrica, electrónicamente, celularmente, a través de infrarrojos, satélite o según cualquier otro tipo de redes, topologías, protocolos, estándares de comunicación y más. Por consiguiente, el controlador 34 puede enviar señales a las bombas para controlar sus velocidades de alimentación química.

25 En un aspecto, el sistema 10 se implementa para tener una pluralidad de sensores (por ejemplo, incluyendo, pero no limitados a, el indicador de nivel de emulsión 22, el analizador de cloro 26 y el analizador de agua 30) que proporcionan realimentación continua o intermitente, alimentación hacia delante, o información predictiva al controlador 34, que puede retransmitir esta información a un dispositivo de retransmisión, tal como Nalco Global Gateway, que puede transmitir la información a través de comunicaciones celulares a un dispositivo remoto, tal como un teléfono celular, un ordenador o cualquier otro dispositivo que puede recibir comunicaciones celulares. Este dispositivo remoto puede interpretar la información y enviar automáticamente una señal (por ejemplo, instrucciones electrónicas) de vuelta, a través del dispositivo de retransmisión, al controlador 34 para hacer que el controlador 34 haga ciertos ajustes a la salida de las bombas. La información también se puede procesar internamente por el controlador 34 y el controlador 34 puede enviar automáticamente señales a las bombas, para ajustar la cantidad de inyección de productos químicos. En base a la información recibida por el controlador 34 de la pluralidad de sensores o del dispositivo remoto, el controlador 34 puede transmitir señales a las diversas bombas para hacer ajustes automáticos en tiempo real, para la cantidad de producto químico que las bombas están inyectando en el sistema 10.

40 En la realización ilustrada, el sistema 10 incluye además un analizador de efluente de salmuera 70 capaz de medir un porcentaje de petróleo de la fase de agua. En algunas realizaciones, el analizador de efluente de salmuera 70 es capaz de medir el porcentaje de petróleo de alrededor de 2.00% o menos. En algunas realizaciones, el analizador de efluente de salmuera 70 es capaz de medir el porcentaje de petróleo de alrededor de 0.005% a alrededor de 0.100%. En algunas realizaciones, el analizador de efluente de salmuera 70 es capaz de medir un porcentaje de petróleo de alrededor de 0.005% o más, alrededor de 0.006% o más, alrededor de 0.007% o más, alrededor de 0.008% o más, alrededor de 0.009% o más, alrededor de 0.010% o más, alrededor de 0.020% o más, alrededor de 0.030% o más, alrededor de 0.040% o más, alrededor de 0.050% o más, alrededor de 0.060% o más, alrededor de 0.070% o más, alrededor de 0.080% o más, o alrededor de 0.090% o más. En realizaciones adicionales, el analizador de efluente de salmuera 70 es capaz de medir un porcentaje de petróleo de alrededor de 2.00% o menos, 1.00% o menos, 0.900% o menos, 0.800% o menos, 0.700% o menos, 0.600% o menos, 0.500% o menos, 0.400% o menos, 0.300% o menos, 0.200% o menos, 0.100% o menos, 0.090% o menos, alrededor de 0.080% o menos, alrededor de 0.070% o menos, alrededor de 0.060% o menos, alrededor de 0.050% o menos, alrededor de 0.040% o menos, alrededor de 0.030% o menos, alrededor de 0.020% o menos, alrededor de 0.010% o menos, alrededor de 0.009% o menos, alrededor de 0.008% o menos, alrededor de 0.007% o menos, o alrededor de 0.006% o menos. El controlador 34 puede estar acoplado operativamente al analizador de efluente de salmuera 70, y ajustar sustancialmente en tiempo real una dosis de un aditivo adjunto en respuesta al porcentaje de petróleo medido para mantener el contenido de petróleo en el efluente dentro de un intervalo predeterminado.

55 Haciendo referencia también a la FIG. 2, el controlador 34 puede acomodar una pantalla de diagnóstico o un tablero de mandos 74. Por ejemplo, la pantalla de diagnóstico 74 puede incluir uno o más de los siguientes: una tabla 78 que enumera los voltios y amperios utilizados para aplicar el campo eléctrico en el recipiente desalador 18, una lista 82 de sal, cloro y/o azufre, y agua en el petróleo crudo; una lista 86 de la sal, el cloro y/o el azufre, y el agua en el crudo desalado; y un porcentaje de petróleo 90 de la fase de agua. También se pueden usar otras disposiciones de la pantalla de diagnóstico 74.

3. Método de monitorización y control de desalinización en una unidad de destilación de crudo

En funcionamiento, el petróleo crudo 38 y el agua de lavado 42 se mezclan mediante una caída de presión a través de la válvula de mezcla 14, formando por ello la corriente de petróleo crudo/fase de agua 46. La corriente de petróleo crudo/fase de agua 46 se suministra al recipiente desalador 18, tras lo cual se forma una emulsión en una interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua. La corriente de petróleo crudo/fase de agua 46 se pone en contacto con una dosis del desemulsionante 58 en un campo eléctrico aplicado. Se mide al menos una propiedad asociada con la emulsión (por ejemplo, un ancho de la interfaz y una tasa de cambio) utilizando el indicador de nivel de emulsión 22. Se mide un cloro total y un porcentaje de agua del petróleo crudo. Al menos uno de la caída de presión y la dosis del desemulsionante se ajusta sustancialmente en tiempo real en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua. Por ejemplo, si el controlador 34 ve un aumento sostenido del cloro total o un nivel de cloro total de alrededor de 3 ppm o más, el controlador 34 puede estar recomendando cambios a los ajustes de la válvula de mezcla 14 para mantener el cloro total en alrededor de 3 ppm o menos. Se debería apreciar que se debería determinar un intervalo de concentración de ion cloruro adecuado u óptimo para cada sistema individual. El intervalo óptimo para un sistema puede variar considerablemente de aquél para otro sistema. Está dentro del concepto de la invención cubrir cualquier posible intervalo óptimo de concentración de ion cloruro.

En algunas realizaciones, una dosis de un producto cáustico se inyecta sustancialmente en tiempo real en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total y el porcentaje de agua. Como agente cáustico, una solución diluida de hidróxido de sodio se prepara típicamente en una concentración del 5 al 10% (7.5 a 14° Baume) por facilidad de manipulación y mejorar la distribución una vez inyectada en el petróleo crudo 38 o agua de lavado 42, por ejemplo. La concentración se puede ajustar según las condiciones ambientales, tales como para el punto de congelación en climas fríos. En algunas realizaciones, los cambios en la bomba cáustica están limitados en frecuencia. En algunos aspectos, los límites de ajuste se establecen en un máximo de 1 por 30 min y los ajustes secuenciales en la misma dirección no pueden exceder de 8. Por ejemplo, en algunas realizaciones, después de 8 ajustes totales o un cambio de 50% o 100%, la bomba se podría suspender durante una cantidad de tiempo (por ejemplo, 2 o 4 horas) y se podría desencadenar una alarma. Si se encuentra tal situación, es ventajoso desencadenar una alarma para alertar a un operador. También se pueden implementar otros límites, tales como la salida máxima de la bomba o la contribución máxima de sodio al sistema. Se debería apreciar que está dentro del alcance de la invención hacer cualquier número de ajustes en cualquier dirección sin limitación. Tales límites se aplican como se determina por el operador o como estén preestablecidos en el controlador 34. Los sistemas y métodos descritos para la monitorización y el control automatizados en tiempo real de la desalinización se pueden usar en una variedad de sistemas, incluyendo en una unidad de petróleo crudo y en todas las tecnologías de desalinización y/o deshidratación, utilizadas en procesos de petróleo y gas aguas arriba y aguas abajo, con y sin campos electrostáticos.

Se entiende que la descripción detallada precedente y los ejemplos que se acompañan son meramente ilustrativos y no han de ser tomados como limitaciones del alcance de la invención, que se define únicamente por las reivindicaciones adjuntas.

Diversos cambios y modificaciones a las realizaciones descritas serán evidentes para los expertos en la técnica.

REIVINDICACIONES

1. Un método de monitorización y control de la desalinización en una unidad de destilación de crudo, que comprende:
- 5 mezclar petróleo crudo y agua de lavado mediante una caída de presión a través de una válvula de mezcla, formando por ello una corriente de petróleo crudo/fase de agua;
- suministrar la corriente de petróleo crudo/fase de agua en un recipiente desalador, tras lo cual se forma una emulsión en una interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua;
- poner en contacto la corriente de petróleo crudo/fase de agua con una dosis de un desemulsionante en un campo eléctrico aplicado;
- 10 medir al menos una propiedad asociada con la emulsión utilizando un indicador de nivel de emulsión;
- medir de un cloro total y un porcentaje de agua del petróleo crudo; y
- ajustar en tiempo real al menos una de la caída de presión y la dosis del desemulsionante en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total, y el porcentaje de agua,
- 15 que comprende además medir un porcentaje de petróleo de la fase de agua y ajustar en tiempo real una dosis de un aditivo adjunto en respuesta al porcentaje de petróleo medido,
- en donde las propiedades asociadas con la emulsión incluyen un ancho de la interfaz y una tasa de cambio,
- que comprende además inyectar en tiempo real una dosis de un producto cáustico en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total, y el porcentaje de agua.
2. El método de la reivindicación 1, en donde el porcentaje de agua se mide en el intervalo de 0.01% a 1.00%.
- 20 3. El método de la reivindicación 1, en donde al menos una de la caída de presión y la dosis del desemulsionante se ajusta de una forma continua en respuesta a al menos una de las propiedades medidas, el cloro total, y el porcentaje de agua.
4. El método de la reivindicación 1, que comprende además transmitir señales a un sistema de control de datos, en donde las señales están asociadas con al menos una de las propiedades medidas, el cloro total, y el porcentaje de agua.
- 25 5. El método de la reivindicación 1, que comprende además generar una alarma cuando al menos una de las propiedades medidas, el cloro total, y el porcentaje de agua cambia en más de una cantidad predeterminada.
6. El método de la reivindicación 1, en donde el indicador de nivel de emulsión se coloca adyacente a la interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua,
- 30 o en donde el indicador de nivel de emulsión se coloca en un primer intervalo de elevaciones, la interfaz entre el petróleo crudo y la fase de agua se coloca en un segundo intervalo de elevaciones, y se superponen el primer y segundo intervalos.

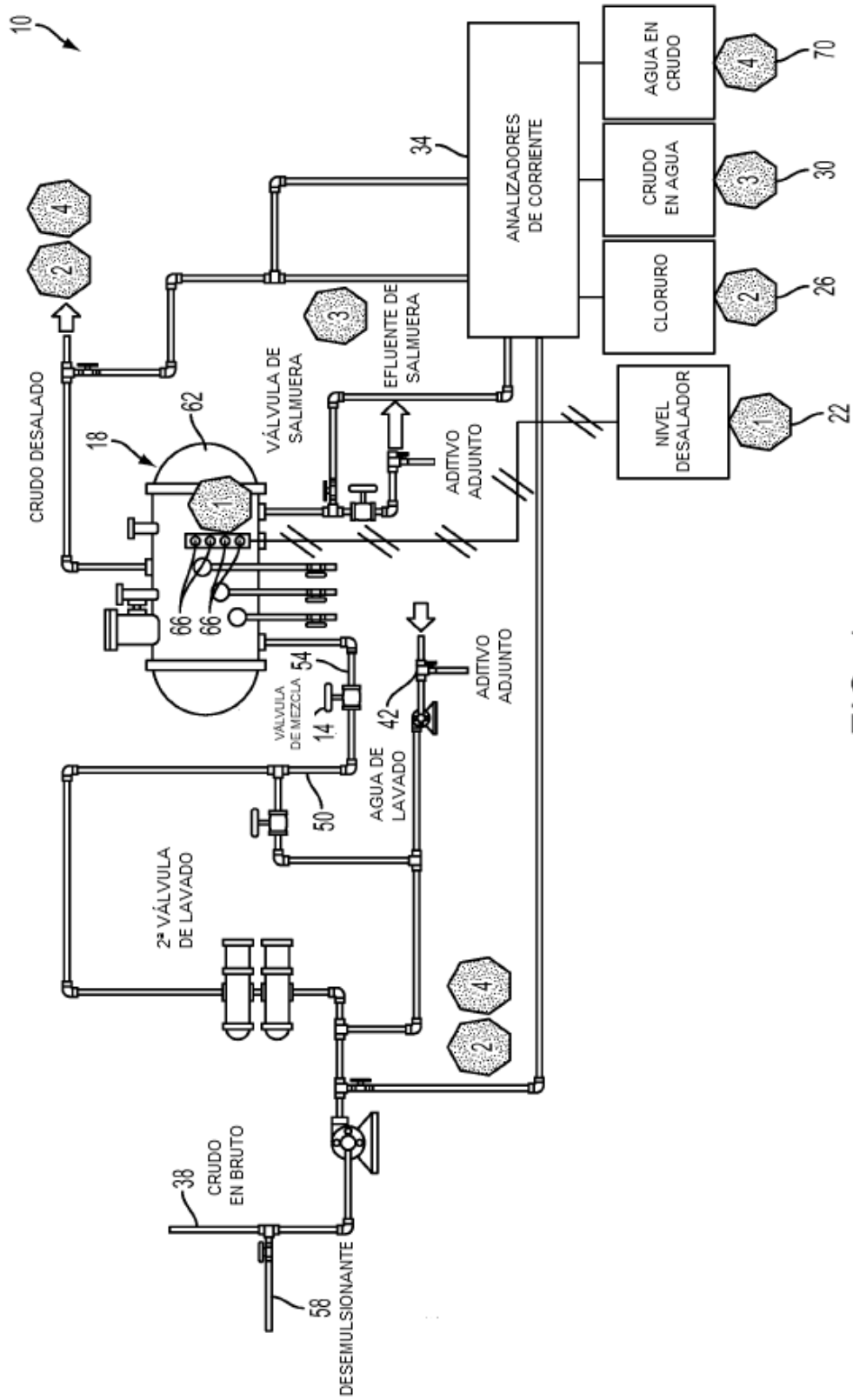


FIG. 1

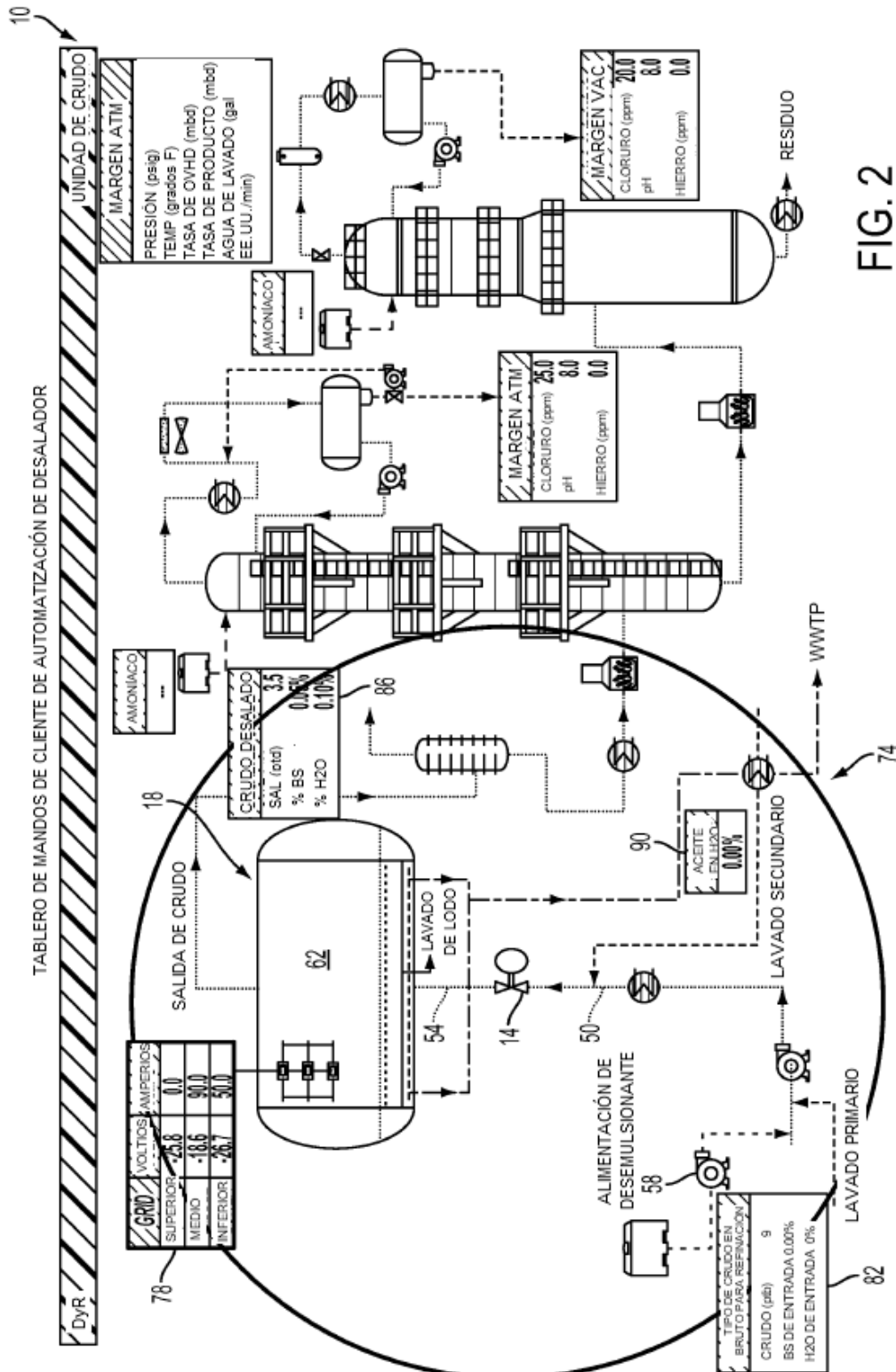


FIG. 2