

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 965 427**

51 Int. Cl.:

B01D 53/14 (2006.01)

C10L 3/10 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **22.01.2016 PCT/IB2016/000112**

87 Fecha y número de publicación internacional: **28.07.2016 WO16116815**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.01.2016 E 16713571 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.09.2023 EP 3247484**

54 Título: **Disolvente y método para eliminar gases ácidos de una mezcla gaseosa**

30 Prioridad:

22.01.2015 US 201562106424 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
15.04.2024

73 Titular/es:

**CARBON CLEAN SOLUTIONS LIMITED (100.0%)
4th Floor The Anchorage
34 Bridge Street Reading RG1 2LU, GB**

72 Inventor/es:

**BUMB, PRATEEK y
NEELISETTY, GOPI, KIRAN**

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 965 427 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

Disolvente y método para eliminar gases ácidos de una mezcla gaseosa

Campo de la tecnología

5 Esta divulgación se refiere en general a un disolvente de absorción y, más particularmente, a un disolvente de absorción para eliminar gases ácidos como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono con presiones parciales elevadas.

Antecedentes

10 Los gases naturales ácidos representan aproximadamente el 50 % de las reservas de gas remanentes en el mundo y las especificaciones relativas al contenido de azufre de estos gases son cada vez más exigentes. La purificación de mezclas gaseosas, y en particular de mezclas gaseosas de hidrocarburos como el gas natural, que consiste principalmente en metano, o de gas de síntesis, para eliminar de las mismas contaminantes e impurezas es una operación habitual en la industria. Estas impurezas y contaminantes son, en particular, los "gases ácidos" como, por ejemplo, el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S); los compuestos que contienen azufres distintos del sulfuro de hidrógeno (H₂S), como, por ejemplo, el sulfuro de carbonilo (COS) y los mercaptanos (R--SH, donde R es un grupo alquilo); agua y determinados hidrocarburos.

15 Generalmente, un disolvente tiene sus propias ventajas y desventajas en cuanto a características como la capacidad de carga, cinética, energía de regeneración, selectividad, estabilidad, corrosividad, etc. La presente divulgación se orienta a un disolvente mejorado con propiedades inesperadas.

Los disolventes de la técnica anterior se divulgan en FR 2990878 A1 y en WO 2014/118633.

20 Resumen

La presente divulgación se refiere a una composición disolvente de acuerdo con la reivindicación 1 para eliminar parcial o completamente los gases de una corriente gaseosa mediante el lavado de la corriente gaseosa con una solución que contiene una combinación de disolventes físicos y químicos. Los gases pueden ser dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y/o COS, mercaptanos (R--SH). Esta divulgación se refiere además a un proceso de acuerdo con la reivindicación 3.

25 Adicionalmente, esta divulgación se refiere a un líquido absorbente, que tiene una viscosidad y una capacidad de carga más óptimas, que puede utilizarse en un proceso de purificación para la eliminación de gases ácidos.

Breve descripción de las ilustraciones

30 Las características, naturaleza y ventajas de la presente divulgación se harán más evidentes a partir de la descripción detallada que se expone a continuación cuando se consideren conjuntamente con las ilustraciones en las que los caracteres de referencia similares identifican aspectos correspondientes a lo largo del documento.

La FIG. 1 es una representación gráfica que ilustra datos de capacidad neta de disolventes ejemplares de acuerdo con la presente divulgación.

35 La FIG. 2 es una representación gráfica que ilustra datos del equilibrio vapor-líquido a 40 °C de los disolventes ejemplares de acuerdo con la presente divulgación.

La FIG. 2 es una representación gráfica que ilustra datos del equilibrio vapor-líquido a 40 °C de los disolventes ejemplares de acuerdo con la presente divulgación.

Descripción detallada

40 Esta divulgación incluye un disolvente y un proceso para eliminar gases ácidos, y opcionalmente sulfuro de hidrógeno y/o COS, metilmercaptano/tioles de metano, de una corriente de gas o mezcla gaseosa mediante el lavado de la corriente de gas con una solución acuosa que contiene agua, tiodiglicol, metildietanolamina (MDEA), amina etilpiperazina (AEP) como activador de aminas y carbonato potásico. La divulgación se refiere a los disolventes que se han venido utilizando en el método anterior que tienen una viscosidad reducida. La viscosidad de un disolvente es una propiedad fisicoquímica importante necesaria para el transporte de los fluidos en los procesos químicos. Las densidades y viscosidades específicas del disolvente tienen un papel importante en el diseño del proceso y el funcionamiento de una planta de proceso de tratamiento de gas. Generalmente, los disolventes con menor viscosidad ofrecen mayores índices cinéticos de absorción de gases ácidos. El uso del activador de aminas amino etil piperazina mejora el rendimiento del sistema de limpieza de gases ácidos. Para reducir la presión de vapor general del sistema absorbente y para aumentar el sitio activo de la amina en el sistema de separación, un tampón de carbonato potásico desempeña un papel específico. También, para aumentar la admisión de CO₂ por el disolvente a altas presiones.

De acuerdo con la invención, el disolvente para eliminar gases ácidos de una mezcla gaseosa tiene MDEA, que está entre aproximadamente un 30 % en peso y aproximadamente un 45 % en peso, AEP que está entre aproximadamente un 5 % en peso y aproximadamente un 10 % en peso, tiodiglicol que está entre aproximadamente un 10 % y un 25 % en peso, un tampón de carbonato de potasio que está entre un 0,1 % y un 2,0 % en peso. El disolvente contiene menos de aproximadamente un 60 % en peso de agua, está en una sola fase líquida y tiene una viscosidad inferior a 11 centipoise (cP) a 40 °C.

En una realización particularmente significativa, el disolvente para eliminar gases ácidos de una mezcla gaseosa comprende MDEA que es aproximadamente un 32 % en peso, N-aminoetilpiperazina (AEP) que es aproximadamente un 8 % en peso, tiodiglicol que es aproximadamente un 20 % en peso, un tampón K_2CO_3 , donde el tampón es aproximadamente un 0,2 % en peso, y el disolvente contiene menos de aproximadamente un 60 % en peso de agua. El disolvente está en una sola fase líquida y el disolvente tiene una viscosidad inferior a 11 cP a 40 °C con una concentración de CO_2 inferior a 2,2M. El disolvente puede tener una viscosidad de entre 7 y 9 cP a 40 C con una concentración de CO_2 prácticamente nula. En otros ejemplos, el disolvente también tiene una viscosidad entre 10 cP y 11 cP a 40 °C y con menos de 2,5M de CO_2 .

Una mezcla para absorber los gases aquí descritos a partir de una corriente de gas incluye un disolvente físico de tiodiglicol y la amina terciaria metildietanolamina (MDEA). Esta mezcla presenta una capacidad de absorción y una selectividad adecuadas para la absorción de gases ácidos. Además, el rendimiento de esta mezcla es beneficioso a una presión parcial alta de CO_2 , como entre 5 bar y 70 bar, por ejemplo. La relación líquido/gas del sistema disolvente aquí divulgado puede manipularse, por ejemplo, a altas presiones y/o hacer una eliminación profunda del dióxido de carbono. Por otra parte, la adición de aminoetilpiperazina (AEP) y carbonato potásico mejora la cinética del sistema en comparación con los sistemas conocidos actualmente en la técnica, lo que mejora la relación y reducción de líquido/gas en la presión de vapor del sistema de disolvente. Además, puede obtenerse una eliminación profunda del dióxido de carbono.

La adición de un compuesto activador adecuado, por ejemplo, en cantidades relativamente pequeñas, permite *flashear* más dióxido de carbono a una presión relativamente alta en comparación con absorbentes químicos acuosos similares conocidos en la técnica. Pueden formarse carbamatos a altas cargas de disolvente. Estos carbamatos son insolubles en solución acuosa. Por lo tanto, se utiliza una cantidad limitada del activador amino etil piperazina con soluciones químicas puramente acuosas. No obstante, dichas limitaciones de carbamato no se producen en mezclas de disolventes físicos de tiodiglicol. Así pues, la presente divulgación proporciona un método para eliminar dióxido de carbono, y opcionalmente sulfuro de hidrógeno y/o COS, de una corriente de gas lavando la corriente de gas con una solución acuosa que contiene amina terciaria MDEA, el disolvente físico tiodiglicol, y el activador de amina amino etil piperazina con sal de potasio como tampón.

El disolvente incluye un segundo compuesto que actúa como activador. La concentración del compuesto activador varía entre el 5 % y el 10 % en peso. Además, la concentración del compuesto activador puede ser de aproximadamente el 8 % en peso. El activador reactivo es amino etil piperazina.

El disolvente también incluye tiodiglicol para aumentar la capacidad neta del disolvente a altas presiones parciales de CO_2 y reducir el consumo general de energía de los procesos. La concentración de este compuesto físico varía entre el 10 % y el 25 % en peso. Por otra parte, este compuesto físico puede tener una concentración comprendida entre el 15 % y el 20 % en peso. En otros ejemplos, el tiodiglicol puede estar entre el 10 % en peso y el 20 % en peso.

Adicionalmente, el disolvente incluye un cuarto compuesto que a su vez incluye una sal de tampón de potasio que reduce la presión de vapor general del sistema absorbente y que actúa como catalizador para proporcionar el sitio de la amina activa para el proceso de separación del gas ácido.

Los gases a tratar en el proceso aquí divulgado pueden ser un gas de síntesis, obtenido, por ejemplo, por oxidación parcial (catalítica) y/o por reformación con vapor de metano de hidrocarburos, por ej., metano, gas natural o asociado, nafta, diésel y fracciones residuales líquidas, gases procedentes de la gasificación de carbón/biomasa, gases de coquería, gases de refinería, hidrógeno y gases que contienen hidrógeno, y gas de síntesis o gas natural. El proceso puede realizarse a una temperatura entre 15 °C y 90 °C. Además, el proceso puede realizarse entre 25 °C y 80 °C. Asimismo, el proceso puede realizarse entre 40 °C y 65 °C. El proceso también puede realizarse a una presión entre 10 bar y 150 bar. Adicionalmente, el proceso puede realizarse a una presión entre 15 bar y 90 bar.

El proceso que utiliza el disolvente puede llevarse a cabo de forma continua mediante la regeneración del disolvente cargado. El contacto de la mezcla gaseosa con el disolvente absorbente puede realizarse por cualquier medio conocido en la técnica. Por ejemplo, puede realizarse en una columna de absorción con placas de válvulas, placas de tapas de burbujas, placas deflectoras y similares, y también puede aplicarse un empaquetamiento estructurado/aleatorio. La cantidad de CO_2 eliminado puede optimizarse cambiando la relación disolvente/gas. La relación disolvente/gas puede ser de 1,0 a 10 (p/p). El disolvente cargado puede contener, además de CO_2 y, opcionalmente, H_2S y/o COS, cantidades apreciables de otros compuestos de la mezcla gaseosa que se va a purificar, como hidrocarburos, monóxido de carbono, hidrógeno, etc. Estos compuestos (no ácidos) pueden eliminarse del disolvente cargado mediante *flashing* a una presión superior a

la suma de la presión parcial perteneciente al CO₂ y opcionalmente al H₂S y/o COS. En este caso, se liberan pequeñas cantidades de CO₂ y, opcionalmente, de H₂S y COS del disolvente con los compuestos (no ácidos). El disolvente cargado también puede *flashearse* en un segundo paso a una presión inferior a las presiones parciales de CO₂ y opcionalmente de H₂S y COS a la temperatura reinante. Este *flashing* puede realizarse a una presión comprendida entre 1 bar y 15 bar. Además, también puede realizarse entre 1 y 10 bares. Adicionalmente, el *flashing* puede producirse a presión ambiente. Tras el *flashing*, el disolvente cargado puede regenerarse a una temperatura relativamente alta y a una presión de entre 1 bar y 5 bar. Por otra parte, la regeneración del disolvente cargado puede producirse entre 1 bar y 3 bar. La regeneración puede realizarse por calentamiento, en una columna de regeneración, una temperatura comprendida entre 70 °C y 150 °C. El calentamiento puede realizarse con vapor o aceite caliente. El disolvente absorbente pobre puede utilizarse de nuevo en la fase de absorción. El disolvente pobre puede intercambiarse térmicamente con el disolvente cargado.

Se puede proporcionar un interenfriamiento del absorbedor para mantener un perfil de temperatura constante en el absorbedor. Una corriente de un 10 % a un 70 % del flujo volumétrico de la parte inferior de la sección de empaquetamiento en el absorbedor se puede retirar, enfriar y enviar a la parte superior de la sección de empaquetamiento. Además, puede utilizarse una corriente del 30 % al 50 % de flujo volumétrico.

El disolvente puede ser capaz de eliminar H₂S, COS y los mercaptanos del proceso de purificación y puede ser capaz de hacer que el gas mencionado sea útil para otras aplicaciones no divulgadas en esta especificación.

De acuerdo con la invención, el disolvente tiene MDEA que se sitúa entre aproximadamente un 30 % en peso y un 40 % en peso, tiodiglicol entre aproximadamente un 10 % y un 25 % en peso, AEP entre un 5 % y un 10 % en peso y K₂CO₃ entre un 0,1 % y un 0,5 % en peso. En otras realizaciones, el disolvente tiene MDEA entre aproximadamente un 30 y un 38 % en peso, tiodiglicol entre aproximadamente un 10 y un 20 % en peso, AEP entre un 5 y un 10 % y K₂CO₃ entre un 0,1 y un 0,3 % en peso.

En otra realización específica, el disolvente tiene MDEA con aproximadamente un 32 % en peso, tiodiglicol con aproximadamente un 20 % en peso, AEP con aproximadamente un 8 % en peso y un tampón de K₂CO₃ con aproximadamente un 0,18 % en peso. En un ejemplo, el disolvente puede tener una composición de un 32 % en peso de MDEA, un 8 % en peso de AEP, un 0,2 % en peso de K₂CO₃, un 20 % en peso de tiodiglicol y el resto es agua. Asimismo, los porcentajes en peso de los componentes de la composición pueden tener variaciones del 10 %, 3 % y 1 %, por ejemplo. En esta realización, la viscosidad del disolvente era inferior a 11 cP a 40 °C y con una concentración de CO₂ inferior a 2,5M. Cuando se descargó el disolvente, la viscosidad era de aproximadamente 7 y 9 cP a 40 °C.

En otra realización superpuesta a la composición de la reivindicación 1, el disolvente absorbente contenía el disolvente físico tiodiglicol entre un 10 y un 30 % en peso, la amina terciaria MDEA entre un 20 y un 40 % en peso, el activador amínico amino etil piperazina entre un 3 y un 15 % en peso, y el tampón de carbonato potásico entre un 0,1 y un 4 % en peso, siendo el resto del disolvente agua.

Ejemplos

Ejemplo 1

(Ejemplo comparativo)

En este ejemplo, la mezcla gaseosa ácida se trató con (a) una solución absorbente (etiquetado Disolvente A) con contenido de agua, MDEA, piperazina en proporciones respectivas del 60 %, 35 %, 5 % en peso, respectivamente, y (b) un disolvente ejemplar (etiquetado Synpure) con MDEA con un 32 % en peso, TDG con aproximadamente un 20 %, AEP con aproximadamente un 8 % en peso y K₂CO₃ con aproximadamente un 0,2 o un 0,18 % en peso.

Las FIGs. 1 y 2 son una representación gráfica de los datos de equilibrio vapor-líquido a 40 °C de la solución absorbente y de una solución absorbente ejemplar. La solución ejemplar ofrece una mayor capacidad de carga de gas ácido. Además, es necesario prever un paso adicional para la eliminación de los mercaptanos del disolvente, por ejemplo, un paso utilizando tamices moleculares, aunque no es necesario para la presente invención. El disolvente (etiquetado Synpure) permite alcanzar las especificaciones para el ácido en un solo paso, es decir, por debajo de 2 y 50 ppm de H₂S y CO₂ en el gas tratado, pero también eliminar los mercaptanos por debajo de 5 ppm por volumen. No fue necesario ningún paso de tratamiento adicional para eliminar los mercaptanos.

Ejemplos 2

(Ejemplo comparativo)

Las mezclas ácidas gaseosas se trataron con una solución absorbente de agua, MDEA, HEP y TDG en proporciones respectivas del (a) 30 % de agua, 42 % de MDEA, 8 % de HEP y 20 % de TDG en peso y (b) 37 %, 35 %, 8 % y 20 % en peso, respectivamente. Se trata de los disolventes 2 y 4, respectivamente. Los

disolventes 1 y 3 son disolventes ejemplares con contenido de MDEA de aproximadamente un 32 % en peso, TDG de aproximadamente un 20 %, AEP de aproximadamente un 8 % en peso y K₂CO₃ de aproximadamente un 0,2 o 0,18 % en peso.

5 La FIG. 3 es una representación gráfica que ilustra los datos de equilibrio vapor-líquido a 40 °C del disolvente ejemplar. El disolvente ejemplar y las soluciones comparativas ofrecen una alta capacidad de carga de gas ácido similar, pero difieren significativamente en la mejora de los datos de viscosidad en condiciones de carga del gas ácido.

	A 40 °C, sin carga		A 40 °C, CO ₂ con carga		
	Densidad, kg/m ³	Viscosidad, cP	Densidad, kg/m ³	Viscosidad, cP	Carga CO ₂ , M
Disolvente 1	1061,2	7,056	1141,0	10,14	2,20
Disolvente 2	1069,9	9,680	1144,9	20,36	1,45
Disolvente 3	1061,0	8,735	1144,1	10,85	1,63
Disolvente 4	1071,9	12,810	1148,1	21,83	1,89

10 La viscosidad de la solución de absorción es una importante propiedad fisicoquímica necesaria para el transporte de fluidos en los procesos químicos. Las propiedades específicas de densidad y viscosidad juegan un papel importante en el diseño del proceso y el funcionamiento de una planta de tratamiento de gas. Generalmente, una solución de absorción con una baja viscosidad ofrece una elevada velocidad de reacción cinética de absorción del gas ácido.

15 El factor más significativo en el CAPEX es la altura de empaquetamiento en la columna de absorción. La altura de empaquetamiento en la columna viene determinada por la velocidad de reacción (cinética) del CO₂ con la mezcla del disolvente. Cuanto más rápida sea la velocidad de reacción, menor será la altura de empaquetamiento. Así pues, la cinética de reacción del CO₂ con la mezcla del disolvente desempeña un papel fundamental en la determinación de la altura de empaquetamiento.

20 Según la correlación de Stokes-Einstein, el coeficiente de difusividad (D_{CO2}) depende de la viscosidad (μ_L) y de la temperatura (T) según la siguiente ecuación.

$$\frac{D_{CO2} \cdot \mu_L}{T} = \text{Constante}$$

25 Según la ecuación anterior, la difusividad del CO₂ en la fase líquida es inversamente proporcional a la viscosidad del líquido. Por tanto, a viscosidades más altas, la tasa de absorción es muy baja y, en consecuencia, se tardará mucho tiempo en alcanzar el equilibrio, lo que a su vez aumenta la altura de empaquetamiento de las columnas. La tasa de transferencia de calor se reduce a medida que aumenta la viscosidad. Así, los líquidos de alta viscosidad aumentan las áreas de intercambiador de calor, lo que a su vez incrementa el CAPEX.

30 Los parámetros significativos para el OPEX son la energía térmica y la energía eléctrica. La energía eléctrica principal consiste en las bombas utilizadas en el proceso de captura de CO₂. A medida que aumenta la viscosidad, la fricción en el impulsor de la bomba aumenta significativamente y la energía eléctrica adicional para superar esta fricción reduce la eficiencia de la bomba.

Cuando se reduce la eficiencia de la bomba, aumentan las necesidades de potencia según la siguiente ecuación

35

$$P = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{\eta}$$

Donde:

P es la potencia de la bomba

Q es el caudal volumétrico del líquido

H es la altura desarrollada por la bomba
 ρ es la densidad del líquido
 g es la aceleración de la gravedad
 η es la eficiencia de la bomba

- 5 Se espera que las soluciones de alta viscosidad descritas en la técnica anterior tengan un coste de entre un 20 % y un 25 % más elevado asociado a la altura del empaquetamiento de la columna, al diseño del trans-intercambiador y al funcionamiento de los disolventes con una menor absorción de la viscosidad según se describe en este ejemplo.

Ejemplos 3

- 10 (Ejemplo comparativo)

La presencia de una cantidad significativa de hidrocarburos desaconseja el uso de un disolvente físico (por ej., tiodiglicol) en la mezcla gaseosa ácida de captura de CO₂/H₂S. El disolvente físico seleccionado en el Ejemplo 1 (etiquetado como tiodiglicol ejemplar) ofrece una coabsorción muy baja comparado con los demás disolventes físicos (por ej., DEG, NMP o PC).

- 15

Disolvente	Selectividad H ₂ S	Selectividad CO ₂	Selectividad H ₂ S /CO ₂	Absorción % en peso CH ₄ ,	Presión de vapor, Pa
Dietilenglicol (DEG)	11,2	2	5,6	0,12	3,866
Tiodiglicol (TDG) ejemplar	10,6	1,2	8,8	0,17	1,133
N-Metil Pirrolidona (NMP)	35,7	5,5	6,5	1,58	117,32

Disolvente	Selectividad H ₂ S	Selectividad CO ₂	Selectividad H ₂ S /CO ₂	Absorción % en peso CH ₄ ,	Presión de vapor, Pa
Carbonato de propileno (PC)	16,3	4,5	3,63	0,45	6,66

- 20 De la tabla anterior se desprende que la pérdida de hidrocarburos del sistema de proceso utilizando la solución de absorción física (TDG) es menor en comparación con los principales disolventes físicos que se utilizan actualmente. Por tanto, la pérdida de hidrocarburos del proceso es baja. También, debido a que la presión de vapor es muy baja, el arrastre de la solución de absorción a la fase de vapor es bajo, lo que reduce el coste del tratamiento posterior de las corrientes de vapor.

REIVINDICACIONES

1. Un disolvente para la eliminación de gases ácidos de una mezcla gaseosa que comprende: metildietanolamina (MDEA) entre aproximadamente un 30 % y un 45 % en peso,
- 5 N-aminoetilpiperazina (AEP) entre aproximadamente un 5 % y un 10 % en peso, tiodiglicol entre aproximadamente un 10 % y un 25 % en peso,
- un tampón de carbonato de potasio, donde el tampón está entre un 0,1 y 2,0 % en peso, y el disolvente contiene menos de aproximadamente un 60 % en peso de agua, donde el disolvente está en una única fase acuosa líquida y el disolvente tiene una viscosidad de menos de 11 cP a 40°C.
- 10 2. El disolvente de la reivindicación 1, donde AEP es de aproximadamente un 8 % en peso y tiodiglicol es de aproximadamente un 20 % en peso; preferentemente, donde MDEA es de aproximadamente un 32 % en peso y la viscosidad del disolvente es inferior a 11 cP a 40 °C y de aproximadamente 7 a 9 cP a 40 °C sin carga.
3. Un proceso para la eliminación de gases ácidos de una mezcla gaseosa que comprende los pasos de:
- 15 obtener un disolvente que comprende metildietanolamina en una proporción comprendida entre un 30 % y un 45 % en peso del disolvente, N-aminoetilpiperazina en una proporción comprendida entre un 5 % y un 10 % en peso del disolvente, tiodiglicol en una proporción comprendida entre un 10 % y un 25 % en peso del disolvente, un tampón de carbonato potásico, donde el tampón está entre un 0,1-2 % en peso, y el disolvente contiene menos de aproximadamente un 60 % en peso de agua, el disolvente tiene una temperatura de entre 30 °C y 65 °C, y el disolvente está en una única fase acuosa líquida y tiene una viscosidad de menos de 11 cP a 40 °C;
- 20 y aplicando el disolvente a una mezcla gaseosa que comprende gases seleccionados del grupo consistente en dióxido de carbono, mercaptanos, sulfuro de hidrógeno y sulfuro de carbonilo.
4. El proceso de la reivindicación 3, que comprende además el paso de:
- 25 calentar el disolvente absorbido por el gas a una temperatura comprendida entre aproximadamente 65 °C y aproximadamente 110 °C.
5. El proceso de la reivindicación 3, que comprende además el paso de:
- cargar el disolvente en una columna de regeneración con al menos dióxido de carbono/gas ácido a una presión de regeneración comprendida entre 0 bar y 5 bar y a una temperatura comprendida entre 75 °C y 130 °C.
6. El proceso de la reivindicación 3 que comprende el paso de:
- 30 calentar el disolvente a una temperatura comprendida entre 105 °C y 130 °C.
7. El proceso de la reivindicación 3 que comprende el paso de:
- reducir una concentración por debajo de 2 y 50 ppm de H₂S y CO₂ en el gas tratado, pero también eliminar mercaptanos por debajo de 5 ppm por volumen; y/o,
- reducir una concentración de dióxido de carbono en la mezcla gaseosa a menos de aproximadamente 10 ppm.
- 35 8. El proceso de la reivindicación 3 donde la mezcla gaseosa es un gas de síntesis obtenido de un proceso seleccionado del grupo que consiste en un proceso de gasificación de carbón, un proceso de reformado de vapor y un proceso de hierro reducido directo que comprende monóxido de carbono, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, sulfuro de carbonilo, hidrógeno, nitrógeno y metano; y/o,
- 40 donde la mezcla gaseosa es gas natural que comprende metano.
9. Disolvente para la eliminación de gases ácidos de una mezcla gaseosa que comprende: metildietanolamina (MDEA) en aproximadamente un 32 % en peso,
- N-aminoetilpiperazina (AEP) en aproximadamente un 8 % en peso,
- tiodiglicol en aproximadamente un 20 % en peso,
- 45 un tampón de K₂CO₃, donde el tampón tiene aproximadamente un 0,2 % en peso, y el disolvente contiene menos de aproximadamente un 60 % en peso de agua,

donde el disolvente se encuentra en una única fase acuosa líquida y el disolvente tiene una viscosidad inferior a 11 cP a 40 °C con una concentración de CO₂ inferior a 2,2M.

- 5 10. El disolvente de la reivindicación 9 que tiene una viscosidad entre 7 y 9 cP a 40 °C con una concentración de CO₂ sustancialmente nula; y/o, que tiene una viscosidad entre 10 cP y 11 cP a 40 °C y con menos de 2,5M de CO₂.

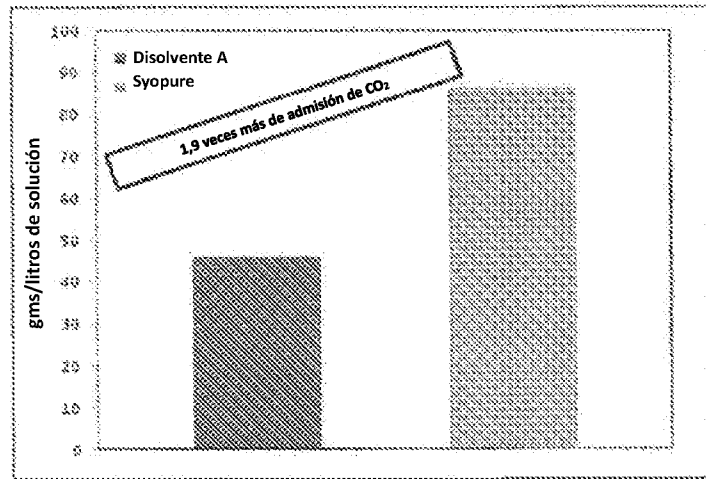


FIG. 1

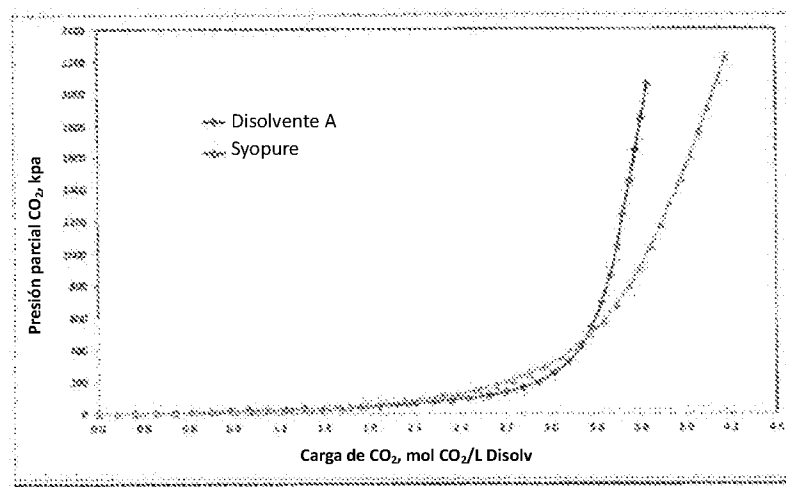


FIG. 2

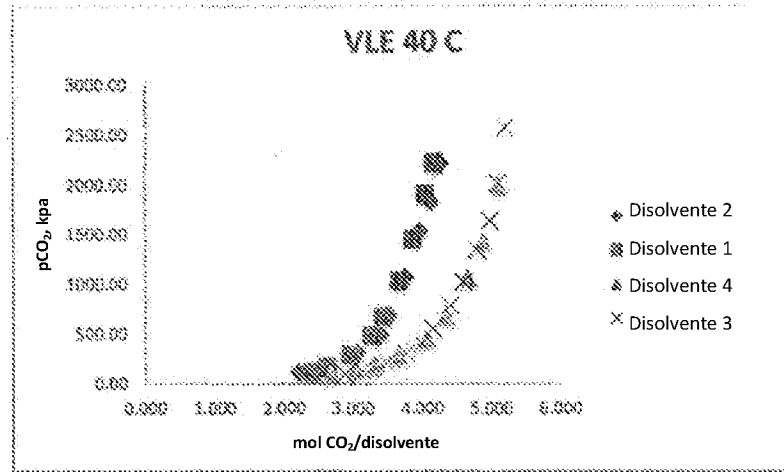


FIG. 3