

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 400 739**

51 Int. Cl.:

**C10L 3/10** (2006.01)

**B01D 53/14** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.09.2009 E 09171499 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.01.2013 EP 2204437**

54 Título: **Absorbentes regenerables y no regenerables y proceso para la separación del gas ácido**

30 Prioridad:

**31.12.2008 US 347724**

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

**11.04.2013**

73 Titular/es:

**INTEVEP SA (100.0%)  
APARTADO 76343  
CARACAS 1010 A, VE**

72 Inventor/es:

**VILORIA, ALFREDO;  
RAFAEL YOLL, YOLL;  
GONZÁLES, YANINE;  
ROMÁN, MÓNICA y  
BIOMORGI, JOSÉ**

74 Agente/Representante:

**DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto**

**ES 2 400 739 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**

Absorbentes regenerables y no regenerables y proceso para la separación del gas ácido.

**Antecedentes de la Invención**

5 Esta descripción se refiere a una formulación de absorbentes regenerables y no regenerables y a un proceso que usa estos absorbentes para la separación de gases ácidos, más particularmente, para la separación de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> del gas de hidrocarburo a través de la aplicación de una mezcla de un residuo de destilación de etanol y una amina.

En el tratamiento y procesamiento del gas natural, la separación de gases ácidos, tales como sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), es de gran importancia para la distribución de energía del gas natural al mercado.

10 Debido a sus propiedades corrosivas es indeseable la presencia de gases ácidos, tales como sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), en las corrientes fluidas de gas natural. Los gases ácidos están disueltos en el agua que está presente en el gas natural causando contaminación del gas natural y reduciendo el valor calorífico del gas natural. Como resultado, hay numerosos procedimientos disponibles para la separación de los gases ácidos. Aquellos que son los más comúnmente usados en la industria incluyen lechos sólidos, disolventes químicos y absorbentes líquidos. Se da un ejemplo en el documento US 2006/057056.

15 **Compendio de la descripción**

La presente descripción detalla un absorbente regenerable y no regenerable para la separación de gas ácido de las corrientes de gas de hidrocarburo. El absorbente regenerable comprende una mezcla de residuo deshidratado obtenido a partir de la producción de etanol, un activador y un inhibidor, donde el activador es el material principal en el absorbente. El absorbente no regenerable comprende una mezcla de residuo deshidratado a partir de la producción de etanol, un activador, un inhibidor y un agente antiespumante, donde el residuo deshidratado es el activador en el absorbente.

20 La presente descripción detalla además un proceso para la separación de gas ácido de las corrientes de gas de hidrocarburo. El proceso comienza con la deshidratación del residuo producido a partir de la producción de etanol. A continuación, el residuo deshidratado se puede mezclar con un activador, un inhibidor y posiblemente un agente antiespumante. A continuación, el absorbente se pone en contacto con la corriente de gas de hidrocarburo.

25 De acuerdo con un aspecto de la invención se proporciona un proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo que comprende las etapas de:

obtención de residuo a partir de la producción de etanol;

deshidratación del residuo; y

30 mezcla del residuo deshidratado con una amina.

Las configuraciones desarrolladas del proceso se esbozan más en las reivindicaciones dependientes. Preferiblemente en el proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo el gas ácido se selecciona entre el grupo que consiste en sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>) y combinaciones de los mismos.

35 Preferiblemente el proceso comprende además la etapa de puesta en contacto de la mezcla de residuo/amina deshidratada con una corriente fluida de gas ácido.

Preferiblemente el volumen de gas de hidrocarburo está entre al menos 1,133 millones de metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/d) (40 millones de pies cúbicos por día) y más de 3,540 millones de metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/d) (125 millones de pies cúbicos por día).

40 Preferiblemente el gas de hidrocarburo contiene más de 100 ppm de H<sub>2</sub>S.

Preferiblemente el residuo se forma en la destilación de etanol a partir de un material seleccionado entre el grupo que consiste en caña de azúcar, remolacha, maíz y mezclas de los mismos. Preferiblemente donde el residuo es vinaza. Preferiblemente el residuo comprende ácidos carboxílicos, azúcares, ésteres, lactonas, sales, compuestos de nitrógeno y mezclas de los mismos. Preferiblemente el residuo se deshidrata mediante compresión mecánica.

45 Preferiblemente el residuo deshidratado tiene un contenido en sólidos de aproximadamente al menos 65%.

Preferiblemente la amina se selecciona entre el grupo que consiste en alcanolaminas primarias, alcanolaminas secundarias, alcanolaminas terciarias y mezclas de los mismos. Preferiblemente la amina se selecciona entre el grupo que consiste en monoetanolamina, dietanolamina, diglicolamina, metildiglicolamina, diisopropanolamina, metildietanolamina, piperazina y combinaciones de los mismos.

## ES 2 400 739 T3

Preferiblemente la mezcla de residuo/amina deshidratada está en el intervalo de pH de aproximadamente 4,5 a aproximadamente 14.

Preferiblemente el proceso comprende además la etapa de puesta en contacto del gas de hidrocarburo con la mezcla de residuo/amina deshidratada.

- 5 Preferiblemente en el proceso la etapa de mezcla comprende además una concentración de inhibidor en el intervalo de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm. Preferiblemente el inhibidor se selecciona entre el grupo que consiste en inhibidor filmico, amina-amida, imidazolina, sales cuaternarias de amonio y mezclas de los mismos.

- 10 Preferiblemente en el proceso la etapa de mezcla comprende además una concentración de agente antiespumante en el intervalo de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm. Preferiblemente el agente antiespumante se selecciona entre el grupo que consiste en siliconas, silanos, polialcoholes, fluorosiliconas, polimetilsiloxanos, *aloe vera* y mezclas de los mismos.

Preferiblemente en una primera variación del proceso la etapa de mezcla da como resultado un absorbente líquido no regenerable. Preferiblemente en la primera variación del proceso la etapa de puesta en contacto se realiza mediante inyección directa en las líneas de transmisión y transporte.

- 15 Preferiblemente en la primera variación del proceso la concentración del residuo deshidratado está entre aproximadamente 20% v/v y aproximadamente 90% v/v, y donde la concentración de la amina está entre aproximadamente 10% v/v y aproximadamente 80% v/v.

- 20 Ventajosamente de ese modo la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S es de aproximadamente 76,69 g de H<sub>2</sub>S por l(0,64 lb de H<sub>2</sub>S por galón) de absorbente. Ventajosamente de ese modo la absorción CO<sub>2</sub> es de aproximadamente 43,14 a 44,34 g de CO<sub>2</sub> por l(0,36 a aproximadamente 0,37 lb de CO<sub>2</sub> por galón) de absorbente.

- 25 Preferiblemente en una segunda variación del proceso el residuo deshidratado es un absorbente líquido regenerable. Preferiblemente en la segunda variación del proceso la etapa de puesta en contacto se realiza en una columna de absorción. Preferiblemente en la segunda variación del proceso la concentración del residuo deshidratado es de aproximadamente 1% v/v a aproximadamente 20% v/v, y donde la concentración del activador es de aproximadamente 80% v/v a aproximadamente 99% v/v.

- 30 Ventajosamente de ese modo el índice de corrosión es de aproximadamente 0,3277 mm por año (mm/a)(12,9 mpy) cuando la concentración del inhibidor es de 200 ppm. Ventajosamente de ese modo la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S es de aproximadamente 74,29 g de H<sub>2</sub>S por l(0,62 lb de H<sub>2</sub>S por galón) de absorbente. Ventajosamente de ese modo la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> es de aproximadamente 50,33 a 62,31 g de CO<sub>2</sub> por l(0,42 a aproximadamente 0,52 lb de CO<sub>2</sub> por galón) de absorbente.

De acuerdo con un aspecto adicional de la invención se proporciona un absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo que comprende una mezcla de residuo deshidratado obtenido a partir de la destilación de etanol y una amina.

- 35 Las configuraciones desarrolladas del absorbente se esbozan más en las reivindicaciones dependientes. Preferiblemente el etanol se produce a partir de un material seleccionado entre el grupo que consiste en caña de azúcar, remolacha, maíz y mezclas de los mismos.

Preferiblemente el residuo deshidratado es vinaza deshidratada. Preferiblemente el residuo deshidratado comprende ácidos carboxílicos, azúcares, ésteres, lactonas, sales, compuestos de nitrógeno y mezclas de los mismos. Preferiblemente el residuo deshidratado tiene un contenido en sólidos de aproximadamente al menos 65%.

- 40 Preferiblemente en una primera variación del absorbente el absorbente se usa en un sistema descentralizado. Ventajosamente en la primera variación del absorbente el activador es la amina. Ventajosamente en la primera variación del absorbente el absorbente es no regenerable. Ventajosamente en la primera variación de la concentración del residuo deshidratado la concentración del residuo deshidratado está entre aproximadamente 20% v/v y aproximadamente 90% v/v, y donde la concentración de la amina está entre aproximadamente 10% v/v y aproximadamente 80% v/v.

- 45 Preferiblemente en una segunda variación del absorbente el absorbente se usa en un sistema centralizado. Ventajosamente en la segunda variación del absorbente el activador es el residuo deshidratado. Ventajosamente en la segunda variación del absorbente el absorbente es regenerable. Ventajosamente en la segunda variación del absorbente la concentración del residuo deshidratado está entre aproximadamente 1% v/v y aproximadamente 20% v/v, y donde la concentración de la amina está entre aproximadamente 80% v/v y aproximadamente 99% v/v.

Preferiblemente en el absorbente para la separación de gas ácido del hidrocarburo la amina se selecciona entre el grupo que consiste en alcanolaminas primarias, alcanolaminas secundarias, alcanolaminas terciarias y mezclas de los mismos. Ventajosamente, la amina se selecciona entre el grupo que consiste en monoetanolamina,

dietanolamina, diglicolamina, metildiglicolamina, diisopropanolamina, metildietanolamina, piperazina y combinaciones de los mismos.

Preferiblemente, el absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo está en el intervalo de pH de aproximadamente 4,5 a aproximadamente 14.

5 Preferiblemente, el absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo, comprende además una concentración de inhibidor en el intervalo de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm. Ventajosamente, el inhibidor se selecciona entre el grupo que consiste en inhibidor filmico, amina-amida, imidazolina, sales cuaternarias de amonio y mezclas de los mismos.

10 Preferiblemente, el absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo, comprende además una concentración de agente antiespumante en el intervalo de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm. Ventajosamente, el agente antiespumante se selecciona entre el grupo que consiste en siliconas, silanos, polialcoholes, fluorosiliconas, polimetilsiloxanos, *aloe vera* y mezclas de los mismos.

De acuerdo con aún un aspecto adicional de la invención se proporciona un proceso para usar un absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo que comprende las etapas de:

15 producción del absorbente mediante:

obtención de residuo a partir de la destilación de etanol;

deshidratación del residuo; y

mezcla del residuo deshidratado con una amina; y, poner en contacto el absorbente con el gas de hidrocarburo.

20 **Breve descripción de los dibujos**

Sigue una descripción detallada de las realizaciones preferidas de la presente descripción, en referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La Figura 1 representa gráficamente la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S del absorbente no regenerable.

La Figura 2 representa gráficamente la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> del absorbente no regenerable.

25 La Figura 3 representa gráficamente la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S del absorbente regenerable.

La Figura 4 representa gráficamente la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> del absorbente regenerable.

La Figura 5 representa esquemáticamente el proceso de destilación de etanol.

La Figura 6 representa esquemáticamente los sistemas descentralizados y centralizados inventivos de la presente invención.

30 **Descripción detallada**

La descripción se refiere al proceso de formulación y aplicación de absorbentes regenerables y no regenerables para la separación de gases ácidos, tales como sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), dióxido de sulfuro (SO<sub>2</sub>), disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>), cianuro de hidrógeno (HCN) y sulfuro de óxido de carbono (CO<sub>2</sub>), del gas de hidrocarburo. El absorbente puede comprender un residuo obtenido a partir de la destilación de etanol, un activador, tal como una amina o el residuo destilado, un inhibidor y un agente antiespumante. El gas de hidrocarburo puede ser cualquier corriente de producción de gas, tal como gas natural, síntesis de gas a partir de aceite pesado, síntesis de gas a partir de residuos pesados, gas refinado y gas licuado.

35 En el proceso de destilación de etanol se produce un residuo líquido. Este residuo líquido se denomina vinaza. La vinaza se puede obtener a partir de cualquier proceso de destilación empleado para la producción de etanol. El etanol se puede producir a partir de cualquier fruta, vegetal o mezclas de los mismos, tales como caña de azúcar, remolacha, trigo, maíz y mezclas de los mismos.

40 El proceso de destilación de etanol produce un promedio de 10-14 litros de vinaza por litro de etanol con una concentración de 96% v/v por litro de etanol. Para preparar condensado de melazas soluble, la vinaza, la cual contiene 10% de sólidos, es concentrado mediante comprensión mecánica para formar un producto que da como resultado aproximadamente al menos 65% de sólidos. Después de la concentración, se forma vinaza deshidratada, es decir vinaza con un contenido en sólidos de aproximadamente 65%, o condensado de melazas soluble (SMC, del Inglés "Soluble Molasses Condensate").

Tabla 1- Composición de Vinaza y SMC

Parámetros	Vinaza	SMC
*Análisis elemental	C: 4,43%, H: 10,13; N: 0,18	C: 18,06%; H: 10,92%; N: 1,52%
*Sólidos Totales	11,63 %	65%
*Agua	75%	42%
*pH	4,5	4,5
*Ca	Como óxido: 0,22%	0,75%
*K	Como óxido: 1,01%	5,80%
*Mg	Como óxido: 0,1%	0,60%
*P	Como anhídrido: 0,04%	0,13%
**Acidez Total	5,70%	28,02%
**Acidez Volátil	3,71%	25,02%
**Acidez fija	1,99%	3,00%
**Sólidos disueltos	54,64%	4,62%
**Sólidos en suspensión	10,00%	6,00%
**Densidad	1,2411 g/ml	1,106 g/ml
**Conductividad	24,6 mS/cm	23,5 mS/cm
*Proteínas	-	8,85%
*Cenizas	-	14,6%
*Grasa cruda	-	0,42%
*Celulosa	-	0,02%
*Viscosidad (20°C, 50 rpm)	-	340 (ADIM)
*Gravedad específica a 20°C	-	1,325 g/l
*Fuente: Análisis realizado por "the Ron Santa Teresa Distillery", Aragua State, Venezuela, en 2006.		
**Fuente: M. Román, Y. González y A. Vilorio, 2007, "Vinaza, a by-product of ethanol distillation, technical report", Intevp, Los Teques, Venezuela, Documento Técnico N° SEA-0019, 2007.		

- 5 La Tabla 1 enumera las composiciones químicas de tanto vinaza como SMC. Tal como se ilustra en la Tabla 1, SMC contiene azúcares, ésteres, lactonas, sales, elementos trazas, compuestos inorgánicos, ácidos carboxílicos y compuestos de nitrógeno. La composición química de SMC puede variar con factores tales como el tiempo, el clima, las variaciones en el suelo y la edad de la planta. Se ha encontrado que sustancias activas de SMC, tales como ácidos carboxílicos y compuestos de nitrógeno, no están afectados por los anteriores factores variantes y presentan tendencias del absorbente líquido regenerable y el absorbente líquido no regenerable a la separación de gases ácido de las corrientes de gas natural y petróleo licuado.
- 10 SMC tiene una alta capacidad de absorción de gas ácido; sin embargo, es muy corrosivo. La naturaleza corrosiva de SMC se puede aliviar mediante la combinación del SMC con un activador tal como una amina. Las aminas usadas en los absorbentes incluyen 1,3,5-tri-(2-hidroxietil)-hexahidro-triazina, es decir, triazina y disolventes de amina formulados.
- 15 Los disolventes de amina formulados consisten en alcanolaminas primarias, alcanolaminas secundarias, alcanolaminas terciarias y mezclas de los mismos. Las aminas formuladas pueden contener aminas comerciales tales como monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA), diglicolamina (DGA), metildiglicolamina (MDGA), diisopropanolamina (DIPA) y piperazina.

La combinación de SMC/activador es dependiente de su uso. En un uso, la formulación SMC/activador se combina para obtener un intervalo de pH de entre aproximadamente 4,5 y aproximadamente 14. Un absorbente no regenerable puede ser útil, por ejemplo, para uso descentralizado. Para formar este tipo de absorbente, el SMC es el activador presente en mayor cantidad que la amina. Un sistema SMC/amina regenerable formado con un exceso de SMC en comparación con la amina se puede formar usando SMC a una concentración de aproximadamente 20% v/v a aproximadamente 90% v/v y amina a una concentración de aproximadamente 10% v/v a aproximadamente 80% v/v.

Para formar un absorbente regenerable para uso centralizado, la amina es el activador presente en mayor cantidad que el SMC. Se forma un sistema amina/SMC regenerable el cual usa un exceso de amina en comparación con el SMC, con la amina a una concentración de aproximadamente 80% v/v a aproximadamente 90% v/v y el SMC a una concentración de aproximadamente 1% v/v a aproximadamente 20% v/v.

Una aplicación para el sistema SMC/amina no regenerable es la inyección directa en las líneas de transmisión y transporte de gas. El sistema SMC/amina se puede usar para el uso descentralizado, tal como inyección directa continua. La inyección se puede realizar con la ayuda de una bomba de inyección, que significa la introducción del absorbente en el gasoducto de gas natural, tubería que permite mezclar, y un dispositivo para separar el líquido depositado.

Para la aplicación de barredores de líquidos no regenerables, el sistema SMC/amina se puede usar en corrientes de gas natural con un índice de flujo de aproximadamente 1,133 millones a aproximadamente 1,699 millones de metros cúbicos (m<sup>3</sup>)(40 millones a aproximadamente 60 millones de pies cúbicos) de gas natural por día con un contenido de H<sub>2</sub>S de menos de 100 ppm (partes por millón).

La FIG. 1 representa gráficamente la absorción de H<sub>2</sub>S de una formulación de SMC/amina no regenerable. El eje "y" **20** representa la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S en libras (lbs) de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (1 lbs/gal=119,827 g/l). **10** representa el intervalo de eficacia de absorción de H<sub>2</sub>S obtenido a través del ensayo de diversos absorbentes comerciales.

En la FIG. 1, el SMC se usa en mayor cantidad que la amina y la amina es MEA, DEA y/o MDEA. La FIG. 1 muestra que las formulaciones de SMC/amina **1.3** SMC/MEA y **1.5** SMC/MDEA tienen una capacidad de absorción mayor que la vinaza cruda no formulada **1.2** y el SMC crudo **1.1**. El SMC/DEA **1.4** muestra una capacidad de absorción similar, 0,33 lb de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (39,543 g/l), tal como la presentada por la vinaza cruda, 0,34 lb de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (40,741 g/l). El SMC/MEA **1.3** tenía la mayor capacidad de absorción de 0,64 lb de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (76,689 g/l). Para esta formulación preparada con aminas convencionales como agentes que promueven la captura de H<sub>2</sub>S, la reactividad disminuyó a lo largo de las series MEA>MDEA>DEA de acuerdo con si la amina era primaria, terciaria o secundaria.

La FIG. 2 representa gráficamente la absorción de CO<sub>2</sub> de una formulación de SMC/amina no regenerable. El eje "y" **22** representa la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> en libras (lbs) de CO<sub>2</sub> por galón de absorbente (1 lbs/gal=119,827 g/l). **12** representa el intervalo de eficacia de absorción de CO<sub>2</sub> obtenido a través del ensayo de diversos absorbentes comerciales.

En la FIG. 2, el SMC se usa en mayor cantidad que la amina y la amina es MEA, DEA y/o MDEA. La FIG. 2 muestra que las formulaciones de SMC/amina **2.3** SMC/MEA y **2.5** SMC/MDEA tienen una capacidad de absorción mayor que la vinaza cruda no formulada **2.2** y el SMC crudo **2.1**. El SMC/DEA **2.4** muestra una capacidad de absorción baja, 0,18 lb de CO<sub>2</sub> por galón de absorbente (21,569g/l). El SMC/MDEA **2.5** tenía la mayor capacidad de absorción de 0,37 lb de CO<sub>2</sub> por galón de absorbente (44,336 g/l). Tanto las triazinas comerciales como las aminas ensayadas mostraron una reactividad baja a CO<sub>2</sub>.

Para reducir la corrosión se puede añadir un inhibidor a la formulación de SMC/amina. La Tabla 2 muestra el efecto de deterioro de instalaciones que contienen formulaciones de SMC/amina.

Tabla 2

Formulación	Dosis de disolución en la línea	Concentración de inhibidor (C <sub>i</sub> ±5) ppm	Índice de corrosión en mpy (v ±0,1) (en mm/año)	Atmósfera usada para el ensayo
SMC/MEA	1%	0	6,4 (0,1626)	H <sub>2</sub> S
		50	6,9 (0,1753)	
	5%	0	19,3 (0,4902)	
		50	27 (0,6858)	
	10%	0	17 (0,4318)	
		50	12,8 (0,3251)	

5 En la Tabla 2 se realizaron los ensayos de pérdida de peso. El índice de corrosión se determinó mientras aumentaba la concentración de la formulación de SMC/amina en la línea. La Tabla 2 muestra que un aumento en la concentración de la formulación de SMC/amina tiene un efecto directo sobre el índice de corrosión. Inhibidores, tal como inhibidor filmico, amina-amida, imidazolinas, sales cuaternarias de amonio y mezclas de los mismos, se puede añadir en el intervalo de concentración de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm para mantener un índice de corrosión de aproximadamente 0,1778 mm por año [7 mpy (del inglés "mils per year", milipulgadas por año)].

10 La Tabla 2 ilustra que la variación en la eficacia de los inhibidores de corrosión está relacionada con la velocidad de corrosión. Esta variación puede estar asociada con los tipos de interacciones químicas e interacciones electrostáticas presentes en la formulación. Las interacciones pueden estar directamente relacionadas con la concentración del inhibidor usado. Las interacciones y el tipo de inhibidor usado pueden o no pueden promover agregados coloidales de tensoactivo tales como micelas.

15 La eficacia del inhibidor alcanza un pico o máximo cuando se forman micelas en la disolución. Este punto de eficacia del inhibidor se denomina concentración micelar crítica (CMC). La Tabla 2 ilustra el cambio en la velocidad de la corrosión de la formulación en relación con la concentración del inhibidor ya que alcanza la concentración micelar crítica.

20 El sistema amina/SMC regenerable se puede aplicar mediante la aplicación en lote en torres de contacto, columnas de absorción o similares. El sistema amina/SMC se puede usar para uso centralizado, tal como colocando una cierta cantidad o dosis de la formulación de amina/SMC sobre una torre de contacto para retener el gas ácido que está presente en la corriente de gas que está continuamente fluyendo a través del equipo. El gas ácido es retenido hasta que se aumenta la temperatura de la formulación y/o se reduce la presión. El aumento en la temperatura y/o reducción en la presión permite separar los componentes ácidos del gas ácido.

25 En el sistema amina/SMC para uso centralizado el SMC puede combinarse con aminas comerciales, tales como MEA, DEA y MDEA. Las aminas comerciales usadas en la preparación de la formulación de amina/SMC se pueden aplicar en las concentraciones óptimas como las recomendadas por Campbell. Estas concentraciones son aproximadamente del 15% de MEA, aproximadamente 30% de DEA y aproximadamente 50% de MDEA. John M. Campbell, "Gas conditioning and processing: Gas treating and sulfur recovery", Vol. 4 (4ª ed. 2006).

El sistema amina/SMC se puede usar en corrientes de gas natural con una concentración igual a o mayor de 100 ppm de H<sub>2</sub>S en volúmenes de gas mayores de 3,540 millones de metros cúbicos (m<sup>3</sup>)(125 millones de pies cúbicos).

30 La FIG. 3 representa gráficamente la absorción de H<sub>2</sub>S de una formulación de amina/SMC regenerable. El eje "y" **24** representa la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S en libras (lbs) de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (1 lbs/gal=119,827 g/l). **14** representa el intervalo de eficacia de absorción de H<sub>2</sub>S obtenido a través del ensayo de diversos absorbentes comerciales después de la dilución a las mejores concentraciones recomendadas.

35 En la FIG. 3, la amina se usa en mayor cantidad que el SMC. La FIG. 3 muestra que las formulaciones de amina/SMC tienen una mayor capacidad de absorción que la vinaza cruda no formulada **3.2** y el SMC crudo **3.1**. El MEA/SMC **3.3** y DEA/SMC **3.4** muestran una capacidad de absorción similar, aproximadamente 0,48 lb de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (57,517 g/l), tal como la presentada por el extremo inferior del intervalo de eficacia de los absorbentes comerciales. El MDEA/SMC **3.5** tenía la mayor capacidad de absorción de 0,62 lb de H<sub>2</sub>S por galón de absorbente (74,293 g/l). Para esta formulación preparada mediante el uso de SMC como agente que promueve la captura de H<sub>2</sub>S, la reactividad disminuyó a lo largo de las series MDEA>MEA>DEA de acuerdo si la amina era primaria, terciaria o secundaria.

40 La FIG. 4 representa gráficamente la absorción de CO<sub>2</sub> de una formulación de amina/SMC regenerable. El eje "y" **26** representa la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> en libras (lbs) de CO<sub>2</sub> por galón de absorbente (1 lbs/gal=119,827 g/l). **16** representa el intervalo de eficacia de absorción de CO<sub>2</sub> obtenido a través del ensayo de diversos absorbentes comerciales.

45 En la FIG. 4, la amina se usa en mayor cantidad que el SMC. La FIG. 4 muestra que las formulaciones de amina/SMC **4.3** MEA/SMC, **4.4** DEA/SMC y **4.5** MDEA/SMC tiene una mucho mayor capacidad de absorción que la vinaza cruda no formulada **4.2** y el SMC crudo **4.1**. El DEA/SMC **4.4** tenía la mayor capacidad de absorción de 0,52 lb de CO<sub>2</sub> por galón de absorbente (63,31 g/l). Puesto que todas las tres formulaciones de amina/SMC mostraron absorciones de CO<sub>2</sub> aumentadas, se puede concluir que el SMC es suficiente como promotor que aumenta la absorción de amina.

50 Para reducir la corrosión se puede añadir un inhibidor a la formulación de amina/SMC. La Tabla 3 muestra el efecto de deterioro de instalaciones que contienen las formulaciones de amina/SMC.

Tabla 3

Formulación	Concentración de inhibidor ( $C_i \pm 5$ ), ppm	Índice de corrosión en mpy ( $v \pm 0,1$ ) (en mm/año)	Atmósfera usada para el ensayo
MDEA/SMC	0	0,9 (0,0229)	H <sub>2</sub> S
DEA/SMC	0	29,5 (0,7493)	CO <sub>2</sub>
	100	15,7 (0,3988)	
	200	12,9 (0,3277)	

5 En la Tabla 3 se llevaron a cabo los ensayos de pérdida de peso. La Tabla 3 muestra que el índice de corrosión en el caso de la formulación de MDEA/SMC no requiere un inhibidor en presencia de H<sub>2</sub>S. Sin embargo, la formulación de DEA/SMC evaluada en una atmósfera de CO<sub>2</sub> requiere inhibidores de corrosión. Aproximadamente 200 ppm de inhibidor reducirán el índice de corrosión de la formulación de DEA/SMC entre aproximadamente 0,7366 mm/año y aproximadamente 0,3302 mm/año [29 mpy (milipulgadas por año) a aproximadamente 13 mpy].

10 Ambas formulaciones, la formulación de SMC/amina y la formulación de amina/SMC pueden contener aditivos adicionales, tales como agentes antiespumantes e inhibidores de corrosión. Los agentes antiespumantes tales como, silanos, polialcoholes, siliconas, fluorosiliconas, polimetilsiloxanos, *aloe vera* y mezclas de los mismos, se pueden añadir a las formulaciones en el intervalo de concentración de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm. Los inhibidores de corrosión, tales como inhibidor fólmico, amina-amida, imidazolinás, sales de amonio cuaternarias y mezclas de los mismos, también se pueden añadir a las formulaciones en el intervalo de concentración de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 500 ppm.

15 Los absorbentes líquidos regenerables y no regenerables descritos en esta especificación tienen varias ventajas sobre los absorbentes comercialmente disponibles en este momento. Los absorbentes líquidos regenerables y no regenerables de esta especificación usan un residuo de destilación como componente principal en el absorbente. Al producir un producto químico a partir del residuo de destilación de etanol, se añade valor al proceso de producción de etanol. Además, el uso de un residuo de destilación, es decir, producto de desecho de destilación, en el  
20 absorbente conduce a un bajo coste de producción. La figura 5 detalla una destilación de caña de azúcar.

Ejemplo 1

25 Se añade la mezcla de SMC/amina con el SMC en mayor cantidad que la amina. La mezcla de formación SMC/amina puede contener aproximadamente 40% de SMC y aproximadamente 12% de amina. La formulación de SMC/MEA puede tener una concentración de aproximadamente 150 ml de SMC a aproximadamente 5 ml de MEA. La formulación de SMC/DEA puede tener una concentración de aproximadamente 130 ml de SMC a aproximadamente 5 ml de DEA. La formulación de SMC/MDEA puede tener una concentración de aproximadamente 200 ml de SMC a aproximadamente 10 ml de MDEA. Los constituyentes de la composición no limitante restante pueden incluir aditivos de absorbente que son bien conocidos dentro de la técnica, tales como inhibidores, agentes antiespumantes y agua. El pH de las formulaciones de SMC/amina es neutro, es decir, aproximadamente un pH de 7.

30 Ejemplo 2

35 Se añade la mezcla de amina/SMC con la amina en mayor cantidad que el SMC. La formulación de MEA/SMC puede tener una concentración de aproximadamente 15% de MEA a aproximadamente 5% de SMC. La formulación de MDEA/SMC puede tener una concentración de aproximadamente 30% de DEA a aproximadamente 5% de SMC. La formulación de MDEA/SMC puede tener una concentración de aproximadamente 50% de MDEA a aproximadamente 5% de SMC. Los constituyentes de la composición no limitante restante pueden incluir aditivos de absorbente que son bien conocidos dentro de la técnica, tales como inhibidores, agentes antiespumantes y agua. El pH de las formulaciones de amina/SMC es básico, es decir, aproximadamente un pH de 11.

40 Se entiende que la presente especificación no se limita a las ilustraciones descritas y mostradas en la presente memoria, las cuales se consideran que son meramente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la presente especificación y las cuales son susceptibles de modificación de forma, tamaño, colocación de las partes y detalles de operación. La presente especificación, es decir, la invención más bien intenta abarcar todas dichas modificaciones que son definidas por las reivindicaciones.

**REIVINDICACIONES**

1. Un proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo que comprende las etapas de:
  - 5 obtención de residuo a partir de la producción de etanol;
  - deshidratación del residuo; y
  - mezcla del residuo deshidratado con una amina,
  - comprendiendo además la etapa de puesta en contacto de la mezcla de residuo/amina deshidratada con una corriente fluida de gas ácido.
2. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 1, en el que el gas ácido se selecciona entre el grupo que consiste en sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>) y combinaciones de los mismos.
3. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 2, en el que el volumen de gas de hidrocarburo está entre al menos 1,133 millones de metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/d)(40 millones de pies cúbicos por día) y más de 3,540 millones de metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/d)(125 millones de pies cúbicos por día).
4. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo tal como el reivindicado en una de las reivindicaciones 1 a 3, en el que el gas de hidrocarburo contiene más de 100 ppm de H<sub>2</sub>S.
5. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el residuo se forma en la destilación de etanol a partir de un material seleccionado entre el grupo que consiste en caña de azúcar, remolacha, maíz y mezclas de los mismos.
6. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el residuo es vinaza.
7. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 6, en el que el residuo comprende ácidos carboxílicos, azúcares, ésteres, lactonas, sales, compuestos de nitrógeno y mezclas de los mismos.
8. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 7, en el que el residuo se deshidrata mediante comprensión mecánica.
9. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 8, en el que el residuo deshidratado tiene un contenido en sólidos de aproximadamente al menos 65%.
10. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 9, en el que la amina se selecciona entre el grupo que consiste en alcanolaminas primarias, alcanolaminas secundarias, alcanolaminas terciarias y mezclas de los mismos.
11. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 10, en el que la amina se selecciona entre el grupo que consiste en monoetanolamina, dietanolamina, diglicolamina, metildiglicolamina, diisopropanolamina, metildietanolamina, piperazina y combinaciones de los mismos.
12. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 11, en el que la mezcla de residuo/amina deshidratada está en el intervalo de pH de 4,5 a 14.
13. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 12, que comprende además la etapa de poner en contacto el gas de hidrocarburo con la mezcla de residuo/amina deshidratada.
14. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 13, en el que la etapa de mezcla comprende además una concentración de inhibidor en el intervalo de 10 ppm a 500 ppm.
15. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 1 a 14, en el que el inhibidor se selecciona entre el grupo que consiste en inhibidor fílmico, amina-amida, imidazolina, sales cuaternarias de amonio y mezclas de los mismos.
16. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 15, en el que la etapa de mezcla comprende además una concentración de agente antiespumante en el intervalo de 10 ppm a 500 ppm.

17. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 16, en el que el agente antiespumante se selecciona entre el grupo que consiste en siliconas, silanos, polialcoholes, fluorosiliconas, polimetilsiloxanos, *aloe vera* y mezclas de los mismos.
- 5 18. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 17, en el que la etapa de mezcla da como resultado un absorbente líquido no regenerable.
19. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de las reivindicaciones 13 y 18, en el que la etapa de puesta en contacto se realiza por inyección directa en las líneas de transmisión y transporte de gas.
- 10 20. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación de 13 y 18 ó 19, en el que la concentración del residuo deshidratado está entre 20% v/v y 90% v/v, y en el que la concentración de la amina está entre 10% v/v y 80% v/v.
21. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 20, en el que la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S es de 76,69 g de H<sub>2</sub>S por l (g/l)(0,64 lb de H<sub>2</sub>S por galón) de absorbente.
- 15 22. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 20 ó 21, en el que la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> es de 43,14 a 44,34 g de CO<sub>2</sub> por l (g/l)(0,36 a aproximadamente 0,37 lb de CO<sub>2</sub> por galón) de absorbente.
23. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 17, en el que el residuo deshidratado es un absorbente líquido regenerable.
24. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 13 y 23, en el que la etapa de puesta en contacto se realiza en una columna de absorción.
- 20 25. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 13 y 23 ó 24, en el que la concentración del residuo deshidratado está entre aproximadamente 1% v/v y 20% v/v, y en el que la concentración del activador está entre 80% v/v y 99% v/v.
26. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 25, en el que el índice de corrosión es de 0,3277 mm por año (mm/a)(12,9 mpy) cuando la concentración del inhibidor es 200 ppm.
- 25 27. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo o reivindicación 25 ó 26, en el que la capacidad de absorción de H<sub>2</sub>S es de 74,29 g de H<sub>2</sub>S por l (g/l)(0,62 lb de H<sub>2</sub>S por galón) de absorbente.
28. El proceso para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 25 a 27, en el que la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> es de 50,33 a 62,31 g de CO<sub>2</sub> por l (g/l)(0,42 a aproximadamente 0,52 lb de CO<sub>2</sub> por galón) de absorbente.
- 30 29. Un proceso de acuerdo con una de las reivindicaciones precedentes usando un absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo que comprende las etapas de:  
 producción del absorbente mediante:  
 obtención de residuo a partir de la destilación de etanol;  
 deshidratación del residuo; y  
 35 mezcla del residuo deshidratado con una amina; y  
 puesta en contacto del absorbente con el gas de hidrocarburo.
30. Un absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo, en particular para usar como absorbente del proceso de acuerdo con la reivindicación 29, que comprende una mezcla de residuo deshidratado obtenido de la destilación de etanol y una amina.
- 40 31. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 30, en el que el absorbente se usa en un sistema descentralizado.
32. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 31, en el que el activador es la amina.
- 45 33. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 31 ó 32, en el que el absorbente es no regenerable.
34. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 31 a 33, en el que la concentración del residuo deshidratado está entre 20% v/v y 90% v/v, y en el que la concentración de la amina está entre 10% v/v y 80% v/v.
- 50 35. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 30, en el que el absorbente se usa en un sistema centralizado.

36. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 35, en el que el activador es el residuo deshidratado.
37. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de la reivindicación 35 ó 36, en el que el absorbente es regenerable.
- 5 38. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 35 a 37, en el que la concentración del residuo deshidratado está entre 1% v/v y 20% v/v, y en el que la concentración de la amina está entre 80% y 99% v/v.
39. El absorbente para la separación de gas ácido del gas de hidrocarburo de acuerdo con una de las reivindicaciones 30 a 38, en el que el absorbente está en el intervalo de pH de 4,5 a 14.

FIGURA 1

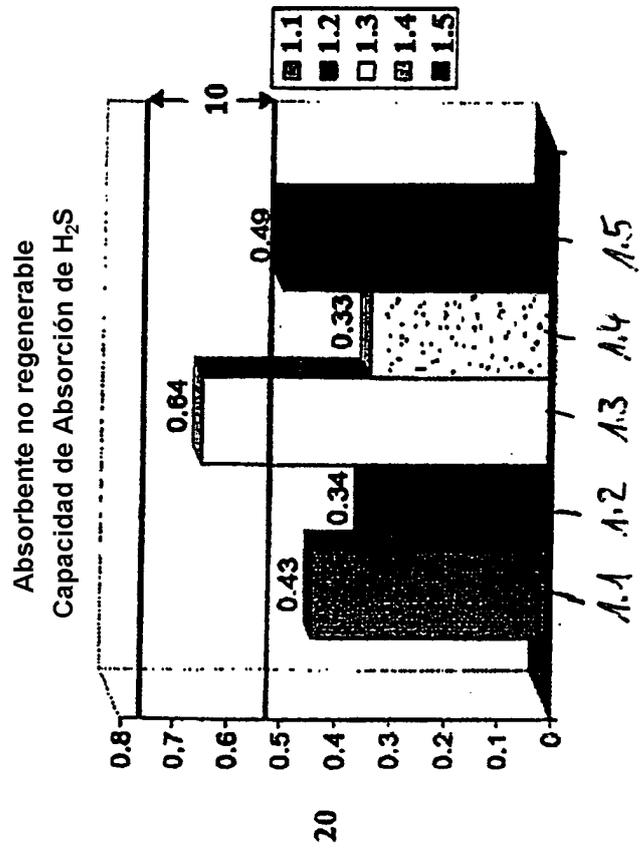


FIGURA 2

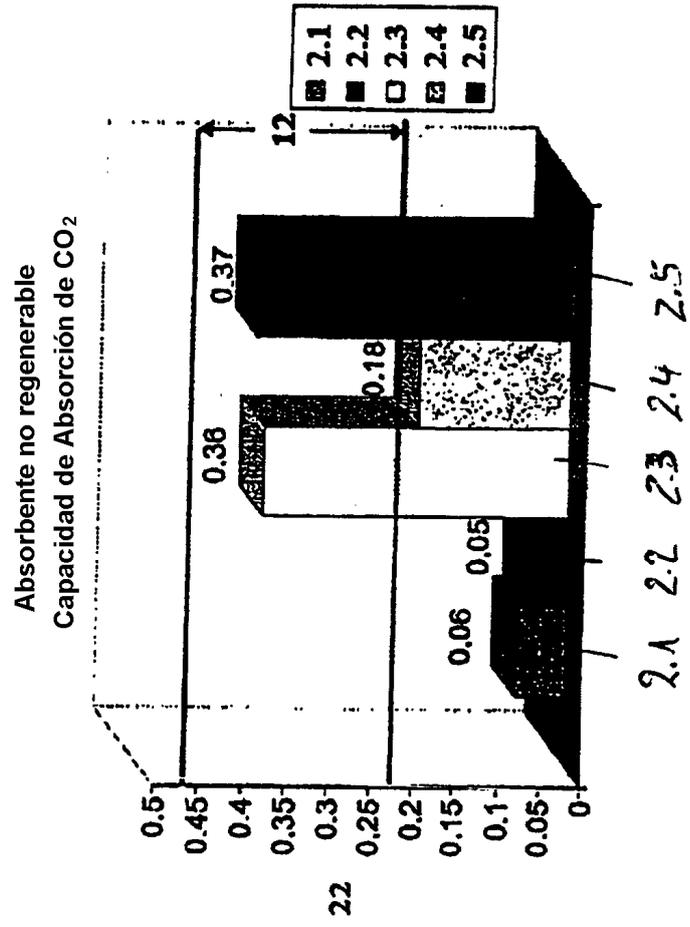


FIGURA 3

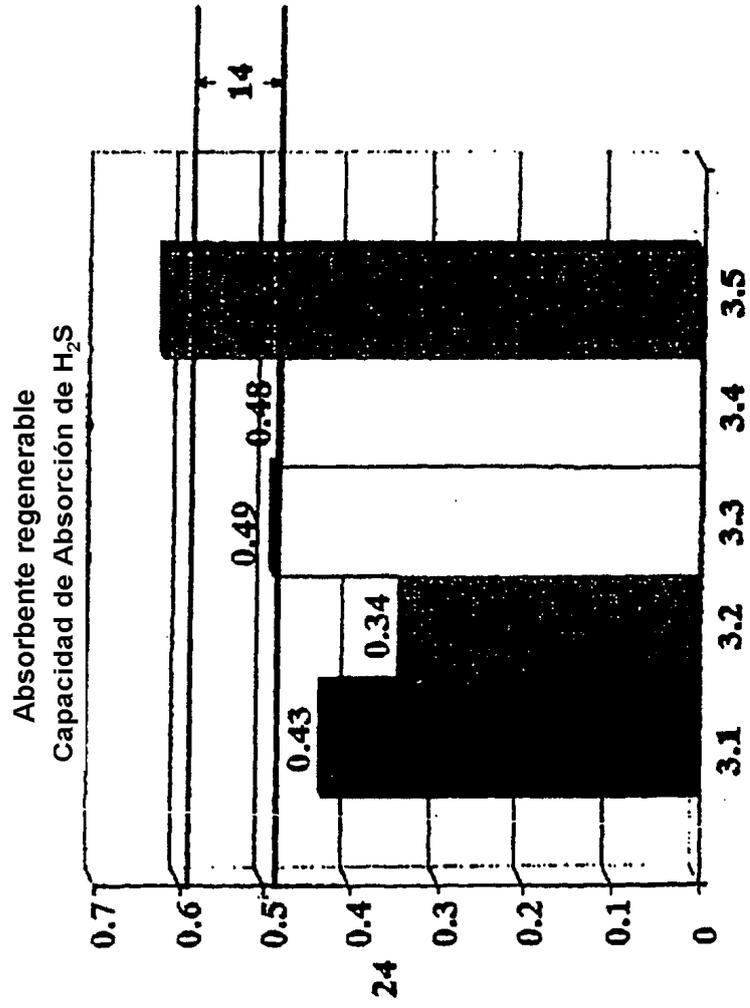


FIGURA 4

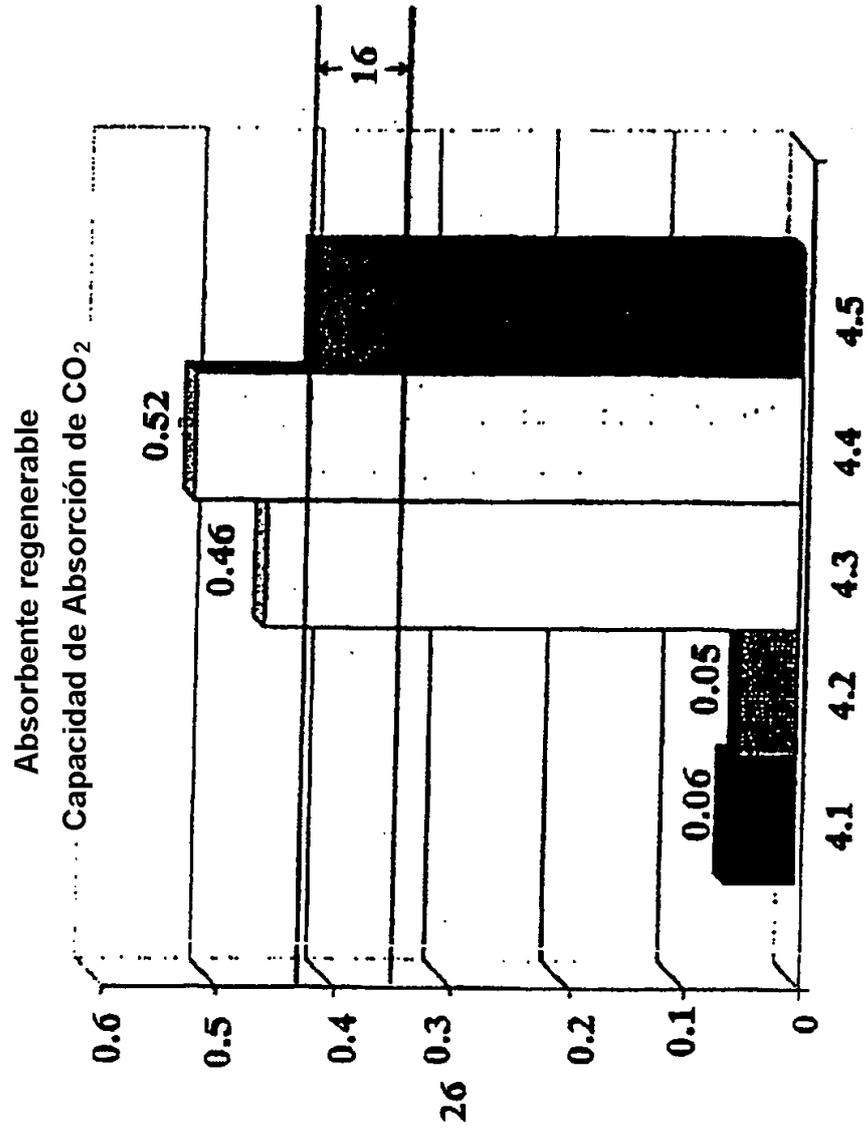


FIGURA 5

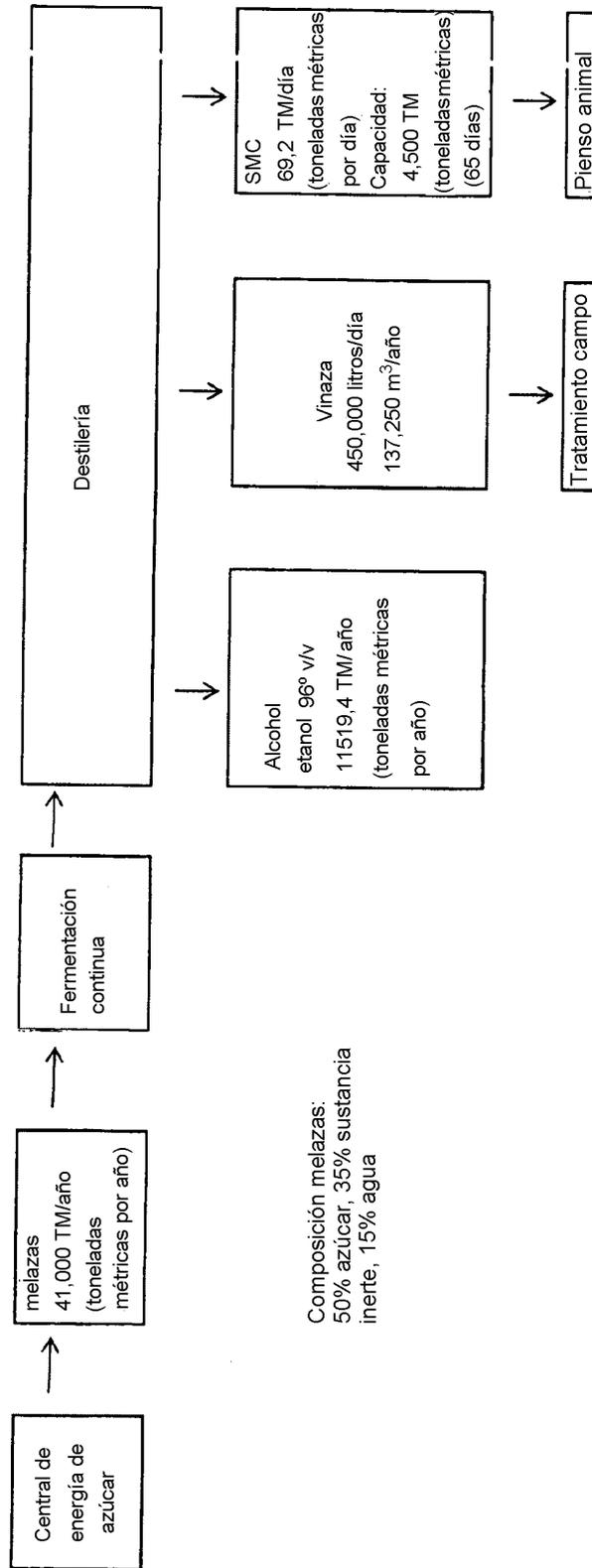


FIGURA 6

