

AGENTE DE ABSORCIÓN Y UN MÉTODO PARA REMOVER SELECTIVAMENTE SULFURO DE HIDRÓGENO

Descripción

La presente invención se refiere a un absorbente y a un proceso para remover selectivamente sulfuro de hidrógeno de una corriente de fluido, en especial para remover selectivamente sulfuro de hidrógeno sobre dióxido de carbono.

La remoción de gases ácidos, por ejemplo, CO_2 , H_2S , SO_2 , CS_2 , HCN , COS o mercaptanos, de corrientes de fluido tales como gas natural, gas de refinería o gas de síntesis es importante por varias razones. El contenido de compuestos de azufre en gas natural debe reducirse directamente en la fuente de gas natural por medio de medidas de tratamiento apropiadas, ya que los compuestos de azufre forman ácidos que tienen una acción corrosiva en el agua arrastrada con frecuencia por el gas natural. Para el transporte del gas natural en un tubo o ulterior procesamiento en una planta de licuefacción de gas natural (LNG = gas natural licuado), se deben observar límites dados para las impurezas que contienen azufre. Además, numerosos compuestos de azufre tienen mal olor y son tóxicos, incluso en concentraciones bajas.

El dióxido de carbono se debe remover del gas natural entre otras sustancias, porque a una alta concentración de CO_2 en caso de usar como gas por gaseoducto o gas de venta reduce el valor calorífico del gas. Además, CO_2 junto con la humedad, que se arrastra con frecuencia en las corrientes de fluido, puede llevar a corrosión en tubos y válvulas. Por el contrario, una concentración demasiado baja de CO_2 , asimismo es indeseable, ya que el valor calorífico del gas puede ser demasiado alto como resultado. Normalmente, las concentraciones de CO_2 para el gas por gaseoducto o gas de venta están entre el 1,5% y el 3,5% en volumen.

Los gases ácidos se remueven usando operaciones de lavado con soluciones acuosas de bases inorgánicas u orgánicas. Cuando los gases ácidos se disuelven en el absorbente, se forman iones con las bases. El medio de absorción se puede regenerar por descompresión hasta una presión menor y/o por destilación, en cuyo caso las especies iónicas reaccionan en reversa para formar gases ácidos y/o se destilan por medio de vapor. Después del proceso de regeneración, se puede reutilizar el absorbente.

Un proceso en el que se remueven muy sustancialmente todos los gases ácidos, en especial CO_2 y H_2S , se denomina "absorción total". En casos particulares,

por el contrario, puede ser deseable absorber con preferencia H_2S sobre CO_2 , por ejemplo, a fin de obtener una relación de $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ optimizada en el valor calorífico para una planta de Claus corriente abajo. En este caso, se hace referencia al "lavado selectivo". Una relación de $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ desfavorable puede alterar el rendimiento y la eficacia de la planta de Claus por formación de COS/CS_2 y la coquización del catalizador de Claus o por un valor calorífico demasiado bajo.

Las aminas secundarias muy estéricamente impedidas, tales como 2-(2-terc-butilaminoetoxi)etanol y aminas terciarias, tales como metildietanolamina (MDEA), exhiben selectividad cinética para H_2S sobre CO_2 . Estas aminas no reaccionan directamente con CO_2 ; en vez de ello, CO_2 se hace reaccionar en una reacción lenta con la amina y con agua para proporcionar bicarbonato – por el contrario, H_2S reacciona de inmediato en soluciones acuosas de amina. Por lo tanto, tales aminas son especialmente apropiadas para la remoción selectiva de H_2S de mezclas gaseosas que comprenden CO_2 y H_2S .

La remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno se emplea frecuentemente en el caso de corrientes de fluido con bajas presiones gaseosas parciales, por ejemplo, en gas de cola o en el caso de enriquecimiento de gas ácido (AGE), por ejemplo, para el enriquecimiento de H_2S antes del proceso de Claus.

En el caso del tratamiento de gas natural para gas por gaseoducto también, puede ser deseable la remoción selectiva de H_2S sobre CO_2 . En muchos casos, el objetivo del tratamiento de gas natural es la remoción simultánea de H_2S y CO_2 , en donde se deben observar límites dados de H_2S , pero es innecesaria la remoción completa de CO_2 . La especificación típica de gas por gaseoducto requiere la remoción de gas ácido a aproximadamente el 1,5% al 3,5% en volumen de CO_2 y menos de 4 ppmv de H_2S . En estos casos, es indeseable la selectividad máxima de H_2S .

El documento DE 31 17 556 A1 describe un proceso para remover selectivamente compuestos de azufre de gases que contienen CO_2 por medio de una solución acuosa de lavado que comprende aminas terciarias y/o aminas primarias o secundarias estéricamente impedidas en forma de diaminoéteres o aminoalcoholes.

El documento US 2015/0027055 A1 describe un proceso para remover selectivamente H_2S de una mezcla gaseosa que contiene CO_2 por medio de un absorbente que comprende alcanolaminas terminalmente eterificadas, estéricamente impedidas. Se halló que la eterificación terminal de las alcanolaminas y la exclusión del agua permiten una mayor selectividad de H_2S .

El documento US 2015/0147254 A1 describe un proceso para remover

selectivamente sulfuro de hidrógeno sobre dióxido de carbono de una mezcla gaseosa por medio de un absorbente que comprende una amina, agua y al menos un compuesto de tioalcohol C₂-C₄. Se halló que el uso de compuestos de tioalcohol permite una elevada selectividad de H₂S.

El documento WO 2013/181242 A1 describe un absorbente para la remoción selectiva de H₂S sobre dióxido de carbono de una mezcla gaseosa por medio de un absorbente que comprende agua, un solvente orgánico y el producto de reacción de terc-butilamina y polietilenglicol dentro de un rango de masa molar particular.

Era un objetivo de la invención especificar un absorbente y el proceso para la remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno de una corriente de fluido que comprende dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, en donde el absorbente tiene una buena capacidad de regeneración y una alta capacidad de gas ácido cíclico.

El objetivo se logra por medio de un absorbente para la remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno de una corriente de fluido que comprende dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, que comprende

- a) 10% a 70% en peso al menos una amina secundaria estéricamente impedida que tiene al menos un grupo éter y/o al menos un grupo hidroxilo en la molécula;
- b) al menos un solvente no acuoso que tiene al menos dos grupos funcionales seleccionados de grupos éter y grupos hidroxilo en la molécula; y
- c) opcionalmente un cosolvente;

donde la densidad del grupo hidroxilo del absorbente ρ_{abs} está en el rango de 8,5 a 35 mol(OH)/kg.

La invención también se refiere a un proceso para remover selectivamente sulfuro de hidrógeno de una corriente de fluido que comprende dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, en donde la corriente de fluido entra en contacto con el absorbente y se obtienen un absorbente cargado y una corriente de fluido tratada.

Las aminas estéricamente impedidas exhiben selectividad cinética para H₂S sobre CO₂. Estas aminas no reaccionan directamente con CO₂; en vez de ello, el CO₂ se hace reaccionar en una reacción lenta con la amina y con un donante de protones, tales como agua, para proporcionar productos iónicos.

Los grupos hidroxilo que se introducen en el absorbente por medio de la amina estéricamente impedida y/o el solvente son donantes de protones. Actualmente se halló que el control de la densidad del grupo hidroxilo del absorbente permite el control

sobre la selectividad de H₂S del absorbente y la capacidad de regeneración y la capacidad del gas ácido cíclico. Se asume que un bajo suministro de grupos hidroxilo en el absorbente hace la absorción de CO₂ más difícil. Por lo tanto, una baja densidad del grupo hidroxilo lleva a un incremento de la selectividad de H₂S. Es posible establecer por medio de la densidad del grupo hidroxilo la selectividad deseada del absorbente para H₂S sobre CO₂.

La densidad del grupo hidroxilo de un compuesto $\rho_{\text{compuesto}}$ es la cantidad de moles de grupos hidroxilo por kg de compuesto y se calcula como

$$\rho_{\text{compuesto}} = \frac{\text{cantidad de grupos OH}}{\text{masa molar}} \times 1000,$$

donde la masa molar se ingresa en g/mol y "cantidad de grupos OH" es la cantidad de grupos OH en una molécula del compuesto. La cantidad de grupos hidroxilo en una molécula de agua se establece en 2, dado que una molécula de agua tiene dos átomos de hidrógeno unidos con un átomo de oxígeno.

Para calcular la densidad del grupo hidroxilo del absorbente ρ_{abs} , se añaden las contribuciones de los compuestos presentes en el absorbente, es decir, las aminas y solventes presentes. La contribución de cualquier compuesto a la densidad del grupo hidroxilo del absorbente ρ_{abs} es el producto de la densidad del grupo hidroxilo del compuesto $\rho_{\text{compuesto}}$ y su porcentaje en masa, sobre la base del peso total del absorbente. En el caso de un absorbente consistente en el 40% en peso de un compuesto a), se calcula el 35% en peso de un compuesto b) y el 25% en peso de un compuesto c), la densidad del grupo hidroxilo del absorbente ρ_{abs} se calcula, por ejemplo, como

$$\rho_{\text{abs}} = (\rho_a \times 0,4) + (\rho_b \times 0,35) + (\rho_c \times 0,25)$$

De acuerdo con la invención, la densidad del grupo hidroxilo del absorbente está en el rango de 8,5 a 35 mol(OH)/kg, con preferencia en el rango de 9,0 a 32 mol(OH)/kg, con mayor preferencia, en el rango de 9,5 a 30 mol(OH)/kg. Pueden resultar valores relativamente altos de ρ_{abs} en una selectividad de H₂S demasiado baja, como resultado de lo cual no se puede lograr la tarea de separación. En el caso de valores relativamente bajos de ρ_{abs} , la selectividad de H₂S se incrementa aún más, pero la capacidad de carga de H₂S del absorbente cae a niveles indeseablemente bajos.

Con preferencia, la contribución de la amina secundaria estéricamente

impedida a) a ρ_{abs} está en el rango de 0 a 6 mol(OH)/kg, con mayor preferencia, en el rango de 1 a 5 mol(OH)/kg y con máxima preferencia, en el rango de 2 a 4 mol(OH)/kg.

Con preferencia, la contribución del solvente no acuoso b) a ρ_{abs} está en el rango de 2,5 a 35 mol(OH)/kg, con mayor preferencia, en el rango de 3,5 a 30 mol(OH)/kg y con máxima preferencia, en el rango de 4,5 a 25 mol(OH)/kg.

Con preferencia, la contribución de la amina secundaria estéricamente impedida a) a ρ_{abs} está en el rango de 0 a 6 mol(OH)/kg y la contribución del solvente no acuoso b) a ρ_{abs} está en el rango de 2,5 a 35 mol(OH)/kg. Con mayor preferencia, la contribución de la amina secundaria estéricamente impedida a) a ρ_{abs} está en el rango de 1 a 5 mol(OH)/kg y la contribución del solvente no acuoso b) a ρ_{abs} está en el rango de 3,5 a 30 mol(OH)/kg. Con máxima preferencia, la contribución de la amina secundaria estéricamente impedida a) a ρ_{abs} está en el rango de 2 a 4 mol(OH)/kg y la contribución del solvente no acuoso b) a ρ_{abs} está en el rango de 4,5 a 25 mol(OH)/kg.

El absorbente comprende 10% a 70% en peso, con preferencia 15% al 65% en peso, con mayor preferencia, 20% al 60% en peso, de una amina secundaria estéricamente impedida a) que tiene al menos un grupo éter y/o al menos un grupo hidroxilo en la molécula.

El impedimento estérico en el caso de grupos amino secundarios se entiende como la presencia al menos un átomo de carbono secundario o terciario directamente adyacente al átomo de nitrógeno del grupo amino. Las aminas a) comprenden, al igual que las aminas secundarias estéricamente impedidas, también compuestos que se denominan en la técnica anterior aminas secundarias muy estéricamente impedidas y tienen un parámetro estérico (constante de Taft) E_s de más de 1,75.

Un átomo de carbono secundario se entiende como un átomo de carbono que, además del enlace con la posición estéricamente impedida, tiene dos enlaces de carbono-carbono. Un átomo de carbono terciario se entiende como un átomo de carbono que, además del enlace con la posición estéricamente impedida, tiene tres enlaces de carbono-carbono. Una amina secundaria se entiende como un compuesto que tiene un átomo de nitrógeno sustituido con dos radicales orgánicos distintos de hidrógeno.

Con preferencia, la amina secundaria estéricamente impedida a) comprende un grupo isopropilamino, un grupo terc-butilamino o un grupo 2,2,6,6-tetrametilpiperidinilo.

Con mayor preferencia, la amina secundaria estéricamente impedida a) se selecciona de 2-(terc-butilamino)etanol, 2-(isopropilamino)-1-etanol, 2-(isopropilamino)-

1-propanol, 2-(2-terc-butilaminoetoxi)etanol, 2-(2-isopropilaminoetoxi)etanol, 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etanol, 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etanol, 4-hidroxi-2,2,6,6-tetrametilpiperidina, 4-(3'-hidroxipropoxi)-2,2,6,6-tetrametilpiperidina, 4-(4'-hidroxibutoxi)-2,2,6,6-tetrametilpiperidina, bis(2-(terc-butilamino)etil) éter, bis(2-(isopropilamino)etil) éter, 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etil-terc-butilamina, 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)-etilisopropilamina, 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etoxi)etil-terc-butilamina, 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etoxi)etilisopropilamina y 4-(di(2-hidroxietil)amino)-2,2,6,6-tetrametilpiperidina.

Con máxima preferencia, la amina secundaria estéricamente impedida a) se selecciona de 2-(2-isopropilaminoetoxi)etanol (IPAEE), 2-(2-terc-butilaminoetoxi)etanol (TBAEE), 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etil-terc-butilamina, 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etilisopropilamina, 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etoxi)etil-terc-butilamina y 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etoxi)etilisopropilamina.

Con preferencia, el absorbente no comprende ninguna amina primaria estéricamente no impedida o amina secundaria estéricamente no impedida. Una amina primaria estéricamente no impedida se entiende como compuestos que tienen grupos amino primarios a los que se unen sólo átomos de hidrógeno o átomos de carbono primarios o secundarios. Una amina secundaria estéricamente no impedida se entiende como compuestos que tienen grupos amino secundarios a los que se unen sólo átomos de hidrógeno o átomos de carbono primarios. Las aminas primarias estéricamente no impedidas o aminas secundarias estéricamente no impedidas actúan como fuertes activadores de absorción de CO₂. Su presencia en el absorbente puede dar como resultado la pérdida de la selectividad de H₂S del absorbente.

El absorbente también comprende un solvente no acuoso b) que tiene al menos dos grupos funcionales seleccionados de grupos éter y grupos hidroxilo en la molécula. El solvente no acuoso b) con preferencia no tiene ningún tioéter o ningún grupo tiol. El solvente no acuoso b) se selecciona, con preferencia, de dioles C₂-C₈, poli(alquilenglicoles C₂-C₄), monoalquiléteres de poli(alquilenglicol C₂-C₄) y dialquiléteres de poli(alquilenglicol C₂-C₄).

Con mayor preferencia, el solvente no acuoso b) se selecciona de etano-1,2-diol, propano-1,2-diol, propano-1,3-diol, butano-1,4-diol, dietilenglicol, trietilenglicol, tetraetilenglicol, pentaetilenglicol, dietilenglicol monometil éter, dietilenglicol monoetil éter, dietilenglicol monopropil éter, trietilenglicol monometil éter, trietilenglicol monoetil

éter, trietilenglicol monopropil éter y tetraetilenglicol monometil éter.

Con máxima preferencia, el solvente no acuoso b) se selecciona de propano-1,3-diol, butano-1,4-diol y dietilenglicol y trietilenglicol, en especial trietilenglicol.

En una forma de realización preferida, el absorbente comprende una amina secundaria estéricamente impedida a) seleccionada de 2-(2-isopropilaminoetoxi)etanol (IPAEE), 2-(2-terc-butilaminoetoxi)etanol (TBAEE), 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etil-terc-butilamina, 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etilisopropilamina, 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etoxi)etil-terc-butilamina y 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etoxi)etilisopropilamina y un solvente no acuoso b) seleccionado de propano-1,2-diol, propano-1,3-diol, butano-1,4-diol y dietilenglicol y trietilenglicol. En una forma de realización de particular preferencia, el absorbente comprende TBAEE y trietilenglicol.

La relación molar de la amina a) al solvente no acuoso b) está, en general, en el rango de 0,1 a 1,3, con preferencia en el rango de 0,15 a 1,2, con mayor preferencia, en el rango de 0,2 a 1,1 y con máxima preferencia, en el rango de 0,3 a 1,0.

El absorbente opcionalmente también comprende un cosolvente c). El cosolvente c) se puede usar a fin de lograr un valor ρ_{abs} deseado. En una forma de realización, ρ_{abs} se puede reducir mediante la adición de un cosolvente c) que tiene un bajo ρ_c (el cosolvente actúa como un diluyente ρ_{abs}). En ese caso, la contribución del cosolvente c) a ρ_{abs} está, con preferencia, en el rango de 0 a 4 mol(OH)/kg, con mayor preferencia, en el rango de 0 a 2 mol(OH)/kg y con máxima preferencia, en el rango de 0 a 1 mol(OH)/kg.

En una forma de realización adicional, ρ_{abs} se puede incrementar mediante la adición de un cosolvente c) que tiene un alto ρ_c (el cosolvente actúa como un refuerzo ρ_{abs}). En ese caso, la contribución del cosolvente c) a ρ_{abs} está, con preferencia, en el rango de 10 a 32,5 mol(OH)/kg, con mayor preferencia, en el rango de 10 a 30 mol(OH)/kg y con máxima preferencia, en el rango de 10 a 25 mol(OH)/kg.

Con preferencia, el cosolvente c) se selecciona de agua, alcoholes C_4 - C_{10} , ésteres, lactonas, amidas, lactamas, sulfonas y ureas cíclicas.

Con mayor preferencia, el cosolvente c) se selecciona de n-butanol, n-pentanol, n-hexanol, sulfolano, N-metil-2-pirrolidona (NMP), dimetilpropileneurea (DMPU) y γ -butirolactona. Con máxima preferencia, el cosolvente c) es sulfolano.

El agua hace una gran contribución a la densidad del grupo hidroxilo del

absorbente. Por ende, la proporción de agua es con preferencia de no más del 30% en peso, con mayor preferencia, no más del 20% en peso, incluso con mayor preferencia, de no más del 15% en peso y con máxima preferencia, no más del 10% en peso.

En una forma de realización preferida, el absorbente comprende 20% al 60% en peso de la amina secundaria estéricamente impedida a), 20% al 80% en peso del solvente no acuoso b) y 10% al 60% en peso del cosolvente c), donde el cosolvente c) comprende no más del 20% en peso de agua, sobre la base del peso del absorbente.

Con preferencia, el solvente no acuoso b) a una temperatura de 293,15 K y una presión de $1,0133 \cdot 10^5$ Pa tiene una constante dieléctrica relativa ϵ (también denominada permisividad estática relativa) al menos 7, con mayor preferencia, al menos 8,5 y con máxima preferencia, al menos 10. Por ejemplo, el solvente no acuoso b) a una temperatura de 293,15 K y una presión de $1,0133 \cdot 10^5$ Pa tiene una constante dieléctrica relativa ϵ en el rango de 7 a 70.

Con preferencia, el absorbente comprende el solvente no acuoso b) y un cosolvente c) en tales proporciones en masa que una mezcla del solvente no acuoso b) y un cosolvente c) en una relación de estas proporciones en masa a una temperatura de 293,15 K y una presión de $1,0133 \cdot 10^5$ Pa tenga una constante dieléctrica relativa ϵ al menos 7, con mayor preferencia al menos 8,5 y con máxima preferencia al menos 10. En otras palabras, una mezcla del solvente no acuoso b) y un cosolvente c) que queda cuando la amina a) se remueve hipotéticamente de un absorbente de la invención tiene las constantes dieléctricas específicas ϵ .

Por ejemplo, el absorbente comprende el solvente no acuoso b) y un cosolvente c) en tales proporciones en masa que una mezcla del solvente no acuoso b) y un cosolvente c) en una relación de estas proporciones en masa a una temperatura de 293,15 K y una presión de $1,0133 \cdot 10^5$ Pa tenga una constante dieléctrica relativa ϵ en el rango de 7 a 70.

La constante dieléctrica relativa ϵ de los compuestos presentes en el absorbente afecta la polaridad del absorbente. La absorción de H_2S en el presente caso se basa en la formación de pares iónicos entre la amina secundaria estéricamente impedida a) y H_2S , en donde la amina a) está presente en forma protonada y H_2S en forma desprotonada. Por lo tanto, una alta polaridad del absorbente es ventajosa para la absorción de H_2S .

Un ejemplo de una fuente apropiada que tiene números para las constantes dieléctricas relativas ϵ de compuestos relevantes es Handbook of Chemistry and Physics, 92.^a Edición (2010-2011), CRC Press. De acuerdo con los números de allí,

por ejemplo, ϵ para n-propanol = 20,8, para etano-1,2-diol = 41,4, para propano-1,3-diol = 35,1, para trietilenglicol = 23,69, para tetraetilenglicol = 20,44, para dietilenglicol dimetil éter = 7,23 y para dietilenglicol = 31,82.

El absorbente también puede comprender aditivos tales como inhibidores de la corrosión, enzimas, antiespumantes, etc. En general, la cantidad de tales aditivos está en el rango de aproximadamente 0,005% a 3% en peso del absorbente.

El absorbente tiene con preferencia una capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ al menos 1,1 y con mayor preferencia al menos 1,3. La relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ es con preferencia de a lo sumo 5,0 y con mayor preferencia como máximo 4,5. Con preferencia, el absorbente tiene una relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ en el rango de 1,1 a 5,0, con mayor preferencia, en el rango de 1,3 a 4,5.

La relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ se entiende como el cociente de máxima carga de H_2S dividido por la carga máxima de CO_2 en condiciones de equilibrio en el caso de carga del absorbente con CO_2 y H_2S a 40 °C y presión ambiente (aproximadamente 1 bar). Los métodos de ensayo apropiados se especifican en el ejemplo práctico 1. La relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ sirve como una indicación de la selectividad de H_2S esperada; cuanto mayor sea la relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$, mayor será la selectividad de H_2S esperada.

En una forma de realización preferida, la capacidad de carga máxima de H_2S del absorbente como se mide en el ejemplo práctico 1 es al menos 0,6 mol(H_2S)/mol(amina), con mayor preferencia al menos 0,7 mol(H_2S)/mol(amina), con mayor preferencia aún, al menos 0,75 mol(H_2S)/mol(amina) y con máxima preferencia al menos 0,8 mol(H_2S)/mol(amina).

El proceso de la invención es apropiado para el tratamiento de todos los tipos de fluidos. Los fluidos son en primer lugar gases tales como gas natural, gas de síntesis, gas de horno de coquización, gas de craqueo, gas de gasificación de carbón, gas de ciclo, gases de vertedero y gases de combustión y, en segundo lugar, fluidos que son esencialmente no miscibles con el absorbente, tales como LPG (gas de petróleo licuado) o NGL (líquidos de gas natural). El proceso de acuerdo con la invención es particularmente apropiado para el tratamiento de corrientes de fluido hidrocarbonáceas. Los hidrocarburos presentes son, por ejemplo, hidrocarburos alifáticos tales como hidrocarburos $\text{C}_1\text{-C}_4$ tales como metano, hidrocarburos insaturados tales como etileno o propileno o hidrocarburos aromáticos tales como benceno, tolueno o xileno.

El absorbente o proceso de acuerdo con la invención es apropiado para la

remoción de CO₂ y H₂S. Así como dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, es posible que otros gases ácidos estén presentes en la corriente de fluido, tales como COS y mercaptanos. Además, también es posible remover SO₃, SO₂, CS₂ y HCN.

El proceso de acuerdo con la invención es apropiado para la remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno sobre CO₂. En el presente contexto, "selectividad por sulfuro de hidrógeno" se entiende como el valor del siguiente cociente:

$$\frac{\frac{y(\text{H}_2\text{S})_{\text{alim}} - y(\text{H}_2\text{S})_{\text{trat}}}{y(\text{H}_2\text{S})_{\text{alim}}}}{\frac{y(\text{CO}_2)_{\text{alim}} - y(\text{CO}_2)_{\text{trat}}}{y(\text{CO}_2)_{\text{alim}}}}$$

en donde $y(\text{H}_2\text{S})_{\text{alim}}$ es la proporción molar (mol/mol) de H₂S en el fluido de partida, $y(\text{H}_2\text{S})_{\text{trat}}$ es la proporción molar en el fluido tratado, $y(\text{CO}_2)_{\text{alim}}$ es la proporción molar de CO₂ en el fluido de partida e $y(\text{CO}_2)_{\text{trat}}$ es la proporción molar de CO₂ en el fluido tratado. La selectividad por sulfuro de hidrógeno es con preferencia al menos 4.

En algunos casos, por ejemplo, en el caso de la remoción de gases ácidos del gas natural para usar como gas por gaseoducto o gas de venta, es indeseable la absorción total de dióxido de carbono. En una forma de realización, el contenido residual de dióxido de carbono en la corriente de fluido tratada es al menos el 0,5% en volumen, con preferencia al menos el 1,0% en volumen y con mayor preferencia al menos el 1,5% en volumen.

En las formas de realización preferidas, la corriente de fluido es una corriente de fluido que comprende hidrocarburos, en especial una corriente de gas natural. Con mayor preferencia, la corriente de fluido comprende más del 1,0% en volumen de hidrocarburos, con mayor preferencia aún, más del 5,0% en volumen de hidrocarburos, con máxima preferencia, más del 15% en volumen de hidrocarburos.

La presión parcial de sulfuro de hidrógeno en la corriente de fluido es normalmente al menos 2,5 mbar. En las formas de realización preferidas, está presente una presión parcial de sulfuro de hidrógeno al menos 0,1 bar, en especial al menos 1 bar y una presión parcial de dióxido de carbono al menos 0,2 bar, en especial al menos 1 bar, está presente en la corriente de fluido. Con mayor preferencia, hay una presión parcial de sulfuro de hidrógeno al menos 0,1 bar y una presión parcial de dióxido de carbono al menos 1 bar en la corriente de fluido. Incluso con mayor preferencia, hay una presión parcial de sulfuro de hidrógeno al menos 0,5 bar y una presión parcial de dióxido de carbono al menos 1 bar en la corriente de fluido. Las presiones parciales establecidas se basan en la corriente de fluido en el primer

contacto con el absorbente en la etapa de absorción.

En las formas de realización preferidas, está presente una presión total de al menos 3,0 bar, con mayor preferencia al menos 5,0 bar, con mayor preferencia incluso, al menos 20 bar, en la corriente de fluido. En las formas de realización preferidas, una presión total de a lo sumo 180 bar está presente en la corriente de fluido. La presión total se basa en la corriente de fluido en el primer contacto con el absorbente en la etapa de absorción.

En el proceso de acuerdo con la invención, la corriente de fluido entra en contacto con el absorbente en una etapa de absorción en un absorbedor, como resultado de lo cual se lavan el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno al menos parcialmente. Esto da una corriente de fluido agotada de CO_2 y H_2S y un absorbente cargado con CO_2 y H_2S .

El absorbente usado es un aparato de lavado usado en procesos habituales de lavado de gases. Los aparatos de lavado apropiados son, por ejemplo, columnas que tienen empaquetamientos aleatorios, que tienen empaquetamientos estructurados y que tienen bandejas, contactores de membrana, depuradores de flujo radial, depuradores de chorro, depuradores Venturi y depuradores de pulverización rotativa, con preferencia columnas que tienen empaquetamientos estructurados, que tienen empaquetamientos aleatorios y que tienen bandejas, con mayor preferencia, columnas que tienen bandejas y que tienen empaquetamientos aleatorios. La corriente de fluido se trata, con preferencia, con el absorbente en una columna en contracorriente. El fluido se alimenta, en general, en la región inferior y el absorbente en la región superior de la columna. En las columnas de bandejas están instaladas bandejas tamizadoras, bandejas con tapa de burbujas o bandejas de válvula, sobre las que fluye el líquido. Las columnas que tienen empaquetamientos aleatorios se pueden llenar con diferentes cuerpos dimensionados. El calor y la transferencia de masa se mejoran con el incremento en el área superficial causada por los cuerpos dimensionados, que usualmente tienen un tamaño de aproximadamente 25 a 80 mm. Los ejemplos conocidos son el anillo Raschig (un cilindro hueco), anillo Pall, anillo Hiflow, montura Intalox, y similares. Los empaquetamientos aleatorios se pueden introducir en la columna en una manera ordenada o incluso aleatoria (como un lecho). Los posibles materiales incluyen vidrio, cerámica, metal y plástico. Los empaquetamientos estructurados son un ulterior desarrollo de empaquetamientos aleatorios ordenados. Tienen una estructura regular. Como resultado, en el caso de los empaquetamientos, es posible reducir las caídas de presión en el flujo de gas. Hay varios diseños de los

empaquetamientos estructurados, por ejemplo, empaquetamientos tejidos o empaquetamientos de láminas de metal. Los materiales usados pueden ser metal, plástico, vidrio y cerámica.

La temperatura del absorbente en la etapa de absorción es, en general, de aproximadamente 30 a 100 °C y cuando se usa una columna, por ejemplo, es de 30 a 70 °C en la parte superior de la columna y de 50 a 100 °C en la parte inferior de la columna.

El proceso de acuerdo con la invención puede comprender una o más, en especial dos etapas de absorción sucesivas. La absorción se puede llevar a cabo en una pluralidad de etapas sucesivas de componentes, en cuyo caso el gas crudo que comprende los constituyentes de gas ácido entra en contacto con una subcorriente del absorbente en cada una de las etapas de componentes. El absorbente con el que entra en contacto el gas crudo puede estar ya cargado parcialmente con gases ácidos, lo que significa que, por ejemplo, puede ser un absorbente que se recicló de una etapa corriente debajo de absorción en la primera etapa de absorción o puede ser un absorbente parcialmente regenerado. Respecto del rendimiento de la absorción de dos etapas, se hace referencia a las publicaciones EP 0 159 495, EP 0 190 434, EP 0 359 991 y WO 00100271.

El experto en la técnica puede lograr un alto nivel de remoción de sulfuro de hidrógeno con una selectividad definida al variar las condiciones en la etapa de absorción, tales como, más en particular, la relación de absorbente/corriente de fluido, la altura de la columna del absorbedor, el tipo de piezas internas promotoras del contacto en el absorbedor, tales como empaquetamientos aleatorios, bandejas o empaquetamientos estructurados, y/o la carga residual del absorbente regenerado.

Una relación baja de absorbente/corriente de fluido lleva a una selectividad elevada; una mayor relación de absorbente/corriente de fluido lleva a una absorción menos selectiva. Dado que el CO₂ se absorbe más lentamente que el H₂S, se absorbe más CO₂ en un tiempo de residencia más largo que en un tiempo de residencia más corto. Por lo tanto, una columna más alta produce una absorción menos selectiva. Las bandejas o los empaquetamientos estructurados con un mantenimiento de líquido relativamente alto asimismo llevan a una absorción menos selectiva. La energía de calentamiento introducida en la regeneración se puede usar para ajustar la carga residual del absorbente regenerado. Una menor carga residual de absorbente regenerado lleva a una mayor absorción.

El proceso con preferencia comprende una etapa de regeneración en donde se

regenera el absorbente cargado con CO_2 y H_2S . En la etapa de regeneración, CO_2 y H_2S y opcionalmente otros constituyentes de gases ácidos se liberan del absorbente cargado con CO_2 y H_2S para obtener un absorbente regenerado. Con preferencia, el absorbente regenerado se recicla posteriormente en la etapa de absorción. En general, la etapa de regeneración comprende al menos una de las medidas de calentamiento, descompresión y destilación con un fluido inerte.

La etapa de regeneración comprende con preferencia el calentamiento del absorbente cargado con los constituyentes de gases ácidos, por ejemplo, por medio de una caldera, evaporador de circulación natural, evaporador de circulación forzada o evaporador rápido de circulación forzada. Los gases ácidos absorbidos se destilan por medio del vapor obtenido por calentamiento de la solución. Más que vapor, también es posible usar un fluido inerte como nitrógeno. La presión absoluta en el desorbedor es normalmente de 0,1 a 3,5 bar, con preferencia de 1,0 a 2,5 bar. La temperatura es normalmente de 50 °C a 170 °C, con preferencia de 80 °C a 130 °C, en donde la temperatura por su puesto depende de la presión.

La etapa de regeneración puede comprender alternativa o adicionalmente una descompresión. Esto incluye al menos una descompresión del absorbente cargado de una alta presión cuando existe en la conducción de la etapa de absorción a una menor presión. La descompresión se puede llevar a cabo, por ejemplo, por medio de una válvula mariposa y/o una turbina de descompresión. La regeneración con una etapa de descompresión se describe, por ejemplo, en las publicaciones US 4.537.753 y US 4.553.984.

Los constituyentes de gases ácidos se pueden liberar en la etapa de regeneración, por ejemplo, en una columna de descompresión, por ejemplo, un recipiente de evaporación instantánea instalado vertical u horizontalmente o una columna de contracorriente con piezas internas.

La columna de regeneración puede ser igualmente una columna que tiene empaquetamientos aleatorios, que tiene empaquetamientos estructurados o que tiene bandejas. La columna de regeneración, en la parte inferior, tiene un calentador, por ejemplo, un evaporador de circulación forzada con bomba de circulación. En la parte superior, la columna de regeneración tiene una salida para los gases ácidos liberados. Los vapores del medio de absorción arrastrados se condensan en un condensador y se hacen recircular en la columna.

Es posible conectar una pluralidad de columnas de descompresión en serie, en donde la regeneración se lleva a cabo a diferentes presiones. Por ejemplo, la

regeneración se puede llevar a cabo en una columna de descompresión preliminar a una presión elevada normalmente de aproximadamente 1,5 bar por encima de la presión parcial de los constituyentes de gases ácidos en la etapa de absorción y en una columna de descompresión principal a una presión baja, por ejemplo, 1 a 2 bar absolutos. La regeneración con dos o más etapas de descompresión se describe en las publicaciones US 4.537.753, US 4.553.984, EP 0 159 495, EP 0 202 600, EP 0 190 434 y EP 0 121 109.

Debido a la coincidencia óptima de los compuestos presentes, el absorbente de la invención tiene una alta capacidad de carga con gases ácidos que también se pueden volver a desorber con facilidad. De este modo, es posible reducir significativamente el consumo de energía y la circulación del solvente en el proceso de acuerdo con la invención.

La invención se ilustra en detalle por medio del dibujo anexo y los ejemplos siguientes.

La Fig. 1 es un diagrama esquemático de una planta apropiada para realizar el proceso de acuerdo con la invención.

De acuerdo con la fig. 1, a través de la entrada Z, un gas apropiadamente pretratado que comprende sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono entra en contacto en contracorriente, en un absorbedor A1, con un absorbente regenerado que se alimenta a través de la línea de absorbente 1.01. El absorbente remueve sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono del gas por absorción; esto da como resultado un gas limpio agotado de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono a través de la línea de gas de escape 1.02.

A través de la línea de absorbente 1.03, el intercambiador de calor 1.04, en donde se calienta el absorbente cargado con CO_2 y H_2S , se calienta con el calor del absorbente regenerado conducido a través de la línea de absorbente 1.05 y la línea de absorbente 1.06, el absorbente cargado de CO_2 y H_2S se alimenta en la columna de desorción D y se regenera.

Entre el absorbedor A1 y el intercambiador de calor 1.04, se pueden proporcionar uno o varios recipientes de evaporación instantánea (no proporcionados en la fig. 1), en donde el absorbente cargado con CO_2 y H_2S se descomprime, por ejemplo, a 3 - 15 bar.

De la parte inferior de la columna de desorción D, el absorbente se conduce a la caldera 1.07, donde se calienta. El vapor que surge se recicla en la columna de desorción D, mientras que el absorbente regenerado se vuelve a alimentar en el

absorbedor A1 a través de la línea de absorbente 1.05, el intercambiador de calor 1.04 en donde el absorbente regenerado calienta el absorbente cargado con CO_2 y H_2S y, al mismo tiempo, se enfría en sí mismo, la línea de absorbente 1.08, el refrigerador 1.09 y la línea de absorbente 1.01. En vez de la caldera mostrada, también es posible usar otros tipos de intercambiadores de calor para la introducción de energía, tales como un evaporador de circulación natural, un evaporador de circulación forzada o un evaporador flash de circulación forzada. En el caso de estos tipos de evaporador, se regresa una corriente de fase mixta de absorbente regenerado y vapor a la parte inferior de la columna de desorción D, donde tiene lugar la separación de fases entre el vapor y el absorbente. El absorbente regenerado en el intercambiador de calor 1.04 se extrae de la corriente de circulación desde la parte inferior de la columna de desorción D al evaporador o se puede conducir por medio de una línea separada directamente de la parte inferior de la columna de desorción D al intercambiador de calor 1.04.

El gas que contiene CO_2 y H_2S liberado en la columna de desorción D abandona la columna de desorción D por medio de la línea de gas de escape 1.10. Se conduce a un condensador con separación de fases integradas 1.11, donde se separa del vapor de absorbente arrastrado. En esta y todas las demás plantas apropiadas para la realización del proceso de acuerdo con la invención, la condensación y la separación de fases también pueden estar presentes separadamente entre sí. Posteriormente, el condensado se lleva a cabo a través de la línea de absorbente 1.12 en la región superior de la columna de desorción D y un gas que contiene CO_2 y H_2S se descarga a través de la línea de gas 1.13.

Ejemplos

La siguiente tabla muestra la densidad del grupo hidroxilo ρ de compuestos seleccionados:

Compuesto	Cantidad de grupos OH	Masa molar [g/mol]	ρ [mol(OH)/kg]
Metanol	1	32,04	31,21
n-Butanol	1	74,12	13,49
n-Pentanol	1	88,15	11,34
n-Hexanol	1	102,18	9,79
Etano-1,2-diol (etilenglicol, EG)	2	62,07	32,22
Propano-1,3-diol	2	76,09	26,28
Butano-1,4-diol	2	90,12	22,19
Dietilenglicol (DEG)	2	106,12	18,85
Trietilenglicol (TEG)	2	150,18	13,32

Compuesto	Cantidad de grupos OH	Masa molar [g/mol]	ρ [mol(OH)/kg]
Tetraetilenglicol	2	194,23	10,30
Pentaetilenglicol	2	238,30	8,39
Dietilenglicol monometil éter	1	120,15	8,32
Dietilenglicol monoetil éter	1	134,18	7,45
Dietilenglicol monopropil éter	1	148,20	6,75
Trietilenglicol monometil éter	1	164,20	6,09
Trietilenglicol monoetil éter	1	178,20	5,61
Trietilenglicol monopropil éter	1	192,25	5,20
Tetraetilenglicol monometil éter	1	208,26	4,80
Polietilenglicol dimetil éter (PEGDME)	0	250,00*	0,00
Dimetiletanolamina (DMAE)	1	89,14	11,22
Metildietanolamina (MDEA)	2	119,16	16,78
2-(Isopropilamino)etanol (IPAE)	1	103,16	9,69
2-Isopropilamino-1-propanol (IPAP)	1	117,19	8,53
2-(2-Isopropilaminoetoxi)etanol (IPAE)	1	147,00	6,80
terc-Butilaminoetanol (TBAE)	1	117,19	8,53
2-(2-terc-Butilaminoetoxi)etanol (TBAEE)	1	161,00	6,21
Dibutilaminoetanol (DBAE)	1	173,3	5,77
Trietanolamina (TEA)	3	149,2	20,11
Sulfolano	0	120,17	0,00
Agua	2	18,02	110,99

* masa molar media

Ejemplo 1

Se cargó un cilindro de vidrio con camisa y termostato inicialmente con aproximadamente 250 mL de un absorbente no cargado de acuerdo con la tabla 1. A fin de evitar cualquier pérdida de absorbente durante el experimento, se conectó un condensador de vidrio operado a 5 °C en la parte superior del cilindro de vidrio. Para determinar la capacidad de absorción, a presión ambiente y 40 °C, se pasaron 8 L (STP)/h de H₂S o CO₂ a través del líquido de absorción a través de una frita. Después de correr el experimento durante 4 h, se obtuvo la carga máxima. Esto fue verificado por muestreo después de 1, 2 y 3 h. La carga de CO₂ o H₂S se determinó de la siguiente manera:

La determinación de H₂S se efectuó por titulación con solución de nitrato de plata. Para este fin, se pesó la muestra por analizar en una solución acuosa junto con aproximadamente el 2% en peso de acetato de sodio y aproximadamente el 3% en peso de amoníaco. Posteriormente, se determinó el contenido de H₂S por medio de una titulación de punto de inflexión potenciométrica por medio de solución de nitrato de

plata. En el punto de inflexión, H_2S se une completamente como Ag_2S . El contenido de CO_2 se determinó como carbono inorgánico total (TOC-V Series Shimadzu).

La carga de CO_2 y H_2S era igual dentro de la precisión de medición después de una duración del experimento de 3 h y 4 h. La relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ se calculó como el cociente de la carga de H_2S dividido por la carga de CO_2 .

La solución cargada se destiló mediante el calentamiento del aparato hasta 80 °C, introduciendo el absorbente cargado y destilándolo por medio de una corriente de nitrógeno (8 L (STP)/h) a presión ambiente. Después de 30 min, se tomó una muestra y la carga de CO_2 o H_2S del absorbente se determinó como se describió con anterioridad.

Los resultados se muestran en la tabla 1.

Tabla 1

Absorbente		ρ_{abs} [mol(OH) / kg]	Carga de CO ₂ [mol(CO ₂)/mol(amina)]		Carga de H ₂ S [mol(H ₂ S)/mol(amina)]		Relación de capacidad de carga H ₂ S:CO ₂
#	Composición		después de la carga	después de la destilación	después de la carga	después de la destilación	
1-1*	40% en peso de MDEA + 60% en peso de agua	73,31	0,683	0,019	0,744	0,062	1,09
1-2*	30% en peso de MDEA + 70% en peso de EG	27,59	0,275	0,015	0,605	0,046	2,2
1-3*	30% en peso de MDEA + 70% en peso de TEG	14,36	0,078	0,001	0,468	0,003	6
1-4*	30% en peso de MDEA + 70% en peso de sulfolano	5,04	0,058	0,001	0,323	0,001	5,6
1-5*	30% en peso de TBAEE + 70% en peso de agua	79,55	0,972	0,236	0,922	0,250	0,95
1-6	30% en peso de TBAEE + 70% en peso de EG	24,42	0,795	0,007	1,101	0,154	1,38
1-7	30% en peso de TBAEE + 70% en peso de TEG	11,19	0,280	0,001	1,192	0,006	4,25
1-8*	30% en peso de TBAEE + 70% en peso de sulfolano	1,86	0,060	0,00	0,837	0,002	13,95
1-9	30% en peso de TBAEE + 30% en peso de EG + 40% en peso de sulfolano	11,5	0,467	0,004	0,907	0,010	1,94
1-10*	30% en peso de TBAEE + 30% en peso de TEG + 40% en peso de sulfolano	5,8	0,132	0,001	0,780	0,005	5,9
1-11	30% en peso de TBAE + 70% en peso de EG	25,1	0,828	0,019	—**	—**	—**
1-12	30% en peso de TBAE + 70% en peso de TEG	11,9	0,369	0,002	—**	—**	—**
1-13	30% en peso de IPAEE + 70% en peso de EG	24,6	0,707	0,034	—**	—**	—**
1-14	30% en peso de IPAE + 70% en peso de EG	25,5	0,636	0,027	—**	—**	—**

1-15*	30% en peso de DBAE + 70% en peso de EG	24,3	0,340	0,002	—**	—**	—**
1-16*	30% en peso de TEA + 70% en peso de EG	28,6	0,137	0,002	—**	—**	—**
1-17*	30% en peso de MDEA + 70% en peso de PEGDME	5,04	0,029	0,001	0,218	0,001	7,5
1-18*	30% en peso de TBAEE + 70% en peso de PEGDME	1,86	0,030	0,001	0,396	0,001	13,2

* ejemplo comparativo

** no determinado

Los Ejemplos 1-1 a 1-4 y 1-5 a 1-8 muestran que la relación de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ aumenta con menor densidad del grupo hidroxilo ρ_{abs} . Asimismo, una densidad decreciente de grupo hidroxilo ρ_{abs} da como resultado una mayor regeneración, obvia de las cargas residuales de H_2S y CO_2 después de destilación. Una densidad del grupo hidroxilo ρ_{abs} demasiado baja da como resultado menores capacidades de carga de CO_2 y H_2S , como resulta obvio de los ejemplos 1-8, 1-9, 1-10, 1-17 y 1-18.

Queda claro de la comparación de los ejemplos 1-6 y 1-7 con los ejemplos comparativos 1-2 y 1-3 que la amina secundaria estéricamente impedida TBAEE, en comparación con la amina terciaria MDEA, permite una carga elevada de CO_2 y H_2S combinada con una relación comparable de capacidad de carga $\text{H}_2\text{S}:\text{CO}_2$ y de modo similar, una buena regeneración.

REIVINDICACIONES

1. Un absorbente para la remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno sobre dióxido de carbono de una corriente de fluido, que comprende:
 - a) 10% a 70% en peso al menos una amina secundaria estéricamente impedida que tiene al menos un grupo éter y al menos un grupo hidroxilo en la molécula;
 - b) al menos un solvente no acuoso que tiene al menos dos grupos funcionales seleccionados de grupos éter y grupos hidroxilo en la molécula; y
 - c) opcionalmente un cosolvente;donde la densidad del grupo hidroxilo del absorbente ρ_{abs} está en el rango de 8,5 a 35 mol(OH)/kg.
2. El absorbente de acuerdo con la reivindicación 1, en donde la contribución ρ_a de la amina secundaria estéricamente impedida a) a ρ_{abs} está en el rango de 0 a 6 mol(OH)/kg y la contribución ρ_b del solvente no acuoso b) a ρ_{abs} está en el rango de 2,5 a 35 mol(OH)/kg.
3. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 y 2, en donde la amina secundaria estéricamente impedida a) comprende un grupo isopropilamino, un grupo terc-butilamino o un grupo 2,2,6,6-tetrametilpiperidinilo.
4. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde la amina secundaria estéricamente impedida a) se selecciona de 2-(2-terc-butilaminoetoxi)etanol, 2-(2-isopropilaminoetoxi)etanol, 2-(2-(2-terc-butilaminoetoxi)etoxi)etanol, 2-(2-(2-isopropilaminoetoxi)etoxi)etanol, 4-(3'-hidroxipropoxi)-2,2,6,6-tetrametilpiperidina y 4-(4'-hidroxibutoxi)-2,2,6,6-tetrametilpiperidina.
5. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el solvente no acuoso b) a una temperatura de 293,15 K y una presión de $1,0133 \cdot 10^5$ Pa tiene una constante dieléctrica relativa ϵ al menos 7.
6. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el absorbente comprende el solvente no acuoso b) y un cosolvente c) en tales proporciones en masa tales que una mezcla del solvente no acuoso b) y un cosolvente c) en una relación de estas proporciones en masa a una temperatura de 293,15 K y una presión de $1,0133 \cdot 10^5$ Pa tenga una constante dieléctrica relativa ϵ al menos 7.

7. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el absorbente no comprende ninguna amina primaria o secundaria estéricamente no impedida.
8. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el solvente no acuoso b) se selecciona de dioles C_2-C_8 , poli(alquilenglicoles C_2-C_4), monoalquiléteres de poli(alquilenglicol C_2-C_4) y dialquiléteres de poli(alquilenglicol C_2-C_4).
9. El absorbente de acuerdo con la reivindicación 8, en donde el solvente no acuoso b) se selecciona de etano-1,2-diol, propano-1,2-diol, propano-1,3-diol, butano-1,4-diol, dietilenglicol, trietilenglicol, tetraetilenglicol, pentaetilenglicol, dietilenglicol monometil éter, dietilenglicol monoetil éter, dietilenglicol monopropil éter, trietilenglicol monometil éter, trietilenglicol monoetil éter, trietilenglicol monopropil éter y tetraetilenglicol monometil éter.
10. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el cosolvente c) se selecciona de agua, alcoholes C_4-C_{10} , ésteres, lactonas, amidas, lactamas, sulfonas y ureas cíclicas.
11. El absorbente de acuerdo con la reivindicación 10, en donde el cosolvente c) se selecciona de n-butanol, n-pentanol, n-hexanol, sulfolano, N-metil-2-pirrolidona, dimetilpropileneurea y γ -butirolactona.
12. El absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el absorbente comprende 20% al 60% en peso de la amina secundaria estéricamente impedida a), 20% al 80% en peso del solvente no acuoso b) y 10% al 60% en peso del cosolvente c), donde el cosolvente c) comprende no más del 20% en peso, sobre la base del peso del absorbente, de agua.
13. Un proceso para remover selectivamente sulfuro de hidrógeno sobre dióxido de carbono de una corriente de fluido, en donde la corriente de fluido entra en contacto con un absorbente de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12 para obtener un absorbente cargado y una corriente de fluido tratada.
14. El proceso de acuerdo con la reivindicación 13, en donde el absorbente cargado se regenera por medio al menos una de las medidas de calentamiento, descompresión y destilación con un fluido inerte.

RESUMEN DE LA INVENCION

La invención se refiere a un agente de absorción para la remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno de un flujo de fluido que contiene dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, que contiene a) 10% a 70% en peso al menos una amina secundaria estéricamente impedida que tiene al menos un grupo éter y/o al menos un grupo hidroxilo en la molécula; b) al menos un solvente no acuoso que tiene al menos dos grupos funcionales, seleccionados de grupos éter y grupos hidroxilo, en la molécula, y c) un cosolvente cuando sea apropiado; donde la densidad del grupo hidroxilo del agente de absorción ρ_{Abs} está en el rango de 8,5 a 35 mol(OH)/kg. Además, se describe un método para remover selectivamente sulfuro de hidrógeno de un flujo de fluido que contiene dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, en donde dicho flujo de fluido entra en contacto con el agente de absorción. El agente de absorción se caracteriza por una buena capacidad de regeneración y una alta capacidad de gas ácido cíclico.