



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 358 414**

51 Int. Cl.:
B01D 53/22 (2006.01)
E21B 43/38 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)
B01D 61/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **02773287 .4**
96 Fecha de presentación : **05.09.2002**
97 Número de publicación de la solicitud: **1423181**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **02.06.2004**

54 Título: **Método para la separación de gases en el fondo del pozo.**

30 Prioridad: **07.09.2001 US 318080 P**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
10.05.2011

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
10.05.2011

73 Titular/es:
EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY
P.O. Box 2189
Houston, Texas 77252-2189, US

72 Inventor/es: **Thomas, Eugene, R.;**
Paulley, Thomas, A.;
Victory, Donald, J. y
Deckman, Harry, W.

74 Agente: **Lehmann Novo, María Isabel**

ES 2 358 414 T3

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

DESCRIPCIÓN

Método para la separación de gases en el fondo del pozo.

CAMPO DE LA INVENCIÓN

5 Esta invención se refiere a un método para separar componentes de una mezcla de fluidos de múltiples componentes en un pozo. Más específicamente, la invención se refiere a un método para separar componentes de un gas de múltiples componentes en un pozo de sondeo utilizando una membrana de separación de gases.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

10 El gas natural es un importante gas combustible y se utiliza ampliamente como materia bruta básica en la industria petroquímica y en otras industrias de procesos químicos. La composición del gas natural varía ampliamente de un campo a otro. Muchas reservas de gas natural contienen porcentajes relativamente bajos de hidrocarburos (menores que 40%, por ejemplo) y elevados porcentajes de gases ácidos, principalmente de dióxido de carbono, pero también sulfuro de hidrógeno, sulfuro de carbonilo, disulfuro de carbono y diversos mercaptanos. Es deseable la separación de gases ácidos de gas natural producido en lugares alejados para proporcionar un gas natural acondicionado o dulce, seco, ya sea para el suministro a un gaseoducto, la recuperación de líquidos del gas natural, 15 la recuperación de helio, la conversión en gas natural licuado (GNL) o para el subsiguiente rechazo de nitrógeno. El H₂S se separa debido a que es tóxico en cantidades mínimas y es corrosivo en presencia de agua a través de la formación de ácido hidrosulfuroso. Tras la combustión, el H₂S forma dióxido de azufre, un compuesto tóxico y corrosivo. CO₂ es también corrosivo en presencia de agua y puede formar hielo seco, hidratos y puede provocar problemas de congelación en los gaseoductos y en el equipo criogénico a menudo utilizado en el tratamiento del gas natural. También, al no contribuir en el valor de calentamiento, el CO₂ añade meramente el coste de la transmisión del gas. 20

Un aspecto importante de cualquier proceso para el tratamiento de gas natural es el económico. El gas natural es tratado típicamente en elevados volúmenes, con lo que incluso ligeras diferencias en el capital y en los costes operativos de la unidad de tratamiento constituyen factores muy significativos en la selección de la tecnología del proceso. Algunas fuentes de gas natural no son ahora una producción rentable debido a los costes de 25 tratamiento. Existe una necesidad continua de procesos para el tratamiento de gas natural mejorados que tengan una fiabilidad elevada y que representen una simplicidad de funcionamiento.

Un cierto número de procesos para la recuperación o separación de CO₂ a partir de gas natural ha sido propuesto y puesto en práctica a escala comercial. Los procesos varían ampliamente, pero generalmente implican una cierta forma de absorción de disolventes, adsorción sobre un absorbente poroso o dispersión a través de una 30 membrana semipermeable. El uso de membranas para la separación de gases se está convirtiendo cada vez más habitual debido a su simplicidad.

En un sistema de separación por membrana, se hace pasar una mezcla de gases, el gas de alimentación, bajo presión a través de la superficie de una membrana que actúa como una barrera selectiva, permitiendo a algunos 35 componentes de la mezcla de gases que la atraviesen más fácilmente que otros componentes. La presión en el lado de alimentación del sistema se mantiene a un nivel lo suficientemente mayor que la presión en el lado del permeado de la membrana para proporcionar una fuerza impulsora para la difusión de los componentes más permeables de la mezcla gaseosa a través de la membrana. La presión parcial de los componentes gaseosos más permeables también se mantiene a un nivel mayor en el lado de alimentación de la membrana que en el lado del permeado, al eliminar constantemente el contacto con la membrana tanto de la corriente del permeado como del residuo de la corriente de alimentación, la corriente del retenido. Mientras que la corriente del permeado puede representar el producto deseado, en la mayoría de los procesos de permeación de gas natural el producto deseado es la corriente residual, y la corriente del permeado consiste en contaminantes que son separados de la corriente de alimentación. 40

Se han propuesto membranas para uso en pozos de sondeo para separar fluidos que incluyen, por ejemplo 45 las patentes de EE.UU. nºs 6.015.011 (Hunter); 5.860.476 (Kjos); 5.730.871 (Kennedy et al.); 5.693.225 (Lee); 4.241.787 (Price); y 4.171.017 (Klass). Módulos de membrana en un pozo de sondeo se han propuesto principalmente para separar hidrocarburos (gas o aceite bruto) de la salmuera. En Lee y Kennedy et al., los hidrocarburos se hacen pasar a la superficie del terreno, y la salmuera indeseada se inyecta en una formación de descarga subterránea. Kjos propuso utilizar membranas para pozos de sondeo en combinación con ciclones en el fondo de los pozos para separar gases indeseados de una corriente de gas natural, que incluyen H₂S, CO₂ y H₂O. 50 Kjos propuso, además, hacer pasar el CO₂ indeseado a una zona de desechos subterránea. Un inconveniente de Kjos es que no se describe ningún proceso para llevar a cabo el proceso de separación a través de membrana.

Existe una necesidad de un método y un sistema mejorados para la separación de gases para separar de forma económica uno o más componentes indeseados de una corriente de gas natural.

55

SUMARIO

La invención es un método para separar un fluido de múltiples componentes en un pozo de sondeo de acuerdo con la reivindicación 1. En el pozo de sondeo está incorporada al menos una membrana de separación de fluidos que comprende una cara de alimentación y una cara de permeado. Una corriente que fluye del fluido de múltiples componentes obtenido de una zona subterránea que está en comunicación de fluido con el pozo de sondeo se hace pasar a través de la cara de alimentación de la membrana a una primera presión. Una corriente de retenido agotada en al menos un componente en comparación con el fluido de múltiples componentes se retira de la cara de alimentación de la membrana y se hace pasar a la superficie del terreno. Un fluido no permeado entra en contacto con la cara de permeado de la membrana al fluir en contracorriente a la dirección de flujo del fluido de múltiples componentes en la cara de alimentación de la membrana. Una corriente de permeado a una segunda presión es retirada de la cara de permeado, en que la corriente de permeado está enriquecida en al menos un componente en comparación con el fluido de múltiples componentes. La segunda presión se controla para mantener a la segunda presión por debajo de la primera presión.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La invención y sus ventajas se comprenderán mejor haciendo referencia a los dibujos, que no están representados a escala, en que los números de referencia iguales identifican a partes iguales y en los que:

La Fig. 1 es una vista en sección en alzada lateral esquemática de una realización no de acuerdo con la invención que muestra la producción de gas de formación procedente de una formación y de la inyección del gas residual en una formación separada inferior.

La Fig. 2 es una vista en sección en alzada lateral esquemática de una segunda realización no de acuerdo con la invención que muestra la producción de gas de formación procedente de una formación y de la inyección del gas residual en una formación superior, separada.

La Fig. 3 es una vista en alzada en sección vertical de una realización de una membrana utilizada en la invención.

La Fig. 4 es una vista en alzada en sección vertical de una segunda realización de una membrana utilizada en la invención.

La Fig. 5 es una vista tomada a lo largo de línea 5-5 de la Fig. 4.

La Fig. 6 es una vista en sección en alzada lateral esquemática de una realización de la invención que muestra la producción de gas de formación a partir de una región superior de una formación y la inyección de gas residual en una región inferior de la misma formación.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Esta invención proporciona un sistema de separación de fluidos mejorado para uso en un pozo de sondeo para separar uno o más componentes de una corriente de fluido producida a partir de una zona productora subterránea y para desechar la totalidad o una parte sustancial de los componentes separados en una zona de desecho subterránea. La separación en el pozo de sondeo se lleva a cabo por medio de uno o más módulos de membrana que tienen una cara de alimentación y una cara de permeado. El fluido producido a partir de la zona productora se hace pasar a través de la cara de alimentación del módulo de membrana. Una corriente de retenido agotada en uno o más componentes se retira de la cara de alimentación y se hace pasar a la superficie del terreno. Una corriente de permeado enriquecida en uno o más componentes se retira de la cara de permeado de la membrana y se dispone en una zona de desecho. El término "enriquecida" tal como se utiliza en esta memoria se refiere a la concentración de un componente del gas natural en relación con la concentración de ese componente en la corriente de alimentación. Por ejemplo, la corriente de permeado procedente de la membrana será enriquecida en el componente fácilmente permeable con respecto a la concentración del componente fácilmente permeable en el material de alimentación. El permeado, por ejemplo, puede estar enriquecido en hidrocarburos C₃₊, sulfuro de hidrógeno y/o dióxido de carbono. Al retenido también se le puede aludir como que está "agotado" del componente fácilmente permeable.

La presión diferencial a través de la membrana se vigila utilizando sensores de la presión en el fondo del pozo o sensores de la presión en la cabeza del pozo para asegurar que el o los componentes indeseados fluyan a través de la membrana a una velocidad deseada. El método de esta invención puede reducir el volumen de fluidos producidos, elevados hacia y manipulados en la superficie del terreno, dando como resultado una disminución de los requisitos de energía para operar y tratar el gas natural. Las etapas básicas de este método de separación se ilustran de una forma sencilla en la Fig. 1.

Haciendo referencia a la Fig. 1, se ilustra esquemáticamente, en una representación en sección en alzada

lateral, una realización no de acuerdo con la invención. Se muestra un pozo de producción 10 que ha sido perforado por técnicas convencionales, a través de al menos una zona de producción 11 y al menos una zona de desecho 12. El pozo tiene una tubería de revestimiento 13 de revestimiento de producción con un entubado alargado que se extiende hacia abajo desde la superficie del terreno (no mostrada) a través de la zona de producción 11 y hacia la zona de desecho 12 inferior. La tubería de revestimiento está cementada en el lugar y está atravesada por una pluralidad de perforaciones de producción 14 adyacentes a la zona de producción 11 y una pluralidad de perforaciones de inyección 15 adyacentes a la zona de desecho 12 para establecer una comunicación de fluido entre las formaciones 11 y 12 respectivas y el interior de la tubería de revestimiento de producción 13. Las perforaciones 14 y 15 se forman en la tubería de revestimiento por técnicas de perforación convencionales. Un varillaje 20 del entubado está colgado en el interior de la tubería de revestimiento 13 y se extiende hasta la parte superior de la zona de desecho 12. La zona de producción 11 produce gas natural (flechas 16) hacia el interior de la tubería de revestimiento 13. En el varillaje 20 del entubado están incorporados uno o más módulos de membrana 21.

El gas natural (flechas 16) fluye hacia arriba en el espacio anular formado entre el varillaje 20 del entubado y la pared interior de la tubería de revestimiento 13. La membrana permite selectivamente pasar a uno o más componentes del gas natural tales como CO₂ al interior del varillaje 20 del entubado. La corriente de permeado enriquecida en CO₂ (flechas 17) se hace pasar a una bomba o compresor 30. La bomba o compresor 30 puede ser cualquier sistema de bombeo adecuado para presurizar el material permeado a una presión seleccionada para determinar que el permeado presurizado (flechas 19) fluya a través de perforaciones de inyección 15 hacia la zona de desecho 12. Preferiblemente, la bomba o el compresor 30 es un sistema de bombeo de múltiples etapas, accionado eléctricamente y sumergible, pero puede ser una bomba hidráulica o una bomba de tipo reductor.

Se utilizan uno o más dispositivos de aislamiento o sellado de los pozos de sondeo para prevenir que la corriente de permeado que sale del extremo inferior del varillaje 20 del entubado se mezcle con el fluido de producción que está siendo producido en la zona de producción 11. A estos dispositivos de aislamiento o sellado de pozos de sondeo se les alude comúnmente como obturadores del pozo de sondeo y están situados en al menos una localización entre la zona de producción 11 y la zona de desecho 12. En la Fig. 1 se ilustran dos obturadores 40 y 41, los cuales pueden ser cualquier obturador recuperable o permanente adecuado y comercialmente disponible con elementos de sellado elastómeros hinchables o comprimibles, como es bien conocido por los expertos en la técnica. Uno de los obturadores puede estar también incluido en el exterior de la bomba o compresor 30.

Como resulta evidente para un experto en la técnica, puede haber una pluralidad de zonas de producción y una pluralidad de zonas de desecho de acuerdo con esta invención. Cada una de las zonas de desecho puede estar en la misma formación geológica que una zona de producción. Por ejemplo, se puede utilizar la inyección de gas para mantener la presión en una zona de producción de petróleo. Alternativamente, una o más zonas de desecho pueden estar en formaciones geológicas diferentes y distintas de cada una de las zonas de producción. Por ejemplo, una zona de desecho de gas puede estar prevista para el almacenamiento de gas.

Para aislar la zona de producción y la zona de desecho una de otra se puede utilizar cualquier esquema adecuado. Como alternativa, en lugar de utilizar una tubería de revestimiento por debajo del obturador 40, el CO₂ se puede inyectar directamente en un agujero abierto (no mostrado) dentro de los estratos subterráneos. Otra alternativa sería utilizar un diseño de pozo de tipo multilateral, en el que la zona de producción y las zonas de desecho se encuentren en ramas separadas del sistema multilateral. La una o más zonas productoras pueden estar por encima o por debajo de una o más zonas de desecho, y la zona productora y la zona de desecho pueden estar separadas por una o más de otras zonas. Además, la zona de desecho puede ser la misma que la zona de producción, con la condición de que la zona de producción y la zona de desecho no se comuniquen activamente. Por ejemplo, el CO₂ puede ser inyectado en la porción extrema inferior de la zona de producción y el CO₂ pesado tenderá a permanecer en la porción inferior de la zona de producción y no se producirá. El mantener el CO₂ por debajo de la superficie puede ser también beneficioso de otras maneras. En algunas localizaciones, puede haber limitaciones crecientemente estrictas sobre la emisión de gases separados a la atmósfera, incluida la imposición de una tasa sobre las emisiones de carbono. Estas limitaciones y tasas pueden aumentar sustancialmente el costo de fuentes de gas productoras.

La presión en la cara de permeado del módulo de membrana 21 y la presión en la cara de alimentación de la membrana se pueden variar por separado e independientemente y controlar por diversas técnicas que implican el bombeo en el fondo del pozo y en el pozo de sondeo propiamente dicho. Por ejemplo, la presión en la cara de permeado del módulo de membrana 21 se puede controlar regulando el caudal de gas que fluye a través de la bomba o compresor 30 o fijando la velocidad de la bomba o compresor 30. La presión diferencial a través del módulo de membrana 21 depende típicamente de muchos factores tales como de la membrana particular utilizada, del caudal de la descarga de permeado por parte de la bomba o compresor 30 y la capacidad de la bomba de descarga o compresor 30. Además, la presión en la cara de alimentación de la membrana se puede controlar al controlar la presión circulante en la cabeza del pozo en la cara de alimentación. Para situaciones en las que el permeado sea devuelto a la superficie, también se puede controlar la presión fluyente en la cabeza del pozo de la cara de permeado. Se prefiere una presión diferencial de al menos 100 psi (690 kPa), ya que una presión diferencial inferior

podiera requerir una mayor superficie específica de la membrana para conseguir un caudal deseado a través del módulo de membrana 21. Si el diferencial de presión entre la presión de alimentación y la presión del permeado es menor que aproximadamente 100 psi (690 kPa), la presión del permeado se puede reducir aumentando el caudal de gas a través del compresor 30.

5 El material retenido (flechas 18) se transporta a la superficie del terreno para el tratamiento ulterior por técnicas bien conocidas.

Mientras que el pozo de producción de gas se muestra en la Fig. 1 como un pozo que se extiende verticalmente en la zona de producción de gas, alternativamente podría estar curvado para extenderse formando un ángulo dentro de la formación y también puede tener al menos una sección que se extienda horizontalmente en la formación. Variaciones de este tipo son bien conocidas por los expertos en la técnica para la producción de gas a partir de formaciones subterráneas.

El módulo de membrana 21 utilizado en el pozo de sondeo 10 es de un diseño preferiblemente tubular.

10 Cuales caras de la membrana serán la cara de permeado y la cara de alimentación dependerán de la configuración del conducto de flujo en el pozo de sondeo. En la Fig. 1, la configuración de flujo ilustra un ejemplo en el que el interior del módulo membrana es la cara de permeado y el exterior es la cara de alimentación. Sin embargo, otras configuraciones pueden invertir las caras. Un ejemplo que ilustra una inversión de este tipo se representa en la Fig. 2.

La Fig. 2 ilustra esquemáticamente, en una representación en sección en alzada lateral, una segunda realización no de acuerdo con la invención. En esta realización, una zona de desecho 50 está situada por encima una la zona productora 51. El gas natural (flechas 25) procedente de la zona de producción 51 pasa al interior de la tubería de revestimiento 13 a través de perforaciones 53 y penetra en el extremo inferior del varillaje 20 del entubado. Para evitar una comunicación de fluido entre la zona de desecho 50 y la zona productora 51, obturadores 40 y 41 están situados en el espacio anular entre el varillaje 20 del entubado y la tubería de revestimiento 13, estando situado el obturador 40 próximo a la parte superior de la zona productora 51 y estado situado el obturador 41 próximo al fondo de la zona de desecho 50.

Uno o más módulos de membrana están incorporados en el varillaje 20 del entubado, representándose en el Fig. 2 únicamente un módulo de membrana 21. A medida que el gas natural (flechas 26) fluye a través del interior del módulo de la membrana 21, la presión del gas natural en lo suficientemente mayor que la presión en la cara del permeado de la membrana como para proporcionar una fuerza impulsora para la difusión de los componentes 28 más permeables de la mezcla de gas natural de modo que pasen a través de la membrana hacia el espacio anular entre el varillaje 20 del entubado y la tubería de revestimiento 13.

En la Fig. 2 se muestra el gas de permeado fluyendo a través de perforaciones 52 en la tubería de revestimiento hacia la zona de desecho 50. Dado que la zona de desecho 50 tiene una mayor elevación que la zona productora 51, la presión en la zona de desecho sería típicamente menor que la presión en la zona productora 51, proporcionando así una fuerza impulsora para que el permeado penetrara en la zona de desecho 50 sin la necesidad de una presurización adicional del permeado. Sin embargo, si la presión en la zona de desecho 50 está próxima a o es mayor que la presión de la zona productora, o para aumentar el caudal a través del módulo de membrana 21, puede ser deseable proporcionar una bomba o compresor convencional in situ (no mostrado) que retire permeado de la cara de permeado del módulo de membrana 21 y aumente la presión de descarga del permeado para fomentar el flujo hacia la zona de desecho 50.

Un obturador 42 está preferiblemente situado por encima del módulo de membrana 21 para evitar que el permeado penetre en el espacio anular entre el varillaje 20 del entubado y la tubería de revestimiento 13 por encima del módulo de membrana 21.

Los expertos en la técnica reconocerán que si el retenido (flecha 26) no tiene una velocidad suficiente como para elevarse hacia la superficie del pozo de sondeo 10, se puede montar cualquier forma de bomba o compresor convencional (no mostrado) dentro del pozo de sondeo para presurizar el retenido a una presión mayor. Un aparato de bombeo o compresión ascendente de este tipo es absolutamente convencional y no forma parte de la invención.

El módulo de membrana 21 está preferiblemente conectado en serie con las secciones de un varillaje 20 del entubado que está insertado en el pozo de sondeo 10. Se pueden instalar uno o más módulos de membrana en cualquier localización deseada en el varillaje, y los módulos de membrana pueden constituir esencialmente toda la longitud del varillaje del entubado. Habitualmente, el módulo de membrana más inferior estará situado junto a o algo por encima de la zona de producción. Sin embargo, también puede ser deseable para algunas aplicaciones disponer el módulo de membrana más inferior esencialmente por encima de la zona de desecho, con el fin de maximizar el diferencial de presión a través de la membrana y minimizar la potencia de la bomba requerida para transportar el CO₂ a la zona de desecho. Al tener dispuesto al módulo de membrana 21 en una parte superior en el pozo de

sondeo, se puede conseguir una mayor cantidad de recuperación de presión en la cara de permeado debido a la mayor cabeza hidrostática de la columna de fluido.

Una pluralidad de módulos de membrana, en serie o en paralelo (no mostrados en los dibujos) se pueden conectar directamente uno con otro o separados por una o más secciones del entubado u otro equipo del fondo del pozo. El número de módulos de membrana y las localizaciones de los módulos dentro del varillaje 20 del entubado se puede optimizar para una aplicación particular por parte de los expertos en la técnica, teniendo en cuenta las enseñanzas de esta descripción, la composición del gas natural y el caudal desde la zona de producción 51, las temperaturas y presiones de la zona de producción 51 y la zona de desecho 50 y el tipo o tipos de membranas utilizados.

La Fig. 3 ilustra en una representación en sección vertical un ejemplo de un módulo de membrana 21 que se puede utilizar en la realización mostrada en la Fig. 1. El módulo de membrana 21 está diseñado para ser roscado en un varillaje 20 del entubado de producción convencional. Un varillaje 20 del entubado de producción convencional comprende típicamente secciones de entubado que están conectadas unas con otras con obturaciones estancas a los fluidos para formar un conducto para la producción de fluidos de reserva a la superficie. El varillaje del entubado utiliza típicamente conexiones roscadas para conectar las secciones del entubado. Cada una de las conexiones del entubado tiene habitualmente al menos un extremo ahusado, roscado por el exterior, denominado un "pasador", y un acoplamiento relativamente corto con dos extremos roscados en el interior denominados "cajas". La sección del pasador se inserta en la caja y la "conexión" así realizada se monta de una manera rotacional o se "constituye" para conectar eficazmente las secciones de entubado y sellar la conexión. El módulo de membrana 21 tiene conectores 61 y 62 de extremo roscado para conectarse de forma roscada en serie en una caja de conector roscada internamente (no mostrada) o en un conector de tuberías convencional para unir el módulo de membrana 21 al entubado, bombas, módulos de membrana similares o diversos equipos del fondo de pozos.

Los conectores extremos 61 y 62 están rígidamente conectados a un miembro de soporte 63 interno que proporciona rigidez al módulo de membrana y sirve para transportar axialmente fluido a través del módulo de membrana 21. La longitud del miembro de soporte no es crítica, pero la longitud del módulo 21 será, de preferencia, aproximadamente la misma que la longitud de las secciones del varillaje 20 del entubado. El miembro de soporte 63 es preferiblemente un miembro hueco tubular y tiene perforaciones, rendijas, poros o similares en su pared periférica que permiten que el fluido fluya hacia dentro o hacia afuera del centro hueco. Un ejemplo no limitante de un miembro de soporte 63 es un material metálico delgado y poroso. El miembro de soporte 63 no necesita ser hueco en tanto que sea capaz de transportar permeado axialmente a través del módulo de membrana 21 con un mínimo de la reducción de la presión. Preferiblemente, las aberturas o poros en el miembro de soporte 63 no contribuyen esencialmente en la caída de presión global a través de la pared del módulo de membrana 21. El miembro de soporte 63 puede estar en forma de una tubería, jaula u otra configuración, en función de la resistencia requerida para la misma en una aplicación particular y del tipo o tipos de membrana utilizados.

Por motivos de resistencia, el miembro de soporte 63 es habitualmente cilíndrico, pero se pueden utilizar otras configuraciones tales como secciones transversales poligonales u ovaladas, y la sección transversal puede variar a lo largo de su longitud. En el ejemplo ilustrado en la Fig. 3, el miembro de soporte 63 comprende una tubería cilíndrica que tiene una sección transversal uniforme a lo largo de su longitud.

Si el módulo de membrana 21 se utiliza en la realización ilustrada en la Fig. 1, el gas natural pasaría sobre el exterior del módulo de membrana 21, y uno o más de los componentes más permeables del gas natural pasaría a través de una capa de membrana 64 relativamente delgada que está revestida o unida a la superficie del miembro de soporte 63.

El módulo de membrana 21 también puede incluir otras capas no mostradas en los dibujos tales como una capa protectora, tal como una capa forrada o una jaula, protegiendo el exterior de la membrana.

El miembro de soporte 63 y la membrana 64 están adecuadamente conectados a conectores 61 y 62 extremos para asegurar que todo paso de fluidos entre el exterior y el interior del módulo de membrana 21 deba atravesar la membrana. No existe ninguna restricción particular sobre los materiales de los que están hechos los conectores 61 y 62 extremos. Pueden estar hechos de una amplia diversidad de materiales, que incluyen, pero no se limitan a materiales cerámicos, metales y materiales polímeros. Esto mismo se aplica a los conectores extremos de un segundo ejemplo de un módulo de membrana que se describe posteriormente en esta memoria.

Para la membrana de separación 64 se puede utilizar cualquier material adecuado. Materiales de membrana típicos incluyen materiales inorgánicos, polímeros orgánicos o polímeros orgánicos mezclados con materiales inorgánicos tales como cargas, refuerzos o similares. Las membranas comerciales más habituales se preparan a partir de polímeros orgánicos. Sin embargo, muchos polímeros orgánicos no tolerarán las condiciones de alta temperatura y presión que se encuentran típicamente en los pozos de sondeo. Además de ello, la funcionalidad de muchos polímeros orgánicos disminuye en el entorno químico de un típico pozo productor de gas. Por lo tanto, se prefiere utilizar en la invención membranas inorgánicas. Membranas inorgánicas microporosas conocidas incluyen

vidrio poroso, materiales sinterizados cerámicos y materiales sinterizados metálicos. Sin embargo, la invención no pretende estar limitada a ningún material de membrana o tipo de membrana particular, y comprende cualquier membrana o cualquier material que sea capaz de cumplir las propiedades de permeación deseadas, incluidas, por ejemplo, membranas homogéneas, membranas compuestas y membranas que incorporan sorbentes, soportes o plastificantes. La Fig. 4 ilustra en una representación en sección vertical una segunda realización de un módulo de membrana 100 que puede utilizarse en la invención. El módulo de membrana 100, al igual que el módulo de membrana 21 ilustrado en la Fig. 3, está diseñado para ser roscado en un varillaje 20 del entubado de producción convencional. El módulo de membrana 100 puede utilizarse en la realización ilustrada en la Fig. 2 en la que el interior del módulo de membrana 100 es la cara de alimentación y el exterior del módulo de membrana es la cara de permeado. Conectores extremos roscados 101 y 102 están diseñados para ser conectados a secciones de entubado de producción convencional. La corriente de alimentación fluye hacia la cara de alimentación que está definida por la pared interna de un haz de tubos 104. El CO₂ penetra selectivamente a través de las paredes de los tubos 104 y hacia el espacio rico en permeado definido por el exterior de las superficies de los tubos 104 y la pared interna de la tubería de revestimiento 13. Naturalmente, si se desea, el gas natural de alimentación puede introducirse en el espacio definido por el exterior de las superficies de los tubos 104 y la pared interna de la tubería de revestimiento 13, y luego el CO₂ penetraría a través de la membrana en el espacio definido por las paredes interiores de los tubos 104. El haz de tubos 104 tiene placas de tubos 106 y 107 en los extremos. Las placas de tubos 106 y 107 no necesitan tener ninguna configuración particular. Preferiblemente, tienen una periferia exterior que es generalmente redonda, tal como circular, de modo que no existen esquinas nítidas que puedan engancharse en objetos externos a media que el módulo de membrana 100 es hecho descender al pozo de sondeo. Los tubos huecos 104 pueden estar dispuestos de una manera adecuada. Un ejemplo no limitante de una configuración de este tipo se ilustra en la Fig. 5, que es una vista en sección transversal a lo largo de la línea 5-5 de la Fig. 4. Los conectores extremos 101 y 102 se aplican de forma estanca a las placas de tubos 106 y 107 en los extremos para asegurar que el flujo de fluido entre el interior de los tubos 104 y el exterior del módulo 100 sea sólo a través de las paredes de los tubos huecos 104. Las placas de tubos 106 y 107 están preferiblemente conectadas una con otra por medio de tirantes, tales como los tirantes 103a, 103b, 103c y 103d para proporcionar una integridad estructural al módulo de membrana 100 para el uso en el entorno del pozo de sondeo.

La Fig. 6 es una vista en sección en alzada lateral esquemática de una realización de la invención que es similar a la realización ilustrada en la Fig. 1, excepto que la zona de desecho es la porción inferior de la zona de producción 11, y un gas o líquido es introducido en el pozo de sondeo 10 en la parte superior del varillaje 20 del entubado. En esta realización, el gas del retenido agotado en CO₂ es hecho pasar a través de la tubería 80 a una unidad de tratamiento de gas 81 convencional que puede comprender múltiples sistemas para deshidratar el gas, para separar líquido del gas natural y/o para endulzar adicionalmente el gas separando gases ácidos tales como H₂S y CO₂. Todos estos sistemas de tratamiento son bien conocidos. La unidad de tratamiento 81 puede producir (1) una corriente de producto 82 que es adecuada para su introducción en un gaseoducto, conducto de combustible, o que puede ser pasada a una planta de licuefacción para producir el gas natural líquido (GNL) o gas natural líquido presurizado (GNLP); (2) una corriente 83 de líquido de gas natural (LGN) y (3) una corriente 84 enriquecida en uno o más gases ácidos tales como CO₂. Al menos parte de la corriente 84 se puede presurizar a una mayor presión mediante uno o más compresores 85 y se puede mezclar conjuntamente con una corriente presurizada de agua 86 e introducir en el varillaje 20 del entubado.

A medida que la mezcla de agua/CO₂ fluye hacia abajo del varillaje 20 del entubado, aumenta la presión debido a la columna hidrostática de fluido. A un gas o líquido tal como agua, introducido en un pozo de sondeo que es presurizado por su cabeza hidrostática a medida que el gas o líquido fluye hacia abajo puede aludirse como que sufre una "autocompresión". El gas o líquido autocomprimido, inyectado en el pozo de sondeo en la cara de permeado de la membrana, que fluye en una dirección en contracorriente a la dirección del fluido de múltiples componentes en la cara de alimentación de la membrana, se puede utilizar para reducir la presión parcial de las moléculas que penetran a través de la membrana, aumentando con ello la velocidad de la retirada de la corriente de permeado desde la cara del permeado de la membrana y aumentando la fuerza de impulsión para la permeación a través de la membrana. La presión hidrostática del fluido en la cara de permeado de la membrana debe ser menor que la presión de los fluidos en la otra cara de la membrana (la cara de alimentación) con el fin de proporcionar la fuerza de impulsión para la permeación de CO₂ a través de la membrana. Si se desea que la presión del fluido en el fondo del fondo dentro del varillaje 20 del entubado sea mayor que la generada por la cabeza hidrostática, la presión de inyección en la cabeza del pozo se puede incrementar por medio de una bomba o compresor (no mostrado en los dibujos).

Además de obtener beneficios de presión al añadir un gas o líquido al pozo de sondeo en la cara de permeado de la membrana, el gas o líquido también se puede utilizar para alterar la temperatura en el fondo del pozo. Si el gas o líquido inyectado en el pozo de sondeo no se calienta antes de que sea inyectado, el gas o líquido inyectado será típicamente más frío que la temperatura de los fluidos producidos que atraviesan la cara de alimentación de la membrana. En algunas aplicaciones, puede ser deseable calentar el gas o líquido antes de que éste se introduzca en el pozo de sondeo para aumentar la temperatura de la membrana de separación del fondo del

pozo. El calentamiento puede ser cualquier fuente adecuada, y parte del calentamiento se puede obtener mediante intercambio indirecto de calor con el retenido que sale del pozo de sondeo.

5 El gas o líquido autocomprimido introducido en el pozo de sondeo también se puede utilizar para cambiar la densidad en la cara de permeado de la membrana. El aumentar la densidad del permeado puede ser ventajoso en aplicaciones en las que el permeado comprende componentes indeseados que requieren de presurización antes de ser inyectados a una zona de desecho. La potencia de compresión requerida para presurizar el permeado puede reducirse al aumentar la densidad del permeado y reducir la temperatura del permeado. El objetivo sería obtener el permeado en un estado de fase densa tal que en lugar de un compresor pudiera utilizarse una bomba.

10 El caudal de fluido introducido en la cabeza del pozo en el varillaje 20 del entubado está preferiblemente equilibrado entre la eficacia incrementada de la separación de CO₂ y la recuperación de la presión frente a los volúmenes de agua que se inyectan en la zona de desecho. Pueden surgir problemas de inyección debidos a efectos de permeabilidad relativa si se inyectan grandes volúmenes de agua. También, se puede convertir en sustancial el coste de tratar el agua antes de la inyección si se utilizan grandes volúmenes de agua.

15 Las presiones ejercidas por la columna hidrostática dentro del varillaje 20 del entubado se pueden fácilmente calcular por parte de una persona experta en la técnica. Uno o más monitores están situados apropiadamente de preferencia en el pozo de sondeo para registrar las presiones de fluido en las caras de alimentación y de permeado en la membrana. Estos monitores podrían ser sensores de presión convencionales en el fondo del pozo que dan una medición de un punto único de las presiones de alimentación y de permeado, o sensores de fibra óptica que proporcionan una descripción más completa de los perfiles de presión. También es posible que se puedan formar hidratos en el pozo de sondeo, particularmente en la cara de permeado de la membrana si se utiliza agua como un fluido de barrido. Por otra parte, esto podría ser un problema si los hidratos determinan una obturación o abrasión mecánica de la superficie de la membrana. Por otra parte, podría ser preferible operar en la región del hidrato en la cara de permeado de la membrana. La presencia de hidratos podría aumentar la cabeza hidrostática del fluido, aumentando con ello la magnitud de autocompresión. La formación de hidratos podría también reducir la fugacidad (o actividad) del CO₂ en la cara de permeado, aumentando con ello la fuerza de impulsión termodinámica a través de la membrana, incrementando con ello la eficacia de la separación. El sistema en el fondo del pozo podría diseñarse de modo que cualesquiera hidratos formados se fundieran antes de penetrar en la bomba 30, dado el incremento natural de temperatura a profundidades mayores.

30 Otros dos beneficios potenciales de inyectar agua en calidad de un fluido de barrido son (1) la mezcla de gas/agua inyectada podría disolver carbonatos, cementos u otros minerales en la región próxima al pozo de sondeo para aumentar la capacidad de inyección y (2) se puede introducir un inhibidor de la corrosión en el agua inyectada para minimizar los riesgos de corrosión con la inyección de gas ácido.

Diseño de la membrana

35 La membrana permeable en el fondo del pozo utilizada en esta invención puede ser de cualquier configuración deseada, adecuada para la aplicación in situ. Así, las membranas utilizadas en la invención pueden ser de forma compuesta, con una capa de separación que determina las características de selectividad y permeabilidad de la membrana situada en una capa de soporte porosa.

40 También se pueden utilizar membranas de tipo asimétrico, en las que una región de superficie relativamente densa determina las características de selectividad y permeabilidad de la membrana, y una región más porosa proporciona el soporte. Para aplicaciones particulares se pueden utilizar otras formas de membranas, por ejemplo membranas densas. Las membranas permeables, para los fines de la invención, pueden ser de cualquier forma deseada, dimensionadas para ajustarse dentro del pozo de sondeo, tal como una lámina plana sustentada por un bastidor, una fibra hueca, un arrollamiento en espiral u otra forma deseada, siendo generalmente preferida una envolvente de membrana en forma de un tubo. Independientemente del material o materiales de membrana que se utilicen, resultará evidente para los expertos en la técnica que la operación de la membrana se puede llevar a cabo de una diversidad de maneras.

50 La membrana utilizada en el método de la invención tiene preferiblemente una alta selectividad por uno o más gases ácidos a una velocidad de permeación efectiva lo suficientemente elevada del gas del permeado por unidad de superficie. Membranas de separación que exhiben un bajo flujo, pero una elevada separación de selectividad no son atractivas, ya que requieren grandes superficies específicas de separación de la membrana. De manera similar, las membranas de separación que exhiben una baja separación selectiva pero flujos altos carecen también de una viabilidad en la práctica. Sería muy deseable obtener membranas que tuvieran comportamientos eficaces altos así como una alta selectividad. Sin embargo, frecuentemente, existe una relación inversa entre la tasa de permeación del componente (flujo) y la selectividad de la membrana por el componente deseado en relación con los otros componentes de la mezcla gaseosa. Membranas utilizadas en el procedimiento de esta invención tienen preferiblemente una relación de selectividad del gas ácido (por ejemplo CO₂) a metano (u otro gas ligero) mayor que aproximadamente 10 y, más preferiblemente, mayor que 50, a pesar de que se pueden utilizar membranas con

relaciones de selectividad inferiores a 10.

Ha de entenderse que la presente invención puede utilizarse para separar otros componentes de corrientes de hidrocarburos tales como agua, H₂S, nitrógeno, helio, y componentes de hidrocarburos que tengan un peso molecular mayor que el metano tales como etano, propano, butano y pentano.

5 La invención se puede utilizar para reducir la carga de CO₂ de equipos de manipulación de gas natural. La invención proporciona un sistema eficaz para re-inyectar CO₂ producido para mantener la presión de formaciones portadoras de hidrocarburos y medios para desechar CO₂ indeseado para reducir el impacto en el entorno de CO₂ productor a la superficie. Así, la presente invención resulta en una instalación de manipulación de gas mejorada.

10 Una persona experta en la técnica, particularmente con el beneficio de las enseñanzas de esta patente, reconocerá la posibilidad de muchas modificaciones y variaciones para la realización específica descrita anteriormente. Por ejemplo, se puede utilizar una diversidad de temperaturas y presiones de acuerdo con la invención, dependiendo del diseño global del sistema, del sistema de membrana seleccionado, de las separaciones de componentes deseadas y de la composición del gas de alimentación. Adicionalmente, se pueden alcanzar determinadas etapas del procedimiento añadiendo dispositivos que sean intercambiables con los dispositivos mostrados. Tal como se ha comentado anteriormente, la realización y los ejemplos descritos específicamente no deberían utilizarse para limitar o restringir el alcance de la invención que se ha de determinar por las reivindicaciones que figuran a continuación.

15

REIVINDICACIONES

- 1.- Un método para separar un fluido de múltiples componentes en un pozo de sondeo, que comprende:
- (a) incorporar en el pozo de sondeo al menos una membrana de separación de fluidos que comprende una cara de alimentación y una cara de permeado;
- 5 (b) hacer pasar a través de la cara de alimentación de la membrana a una primera presión una corriente fluyente del fluido de múltiples componentes obtenido de una zona de producción subterránea que está en comunicación de fluido con el pozo de sondeo;
- (c) retirar de la cara de alimentación una corriente de retenido agotada en al menos un componente en comparación con el fluido de múltiples componentes y hacer pasar la corriente de retenido a la superficie del terreno;
- 10 (d) poner en contacto la cara de permeado de la membrana con un fluido no permeado que fluye en una dirección en contracorriente a la dirección de flujo de la corriente de fluido de múltiples componentes en la cara de alimentación de la membrana;
- (e) retirar de la cara de permeado una corriente de permeado a una segunda presión, estando dicha corriente de permeado enriquecida en al menos un componente en comparación con el fluido de múltiples componentes; y
- 15 (f) controlar la segunda presión para mantener a la segunda presión por debajo de la primera presión.
- 2.- El método de la reivindicación 1, que comprende, además, disponer al menos parte del permeado retirado en una zona de desecho subterránea que está en comunicación de fluido con el pozo de sondeo.
- 20 3.- El método de la reivindicación 2, que comprende, además, controlar el caudal de la corriente de permeado a la zona de desecho para mantener la segunda presión al menos 689 kPa (100 psi) por debajo de la primera presión.
- 4.- El método de la reivindicación 2, que comprende, además, la etapa de reforzar la presión de la corriente de permeado retirada de la etapa (e) al comprimir dicha corriente de permeado por medios de presurización situados entre la membrana y la zona de desecho.
- 25 5.- El método de la reivindicación 4, en el que la presión del permeado retirado se refuerza a un valor mayor que la presión de fluido en la zona de desecho.
- 6.- El método de la reivindicación 1, en el que el fluido de múltiples componentes es gas natural que comprende metano y dióxido de carbono, y la corriente de permeado está enriquecida en dióxido de carbono.
- 30 7.- El método de la reivindicación 6, en el que al menos una membrana tiene una relación de selectividad de dióxido de carbono a metano mayor que 10.
- 8.- El método de la reivindicación 1, que comprende, además, la etapa de vigilar la presión del permeado y el caudal de la corriente de permeado.
- 35 9.- El método de la reivindicación 1, que comprende, además, la etapa de reducir la presión del permeado al incrementar la velocidad de retirada de la corriente de permeado desde la cara de permeado de la membrana.
- 10.- El método de la reivindicación 1, en el que el fluido no permeado es agua.

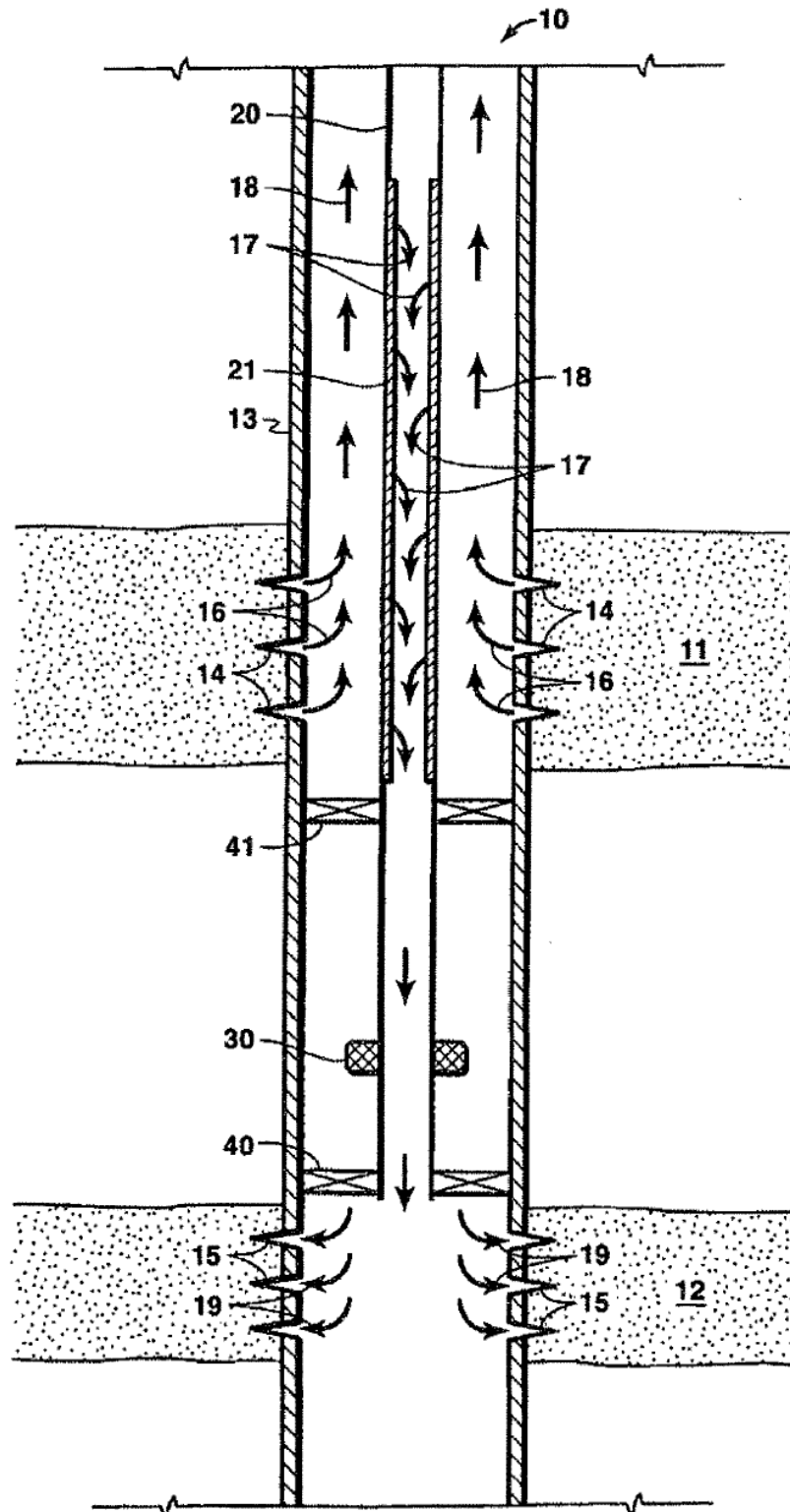


FIG. 1

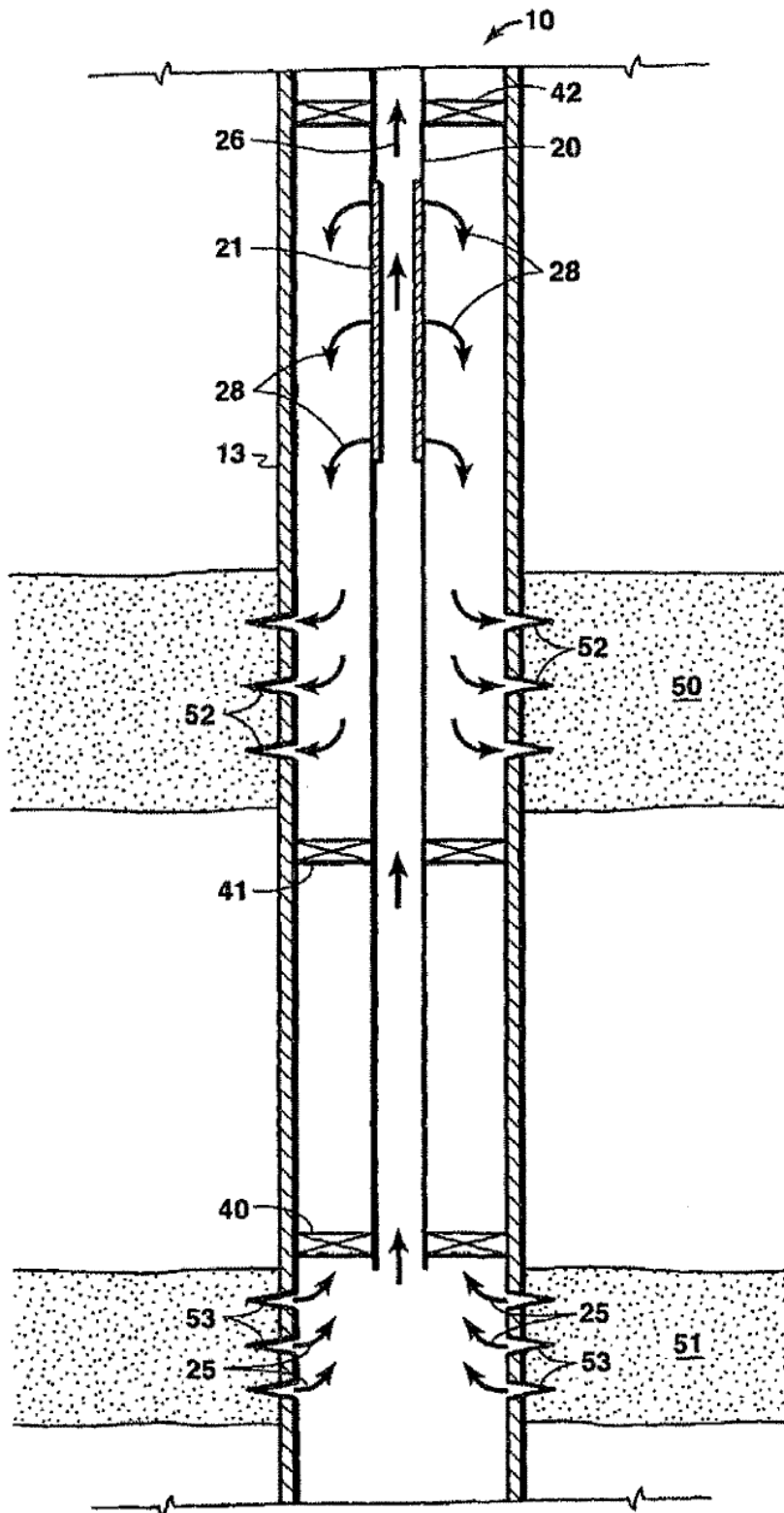


FIG. 2

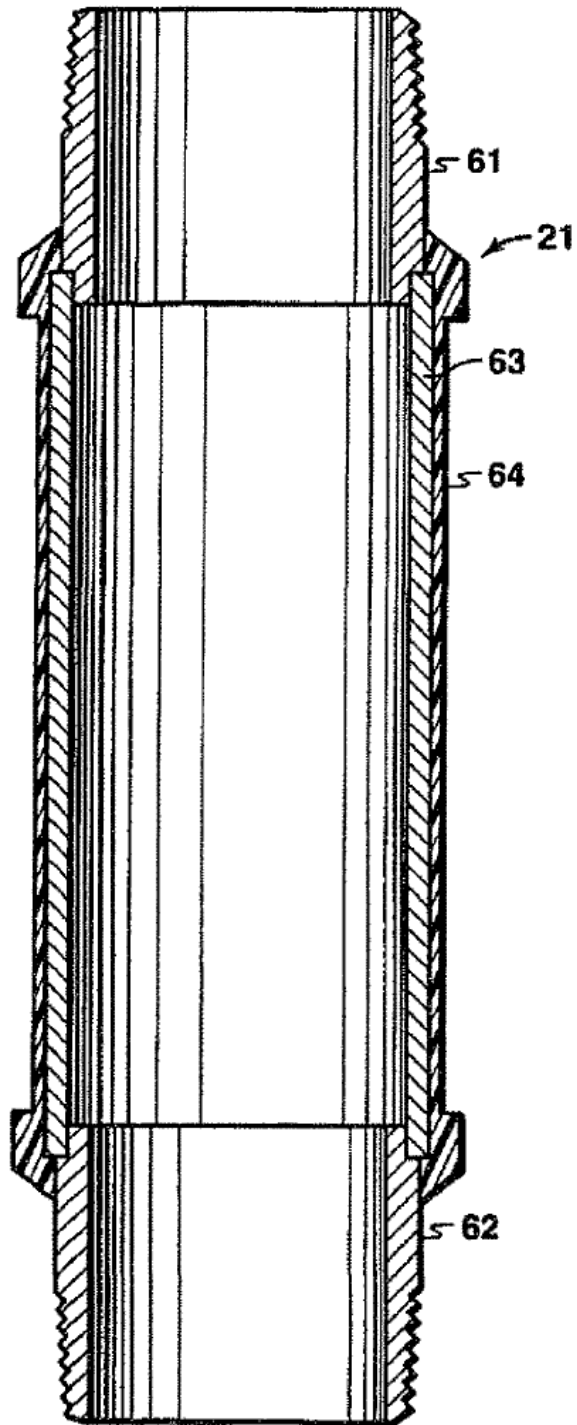
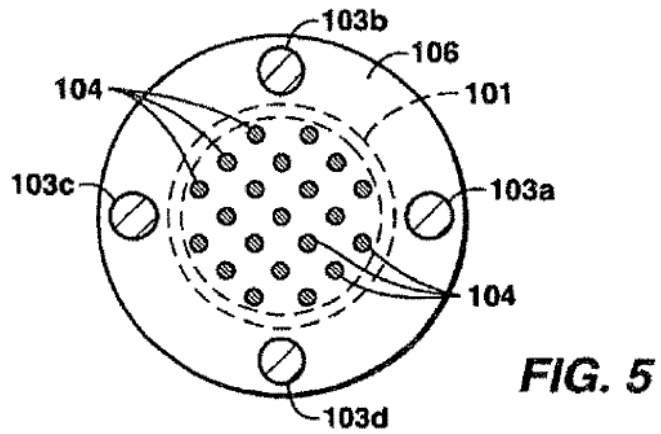
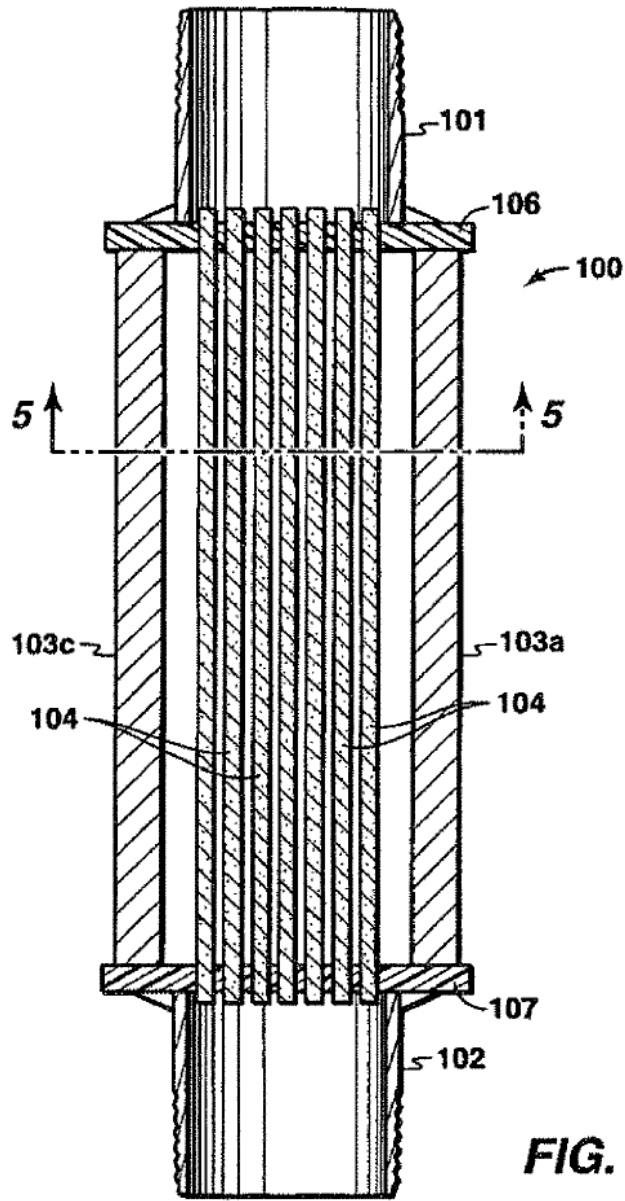


FIG. 3



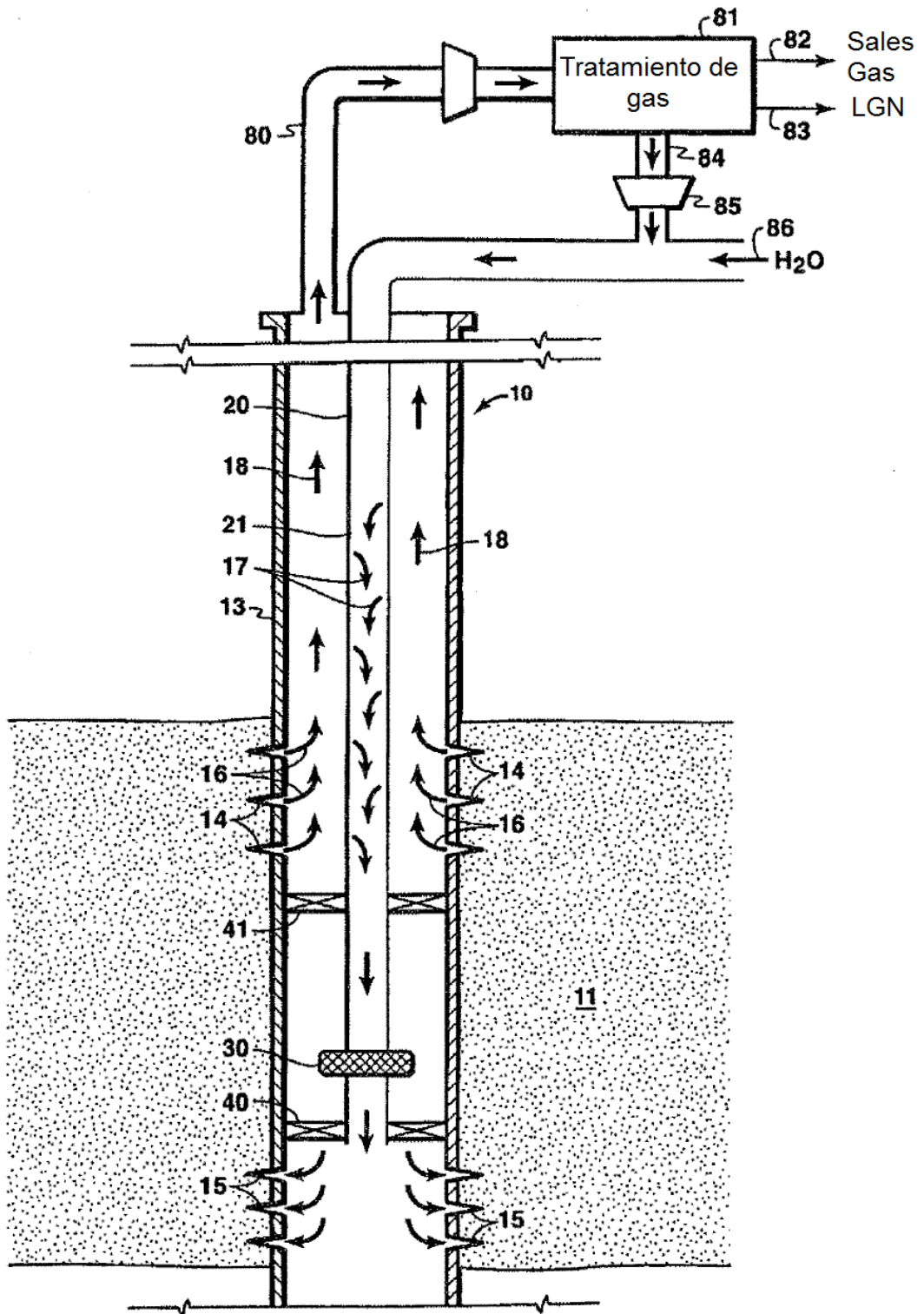


FIG. 6