

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 453 487**

51 Int. Cl.:

**F25J 1/00** (2006.01)

**B65G 5/00** (2006.01)

**F17C 1/00** (2006.01)

**F17C 7/02** (2006.01)

12

## TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.03.2001 E 01916630 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.03.2014 EP 1290388**

54 Título: **Procedimiento para producir, transportar, descargar, almacenar y distribuir gas natural a un mercado**

30 Prioridad:

**14.06.2000 US 593217**

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

**07.04.2014**

73 Titular/es:

**BP CORPORATION NORTH AMERICA INC.  
(100.0%)  
501 Westlake Park Boulevard  
Houston, Texas 77079 , US**

72 Inventor/es:

**KENNELLEY, KEVIN y  
PATTERSON, PAUL, D.**

74 Agente/Representante:

**PONTI SALES, Adelaida**

**ES 2 453 487 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

Procedimiento para producir, transportar, descargar, almacenar y distribuir gas natural a un mercado

## 5 ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Campo de la invención

10 **[0001]** Esta invención se refiere a un procedimiento eficiente para producir, transportar, descargar, presurizar, almacenar y distribuir a un mercado un gas natural que se produce a partir de una formación subterránea ubicada a distancia con respecto al mercado, utilizando una formación subterránea capaz de almacenar gas natural.

Breve descripción de la técnica anterior

15 **[0002]** Debido a sus cualidades de combustión limpia y conveniencia, el gas natural se ha usado ampliamente en los últimos años tanto para uso industrial como para calefacción doméstica. Muchas fuentes de gas natural están ubicadas en zonas remotas, que no están convenientemente disponibles para ningún mercado comercial para el gas natural. Cuando no están disponibles gaseoductos para el transporte del gas natural a un mercado comercial, el gas natural producido a menudo es procesado a gas natural licuado (GNL) para su transporte al mercado. Una de las características distintivas de una planta de GNL es la gran inversión de capital requerida para la planta.

25 **[0003]** Una gran inversión adicional se requiere en destino para el GNL para tanques de almacenamiento criogénico cerca del mercado para almacenar el GNL hasta que sea comercializado. Dichas instalaciones criogénicas son relativamente costosas y requieren regasificación del GNL para distribución mediante un sistema de gaseoductos o similar a los consumidores finales.

30 **[0004]** Donde se han habilitado gaseoductos para suministrar gas natural a un mercado, la demanda de gas natural ha fluctuado mucho entre periodos de baja demanda y periodos de demanda máxima. En dichos casos, el gas natural se ha almacenado, en algunos casos, en formaciones o cavidades subterráneas. El gas natural se suministra como un gas al almacenamiento subterráneo y, posteriormente, se recupera del almacenamiento subterráneo para suministro a un gaseoducto u otro sistema para distribuirlo a los consumidores finales. Estos sistemas requieren que el gas natural esté disponible como un gas a partir de gaseoductos para almacenamiento en las zonas de almacenamiento subterráneo.

35 **[0005]** El gas natural está disponible típicamente a presiones de aproximadamente 1.723 kPa (250 psig) (libras por pulgada cuadrada de presión de manómetro) a aproximadamente 68948 kPa (10.000 psig) a temperaturas de 26,67°C (80°F) a aproximadamente 177°C (350°F) a partir de muchas formaciones portadoras de gas subterráneas. Este gas es procesado fácilmente, mediante tecnología bien conocida, a gas natural licuado. Se han usado diversos ciclos de refrigeración para licuar el gas natural siendo los tres más habituales el ciclo en cascada que usa múltiples refrigerantes de componente único e intercambiadores de calor dispuestos progresivamente para reducir la temperatura del gas a temperatura de licuefacción, el ciclo expansor que expande gas desde una alta presión a una baja presión con una reducción de temperatura correspondiente, y ciclos de refrigeración multicomponente que usan un refrigeración multicomponente e intercambiadores de calor diseñados especialmente para licuar el gas natural. También se han usado combinaciones de estos procesos. El GNL es transportado habitualmente por mar en buques cisterna criogénicos.

50 **[0006]** Tal como se ha indicado anteriormente, ambos procedimientos conllevan ciertas desventajas, es decir el transporte de gas natural mediante gaseoducto está limitado por la disponibilidad del sistema de gaseoductos; por lo tanto, el almacenamiento de gas natural en forma gaseosa en formaciones subterráneas, cavidades o instalaciones de almacenamiento en superficie está limitado a aquellas zonas en las que puedan suministrarse mayores cantidades de gas natural y, a continuación, puedan usarse durante periodos de baja demanda. Análogamente, el uso de gas natural licuado, que se licua en o cerca del mercado, también está limitado a aquellas zonas donde una cantidad excesiva de gas natural pueda ser suministrada durante al menos una parte del año. Tal como se ha indicado anteriormente, esta práctica también requiere la construcción y el uso de tanques criogénicos, que son relativamente caros.

60 **[0007]** El uso de gas natural licuado que ha sido licuado en un centro de producción en una ubicación remota también requiere el uso de espacio de almacenamiento criogénico y equipo de regasificación en o cerca del mercado, de modo que el GNL pueda almacenarse hasta que se desee regasificar el GNL y usarlo.

65 **[0008]** La Patente de Estados Unidos 5.511.905 desvela la inyección de fluidos fríos tales como GNL, GPL, hidrógeno y helio en una instalación que tiene una pluralidad de cuevas subterráneas. Tuberías y cubiertas concéntricas se suspenden desde un cabezal de pozo en la superficie al interior de las cuevas subterráneas. Los fluidos fríos son bombeados hacia abajo por uno de los diámetros internos de surgencia formados por las tuberías y

revestimientos concéntricos y al interior de las cuevas. Las cuevas incluyen salmuera que es desplazada hacia arriba por otro diámetro interno de surgencia formado por las tuberías concéntricas. A medida que los fluidos fríos pasan hacia abajo por un diámetro interno de surgencia y la salmuera pasa hacia arriba por el otro diámetro interno de surgencia, se produce un intercambio de calor a contraflujo. En el caso de GNL, éste se mantiene en la fase densa, es decir ni líquido ni gas. En el caso de GPL, el GPL permanece como un líquido. Para retirar los fluidos fríos, la salmuera es bombeada hacia abajo por las tuberías internas empujando a los fluidos fríos de vuelta hacia arriba.

**[0009]** La Patente de Estados Unidos 5.511.905 desvela adicionalmente que el gas natural y gas de petróleo pueden ser transportados de puerto a puerto como fluidos fríos mediante cargueros o buques cisterna transoceánicos en tanques o bodegas criogénicas a bordo del navío. Para mantener el gas natural en forma licuada a o cerca de presión atmosférica, la temperatura del gas natural se mantiene a -270°F. El gas de petróleo también puede transportarse mediante un buque cisterna como gas de petróleo licuado manteniendo la temperatura del gas de petróleo a -45°F. Al llegar a puerto, el buque cisterna atraca en el muelle de un terminal o instalación de tierra y se conecta a tuberías articuladas que permiten la transferencia del gas natural licuado o gas de petróleo licuado a tanques criogénicos para almacenar los fluidos fríos en forma líquida. El gas natural licuado o gas de petróleo licuado es bombeado a través de las tuberías articuladas a los tanques criogénicos a una presión suficiente para superar pérdidas de presión a través de las tuberías de superficie y para llenar los tanques a una presión ligeramente mayor a la atmosférica. Las bombas están diseñadas para manejar criogénicos y pueden ser bombas de baja presión, dado que la presión de la bomba de descarga es baja. El GNL o GPL es calentado posteriormente a una temperatura cercana a la ambiente de modo que el GNL pueda ser transportado en tierra mediante un gaseoducto en forma gaseosa a otra ubicación o, en el caso de GPL, en forma líquida.

**[0010]** Además, según la Patente de Estados Unidos 5.511.905, es conocido el almacenamiento de gas natural en una mina de sal en una cueva subterránea (que contiene salmuera) en estado gaseoso. El gas natural es comprimido al interior de la cueva subterránea a presión y a una temperatura sólo ligeramente diferente de la temperatura de la salmuera dispuesta dentro de la cueva. Dado que hay un diferencial de temperatura muy pequeño entre el gas natural y la salmuera, existe solamente un intercambio de calor por contraflujo secundario entre el gas natural y la salmuera, a medida que la salmuera es desplazada de la cueva. La temperatura del gas natural es sustancialmente estable.

**[0011]** El gas natural no se almacena en una cueva subterránea como un líquido, dado que debe almacenarse a temperaturas inferiores a cero para mantener al gas natural en forma líquida. El almacenamiento del gas natural a dichas temperaturas extremadamente bajas afectaría de forma adversa a la integridad estructural de las paredes de la cueva y puede hacer que las paredes de la cueva se fracturen. Además, la descarga del gas natural licuado a temperaturas por debajo de cero requiere equipo especial. Además, si la temperatura del gas natural en la cueva es demasiado baja, la salmuera en la cueva se congelaría, atascando de este modo las trayectorias de flujo a través de los trenes de tuberías concéntricas que se extienden al interior de la cueva.

**[0012]** Sin embargo, es conocido el almacenamiento de gas de petróleo licuado en minas de sal en estado líquido.

**[0013]** Tal como se ha indicado anteriormente, diversos sistemas para producir gas natural licuado a partir de gas natural son bien conocidos. Algunos de dichos sistemas se muestran, por ejemplo, en la Patente de Estados Unidos 4.033.735, expedida el 5 de julio de 1977 a Leonard K. Swenson, y la Patente de Estados Unidos 5.657.643, expedida el 19 de agosto de 1997 a Brian C. Price, y la Patente de Estados Unidos 3.855.810, expedida el 24 de diciembre de 1974 a Simon et al.

**[0014]** Los sistemas de regasificación para regasificar gas natural licuado también son conocidos. Estos sistemas pueden variar ampliamente pero incluyen sistemas tales como vaporizadores de bastidor abierto que se usan típicamente con agua marina como medio de intercambio de calor, vaporizadores multitubulares de calandria que usan agua marina, mezclas de glicol-agua dulce, o propano y un intermedio como medio de intercambio de calor. Los vaporizadores de combustión sumergida, vaporizadores calentados por vapor y vaporizadores calentados por aire ambiente son otros medios para regasificar gas natural licuado. Pueden usarse una gran diversidad de vaporizadores, siempre que sean eficaces para regasificar el GNL mediante intercambio de calor con algún medio de intercambio de calor adecuado.

**[0015]** Por consiguiente, en vista del coste de suministrar el gas natural a los consumidores mediante cualquiera de los anteriores procedimientos, se han dedicado esfuerzos continuados al desarrollo de procedimientos más eficientes para suministrar gas natural desde un centro de producción remoto a un mercado, de forma más eficiente.

## RESUMEN DE LA INVENCION

**[0016]** Según la presente invención, se proporciona un procedimiento para producir, transportar, almacenar y distribuir de forma eficiente a un mercado un gas natural, el procedimiento comprende producir el gas natural a partir

de una primera formación subterránea remota, licuar el gas natural para producir un

**[0017]** gas natural licuado, transportar el gas natural licuado a una instalación de regasificación (terrestre, marítima, o una combinación de ambas), descargar y regasificar el gas natural licuado para producir un gas natural regasificado a una presión adecuada para inyección, e inyectar el gas natural regasificado en una segunda formación subterránea, que es una formación subterránea portadora de gas natural agotada o parcialmente agotada, y que es capaz de almacenar gas natural y que comprende un sistema de distribución, (incluyendo por ejemplo, pozos de producción e instalaciones asociadas con un gaseoducto hasta el mercado), y puede usarse para transportar el gas natural almacenado al mercado desde la segunda formación subterránea mediante el sistema de distribución.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

**[0018]** La figura es un diagrama esquemático de una realización de la presente invención.

DESCRIPCIÓN DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

**[0019]** Según la presente invención, un gas natural es suministrado de forma eficiente a un mercado licuando el gas natural en o cerca del centro de producción, transportando el gas natural licuado a una instalación de regasificación, descargando y presurizando el gas natural licuado a presiones de reinyección, regasificando a presión e inyectando el gas natural al interior de una formación subterránea adecuada para almacenar gas natural como un producto para suministro al mercado accesible mediante un sistema de distribución desde la segunda formación subterránea. La presión de reinyección del gas puede conseguirse tal como se ha descrito anteriormente presurizando el gas natural licuado antes de la regasificación, o mediante equipo de compresión convencional para el gas natural después de la regasificación, o una combinación de ambos. La velocidad de reinyección del gas natural regasificado es igual a la velocidad de descarga de gas natural licuado, eliminando de este modo la necesidad de instalaciones de tanque de almacenamiento criogénico de gas natural licuado en la plataforma de regasificación. El gas natural está contenido a continuación en la segunda formación subterránea hasta que se desee producir el gas para distribución. Los pozos de producción e instalaciones asociadas con gaseoducto hasta el mercado se utilizan para suministrar el gas natural almacenado al mercado desde la segunda formación subterránea. El gas puede producirse mediante el mismo sistema de producción usando previamente para gas natural procedente de la segunda formación y puede distribuirse mediante el mismo sistema de distribución usado previamente para la distribución de gas natural desde la segunda formación subterránea.

**[0020]** Aunque el gas natural podría suministrarse como GNL, regasificarse y distribuirse directamente al gaseoducto, esto requiere la construcción de costosas instalaciones criogénicas para almacenar el GNL antes de la regasificación a una velocidad relativamente continua para un suministro estable al gaseoducto. Utilizando la segunda formación subterránea para almacenar el gas natural, eliminando de este modo la necesidad de almacenamiento criogénico y permitiendo velocidades variables de producción de gas natural para satisfacer las necesidades del mercado. Esto da como resultado un sistema más económico y flexible para almacenar y distribuir el GNL que las relativamente caras instalaciones criogénicas usadas previamente.

**[0021]** Tal como se muestra esquemáticamente en la figura 1, una realización de la presente invención comprende una plataforma marítima 10 que incluye pozos de producción e instalaciones de producción situadas para producir gas natural a partir de una primera formación subterránea ubicada a distancia 11, que es un yacimiento de producción de gas natural. La plataforma está soportada por los soportes 12 desde un lecho marino 14 por encima de un nivel del mar 16. La producción se consigue mediante un pozo 18 tal como se muestra mediante la flecha 20. El gas producido se hace pasar a través de un gaseoducto 22, que se muestra como un gaseoducto que se extiende desde la plataforma marítima 10 hasta una planta de GNL mostrada esquemáticamente en 24. Los pozos de producción y las instalaciones de producción para la planta de GNL pueden estar ubicados en el mar, tal como se muestra, o ubicados en tierra, dependiendo de la ubicación de la formación subterránea de producción 11. La planta de GNL 24, tal como se muestra, está situada en tierra 26. La planta de GNL 24 puede estar situada sobre una plataforma, un navío flotante o atracado o en tierra, según sea conveniente. En la planta de GNL 24, el gas natural es licuado y se pasa al almacenamiento de GNL 28. Desde el almacenamiento de GNL 28, un buque 30, que se muestra esquemáticamente como un buque cisterna de GNL, es cargado y transporta el gas natural a una plataforma de atraque y regasificación 32. La plataforma 32 está soportada desde el lecho marino 14 por los soportes 34. La plataforma 32 está construida para ser lo suficientemente robusta para permitir operaciones de atraque y descarga del buque cisterna de GNL 30. Desde la plataforma 32, el GNL es presurizado usando bombas reforzadoras criogénicas y a continuación regasificarse tal como es conocido por los expertos en la materia. El GNL puede regasificarse mediante el uso de cualquier sistema de intercambio de calor adecuado como un vaporizador de bastidor abierto, un vaporizador multitubular de calandria que usa agua marina, mezclas de glicol-agua dulce o propano como intermedio o cualquier otro medio de intercambio de calor adecuado, vaporizadores de combustión sumergida, vaporizadores calentados por vapor, o vaporizadores calentados por aire ambiente y similares. Pueden usarse combinaciones de estos tipos de vaporizadores. Deseablemente, se usa agua marina como medio de intercambio de calor en la plataforma 32. Aunque el gas natural puede regasificarse mediante

cualquier procedimiento de intercambio de calor adecuado, según la presente invención se prefiere que se use un vaporizador de bastidor abierto, que usa agua marina como medio de intercambio de calor. La presión de reinyección del gas puede conseguirse, tal como se ha descrito anteriormente, presurizando el gas natural licuado antes de la regasificación o mediante equipo de compresión convencional del gas natural después de la regasificación o usando ambas técnicas. El gas natural es prensado a continuación hasta una plataforma de inyección 36 soportada por los soportes 38 por encima del lecho marino 14 donde es inyectado mediante un pozo 40 en una segunda formación subterránea 44, tal como se muestra mediante la flecha 42. La segunda formación subterránea 44 es capaz de almacenar gas natural y es una formación subterránea agotada o al menos parcialmente agotada que ha producido previamente gas en cantidades suficientes para justificar la construcción de un sistema de pozos de producción, instalaciones de recolección y gaseoductos de distribución para la distribución a un mercado de gas natural a partir de la formación subterránea 44. Después de y durante la inyección del gas natural licuado regasificado, la producción puede conseguirse desde la segunda formación 44 mediante un pozo 50, tal como se muestra mediante la flecha 52, hasta una plataforma 46 que está soportada sobre los soportes 48 por encima del lecho marino 14. Las plataformas 36 y 46 pueden estar ubicadas en tierra como instalaciones o en el mar sobre plataformas. Es deseable, sin embargo, que la plataforma 32 esté ubicada en el mar o cerca de la costa para permitir el acceso y la descarga del buque cisterna de GNL y, por conveniencia, en el uso de agua marina como medio de intercambio de calor.

**[0022]** El gas producido a partir de la segunda formación 44 mediante la plataforma 46 se hace pasar mediante un gaseoducto 54 a un sistema de gaseoductos 56. Se entenderá que la plataforma 46 representa esquemáticamente una pluralidad de plataformas situadas para recuperar gas natural de la formación subterránea 44. La pluralidad de plataformas o plataformas que usan una pluralidad de pozos perforados de forma direccional o ambos y similares pueden usarse, tal como es conocido por los expertos en la materia para la producción de gas natural a partir de una formación subterránea que comprende un yacimiento de gas natural. Análogamente, puede usarse una pluralidad de tuberías de recolección como el gaseoducto mostrado esquemáticamente 54. El gas natural, a medida que es recogido, es suministrado a continuación a un sistema de gaseoductos 56, que no se muestra con ningún detalle. Los expertos en la materia entienden bien que puede ser necesario, y de hecho típicamente es necesario, tratar al gas natural recuperado para la eliminación de compuestos de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, agua y posiblemente otros contaminantes antes de suministrarlo a un sistema de gaseoductos comercial.

**[0023]** Según la presente invención, el gas natural ha sido licuado y puede ser transportado por barco o de otra manera a lo largo de distancias sustanciales desde yacimientos de gas remotos a una instalación de regasificación donde es descargado, presurizado, regasificado y almacenado, sin necesidad de instalaciones de almacenamiento criogénico, en una segunda formación subterránea capaz de almacenar gas natural desde donde se produce a través de pozos de producción e instalaciones de recolección y una distribución por gaseoducto.

**[0024]** En resumen, la presente invención representa un sistema extraordinario y eficaz para producir, transportar, almacenar y distribuir gas natural a un mercado. El ahorro se consigue mediante el uso de una capacidad de almacenamiento existente en la segunda formación 44, el uso de regasificación a medida que el GNL es descargado del buque cisterna 30 para evitar la necesidad de almacenamiento criogénico en la plataforma 32. Estas ventajas dan como resultado ahorros sustanciales, por comparación, del procedimiento de la presente invención con procesos existentes para la producción y el suministro de gas natural desde yacimientos de gas natural ubicados a distancia. El presente procedimiento también permite el uso de suficiente capacidad de regasificación para facilitar la rápida descarga de un navío con GNL, de modo que el navío esté detenido para la descarga durante un periodo mínimo.

**[0025]** Típicamente, el gas natural se regasifica en la plataforma 32 para tener una temperatura de inyección ligeramente por encima de la temperatura del hidrato del gas dentro de la segunda formación subterránea 44 mientras es inyectado mediante el pozo 40 de aproximadamente 10°C (50°F) a aproximadamente 29,4°C (85°F). El gas natural es inyectado al interior del segundo depósito subterráneo a presiones de entre 1371 kPa (200 psi) y 17257 kPa (2500 psi) o superiores, dependiendo del requisito de presión del depósito agotado. Las condiciones para el suministro de gas natural al gaseoducto 56 son, por supuesto, establecidas por los requisitos del gaseoducto individual con respecto a presión, temperatura y contaminantes del gas.

**[0026]** Habiendo descrito de este modo la presente invención con referencia a ciertas de sus realizaciones preferidas, se indica que las realizaciones desveladas son de naturaleza ilustrativa en lugar de limitante y que son posibles muchas variaciones y modificaciones dentro del alcance de la presente invención. Muchas de dichas variaciones y modificaciones pueden considerarse obvias y deseables por los expertos en la materia en base a una revisión de la anterior descripción de realizaciones preferidas.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para producir, transportar, almacenar y distribuir de forma eficiente a un mercado un gas natural, comprendiendo el procedimiento:
- 5
- a) producir el gas natural (22) a partir de una primera formación subterránea de gas natural (11);
  - b) licuar (24) el gas natural para producir un gas natural licuado;
  - c) transportar (30) el gas natural licuado a una instalación de regasificación (32);
  - d) regasificar el gas natural licuado para producir un gas natural regasificado; e
  - 10 e) inyectar (36) el gas natural regasificado en una segunda formación subterránea (44) que es una formación subterránea portadora de gas agotada o parcialmente agotada ubicada a distancia de la primera formación subterránea (11), e incluye pozos de producción (50) e instalaciones asociadas (46), y un gaseoducto (54) que se usan para recuperar el gas natural de la segunda formación subterránea y transportar el flujo de gas natural mediante un sistema de distribución (56) desde la segunda formación subterránea a un mercado.
- 15
2. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural es tratado (10) para la eliminación de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, agua y otros contaminantes antes de la licuefacción (24).
3. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural licuado es transportado mediante un buque (30).
- 20
4. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que la presión de reinyección del gas natural se consigue presurizando (32) el gas natural licuado antes de la regasificación, o mediante equipo de compresión convencional del gas natural después de la regasificación, o una combinación de ambos.
- 25
5. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural licuado se regasifica (32) por intercambio de calor con agua marina.
6. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural licuado se regasifica (32) usando un sistema de intercambio de calor seleccionado entre el grupo constituido por un vaporizador de bastidor abierto, un vaporizador multitubular de calandria que usa agua marina o mezclas de glicol-agua dulce, o con propano como intermedio, un vaporizador de combustión sumergida, un vaporizador calentado por vapor y un vaporizador calentado por aire ambiente.
- 30
7. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural licuado se regasifica (32) usando un vaporizador de bastidor abierto para intercambio de calor con agua marina.
- 35
8. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural regasificado se inyecta (40) en la segunda formación subterránea (44) por encima de la temperatura del hidrato del gas contenido en el depósito subterráneo a temperaturas de 0°C (32°F) a aproximadamente 26,67°C (80°F).
- 40
9. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el gas natural regasificado se inyecta (45) en la segunda formación subterránea (44) a una presión mayor que la presión en la segunda formación subterránea.
- 45
10. El procedimiento de la reivindicación 9, en el que la presión es de aproximadamente 1379 kPa (200 psig) a aproximadamente 17237 kPa (2500 psig).
- 50
11. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que los pozos y las instalaciones de producción (10) para producir gas natural a partir de la primera formación subterránea se consiguen usando pozos e instalaciones de producción terrestres y/o pozos e instalaciones de producción marítimas.
- 55
12. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que las instalaciones de regasificación (32), los pozos (40) e instalaciones de reinyección (36) del gas natural en la segunda formación subterránea, y los pozos (50) e instalaciones de producción (46) desde la segunda formación subterránea están ubicados en el mar, en tierra o una combinación de ambos.
- 60
13. El procedimiento de la reivindicación 1, mediante el cual la transferencia del gas natural licuado a instalaciones marítimas (32) se consigue usando una instalación de descarga/atraque/amarre con gaseoducto de embarcadero y criogénico asociado.
14. El procedimiento de la reivindicación 1, que comprende además la etapa de descargar y presurizar (32) el gas natural licuado entre las etapas c) y d).

