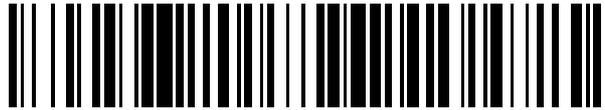


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 536 443**

51 Int. Cl.:

F17C 11/00 (2006.01)
F25J 3/00 (2006.01)
F17C 3/08 (2006.01)
F17C 7/02 (2006.01)
F17C 7/04 (2006.01)
F17C 9/02 (2006.01)
B01D 47/00 (2006.01)
B01D 53/14 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.10.2004 E 04796782 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.04.2015 EP 1800052**

54 Título: **Almacenamiento de gas natural en disolventes líquidos**

30 Prioridad:

26.08.2004 US 928757

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

25.05.2015

73 Titular/es:

**SEAONE MARITIME CORP. (100.0%)
THREE ALLEN CENTER 333 CLAY STREET,
SUITE 4605
HOUSTON TX 77002, US**

72 Inventor/es:

**MORRIS, IAN;
AGNEW, PATRICK A. y
HALL, BRUCE**

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 536 443 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

Almacenamiento de gas natural en disolventes líquidos

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere al almacenamiento y transporte de gas natural y, más particularmente, al almacenamiento en volumen de gas natural en un medio líquido o disolvente y a sistemas y métodos de absorción de gas natural en un líquido o medio de vapor líquido para el almacenamiento y transporte, y la segregación de nuevo al interior de un gas para el suministro. El método de transporte es por medio de tráfico rodado convencional, ferrocarril y barco que utilizan el gas natural presente en forma concentrada.

Información sobre antecedentes

15 El gas natural se transporta de manera predominante en forma gaseosa por medio de tuberías. Para los depósitos de gas natural no ubicados en estrecha proximidad a una tubería y, por tanto, sin viabilidad de transporte por tubería, es decir, gas natural inmovilizado o remoto, se debe transportar el gas por otros medios y, con frecuencia, se transporta en forma líquida como gas natural líquido ("LNG") en barcos. El transporte y almacenamiento de gas natural en forma líquida implica un estado a temperaturas criogénicas o casi criogénicas (de -167,8 °C (-270 °F) a presión atmosférica hasta -117,8 °C (-180 °F) a presión), lo cual requiere una inversión elevada en instalaciones de licuefacción y re-gasificación en cada extremo del miembro de transporte que no se produce por tubería, así como una inversión elevada en compartimientos cisterna de gran capacidad de almacenamiento. Estos costes de inversión junto con los elevados costes energéticos necesarios para almacenar y transportar LNG en estos casos tienden a hacer que el almacenamiento y transporte del gas natural en forma líquida resulte bastante costoso.

25 En los últimos años, se han propuesto ventajas del transporte de gas natural remoto o inmovilizado en forma de gas natural comprimido ("CNG"), pero su comercialización ha resultado lenta. CNG, que incluye comprimir el gas a presiones de 100 a varios cientos de atmósferas, ofrece proporciones volumétricas de confinamiento de entre un tercio y un medio de las proporciones volumétricas de 600 a 1 (600:1) obtenidas con LNG sin inversión elevada en instalaciones de licuefacción y re-gasificación.

30 El documento CA 2 443 200 divulga el almacenamiento a presión en un recipiente y el posterior transporte del recipiente presurizado lleno de gas natural particular o mezclas de tipo gas natural que contienen metano o gas natural más un aditivo, habiéndose refrigerado las mezclas a una temperatura menor de la temperatura ambiente. Esta divulgación también hace referencia a una mezcla similar que se ha creado por medio de la retirada de metano o un gas pobre a partir de una mezcla de gas natural más rica.

40 El documento FR 1 599 721 divulga un proceso para el almacenamiento y transporte de gas que resulta difícil de licuar, que comprende sucesivamente la disolución de gas en un líquido que comprende uno o más constituyentes que tienen temperaturas críticas por encima de temperatura ambiente, almacenamiento o transporte de la mezcla producida de este modo, a una temperatura entre un 60 y un 99 % (preferentemente entre un 85 y un 97 %) de la temperatura crítica de la mezcla, expresada en grados absolutos, y separación del gas de los otros constituyentes.

45 El transporte por barco de CNG a temperaturas atmosféricas o en condiciones enfriadas hasta -62,2 °C (-80 °F) constituye en la actualidad el objeto de los proyectos de la industria. La compresión de gas natural hasta 2150 psig (146 atm) desplaza el factor de compresibilidad del gas (Z) hasta a su valor más bajo, (aproximadamente de 0,74 a 15,6 °C (60 °F)) antes de aumentar hasta valores más elevados a temperaturas elevadas. A 148,2 bar (2150 psig) se puede conseguir una proporción de volumen comprimido del orden de 225:1. Se usan comúnmente depósitos comerciales a 248,2 bar (3600 psig) para envasar el gas natural hasta una proporción de volumen comprimido de 320:1.

50 Para suministrar de forma eficaz gas natural remoto o inmovilizado al ciclo de transporte por barco, se debe mantener en almacenamiento en cantidades apropiadas a la frecuencia de los recipientes de transporte y la tasa de producción de la fuente de gas. La carga, preferentemente lograda en un tiempo mínimo, también constituye un factor en este cómputo de almacenamiento. Similarmente, la descarga debe ser en el interior de un sistema de almacenamiento dimensionado basado en la frecuencia de los suministros, el tiempo de descarga y la capacidad de retirada de la tubería que alimenta el gas natural al mercado. El mantenimiento de un recipiente de gas natural en estos puntos de etapas es parte de los costes de suministro asociados a todos los modos de transporte.

60 La manipulación de CNG es una compresión significativa que consume mucha energía y el enfriamiento hasta estas proporciones volumétricas, y posteriormente el desplazamiento del gas que se somete a descarga. Debido al coste relativamente elevado de almacenamiento de CNG de alta presión, los tiempos prolongados de carga y descarga y la capacidad de enfriamiento o re-calentamiento asociada, no existe todavía un sistema comercial que sea operativo para demostrar la posibilidad de transportar volúmenes brutos de más 14,2 millones de m³/día (0,5 bcf/día).

65

Por consiguiente, resulta deseable proporcionar concentraciones de gas natural mayores que las que se pueden obtener con CNG y a presiones moderadas y temperaturas moderadamente reducidas con el fin de facilitar parámetros de rendimiento mejores que CNG, y reducir la intensidad proporcional del equipo necesario para LNG.

5 Sumario

De acuerdo con la presente invención, se proporciona un proceso para mezclar gas natural con un disolvente adecuado como se define en la Reivindicación 1.

10 La presente invención va destinada a gas natural o metano almacenado en un medio licuado a través de la interacción de presión moderada, baja temperatura y un medio de disolvente, y a sistemas y métodos que facilitan la absorción de gas natural o metano en un líquido o medio de vapor líquido para el almacenamiento y transporte, y de nuevo en un gas para el suministro al mercado. Preferentemente, el método de transporte es por medio de tráfico rodado convencional, ferrocarril y barco, utilizando gas natural en recipiente o metano en forma concentrada. Este método de almacenamiento y transporte de gas también se puede adaptar al uso de tuberías.

15 En una realización preferida, las propiedades de absorción de etano, propano y butano se utilizan en condiciones de presión y temperatura moderadas (asociadas a un nuevo proceso de mezcla) para almacenar gas natural o metano a niveles de proporción en volumen comprimido más eficaces que los que se pueden lograr con gas natural solo en las mismas condiciones de retención. La mezcla se almacena usando presiones que están en el intervalo de 82,7 bar a 148,2 bar (de 1200 psig a 2150 psig) y temperaturas en el intervalo de -40 °C a -62,2 °C (de -40 a -80 °F). Se combina gas natural o metano a estas presiones y temperaturas moderadas con un disolvente licuado tal como etano, propano o butano, o su combinación, en concentraciones de etano preferentemente de alrededor de un 25 % en moles y preferentemente en el intervalo de aproximadamente un 15 % en moles a aproximadamente un 30 % en moles; propano preferentemente a aproximadamente un 20 % en moles y preferentemente en el intervalo de aproximadamente un 15 % en moles a aproximadamente un 25 % en moles; o butano preferentemente a aproximadamente un 15 % y preferentemente dentro de un intervalo de aproximadamente un 10 % en moles a aproximadamente un 30 % en moles; o una combinación de etano, propano y/o butano, o propano y butano dentro de un intervalo de aproximadamente un 10 % en moles a aproximadamente un 30 % en moles.

20 El proceso de mezcla de la presente invención combina de manera eficaz gas natural o metano con un medio de disolvente tal como etano líquido, propano, butano u otro fluido adecuado, para formar un líquido concentrado o una mezcla de vapor líquido apropiada para almacenamiento y transporte. Preferentemente, el medio de disolvente se recicla en un recipiente de transporte tras la descarga del gas natural. Preferentemente, las condiciones de proceso se determinan de acuerdo con los límites de eficacia del disolvente usado.

25 En una realización preferida, preferentemente el disolvente se pulveriza a presión en tasas controladas en una corriente de gas natural o metano que penetra en una cámara de mezcla. Al alcanzar la corriente de absorción (disolvente), el gas entra en la fase líquida acumulándose en la parte inferior de la cámara de mezcla en forma de mezcla de fluido saturado de gas y disolvente, que posteriormente se bombea hasta el almacenamiento con un enfriamiento posterior mínimo. La manipulación del gas en forma líquida acelera los tiempos de carga y descarga y no requiere un enfriamiento posterior a los niveles asociados a CNG.

30 A continuación, se separa el gas del disolvente para el suministro al mercado. Se separa el gas del disolvente en un separador a una temperatura ideal y una presión que se ajusta a la condición de suministro requerida. La temperatura varía basado en el disolvente que se usa. Se recupera el líquido disolvente para su uso futuro.

35 Otros sistemas, métodos, características y ventajas de la invención resultarán evidentes para el experto en la técnica tras el examen de las siguientes figuras y la descripción detallada.

50 Breve descripción de las figuras

Los detalles de la invención, incluyendo la fabricación, estructura y operación, se pueden aclarar en parte por medio del estudio de las figuras adjuntas, en las cuales números de referencia iguales se refieren a partes iguales. Los componentes de las figuras no necesariamente están a escala, sino que se debe enfatizar la ilustración de los principios de la invención. Además, se pretende que todas las ilustraciones vayan destinadas a conceptos de transporte, en los cuales los tamaños relativos, las formas y otros atributos detallados se pueden ilustrar de forma esquemática en lugar de manera literal o precisa.

60 La Figura 1 es un diagrama de proceso que muestra el ciclo de llenado del proceso de la presente invención.
 La Figura 2 es un diagrama de proceso que muestra un ciclo de descarga del proceso de la presente invención.
 La Figura 3a es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) bajo diversas condiciones de presión para una mezcla de un 25 % de etano (C2) a temperaturas seleccionadas.
 La Figura 3b es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) bajo diversas condiciones de presión para una mezcla de un 20 % de propano (C3) a temperaturas seleccionadas.
 65 La Figura 3c es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) bajo diversas condiciones de

presión para una mezcla de un 15 % de butano (C4) a temperaturas seleccionadas.

La Figura 4a es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) en diversas condiciones de temperatura para una mezcla de un 25 % de etano (C2) a presiones seleccionadas.

5 La Figura 4b es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) en diversas condiciones de temperatura para una mezcla de un 20 % de propano (C3) a presiones seleccionadas.

La Figura 4c es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) en diversas condiciones de temperatura para una mezcla de un 15 % de butano (C4) a presiones seleccionadas.

La Figura 5a es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) en diversas concentraciones de disolvente de etano (C2) en condiciones seleccionadas de presión y temperatura.

10 La Figura 5b es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) en diversas concentraciones de disolvente de propano (C3) en condiciones seleccionadas de presión y temperatura.

La Figura 5c es un gráfico que muestra la proporción volumétrica de metano (C1) en diversas concentraciones de disolvente de butano (C4) en condiciones seleccionadas de presión y temperatura.

15 Descripción detallada

De acuerdo con la presente invención, preferentemente se absorbe gas natural o metano y se almacena en un medio licuado a través de la interacción de presión moderada, baja temperatura y un medio de disolvente. En una realización preferida, se utilizan las propiedades de absorción de etano, propano y butano en condiciones moderadas de presión y temperatura para almacenar gas natural o metano en niveles más eficaces de proporción en volumen comprimido que las que se pueden lograr con gas natural o metano solos en condiciones de retención similares. Preferentemente, un nuevo proceso de mezcla combina gas natural o metano con un medio de disolvente tal como etano líquido, propano, butano, u otro fluido adecuado, para formar un líquido concentrado o mezcla de vapor líquido apropiada para almacenamiento y transporte. Preferentemente, el medio de disolvente se recicla en el recipiente de transporte tras la descarga del gas natural o metano.

En una realización preferida, preferentemente se pulveriza un fluido de absorción en tasas controladas en una corriente de gas natural o metano que penetra en una cámara de mezcla. Preferentemente, se enfría la corriente de gas hasta una temperatura de mezcla por medio de reducción de su presión al tiempo que fluye a través de un conjunto de válvulas de Joule Thompson u otro dispositivo de reducción de presión, y/o que fluye a través de un dispositivo de enfriamiento. Al encontrarse con la corriente de fluido de absorción, al gas entra en el interior del disolvente líquido acumulándose en la parte inferior de la cámara de mezcla en forma de un fluido saturado. Desde la parte inferior de la cámara de mezcla el fluido saturado, una mezcla de gas y disolvente líquido, se bombea hasta el almacenamiento con un enfriamiento posterior mínimo. La manipulación del gas al tiempo que se absorbe en un medio líquido acelera los tiempos de carga y descarga y no requiere enfriamiento posterior a los niveles asociados a CNG.

Volviendo en detalle a las figuras, la Figura 1 proporciona un diagrama de flujo de proceso del ciclo de llenado. Como se muestra, se absorbe una corriente de gas natural o metano en un disolvente para crear una mezcla de almacenamiento/transporte en forma fluida saturada. Dependiendo del disolvente usado, se requieren parámetros óptimos de presión y temperatura para lograr las proporciones volumétricas deseadas del gas dentro del disolvente.

Durante la operación, se almacena el disolvente en un recipiente de almacenamiento 32 a una temperatura fría que se ajusta a las condiciones preferidas de almacenamiento de gas y las condiciones de retención de la fase líquida del disolvente. El gas que penetra en el colector de entrada 10 tiene su presión aumentada por medio de un compresor de gas 12. El gas que abandona el compresor 12 se enfría posteriormente hasta la misma temperatura que el disolvente almacenado al tiempo que pasa a través de un tren de enfriamiento 14. El gas que abandona el tren de enfriamiento 14 posteriormente se alimenta a una presión controlada gobernada por un regulador de presión 16 a través de un elemento de flujo 18 hasta un mezclador o cámara de mezcla 20. La presión controlada del gas varía de acuerdo con la mezcla de gas que se procesa para almacenamiento y transporte. Las condiciones óptimas de almacenamiento dependen del disolvente particular usado.

También se proporciona un disolvente al mezclador 20 inyectado a partir de una bomba 30. El caudal de disolvente viene gobernado por un controlador de flujo 34 y una válvula de control de flujo 31. La información procedente del elemento de flujo 18 se alimenta en el controlador de flujo 34 para ajustar, en base de volumen molar, el caudal de disolvente deseado con el del gas.

No se muestra en la Figura 1 el uso de una válvula de Joule Thompson antes del colector de entrada 10. Preferentemente, se incorpora una válvula de Joule Thompson para presiones de cabeza de pozo muy elevadas que requieren una disminución de presión hasta la correspondiente al tren de proceso. La disminución de presión a través de la válvula también crea una disminución de temperatura útil en la corriente de gas.

Al encontrarse con el disolvente, el gas se absorbe y es transportado dentro de un medio en fase líquida. Este medio en fase líquida se acumula en la parte inferior de la cámara de mezcla 20 con el disolvente como fluido saturado. El fluido saturado más una pequeña cantidad de gas de exceso es transportado al interior de un recipiente estabilizador 40. El gas de exceso se cicla de nuevo a través de una válvula de control de presión 44 hasta el colector de entrada

10 para el reciclaje a través del mezclador 20.

A continuación, se estimula el flujo saturado en cuanto a presión hasta los niveles de almacenamiento preferidos por medio de una bomba de envasado 41 a partir de la cual se alimenta en el interior de un cabezal de carga 43 y posteriormente se introduce en tanques de retención o recipientes de almacenamiento 42 por medio de la alimentación del cabezal de carga 43. Preferentemente, gas enfriado de atmósfera protección tal como metano, etano, propano o sus mezclas se encuentra presente en los tanques 42 antes del llenado de los mismos con el fluido saturado. El gas de atmósfera de protección se licúa a medida que se llenan los tanques 42 con el fluido saturado. Preferentemente, los tanques montados a bordo de un barco están contenidos dentro de un cerramiento sellado relleno de un gas de protección de una atmósfera inerte enfriada. El fluido saturado almacenado se mantiene a la temperatura apropiada durante el almacenamiento y transporte.

Volviendo a la Figura 2, se proporciona un diagrama de flujo de proceso de un ciclo de descarga en el que se separa el fluido saturado almacenado en los tanques de retención 42 en una corriente de gas y una corriente de disolvente recuperado. Se alimenta el fluido saturado desde los tanques 42 a través de un cabezal de descarga 45 en una bomba de descarga 52 que tiene presión aumentada de forma suficiente para pasar a través de un intercambiador de calor 54. En el intercambiador de calor 54, se eleva la temperatura del fluido saturado para obtener un nivel de energía óptimo para la re-gasificación. A continuación, se hace pasar la corriente procesada regasificada al interior de una torre de separación 56 donde la disminución de presión provoca que el disolvente vuelva a su fase líquida y se separe del gas. La corriente de gas abandona la torre de separación 56 y se suministra a instalaciones de almacenamiento o tuberías a través de un cabezal de salida 58, mientras que el disolvente procedente de la parte del recipiente se devuelve, por medio de una válvula de control de presión 62, a un recipiente de almacenamiento 60 para la re-utilización.

Los sistemas y los métodos descritos con respecto a las Figuras 1 y 2 facilitan la absorción de gas natural en un medio líquido o de vapor líquido para el almacenamiento y transporte, y la separación del gas para el suministro al mercado y la retención del disolvente para reutilización como medio de vehículo. De manera ventajosa, el proceso genera proporciones volumétricas de gas natural y metano superiores a las que se pueden obtener con CNG, parámetros de rendimiento mejorados con respecto a los de una operación de CNG y una reducción de la intensidad proporcional del equipo necesario para LNG. Ventajosamente, la creación del fluido saturado almacenado y los productos posteriores reconstituidos para suministro se lleva a cabo con menos gasto energético que el que se pone en juego en el proceso y reconstitución ya sea de CNG o LNG de nuevo hasta el gas presurizado a temperatura ambiente. Además, el gas natural o el metano retenidos en un medio líquido se pueden transferir ventajosamente por medio de bombeo simple, en comparación con las etapas de compresión, descompresión y compresión-disminución de nivel implicadas en la transferencia de CNG. El experto en la técnica comprende que esto mejora en gran medida los aspectos económicos asociados al almacenamiento y transporte de CNG enfriado en los proyectos industriales actuales.

La reducción de costes relativos a la manipulación de CNG está relacionada de forma adicional con la reducción de los requisitos de capital para el confinamiento a través del uso de materiales de resistencia más elevada y más ligeros, con frecuencia compuestos de naturaleza de fibra reforzada. Se comprenderá por parte de los expertos en la técnica que el impacto sobre la cantidad menor de material para las presiones de operación más bajas mencionadas anteriormente se suma a la viabilidad económica de la invención.

A diferencia de los procesos convencionales (véase, por ejemplo, Teal USPN 5.513.054), el proceso de la invención no va destinado a la creación de una mezcla de combustible, sino que va destinado al almacenamiento y transporte de gas natural (metano), recuperándose el disolvente para la reutilización. Ventajosamente, la mezcla permite el transporte del medio bien en fase líquida o bien en la cubierta de fase líquida que envuelve a la mezcla de gas.

Preferentemente, las condiciones de proceso se determinan de acuerdo con los límites de eficacia de cada uno de los fluidos de absorción o disolventes usados. Volviendo a las Figuras 3a-c, 4a-c y 5a-c, se muestran las proporciones volumétricas de metano (C1) bajo varias condiciones de presión y temperatura y varias concentraciones de mezcla de fluido saturado de disolventes de etano (C2), propano (C3) y butano (C4). Las Figuras 3a, 3b y 3c ilustran que la proporción volumétrica de metano (C1) se encuentra dentro de un intervalo de aproximadamente un tercio a un medio de LNG a presiones en el intervalo de aproximadamente 82,7 bar (1200 psi) hasta aproximadamente 144,8 bar (2100 psi) para concentraciones de disolvente y condiciones de temperatura seleccionadas. La proporción volumétrica de metano (C1), como se muestra en las Figuras 4a, 4b y 4c está dentro de un intervalo de aproximadamente un tercio a un medio de LNG a temperaturas en el intervalo de -34,4 °C (-30 °F) hasta por debajo de -51 °C (-60 °F) para concentraciones de disolvente y condiciones de presión seleccionadas. La proporción volumétrica de metano (C1), como se muestra en las Figuras 5a, 5b y 5c, está dentro de un intervalo de aproximadamente un tercio a un medio de LNG a concentraciones de etano (C2) dentro de un intervalo de aproximadamente un 15 % en moles hasta un 25 % en moles, de propano (C2) en el intervalo de aproximadamente un 10 % en moles hasta aproximadamente un 30 % en moles, y de butano (C4) en el intervalo de aproximadamente un 10 % en moles hasta aproximadamente un 30 % en moles para condiciones seleccionadas de presión y temperatura.

Por consiguiente, la presente invención obtiene proporciones volumétricas de gas natural en forma líquida superiores a las que se pueden obtener en operaciones de CNG y, como resultado de ello, economías de escala, por medio del uso de presiones que están en el intervalo de 82,7 bar a 148,2 bar (1200 psig a 2150 psig) y temperaturas en el intervalo de -40 °C a -62,2 °C (-40 °F a -80 °F). El gas natural o el metano se combinan con un disolvente, preferentemente etano líquido, propano o butano, o sus combinaciones, en las siguientes concentraciones: etano preferentemente en aproximadamente un 25 % en moles y preferentemente en el intervalo de aproximadamente un 15 % en moles a aproximadamente un 30 % en moles; propano preferentemente en aproximadamente un 20 % en moles y preferentemente en el intervalo de aproximadamente un 15 % en moles a aproximadamente un 25 % en moles; o butano preferentemente en aproximadamente un 15 % en moles y preferentemente en el intervalo de aproximadamente un 10 % en moles a aproximadamente un 30 % en moles; o una combinación de etano, propano y/o butano, o propano y butano dentro de un intervalo de aproximadamente un 10 % en moles a aproximadamente un 30 % en moles.

Los parámetros de envasado y almacenamiento preferidos y los niveles de rendimiento de compresión asociados se proporcionan a continuación para medios líquidos almacenados que utilizan etano, propano o butano como disolvente (compresión de metano puro sigue entre paréntesis):

Proporción Volumétrica (m³/m³ (pie³/pie³)) para Gas Natural Absorbido (vs. Gas Natural Comprimido)

A. Etano -25 % en moles

82,7 bar (1200 psig) -51,1 °C (-60 °F) 276 (203)
 82,7 bar (1200 psig) -40 °C (-40 °F) 226 (166)
 96,5 bar (1400 psig) -40 °C (-40 °F) 253 (206)
 103,4 bar (1500 psig) -34,4 °C (-30 °F) 242 (207)

B. Propano -20 % en moles

82,7 bar (1200 psig) -40 °C (-40 °F) 275 (166)
 82,7 bar (1200 psig) -34,4 °C (-30 °F) 236 (153)
 96,5 bar (1400 psig) -40 °C (-40 °F) 289 (206)
 103,4 bar (1500 psig) -34,4 °C (-30 °F) 279 (207)

C. Butano -15 % en moles

82,7 bar (1200 psig) -51,1 °C (-60 °F) 269 (203)
 96,5 bar (1400 psig) -40 °C (-40 °F) 294 (206)
 103,4 bar (1500 psig) -40 °C (-40 °F) 301 (225)

Como los datos de A, B y C anteriores indican, los niveles de rendimiento de compresión para el medio líquido de almacenamiento a las temperaturas y presiones moderadas afirmadas son competitivos en todos los casos con CNG a 144,8 bar (2100 psig) y -51,1 °C (-60 °F). Cabe esperar niveles de rendimiento similares para A, B y C para las proporciones de compresión para el metano puro: (1) a presiones en el intervalo de 144,8 bar (2100 psig) y temperaturas de -34,4 °C a -28,9 °C (de -30 a -20 °F); y (2) a presiones en el intervalo de 172,4 bar (2500 psig) y temperaturas de -23,3 °C a -17,8 °C (de -10 a 0 °F).

Preferentemente, el gas se almacena y transporta dentro de un medio líquido que utiliza recipientes compuestos y tubos de goma de interconexión para aplicación a baja temperatura desde temperatura ambiente hasta por debajo de -73,3 °C (-100 °F), y recipientes de acero para aplicaciones de temperatura moderada por debajo de -40 °C (-40 °F). El método de transporte es por medio de tráfico rodado convencional, ferrocarril y barco, utilizando el gas natural contenido en forma concentrada. El recipiente de transporte puede ser de un diseño habitual o una adaptación de una forma existente destinada para uso terrestre o marino. Se pretende el uso de la especificación de material de equipo no exótico contrastado en el diseño de recipiente de almacenamiento.

El enfriamiento durante el almacenamiento y el transporte pueden ser por medio de un número de sistemas comerciales contrastados que se encuentran disponibles en la actualidad tal como cascada de propano. El experto en la técnica reconoce que las mejoras de dicho equipos que tienen como resultado un enfriamiento más eficaz hasta temperaturas más bajas, tienen como resultado un rendimiento de compresión mejorado en la presente invención (véase las Figuras 3a-5c). La des-presurización, requerida para recuperar el líquido absorbente y el calentamiento para re-vaporizar el gas natural tienden a requerir una energía mínima por medio del comienzo a una presión de únicamente 103,4 bar (1500 psig) en comparación con 206,8 bar (3000 psig) o mayor que cabe esperar para los sistemas CNG. Esto también tiene un impacto favorable sobre los tiempos de carga y descarga.

En la memoria descriptiva anterior, se ha descrito la invención con referencia a sus realizaciones específicas. No obstante, resulta evidente que se pueden llevar a cabo diversas modificaciones y cambios sin que ello suponga apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, el lector comprende que el orden específico y la combinación de

5 las acciones de proceso mostrados en los diagramas de flujo de proceso descritos en la presente memoria son únicamente ilustrativos, a menos que se indique lo contrario, y se puede llevar a cabo la invención usando acciones de proceso diferentes o adicionales, o una combinación u orden de acciones de proceso diferente. A modo de otro ejemplo, cada característica de una realización se puede mezclar y adaptar a otras características mostradas en otras realizaciones. Similarmente, las características y los procesos conocidos por el experto ordinario se pueden incorporar de forma similar según se desee. Adicional y obviamente, se pueden sumar o restar características según se desee. Por consiguiente, la invención no está restringida excepto a la luz de las reivindicaciones adjuntas y sus equivalentes.

10

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un proceso de mezcla de gas natural con un disolvente adecuado para dar lugar a un líquido adecuado para transporte/almacenamiento, que comprende las etapas de:
enfriar gas natural y un disolvente a temperaturas en el intervalo de -40 °C (-40 °F) hasta -62,2 °C (-80 °F),
combinar el gas natural y el disolvente para dar lugar a un medio líquido de gas natural y disolvente, y
comprimir el medio líquido a presiones en un intervalo de 82,7 bar (1200 psig) hasta 148,2 bar (2150 psig).
- 10 2. El proceso de la reivindicación 1 en el que el disolvente es etano.
3. El proceso de la reivindicación 1 en el que el disolvente es propano.
4. El proceso de la reivindicación 1 en el que el disolvente es butano.
- 15 5. El proceso de la reivindicación 1 en el que el disolvente es metano.

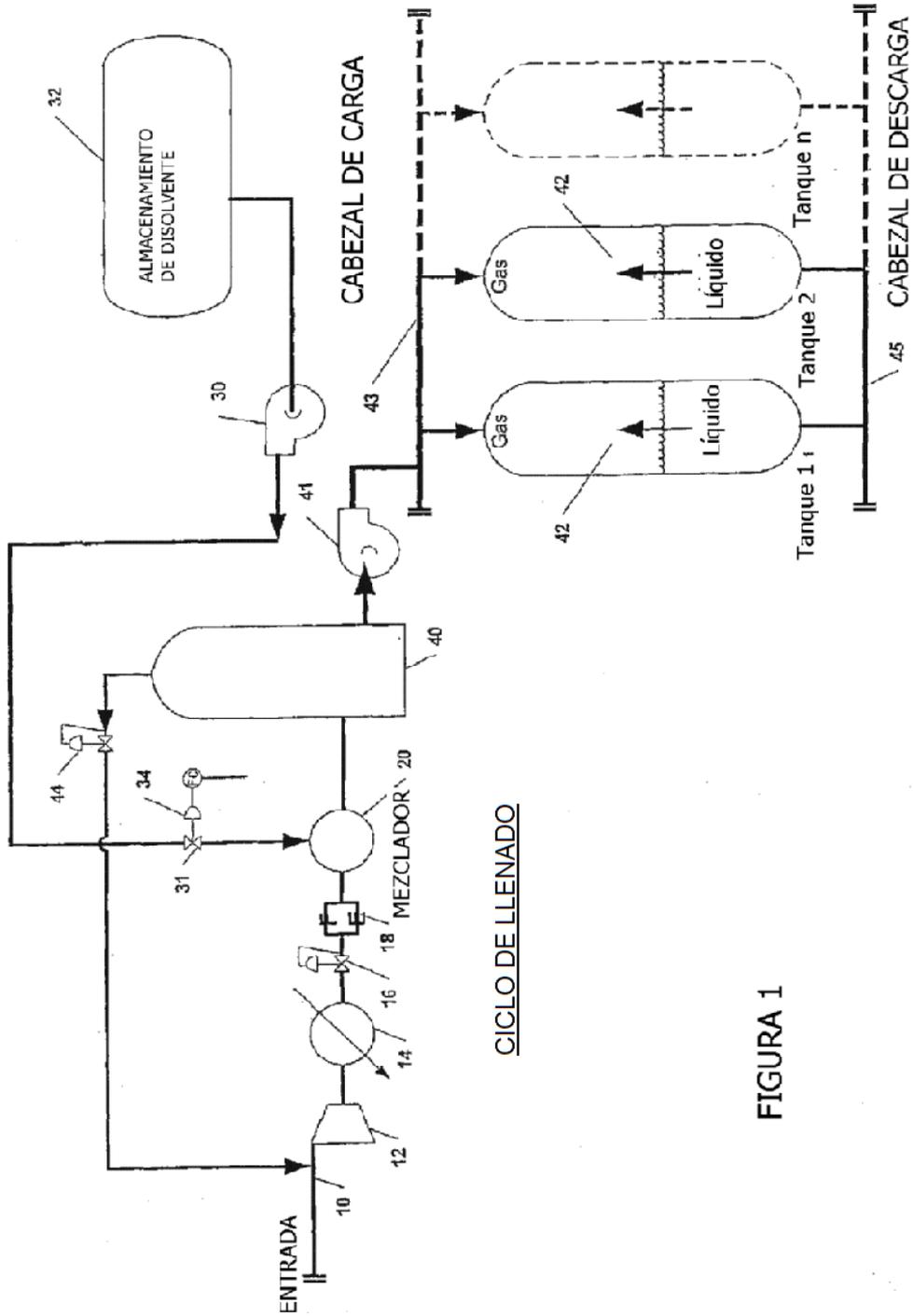


FIGURA 1

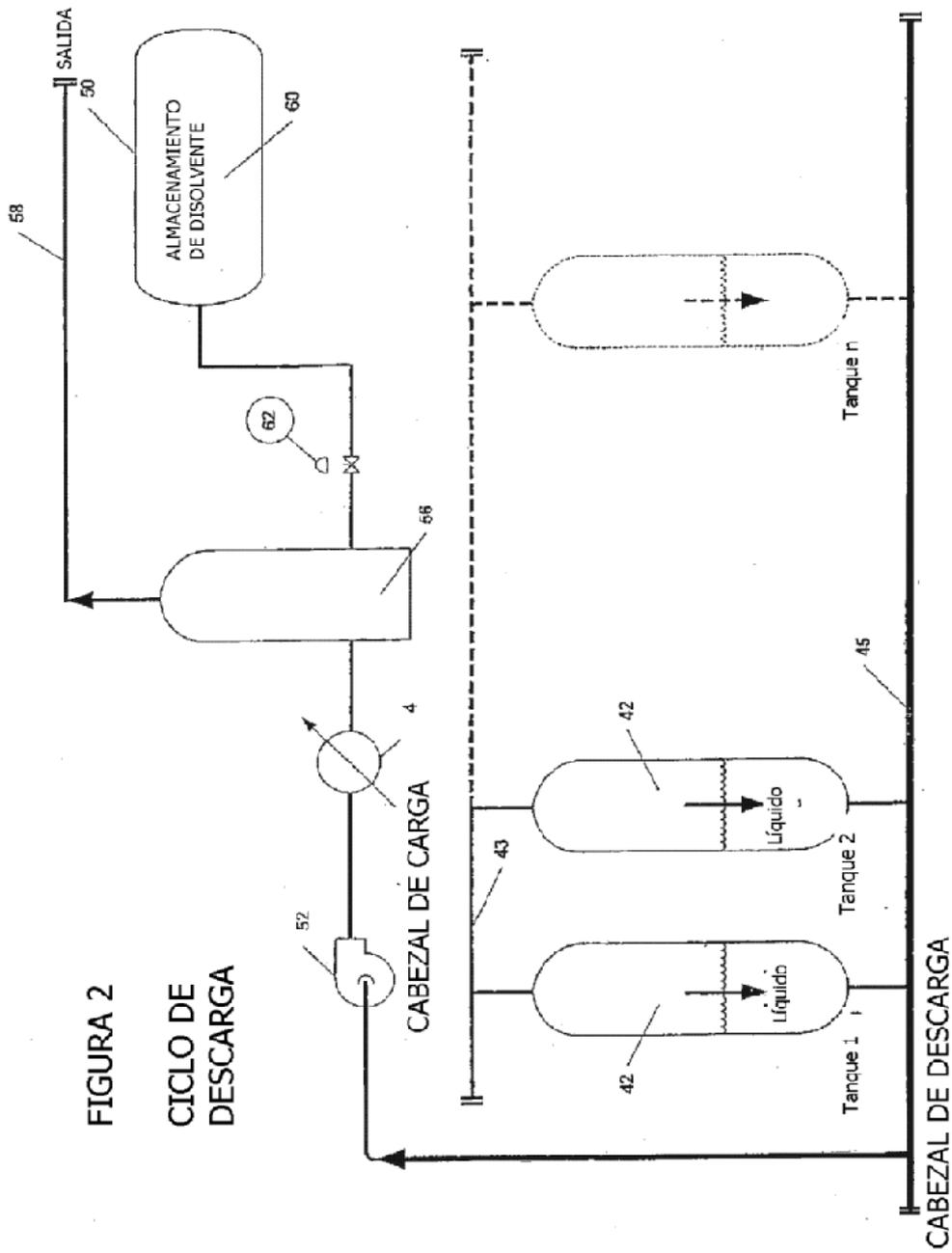


FIGURA 2
CICLO DE
DESCARGA

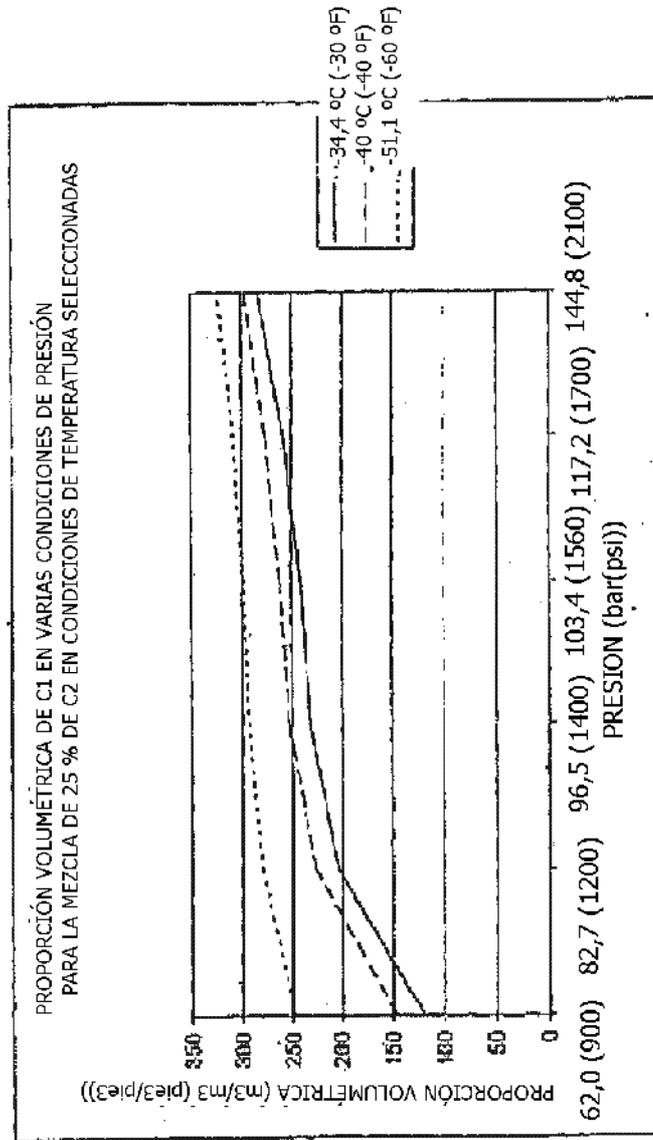


FIGURA 3a

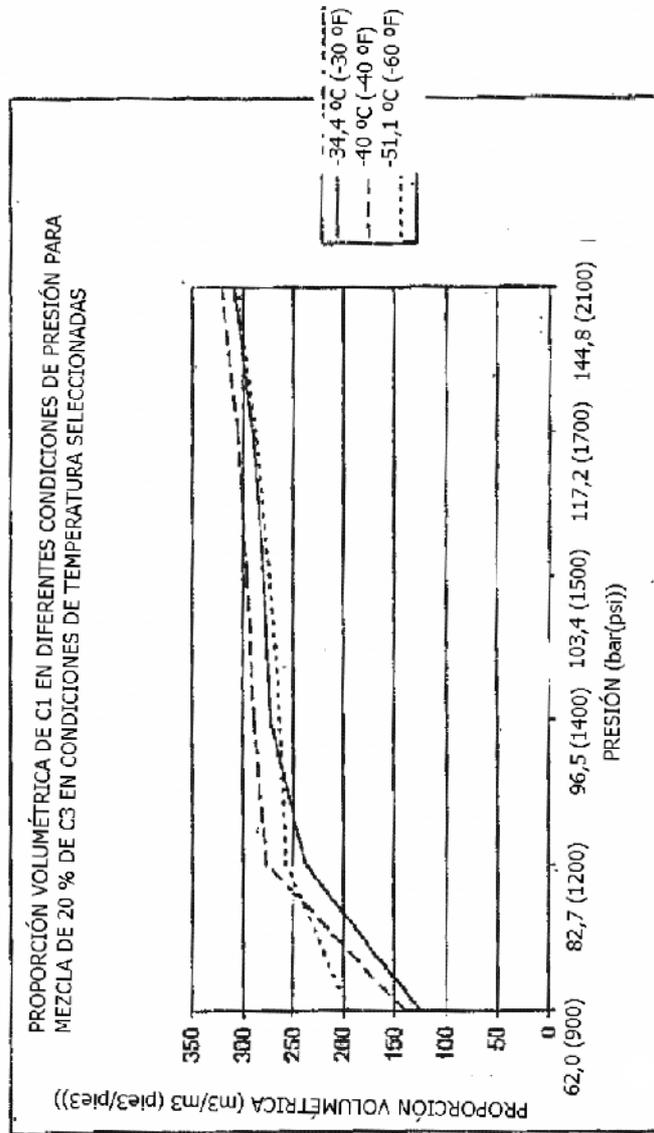


FIGURA 3b

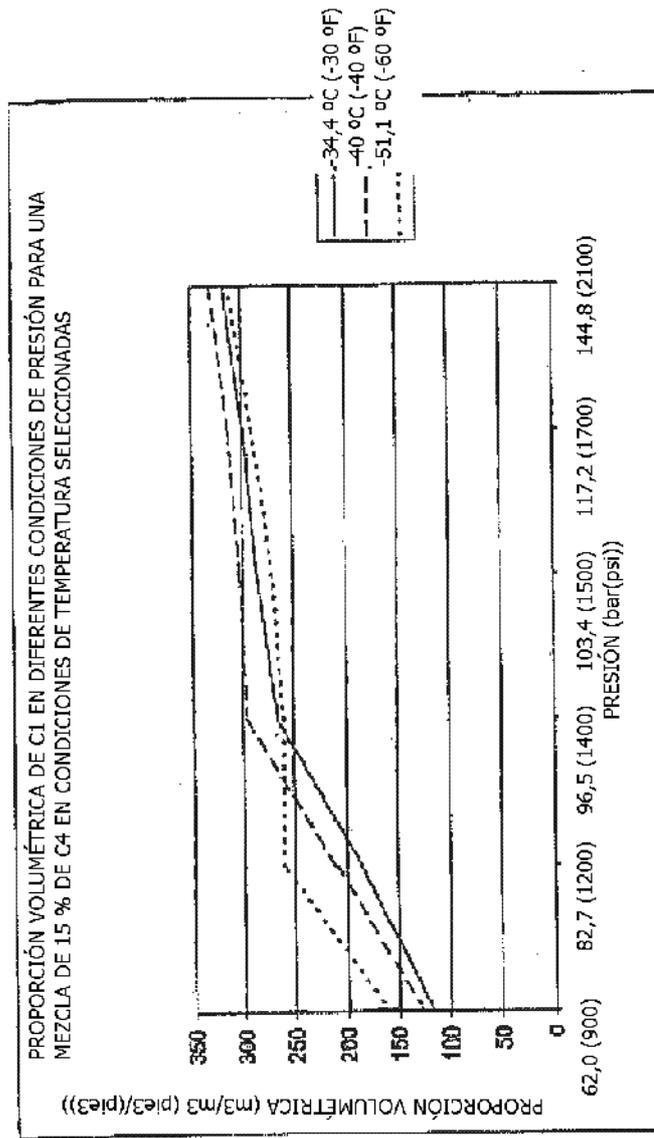


FIGURA 3C

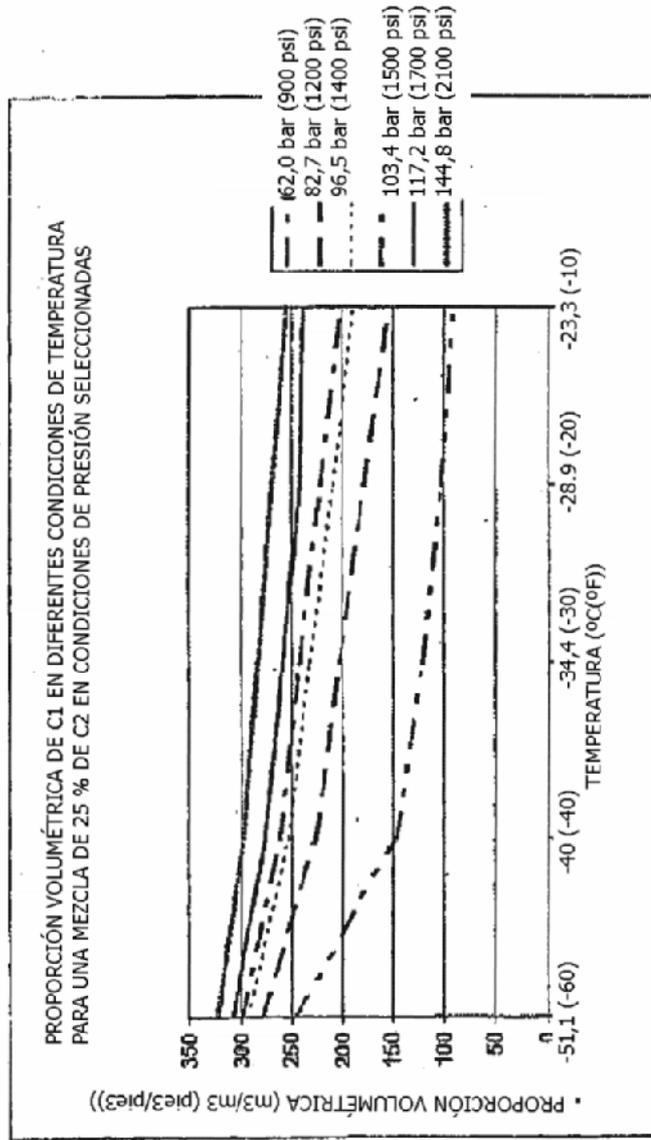


FIGURA 4a

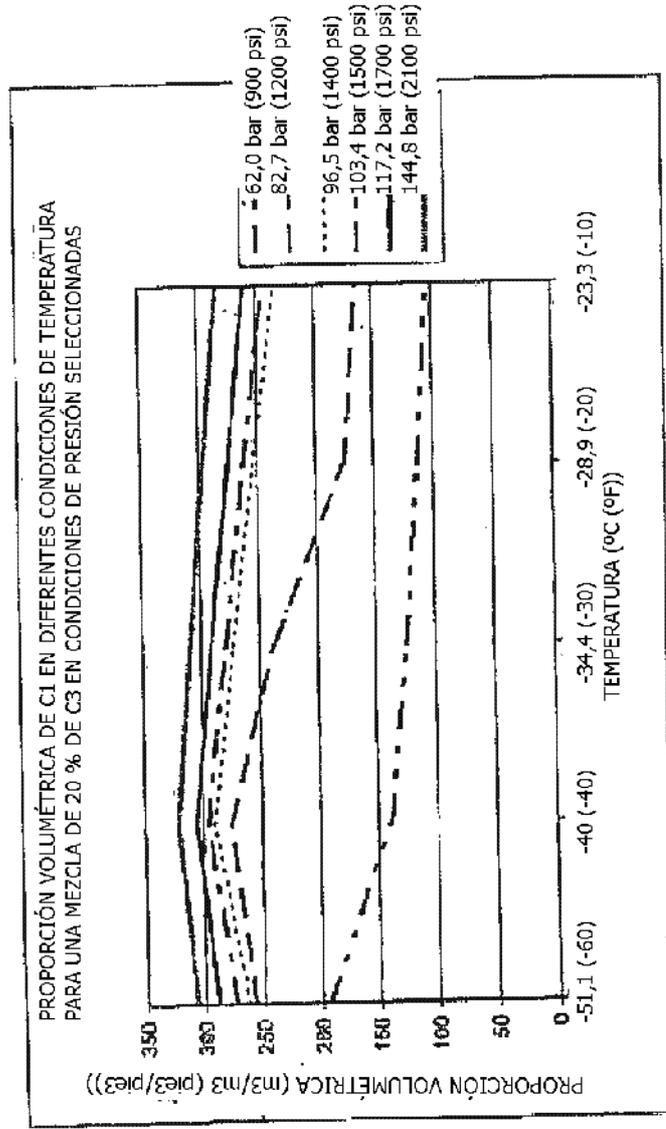


FIGURA 4b

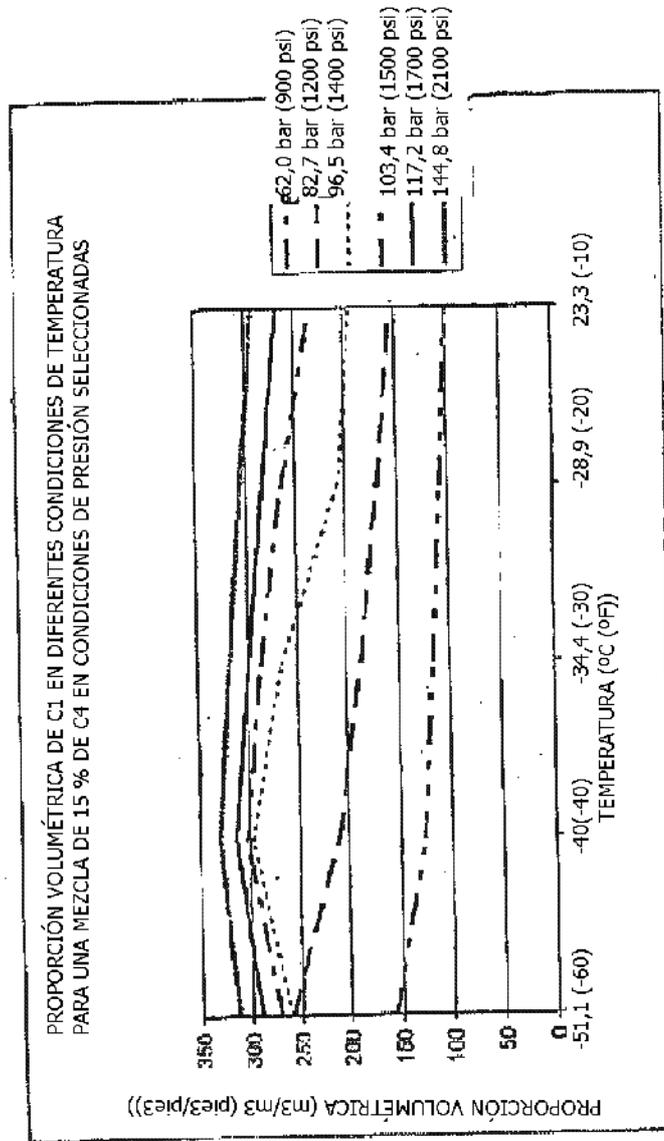


FIGURA 4c

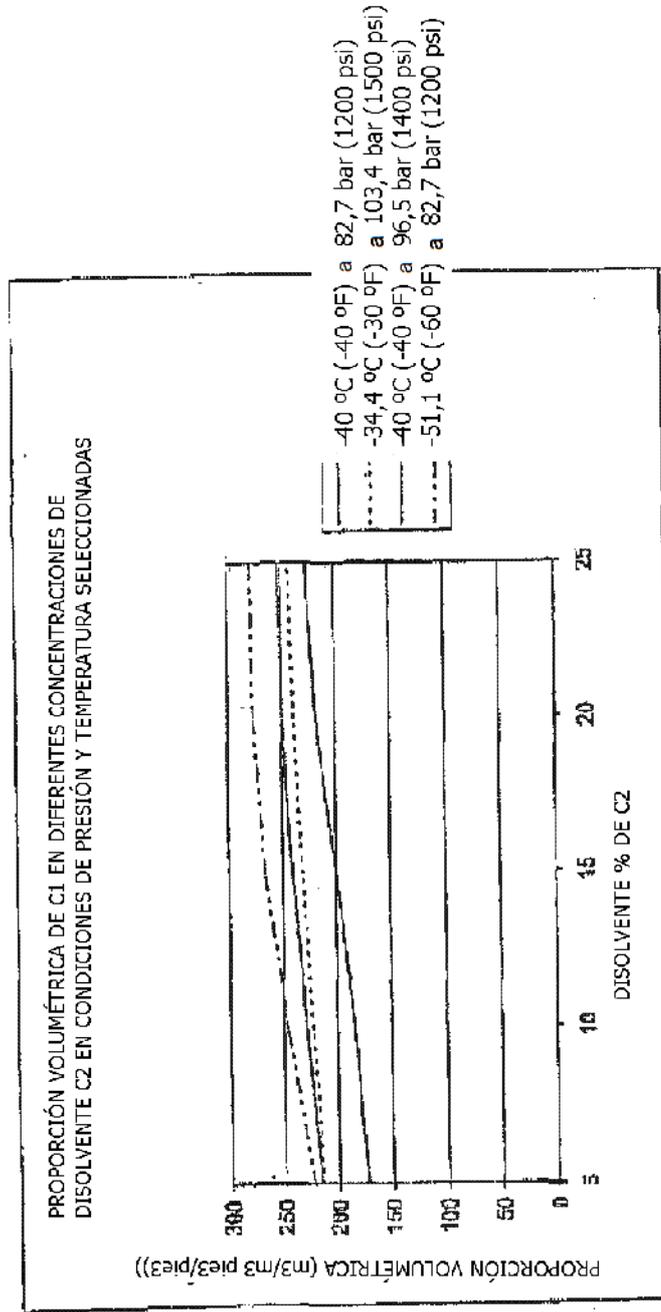


FIGURA 5a

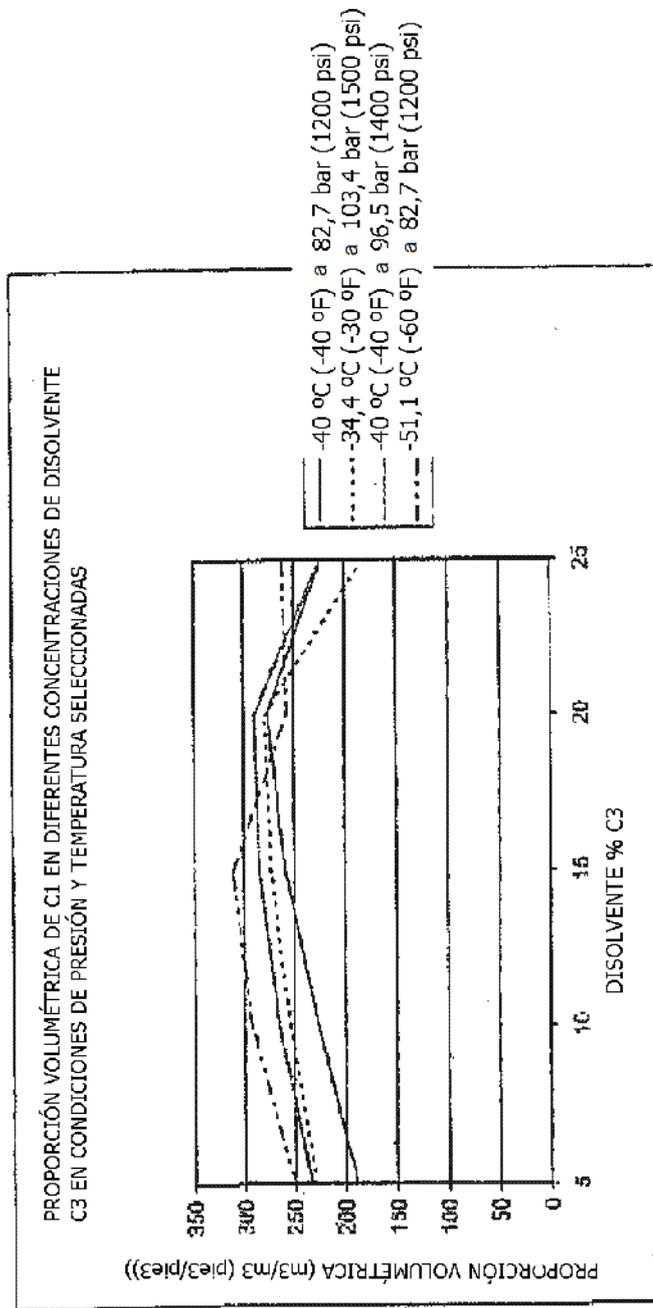


FIGURA 5b

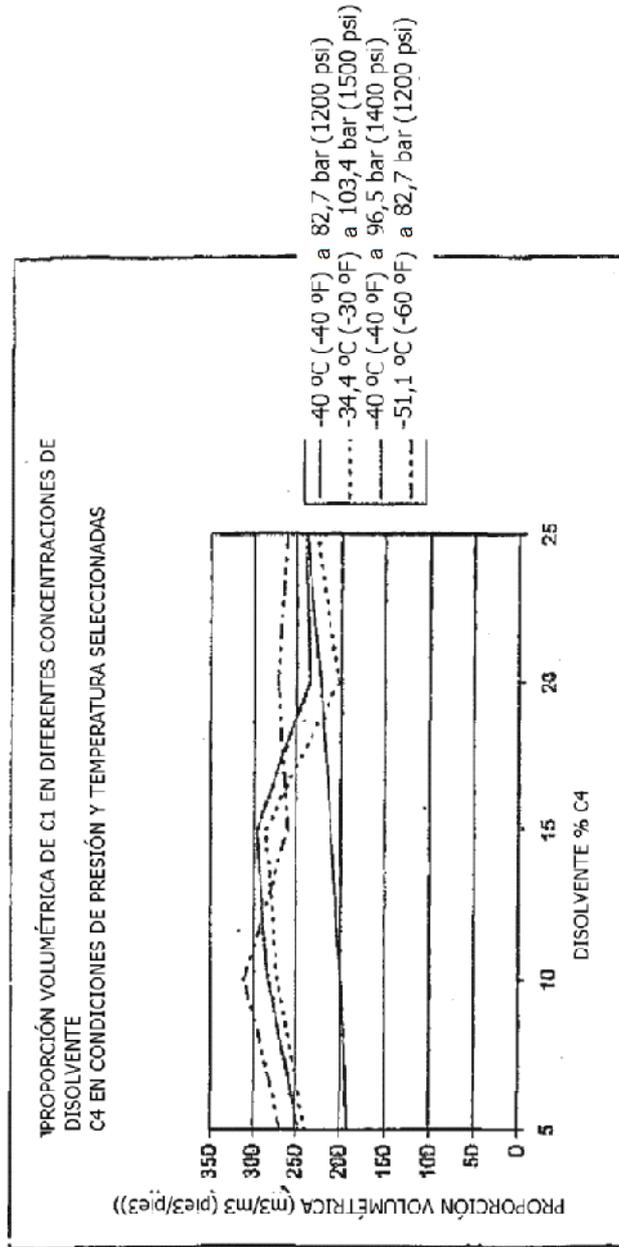


FIGURA 5c