

P.- 38.865

P8689 Sp.



Memoria descriptiva

F 17

D

para solicitar CERTIFICADO DE ADICION por años

a nombre de SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ
N.V.

entidad / ~~de nacionalidad~~ holandesa

con domicilio en Carel van Bylandtlaan 30, La Haya, Holanda

por: "MEJORAS INTRODUCIDAS EN EL OBJETO DE LA PATENTE
PRINCIPAL N^o 323.934, expedida el 10-10-66, por:
"Un método de guardar un fluido en un depósito -
subterráneo de almacenaje"



5 La invención se refiere a un método de almacenar hidrocarburos en cavernas de sal y de retirar hidrocarburos de dichas cavernas, formadas dentro de formaciones salinas subterráneas impermeables, particularmente en lugares alejados de la costa, y, más particularmente, a un método para almacenar hidrocarburos y entregar continuamente gas a la costa sin interrupción.

10 La invención se refiere especialmente a una mejora ulterior del método según nuestra patente anterior núm. 323:934. El uso de cavernas de sal subterráneas, denominadas "potes de sal", para el almacenaje de hidrocarburos líquidos está bastante bien. Todos estos
15 potses actualmente en uso van siendo utilizados para almacenar gas de petróleo licuado u otros líquidos volátiles manufacturados, pero no hay duda de que también podría almacenarse petróleo en ellos. En la costa constituye una ventaja económica muy pequeña, si es que constituye alguna, almacenar el petróleo en potses de sal en lugar de en depósitos a la presión atmosférica. Sin embargo, se pone de manifiesto la ventaja cuando se necesita almacenaje a gran presión. Por ejemplo, el almacenaje de petróleo en grandes cantidades lejos de la costa en depósitos convencionales podría costar al menos 5 veces más por unidad de volumen que en un pote de almacenaje de sal de tamaño equivalente.

20 La contaminación con sal del petróleo bruto en potses de sal no sería problema, ya que el contenido de sal del crudo se debe primordialmente a la salmuera emulsionada contenida en el crudo. El pote actuaría entonces como medio de tratamiento y se produciría una se-

25
30
29-8-68

**POOR
QUALITY**



separación por gravedad de la salmuera emulsionada y el petróleo.

5 Se han sugerido muchos esquemas para almacenar petróleo crudo en potes subterráneos de sal. Sin embargo, sólo se han encontrado prácticos unos pocos desde un punto de vista de ingeniería y de coste. De estos pocos, no se conoce ninguna disposición de potes de sal que permita que el petróleo sea almacenado en uno de los potes de sal y, al mismo tiempo, proporcione un suministro continuo de gas a la costa sin interrupción.

10 Un objeto de esta invención es crear un sistema submarino de almacenar petróleo e hidrocarburos gaseosos en cavernas subterráneas de sal y suministrar continuamente un caudal de gas a la costa durante el período en que están siendo recibidas tandas de líquido.

15 Otro objeto es producir petróleo, gas y agua a partir de un pozo submarino en una formación salina subterránea en que al menos una parte del fluido de producción está en forma de emulsiones que pueden separarse rápida y fácilmente.

20 Otro objeto de esta invención es acumular hidrocarburos en un punto central con un mínimo de transporte en oleoducto y un máximo de rendimiento.

25 Todavía otro objeto es proporcionar un lugar en alta mar accesible a los grandes petroleros y que haga posible el transporte a puntos distantes sobre una base muy flexible y económica.

30 El método de acuerdo con la invención comprende las operaciones de:



hacer circular un fluido de producción de múltiples fases que contiene al menos petróleo e hidrocarburos gaseosos desde un pozo de producción de petróleo y gas en explotación;

5

hacer pasar el fluido de producción a una primera caverna de sal que contiene agua;

10

almacenar dicho fluido de producción en la primera de dichas cavernas de sal en contacto con la formación salina que hay en ella durante un periodo de tiempo y a una presión y temperatura suficientes para conseguir una separación sustancial de los diversos fluidos que constituyen el fluido de producción;

15

retirar la fase gaseosa separada del fluido de producción e inyectar la fase gaseosa en una corriente gaseosa principal que va de las cavernas a un punto lejano;

20

retirar la fase oleosa separada del fluido de producción utilizando la presión procedente de la acumulación de gas dentro de la primera caverna formada por la fase gaseosa del fluido de producción;

25

hacer pasar la fase oleosa separada a una segunda caverna de sal que contiene agua;

inyectar suficiente gas desviado de la corriente gaseosa principal en una tercera caverna de sal que contiene agua formada dentro de la formación salina subterránea impermeable hasta que el agua presente en la tercera caverna de sal sea desplazada por la presión del gas procedente de la corriente gaseosa principal;

30

desplazar el petróleo desde la segunda caverna de sal haciendo pasar el agua desplazada de la terce-



ra caverna de sal a la segunda caverna de sal; y

hacer circular el petróleo desplazado de la segunda caverna de sal a una zona lejana.

Estos y otros objetos de la invención se comprenderán por la siguiente descripción al léerla con referencia a los dibujos, en los que:

La figura 1 muestra un esquema básico de flujo de un método para almacenar hidrocarburos en cavernas de sal subterráneas y para retirar hidrocarburos de ellas;

La figura 2 muestra un esquema de flujo similar a la figura 1, incorporando ciertas mejoras deseables;

La figura 3 muestra una vista vertical de una terminal para petroleros a utilizar con la realización de la figura 1;

La figura 4 muestra una vista vertical de una terminal para petroleros a utilizar con la realización de la figura 2.

La figura 1 muestra el esquema básico de flujo para su uso en una terminal para petroleros alejada de la costa y destinada a recibir al menos petróleo e hidrocarburos gaseosos procedentes de un campo o campos de petróleo en tierra. El líquido que llega podría contener agua, o el agua es retirada antes de ser hecha pasar a través del oleoducto de llegada 12 a la primera caverna de sal "pote de igualación" 11 formado en una formación salina subterránea. El gas y el líquido de llegada pueden ser decelerados mediante el uso de múltiples tuberías situadas en una plataforma colocada sobre los



5 potes. Podrían utilizarse también válvulas de control con reguladores de flujo para limitar el caudal durante cualesquiera condiciones anormales que pudieran presentarse. El agua puede estar presente en el pote de igualación 11 por haber sido bombeada al interior del pote 11 o por haberla permitido entrar con el fluido de producción de petróleo y gas. El fluido de producción de petróleo y gas y el agua o salmuera son almacenadas entonces en el pote de igualación 11 en contacto con la formación salina que hay en él durante un periodo de tiempo y a una presión y temperatura suficientes para lograr una separación sustancial de los diversos fluidos que constituyen el fluido de producción.

10 La fase gaseosa separada es hecha pasar después desde el pote de igualación 11 a una terminal de costa (no mostrada) a través de una tubería 13 para gas principal en una sola fase, estando esta última provista de un regulador de caudal 27. Una adecuada capacidad de almacenaje de gas en el pote de igualación 11 proporcionará un suministro continuo de gas a la costa durante los periodos en que están siendo recibidas tandas de líquido. El petróleo en el pote de igualación 11 es levantado después del pote de igualación 11 utilizando la presión de la cabeza gaseosa y hecho pasar a una

15 segunda caverna de sal o "pote de almacenaje de petróleo muerto" 14 a través del oleoducto 15. La salmuera es almacenada en una tercera caverna de sal o "pote de almacenaje de salmuera" 16 y luego elevada a la superficie del pote 16 utilizando la presión del gas desviado de

20 la tubería 13 para la corriente de gas principal, a tra-

25

30



vés de la tubería de gas 17, al interior del pote 16
de almacenaje de salmuera. Como la salmuera es más pe-
sada que el petróleo, esta salmuera elevada se utiliza
para desplazar el petróleo del pote 14 de almacenaje
5 de petróleo muerto haciendo pasar la salmuera del pote
16, a través de la tubería 18 para salmuera, al inte-
rior del pote 14. El petróleo desplazado del pote 14
de almacenaje de petróleo muerto es hecho pasar después
a un petrolero o barcaza que se carga (veáanse las fi-
10 guras 3 y 4 a través de la tubería de carga 19. Con ob-
jeto de suministrar gas continuamente desde el pote de
igualación 11 a la tubería 13 para la corriente de gas
principal, se interrumpe la circulación del petróleo
desde el pote 14 de almacenaje de petróleo muerto y se
15 permite que aumente el volumen del petróleo en el pote
14. Después se mueve la salmuera desde el pote 14 de
almacenaje de petróleo muerto para devolverla al pote
16 de almacenaje de salmuera, comprimiendo así el gas
que hay dentro del pote 16 de almacenaje de salmuera.
20 Este gas comprimido vuelve después a la tubería 13 para
la corriente de gas principal a través de la tubería
de gas 17, como puede verse en la figura 1. El agua que
hay en los potes 11, 14 y 16 es preferiblemente salmuera
saturada formada de la masa circundante de agua. El po-
25 te de igualación 11 podría ser un pozo en producción que
contenga petróleo e hidrocarburos gaseosos, introducién-
dose por bombeo cualquier salmuera que se necesite para
poner en práctica los conceptos de la invención. El uso
de la salmuera saturada para desplazar el petróleo en el
30 pote 14 de almacenaje de petróleo muerto limita el agran-



damiento subsiguiente del pote 14, lo cual es indeseable. Dejando en libertad el gas comprimido que hay dentro del pote 16 de almacenaje de salmuera para que pase a la tubería 13 para la corriente de gas principal, se está enviando continuamente gas a la zona de recepción sin interrupción y sin necesidad de bombas reforzadoras.

La figura 2 muestra el esquema básico de flujo de la figura 1 con ciertas mejoras adicionales. En la figura 2, los números de referencia iguales se refieren a partes similares de la figura 1. El funcionamiento del sistema de la figura 2 es esencialmente el mismo que en el esquema de flujo de la figura 1. Sin embargo, el petróleo crudo recibido del pote 11 de igualación tiene que ser desgasificado para hacer que pueda cargarse con seguridad en los petroleros sin excesivo desprendimiento de vapores. Los equipos de separación de etapas y recompresión se muestran como el aparato de separación de etapas y estabilización 20 y el aparato de compresión 21. Estos equipos reducen la presión de vapor del petróleo crudo y eliminan así pérdidas de carga atribuibles a la vaporización y reducen al mínimo las pérdidas por exposición a la intemperie del petrolero. Todos los vapores generados en los aparatos 20 y 21, excepto los utilizados para combustible durante el proceso de separación, son comprimidos y devueltos a la tubería 13 para la corriente de gas principal.

En los sistemas de las figuras 1 y 2, el petróleo crudo en el pote de igualación 11 está en equilibrio con la fase gaseosa bajo cierta presión. La presión del

5

10

15

20

25

30



gas en la interfase gas-petróleo se utiliza entonces para transferir el petróleo crudo del pote de igualación 11 de la figura 2 a través del oleoducto 15 al aparato de separación de etapas y estabilización 20. Con objeto de mantener bajas las necesidades de potencia en la recompresión de la primera etapa, es generalmente necesario hacer que funcione el separador de la primera etapa de la parte de separación de etapas del aparato 20 a la más alta presión posible. Con ayuda de las burbujas de gas que se forman en el petróleo crudo en la tubería de salida para aligerar la columna y manteniendo el pote de igualación 11 lo más somero posible, puede hacerse funcionar a una presión relativamente baja el separador de la primera etapa. Los vapores separados del aparato 20 de separación de petróleo crudo por medios bien conocidos en la técnica son hechos pasar después, a través de la tubería 22 de separación de vapor, al aparato de compresión 21 y desde el aparato 21, a través de la tubería 23, a la tubería 13 para la corriente de gas principal. El condensador hidrocarbonado separado de la parte de separación de etapas del aparato 20 es bombeado a una sección estabilizadora del mismo aparato 20 para reducir la presión de vapor. El líquido estabilizado es mezclado con el petróleo crudo desgasiado en el aparato 20 de separación de etapas y bombeado al interior de un dispositivo dosificador 24 a través de una tubería 25 de estabilización. La corriente de líquido de llegada procedente de la tubería 25 es dosificada por medios conocidos y cualquier cantidad deseada del petróleo en el punto de dosificación 24 puede ser



5 hecha pasar al pote 14 de almacenaje de petróleo muerto a través de la tubería de dosificación 26. El petróleo dosificado puede ser hecho pasar también a través de la tubería de carga 19 directamente a la zona de carga de petroleros y barcazas (véanse las figuras 3 y 4).

10 Puede verse que puede situarse un sistema único en su género de contener económicamente hidrocarburos lejos de la costa en la unión de un colector principal alejado de la costa o tubería de recogida de fluido y la tubería que va a la costa. El colector principal alejado de la costa o tubería de recogida de fluido recibe preferiblemente gas y petróleo en flujo en dos fases desde una pluralidad de laterales recogedores. La presión en la terminal para petroleros varía, naturalmente, en función de las condiciones de la tubería de recogida de fluido, pero puede esperarse que sea suficiente para entregar el gas a la costa a lo largo de varios kilómetros de distancia sin recompresión. Pueden introducirse medios bien conocidos en la técnica, tales como esferas y similares, en la tubería de llegada para reducir la caída de presión del fluido de llegada. Así, los líquidos serían recibidos en la terminal para petroleros en tandas que fueran cogidas a lo largo de la tubería de recogida de fluido por, ejemplo, esferas que se mueven a la velocidad del gas. El sistema de la presente invención, por tanto, decelera, recibe y almacena los hidrocarburos que llegan. Pueden situarse fácilmente las plataformas y el equipo de tratamiento necesarios sobre los potes de sal como es bien conocido en la técnica.

15

20

25

30



Por ejemplo, las figuras 3 y 4 muestran plataformas de producción adecuadas y una terminal para petroleros situada sobre los potes de sal 11, 14 y 16 formados en formaciones salinas subterráneas 28. Las terminales de las figuras 3 y 4 incluyen plataformas para dar espacio para el equipo de tratamiento y un amarradero 29 de una sola boya para la carga de un petrolero 30. Ha de entenderse que las instalaciones incluyen el equipo convencional de terminales para petroleros alejadas de la costa, tal como viviendas, plataformas de aterrizaje, etc. La instalación de la figura 3 ha de utilizarse preferiblemente con el proceso de la figura 1; el aparato de la figura 4 ha de utilizarse preferiblemente con el proceso de la figura 2.

En la figura 3, los números iguales se refieren a elementos similares de la figura 1. El petróleo y los hidrocarburos gaseosos son recibidos a través de la tubería 31 desde un pozo de producción 32. Como se ha dicho anteriormente, el petróleo y los hidrocarburos gaseosos pueden contener agua. Esta mezcla es hecha pasar a un separador 35 de petróleo y gas situado en la plataforma 33. Cualquier agua puede ser separada del petróleo y de los hidrocarburos gaseosos en el separador 35 y hecha pasar a la tubería de agua 34, donde el agua es evacuada, si se desea, como es bien sabido en la técnica. El petróleo e hidrocarburo gaseoso restantes son hechos pasar a través de la tubería 12 al pote de igualación 11 como se ha dicho anteriormente. Después de que el gas se separa en el pote 11, se le permite que salga a través de la tubería de gas principal 13 y se



5

le controla por medios adecuados, tales como una válvula 36 y un regulador de caudal 27, para entregar gas a una zona alejada tal como, por ejemplo, a la costa. Las plataformas 33, 37 y 38 están ancladas por pilotes 39, 40 y 41 y medios de anclaje adecuados 42, 43 y 44, respectivamente, al fondo del océano 45. La tubería de llegada 12, la tubería de gas 13 y la tubería de petróleo 15 están dispuestas dentro de una envolvente 46 que comunica con el pote de igualación 11 del equipo de tratamiento situado en la plataforma 33.

10

La tubería 17 de gas y la tubería 18 de salmuera están dispuestas dentro de una envolvente 47 que comunica con el pote 16 de almacenaje de salmuera y con el equipo de tratamiento situado en la plataforma 37.

15

La tubería 17 del gas comunica con la tubería principal 13 de gas y con el pote 16 de almacenaje de salmuera. La tubería 18 de salmuera 18 comunica con el pote 16 de almacenaje de salmuera y con el pote 14 de almacenaje de petróleo muerto. El oleoducto 15 procedente del pote de igualación 11 comunica con el pote 14 de almacenaje de petróleo muerto y con la tubería de carga 19.

20

25

El oleoducto 15 y la tubería 18 de salmuera están dispuestos dentro de la envolvente 48 que comunica con el equipo de tratamiento de la plataforma 38 y con el pote 14 de almacenaje de petróleo muerto. Todas las tuberías de la figura 3 están controladas por válvulas adecuadas y por un equipo adecuado de control de flujo de modo que puedan llevarse a cabo satisfactoriamente los procesos anteriormente descritos con relación a la figura 1.

30



El petróleo que sale de la tubería de carga 19 es hecho pasar a un amarradero 29 de una sola boya adecuadamente anclado en el ancla 49 a través de uno o más cables de anclaje 50 al fondo 45 del océano. Un carguero 30 está preferiblemente anclado al amarradero 29 para tomar el petróleo procedente de la tubería de carga 19 a través de la tubería 51 de carga de petroleos que está destinada a comunicar con la tubería de carga 19 como es bien sabido en la técnica.

En la figura 4 los números de referencia iguales se refieren a elementos similares de la figura 3. Aquí, la disposición de las plataformas 33, 37 y 38 y su equipo acompañante de tratamiento y de control del flujo son los mismos que se han descrito anteriormente con respecto a la figura 3, exceptuando la disposición del aparato de compresión, separación de etapas, estabilización y dosificación del procedimiento de la figura 2. Así, el oleoducto 15 se extiende desde el pote de igualación 11 a través del aparato de estabilización y separación de etapas 20 y del aparato de dosificación 24 antes de comunicar con la tubería de estabilización 25 y la tubería dosificadora 26 que comunica con el pote 14 de almacenaje de petróleo muerto. Una tubería adicional 23, mostrada esquemáticamente en la figura 2, comunica con la tubería 13 de gas principal y con el aparato de compresión 21. El aparato de compresión 21 comunica a través de la tubería de separación de vapor 22 con el aparato 20 de separación de etapas y de estabilización. El aparato 20 de separación de etapas y de estabilización comunica a través de la tubería de



estabilización 25 con el aparato dosificador 24. El esquema de flujo para la disposición de la figura 4 ha sido descrito en detalle previamente en relación con la figura 2; por tanto, se considera innecesario todo comentario adicional.

Con objeto de reducir al mínimo la inversión de capital para compresores y equipo de instalación, se estabiliza sobre una base continua el petróleo en el esquema de flujo de la figura 2. En este tipo de sistema, no hay prácticamente desperdicios. Cuando sólo está entrando gas en el pote de igualación, el gas puede ser desnebulizado y hecho pasar en torno al pote de igualación directamente a la tubería 13 para la corriente de gas principal hasta la costa.

Como se ha descrito anteriormente, con objeto de soportar un flujo de gas constante en la tubería 13 para la corriente de gas principal hasta la costa, tiene que mantenerse una contrapresión en el pote de igualación 11 y en el equipo de separación en comunicación con el pote de igualación 11. Esta contrapresión en el pote de igualación 11 está ligeramente por encima de la presión existente en la tubería 13 para la corriente de gas principal que va a la costa. Esta contrapresión sobre el volumen de gas del pote de igualación 11 se utiliza para soportar el flujo de gas a la costa cuando masas de líquido han bloqueado el paso de gas y se está recibiendo un flujo reducido de gas en la plataforma (figuras 3 y 4) por encima del pote de igualación 11. El instrumento para controlar la contrapresión en el pote de igualación 11 es preferiblemente



5 uno equipado con un control de un solo modo proporcio-
nal plenamente ajustable de cero a 100%. Este tipo de
regulador (no mostrado) permitirá que respire el gas
contenido en el pote de igualación y, no obstante, im-
pedirá que la presión descienda por debajo de un ajuste
predeterminado en la carga hidrostática del pote de
igualación. Esta contrapresión mínima en el pote de
igualación es necesaria para levantar el petróleo y man-
10 tener una presión de aspiración mínima en el aparato de
compresión 21 que maneja los vapores súbitamente obte-
nidos. Dentro de ciertos límites, el flujo a la costa
puede ser controlado también mediante el regulador de
caudal 27. La tubería de gas principal a la costa pue-
de estar provista de equipos para lanzar esferas con-
15 vencionales para controlar la inmovilización del líqui-
do y con ello reducir la caída de presión. El pote de
igualación 11 puede servir para una función secundaria
como separador y tratador para los líquidos recogidos
en un sistema de recogida. Estos potes de sal tienen
20 una menor inversión de capital y son seguros frente a
las alteraciones oceánicas.

Con el fin de asegurar un factor adecuado de
seguridad contra reventamiento, el techo relativamente
profundo del pote de igualación está preferiblemente
25 a una profundidad predeterminada por debajo de la super-
ficie del agua. Como el pote 14 de almacenaje de petró-
leo muerto opera con desplazamiento de salmuera, la pre-
sión de trabajo no tiene nunca que ser superior a la
producida por una columna de salmuera saturada igual a
30 la profundidad del pote más las pérdidas de flujo duran-



5 te la carga del petrolero con grandes caudales. Por tanto, el techo de este pote 14 podría ser algo más somero que el pote de igualación. Sin embargo, es deseable que el techo de este pote 14 sea relativamente profundo de manera que pueda servir como reserva para el pote de igualación. El pote 16 de almacenaje de salmuera se utiliza solamente como depósito de salmuera y tiene una caperuza de gas para satisfacer los requisitos de elevación necesarios para la salmuera. La presión de trabajo en este pote 16 será tal que el techo de este depósito esté también relativamente profundo. La profundidad de su fondo puede limitarse preferiblemente de modo que toda la salmuera pueda ser levantada con una menor presión del gas sin recurrir a la elevación por gas. Sin embargo, si la presión en la caperuza de gas fuera demasiado baja, podría utilizarse una elevación por gas o una bomba de pozo profundo para ayudar a la transferencia de los líquidos.

10

15

20 - Aunque en lo que antecede se ha representado y descrito una realización preferida del presente invento, ha de entenderse que puede recurrirse a cambios de poca importancia en los detalles del procedimiento sin apartarse del espíritu y alcance del invento reivindicado.

25

30

Esta solicitud que corresponde a la presentada en Estados Unidos de América con fecha 8 de Agosto de 1967, bajo el Nº 659.187, se acoge a los beneficios del artículo 51 del vigente Estatuto sobre Propiedad Industrial.



N O T A

Los puntos de invención propia y nueva que se presentan para que sean objeto de esta solicitud de Certificado de Adición en España son los siguientes:

- 5
- 1.- Mejoras introducidas en el objeto de la Patente Principal Nº 323.934, expedida en 10 de Octubre de 1966 por "Un método de guardar un fluido en un depósito subterráneo de almacenaje", especialmente para almacenar hidrocarburos en cavernas de sal formadas
- 10
- dentro de formaciones salinas subterráneas impermeables y de retirar hidrocarburos de dichas cavernas, comprendiendo dichas mejoras las operaciones de: hacer circular un fluido de producción de múltiples fases que contiene al menos petróleo e hidrocarburos gaseosos procedentes de un pozo de producción de petróleo y gas en explotación; hacer pasar el fluido de producción a una
- 15
- primera caverna de sal que contiene agua; almacenar dicho fluido de producción en la primera de dichas cavernas de sal en contacto con la formación salina que hay en ella durante un período de tiempo y a una presión
- 20
- y temperatura suficientes para lograr una separación sustancial de los diversos fluidos que constituyen el fluido de producción; retirar la fase de gas separada del fluido de producción e inyectar la fase de gas en
- 25
- una corriente de gas principal que va de las cavernas



5

10

15

a un punto lejano; retirar la fase de petróleo separada del fluido de producción utilizando la presión procedente de la acumulación de gas dentro de la primera caverna formada por la fase de gas del fluido de producción; hacer pasar la fase de petróleo separada a una segunda caverna de sal que contiene agua; inyectar gas suficiente desviado de la corriente de gas principal a una tercera caverna de sal que contiene agua formada dentro de la formación salina subterránea impermeable hasta que el agua presente en la tercera caverna de sal es desplazada por la presión del gas procedente de la corriente de gas principal; desplazar el petróleo desde la segunda caverna de sal haciendo pasar el agua desplazada de la tercera caverna de sal a la segunda caverna de sal; y hacer circular el petróleo desplazado de la segunda caverna de sal a una zona lejana.

20

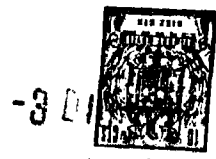
2.- Mejoras según la reivindicación 1, que incluyen las operaciones de: estabilizar la fase de petróleo separada antes de hacerla pasar a la segunda caverna de sal; y dosificar tanto el petróleo estabilizado recibido de la primera caverna de sal como el petróleo desplazado de la segunda caverna de sal antes de llevar todo el petróleo citado a un lugar lejano.

25

3.- Mejoras según la reivindicación 2, que incluyen la operación de dejar subsiguientemente en libertad el gas comprimido de dentro de la tercera caverna de sal en la corriente de gas principal, enviando así continuamente gas a la corriente de gas principal sin interrupción.

30

4.- Mejoras según la reivindicación 3, que in-



cluyen la operación de mantener una contrapresión dentro de la primera caverna de sal suficiente para soportar un flujo constante del gas en la corriente de gas principal.

5 5.- Mejoras según la reivindicación 1, que incluyen las operaciones de separar cualquier gas en solución restante contenido en la fase de petróleo retirada antes de hacer pasar la fase de petróleo a la segunda caverna de sal; recomprimir cualquier gas en solución separado; e inyectar cualquier gas en solución recomprimido en la corriente de gas principal lejos de la caverna.

15 6.- Mejoras según la reivindicación 1, en las que la operación de desviar gas a una tercera caverna de sal que contiene agua incluye la operación de llenar la tercera caverna de sal con salmuera antes de desviar el gas a la tercera caverna de sal con el fin de limitar el subsiguiente agrandamiento de la segunda caverna de sal.

20 7.- Mejoras según la reivindicación 1, que comprenden las operaciones de interrumpir subsiguientemente el flujo de petróleo desde la segunda caverna de sal a la zona lejana, al paso que se permite al aumento del volumen de petróleo en la segunda caverna de sal; y mover agua desde la segunda caverna de sal a la tercera caverna de sal, comprimiendo así el gas dentro de la tercera caverna de sal.

25 8.- MEJORAS INTRODUCIDAS EN EL OBJETO DE LA PATENTE PRINCIPAL Nº 323.934, expedida el 10-10-66, por: "Un método de guardar un fluido en un depósito subterráneo de almacenaje".



Tal y como se ha descrito en la Memoria que antecede, representado en los dibujos que se acompañan y con los fines que se han especificado.

La presente Memoria consta de veinte hojas escritas a máquina por una sola de sus caras.

5

4 SEP. 1968

Madrid,

P.A.

Alberto de Elizaga
Per. [illegible]

29-8-68

BDG/.

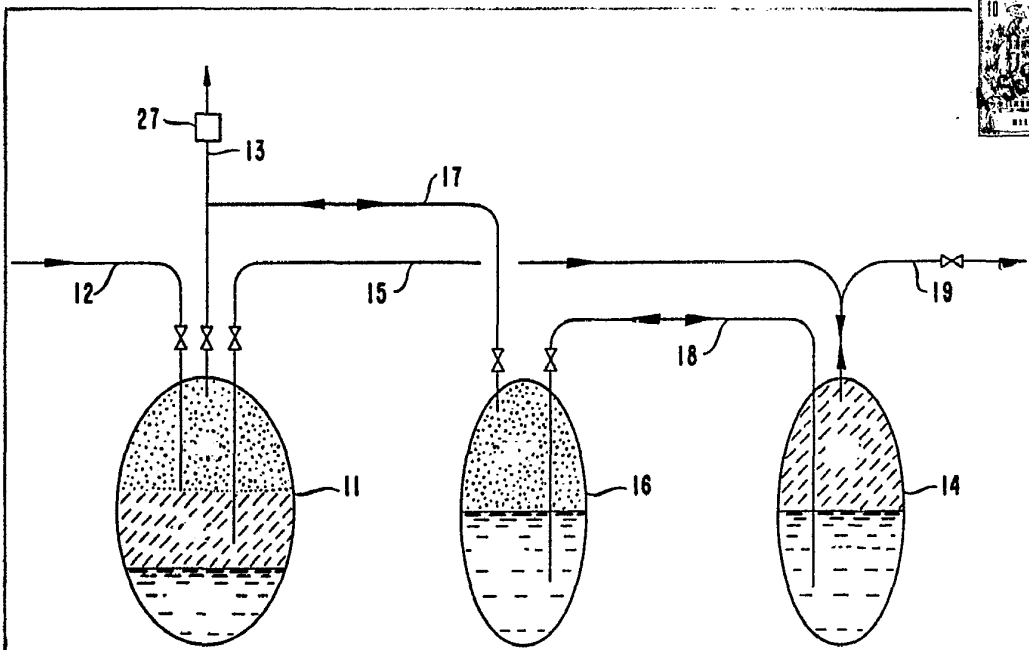


FIG. 1

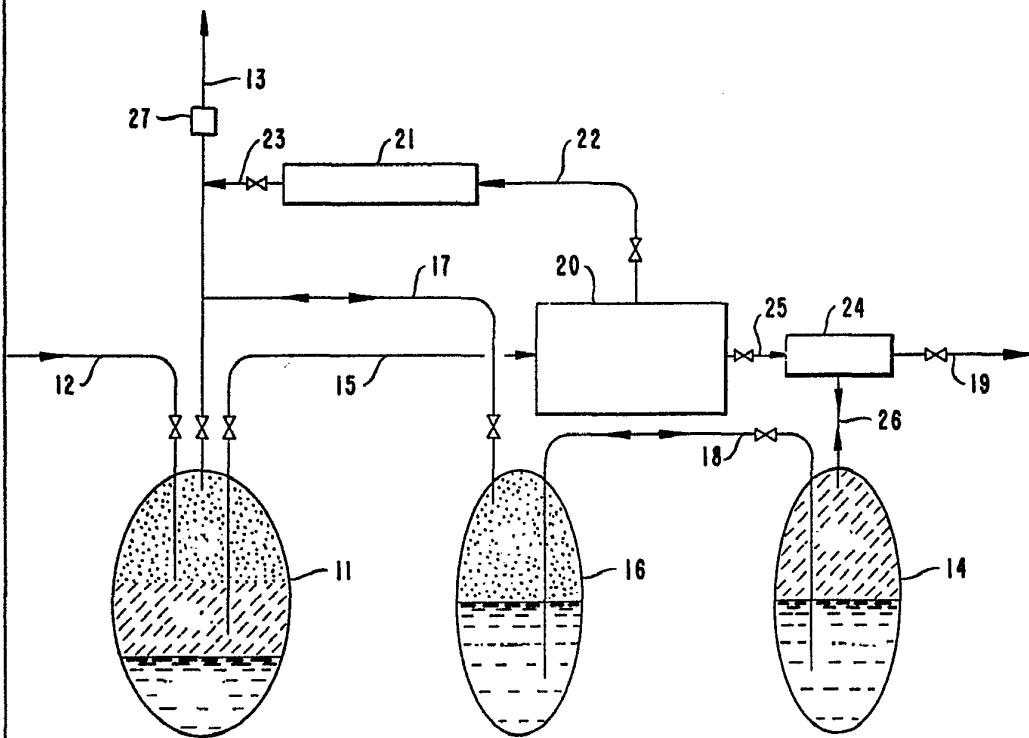


FIG. 2

[Handwritten signature]
Aldus... 19...
19...
19...

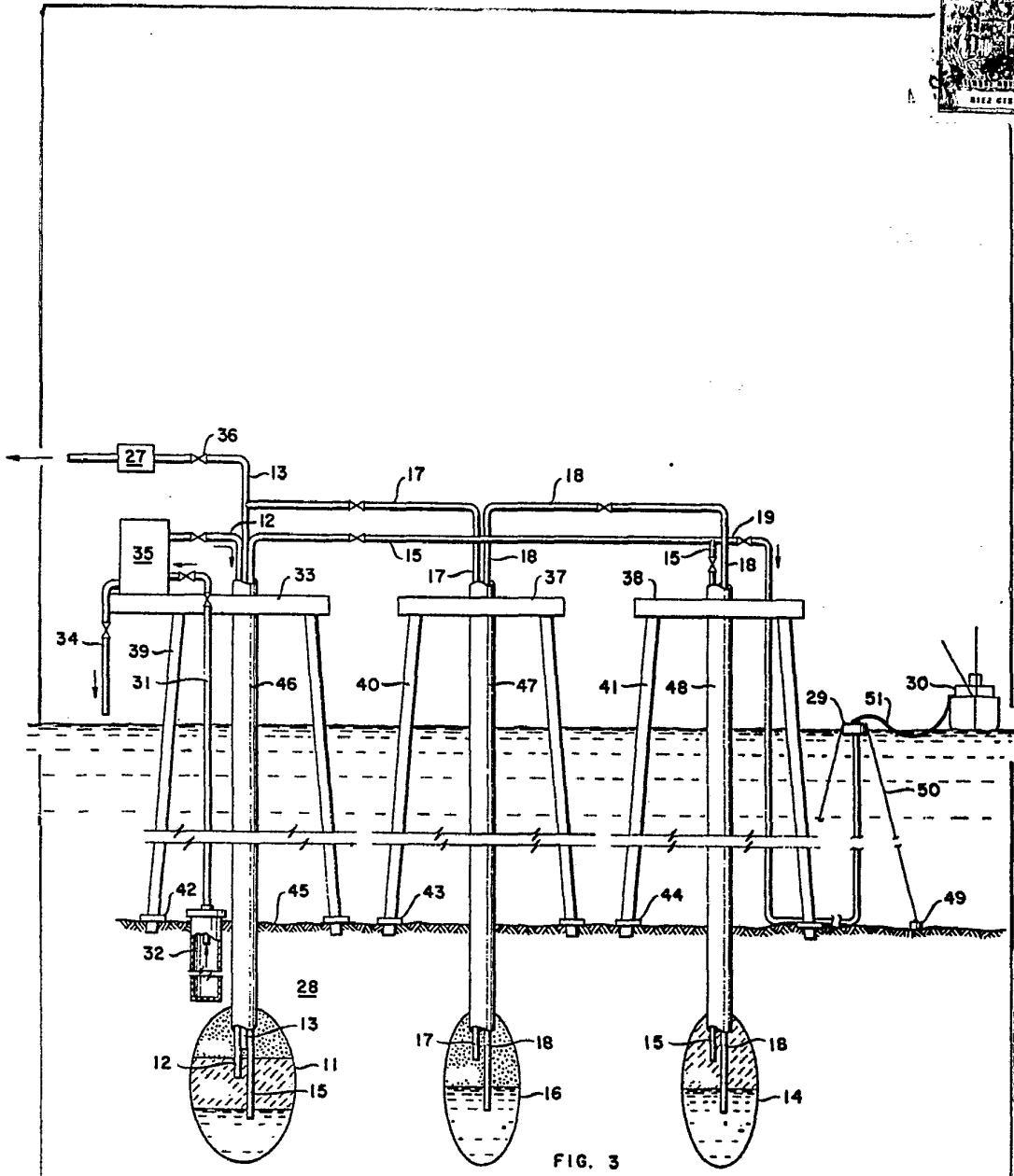


FIG. 3

Handwritten signature
SHELL
1862

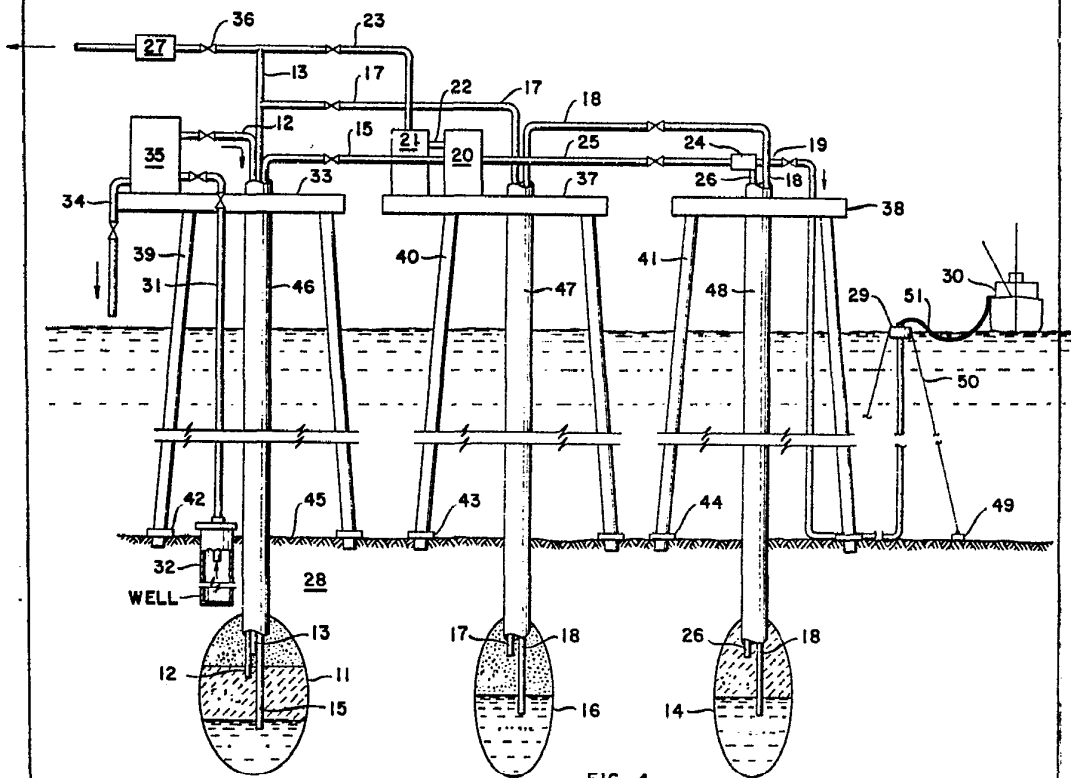


FIG. 4

Arch