

DESCRIPCIÓN

Torre de recuperación de vapor y líquido

Referencia cruzada a las solicitudes relacionadas

Esta solicitud reivindica la prioridad de la solicitud de patente no provisional de los Estados Unidos núm. 18/119,102 titulada "Vapor and Liquid Recovery Tower" y presentada el 8 de marzo de 2023, que es una continuación en parte de la solicitud internacional PCT núm. PCT/US2022/030744 titulada "System and Method of Reducing Emissions and Increasing Swell in an Oil Conditioning Process" y presentada el 24 de mayo de 2022, que reivindica el beneficio de la prioridad a: La solicitud de patente de los Estados Unidos con número de serie 17/488,819 titulada "System and Method of Reducing Emissions and Increasing Swell in an Oil Conditioning Process" y presentada el 29 de septiembre de 2021, la solicitud de patente provisional de los Estados Unidos con número de serie 63/196,154 titulada "System and Method of Reducing Emissions and Increasing Swell in an Oil Conditioning Process" y presentada el 2 de junio de 2021, y la solicitud de patente provisional de los Estados Unidos con número de serie 63/192,454 titulada "Crude Oil Stabilizer" y presentada el 24 de mayo de 2021, todas las cuales se incorporan en la presente memoria como referencia.

Antecedentes

La presente invención se refiere a la producción de petróleo y gas, y más particularmente a la tecnología para el acondicionamiento o estabilización de los crudos vivos en la salida del pozo de extracción.

La salida de los cabezales de pozos de petróleo y gas típicamente incluye petróleo, agua y gas, a menudo en una emulsión, a presiones entre aproximadamente 150 PSI y 1.500 PSI (10 y 100 bares). El proceso de destilación parcial del petróleo crudo vivo y la reducción de la presión en el cabezal del pozo de acuerdo con los estándares de API se denomina estabilización.

En un proceso de estabilización típico, ilustrado en la Figura 1A, una corriente de petróleo crudo 1320 (que incluye petróleo, gas y agua) de un cabezal de pozo 1220 primero va a un separador 1230. El separador 1230 reduce la presión de la corriente de petróleo crudo 1320 y emite una corriente de petróleo 1332, una corriente de gas 1334 y una corriente de agua 1336. Entre las corrientes de salida del separador 1230, el gas 1334 liberado de la emulsión puede ir directamente a la venta, el agua 1336 eliminada de la parte inferior puede ir a una instalación de almacenamiento y/o tratamiento, y la corriente de petróleo 1332 puede ir a un tanque 1235 para su contención para una estabilización adicional, ya que la corriente de petróleo 1332 típicamente contiene hidrocarburos ligeros y agua y está a una presión superior a la atmosférica, después del procesamiento solo por el separador 1230.

En muchos sistemas convencionales (Figura 1A), la corriente de petróleo 1332 se bombea desde el tanque 1235 a un tratador térmico 1240, que típicamente produce una corriente de petróleo 1342, una corriente de gas 1334 y una corriente de agua (no mostrada en la Figura 1A). La corriente de gas 1334 puede ir a un compresor de recuperación de vapor 1260 o dispositivo similar, a medida que el gas se mueve para la venta. La corriente de petróleo 1342 puede ir a una torre estabilizadora 1250, que puede emitir una corriente de gas 1354 y una corriente de petróleo 1352. La corriente de gas 1354 puede ir a un compresor de recuperación de vapor 1260 o dispositivo similar, ya que la corriente de gas 1354 se mueve para la venta. La corriente de petróleo 1352 se estabiliza hasta el grado en que puede almacenarse en un tanque de petróleo crudo estabilizado convencional 1265 a presión atmosférica o cerca de ella. Cada uno de los componentes de la técnica anterior se explica más abajo.

En general, un separador es un recipiente a presión que, en una unidad bifásica, recibe un flujo de proceso para un tiempo de retención que permite que los hidrocarburos más ligeros escapen de la corriente de flujo como un gas. En un separador trifásico, el agua también se asienta del petróleo para su eliminación debajo de la salida de petróleo del separador. Un separador generalmente incluye porciones internas o dispositivos para promover la separación, a veces denominado sedimentación por gravedad, del petróleo y el agua y liberar el gas. A menudo se usa un extractor de niebla para eliminar las gotas líquidas del gas. Un separador a menudo incluye un controlador de nivel de líquido para ayudar a controlar los niveles de fluido internos y un medio, tal como una válvula de contrapresión, para controlar la presión interna.

A menudo se emplean varias etapas de separación, en dependencia de las variables de proceso particulares del sitio, para reducir la presión en etapas. El separador a veces se denomina trampa, recipiente separador, cámara de evaporación, recipiente de expansión o similares. Típicamente, el separador 1230 está cerca del cabezal de pozo 1220, aunque en algunas instalaciones puede estar ubicado a una milla de distancia. Se han desarrollado muchos diseños de separadores, y la explicación del separador en general y/o del separador 1230 no pretende ser limitante de ninguna manera.

En general, un tratador térmico, tal como el tratador térmico 1240, es un recipiente trifásico que utiliza calor y dispositivos de separación mecánica para separar adicionalmente la corriente de petróleo 1332 del separador 1230 en una corriente de petróleo 1342, una corriente de gas 1334 y una corriente de agua (no mostrada en la Figura 1A). Los tratadores térmicos típicamente incluyen una sección de desgasificación, una sección de calentamiento, un control

diferencial de petróleo y una sección coalescente, aunque no se requiere que cada sección cumpla con la definición de un tratador térmico.

La corriente de petróleo 1332 (o petróleo crudo, vivo en instalaciones que no tienen un separador inicial, tal como el separador 1230) entra en la sección de desgasificación a través de una entrada -- a menudo en la parte superior del recipiente. Los gases que se liberan fácilmente se ventilan en una línea de recolección de gases que a menudo incluye un extractor de niebla, para producir la corriente de gas 1334. El agua dentro de la corriente de petróleo 1332 puede caer al fondo del recipiente para su eliminación en una salida de agua. Después del desgasificado inicial, la emulsión pasa a una sección de calentamiento, que a menudo incluye un intercambiador de calor de tipo tubo calentado a una temperatura de aproximadamente 100 a 160 grados F. Algunos tratadores térmicos tienen una sección que contiene un medio de filtración para filtrar partículas sólidas del petróleo. Este proceso de calentar el crudo en esta etapa disminuye la viscosidad del petróleo y promueve la separación del petróleo y el agua.

En algunas modalidades, un tratador térmico incluye una sección coalescente que puede incluir un esparcidor y un dispositivo electrostático que pasa corriente alterna a través de la emulsión para promover la formación de gotas de agua, lo que promueve la separación de las gotas de agua por gravedad. El petróleo "seco" restante puede eliminarse del tratador térmico mediante una salida de petróleo en una ubicación apropiada en la unidad del tratador térmico.

Se han desarrollado muchos diseños de tratadores térmicos, que incluyen configuraciones verticales y horizontales, cuya elección depende de los parámetros deseados particulares, tales como rendimiento de diseño, tiempo de ciclo y factores similares.

Al salir del tratador térmico 1240, la corriente de petróleo 1342 puede ir a una torre estabilizadora 1250. En general, una torre estabilizadora, tal como la torre estabilizadora 1250, típicamente incluye bandejas, empaques estructurados y/o empaques aleatorios en una columna para promover el contacto entre las fases de vapor y líquido, lo que permite la transferencia de masa y calor de una fase a la otra. Las bandejas tienen orificios para dispersar el gas uniformemente en la bandeja y a través del líquido en la bandeja. Los tipos de bandejas incluyen válvula, burbuja y tipos perforados. El empaque estructurado a menudo incluye placas perforadas que se pliegan y/o se sueldan juntas. El empaque aleatorio está disponible en muchos tamaños y formas geométricas.

El fraccionamiento o destilación parcial del petróleo a menudo se produce en la torre estabilizadora. Los componentes más pesados y los hidrocarburos más altos fluyen a través de la columna como líquido. Parte del líquido del fondo de la columna se retira y se hace circular a través de un rehervidor en algunas configuraciones para añadir calor al proceso. En el rehervidor, los componentes más ligeros se eliminan como un gas. En cada bandeja o etapa, el gas ascendente realiza una operación de separación de manera que los componentes más ligeros en el gas aumentan a medida que el gas asciende a través de la columna. La presión dentro de la columna estabilizadora puede variar típicamente entre 0 a 20 PSIG (0 a 1,4 bares). Pueden incluirse otras configuraciones, tales como un sistema de reflujo, intercambiadores de calor adicionales y equipos y procesamiento similares.

La corriente de petróleo estabilizado 1352, que a menudo comprende pentano e hidrocarburos superiores (C5+), sale de la base de la torre estabilizadora 1250. La corriente de petróleo 1352 puede almacenarse después en el tanque 1265 a presión atmosférica o cerca de ella para su eventual transporte a una refinería de petróleo o usuario similar.

El término "hinchamiento" se usa a menudo para referirse al aumento en el volumen de un fluido del reservorio subterráneo (es decir, subterráneo), que incluye el petróleo, cuando las moléculas del solvente se disuelven en el fluido del reservorio. Con respecto a esto, el hinchamiento del petróleo del reservorio puede mejorar la recuperación del petróleo atrapado en espacios porosos inaccesibles. Esta memoria descriptiva usa el término "hinchamiento", también denominado "aumento", para referirse a la expansión volumétrica de un caudal de corriente de petróleo durante el procesamiento.

Sumario

En varias implementaciones, un sistema y un procedimiento para acondicionar el petróleo crudo vivo disminuyen las emisiones fugitivas, o aumentan la producción de petróleo volumétrica, o disminuyen las emisiones fugitivas y aumentan la producción de petróleo volumétrica con relación a los sistemas de la técnica anterior. Un sistema para acondicionar el petróleo crudo vivo puede incluir un separador, una torre estabilizadora y un tratador térmico que incluye alimentar un gas de salida del tratador térmico a la torre estabilizadora.

El separador se adapta para recibir petróleo crudo vivo desde un cabezal de pozo y para producir una salida de petróleo del separador y una salida de gas del separador. El separador en algunos casos se considera parte de la instalación de producción de cabezal de pozo. La torre estabilizadora se adapta para (i) recibir la salida de petróleo del separador y recibir una salida de gas del tratador térmico y (ii) producir una salida de petróleo de la torre estabilizadora y una salida de gas de la torre estabilizadora.

El tratador térmico se adapta para (i) recibir la salida de petróleo de la torre estabilizadora y (ii) producir una salida de petróleo del tratador térmico y una salida de gas del tratador térmico; en el que la salida de gas del tratador térmico tiene una temperatura que es más alta que la salida de gas de la torre estabilizadora y la salida de petróleo del tratador térmico es petróleo estabilizado. Una porción de la salida de petróleo del tratador térmico puede reciclarse a una

entrada del tratador térmico. El tratador térmico también puede producir una salida de agua del tratador térmico. Una porción del agua de salida del tratador térmico puede mezclarse con una porción de la salida de petróleo del tratador térmico para reciclarse a una entrada del tratador térmico.

5 El sistema para acondicionar el petróleo crudo vivo puede incluir una unidad de recuperación de vapor (VRU) adaptada para (i) recibir la salida de gas de la torre estabilizadora y (ii) producir una salida de gas de la VRU y una salida de petróleo de la VRU. El tratador térmico se adapta para recibir la salida de petróleo de la VRU. Como alternativa, la torre estabilizadora se adapta para recibir la salida de petróleo de la VRU. La VRU puede incluir componentes discretos y/o un compresor empaquetado y componentes accesorios, mientras que sigue siendo una VRU como se usa en la presente memoria.

10 El tratador térmico puede adaptarse para recircular una porción recirculante del petróleo del tratador térmico y/o el petróleo del tratador térmico mezclado y el agua del tratador térmico en el tratador térmico. Y la porción de recirculación de la salida de petróleo del tratador térmico puede combinarse con la salida de petróleo de la VRU antes o después de entrar al tratador térmico. El sistema puede proporcionar una salida de tasa de producción volumétrica de petróleo (es decir, petróleo estabilizado que puede medirse en un tanque de petróleo estabilizado) que es mayor que una tasa de producción volumétrica de la salida de petróleo del separador, en el que las tasas de producción volumétrica se miden en BOPD.

15 El petróleo crudo vivo alimentado al sistema de acondicionamiento incluye al menos un componente de petróleo y un componente de gas, y típicamente también incluye un componente de agua. Por lo tanto, los componentes descritos en la presente memoria pueden ser componentes bifásicos o trifásicos. Típicamente, algún aspecto del sistema incluirá una capacidad de separación de agua.

20 El gas de hidrocarburo del separador y/o del estabilizador puede enviarse a al menos uno de un usuario, la torre estabilizadora y el tratador térmico. Los componentes estabilizadores pueden preensamblarse (es decir, en una instalación de fabricación) y montarse en un patín (es decir, un bastidor de acero estructural unitario). Los componentes del tratador térmico también pueden preensamblarse y montarse en un patín.

25 El proceso para acondicionar el petróleo, que a menudo incluye aumentar la hinchazón o el aumento, puede incluir etapas para operar el sistema como se describe (en su totalidad o en parte) en la presente memoria, que incluye proporcionar gas del tratador térmico directamente al separador. El proceso para acondicionar el petróleo crudo vivo puede incluir las etapas de: recibir una corriente de petróleo crudo vivo desde un cabezal de pozo en un separador, la corriente de petróleo crudo vivo incluye al menos un componente de petróleo y un componente gaseoso; separar una primera corriente de gas de petróleo crudo vivo en el separador para crear al menos una primera corriente de petróleo; recibir la primera corriente de petróleo desde el separador en una torre estabilizadora; separar una segunda corriente de gas de petróleo crudo vivo de la primera corriente de petróleo en la torre estabilizadora para crear una segunda corriente de petróleo; recibir la segunda corriente de petróleo en un tratador térmico; separar una tercera corriente de gas de petróleo crudo vivo de la segunda corriente de petróleo en el tratador térmico para crear una corriente de petróleo estabilizada y una tercera corriente de petróleo, y hacer circular la tercera corriente de gas desde el tratador térmico al estabilizador en el que la tercera corriente de gas se combina con la segunda corriente de gas para crear una segunda corriente de gas combinada, la segunda corriente de gas combinada fluye hacia un compresor de recuperación de vapor; mover la corriente de petróleo estabilizado a un tanque de petróleo estabilizado; y hacer circular la tercera corriente de petróleo dentro del tratador térmico. La corriente de petróleo estabilizado tiene un mayor caudal volumétrico, medida en BBLD, que el caudal volumétrico de la entrada de petróleo estabilizador, medida en BBLD.

40 El proceso puede incluir la etapa de hacer circular una porción recirculante de la segunda corriente de gas de la torre estabilizadora al tratador térmico y una porción acondicionada de la segunda corriente de gas de la torre estabilizadora a un usuario, y puede incluir una etapa de hacer circular una porción recirculante de la corriente de gas de salida del VRU al tratador térmico o a la torre estabilizadora.

45 El proceso puede incluir la etapa de hacer fluir la corriente de petróleo estabilizado a un tanque de petróleo crudo estabilizado que está aproximadamente a presión atmosférica, o el proceso puede incluir la etapa de hacer fluir la corriente de petróleo estabilizado directamente a un usuario final. La etapa de circulación de la tercera corriente de petróleo incluye la entrada de la tercera corriente de petróleo en una entrada del tratador térmico.

50 El proceso puede incluir la etapa de enfriar la corriente de petróleo estabilizado antes de que entre en el tanque de petróleo crudo estabilizado. En algunas implementaciones, la etapa de enfriamiento de la corriente de petróleo estabilizado puede usarse para disminuir las emisiones.

El proceso para acondicionar el petróleo para disminuir las emisiones, sin aumentar la hinchazón o el aumento, no requiere la etapa de combinar la porción de recirculación de la salida de petróleo del tratador térmico con la salida de petróleo de la VRU antes o después de entrar al tratador térmico.

55 La corriente de palabras no requiere que el proceso sea perfectamente continuo o en estado estacionario. Por ejemplo, las válvulas de descarga pueden operar en el equipo de manera que se cierran temporalmente en respuesta al nivel de líquido en una unidad.

Breve descripción de las figuras

La Figura 1A (técnica anterior) es un diagrama de flujo del proceso de estabilización de crudo en vivo convencional.

La Figura 1B (técnica anterior) muestra un diagrama simple de una instalación de producción tradicional que usa una torre de recuperación de vapor para capturar las emisiones del petróleo producido. Este proceso describe un proceso de instalación de producción de la parte superior tradicional para eliminar las emisiones. Desde el cabezal del pozo, la corriente de petróleo crudo 1320 fluye hacia un separador trifásico 1230. La corriente de petróleo producida 1332 fluye hacia un tratador térmico trifásico 1346. Mediante el uso de calor aplicado y tiempo de retención, los fluidos de entrada al tratador térmico producirán la corriente de petróleo 1356, la corriente de agua 1330 y una corriente de gas 1334. La corriente de petróleo 1356 fluye hacia una torre de recuperación de vapor 1746. Una torre de recuperación de vapor es típicamente una torre vertical bifásico, que separa el gas del petróleo. Una torre de recuperación de vapor a veces puede producir agua. Al operar la torre de recuperación de vapor a una presión más baja que el tratador térmico aguas arriba, esto permite que el gas se separe del fluido de petróleo de entrada. Una torre de recuperación de vapor es típicamente un recipiente abierto con una tubería interna de subida para drenar el petróleo desde la parte inferior del recipiente hasta un tanque de almacenamiento de petróleo. A veces hay una almohadilla de malla en la torre.

La corriente de petróleo producida 1456 fluirá después al tanque de almacenamiento de petróleo 1646. La corriente de gas 1458 producida a partir de la torre de recuperación de vapor 1746 se mezclará típicamente con el gas producido 1334 del tratador térmico 1346 y se enviará al compresor de recuperación de vapor 1430. El compresor de recuperación de vapor 1430 típicamente controlará la presión de la torre de recuperación de vapor. El gas producido 1334 del tratador térmico 1346 a veces puede ir directamente al gas de venta en lugar de al compresor de recuperación de vapor 1430. El compresor de recuperación de vapor 1430 comprimirá el gas de entrada y añadirá presión de línea para que pueda mezclarse con el gas de mayor presión producido desde el separador trifásico 1230 y enviarse a las ventas de gas.

La Figura 1C muestra un diagrama simple de una instalación de producción que usa una torre de estabilización de petróleo para capturar las emisiones de petróleo producido. Esta figura es similar a la Figura 1B excepto que usa una torre estabilizadora 1446 para liberar gas de la corriente de petróleo producida 1332 al operar a baja presión.

La Figura 1D muestra un diagrama simple de una instalación de producción que usa una torre de estabilización de petróleo para capturar las emisiones de petróleo producido. Esta figura es similar a la Figura 1C excepto que la torre estabilizadora 1446 está aguas abajo del tratador térmico 1346 y la presión no se iguala entre los dos recipientes. El petróleo producido del separador trifásico 1230 envía el petróleo al tratador térmico en la corriente 1332. El tratador térmico funcionará a una presión para enviar la corriente de petróleo producida 1356 a la torre estabilizadora. El gas producido 1334 del tratador térmico 1346 fluirá hacia la parte inferior de la torre estabilizadora de manera similar a la Figura 1C. El petróleo producido 1456 de la torre estabilizadora 1446 fluirá directamente al enfriamiento de petróleo. La corriente de gas 1434 del compresor de recuperación de vapor se envía a un proceso de enfriamiento de gas para extraer los líquidos de la corriente de gas.

La Figura 1E muestra un diagrama simple de una instalación de producción que usa un tratador térmico para capturar las emisiones de petróleo producido. Esta figura es similar a la Figura 1D excepto que el tratador térmico 1346 actuará como el recipiente de baja presión y no se necesita una torre estabilizadora. El tratador térmico 1346 funcionará a baja presión y permitirá que el gas se separe del petróleo. El gas producido en la corriente 1334 pasará a través del mismo proceso de recuperación de líquido, comprimiendo y enfriando el gas para colectar el condensado. El condensado 1634 se enviará desde el separador bifásico 1520 de vuelta al tratador térmico. El condensado se vaporizará y se mezclará con el espacio de vapor de baja presión dentro del tratador térmico 1346 y provocará que los hidrocarburos pesados caigan del gas y aumenten la hinchazón y el aumento de la producción de petróleo. La corriente de petróleo producida 1356 del tratador térmico 1346 se enviará al enfriamiento de petróleo para estabilizar la corriente de petróleo antes de entrar en el tanque de almacenamiento de petróleo 1646.

La Figura 1F muestra un diagrama simple de una instalación de producción que usa una torre de recuperación de vapor para capturar las emisiones de petróleo producido. Esta figura es similar a la Figura 1D. El petróleo producido del separador trifásico 1230 envía el petróleo al tratador térmico en la corriente 1332. El tratador térmico funcionará a una presión para enviar la corriente de petróleo producida 1356 a la torre de recuperación de vapor 1746. El gas producido del tratador térmico 1346 fluirá directamente al compresor de recuperación de vapor 1430 para ser comprimido y enfriado. El condensado 1634 producido a partir del separador bifásico 1520 se enviará al tratador térmico 1346 para intercambiarse con el espacio de vapor del tratador térmico. La corriente de petróleo producida 1456 de la torre de recuperación de vapor 1746 fluirá directamente al enfriamiento de petróleo. La corriente de gas 1458 producida a partir de la torre de recuperación de vapor 1746 se mezclará con la corriente de gas 1334 del tratador térmico para enviarse directamente al compresor de recuperación de vapor.

La Figura 2A es un diagrama de flujo simplificado de una primera porción de un primer ejemplo de un proceso de acondicionamiento de petróleo crudo vivo mediante el uso de un separador trifásico.

La Figura 2B es un diagrama de flujo simplificado de una segunda porción, aguas abajo de la porción mostrada en la Figura 2A, del ejemplo de un proceso de acondicionamiento de petróleo crudo vivo.

La Figura 2C muestra un ejemplo de otro tipo de instalación de producción. Esto implica un separador trifásico que envía el petróleo del separador desde la emulsión del cabezal del pozo a un tratador térmico trifásico. Un tratador térmico se usa como tratamiento secundario para el petróleo producido. Un recipiente tratador térmico añade calor a los fluidos y al gas en el interior y para obtener una mayor separación del agua y el gas del petróleo. El gas del tratador térmico típicamente se mezcla con el separador trifásico frío y va a las ventas de gas o va a un compresor de recuperación de vapor para aumentar la presión de la tubería para enviar gas a las ventas si el tratador térmico no funciona a una presión suficiente para enviar a las ventas.

La Figura 2D muestra un diagrama de flujo básico del sistema de cero emisiones de la presente divulgación, que incluye una torre estabilizadora aguas arriba de un tratador térmico. Las bombas de petróleo y agua recirculan los fluidos en el tratador térmico y transfieren el petróleo al enfriamiento de petróleo y al almacenamiento de petróleo, y el agua al almacenamiento de agua. Una primera corriente de gas de reposición 164b se usa para equilibrar la torre estabilizadora y añadir gas a la torre y mantener una relación de petróleo a gas deseada dentro de la torre. Esto mantiene una cantidad eficiente de gas dentro de la torre para entrar en contacto con la corriente de petróleo cuando disminuyen los volúmenes de entrada de petróleo. La corriente de petróleo 153 es una corriente de petróleo estabilizada del enfriamiento de petróleo al almacenamiento de petróleo. La bomba de agua 62 transfiere agua desde el tratador térmico a un almacenamiento de agua o recirculará el agua al conducto de entrada del tratador térmico.

La Figura 2E muestra un diagrama de flujo básico del sistema de cero emisiones de la presente divulgación y es similar a la Figura 1D. Tratador térmico aguas arriba de la torre estabilizadora de petróleo. La presión interna del tratador térmico enviará gas y petróleo a la torre estabilizadora. Las bombas de petróleo recirculan los fluidos en la torre y transfieren el petróleo al enfriamiento de petróleo y al almacenamiento de petróleo. El estabilizador de petróleo es el único recipiente que opera a baja presión.

La Figura 3A es un diagrama de flujo de un segundo ejemplo de un proceso de acondicionamiento de crudo en vivo.

La Figura 3B es una porción ampliada del diagrama de flujo del proceso de la Figura 3A.

La Figura 3C muestra un diagrama de flujo del proceso de la instalación de producción típica con un proceso de torre de estabilización de petróleo para alcanzar emisiones cero en el tanque. La corriente de petróleo 322b evita la torre estabilizadora para enviar petróleo a la entrada del tratador térmico. La bomba de agua 251 transfiere agua al almacenamiento de agua o recircula agua al conducto de entrada del tratador térmico. La bomba de petróleo 253 transfiere el petróleo al almacenamiento de petróleo o recircula el petróleo a la entrada del tratador térmico. La corriente de gas 362 de una unidad compresora que inyecta gas de alta presión por el tubo de un cabezal de pozo para elevar artificialmente el cabezal de pozo en un intento de añadir presión en un pozo para que los fluidos suban por el revestimiento del cabezal de pozo y transferir la emulsión producida desde un cabezal de pozo al separador. La corriente de gas 363 se envió a un proceso de enfriamiento de gas desde la unidad de recuperación de vapor 260 para extraer líquidos de la corriente de gas.

La Figura 3D es similar al proceso de instalación descrito en la Figura 3C excepto que usa el proceso descrito en la Figura 1D y la Figura 2E.

La Figura 3E es similar al proceso de instalación descrito en la Figura 3C excepto que usa el proceso descrito en la Figura 1E.

La Figura 3F es similar al proceso de instalación descrito en la Figura 3C excepto que usa el proceso descrito en la Figura 1F.

La Figura 4A muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso produce emisiones reducidas y minimiza la hinchazón. Dado que el hinchamiento no se genera a partir del proceso de compresión y enfriamiento del compresor de recuperación de vapor, no se necesita enfriar el petróleo para reducir las emisiones. La corriente de salida de petróleo 352 envía petróleo al almacenamiento de petróleo desde el tratador térmico. Corriente de agua de recirculación 356b de la bomba de agua en el tratador térmico.

La Figura 4B muestra un proceso para reducir las emisiones. El enfriamiento del petróleo no siempre es necesario ya que la temperatura del tratador térmico 250 puede aumentarse para hacer que escape más gas de la fase de petróleo en el proceso y alcanzar cerca de cero emisiones.

La Figura 4C muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso se usa y se describe en la Figura 1C, Figura 2D, Figura 3C.

La Figura 4D muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso se usa y se describe en la Figura 1D, Figura 2E, Figura 3D.

La Figura 4E muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso se usa y se describe en la Figura 1E y la Figura 3E.

La Figura 4F muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso se usa y se describe en la Figura 1F y la Figura 3F.

- 5 La Figura 5A muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso incluye el uso de equipos existentes, tales como una torre de recuperación de vapor 1746. En este proceso, la corriente de salida de petróleo de la torre de recuperación de vapor 342 puede dirigirse directamente a las ventas de petróleo 353 mediante el uso de una unidad LACT 271. Este proceso permite que la corriente de salida de petróleo de recuperación de vapor 342 evite el tanque de almacenamiento de petróleo 270, eliminando de esta manera la posibilidad de emisiones fugitivas que se producen típicamente en los tanques de almacenamiento de petróleo. En algunas implementaciones, operar la torre de recuperación de vapor 240 a baja presión y derivar el tanque de almacenamiento de petróleo 270 puede disminuir las emisiones. En algunas implementaciones, el petróleo producido por la VRU y el proceso de enfriamiento de gas puede enviarse a la entrada del tratador térmico. En más detalle, la corriente de gas 363 fluye a través del enfriador de gas 266 y el separador 268. El líquido que se recoge por el separador 268 fluye después al tratador térmico 250.

- 10 La Figura 5B muestra un proceso para reducir las emisiones. Este proceso es similar al proceso mostrado en la Figura 5A, excepto que usa una torre estabilizadora de petróleo 240 en lugar de una torre de recuperación de vapor 1746 y además incluye un recipiente de almacenamiento de petróleo de dos fases 275 a través del cual se dirige la corriente de salida de petróleo de la torre estabilizadora de petróleo 342. La unidad LACT 271 recibe la corriente de salida de petróleo del recipiente de almacenamiento de petróleo 275 y la envía directamente a las ventas de petróleo 353. Al igual que el proceso mostrado en la Figura 5A, el tanque de almacenamiento de petróleo 270 se deriva para eliminar las emisiones fugitivas que se producen típicamente en los tanques de almacenamiento de petróleo.

La Figura 6 (Estado de la técnica) muestra un diagrama simple de una instalación de producción. Esta figura es similar a la Figura 1B excepto que muestra una corriente de petróleo 1656 que puede extraerse del tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 1646 y enviarse a un usuario final.

- 25 La Figura 6A muestra un proceso para reducir las emisiones. Esta figura es similar a la Figura 1D, Figura 2D, Figura 3B y Figura 4D excepto que el sistema puede depender de la gravedad para fluir la tercera corriente de petróleo 152a hacia la entrada del tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 70. Además, el enfriamiento del petróleo se elimina de este proceso. Una cuarta corriente de petróleo 163 puede transferirse con el uso de presión desde el VRU 60 al tratador térmico 50. La bomba de transferencia y recirculación de petróleo 52 puede incluirse opcionalmente para transferir la corriente de petróleo recirculante 152b a la entrada de la torre estabilizadora 40 y/o para transferir la tercera corriente de petróleo 152a al tanque de almacenamiento 70.

La Figura 6B muestra un proceso para reducir las emisiones. Esta figura es similar a la Figura 6A pero muestra cómo el sistema funcionaría mediante el uso de válvulas de control y con diferentes presiones y temperaturas de operación a lo largo del proceso.

- 35 La Figura 6C muestra un proceso para reducir las emisiones. Esta figura es similar a la Figura 6A pero incluye una segunda torre estabilizadora 41 que puede recibir la primera corriente de agua 138 del separador 30 y/o la segunda corriente de agua 148 del calentador 50 para producir la quinta corriente de gas 184 que se dirige a la VRU 60, la quinta corriente de petróleo 182 que fluye por gravedad al tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 70, y la tercera corriente de agua 183 que fluye por gravedad al tanque de almacenamiento de agua estabilizado 71.

- 40 La Figura 6D muestra una vista isométrica de una torre estabilizadora 40, 41 de la presente divulgación, que también puede denominarse en la presente memoria torre de recuperación de vapor y líquido o VLRT, así como también líneas de entrada para corrientes que fluyen hacia la VLRT y líneas de salida para corrientes que fluyen fuera de la VLRT. La VLRT de la presente divulgación puede usarse como las torres estabilizadoras 40, 41 en los procesos de la Figura 6A a la Figura 6C, por ejemplo.

- 45 La Figura 6E muestra una vista en sección transversal lateral de una porción superior de la VLRT, que incluye una sección de empaque superior 430 y una sección de empaque inferior 435.

- La Figura 6F muestra una vista isométrica de un sistema parcial representativo 1000 que incluye la VLRT que recibe la segunda corriente de petróleo 142a del tratador térmico 50 y la segunda corriente de gas 154a del tratador térmico 50, y que produce la tercera corriente de petróleo 152a, que puede dirigirse directamente a uno o más tanques de almacenamiento de petróleo 70, o puede dirigirse a una unidad LACT 60.

La Figura 6G muestra una vista isométrica del sistema parcial representativo 1000 de la Figura 6F desde un punto de vista diferente, girado aproximadamente 180 grados desde la vista del sistema 1000 mostrada en la Figura 6F.

Descripción detallada

Sistema de torre estabilizadora a calentador a tanque

Para ilustrar un primer ejemplo de un sistema para estabilizar el petróleo crudo, un sistema 10 para estabilizar el petróleo crudo vivo incluye un separador 30, un estabilizador tal como una torre estabilizadora 40, un tratador térmico 50, una unidad de recuperación de vapor 60, un tanque de petróleo estabilizado 70, y un sistema de recirculación de petróleo y gas 80.

5 Como se ilustra en la Figura 2A, el separador 30 recibe una primera corriente de petróleo 122 desde un cabezal de pozo 20 en la entrada 32. La primera corriente de petróleo o alimentación de crudo en vivo 122 típicamente incluye una emulsión de petróleo, gas y agua directamente desde el cabezal de pozo 20. Los términos "primera corriente de petróleo" y "petróleo crudo vivo" abarcan cualquier presión y temperatura de cabezal de pozo convencionales y composición de hidrocarburos, de acuerdo con las especificaciones de API. Con respecto a esto, las presiones de cabezal de pozo varían de 2.000 a 150.000 psi (138 a 10,300 bares). Además, los términos "primer flujo de petróleo" y "petróleo crudo vivo" abarcan cualquier flujo de petróleo y gas convencional de un cabezal de pozo, que incluye, entre otros, emulsiones, tales como con agua u otro líquido. Se entiende que varias cabezas de pozo 20 pueden alimentar un solo separador 30, y el símbolo en la Figura 2A para el separador 30 puede representar varios separadores en paralelo.

10 El separador 30 se ilustra en la Figura 2A como un separador vertical, que incluye una corriente que transporta crudo vivo 122 a la mitad superior del separador 30. El separador 30 produce una corriente de salida de petróleo del separador 132 (también denominada en la presente memoria como una primera corriente de petróleo) en una salida de corriente de petróleo 33, una corriente de salida de gas del separador 134 (también denominada en la presente memoria como una primera corriente de gas) en una salida de corriente de gas 35, y opcionalmente una corriente de salida de agua del separador 136 (también denominada en la presente memoria como una primera corriente de agua) en una salida de agua 37. La corriente de salida de agua del separador es opcional, ya que el sistema 10 abarca separadores de dos fases y tres fases.

15 El separador 30 puede, en algunas configuraciones trifásicas verticales, incluir un desviador de entrada y un eliminador de niebla, un controlador de nivel de petróleo y una válvula de descarga de petróleo, y una válvula de descarga de agua. El separador 30 también puede (o alternativamente) incluir un bajante y un esparcidor, un controlador de interfaz y una válvula de descarga de agua, y un controlador de nivel de la presa de petróleo y una válvula de descarga de petróleo. Pueden emplearse otras configuraciones del separador 30 y/o múltiples etapas. El separador 30 no se limita a los separadores verticales, ya que pueden emplearse otras configuraciones, tales como los separadores horizontales. El separador 30 a menudo está cerca de una o más cabezas de pozo 20, a menudo tan cerca como se pueda ubicar convenientemente. El separador 30 a menudo puede ubicarse de forma remota, tal como una milla desde el cabezal del pozo 20.

20 La torre estabilizadora 40 produce una corriente de salida de petróleo estabilizador 142, también denominada segunda corriente de salida de petróleo 142, desde una salida de petróleo 43. En consecuencia, la torre estabilizadora 40 puede incluir un controlador de nivel de líquido y válvulas e instrumentación correspondientes para operar la torre estabilizadora 40 como un proceso de dos fases.

25 Las características de diseño del separador 30 pueden elegirse y diseñarse de acuerdo con las condiciones del proceso, tales como presión, temperatura y características de alimentación de crudo en vivo, y de acuerdo con los estándares de la industria, como se entenderá por personas familiarizadas con la estabilización de petróleo y gas. Además, se entiende que el separador 30 puede incluir tuberías, válvulas, controles y similares para realizar su función de separación, tal como una válvula de contrapresión de gas, válvula de quemador, un dispositivo de medición de flujo de gas y similares en la tubería de la corriente de gas de salida del separador.

30 De las corrientes de salida del separador, la corriente de gas 134 es típicamente adecuada para su uso y, por lo tanto, puede venderse a los usuarios finales, y la corriente de agua 136 típicamente se destina al tratamiento, reinyección o similares del agua. Como se ilustra en la Figura 2B, la corriente de petróleo 132 va a la torre estabilizadora 40.

35 La presión dentro de la torre estabilizadora 40 típicamente se controla mediante una válvula de contrapresión de gas (o similar) a una presión que a menudo no es más de aproximadamente 200 psi (14 bar). El líquido dentro de la torre estabilizadora 40 fluye por gravedad a través de una serie de bandejas, empaques y/u otros medios para separar el gas del líquido. A este respecto, los componentes internos de la torre estabilizadora 40 pueden elegirse y configurarse de cualquier manera, como se entenderá por personas familiarizadas con la estabilización de petróleo y la tecnología de la torre estabilizadora.

40 Como se describe más detalladamente más abajo, la torre estabilizadora 40 incluye una entrada 82 para recibir una corriente de salida de gas tratador térmico 154. Por lo tanto, la salida de gas de la torre estabilizadora 40 se denomina corriente de gas combinada 144, también denominada segunda corriente de gas combinada 144, como una salida de gas 45.

45 La unidad de recuperación de vapor (VRU) 60 incluye un compresor, a menudo de tipo tornillo, que recibe la corriente de gas combinada 144 de la salida de gas de la torre estabilizadora 45. La VRU 60 también puede incluir un deshumidificador, válvulas y controles, otros componentes convencionales. Los paquetes de VRU están disponibles comercialmente, como se entenderá por personas familiarizadas con la tecnología de estabilización de petróleo.

El líquido de la compresión se descarga de la VRU 60 en una salida de petróleo 63 para producir una corriente de petróleo de salida de la VRU 163 (es decir, condensado), que puede controlarse para que esté aproximadamente a la presión del tratador térmico. La corriente de petróleo 152b entra en el tratador térmico 50 en una entrada de petróleo 52', que puede estar separada de la entrada del tratador térmico 52 que recibe la corriente de salida de petróleo de la torre estabilizadora 142.

El gas que se presuriza a una presión deseada en la VRU 60 se descarga en una salida de gas 61 para producir una corriente de salida de gas de la VRU 164a que se canaliza a un usuario final, acumulada con otras corrientes de gas, tal como la corriente de gas de salida del separador 134, y/o corrientes de gas de otras fuentes.

El tratador térmico 50 se ilustra en la Figura 2B como un tratador térmico horizontal. El tratador térmico 50 incluye una entrada 52 para recibir la corriente de salida de petróleo estabilizador 142, que típicamente es una emulsión de agua, petróleo y gas a aproximadamente la presión de la torre estabilizadora. El tratador térmico 50 puede incluir una válvula de descarga de petróleo, una válvula de contrapresión de gas, una válvula de descarga de agua y equipos de proceso y su instrumentación similares, como se entenderá por personas familiarizadas con la tecnología del tratador térmico en vista de la información en la presente memoria. El tratador térmico 50 puede ser de cualquier tipo, tal como vertical u horizontal, y puede incluir una combinación de válvulas y su accionamiento, tal como accionamiento mecánico y neumático. Los agentes químicos pueden usarse para debilitar los agentes emulsionantes, en dependencia de la química del fluido en el tratador térmico, las condiciones del proceso y las propiedades de salida deseadas.

El tratador térmico 50 también incluye un sistema de quemador 58 que típicamente incluye un quemador, un tubo de fuego, un sistema de gestión del quemador y una chimenea. El sistema de gestión del quemador incluye un termostato, una válvula de quemador de gas y un sistema de seguridad para controlar la temperatura en el proceso, tal como la temperatura del fluido dentro del tratador térmico 50. El tubo de fuego es un intercambiador de calor de tipo indirecto dentro del tratador térmico 50 que transfiere calor al fluido de proceso. Los productos de combustión salen del tubo de fuego a través de la chimenea.

Por lo tanto, después de la desgasificación inicial en la porción de entrada del tratador térmico 50 cerca de la entrada 52, el calor del tubo de fuego se transfiere al fluido de proceso dentro del tratador térmico 50, lo que eleva la temperatura del proceso a (típicamente) 100 a 160 grados F. El calentamiento de la emulsión en este sentido disminuye la viscosidad del fluido, mejora la separación del agua del petróleo y promueve la liberación de gas. El gas del desgasificado inicial y el gas separado de la emulsión mediante calentamiento pueden combinarse para producir una corriente de salida de gas tratador térmico 154, que también se denomina en la presente memoria como tercera corriente de gas 154. Como se explica más detalladamente más abajo, la corriente de salida de gas 154 se circula de vuelta a la entrada de gas de recirculación 82 de la torre estabilizadora 40 desde una salida de gas 55 del tratador térmico 50.

El procesamiento dentro del tratador térmico 50 produce una corriente de salida de petróleo estabilizado 152a en una salida de petróleo 53 y una corriente de salida de agua en la salida de agua 57. La corriente de salida de petróleo estabilizado 152a está a una temperatura y presión que le permiten enviarse y almacenarse en un tanque de petróleo crudo estabilizado 70 que está a presión atmosférica.

Una porción, denominada en la presente memoria como la corriente de recirculación de petróleo 152b y la tercera corriente de petróleo 152b, de la salida de petróleo del tratador térmico 50 se recircula desde la salida de petróleo del tratador térmico 53 a la entrada de petróleo 52' donde preferentemente se combina con la corriente de salida de petróleo de la VRU 162. Como se mencionó anteriormente, el sistema de recirculación 80 incluye la corriente de recirculación de petróleo 152b. Una bomba 59 (mostrada en la Figura 2B) mueve la corriente de recirculación de petróleo 152b desde la salida de petróleo del tratador térmico 53 a la segunda entrada de petróleo del tratador térmico 52'. Se cree que la recirculación de petróleo a través de la corriente de recirculación de petróleo 152b mejora el proceso de acondicionamiento al aumentar el volumen de petróleo que se somete a tratamiento en el tratador térmico 50.

El sistema de recirculación 80 también incluye una corriente de recirculación de gas 154 que se conduce desde la salida de gas del tratador térmico 55 a una entrada de gas de recirculación del estabilizador 82. Típicamente, la presión del tratador térmico es mayor que la presión de la torre estabilizadora, de manera que la corriente de recirculación de gas 154 se mueve a través de la diferencia de presión sin requerir componentes adicionales, tales como un compresor. Las presiones típicas en la torre estabilizadora 40 y el tratador térmico 50 están típicamente entre 5 y 150 PSI (0,4 y 10,4 bares), de acuerdo con las condiciones operativas deseadas.

Los inventores han demostrado que el sistema de estabilización de petróleo 10 y el proceso asociado mejoran el caudal volumétrico de la corriente de petróleo estabilizado 152a. Se supone que la corriente de gas de baja presión 154 del tratador térmico que fluye hacia arriba en la torre estabilizadora 40 en estrecho contacto con la emulsión de petróleo disuelve o arrastra los hidrocarburos gaseosos en la corriente de líquido, incluso mientras la fraccionamiento parcial o la destilación del petróleo se produce en la torre estabilizadora 40 en condiciones típicas del proceso estabilizador, tales como 50 a 200 PSIG (3,4 a 14 bares), mientras se retiene el pentano y otros hidrocarburos superiores (tales como C5+). En consecuencia, se cree que el valor de calentamiento del combustible y el valor comercial de la corriente de petróleo estabilizado 152a no se ven afectados negativamente de manera indebida.

Para ilustrar un segundo ejemplo de sistema para acondicionar el petróleo crudo, un sistema 210 para acondicionar (estabilizar) el petróleo crudo vivo incluye separadores 230a, 230b y 230c, un estabilizador tal como una torre estabilizadora 240, un tratador térmico 250, una unidad de recuperación de vapor y un depurador 260, un tanque de petróleo estabilizado 270 y un sistema de recirculación de petróleo y gas 280. Cada uno de los componentes del sistema 210 – que incluyen los separadores 230a-c, el estabilizador 240, el tratador térmico 250, los componentes de la unidad de recuperación de vapor y 260, y el sistema de recirculación 280 – tienen una estructura y función como se describe generalmente con respecto a los componentes correspondientes del sistema de acondicionamiento de la primera modalidad 10. El sistema 210 comprende además el depurador de gas de venta 264, el compresor de elevación de gas de pozo artificial 262, el depurador de gas de descarga de VRU 268, el separador de gas quemado 295 y 293, el tanque de almacenamiento de agua 273, un quemador de alta y media presión 291 y la cámara de combustión de gas de ventilación del tanque 292.

Como se ilustra en la Figura 3A, cada uno de los tres cabezales de pozo 220a, 220b y 220c proporciona crudo en vivo a un separador correspondiente 230a, 230b y 230c (respectivamente). En la modalidad de la Figura 3A, como se establece en la Tabla 1, la alimentación de petróleo viva total 222 a los tres separadores 230a, 230b y 230c desde los cabezales de pozo incluye 3,450 BPD de petróleo y 6.000 MSCFD de gas. Las alimentaciones de petróleo en vivo en la modalidad de la Figura 3A tienen una presión de 180 PSIG (12,4 bares) y una temperatura de 90 grados F. Las salidas de 230a, 230b y 230c se ilustran como corriente de petróleo 322, corriente de gas de salida del separador 324 y corriente de agua de salida del separador 326. La corriente de petróleo 322 está a 90 grados F y tiene una presión de 20 PSIG (1,4 bar), ya que el proceso de separación da como resultado una disminución de la presión. Los separadores 230a, 230b y 230c de la Figura 3A son preferentemente separadores convencionales horizontales trifásicos.

Tabla 1
Torre estabilizadora a calentador a tanques

Tabla 1 (en referencia a la Figura 3A)														
Corriente/Equipo	Salida de cabezal de pozo	322	352a	326	369a	362	344	371	359	364a&b	291	292	353	357
Elemento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Instalación total de entrada	Entrada de petróleo mediante acoplamiento directo	Entrada de petróleo mediante acoplamiento directo	Agua total a los tanques	Gas al usuario	Elevación de gas a 3 pozos	Acoplamiento directo para gas sobrecarga	Gas de destilación de tanque hacia de petróleo	Reciclar petróleo hacia acoplamiento directo	Líquidos al acoplamiento directo	Gas de diseño de llama HP	Gas de diseño de llama LP	Suministro de petróleo a centro de lact	Suministro de agua al centro de recolección
Petróleo BPD	3.450	3.445	3.406	-	-	-	-	-	5.000	22	-	-	3.260	-
Agua BPD	6.900	3	-	6.897	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.897
MSCFD	6.000	237	220	-	6.157	1.800	298	9	-	-	12.500	6.290	-	-
Temp. F	90	90	140	199	90	120	87	110	100	86	120	120	-	-
Pres. psig	180	20	6	17	175	1.200	5	1	20	25	100	1	-	-

La torre estabilizadora 240 produce una corriente de salida de petróleo estabilizador 342 y una corriente de salida de gas estabilizador 340a a 87 grados F y 5 PSIG (0,4 bar). Como se describe más detalladamente más abajo, la torre estabilizadora 240 incluye una entrada 282 para recibir una corriente de salida de gas tratador térmico 280a. Como se ilustra en la línea de puntos, la corriente de salida de gas del tratador térmico 354' puede proporcionar una derivación o una derivación parcial alrededor del estabilizador 240 para toda o una porción de la corriente de gas 354. La corriente de gas 354' o la corriente de gas de salida 344 de la torre estabilizadora 240 puede derivar la VRU 260 al hacer fluir todo o una porción de las corrientes de gas 354' y 344 al separador de gas quemado 295. El separador de gas quemado 295 produce una corriente de salida de condensado 396 controlada por la bomba de líquido 296 y una corriente de salida de gas 395 al quemador 291. La corriente de condensado 396 fluye hacia el tanque de petróleo estabilizado 270. El tanque de almacenamiento de petróleo 270 y el tanque de almacenamiento de agua 273 producen una corriente de salida de gas 371 y 372 respectivamente. Las corrientes de gas 371 y 372 fluyen hacia el separador de gas quemado 293. El separador de quemado 293 produce una corriente de condensado 394 que se controla mediante la bomba de líquido 294, y se combina con la corriente de condensado 396 para fluir al tanque de almacenamiento de petróleo 270, y una corriente de gas 393 que fluye a la cámara de combustión 292. La cámara de combustión 292 y el quemador 291 pueden ser un solo quemador o cámara de combustión o una combinación de ambos o dispositivos similares. Los tanques de almacenamiento de agua producen una corriente de salida de agua 357 que se controla mediante la bomba 274 para que la corriente de agua fluya 357 a un usuario.

La unidad de recuperación de vapor (VRU) 260 incluye un par de unidades de recuperación de vapor empaquetadas y un depurador de recuperación de vapor¹⁰. La corriente de condensado 364a de un compresor de elevación de gas 262 (Figura 3A) y otro equipo de proceso, tal como el condensado 364b del separador bifásico 264, se alimentan a la torre estabilizadora 240. Las corrientes de condensado 364a y 364b en la modalidad mostrada son de 22 BPD a 86 grados F y 25 PSIG (1,7 bar). El depurador de gas de venta 264 produce una corriente de salida de gas 369a que puede ir a un usuario final para su posterior procesamiento o puede producir una corriente de gas 369b al quemador de gas 291. Una porción de la corriente de gas 369a se envía al compresor de elevación de gas 262 para suministrar la corriente de gas 362 a los cabezales de pozo 220a, 220b y 220c para el elevador de pozo artificial. La VRU 260 produce una corriente de salida 363 que está compuesta de petróleo y gases que se alimentarán a un separador

bifásico 268. El separador 268 produce una corriente de salida de petróleo 362 que recircula de vuelta al tratador térmico 250. El separador 268 produce una corriente de salida de gas 367 que se combina con la corriente de gas 324.

El tratador térmico 250 recibe la corriente de salida de petróleo estabilizador 342. El tratador térmico 250 produce una corriente de salida de gas 354, que como se explicó anteriormente se inserta preferentemente en la torre estabilizadora 240 para formar el sistema de recirculación 280. El tratador térmico 250 también produce una corriente de salida de petróleo del tratador térmico 352a a través de una bomba de petróleo 253 y una corriente de salida de agua del tratador térmico 356 a través de la bomba de agua 257. La corriente de salida de petróleo del tratador térmico 352a (es decir, la salida de petróleo estabilizado del sistema 210) es de 3,406 BPD a 140 grados F y 6 PSIG (0,41 bar). La corriente de salida de petróleo estabilizado 352a se mueve mediante la bomba de petróleo 253 al tanque de petróleo estabilizado 270. La velocidad de la corriente de petróleo 353 del tanque 370 (elemento 13 en la Tabla 1 y Figura 3A) es un factor de la capacidad de la Unidad de Transferencia de Custodia Automática en Arrendamiento (LACT) y/o limitación del cliente aguas abajo.

Una porción de la salida del tratador térmico, una corriente de recirculación de petróleo 352b puede recircularse desde una salida de petróleo del tratador térmico a la entrada de petróleo del tratador térmico 250, según lo controlado por la bomba de petróleo 253. Una porción de la salida de agua del tratador térmico, una corriente de recirculación de agua 353, también puede recircularse desde la corriente de salida de agua del tratador térmico 250 356, según lo controlado por la bomba de agua 257.

Un sistema de recirculación opcional 358, que incluye una bomba de petróleo 259, puede hacer circular el petróleo estabilizado desde el tanque 270 al estabilizador 240, según sea necesario para mejorar la temperatura, la presión y/u otras variables relacionadas con el sistema. En la modalidad de la Figura 3A, la corriente de recirculación de petróleo 359 es opcional y puede producir aproximadamente 5.000 GPD a 100 grados F y 20 PSIG (1,4 bar). La salida del tanque de petróleo 353 en la modalidad mostrada es de 3.260 BPD.

En algunas modalidades, la corriente de gas comprimido 1434 del compresor de recuperación de vapor 1430 se enviará a un proceso de enfriamiento de gas 1420 (ver, por ejemplo, Figura 1C, Figura 1D, Figura 1E y Figura 1f). El enfriamiento de gas puede realizarse típicamente mediante un ventilador y un enfriador y radiador de cinta, o a veces un intercambiador de calor que cruzará el intercambio de la corriente de gas caliente 1434 con un fluido o gas frío en un intento de reducir la temperatura de la corriente de gas 1434. Una vez que se alcanza la temperatura deseada en la corriente de gas 1434, fluirá hacia el separador bifásico 1520. Al enfriar el gas comprimido a una temperatura deseada, permitirá que los hidrocarburos tales como pentanos y otros hidrocarburos C5+ para comprimir en una fase líquida. El separador bifásico 1520 separará el gas de este condensado rico en hidrocarburos. El gas producido del separador bifásico 1520 se enviará a las ventas de gas y el condensado 1634 capturado se devolverá a la torre estabilizadora 1446. El condensado 1634 entrará en la parte inferior de la torre estabilizadora 1446. Cuando el condensado entra en la torre, se vaporiza y asciende por la torre para cruzar el intercambio con la corriente de petróleo que desciende por la torre en las secciones de empaque. Esto permitirá que la presión de vapor sobre el vapor de condensado de hidrocarburos cambie y permitirá que los hidrocarburos pesados C5+ se conviertan en una fase líquida. Este proceso provocará un aumento del flujo volumétrico de líquidos de hidrocarburos en la torre estabilizadora y aumentará el hinchamiento creado desde la torre estabilizadora. Algo de vapor permanecerá en la fase gaseosa y se mezclará con la corriente de gas 1334 para enviarse al compresor de recuperación de vapor 1430. Esto permitirá reciclar un bucle de gas al puerto de entrada del compresor de recuperación de vapor y permitirá que el compresor tenga un flujo de gas más constante y mantenga el compresor en funcionamiento en lugar de detenerse debido a la falta de presión y flujo de entrada.

En algunas modalidades, el petróleo producido 1456 del tratador térmico 1346 se enviará a un proceso de enfriamiento de petróleo 1546 (ver, por ejemplo, Figura 1C, Figura 1D, Figura 1E y Figura 1F). El enfriamiento del petróleo puede realizarse con un ventilador y un radiador de correa o un intercambiador de calor que intercambiará el petróleo caliente con un gas o líquido frío para enfriar la corriente de petróleo 1456 a una temperatura deseada. Después de enfriar a la temperatura deseada, la corriente de petróleo 1556 fluirá hacia un tanque de almacenamiento de petróleo. Enfriar el petróleo del tratador térmico 1346 estabilizará el petróleo crudo y evitará que cualquier gas se separe de la corriente de petróleo 1556 cuando entre en un tanque de almacenamiento de petróleo a presión.

Los inventores han demostrado que el proceso de estabilización de petróleo 10 mejora el caudal volumétrico de la corriente de petróleo estabilizado 152b. Se supone que la corriente de gas de baja presión 154 del tratador térmico que fluye hacia arriba en la torre estabilizadora 40 en estrecho contacto con la emulsión de petróleo disuelve o arrastra los hidrocarburos gaseosos en la corriente de líquido, incluso mientras la fraccionamiento parcial o la destilación del petróleo ocurre en la torre estabilizadora 40 en condiciones típicas del proceso estabilizador (temperatura y presión) mientras se retiene el pentano y otros hidrocarburos superiores (tales como C5+). En consecuencia, se cree que el valor de calentamiento del combustible de la corriente de petróleo estabilizado 152a no se ve afectado adversamente de manera indebida.

Con respecto a esto, se han calculado los siguientes datos de flujo de proceso, en base a una corriente de petróleo crudo vivo típica 122, para comparar un sistema de estabilización de la técnica anterior con el procedimiento de estabilización del sistema 10.

Tabla 2

Torre estabilizadora a calentador a tanques

	Salida de cabezal pozo	de de	Salida de la técnica anterior	Salida del sistema 10	Cambio
BOPD de petróleo	6.703		6.566	6.684	+1,8 %
Pérdida de producción de petróleo BOPD	0		-137	-19	118
RVP PSIG			10	8	25 %
Gas MMscfd	17,89		18,29	18,17	-0,70 %
Agua BWPD	14.510		14.510	14.510	---

El sistema de estabilización de la técnica anterior en la segunda columna de datos anterior se basa en un modelo estabilizador convencional emplear un separador de primera etapa que opera a 150 PSIG (10,3 bares), un tratador térmico que opera a 50 PSIG y 120 grados F, y una torre de recuperación de vapor que opera a 5 PSIG (0,4 bar). Los datos para el sistema estabilizador 10 Salida en la tercera columna de datos anterior se basan en un separador de primera etapa 30 que opera a 150 PSIG (10,3 bares), una torre estabilizadora 40 que opera a 6 PSIG, y un tratador térmico que opera a 6 PSIG (0,41 bares) y 140 grados F. Se cree que la temperatura de salida más alta de la corriente de gas 154 del tratador térmico 50 que fluye hacia el estabilizador 40 mejora el proceso de acondicionamiento.

En este sentido, los inventores entendieron que los sistemas de recirculación 80 y 280, que incluyen las corrientes de gas 154 y 354 del sistema 10 y el sistema 210, mejoran el proceso de estabilización (entre otras cosas) al aumentar la temperatura en la torre estabilizadora 40 o 240 al introducir la corriente de gas 154 o 354 del tratador térmico 50 o 250. Los inventores suponen que el aumento de la temperatura dentro de la torre 40 mejora la separación y retención de hidrocarburos superiores (tales como C5+) en la corriente de petróleo.

La primera fila de la Tabla 2 proporciona la salida de petróleo del sistema estabilizador convencional y la salida de petróleo del sistema 10 descrito en la presente memoria – que muestra una mejora de la salida de petróleo por día del sistema 10 con relación al sistema estabilizador convencional. La segunda hilera de la Tabla 20 proporciona la pérdida volumétrica de petróleo del petróleo disponible en el crudo en vivo de la primera hilera. Como se muestra, el sistema 10 produce 118 barriles más por día que el sistema estabilizador convencional, lo que es una mejora de aproximadamente 1,8 %. Las unidades de la Tabla 2 son millones de pies cúbicos estándar de gas, barriles de petróleo por día y barriles de agua por día.

La cuarta fila de la Tabla 2 proporciona la salida de gas del sistema estabilizador convencional y la salida de gas del sistema 10 – que muestra una disminución o “encogimiento” de la producción de gas. Con respecto a esto, la Tabla 2 refleja un aumento en el caudal volumétrico de petróleo (es decir, hinchamiento o elevación del petróleo medida por la corriente de petróleo estabilizado 152a) que es mayor beneficio que la disminución en el caudal volumétrico del gas (es decir, la suma de la corriente de salida de gas del separador 134 y la corriente de salida de gas de la VRU 164). Además, debido a las estructuras de precios típicas en la industria del petróleo y el gas, un aumento unitario en la producción de petróleo estabilizado superaría a una disminución en la producción de gas de la misma magnitud porcentual. Por lo tanto, incluso si la magnitud de los cambios porcentuales en el sistema 10 fuera igual, mejoraría el proceso de estabilización en comparación con el sistema convencional.

La tercera fila de la Tabla 2 proporciona la presión de vapor Reid (RVP) del producto de petróleo. El RVP es una propiedad del combustible en condiciones estándar –presión de vapor absoluta ejercida por el vapor de un líquido y cualquier gas disuelto a 100 grados F, de acuerdo con el procedimiento de prueba ASTM-D323. Por lo tanto, la RVP es una medida de la volatilidad inherente de la corriente de petróleo estabilizado 152a y se correlaciona con las pérdidas del gas de salida a la atmósfera. Como se informa en la Tabla 2, la RVP del gas de salida del sistema estabilizador convencional se reduce de 10 PSIG (0,7 bares a 8 PSIG (0,55 bares) mediante el empleo del sistema estabilizador 10.

Las emisiones fugitivas incluyen fugas y otras liberaciones irregulares de vapores o gases de procesos, equipos, válvulas y tuberías presurizadas, y similares. Se cree que la magnitud de las emisiones fugitivas de hidrocarburos está relacionada con la presión. En consecuencia, la disminución en RVP, que refleja una disminución de la presión real, del sistema 10 en comparación con la del estado de la técnica (ilustrada en la Tabla 2) corresponde e ilustra una disminución en las emisiones fugitivas del sistema de acondicionamiento 10.

Calentador a torre estabilizadora al usuario final

Para ilustran un tercer ejemplo, la Figura 5A representa una implementación de un sistema 300 y la Figura 5B representa otra implementación de un sistema 310 para acondicionar (estabilizar) el petróleo crudo vivo que permite a un operador desviar selectivamente los tanques de almacenamiento de petróleo 270 y en su lugar dirigir el petróleo estabilizado directamente a las ventas de petróleo 353 mediante el uso de una unidad LACT 271.

En más detalle, la Figura 5A muestra una implementación de un sistema 300 para reducir las emisiones. Este sistema 300 incluye el uso de equipos existentes, tales como un separador calentado trifásico 250 y una torre de recuperación de vapor 1746. En este proceso, la válvula de entrada 276 al tanque de almacenamiento de petróleo 270 puede cerrarse de manera que la corriente de salida de petróleo de la torre de recuperación de vapor 342 pueda dirigirse directamente a las ventas de petróleo 353 mediante el uso de una unidad LACT 271. Debido a que la corriente de salida de petróleo de recuperación de vapor 342 evita el tanque de almacenamiento de petróleo 270, este proceso elimina la posibilidad de producir emisiones fugitivas dentro del tanque de almacenamiento de petróleo 270. En algunas implementaciones, la combinación de operar la torre de recuperación de vapor 1746 a baja presión y derivar el tanque de almacenamiento de petróleo 270 puede disminuir aún más las emisiones.

La Figura 5B muestra otra implementación de un sistema 310 para reducir las emisiones. Este sistema 310 es similar al sistema 300 mostrado en la Figura 5A, excepto que usa una torre estabilizadora de petróleo 240 en lugar de una torre de recuperación de vapor 1746 y además incluye un recipiente de almacenamiento de petróleo de dos fases 275 a través del cual la corriente de salida de petróleo de la torre estabilizadora de petróleo 342 puede enrutarse para evitar el tanque de almacenamiento de petróleo 270. Por lo tanto, la unidad LACT 271 puede recibir la corriente de salida de petróleo 344 del recipiente de almacenamiento de petróleo 275 y enviarla directamente a las ventas de petróleo 353. Al igual que el sistema 300 mostrado en la Figura 5A, el tanque de almacenamiento de petróleo 270 se deriva para eliminar las emisiones fugitivas que se producen típicamente en los tanques de almacenamiento de petróleo.

La Figura 6 (Estado de la técnica) muestra un diagrama simple de una instalación de producción. Esta instalación de producción es similar al sistema mostrado en la Figura 1B, excepto que la Figura 6 representa que una corriente de salida de petróleo 1656 puede extraerse del tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 1646 y enviarse a un usuario final.

Calentador a vapor y torre de recuperación de líquido a tanques o usuario final

Para ilustrar un cuarto ejemplo, la Figura 6A representa una implementación de un sistema 1000 y la Figura 6B representa otra implementación de un sistema 1010 para acondicionar (estabilizar) el petróleo crudo vivo que permite a un operador confiar selectivamente en la gravedad para fluir la tercera corriente de petróleo 152a hacia la entrada del tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 70.

En más detalle, la Figura 6A muestra una implementación de un sistema 1000 que es similar a los sistemas mostrados en la Figura 1D, Figura 2D, Figura 3B y Figura 4D excepto que la torre estabilizadora 40 usada en el sistema 1000 puede ser una torre de recuperación de vapor y líquido (VLRT) como se describe además en la presente memoria, y el sistema 1000 puede depender de la gravedad para fluir la tercera corriente de petróleo 152a hacia la entrada del tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 70. Además, el enfriamiento de petróleo se elimina de este sistema 1000. Una cuarta corriente de petróleo 163 puede transferirse con el uso de presión desde el VRU 60 al tratador térmico 50. La bomba de transferencia y recirculación de petróleo 52 puede incluirse opcionalmente para transferir la corriente de petróleo recirculante 152b a la entrada de la torre estabilizadora 40 y/o para transferir la tercera corriente de petróleo 152a al tanque de almacenamiento de petróleo 70.

La Figura 6B muestra otra implementación de un sistema 1010 que es similar al sistema mostrado en la Figura 6A pero incluye el uso de válvulas de control y con diferentes presiones y temperaturas de operación a lo largo del proceso.

La Figura 6C muestra otra implementación de un sistema 1020 que es similar a los sistemas mostrados en la Figura 6A excepto que incluye una segunda torre estabilizadora 41, y la segunda torre estabilizadora 41 usada en el sistema 1020 puede ser una torre de recuperación de vapor y líquido (VLRT). El segundo VLRT 41 puede recibir la primera corriente de agua 138 del separador 30 y/o la segunda corriente de agua 148 del calentador 50 para producir la quinta corriente de gas 184 que se dirige a la VRU 60, la quinta corriente de petróleo 182 que fluye por gravedad al tanque de almacenamiento de petróleo crudo estabilizado 70, y la tercera corriente de agua 183 que fluye por gravedad al tanque de almacenamiento de agua estabilizado 71.

La Figura 6D muestra una vista isométrica de una VLRT, así como también líneas de entrada para corrientes que fluyen hacia la VLRT y líneas de salida para corrientes que fluyen fuera de la VLRT. Cuando la VLRT opera en la posición de la primera torre estabilizadora 40 mostrada en la Figura 6A, Figura 6B y Figura 6C, una primera línea de entrada de petróleo 402 a la VLRT recibirá una corriente de petróleo producida, tal como la segunda corriente de petróleo 142a del tratador térmico 50, o alternatively, una corriente de petróleo producida de una etapa de separación de petróleo/crudo/gas. La segunda corriente de petróleo 142a entrará en la sección superior de la VLRT y el petróleo fluirá por gravedad hacia abajo a través de la VLRT. Una línea de salida de petróleo 404 de la VLRT recibirá una tercera corriente de petróleo procesada 152a que puede alimentarse por gravedad sin el uso de una bomba en

uno o más tanques de almacenamiento de petróleo 70 para contener. En una implementación, la línea de salida de petróleo 404 se establecerá para mantener un nivel mínimo de fluido y tendrá una salida de derrame para que la tercera corriente de petróleo 152a fluya hacia la parte superior de un tanque de almacenamiento de petróleo 70. La tercera corriente de petróleo 152a que entra en el tanque de almacenamiento de petróleo 70 se considerará una corriente de petróleo estabilizada de manera que el petróleo tendrá un nivel reducido de emisiones de gas mientras se retiene en el tanque de contención.

Una línea de entrada de gas 406 a la VLRT recibirá una corriente de gas producida, tal como la segunda corriente de gas 154a del tratador térmico 50, o alternatively, una corriente de gas producida de una etapa de separación de petróleo crudo/gas. La segunda corriente de gas 154a entrará en la VLRT en una sección inferior y ascenderá a través de la VLRT. Una línea de salida de gas 408 de la VLRT recibirá la tercera corriente de gas procesada 144a que fluye hacia la entrada del VRU 60 donde el gas se comprimirá y enfriará. En algunas implementaciones, el gas se enfriará mediante el uso de un enfriador de ventilador enfriado por aire.

Como se representa en la Figura 6B, el proceso de compresión y enfriamiento en el VRU 60 producirá una corriente de líquido y de gas combinada 151 que se procesará a través de un separador bifásico 68 para producir corrientes líquidas y de gas separadas.

La corriente de líquido producida del separador 68 se denomina en la Figura 6A, Figura 6B y Figura 6C como la cuarta corriente de petróleo 163. El proceso de recuperación de líquidos en el separador 68 recuperará los hidrocarburos ligeros, tales como etano, butano y propano en la cuarta corriente de petróleo 163, que se enviará de regreso al tratador térmico 50. Parte de esta cuarta corriente de petróleo 163 se vaporizará en el tratador térmico 50, pero se mezclará con la corriente de vapor dentro del tratador térmico 50. La densidad de vapor del condensado dentro del tratador térmico 50 se volverá lo suficientemente pesada como para producir gotas líquidas en la fase gaseosa que caen y se mezclan con la fase líquida. Los vapores restantes procederán a la salida del tratador térmico 50 como la segunda corriente de gas 154a para entrar en la línea de entrada de gas 406 a la VLRT. El tratador térmico 50 proporciona una temperatura estable de gas y líquido para enviarse a la torre estabilizadora.

La corriente de gas 164a del separador 68 se dirige al usuario final, pero una corriente de gas de recirculación 164b puede extraerse de la corriente de gas 164a para su retorno al tratador térmico 50 como se muestra en la Figura 6A, Figura 6B y Figura 6C. Alternativamente, la corriente de gas de recirculación 164b puede devolverse a la VLRT. Esta corriente de gas de recirculación 164b puede añadirse a la VLRT para mantener una relación de petróleo a gas deseada dentro de las secciones de empaque de la VLRT, que se representan en la Figura 6E y se describen con más detalle con respecto a ese dibujo.

En algunas implementaciones, una bomba de transferencia y recirculación de petróleo 52 puede instalarse en la parte inferior de la VLRT para recircular la corriente de petróleo 152b, que es una porción de la tercera corriente de petróleo 152a de salida de la VLRT, de vuelta a la parte superior de la VLRT a través de una segunda entrada de petróleo 403. La bomba 52 también puede transferir la tercera corriente de petróleo 152a al tanque de almacenamiento de petróleo 70.

La VLRT puede incluir un sistema de derrame o de limpieza para controlar una situación de inundación en la parte superior de la VLRT. Si el fluido comienza a elevarse en la sección superior de la VLRT, una corriente de petróleo podrá eludir la sección media de la VLRT y fluir hacia la sección inferior de la VLRT.

En algunas implementaciones de los sistemas 1000, 1010, 1020, la segunda corriente de petróleo 142a y/o la segunda corriente de gas 154a pueden opcionalmente dirigirse para derivar la VLRT (torre estabilizadora 40) en caso de un accidente. Además, la tercera corriente de gas combinada 144a puede opcionalmente dirigirse para derivar el VRU 60 en caso de que el compresor no esté operativo o se apague.

La Figura 6E muestra una vista en sección transversal lateral de una porción superior de la VLRT, que incluye una sección de empaque superior 430 y una sección de empaque inferior 435. En algunas implementaciones, cada sección de empaque 430, 435 tiene aproximadamente 4 pies de altura. Cada sección de empaque 430, 435 puede incluir un deflector de coalescencia superior 431 y un deflector de coalescencia inferior 432. Estos deflectores 431, 432 incluyen orificios para que el fluido pueda pasar a través de ellos, y en algunas implementaciones, los orificios tienen aproximadamente 0,5 pulgadas de diámetro. Entre el deflector superior 431 y el deflector inferior 432 en cada sección de empaque 430, 435 se emplea un material de empaque para dispersar la corriente de petróleo y aumentar el área superficial de contacto con la corriente de gas dentro de la VLRT. En algunas implementaciones, el material de empaque comprende bolas de empaque aleatorio de polipropileno T-pac de 1 pulgada de diámetro nominal.

Como un experto en la técnica entenderá, el diseño de la porción superior de la VLRT puede variar. En algunas implementaciones, las bandejas de empaque pueden usarse en lugar de deflectores de coalescencia, los anillos de paladio pueden usarse en lugar de empaque aleatorio, el tipo de material de empaque puede alterarse, la altura de las secciones de empaque puede modificarse, el número de secciones de empaque puede variar, las dimensiones de los agujeros de deflector pueden cambiar, los tamaños del material de empaque pueden modificarse. Otras modificaciones de diseño están dentro del alcance de la presente divulgación.

- En funcionamiento, la segunda corriente de petróleo 142a fluirá hacia la VLRT a través de la primera entrada de petróleo 402 y fluirá hacia abajo a través de las secciones de empaquetado 430, 435. Igualmente, la segunda corriente de gas 154a fluirá hacia la VLRT a través de la entrada de gas 406 y se elevará hacia arriba a través de las secciones de empaque 430, 435. En algunas implementaciones, cuando la segunda corriente de gas 154a fluye hacia la sección inferior de la VLRT, se emplea una tobera de desplazamiento 440 para dispersar la corriente de gas uniformemente en la VLRT antes de que fluya a través de las secciones de empaquetamiento 430, 435. En algunas implementaciones, la tobera de desplazamiento 440 comprende una tubería con agujeros perforados en la parte inferior de la tubería. La tubería puede tener un diámetro nominal de 4 pulgadas y los agujeros perforados pueden tener aproximadamente 0,5 pulgadas de diámetro.
- 5 Dentro de las secciones de empaque 430, 435, la corriente de gas y la corriente de petróleo se intercambiarán de manera que la corriente de gas entre en contacto con la corriente de petróleo. A ciertos intervalos de presión y temperatura, se añadirán moléculas de hidrocarburos pesados y ligeros (etano a decano) a la corriente de petróleo de manera que la tercera corriente de petróleo 152a que sale de la VLRT tiene un volumen mayor que la segunda corriente de petróleo 142a que entra en la VLRT, y la tercera corriente de gas combinada 144a que sale de la VLRT tiene un volumen menor que la segunda corriente de gas 154a que entra en la VLRT. En algunas implementaciones, la VLRT opera en un intervalo de presión de aproximadamente 0 psig a aproximadamente 20 psig y un intervalo de temperatura de aproximadamente 100 grados Fahrenheit a aproximadamente 150 grados Fahrenheit. La temperatura y la configuración de presión en la VLRT pueden modificarse para alterar la presión de vapor Reid (RVP) de la corriente de gas 144a y las propiedades del Instituto Americano del Petróleo (API) de la corriente de petróleo 152a que sale de la VLRT para cumplir con los criterios de aceptación del usuario final.
- 10 La Figura 6F muestra una vista isométrica de un sistema parcial representativo 1000, 1010 que incluye la VRU 60, la VLRT y una pluralidad de tanques de almacenamiento 70. La Figura 6G muestra una vista isométrica del sistema parcial representativo 1000, 1010, 1020 de la Figura 6F desde un punto de vista diferente, girado aproximadamente 180 grados desde la vista del sistema 1000, 1010, 1020 mostrada en la Figura 6F. Como se analizó anteriormente, la VLRT recibe la segunda corriente de petróleo 142a del tratador térmico 50 y la segunda corriente de gas 154a del tratador térmico 50 para producir la tercera corriente de petróleo 152a. Como se muestra mejor en la Figura 6G, la tercera corriente de petróleo 152a puede dirigirse directamente a uno de los tanques de almacenamiento de petróleo 70, o la tercera corriente de petróleo 152a puede convertirse en una corriente de derivación 152d que deriva de los tanques de almacenamiento de petróleo 70 para dirigirse a una bomba de transferencia de líquido 71 mostrada en la Figura 6B. Una pluralidad de líneas puede acoplarse a las partes superiores de los tanques de almacenamiento de petróleo para transportar la corriente de gas 179 al respiradero o a un quemador para quemarse y liberarse.
- 15 Como se describió anteriormente, la VLRT está diseñado para cruzar el intercambio de una corriente de petróleo y una corriente de gas a través de una sección de empaque que se configura para maximizar sustancialmente el contacto de área superficial entre la corriente de petróleo y la corriente de gas. Este proceso reduce las emisiones fugitivas de la corriente de petróleo y recupera los hidrocarburos que típicamente se transportan con la corriente de gas, de esta manera produce un mayor rendimiento de volumen en la corriente de petróleo.
- 20 La VLRT también puede adaptarse para recibir una corriente de agua que consiste en una corriente de agua y petróleo y gas en lugar de solo una corriente de emulsión de petróleo y gas. En esta configuración, la VLRT puede producir una corriente de salida de gas, y tanto una corriente de salida de petróleo como una corriente de salida de agua. Este diseño de VLRT también puede usarse para separar el petróleo y el gas de una corriente de entrada de agua. En este caso, la corriente de gas de salida del tratador térmico evitará la VLRT. Tanto la corriente de salida de petróleo como la de agua se alimentarán por gravedad a un tanque de almacenamiento de petróleo o agua o a bombas de transferencia de líquidos de petróleo o agua. La VLRT puede usarse para extraer gas de una corriente de petróleo o extraer gas o gas y petróleo de una corriente de agua.
- 25 El diseño de VLRT no requiere la adición de energía para transferir la corriente de petróleo y la corriente de gas a través del equipo. En cambio, la VLRT es operable para alimentar por gravedad la tercera corriente de petróleo 152a ya sea a un tanque de almacenamiento 70 o a una corriente de derivación 152d que alimenta la línea de succión de una bomba de transferencia de líquido 71, todo mientras se reducen las emisiones fugitivas y se recuperan los hidrocarburos.
- 30 Con respecto a esto, la Tabla 3 más abajo resume los datos de flujo de proceso que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica, para comparar las salidas de petróleo, gas y agua de una VRT de la técnica anterior con las salidas de petróleo, gas y agua de la VLRT cuando la salida de la corriente de petróleo se dirige a un tanque de petróleo para su almacenamiento antes de llegar a un usuario final.
- 35 Con respecto a esto, la Tabla 3 más abajo resume los datos de flujo de proceso que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica, para comparar las salidas de petróleo, gas y agua de una VRT de la técnica anterior con las salidas de petróleo, gas y agua de la VLRT cuando la salida de la corriente de petróleo se dirige a un tanque de petróleo para su almacenamiento antes de llegar a un usuario final.
- 40 Con respecto a esto, la Tabla 3 más abajo resume los datos de flujo de proceso que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica, para comparar las salidas de petróleo, gas y agua de una VRT de la técnica anterior con las salidas de petróleo, gas y agua de la VLRT cuando la salida de la corriente de petróleo se dirige a un tanque de petróleo para su almacenamiento antes de llegar a un usuario final.
- 45 Con respecto a esto, la Tabla 3 más abajo resume los datos de flujo de proceso que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica, para comparar las salidas de petróleo, gas y agua de una VRT de la técnica anterior con las salidas de petróleo, gas y agua de la VLRT cuando la salida de la corriente de petróleo se dirige a un tanque de petróleo para su almacenamiento antes de llegar a un usuario final.
- 50 Con respecto a esto, la Tabla 3 más abajo resume los datos de flujo de proceso que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica, para comparar las salidas de petróleo, gas y agua de una VRT de la técnica anterior con las salidas de petróleo, gas y agua de la VLRT cuando la salida de la corriente de petróleo se dirige a un tanque de petróleo para su almacenamiento antes de llegar a un usuario final.

Tabla 3

Calentador a vapor y torre de recuperación de líquido a tanque de petróleo al usuario final

	Salida de cabezal pozo	de de	Salida de la técnica anterior (VRT)	Nuevo resultado de VLRT	Cambio
BOPD de petróleo	7.800		7.032	7.171	+1,97 %
Pérdida de producción de petróleo BOPD	0		-768	-629	+139
RVP PSIG	---		8,15	9,19	+1,04
API	---		51,56	51,98	+0,42
Gas MMscfd	11,00		12,40	12,19	-1,69 %
Agua BWPD	13.000		13.000	13.000	---

De manera similar, la Tabla 4 más abajo resume los datos de flujo de proceso que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica, para comparar las salidas de petróleo, gas y agua de una VRT de la técnica anterior con las salidas de petróleo, gas y agua de la VLRT 400 cuando la salida de la corriente de petróleo se dirige directamente a una bomba de transferencia de líquido, eludiendo el almacenamiento en tanques de petróleo.

Tabla 4

Torre de recuperación de vapor y líquido a bomba de transferencia (sin tanques de petróleo)

	Salida de cabezal pozo	de de	Salida de la técnica anterior (VRT)	Nuevo resultado de VLRT	Cambio
BOPD de petróleo	7.800		7.032	7.201	+2,40 %
Pérdida de producción de petróleo BOPD	0		-768	-599	+169
RVP PSIG	---		8,15	9,51	+1,36
API	---		51,56	52,16	+0,60
Gas MMscfd	11,00		12,40	12,19	-1,69 %
Agua BWPD	13.000		13.000	13.000	---

La Tabla 5 más abajo resume las condiciones de entrada y salida que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica con temperaturas y presiones típicas, para un sistema que incluye la VLRT 400. La Tabla 5 muestra cómo las temperaturas y presiones operativas similares tienen diferente salida volumétrica de petróleo para VLRT.

Tabla 5

Condiciones de operación para entradas y salidas de VLRT

Torre de recuperación de vapor y líquido (VLRT)		Emulsión de cabezal de pozo			Separador trifásico	Tratador térmico
		Petróleo	Gas	Agua		
Temperatura	F	100	100	100	97,28	140
Presión	psia	134,7	134,7	134,7	122,8	64,7
Flujo de volumen líquido @Cond. Est.	barril/día	7.800	-	13.000	---	---
Flujo de gas est.	MSCFD	---	11.000	---	---	---

Torre de recuperación de vapor y líquido (VLRT)		Torre de recuperación de vapor y líquido	Salida de gas del ventilador del tanque de petróleo	Salida de petróleo del tanque de petróleo	Gas total al usuario final	Salida de petróleo de VLRT a bomba de transferencia
Temperatura	F	132,9	105	105	96,27	116
Presión	psia	15,7	14,67	14,67	115,9	15,7
Flujo de volumen líquido @Cond. Est.	barril/día	---	---	7.170,64	---	7.201,14
Flujo de gas est.	MSCFD	---	1,4	---	12,19	---

La Tabla 6 más abajo resume las condiciones de entrada y salida que se han calculado, en base a una salida de cabezal de pozo típica con temperaturas y presiones típicas, para un sistema que incluye una Torre de Recuperación de Vapor (VRT) de la técnica anterior.

Tabla 6

Condiciones de operación para entradas y salidas de VRT

Torre de recuperación de vapor (técnica anterior)		Emulsión de cabezal de pozo			Separador trifásico	Tratador térmico
		Petróleo	Gas	Agua		
Temperatura	F	100	100	100	97,28	140
Presión	psia	134,7	134,7	134,7	122,8	64,7
Flujo de volumen líquido @Cond. Est.	barril/día	7.800	---	13.000	---	---
Flujo de gas est.	MSCFD	---	11.000	---	---	---

Torre de recuperación de vapor (técnica anterior)		Torre de recuperación de vapor	Salida de gas del ventilador del tanque de petróleo	Salida de petróleo del tanque de petróleo	Gas total al usuario final
Temperatura	F	122,4	105	105	96,27
Presión	psia	15,7	14,67	14,67	115,9
Flujo de volumen líquido @Cond. Est.	barril/día	---	---	7.031,86	---
Flujo de gas est.	MSCFD	---	10,1	---	12,40

A La comparación entre la Tabla 5 y la Tabla 6 muestra cómo las temperaturas y presiones de operación similares producen diferentes salidas volumétricas de petróleo para VLRT.

Los sistemas y procesos descritos en la presente memoria se refieren a flujos de procesos desde y hacia componentes, y/o que un componente recibe o se adapta para recibir un flujo de procesos desde otro componente. Con respecto a esto, estos términos de flujo de proceso abarcan el flujo directamente desde el primer componente especificado al segundo componente especificado sin equipos de proceso principales entre ellos, pero que incluyen tuberías, válvulas, dispositivos de alivio de presión, dispositivos de seguridad y monitoreo, instrumentación y similares según sea necesario. La descripción no se limita a prohibir el equipo o procesos de proceso principales entre el primer componente especificado y el segundo componente especificado, ya que se entiende que los componentes, subsistemas y procesos pueden añadirse entre cualquiera de los componentes (como el cabezal del pozo 20 o 220a-c, el separador 30 o 230, la torre estabilizadora 40 o 240, el tratador térmico 50 o 250, la VRU 60 o 260, el tanque 70 o 270, la torre de recuperación de vapor 1746, VLRT 400), y que los componentes pueden modificarse de muchas maneras, de acuerdo con la concepción amplia de la invención y definida en las reivindicaciones.

Los datos de proceso proporcionados en la presente memoria son datos de diseño; los datos operativos reales pueden variar de acuerdo con el cambio en la condición y/o salida deseada y similares, como se entenderá por personas familiarizadas con la tecnología de procesamiento de petróleo y gas. Además, los datos del proceso proporcionados en la memoria descriptiva son o son ejemplos que no pretenden limitar el alcance de la invención.

La descripción en la presente memoria describe ejemplos particulares de componentes, sistemas y procesos. La presente invención no se limita a los componentes, sistemas y procesos particulares especificados en la presente memoria. Más bien, se pretende que el alcance de la presente invención se mida mediante las reivindicaciones, sin

considerar que ningún componente, sistema o proceso de la memoria descriptiva sea esencial. También se entiende que una persona familiarizada con la tecnología de estabilización de petróleo crudo entendería que muchos términos usados en la presente memoria tienen un significado establecido que es específico de la industria del petróleo y el gas y/o la tecnología de estabilización de petróleo, y que los términos incluyen inherentemente muchos detalles que no son necesarios para enumerar.

Además, la información en la sección de Antecedentes describe la tecnología y los componentes de estabilización de petróleo convencionales. No se pretende renunciar a ninguna materia sujeta para ningún componente, subsistema o sistema, ya que las modalidades preferidas descritas en la memoria descriptiva incorporan aspectos de la tecnología convencional.

Ejemplos

Los siguientes ejemplos se proporcionan para describir además algunas de las implementaciones descritas en la presente memoria. Estos ejemplos pretenden ilustrar, no limitar, las implementaciones descritas.

La Figura 3C muestra una instalación de producción de 3 pozos ilustrativa pero no se limita al número de pozos usados en un diseño de instalación. Cada cabezal de pozo, 220a, 200b, 220c fluirán una emulsión de fluido, una mezcla de petróleo, gas y agua, a un separador trifásico 230a, 230b, 230c respectivamente, para la primera etapa de procesamiento y separación. El separador trifásico separará la emulsión de entrada en petróleo, gas y agua mediante el uso de la gravedad y el tiempo de retención. El agua producida de cada separador trifásico se combinará y fluirá hacia los tanques de almacenamiento de agua. Típicamente, un cañón de pistola 272 se usa para atrapar cualquier petróleo que se transporte hacia la corriente de agua. El agua del cañón 272 se alimenta por gravedad en el tanque de almacenamiento de agua 273. El petróleo producido en el barril de la pistola 272 se alimenta por gravedad en el tanque de almacenamiento de petróleo 270. El agua en el tanque de agua 273 se bombea con la bomba 274 a una instalación de eliminación de agua salada.

El gas producido en el separador trifásico 230a, 230b y 230c se combinará con las corrientes de gas y fluirá en la corriente de gas 334 hacia un separador bifásico 264. Este separador bifásico capturará cualquier líquido y condensado producido de la corriente de gas. El condensado del separador bifásico 264 fluirá hacia la corriente de petróleo producida 322a desde los separadores trifásicos. El gas que sale del separador bifásico 264 se enviará a la venta para ser adquirido del comprador de la corriente media en la corriente 369a. Si el comprador de la corriente media no puede aceptar el gas o si hay un problema para enviar el gas por la línea de ventas, una válvula de contrapresión que mantiene la presión se abrirá y enviará el gas corriente abajo 369b para quemarlo mediante el uso de un quemador.

Una cantidad deseada de gas fuera de la corriente 369a se enviará a un compresor de gas 262 que a veces se usa para el levantamiento artificial del cabezal de pozo. Este proceso implicó enviar gas de alta presión por el tubo de un cabezal de pozo para añadir presión en el pozo para suministrar fuerza para que los fluidos suban por el pozo y entren en el separador trifásico. Cuando el gas en el compresor 262 se comprime, el condensado se separa y de la corriente de gas y se envía por la corriente de condensado 364a para mezclarse con la corriente de petróleo 322a.

El petróleo producido a partir del separador trifásico 230a, 230b y 230c se mezclará y se enviará al proceso de laberinto a través de la corriente de petróleo 322a. El proceso del laberinto usado en este ejemplo es similar al proceso descrito en la Figura 1C y la Figura 2D. La corriente de petróleo 322a ingresará a la torre estabilizadora 240 que se iguala en presión con el tratador térmico 250. Puede haber un derivador alrededor de la torre estabilizadora para que la corriente de petróleo 322a entre directamente al tratador térmico 250. El petróleo fluye hacia abajo de la torre estabilizadora 240 y se alimenta por gravedad al tratador térmico 250. A medida que el petróleo se estabiliza en la torre estabilizadora 240, el gas se separa del petróleo y se envía a la parte superior de la torre en la corriente de gas 340a al compresor de recuperación de vapor 260. El compresor de recuperación de vapor 260 típicamente tiene un separador bifásico de entrada que atraparán cualquier líquido transportado en la corriente de gas 340a. Este separador bifásico tendrá típicamente una bomba de proceso de descarga presurizada para líquidos a transferir. Esta corriente de líquido 368b se enviará de regreso a la torre estabilizadora de petróleo 240.

La corriente de gas 340a se comprimirá y se enviará a un proceso de enfriamiento de gas 266 y después a un separador bifásico 268 para recoger la condensación del proceso de compresión y enfriamiento. Esta condensación se envía desde el separador bifásico 268 en la corriente 368a a la torre estabilizadora para intercambiarse cruzado con el petróleo dentro de la torre. El gas producido del separador bifásico 268 fluirá en la corriente 367a para mezclarse con la corriente de gas producida 334 de los separadores trifásicos para enviarse a la venta. Puede haber una válvula de contrapresión en la corriente 367a para controlar la presión de descarga del compresor de recuperación de vapor 260. La corriente 367b será una corriente de gas que se enviará a la torre estabilizadora 240 para mantener una relación de gas a petróleo deseada dentro de la torre. Si el compresor de recuperación de vapor 260 se apaga o no puede manejar la velocidad de flujo, una válvula de contrapresión se abrirá y enviará la corriente de gas 340b a un separador bifásico 295. Este separador bifásico capturará cualquier líquido que se transporte en la corriente de gas 340b y enviará los líquidos al tanque de almacenamiento de petróleo 270 mediante el uso de una bomba 296. El gas del separador bifásico 295 se enviará al quemador 291 para su combustión.

- El petróleo de la torre estabilizadora 240 se alimenta por gravedad al tratador térmico 250 para estabilizarlo y procesarlo adicionalmente y obtener un exceso de gas y agua para separarlos de la fase de petróleo. Las bombas de petróleo y agua se instalan para operar un proceso de control de nivel en el tratador térmico 250. El petróleo y el agua se recircularán en el tratador térmico hasta que se alcance la altura deseada de los fluidos. Cuando se alcanza este
- 5 alto nivel de agua u petróleo, el proceso de control de nivel en el tratador térmico 250 transferirá la corriente de agua 356 al cañón de la pistola 272 y el petróleo al proceso de enfriamiento de petróleo para estabilizar aún más el petróleo. Una vez que la corriente de petróleo 352a se enfría, el petróleo se transferirá al tanque de almacenamiento de petróleo 270. Este petróleo en la corriente 352a será crudo estabilizado y tendrá cero emisiones cuando entre y se almacene en el tanque de almacenamiento de petróleo 270.
- 10 El gas producido del tratador térmico 250 fluirá libremente hacia la parte inferior de la torre en la corriente de gas 280a y ascenderá por la torre estabilizadora 240 y se intercambiará con la corriente de petróleo dentro de la torre. Esto permite el punto de contacto de petróleo y gas y permite que los hidrocarburos pesados se retengan en la fase líquida y añadan un volumen de petróleo adicional e hinchen al proceso. Si la corriente de gas 280a no puede entrar en la
- 15 torre estabilizadora 240, se abrirá una válvula de contrapresión y se desviará la torre y se enviará la corriente de gas 280b al compresor de recuperación de vapor 260 o al quemador 291 si el compresor de recuperación de vapor se apaga o se sobrecarga.
- Una vez que el petróleo se envía y se almacena en el tanque de almacenamiento de petróleo, una unidad de transferencia de custodia de asignación en arrendamiento monitorea y controla el nivel de fluido del tanque de petróleo. Una vez que los niveles de fluido de petróleo alcanzan un nivel deseado en el tanque de almacenamiento de petróleo
- 20 270, la unidad LACT mide y transfiere el petróleo aguas abajo 353 al comprador de petróleo de la corriente media. Todos los tanques de almacenamiento, incluido el cañón de la pistola 272, el tanque de almacenamiento de agua 273 y el tanque de almacenamiento de petróleo 270, tienen líneas de ventilación que se mezclan y transfieren el gas producido a una cámara de combustión 292. La cámara de combustión también puede ser un quemador típica. Se instala una válvula de contrapresión en la línea de ventilación hasta el quemador para evitar que el quemador del
- 25 tanque respire innecesariamente. El tanque en respiración es cuando los tanques de almacenamiento acumulan presión únicamente por llenarse de fluidos y disminuyen con las bombas SWD o las bombas de unidad LACT drenan los fluidos de los tanques de almacenamiento. Para evitar el estallido cuando los tanques de almacenamiento se llenan de fluidos, la contrapresión se establecerá a una presión deseada para acomodar la respiración de los tanques y evitar que se envíe gas innecesario al quemador. Un recipiente de inyección de rescate 293 capturará cualquier fluido de
- 30 arrastre de las líneas de ventilación del tanque de almacenamiento y enviará cualquier fluido capturado de regreso al tanque de almacenamiento de petróleo 270 mediante el uso de la bomba 294.
- Los expertos en la técnica apreciarán que pueden realizarse numerosos cambios y modificaciones a las modalidades preferidas descritas en la presente memoria y que tales cambios y modificaciones pueden realizarse sin apartarse del espíritu de la invención. Por lo tanto, se pretende que las reivindicaciones anexas cubran todas las variaciones
- 35 equivalentes que caen dentro del verdadero espíritu y alcance de la invención.