

SISTEMA Y MÉTODO PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA PRODUCIDA DESDE UNA
PLURALIDAD DE POZOS DE UNA PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

[0001] La presente solicitud de patente reivindica prioridad y beneficio según lo previsto en 35 U.S.C. §119(e) de la Solicitud provisional estadounidense No. 62/195.814 (LEGAJO GE NO. 281177-1) titulada "SISTEMA Y MÉTODO PARA PARTICIÓN DE POZO Y SEPARACIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EN EL FONDO DEL POZO", radicada el 23 de julio de 2015, la cual se incorpora en su integridad a la presente mediante referencia.

ANTECEDENTES

[0002] Algunas modalidades de la presente invención se relacionan con un sistema de producción de hidrocarburos, y de forma más particular, con un sistema y un método para la disposición de agua producida desde múltiples pozos de una plataforma de producción.

[0003] Los fluidos de hidrocarburos no renovables como el petróleo y el gas se usan ampliamente en diversas aplicaciones para la generación de energía. Esos fluidos de hidrocarburos suelen ser extraídos desde pozos de hidrocarburos que se extienden por debajo de la superficie de la tierra hasta una región en la cual los fluidos de hidrocarburos se encuentran disponibles. Por lo general, los fluidos de hidrocarburos no están disponibles en forma purificada sino como una mezcla de fluidos de hidrocarburos, agua, arena, y otros materiales en partículas que en su conjunto se denomina fluido del pozo. Esos fluidos del pozo se filtran usando diferentes mecanismos para extraer una corriente rica en hidrocarburos y una corriente de agua.

[0004] En un abordaje, los fluidos del pozo son extraídos desde un pozo de hidrocarburos hasta la superficie de la tierra y luego separados usando un separador de superficie para obtener petróleo y agua. En un abordaje de este tipo, el agua separada de los fluidos del pozo es distribuida y transportada a una pluralidad de localizaciones para su disposición. No obstante, dicho proceso puede incrementar las inversiones de capital y los costos operacionales para la disposición del agua.

[0005] En otro abordaje se usa un separador en el fondo del pozo dentro del pozo de hidrocarburos para la separación de petróleo y el agua de los fluidos del pozo. En dicho abordaje, el agua separada de la corriente de hidrocarburos es dispuesta dentro del pozo de hidrocarburos. El separador en el fondo del pozo puede sufrir la formación de escamas que conduce a la reducción de su eficiencia. Además, la operación de un separador de este tipo en el fondo del pozo puede incrementar el consumo de energía eléctrica, con los consiguientes costos operacionales adicionales.

[0006] De acuerdo con lo anterior, existe la necesidad de un sistema y método mejorados para la disposición del agua producida en una pluralidad de pozos de una plataforma de producción.

5

BREVE DESCRIPCIÓN

[0007] De acuerdo con una modalidad ejemplar, se revela un sistema para disposición de agua producida desde múltiples pozos de una plataforma de producción. El sistema incluye un separador en el fondo del pozo, una pluralidad de bombas que incluyen una primera bomba y una segunda bomba, un primer separador de superficie, un primer tubo, y un segundo tubo. El separador en el fondo del pozo está dispuesto dentro de una primera perforación de la plataforma de producción. El separador en el fondo del pozo está configurado para recibir un primer fluido de producción de una primera zona de producción y generar una corriente rica en hidrocarburos y una corriente de agua a partir del primer fluido de producción. La primera bomba está dispuesta dentro de la primera perforación y acoplada al separador en el fondo del pozo. La segunda bomba está dispuesta dentro de una segunda perforación de la plataforma de producción. El primer separador de superficie está acoplado a la primera bomba a través de un primer canal y a la segunda bomba a través de un segundo canal. El primer separador de superficie está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos desde el separador en el fondo del pozo usando la primera bomba, y un segundo fluido de producción desde una segunda zona de producción usando la segunda bomba. El primer separador de superficie además está configurado para generar petróleo y una corriente rica en agua a partir de la corriente rica en hidrocarburos y el segundo fluido de producción. El primer tubo está acoplado al separador en el fondo del pozo y configurado para disponer la corriente de agua del separador en el fondo del pozo en una primera zona de disposición. El segundo tubo está acoplado al primer separador de superficie y configurado para disponer la corriente rica en agua del primer separador de superficie en una segunda zona de disposición.

[0003] De acuerdo con otra modalidad ejemplar, se revela un método para la disposición del agua producida desde múltiples pozos de una plataforma de producción. El método implica recibir un primer fluido de producción desde una primera zona de producción hasta un separador en el fondo del pozo dispuesto dentro de primera perforación de la plataforma de producción. El método además implica generar una corriente rica en hidrocarburos y una corriente de agua a partir del primer fluido de producción, usando el separador en el fondo del pozo. Además, el método implica alimentar con la corriente rica en hidrocarburos del separador en el fondo del pozo, usando una primera bomba de una pluralidad de bombas, un primer separador de superficie a través de un primer canal. La primera bomba está dispuesta dentro de la primera perforación y acoplada al separador en el fondo del pozo. El método además implica alimentar con un segundo fluido de producción de una segunda zona de producción, usando una segunda bomba de la pluralidad de bombas, el primer separador de superficie a través de un segundo canal. La segunda bomba está dispuesta dentro de una segunda perforación de la plataforma de

producción. Además, el método implica generar petróleo y una corriente rica en agua desde la corriente rica en hidrocarburos y el segundo fluido de producción, usando el primer separador de superficie. El método además implica disponer la corriente de agua del separador en el fondo del pozo en una primera zona de disposición, usando un primer tubo acoplado al separador en el fondo del pozo y disponer la corriente rica en agua del primer separador de superficie en una segunda zona de disposición, usando un segundo tubo acoplado al primer separador de superficie.

DIBUJOS

[0009] Estas y otras características y aspectos de las modalidades de la presente invención se entenderán mejor al leer la siguiente descripción detallada en referencia a los dibujos que la acompañan, en los cuales los caracteres similares representan partes similares en todos los dibujos, los cuales se caracterizan porque:

[0010] La FIG. 1 es un diagrama esquemático de una plataforma de producción que tiene una pluralidad de pozos y un sistema para separación de agua de acuerdo con una modalidad ejemplar;

[0011] La FIG. 2 es un diagrama esquemático de una porción del sistema dispuesto en un pozo con separador en el fondo del pozo de la pluralidad de pozos de acuerdo con la modalidad ejemplar de la FIG. 1;

[0012] La FIG. 3 es un diagrama esquemático de otra porción del sistema dispuesto en otro pozo con separador en el fondo del pozo de la pluralidad de pozos de acuerdo con las modalidades ejemplares de las FIGS. 1 y 2; y

[0013] La FIG. 4 es un diagrama esquemático de todavía otra porción del sistema dispuesto en un pozo con separador en el fondo del pozo de la pluralidad de pozos de acuerdo con las modalidades ejemplares de las FIGS. 1 y 2.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0014] Las modalidades de la presente invención que aquí se discuten se relacionan con un sistema y método para la disposición del agua producida desde una pluralidad de pozos dentro de un pozo con separación. En una o más modalidades, el sistema funciona como un sistema de asa cerrada para la disposición del agua producida. En una modalidad, el sistema incluye un separador en el fondo del pozo, una pluralidad de bombas que incluyen una primera bomba y una segunda bomba, un primer separador de superficie, un primer tubo, y un segundo tubo. El separador en el fondo del pozo está dispuesto dentro de la primera perforación de un primer pozo (también denominado aquí como "un pozo con separador en el fondo del pozo") de la plataforma de producción. El separador en el fondo del pozo está configurado para recibir un primer fluido de producción desde una primera zona de producción y generar una corriente rica en

X
7

hidrocarburos y una corriente de agua a partir del primer fluido de producción. La primera bomba está dispuesta dentro de la primera perforación y acoplada al separador en el fondo del pozo. La segunda bomba está dispuesta dentro de una segunda perforación de un segundo pozo (también denominado aquí como "un pozo con separación") de la plataforma de producción. El primer separador de superficie está acoplado a la primera bomba a través de un primer canal y a la segunda bomba a través de un segundo canal. El primer separador de superficie está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos desde el separador en el fondo del pozo usando la primera bomba, y un segundo fluido de producción desde una segunda zona de producción usando la segunda bomba. El primer separador de superficie además está configurado para generar petróleo y una corriente rica en agua a partir de la corriente rica en hidrocarburos y el segundo fluido de producción. El primer tubo está acoplado al separador en el fondo del pozo y configurado para disponer la corriente de agua del separador en el fondo del pozo en una primera zona de disposición. El segundo tubo está acoplado al primer separador de superficie y configurado para disponer la corriente rica en agua en una segunda zona de disposición. En dichas modalidades, la primera zona de disposición está situada bien sea por debajo de la primera zona de producción o por encima de la primera zona de producción y la segunda zona de disposición está situada por encima de la segunda zona de producción.

[0015] La FIG. 1 ilustra un diagrama esquemático de una plataforma de producción 100 y un sistema 102 para disposición de agua de acuerdo con una modalidad ejemplar.

[0016] La plataforma de producción 100 incluye una pluralidad de pozos 104a, 104b, 104c, denominados pozos con separador en el fondo del pozo o primeros pozos. La plataforma de producción 100 además incluye un pozo 104d que se denomina pozo con separación o segundo pozo. En una modalidad, cada uno de la pluralidad de pozos 104a-104d es un pozo de hidrocarburos. Cabe anotar aquí que el término "plataforma de producción" se refiere al grupo de pozos 104a-104d situado dentro de una agrupación de una fuente geológica que comparte instalaciones comunes de procesamiento de fluidos de hidrocarburos. El número de pozos de la plataforma de producción 100 puede variar dependiendo de la aplicación. Cabe anotar aquí que el término "pozo con separación" es un pozo de hidrocarburos que no incluye un separador en el fondo del pozo dispuesto dentro de la correspondiente perforación y que incluye una zona de disposición situada por encima de una zona de producción. De manera parecida, el término "pozo con separador en el fondo del pozo" se refiere a un pozo de hidrocarburos que tiene un separador en el fondo del pozo dispuesto dentro de la correspondiente perforación y la zona de disposición situada bien sea por encima o por debajo de la zona de producción. En ciertas modalidades, cada uno de la pluralidad de pozos 104a-104d se extiende por debajo de la superficie de la tierra hasta una región en la cual los fluidos de hidrocarburos están disponibles. Cada uno de la pluralidad de pozos 104a-104d está configurado para producir un fluido de producción (también denominado aquí como "fluido

X
B

del pozo”) el cual es una mezcla de fluidos de hidrocarburos, agua, arena, y otros materiales en partículas.

[0017] El sistema 102 incluye una pluralidad de separadores en el fondo del pozo (que no se muestran), una pluralidad de bombas (que no se muestran), un primer separador de superficie 106, un segundo separador de superficie 108, una pluralidad de primeros canales 110a, 110b, 110c, un segundo canal 112, un colector de entrada 114, una pluralidad de primeros tubos (que no se muestran), un segundo tubo 116, un tubo de corriente de petróleo 118, una pluralidad de sensores 120a, 120b, 120c, 120d, una unidad de control 122, y una pluralidad de válvulas de control 124a, 124b, 124c, 124d. En dichas modalidades, cada uno de la pluralidad de separadores en el fondo del pozo, la pluralidad de bombas, y la pluralidad de primeros tubos se encuentra dispuesto dentro de la correspondiente perforación de la pluralidad de pozos 104-104d. El sistema 102 además incluye un colector de salida de gas 126 y un colector de salida de petróleo 128.

[0018] El primer separador de superficie 106 está acoplado a la pluralidad de primeros canales 110a-110c y el segundo canal 112 a través del colector de entrada 114. En una modalidad, el primer separador de superficie 106 es un separador basado en la gravedad. En algunas modalidades, el primer separador de superficie 106 puede ser tratador por calor, un dispositivo de filtración, o similares. En algunas otras modalidades, el primer separador de superficie 106 puede ser un separador activo como un separador centrífugo. En la modalidad que se ilustra, el primer separador de superficie 106, el segundo separador de superficie 108, la pluralidad de sensores 120a-120d, y la pluralidad de válvulas de control 124a-124d se encuentran dispuestos sobre la superficie de la tierra. Además, el primer separador de superficie 106 está acoplado a la pluralidad de bombas a través de la correspondiente pluralidad de primeros canales 110a-110c y el segundo canal 112. En ciertas modalidades, cada uno de los sensores 120a-120d es un medidor de densidad o un densitómetro.

[0019] Durante la operación, cada separador en el fondo del pozo está configurado para generar una corriente rica en hidrocarburos 130 y una corriente de agua (que no se muestran) a partir de un primer fluido de producción (que no se muestra) recibido desde una primera zona de producción. El primer separador de superficie 106 está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos 130 desde la pluralidad de pozos con separador en el fondo del pozo 104a- 104c y un segundo fluido de producción 132 desde el pozo con separación 104d. Específicamente, el primer separador de superficie 106 está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos desde el separador correspondiente en el fondo del pozo usando la primera bomba correspondiente y el segundo fluido de producción usando la segunda bomba. Además, el primer separador de superficie 106 está configurado para generar petróleo 134 y una corriente rica en agua 136 a partir de la corriente rica en hidrocarburos 130 y el segundo fluido de producción 132. El primer separador de superficie 106 también está configurado para separar una corriente gaseosa 138 de la corriente rica en hidrocarburos 130 y el segundo fluido de

producción 132. En una modalidad específica, los constituyentes de la corriente rica en hidrocarburos 130 y el segundo fluido de producción 132 se segregan con base en la densidad de cada constituyente. En la modalidad que se ilustra, con el petróleo 134 se llena una sección del fondo, con la corriente rica en agua 136 se llena una sección intermedia, y con la corriente gaseosa 138 se llena una sección superior del primer separador de superficie 106.

[0020] Los sensores 120a-120c están acoplados a la pluralidad de primeros canales 110a-110c respectivamente. Las válvulas de control 124a-124c están acopladas a la pluralidad de primeros canales 110a-110c respectivamente. Las válvulas de control 124a-124c están dispuestas corriente abajo con respecto a la pluralidad de sensores 120a-120c respectivamente. Además, los sensores 120a-120c y las válvulas de control 124a-124d están acoplados de forma comunicativa a la unidad de control 122.

[0021] Durante la operación, cada uno de la pluralidad de sensores 120a-120c está configurado para medir una densidad de la corriente rica en hidrocarburos 130 en los correspondientes primeros canales 110a-110c. Además, los sensores 120a-120c están configurados para generar una pluralidad de señales 140a, 140b, 140c, respectivamente representativas de la densidad de la corriente rica en hidrocarburos 130. La unidad de control 122 está configurada para recibir las señales 140a-140c de la pluralidad de sensores 120a-120c y determinar una cantidad de contenido de agua en la corriente rica en hidrocarburos 130. Además, la unidad de control 122 está configurada para generar una pluralidad de señales 142a, 142b, 142c para regular selectivamente las válvulas de control 124a-124c respectivamente para permitir el flujo de la corriente rica en hidrocarburos 130 a través de los correspondientes primeros canales 110a-110c al primer separador de superficie 106. En una modalidad, la unidad de control 122 puede determinar la cantidad de contenido de agua en la corriente rica en hidrocarburos 130 comparando valores obtenidos de la pluralidad de señales 140a-140c con valores predefinidos almacenado en una tabla de consulta, base de datos, o similares. En una modalidad, si el valor obtenido es menor que el valor predefinido, la unidad de control 122 puede permitir el flujo continuo de la corriente rica en hidrocarburos 130 a través del primer canal 110a. En otra modalidad, si el valor obtenido es mayor que el valor predefinido, la unidad de control 122 puede controlar una presión de salida de la corriente rica en hidrocarburos 130 que fluye a través del primer canal 110a controlando la válvula de control 124a.

[0022] En una modalidad, si la cantidad de contenido de agua en la corriente rica en hidrocarburos 130 es mayor de 30 partes por millón (ppm), la unidad de control 122 está configurada para controlar la presión de salida de la corriente rica en hidrocarburos 130 que fluye a través del primer canal 110a controlando la válvula de control 124a con base en por lo menos una de las señales 140a-140c. Como resultado, el separador en el fondo del pozo dispuesto en el pozo con separador en el fondo del pozo 104a separa el contenido de agua del primer fluido de producción de manera eficiente. En dichas

XO
10

modalidades, los sensores 120a, 120b, y 120c, junto con las señales de control 142a, 142b, y 142c junto con la operación de las válvulas de control 124a, 124b, y 124c y la unidad de control 122 permiten que el separador correspondiente en el fondo del pozo disponga la corriente de agua que tiene un contenido residual de petróleo (hidrocarburos) menor de 30 ppm en la correspondiente zona de disposición de los pozos con separador en el fondo del pozo 104a, 104b, y 104c. En otra modalidad, si la cantidad de contenido de agua en la corriente rica en hidrocarburos 130 es menor o igual a 30 ppm, la unidad de control 122 puede permitir el flujo continuo de la corriente rica en hidrocarburos 130 a través del primer canal 110a.

[0023] El segundo tubo 116 está acoplado al primer separador de superficie 106, el segundo separador de superficie 108, y se extiende dentro del pozo con separación 104d. Además, el segundo tubo 116 se extiende en la proximidad de una zona de disposición (que no se muestra) situada en el pozo con separación 104d. El sensor 120d y la válvula de control 124d están acoplados al segundo tubo 116. La válvula de control 124d está dispuesta corriente abajo con respecto al sensor 120d. Además, el segundo separador de superficie 108 está dispuesto corriente abajo con respecto a la válvula de control 124d. El sensor 120d y la válvula de control 124d están acoplados de forma comunicativa a la unidad de control 122. En una modalidad, el segundo separador de superficie 108 es un filtro de coalescencia. En algunas modalidades, el segundo separador de superficie 108 puede ser un filtro de medios, un tubo de filtro, o similares.

[0024] Durante la operación, el segundo tubo 116 se usa para disponer la corriente rica en agua 136 del primer separador de superficie 106 en una zona de disposición situada en el pozo con separación 104d. El sensor 120d está configurado para medir la densidad de la corriente rica en agua 136 en el segundo tubo 116. Específicamente, el sensor 120d está configurado para generar una señal 140d representativa de la densidad de la corriente rica en agua 136. La unidad de control 122 está configurada para recibir la señal 140d del sensor 120d y determinar una cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136. Además, la unidad de control 122 está configurada para generar una señal 142d para regular la válvula de control 124d para permitir un flujo de la corriente rica en agua 136 a través del segundo tubo 116 al segundo separador de superficie 108. En una modalidad, la unidad de control 122 puede determinar la cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136 comparando un valor obtenido de la señal 140d con un valor predefinido almacenado en una tabla de consulta, base de datos, o similares. En una modalidad, si el valor obtenido es menor que el valor predefinido, la unidad de control 122 puede controlar la válvula de control 124d para dirigir la corriente rica en agua 136 a través de un canal de derivación 144, derivando el segundo separador de superficie 108 a la zona de disposición. En otra modalidad, si el valor obtenido es mayor que el valor predefinido, la unidad de control 122 puede detener la transferencia directa de la corriente rica en agua 136 a la zona de disposición, usando la válvula de control 124d y transferir

por lo menos una porción de la corriente rica en agua 136 del primer separador de superficie 106 al segundo separador de superficie 108.

[0025] En una modalidad, si la cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136 es mayor de 30 partes por millón (ppm), la unidad de control 122 puede detener la transferencia directa de la corriente rica en agua 136 a la zona de disposición, usando la válvula de control 124d. Además, la unidad de control 122 puede transferir por lo menos la porción de la corriente rica en agua 136 del primer separador de superficie 106 al segundo separador de superficie 108, usando la válvula de control 124d. El segundo separador de superficie 108 está configurado además para separar el contenido de petróleo 134a de la corriente rica en agua 136. El segundo separador de superficie 108 además está configurado para transferir una corriente rica en agua separada 136a a la zona de disposición y el contenido de petróleo separado 134a al primer separador de superficie 106 a través del tubo de corriente de petróleo 118. En otra modalidad, si la cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136 es menor o igual a 30 ppm, la unidad de control 122 puede controlar la válvula de control 124d para dirigir la corriente rica en agua 136 a través del canal de derivación 144, derivando el segundo separador de superficie 108 a la zona de disposición en pozo con separación 104d.

[0026] El colector de salida de gas 126 está acoplado a la sección superior del primer separador de superficie 106 y configurado para transferir la corriente gaseosa 138 a una instalación remota de almacenamiento o instalación de producción, o similares. El colector de salida de petróleo 128 está acoplado a la sección intermedia del primer separador de superficie 106 y está configurado para transferir el petróleo 134 a una instalación remota de almacenamiento o instalación de producción, o similares.

[0027] La FIG. 2 ilustra un diagrama esquemático de una porción del sistema 102 dispuesto en el pozo con separador en el fondo del pozo 104a de acuerdo con la modalidad ejemplar de la FIG. 1.

[0028] En una modalidad, el pozo con separador en el fondo del pozo 104a incluye una primera perforación 146 practicada desde la superficie 147 de la tierra. La primera perforación 146 se extiende hasta una profundidad predeterminada, por ejemplo, cerca de 2000 metros desde la superficie 147 para formar un segmento vertical 148. El pozo con separador en el fondo del pozo 104a también incluye un segmento lateral 150 el cual está acoplado al segmento vertical 148 a través de una unión de segmentos 152. El segmento lateral 150 está configurado para recibir un primer fluido de producción 154 desde una primera zona de producción 156. El pozo con separador en el fondo del pozo 104a además incluye una primera zona de disposición 158 situada por debajo de la primera zona de producción 156 y una zona de agua 160 situada por debajo de la superficie 147 de la tierra. En una modalidad, una porción de la primera perforación 146 en la proximidad de la unión de segmentos 152 incluye una pluralidad de perforaciones 164 para extraer el primer fluido de producción 154 de la primera zona de producción 156 dentro de la

primera perforación 146. En la modalidad que se ilustra, se fija cemento 166 a una superficie de la primera perforación 146.

[0029] El sistema 102 además incluye un separador en el fondo del pozo 168, una primera bomba 170, un primer tubo 172, y un sensor 120e. Cabe anotar aquí que, en la modalidad que se ilustra, el sensor 120a también se denomina "primer sensor" y el sensor 120e también se denomina "segundo sensor". El sistema 102 además incluye un empacador 174, una bomba de inyección 176, un motor 178, y un tubo de fluido motor 188.

[0030] El separador en el fondo del pozo 168 está dispuesto dentro de la primera perforación 146 y en la proximidad de la unión de segmentos 152. El separador en el fondo del pozo 168 es un separador giratorio como un separador centrífugo que incluye una pluralidad de elementos giratorios 184. El motor 178 está dispuesto dentro de la primera perforación 146 y acoplado al separador en el fondo del pozo 168 y la primera bomba 170 a través de un árbol 182. Específicamente, el motor 178 está acoplado a la pluralidad de elementos giratorios 184 dispuestos dentro de un revestimiento 186 del separador en el fondo del pozo 168. En una modalidad, el motor 178 es un motor eléctrico operado con electricidad suministrada a través de un cable (que no se muestra) desde la superficie 147 de la tierra. En algunas otras modalidades, el motor 178 puede ser un motor hidráulico. Un fluido hidráulico (es decir, agua) se suministra (no se muestra) desde la superficie 147 de la tierra al motor 178 a través de un tubo (que no se muestra). La bomba de inyección 176 está dispuesta dentro de la primera perforación 146 y acoplada a una entrada 180 del separador en el fondo del pozo 168. Específicamente, la bomba de inyección 176 está dispuesta en la proximidad de la pluralidad de perforaciones 164. La bomba de inyección 176 incluye una pluralidad de paletas fijas 190 situadas alrededor de la entrada 180 del separador en el fondo del pozo 168. El empacador 174 está dispuesto dentro de la primera perforación 146 y situado corriente arriba con respecto al separador en el fondo del pozo 168. El tubo de fluido motor 188 está dispuesto dentro de la primera perforación 146 y situado corriente abajo con respecto al empacador 174. El tubo de fluido motor 188 está acoplado al primer tubo 172 y a una entrada 192 de la bomba de inyección 176. El primer tubo 172 se inserta a través del empacador 174 hasta la primera zona de disposición 158.

[0031] La primera bomba 170 está dispuesta dentro de la primera perforación 146 y situada corriente abajo con respecto al separador en el fondo del pozo 168. La primera bomba 170 está acoplada al motor 178. Un separador de gas 206 está dispuesto entre el motor 178 y la primera bomba 170. El separador de gas 206 está configurado para separar el medio gaseoso 204 del primer fluido de producción 154 antes de alimentar con el primer fluido de producción 154 la primera bomba 170. Además, el primer separador de superficie 106 está directamente acoplado a la primera bomba 170 a través de una tubería de producción 194, el primer canal 110a, y el colector de entrada 114. En la modalidad que se ilustra, la tubería de producción 194 está situada dentro de la primera perforación 146. El primer canal 110a y el colector de entrada 114 están situados en la

superficie 147 de la tierra. El colector de salida de petróleo 128 está acoplado al primer separador de superficie 106 y a una instalación remota de almacenamiento como un tanque de petróleo 196. El primer sensor 120a y la válvula de control 124a están acoplados al primer canal 110a. Específicamente, el primer sensor 120a está dispuesto corriente arriba con respecto a la válvula de control 124a. El segundo sensor 120e está acoplado a una salida 198 del separador en el fondo del pozo 168. En ciertas modalidades, el segundo sensor 120e puede estar dispuesto en un tubo (que no se muestra en la FIG. 2) acoplado a la salida 198 del separador en el fondo del pozo 168. Dicho tubo se usa para alimentar con el primer fluido de producción 154 el separador de gas 206. En una modalidad, el segundo sensor 120e es un sensor de flujo. En algunas otras modalidades, el segundo sensor 120e puede ser un sensor de presión y similares. La unidad de control 122 también está comunicativamente acoplada al segundo sensor 120e, y el motor 178.

[0032] Durante la operación, el segmento vertical 148 recibe el primer fluido de producción 154 desde el segmento lateral 150. Específicamente, el segmento vertical 148 recibe el primer fluido de producción 154 desde la primera zona de producción 156 a través de la pluralidad de perforaciones 164. La bomba de inyección 176 dirige el primer fluido de producción 154 al separador en el fondo del pozo 168. Específicamente, la pluralidad de paletas fijas 190 está configurada para pre-revolver el primer fluido de producción 154 antes de alimentar el separador en el fondo del pozo 168. En otras palabras, la bomba de inyección 176 se puede usar para presurizar el primer fluido de producción 154 antes de introducirlo en el separador en el fondo del pozo 168 para mejorar eficiencia del sistema 102.

[0033] El separador en el fondo del pozo 168 está configurado para generar la corriente rica en hidrocarburos 130 y una corriente de agua 200 a partir del primer fluido de producción 154. Específicamente, el motor 178 está configurado para impulsar el separador en el fondo del pozo 168 para hacer girar la pluralidad de elementos giratorios 184 a una velocidad predeterminada para generar la corriente rica en hidrocarburos 130 y la corriente de agua 200 desde el primer fluido de producción 154. Durante la rotación del separador en el fondo del pozo 168, los hidrocarburos que tienen un peso molecular más bajo son separados del agua y otro material en partículas que tiene un peso molecular más alto en el primer fluido de producción 154. Además, el separador en el fondo del pozo 168 está configurado para descargar la corriente rica en hidrocarburos 130 a través de la salida 198 y la corriente de agua 200 a través de una salida 199 al primer tubo 172.

[0034] El primer tubo 172 se usa para disponer la corriente de agua 200 del separador en el fondo del pozo 168 en la primera zona de disposición 158. La tubería de fluido motor 188 se usa para transferir una porción de la corriente de agua 200 a la entrada 192 de la bomba de inyección 176 para crear presión de succión en la entrada 192 de la bomba de inyección 176. En una o más modalidades, la presión de succión en la entrada 192 ayuda

X#
14

a atraer el primer fluido de producción 154 hacia el interior de la bomba de inyección 176 desde la primera perforación 146.

[0035] El separador de gas 206 está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos separada 130 del separador en el fondo del pozo 168. En dichas modalidades, el separador de gas 206 está configurado para separar el medio gaseoso 204 de la corriente rica en hidrocarburos 130 antes de alimentar con la corriente rica en hidrocarburos 130 la primera bomba 170. Además, el separador de gas 206 está configurado para descargar el medio gaseoso 204 en una porción de la primera perforación 146 por encima de la primera bomba 170. La primera bomba 170 está configurada para recibir la corriente rica en hidrocarburos separada 130 del separador en el fondo del pozo 168 a través del separador de gas 206. En una modalidad, la primera bomba 170, el separador de gas 206, y el motor 178 se denominan colectivamente "sistema artificial de elevación". En dichas modalidades, el sistema artificial de elevación es una bomba eléctrica sumergible (BES). En algunas otras modalidades, la primera bomba 170 es una bomba de varilla. El motor 178 está configurado para impulsar la primera bomba 170 para transferir la corriente rica en hidrocarburos 130 al primer separador de superficie 106. En ciertas modalidades, una caja de cambios (que no se muestra) puede estar dispuesta entre el separador en el fondo del pozo 168 y la primera bomba 170 y configurada para variar la velocidad del árbol 182. El primer separador de superficie 106 está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos 130 directamente desde primera bomba 170 y generar el petróleo 134 y la corriente rica en agua 136 desde la corriente rica en hidrocarburos 130. El petróleo 134 es transferido al tanque de petróleo 196 a través del colector de salida de petróleo 128. La corriente rica en agua 136 está dispuesto en una segunda zona de disposición de la cabeza del pozo a través del segundo tubo 116. Un colector de gas 202 está dispuesto en la superficie 147 de la tierra y acoplado a una cabeza de pozo 210 de la primera perforación 146. El colector de gas 202 se usa para descargar un medio gaseoso 204 recolectado dentro de la primera perforación 146 a a la instalación de almacenamiento de descarga, un compresor, o similares.

[0036] El segundo sensor 120e está configurado para medir una velocidad de flujo de la corriente rica en hidrocarburos 130. El segundo sensor 120e está configurado para generar una segunda señal 140e representativa de la velocidad de flujo de la corriente rica en hidrocarburos 130. La unidad de control 122 está configurada para recibir por lo menos una de entre la primera señal 140a y la segunda señal 140e del primer sensor 120a y el segundo sensor 120e respectivamente. Como se dijo antes, en una modalidad, la unidad de control 122 está configurada para generar la señal 142a para regular la válvula de control 124a para controlar una presión de salida de la corriente rica en hidrocarburos 130 que fluye a través del primer canal 110a al primer separador de superficie 106. En algunas otras modalidades, la unidad de control 122 está configurada para generar una señal 142e y transmitir la señal 142e al motor 178 para controlar una

velocidad del motor 178 con base en por lo menos una de entre la primera señal 140a y la segunda señal 140e. En una o más modalidades, la unidad de control 122 puede determinar la cantidad de contenido de agua en la corriente rica en hidrocarburos 130 comparando los valores obtenidos con la primera señal 140a y la segunda señal 140e con valores predefinidos almacenados en una tabla de consulta, base de datos, o similares.

[0037] Como ya se dijo, en las modalidades de las FIGS. 1 y 3, la pluralidad de válvulas de control 124a-124d puede incluir válvulas estranguladoras hidráulicas o válvulas reguladoras electrónicas. La unidad de control 122 puede ser un dispositivo basado en un procesador. En algunas modalidades, la unidad de control 122 puede incluir un controlador de proporcional integral derivada (PID), el cual puede estar integrado dentro de cada una de las válvulas de control 124a-124d. En algunas otras modalidades, la unidad de control 122 puede ser un procesador de propósito general o un sistema empujado. La unidad de control 122 puede ser operada a través de un dispositivo de entrada o una interface programable como un teclado o un panel de control. Un módulo de memoria de la unidad de control 122 puede ser una memoria de acceso aleatorio (RAM), memoria de solo lectura (ROM), memoria flash, u otro tipo de memoria legible para el computador accesible por la unidad de control 122. El módulo de memoria de la unidad de control 122 puede estar codificado con un programa para controlar la pluralidad de válvulas de control 124a-124d con base en diversas condiciones en las cuales cada una de la pluralidad de válvulas de control 124a-124d se define para que sea operable.

[0038] La FIG. 3 es un diagrama esquemático de otra porción del sistema 102 dispuesto en el pozo con separador en el fondo del pozo 104b-104d de acuerdo con las modalidades ejemplares de las FIGS. 1 y 2.

[0039] El pozo con separador en el fondo del pozo 104b incluye una primera perforación 146a que tiene un segmento vertical 148a y un segmento lateral 150a acoplado al segmento vertical 148a a través de una unión de segmentos 152a. El segmento lateral 150a se usa para transferir un primer fluido de producción 154a desde una primera zona de producción 156a al segmento vertical 148a a través de una pluralidad de perforaciones (que no se muestran) formadas en por lo menos uno de entre los segmentos laterales 150a en la proximidad de la unión de segmentos 152a. En la modalidad que se ilustra, el pozo con separador en el fondo del pozo 104b además incluye una primera zona de disposición 158a situada por encima de la primera zona de producción 156a. Se fija cemento 166 a una superficie de la primera perforación 146a.

[0040] En la modalidad que se ilustra, la porción del sistema 102 además incluye un separador en el fondo del pozo 168a, una primera bomba 170a, un primer canal 110b, un primer tubo 172a, un primer sensor 120b, un segundo sensor 120f, una válvula de control 124b, y un empacador 174a.

[0041] El primer separador de superficie 106 está acoplado a la primera bomba 170a a través del separador en el fondo del pozo 168a. El separador en el fondo del pozo 168a está acoplado al primer separador de superficie 106 a través de una tubería de

producción 194a, el primer canal 110b, y el colector de entrada 114. En dichas modalidades, el separador en el fondo del pozo 168a está dispuesto corriente abajo con respecto a la primera bomba 170a. En la modalidad que se ilustra, un motor 178a está dispuesto dentro de la primera perforación 146a y configurado para impulsar tanto la primera bomba 170a como el separador en el fondo del pozo 168a a través de un árbol 182a. En una modalidad, el separador en el fondo del pozo 168a es un separador giratorio como un separador centrífugo. Un separador de gas 206a está dispuesto entre el motor 178a y la primera bomba 170a y configurado para separar el medio gaseoso 204a del primer fluido de producción 154a antes de alimentar con el primer fluido de producción 154a la primera bomba 170a. El empacador 174a está dispuesto dentro de la primera perforación 146a y situado corriente abajo con respecto al separador en el fondo del pozo 168a. El primer tubo 172a se inserta a través del empacador 174a y está acoplado al separador en el fondo del pozo 168a. Un tubo de gas 208 también está insertado a través del empacador 174a y dispuesto alrededor del separador en el fondo del pozo 168a. El primer sensor 120b y la válvula de control 124b están acoplados al primer canal 110b. El segundo sensor 120f está acoplado a una salida (que no está marcada) del separador en el fondo del pozo 168a. En ciertas modalidades, el segundo sensor 120f puede estar dispuesto en un tubo (que no se muestra en la FIG. 3) acoplado a una salida del separador en el fondo del pozo 168a. ese tubo se usa para alimentar con la corriente rica en hidrocarburos 130a el primer separador de superficie 106. En una modalidad, el segundo sensor 120f es un sensor de flujo. En algunas otras modalidades, el segundo sensor 120f puede ser un sensor de presión y similares. La unidad de control 122 está comunicativamente acoplada al primer sensor 120b, el segundo sensor 120f, la válvula de control 124b, y el motor 178a.

[0042] Durante la operación, la primera perforación 146a recibe el primer fluido de producción 154a desde la primera zona de producción 156a. En dichas modalidades, el primer fluido de producción 154a ingresa en el separador de gas 206a. El separador de gas 206a está configurado para separar el medio gaseoso 204a del primer fluido de producción 154a antes de alimentar con el primer fluido de producción 154a la primera bomba 170a. Además, el separador de gas 206a está configurado para descargar el medio gaseoso 204a alrededor del separador en el fondo del pozo 168a. El motor 178a está configurado para impulsar la primera bomba 170a para así transferir el primer fluido de producción 154a al separador en el fondo del pozo 168a. El motor 178a además está configurado para impulsar el separador en el fondo del pozo 168a a través del árbol 182a. En ciertas modalidades, una caja de cambios (que no se muestra) puede estar dispuesta entre el separador en el fondo del pozo 168a y la primera bomba 170a y configurada para variar la velocidad del árbol 182a. El separador en el fondo del pozo 168a está configurado para generar una corriente rica en hidrocarburos 130a y una corriente de agua 200a a partir del primer fluido de producción 154a. El primer separador de superficie 106 está configurado para recibir la corriente rica en hidrocarburos 130a desde el

separador en el fondo del pozo 168a y generar petróleo 134 y una corriente rica en agua (que no se muestra en la FIG.3). El colector de salida de petróleo 128 está configurado para transferir el petróleo 134 del primer separador de superficie 106 al tanque de petróleo 196.

[0043] Un colector de gas 202a está dispuesto en una superficie de la tierra y acoplado al tubo de gas 208 a través de una cabeza de pozo 210a. El colector de gas 202a se usa para descargar el medio gaseoso 204a recolectado dentro de la primera perforación 146a y alrededor del separador en el fondo del pozo 168a a una instalación de almacenamiento y descarga, un compresor, o similares. El primer tubo 172a se usa para disponer la corriente de agua 200a del separador en el fondo del pozo 168a a la primera zona de disposición 158a a través de una pluralidad de perforaciones 212 formadas en la primera perforación 146a. En dichas modalidades, la primera zona de disposición 158a está situada por encima de la primera zona de producción 156a.

[0044] El primer sensor 120b está configurado para medir la densidad de la corriente rica en hidrocarburos 130a en el primer canal 110b. El segundo sensor 120f está configurado para medir una velocidad de flujo de la corriente rica en hidrocarburos 130a. El primer sensor 120b está configurado para generar una primera señal 140b representativa de la densidad de la corriente rica en hidrocarburos 130a. El segundo sensor 120f está configurado para generar una segunda señal 140f representativa de la velocidad de flujo de la corriente rica en hidrocarburos 130a. La unidad de control 122 está configurada para recibir por lo menos una de entre la primera señal 140b y la segunda señal 140f del primer sensor 120b y el segundo sensor 120f respectivamente. En una modalidad, la unidad de control 122 está configurada para generar la señal 142b para regular la válvula de control 124b para controlar una presión de salida de la corriente rica en hidrocarburos 130a que fluye a través del primer canal 110b al primer separador de superficie 106. En algunas otras modalidades, la unidad de control 122 está configurada para generar una señal 142f para controlar una velocidad del motor 178a. En una o más modalidades, la unidad de control 122 está configurada para determinar la cantidad de contenido de agua en la corriente rica en hidrocarburos 130a comparando el valor obtenido de la primera señal 140b y la segunda señal 140f con valores predefinidos almacenados en una tabla de consulta, base de datos, o similares.

[0045] La FIG. 4 es un diagrama esquemático de todavía otra porción del sistema 102 dispuesto en el pozo con separación 104d de acuerdo con las modalidades ejemplares de las FIGS. 1 y 2.

[0046] El pozo con separación 104d incluye una segunda perforación 146b practicada desde la superficie 147 de la tierra. La segunda perforación 146b se extiende hasta una profundidad predeterminada desde la superficie 147 para formar un segmento vertical 148b. El pozo con separación 104d además incluye un segmento lateral 150b el cual está acoplado al segmento vertical 148b a través de una unión de segmentos 152b. El segmento lateral 150b se usa para recibir un segundo fluido de producción 154b desde

una segunda zona de producción 156b. El pozo con separación 104d además incluye una segunda zona de disposición 158b situada por encima de la segunda zona de producción 156b. Adicionalmente, el pozo con separación incluye una zona de agua 160 situada por debajo de la superficie 147 de la tierra y por encima de la segunda zona de disposición 158b. La segunda perforación 146b incluye una pluralidad de perforaciones 164a en la proximidad de la unión de segmentos 152b para extraer el segundo fluido de producción 154b de la segunda zona de producción 156b hacia el interior de la segunda perforación 146b.

[0047] El sistema 102 además incluye una segunda bomba 170b, un empacador 174b, y un tubo de gas 208a. La segunda perforación 146b incluye una pluralidad de perforaciones 212b para disponer una corriente rica en agua 136 dentro de la segunda zona de disposición 158b.

[0048] El primer separador de superficie 106 está directamente acoplado a la segunda bomba 170b, la cual está dispuesta dentro de la segunda perforación 146b. En una modalidad, la segunda bomba 170b es una bomba eléctrica sumergible. En dichas modalidades, la segunda bomba 170b puede incluir un separador de gas (que no se muestra) configurado para separar un medio gaseoso 204b del segundo fluido de producción 154b y descargar el medio gaseoso 204b por debajo del empacador 174b en la segunda perforación 146b. En algunas otras modalidades, la segunda bomba 170b puede ser una bomba de varilla o similares. El pozo con separación 104d no incluye un separador en el fondo del pozo. El empacador 174b está dispuesto dentro de la segunda perforación 146b y situado corriente abajo con respecto a la segunda bomba 170b. El empacador 174b se usa para impedir la mezcla de la corriente rica en agua 136 con el segundo fluido de producción 154b.

[0049] La tubería de producción 194b se inserta a través del empacador 174a y se acopla a la segunda bomba 170b y el segundo canal 112. Además, el tubo de gas 208a también se inserta a través del empacador 174b de tal manera que un extremo del tubo de gas 208a está dispuesto por debajo del empacador 174b. Un colector de gas 202b está dispuesto en la superficie 147 de la tierra y acoplado a otro extremo del tubo de gas 208a a través de una cabeza de pozo 210b. El colector de gas 202b está configurado para descargar un medio gaseoso 204b recolectado dentro de la segunda perforación 146b a la instalación de almacenamiento de descarga, un compresor, o similares.

[0050] Durante la operación, la segunda perforación 146b recibe el segundo fluido de producción 154b desde la segunda zona de producción 156b. En dichas modalidades, un motor (que no se muestra) se usa para impulsar la segunda bomba 170b para así transferir el segundo fluido de producción 154b al primer separador de superficie 106. El primer separador de superficie 106 está configurado para generar petróleo 134 y una corriente rica en agua 136 desde el segundo fluido de producción 154b y la corriente rica en hidrocarburos.

19

[0051] Como se dijo antes, la unidad de control 122 está configurada para recibir una señal 140d representativa de la densidad de la corriente rica en agua 136 del sensor 120d y determinar una cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136. Además, la unidad de control 122 está configurada para generar una señal 142d para regular la válvula de control 124d para permitir un flujo de la corriente rica en agua 136 a través del segundo tubo 116 al segundo separador de superficie 108. En una modalidad, la unidad de control 122 puede determinar la cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136 comparando un valor obtenido de la señal 140d con un valor predefinido almacenado en una tabla de consulta, base de datos, o similares.

[0052] En una modalidad, si la cantidad de contenido de petróleo en la corriente rica en agua 136 está por debajo de un límite predefinido, la unidad de control 122 puede derivar la corriente rica en agua 136 a través de un canal de derivación 144 derivando el segundo separador de superficie. En ese ejemplo, el primer separador de superficie 106 está configurado para transferir directamente la corriente rica en agua 136 a la segunda zona de disposición 158b.

[0053] De acuerdo con una o más modalidades que aquí se discuten, un sistema y método ejemplar revela disponer agua producida desde una pluralidad de pozos de una plataforma de producción en una partición de pozo. De aquí que se evite la necesidad de tener líneas de recolección, equipos de bombeo o camiones separados para transferir el agua producida desde los sitios de producción. El uso del primero y el segundo separadores de superficie para la separación y disposición adicional de la corriente rica en agua facilita que el separador subyacente en el fondo del pozo en por lo menos un pozo opere con eficiencia razonable.

[0054] Aunque se han ilustrado y se describen aquí solo ciertas características de las modalidades, a la persona medianamente versada en la materia técnica correspondiente se le pueden ocurrir numerosas modificaciones y cambios. Por tanto, debe entenderse que las modalidades que se anexan tienen por objeto cubrir todas aquellas modificaciones y cambios que caigan dentro del espíritu de la invención.