

APARATO DE MUESTREO DE DENSIDAD DE DOBLE COMPONENTE

CAMPO DE LA INVENCION

[0001] La presente invención está relacionada generalmente con la producción de pozos de petróleo, y más específicamente a un sistema que separa los componentes de petróleo y agua, determina las densidades de los componentes bajo las condiciones de producción del pozo de petróleo y determina la salida neta de petróleo utilizando aquellas densidades de los componentes.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0002] Hay muchas razones por las cuales los operadores de los pozos petroleros quieren conocer la cantidad de petróleo y la cantidad de agua que se extrae del depósito por el pozo. El fluido extraído de manera típica es una mezcla de petróleo, agua y gas arrastrada. El gas en el fluido puede ser removido por un separador de gas como es bien conocido en la industria. Determinar con precisión las cantidades de petróleo y agua en la mezcla de fluidos se dificulta más.

[0003] Es conocido medir la cantidad del fluido producido por el pozo, así como la presión y la temperatura del fluido, para calcular en tiempo real las cantidades relativas de agua y de petróleo que son producidas. De esta forma, utilizando métodos bien conocidos en el arte para ajustar las diferencias de temperatura y presión, uno puede determinar las cantidades de petróleo y agua

Referencia No. 12893-PCT

producidas a una temperatura y presión estándar. Para ello, sin embargo, se requiere que las densidades de cada componente, a una presión y temperatura conocidas, sean valores conocidos.

[0004] Un método para la determinación de las densidades de los componentes es remover una muestra del fluido de producción y enviar la muestra para tener las densidades de petróleo y agua determinadas en un entorno de laboratorio. El análisis de laboratorio es efectuado usualmente a temperatura y presión estándar. Tal remoción presenta varios problemas. Las diferencias significativas en las presiones y la temperatura de las condiciones de producción pueden causar que las densidades medidas se desvíen tan lejos de las densidades de producción que los cálculos que compensan los cambios de temperatura y presión se vuelven menos precisos. También, las condiciones dentro del ambiente subterráneo pueden cambiar con el tiempo. Por ejemplo, el depósito de fluido puede tratarse con vapor o productos químicos o el flujo dentro del depósito puede cambiar de un segmento del depósito a otro resultando en un cambio potencial de la densidad de uno o ambos componentes. Tomar una muestra y enviarla a un laboratorio en una base lo suficientemente frecuente para detectar y contabilizar tales cambios es lo suficientemente onerosa para que no se haga normalmente.

[0005] El uso de un medidor de coriolis en el flujo de producción, que mida la densidad del fluido que pasa a través de él como parte de su funcionamiento normal, para determinar las densidades de los componentes individuales podría resolver estos problemas. Sin embargo, algunos esfuerzos anteriores para hacer esto han implicado interrumpir el funcionamiento de la bomba en lapsos de tiempo significativos para permitir que el fluido se separe en componentes dentro de la tubería de producción y, de este modo, se reduce la

Referencia No. 12893-PCT

salida del total del fluido del pozo. El aparato de la presente invención supera estas limitaciones.

[0006] Por lo tanto, sería deseable disponer de un aparato que pudiera suministrar el muestreo de las densidades de los componentes y que fuera construido para ser a la vez confiable y de larga duración y que superara muchas de las desventajas y limitaciones del arte anterior discutido más arriba. Adicionalmente, sería deseable que el aparato requiriera poco o ningún mantenimiento por parte del usuario durante toda su vida operativa. Con el fin de ampliar el atractivo del Mercado del aparato de la presente divulgación, esta también debe ser de construcción barata para permitir así al aparato el mercado más amplio posible.

[0007] Las incorporaciones de la presente invención suministran un aparato de muestreo de densidad de los componentes. Estas y otras ventajas de la invención, así como las características inventivas adicionales, serán evidentes a partir de la descripción de la invención suministrada en el presente documento.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0008] Se divulga un aparato de muestreo de densidad de dos componentes estructurado para determinar una densidad del componente de agua y una densidad de un componente de petróleo de una mezcla de fluido de petróleo y de agua. La mezcla de fluidos de petróleo y de agua es extraída de un pozo de petróleo. La determinación de la densidad de los componentes de agua y de petróleo es obtenida mientras se mantiene el aparato de muestreo de densidad de doble componente en una condición de producción. En otras

Referencia No. 12893-PCT

palabras, la temperatura y la presión del fluido que es extraído se mantiene cuando se encuentra en el aparato.

[0009] El aparato de muestreo de densidad de dos componentes incluye una válvula de tres vías, un colector de doble entrada, un aparato de tanque de segregación y un medidor de coriólis. El colector de doble entrada está acoplado al primer puerto de salida de una válvula de tres vías.

[0010] En una incorporación particular, la válvula de tres vías está acoplada al pozo de petróleo por medio de una tubería apropiada, la cual puede incluir un aparato separador de gas, durante el flujo de producción del fluido desde el pozo de petróleo. La válvula de tres vías incluye un primer puerto de salida y un segundo puerto de salida.

[0011] El aparato de tanque de segregación está configurado para separar un componente de agua y un componente de petróleo de la mezcla de fluido que se extrae del pozo de petróleo. El aparato de tanque de segregación incluye un tanque de entrada y un tanque de salida. Un extremo de entrada del tanque de entrada está acoplado al segundo puerto de salida de la válvula de tres vías con un extremo de salida del tanque de entrada acoplado a un extremo de entrada del tanque de salida. El extremo de salida del tanque de salida está acoplado al colector de doble entrada. El tanque de entrada y el tanque de salida del aparato de tanque de segregación puede estar estructurado con diferentes volúmenes. En una incorporación preferida, el tanque de entrada tiene un volumen más grande que el tanque de salida.

[0012] El medidor de coriólis puede acoplarse al colector de doble entrada y recibe fluido, según se determina por el ajuste de la válvula de tres vías, desde el primer puerto de salida de la válvula de tres vías o desde el aparato de

Referencia No. 12893-PCT

tanque de segregación. El medidor de coriólis mide selectivamente una densidad de la mezcla de fluidos, la densidad del componente de petróleo, y la densidad del agua cada uno de los cuales pasa selectivamente a través del medidor de coriólis.

[0013] En una incorporación a manera de ejemplo, el aparato de muestreo de densidad de dos componentes incluye una trampa de agua dispuesta entre el colector de doble entrada y el extremo de salida del tanque de salida. La trampa de agua está estructurada para prevenir que el agua de la mezcla de fluido fluya desde el colector de doble entrada al medidor de coriólis de desplazamiento de petróleo en el tanque de salida.

[0014] En otra incorporación, el aparato de muestreo de densidad de dos componentes, incluye un aparato de control de temperatura acoplado a al menos el aparato de tanque de segregación. El aparato de control de temperatura está estructurado para igualar la temperatura de la mezcla de fluido, el componente de petróleo y el componente de agua en el aparato de tanque de segregación con la temperatura de mezcla de fluido desde el pozo para que la temperatura de los componentes del fluido desde el aparato de tanque de segregación permanecen en un equilibrio térmico con el tubo del medidor de coriólis.

[0015] Pueden incluirse varias disposiciones diferentes para el aparato de control de temperatura en el aparato de muestreo de densidad de doble componente. En una incorporación, se utiliza un sistema de aislamiento térmico cuyo sistema de aislamiento térmico rodea cada una de las paredes exteriores del tanque de entrada y el tanque de salida del aparato de tanque de segregación. En otra incorporación, el sistema de aislamiento térmico está

Referencia No. 12893-PCT

integrado a las paredes de los tanques de entrada y salida del aparato del tanque de segregación.

[0016] En otra incorporación, el aparato de control de temperatura incluye un sistema de tubería de fluido de producción dispuesto dentro de al menos uno el tanque de entrada y el tanque de salida. La tubería de fluido de producción recibe y dirige la misma mezcla de fluido desde el pozo de petróleo a través del aparato de tanque de segregación.

[0017] En otra incorporación, el aparato del control de temperatura incluye un sistema de tubería de fluido de producción coaxial dispuesto alrededor de al menos un tanque de entrada y el tanque de salida del aparato de tanque de segregación.

[0018] En otra incorporación, el aparato de control de temperatura incluye un sistema de calentador por resistencia que incluye un elemento de calentamiento por resistencia y un sensor de temperatura. En al menos uno de los tanques del aparato de tanque de segregación, y en algunas instancias ambos tanques, incluyen un sistema de calentador por resistencia dispuesto en el interior del tanque para calentar el fluido a la temperatura medida por el medidor de coriólis.

[0019] También se describe un método para determinar una cantidad neta de petróleo de una mezcla de fluido de petróleo y agua de la operación de un pozo de petróleo bajo condiciones de producción. Se divulga un aparato de muestreo de densidad de dos componentes, que incluye una válvula de tres vías, un colector de doble entrada, un aparato de tanque de segregación y un medidor de coriólis estructurado para determinar la cantidad neta de petróleo

Referencia No. 12893-PCT

de la mezcla del fluido del pozo de petróleo. El aparato del tanque de segregación incluye un tanque de entrada y un tanque de salida.

[0020] El método puede incluir además el acoplamiento del dispositivo de muestreo de densidad de doble componente al pozo de petróleo con una mezcla de fluido de petróleo y agua desde el pozo de petróleo que fluye hacia la válvula de tres vías. La mezcla de fluido de petróleo y agua desde el pozo de petróleo se encauza desde la válvula de tres vías hacia el aparato de tanque de segregación para llenar el aparato de tanque de segregación con la mezcla de fluido. Ambos tanques del aparato de tanque de segregación son llenados con la mezcla de fluido. La mezcla de fluido de petróleo y agua desde la válvula de tres vías se encauza al medidor de coriolis a través de un colector de doble entrada. El encauzamiento de la mezcla de fluido desde el pozo de petróleo está controlado por la válvula de tres vías, ya sea al aparato de tanque de segregación o al medidor de coriolis de acuerdo con lo determinado por el usuario del aparato de muestreo de densidad de doble componente.

[0021] Las incorporaciones del método permiten un tiempo suficiente para que la mezcla de petróleo y agua en ambos el tanque de entrada y el tanque de salida se separen en un componente de petróleo y un componente de agua tanto en el tanque de entrada como en el tanque de salida. La separación del componente de petróleo y el componente de agua es el resultado de los efectos de la gravedad sobre las diferentes densidades de los dos componentes inmiscibles.

[0022] El método divulgado también puede incluir el encaminar la mezcla de fluidos de petróleo y agua desde el pozo de petróleo en el tanque de entrada del aparato de tanque de segregación en donde el componente de petróleo separado en el tanque de entrada empuja al componente de agua desde el

Referencia No. 12893-PCT

tanque de entrada hacia el tanque de salida del aparato del tanque de segregación a través de un conector entre tanques. El componente de agua desde el tanque de entrada y el componente de agua desde el tanque de salida combinados para empujar al componente de petróleo en el tanque de salida hacia el medidor de coriólis a través del colector de doble entrada.

[0023] En ciertas incorporaciones de la invención, el medidor de coriólis mide la densidad del componente de petróleo empujado fuera del tanque de salida por la fuerza del fluido que se mueve a través del conector entre tanques.

[0024] En una incorporación en particular, el método anteriormente mencionado continua haciendo pasar la mezcla de fluido de petróleo y agua desde el pozo de petróleo al interior del tanque de entrada del aparato de tanque de segregación en donde el componente de petróleo separado en el tanque de entrada empuja el componente de agua desde el tanque de entrada en el tanque de salida del aparato de segregación a través del conector entre tanques, con el componente de agua desde el tanque de entrada y el componente de agua desde el tanque de salida que se combinan para fluir desde el tanque de salida hacia el medidor de coriólis a través del colector de doble entrada. El medidor de coriólis mide entonces, antes de que el componente de petróleo o la mezcla de fluidos del tanque de entrada pueda mezclarse con los componentes de agua que salen del tanque de salida, la densidad de los componentes de agua que fluyen a través del medidor de coriólis.

[0025] En una incorporación adicional, el método continúa encauzando el flujo de fluido desde la válvula de tres vías hacia el medidor de coriólis hacia el medidor a través del colector de doble entrada y mide, en el medidor de

Referencia No. 12893-PCT

coriolis, la densidad de la mezcla de fluidos y la tasa de flujo de masa de la mezcla de fluidos. Las incorporaciones del método utilizan entonces los valores medidos de la densidad del componente de agua, la densidad del componente de petróleo desde el tanque de salida, la densidad de la mezcla de fluido, y la tasa del flujo de masa de la mezcla de fluido para calcular el petróleo neto que fluye en la mezcla de fluidos.

[0026] El aparato de la presente invención es de una construcción que es a la vez, confiable y de larga duración, y que requiere o un pequeño o ningún mantenimiento que se suministre por el usuario a través de su vida operativa. En algunas incorporaciones, el aparato de la presente invención es de una construcción que es a la vez confiable y de larga duración.

[0027] Otros aspectos, objetivos y ventajas de la invención se harán más evidentes a partir de la siguiente descripción detallada cuando se toma en conjunto con los dibujos adjuntos.

DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

[0028] Los dibujos adjuntos que se incorporan y que forman parte de la memoria descriptiva ilustran varios aspectos de la presente invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios. En los dibujos:

[0029] La FIG. 1 es una ilustración esquemática de un aparato de muestreo de densidad de componentes dual que representa un flujo de mezcla fluida de petróleo y agua de un pozo de petróleo bajo condiciones de producción de pozos con el aparato de muestreo de densidad de componentes dual que llena un aparato de tanque de segregación, que comprende un tanque de entrada y un tanque de salida, con una mezcla de petróleo y agua, de conformidad con una incorporación de la invención;

[0030] La FIG. 2. es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de componentes dual de la FIG. 1 que representa una separación de petróleo y agua en el aparato de tanque de segregación después de que una válvula de tres vías cierre el flujo de fluido desde el pozo de petróleo al aparato de tanque de segregación;

[0031] La FIG. 3 es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de componentes dual de la FIG. 1 que representa el flujo de fluido desde la válvula de tres vías hacia el aparato de tanque de segregación con la mezcla de petróleo y agua en un tanque de entrada del aparato de tanque de segregación que empuje el petróleo segregado afuera a un tanque de salida del aparato de tanque de segregación a través de un medidor de coriólis;

[0032] La FIG. 4 es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de componentes dual de la FIG. 1 que muestra el flujo de fluido

Referencia No. 12893-PCT

desde la válvula de tres vías hacia el aparato de tanque de segregación con la mezcla de petróleo y agua en un tanque de entrada del aparato del tanque de segregación que empuja el agua segregada afuera de un tanque de salida del aparato del tanque de segregación a través del medidor de coriólis antes de que el petróleo del tanque de entrada entre en el tanque de salida;

[0033] La FIG. 5 es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de componentes dual de la FIG. 1 que muestra el aparato de tanque de segregación con el tanque de entrada que define un volumen diferente al volumen del tanque de salida;

[0034] La FIG. 6 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación de la FIG. 5 que ilustra un tipo de aislamiento térmico del aparato de control de la temperatura;

[0035] La FIG. 7 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación de la FIG. 5 que ilustra un tipo de fluido de producción de tuberías internas de un aparato de control de temperatura;

[0036] La FIG. 8 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación de la FIG. 5 que ilustra un tipo coaxial de tubería de fluido de producción de un aparato de control de temperatura; y

[0037] La FIG. 9 es una vista en sección transversal del aparato del tanque de segregación de la FIG. 5 que ilustra un aparato de control de temperatura que comprende un elemento de calentamiento de resistencia y un sensor de temperatura.

DESCRIPCION DETALLADA DE LAS INCORPORACIONES

A MANERA DE EJEMPLO

[0038] En referencia a las FIGS. 1-9, se describe un aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 estructurado para determinar al menos uno de una densidad de un componente de agua 106 y una densidad de un componente de petróleo 104 de una mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua extraída de un pozo. El pozo es típicamente un pozo de petróleo. El aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 determina la densidad del componente de agua 106 y el componente de petróleo 104 de la mezcla de fluidos 105 mientras que se mantiene el aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 en una condición de producción. La mezcla de fluidos 105 que viene del pozo, más en particular de un aparato separador de gas (que no se muestra) a una temperatura y presión en particular, que se mantiene en el aparato de muestreo de densidad de doble componente 100, para obtener un valor preciso del petróleo neto extraído del pozo de petróleo.

[0039] El aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 separa el petróleo y el agua bajo condiciones de producción y fluye los fluidos segregados a través de un dispositivo de medición de densidad, tal como un medidor de coriolis 150. Se prevé que pueden utilizarse otros tipos de dispositivos de medición de la densidad en el ámbito de la presente invención. Sin embargo, en aras de la simplicidad, un medidor de coriolis es utilizado en las incorporaciones de la invención descrita en el presente. El medidor de coriolis 150 está estructurado para medir el petróleo neto en la salida del pozo de petróleo. El medidor de coriolis 150 determina al menos una de las densidades del componente de petróleo 104 y el componente de agua 106, separadamente bajo condiciones de proceso y mantiene esos valores, corregidos para temperatura y presión, en densidades de referencia almacenadas en el medidor de coriolis 150. La frecuencia de este proceso de

Referencia No. 12893-PCT

determinación bien sea para determinar al menos una de la densidad del componente de petróleo 104 y la densidad del componente de agua 106 está basada en la densidad del componente que está sujeta a los cambios y en la rapidez con que ésta está cambiando.

[0040] Como se ilustra en las FIGS. 1-4, El aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 está estructurado con una válvula de tres vías 110, un colector de doble entrada 120, un aparato de tanque de segregación 122, y un medidor de coriólis 150. Los sistemas de tubería apropiados interconectan los diversos componentes como se describirá a continuación. El aparato y método para determinar una cantidad neta de petróleo de una mezcla de fluido 105 de petróleo y agua de un pozo de petróleo en operación bajo condiciones de producción, incluye un aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 que incluye una válvula de tres vías 110. El aparato incluye un colector de doble entrada 120 acoplado a la válvula de tres vías 110. La válvula de tres vías 110 también está acoplada a un aparato de tanque de segregación 122 con sistemas de tubería que enrutan el fluido a un medidor de coriólis 150.

[0041] En referencia a la FIG. 1, la figura ilustra el diagrama esquemático de una realización ejemplar del aparato de muestreo de densidad de doble componente 100. El flujo de mezcla de fluido 102 del pozo de petróleo o el separador de gas 108 acoplado a un pozo de petróleo fluye en la válvula de tres vías 110. La válvula de tres vías incluye un puerto de entrada 116, un primer puerto de salida 112 y un segundo puerto de salida 114. El segundo puerto de salida 114 está acoplado a una entrada de tanque 124 del aparato de tanque de segregación 122. El primer puerto de salida 112 de la válvula de tres vías 110 está acoplada, en una comunicación fluida, con el colector de doble entrada 120. La válvula de tres vías 110 operada bien sea de manera

Referencia No. 12893-PCT

manual o automática mediante conexiones remotas, enruta el flujo de mezcla de fluido 102 desde el pozo a bien sea el aparato de tanque de segregación 122 o el medidor de coriólis 150.

[0042] El aparato de tanque de segregación 122 funciona para separar el componente de agua 106 y el componente de petróleo 104 de la mezcla de fluido 105 que entra en el aparato de tanque de segregación 122. El tanque de entrada 124 incluye un extremo de entrada 128 que está acoplado al segundo puerto de salida 114. Un extremo de salida 126 del tanque de entrada 124 está acoplado a un extremo de entrada 132 de un tanque de salida 130 del aparato de tanque de segregación 122. El extremo de entrada 132 del tanque de salida 130 puede contener uno o más deflectores 160 para reducir la velocidad de cualquier flujo de fluido en el tanque de segregación y prevenir la mezcla de los componentes de petróleo y agua segregados. Un extremo de salida 134 del tanque de salida 130 está acoplado al colector de doble entrada 120.

[0043] El volumen del tanque de entrada 124 puede ser diferente del volumen del tanque de salida 130. La diferencia volumétrica entre el tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130 se explicará a continuación en referencia a las FIGS. 1-4. En las incorporaciones específicas de las FIGS. 1-4, el volumen del tanque de entrada 124 es más grande que el volumen del tanque de salida 130. Sin embargo, la relación de los volúmenes del tanque de entrada y salida pueden diferir en incorporaciones alternativas de la invención.

[0044] Aún haciendo referencia a la FIG. 1, el fluido en el aparato del tanque de segregación 122 fluye desde el extremo de salida 134 del tanque de salida 130 a través de una trampa de agua 136 en el colector de doble entrada 120. La trampa de agua 136 está estructurada para prevenir que el agua de la

Referencia No. 12893-PCT

mezcla de fluidos 105 fluya desde el colector de doble entrada 120 al medidor de coriólis 150 del desplazamiento del petróleo segregado en el tanque de salida 130.

[0045] El fluido que se mueve a través del colector de doble entrada 120 desde bien sea la válvula de tres vías 110 o el aparato de tanque de segregación 122 se mueve desde el colector de doble entrada 120 al medidor de coriólis 150. El medidor de coriólis 150 incluye una sección electrónica 154 y una sección de flujo 156. Las medidas de tasa de flujo de masa y densidad del fluido que se mueven a través del medidor de coriólis 150 están determinadas en el medidor de coriólis 150. La temperatura y la presión del fluido que se mueve a través del medidor de coriólis 150 están determinadas por sensores separados y los resultados son ingresados a la sección electrónica 154. La mezcla de fluido 105 continúa desde el medidor de coriólis 150 a una línea de producción para procesamiento posterior.

[0046] Durante la operación, como se ilustra en la FIG. 1, luego de que el aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 está acoplado al pozo de petróleo, una mezcla de fluido 105 de petróleo y agua desde el pozo de petróleo fluye en la válvula de tres vías 110. Cuando se determine que el proceso de muestreo debe ocurrir, la válvula de tres vías 110 enruta la mezcla del fluido 105 desde el pozo de petróleo desde la válvula de tres vías 110 en el aparato de tanque de segregación 122 para llenar el aparato de tanque de segregación 122 con la mezcla de fluido 105. Este flujo de fluido 102 se mantiene hasta que ambos tanques, el tanque de entrada 122 y el tanque de salida 130, incluyendo el conector entre tanques 152 que acopla el extremo de salida 126 del tanque de entrada 122 y el extremo de entrada 132 del tanque de salida 130, estén completamente llenos con una muestra de la corriente de la mezcla de fluidos 105.

[0047] La FIG. 2. Es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 de la FIG. 1 que describe la separación de petróleo y agua en el aparato de tanque de segregación 122 luego de que la válvula de tres vías 110 cierra el flujo de fluido 102 desde el pozo de petróleo al aparato de tanque de segregación 122. En la incorporación mostrada, la válvula de tres vías 110 enruta entonces el flujo de fluido 102 desde el primer puerto de salida 112 de la válvula de tres vías 110, al medidor de coriólis 150 a través del colector de doble entrada 120, en donde el medidor de coriólis 150 mide la densidad y la tasa del flujo de masa de la mezcla de fluido 105 de petróleo y agua. Durante tal paso, la mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua en el aparato de tanque de segregación 122 se permite para separarla en un componente de petróleo 104 y un componente de agua 106. En razón de que el componente de petróleo 104 tiene de manera típica una densidad que es menos que aquella del componente de agua 106, el componente de petróleo 104 se separará del componente de agua 106, el componente de petróleo 104 sube a la parte superior de los tanques de entrada y salida 124, 130, debido a los efectos de la gravedad.

[0048] La FIG. 3 es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 de la FIG. 1 que muestra el flujo de fluido 102 desde la válvula de tres vías 110 hacia el aparato de tanque de segregación 122 con la mezcla de petróleo y agua, en el tanque de entrada 124, que empuja el petróleo segregado fuera del tanque de salida 130 a través del medidor de coriólis 150. Luego de que un período de tiempo suficiente haya pasado para permitir la separación del componente de petróleo 104 y el componente de agua 106, la válvula de tres vías 110 nuevamente encamina la mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua en el aparato de tanque de segregación 122. La mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua empuja el

Referencia No. 12893-PCT

componente de petróleo 104 en el tanque de entrada y el componente de agua 106 en el tanque de entrada a través del conector entre tanques 152 en el tanque de salida 130. El componente de agua 106 desde el tanque de entrada 124 y el componente de agua 106 desde el tanque de salida 130 se combinan para empujar el componente de petróleo 104 en el tanque de salida 130 a través de la trampa de agua 136 y a través del colector de doble entrada 120 al medidor de coriólis 150. El medidor de coriólis 150 mide la densidad del componente de petróleo 104 que está siendo empujado desde el tanque de salida 130. En una incorporación, el medidor de coriólis 150 también calcula cual es la densidad del componente de petróleo 104 que podría estar a temperatura y presión estándar.

[0049] La FIG. 4 es una ilustración esquemática del aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 de la FIG. 1 que representa el flujo de fluido 102 desde la válvula de tres vías 110 hacia el aparato del tanque de segregación 122 con la mezcla de petróleo y agua, en el tanque de entrada 124, que empuja el agua segregada fuera del tanque de salida 130 a través del medidor de coriólis 150 antes de que cualquier petróleo desde el tanque de entrada 124 entre al tanque de salida 130. En esta incorporación, la válvula de tres vías 110 continúa haciendo pasar la mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua desde el pozo de petróleo en el tanque de entrada 124 del aparato del tanque de segregación 122. La mezcla de fluido 105 de petróleo y agua empuja el componente de petróleo 104 en el tanque de entrada 124, que a su vez empuja el componente de agua 106 desde el tanque de entrada 124 en el tanque de salida 130 del aparato del tanque de segregación 122 a través del conector entre tanques 152.

[0050] El componente de agua 106 en el tanque de entrada y el componente de agua 106 desde el tanque de salida 130 se combinan para fluir desde el

Referencia No. 12893-PCT

tanque de salida 130 hacia el medidor de coriólis 150 a través del colector de doble entrada 122. El agua (se muestra en la FIG. 4) que sale del tanque de salida 130 a través del colector de doble entrada 120 fluye en el medidor de coriólis 150 en donde el medidor de coriólis 150 mide la densidad del componente de agua 106. En una incorporación, el medidor de coriólis 150 también calcula 106 cuál sería la densidad del componente de agua a temperatura y presión estándar. Esta medida de densidad para el componente de petróleo 104 y el componente de agua 106 puede ser ejecutada automáticamente en intervalos definidos, como una vez al día, o a la ocurrencia de algún evento tal como el tratamiento químico del pozo o en un reinicio luego de un período en el cual ninguna producción ocurre o puede ser ejecutada sobre la activación manual por el operador del pozo.

[0051] Cuando el sistema no está tomando una muestra o midiendo la densidad para el componente de petróleo 104 y el componente de agua 106, la válvula de tres vías 110 enruta el flujo de fluido 102 hacia el medidor de coriólis 150 a través del colector de doble entrada 120 y el medidor de coriólis 150 mide la tasa de flujo de la masa y la densidad de la mezcla de fluido 105 de petróleo y agua, con las medidas de la presión y la temperatura de la mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua que son introducidos en la sección electrónica 154 desde los sensores externos. Utilizando las densidades medidas previamente del componente de petróleo 104 y el componente de agua 106 y aplicando métodos conocidos en el arte para compensar las diferencias de presión y temperatura, el sistema calcula el petróleo neto producido.

[0052] El aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 está estructurado para medir el componente de agua 106 según lo descrito anteriormente en el medidor de coriólis 150 antes de que el componente de

Referencia No. 12893-PCT

petróleo 104 o la mezcla de fluido 105 del tanque de entrada 124 pueda mezclarse con el componente de agua 106 que sale del tanque de salida 130. Es por esta razón que el tanque de entrada 124 puede ser de un tamaño diferente que el tanque de salida 130. Los cálculos de dimensionamiento volumétrico para el tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130 dependen en parte de la gama esperada de relaciones de petróleo a agua en la mezcla de fluido de petróleo y agua y la velocidad terminal de las gotitas de petróleo más grandes que se elevan a través del componente de agua segregada 106 cuando el petróleo en la parte superior del tanque de entrada 124 fluye a través del conector entre tanques 152 en el tanque de salida 130 durante la medida de la densidad del componente de agua 106 en el medidor de coriólis 150.

[0053] Ahora, en referencia a las FIGS. 5-9, en algunas incorporaciones, el aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 también incluye un aparato de control de temperatura 138 acoplado a al menos el aparato de tanque de segregación 122. El aparato de control de temperatura 138 está estructurado para igualar la temperatura de la mezcla de fluidos 105, el componente de petróleo 104, y el componente de agua 106 en el aparato de tanque de segregación 122 con la temperatura de la mezcla de fluidos 102 desde el pozo. Se encuentra que los cambios de temperatura de cualquier fluido en el aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 tienen que ser igualados con la temperatura del flujo de la mezcla de fluidos 102 del pozo de petróleo. El calor puede ganarse o perderse a través de los diversos componentes y a través de diversos mecanismos termodinámicos, que resultan en un cambio de temperatura y varias configuraciones del aparato de control de temperatura 138 pueden ser utilizadas para igualar la temperatura del fluido del pozo de petróleo 102 con los diversos fluidos que pasan a través del aparato de muestreo de densidad de doble componente 100.

[0054] La FIG. 6 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación 122 de la FIG. 5 que ilustra un tipo de aislamiento térmico 144 del aparato de control de temperatura 138. Como se explicará a continuación, varias disposiciones diferentes para el aparato de control de temperatura 138 pueden incluirse en el aparato 100. En la incorporación de la FIG. 6, el sistema de aislamiento térmico 144 rodea cada una de las paredes exteriores del tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130. En incorporaciones alternativas, el sistema de aislamiento térmico 144 está integrado en las paredes del tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130.

[0055] La FIG. 7 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación 122 de la FIG. 5 que ilustra una tubería interna de fluido de producción 146 de un aparato de control de temperatura 138. En esta incorporación, el aparato de control de temperatura 138 incluye el sistema de tubería de fluido de producción 146 dispuesto dentro de al menos uno del tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130. El flujo de la mezcla de fluidos 102 desde el pozo está enrutado al interior del tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130, por lo tanto utilizando el calor desde el flujo de la mezcla de fluidos 102 para calentar o enfriar, dependiendo de la temperatura ambiente, el componente de petróleo 104 y el componente de agua 106 y la mezcla de fluidos 105 de petróleo y agua en el aparato del tanque de segregación 122.

[0056] La FIG. 8 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación 122 de la FIG. 5 que ilustra un tipo coaxial de tubería de fluido de producción 142 de un aparato de control de temperatura 138. En esta incorporación, el aparato de control de temperatura 138 incluye el sistema de tubería de fluido de producción coaxial 142 dispuesto alrededor del exterior de al menos uno del tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130 del aparato

Referencia No. 12893-PCT

de tanque de segregación. En este caso, El flujo de mezcla de fluido de producción 102 rodea el interior de las paredes del tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130 para igualar la temperatura entre cualquier fluido en los tanques del aparato de tanque de segregación 122 con el flujo de mezcla de fluido desde el pozo 102.

[0057] La FIG. 9 es una vista en sección transversal del aparato de tanque de segregación 122 de la FIG. 5 que ilustra un aparato de control de temperatura 138 que comprende un elemento de calentamiento por resistencia 148 y un sensor de temperatura 140. En esta incorporación, el aparato de control de temperatura 138 incluye un sistema de calentamiento por resistencia 158. El sistema de calentamiento por resistencia 158 incluye el elemento de calentamiento por resistencia 148 y el sensor de temperatura 140. El sensor de temperatura 140 mide la temperatura del fluido en cualquiera o en ambos el tanque de entrada 124 y el tanque de salida 130 y un controlador ajusta la corriente que fluye a través del elemento de calentamiento por resistencia 148 para ajustar la temperatura de cualquier fluido en el aparato de tanque de segregación 122. El control de los diversos aparatos de control de temperatura 138 puede ser efectuado manual o automáticamente según sea determinado por un usuario utilizando métodos convencionales. Cualquiera que sea el método de control empleado, el resultado deseado es que coincidan las temperaturas en el aparato de tanque de segregación 122 con la temperatura medida por el medidor de coriólis 150.

[0058] El controlador puede estar acoplado al aparato de muestreo de densidad de doble componente 100 para controlar las diversas funciones del aparato 100. El controlador puede estar alojado dentro de la sección electrónica del medidor de coriólis 154 o ser un microprocesador acoplado a los diversos componentes del sistema. El controlador también puede ser un

servidor acoplado a una serie de periféricos o a un computador de escritorio, o a un computador portátil o a un teléfono inteligente. También se contempla que el controlador esté configurado para controlar o monitorear válvulas individuales, calentadores, sensores, etc. asociados con el aparato 100. El controlador puede estar alejado de cualquiera de los aparatos.

[0059] La comunicación entre el controlador y los diferentes aparatos puede ser bien sea por dispositivos cableados o inalámbricos. Una base de memoria/datos acoplada al controlador puede estar alejada del controlador. El controlador incluye de manera típica un dispositivo de entrada, por ejemplo un ratón, o un teclado, y un dispositivo de visualización por ejemplo una pantalla o un teléfono inteligente. Tales dispositivos pueden estar cableados al controlador o conectados de manera inalámbrica con el software, firmware y el hardware apropiados.

[0060] El dispositivo de visualización también puede incluir una impresora acoplada al controlador. El dispositivo de visualización puede estar configurado para enviar por correo o fax reportes según lo determinado por un usuario. El controlador puede estar acoplado a una red, por ejemplo, una red de área local, o una red de área amplia que puede ser una red de cableado y una red inalámbrica, por ejemplo, una red Bluetooth o una red de internet, por ejemplo, mediante una conexión WI-FI o conexión en la "nube".

[0061] Para los fines de esta divulgación, el término "acoplado" significa la unión de dos componentes (eléctricos, electromagnéticos o mecánicos) directa o indirectamente uno con el otro. Tal unión puede ser estacionaria por naturaleza o móvil por naturaleza. Tal unión puede ser lograda con los dos componentes (eléctricos, electromagnéticos o mecánicos) y cualesquiera miembros intermedios adicionales que estén formados integralmente como un

Referencia No. 12893-PCT

único cuerpo unitario entre sí o los dos componentes y cualquier miembro adicional que esté unido con otro. Tales miembros adyacentes pueden ser permanentes por naturaleza o alternativamente ser removibles o liberables por naturaleza.

[0062] Aunque la anterior descripción de la presente divulgación ha sido mostrada y descrita con referencia a incorporaciones particulares y aplicaciones de las mismas, estas han sido presentadas con fines de ilustración o descripción y no pretenden ser exhaustivas ni limitar la divulgación a las incorporaciones y aplicaciones reveladas en particular. Será evidente para aquellos que son expertos en el arte que pueden efectuarse un número de cambios, modificaciones, variaciones o alteraciones a las invenciones como son descritas en el presente, ninguna de las cuales se aparta del espíritu o alcance de la presente descripción. Las incorporaciones y aplicaciones en particular fueron escogidas y descritas para suministrar la mejor ilustración de los principios de la invención y su aplicación práctica para permitir a los expertos en la técnica utilizar la invención en diversas incorporaciones y con diferentes modificaciones que son adecuadas al uso particular contemplado. Todos aquellos cambios, modificaciones, variaciones y alteraciones deben por lo tanto, ser vistos como que se encuentran dentro del alcance de la presente invención como se determina por las reivindicaciones adjuntas cuando se interpretan de conformidad con la amplitud a la que están justa, legal y equitativamente tituladas.