(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 730 223**

(51) Int. CI.:

C09K 8/594 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(86) Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.02.2008 PCT/US2008/052890**

(87) Fecha y número de publicación internacional: **12.09.2008 WO08109216**

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.02.2008 E 08728902 (1)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.04.2019 EP 2115267**

(54) Título: **Espumas de alto rendimiento para descargar pozos de gas**

(30) Prioridad:

05.03.2007 US 682044

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
08.11.2019

(73) Titular/es:

BAKER HUGHES, A GE COMPANY, LLC (100.0%)
2929 Allen Parkway, Suite 2100
Houston, TX 77019-2118, US

(72) Inventor/es:

YANG, JIANG

(74) Agente/Representante:

DEL VALLE VALIENTE, Sonia

Observaciones:

Véase nota informativa (Remarks, Remarques o Bemerkungen) en el folleto original publicado por la Oficina Europea de Patentes

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Espumas de alto rendimiento para descargar pozos de gas

Campo técnico

La invención se refiere a métodos para usar mezclas de tensioactivos no iónicos y tensioactivos iónicos para mover cargas líquidas en pozos y conducciones de gas.

Antecedentes

En la recuperación de hidrocarburos de depósitos subterráneos, el uso de técnicas de producción primarias (*es decir*, el uso solamente de la energía de la formación inicial para recuperar el petróleo crudo), seguido por la técnica secundaria de inundación con agua, recupera solamente aproximadamente de 60 a 70 % del crudo original presente en la formación. Los sistemas de producción de pozos de gas suelen estar limitados en su producción debido a la carga de petróleo y agua en las líneas de flujo.

En la mayoría de los pozos de gas, el agua y/o el condensado se produce junto con el gas. En los pozos de gas maduro, la disminución en las presiones de la formación y en las velocidades de gas hacen que los pozos se "carguen" gradualmente con líquidos. Debido a las dificultades para tratar los pozos cargados de líquido con cortes de alto contenido en condensado, los operadores pueden usar una variedad de métodos para evitar la carga de líquido en pozos de gas marginales. Estos métodos incluyen: el uso de dispositivos reguladores; sartas de velocidad; añadir capacidad de compresor adicional; y aplicar espumantes químicos.

Los dispositivos reguladores permiten interrupciones periódicas del flujo de gas que permiten la formación de un aumento temporal de la presión de gas en la parte inferior del foso del yacimiento durante la fase estática. Esta presión acumulada proporciona suficiente velocidad del gas para descargar líquidos del pozo cuando se abre. Esto continúa hasta que las velocidades del gas reales disminuyen por debajo de las velocidades críticas donde se produce la carga. Una desventaja de este tipo de método de producción es la pérdida de producción de gas (y condensado) durante los periodos de "apagado".

Las sartas de velocidad son sartas de conducciones introducidas que son más estrechas que el tubo existente (de forma típica una sarta de amplia capilaridad) que permiten al usuario aumentar físicamente la velocidad lineal del gas y, a su vez, evitar la carga de líquido. Una desventaja de este tipo de método de producción es la posible pérdida de producción debido a las restricciones que crea la sarta.

Añadir capacidad de compresión reduce la presión global en el cabezal del pozo y, por lo tanto, aumenta la presión diferencial con la presión en la parte inferior del foso. Esto elimina las restricciones de contrapresión de gas que producen la carga de líquido. Una desventaja de esta opción es la elevada inversión de capital necesaria para agregar compresores.

Un método usado habitualmente para deslicuar estos pozos es mediante la aplicación de "espumantes" químicos. Sin embargo, estos espumantes tradicionales tienden a ser ineficaces ya que aumenta la relación entre el condensado y el agua. En una perforación no equilibrada, el fluido de perforación se puede mezclar con otros materiales, tales como nitrógeno, aire, dióxido de carbono, bolas rellenas de aire y otros aditivos para controlar la densidad del fluido de perforación o la densidad en circulación equivalente y para crear espuma en el fluido de perforación para proporcionar elevación del gas desde la parte inferior del foso.

El documento WO 93/04265 A describe un método para recuperar hidrocarburos de una formación que comprende inyectar una espuma obtenida por mezclado de un gas a una composición que comprende agua, un tensioactivo aniónico, un tensioactivo catiónico y un tensioactivo no iónico.

Los gases que se emplean comúnmente en los métodos de expansión de gas incluyen, por ejemplo, nitrógeno, dióxido de carbono, metano, mezclas de metano con etano, propano, butano y homólogos de hidrocarburo superiores. Esta clase de gases incluye tanto gas natural como gas producido.

Además, se ha descubierto que la recuperación de gas y otros fluidos de pozos y conducciones de gas mediante el uso de espumas es diferente del uso de las espumas para recuperar petróleo de formaciones subterráneas. No puede asumirse que una composición usada en un método funcione necesariamente en un método diferente.

Además, el uso de algunas otras técnicas también es conocido en la materia. Por ejemplo, la elevación con émbolo es un método de elevación artificial principalmente utilizado en pozos de gas para descargar volúmenes relativamente pequeños de líquido. Un sistema automatizado montado sobre el cabezal de pozo controla el pozo con un régimen de flujo intermitente. Cuando el pozo está en fase estática, se deja descender un émbolo por la sarta de producción. Cuando el sistema de control abre el pozo para la producción, el émbolo y una columna de fluido ascienden por la sarta de conducción. El mecanismo receptor en superficie detecta el émbolo cuando llega a la superficie y, a través del sistema de control, se prepara para el siguiente ciclo.

Las técnicas de elevación del gas se han usado para obtener producción adicional cuando los pozos se cargan de fluido. El gas se inyecta en la sarta de producción para reducir la presión hidrostática de la columna de fluido. La reducción resultante de la presión en el fondo del pozo permite que los líquidos del yacimiento entren en el sondeo a mayor caudal. El gas de inyección se transporta típicamente de forma descendente por el espacio anular de la carcasa del tubo y entra en el tren de producción a través de una serie de válvulas de elevación de gas. La posición de la válvula de elevación del gas, las presiones de operación y la velocidad de inyección de gas se determinan según las condiciones específicas del pozo.

Sería ventajoso que se diseñara una nueva composición espumógena que proporcione una descarga de líquido mejorada y más eficaz de los fluidos procedentes de pozos y/o conducciones de gas.

Resumen

Se proporciona, en una forma, un método para descargar un fluido de un pozo o una conducción de gas. El método implica inyectar al menos periódicamente una composición espumógena en una cavidad o conducción. La composición espumógena incluye, aunque no necesariamente de forma limitativa, un gas, al menos un tensioactivo no iónico seleccionado del grupo que consiste en alcoholes etoxilados que tienen una cadena alquílica lineal o ramificada de 3 a 18 átomos de carbono, y de 1 a 30 grupos etoxi; y al menos un tensioactivo iónico que es un tensioactivo anfótero seleccionado del grupo que consiste en alquilbetaínas, alquilamidopropilbetaínas, alquilanfoacetatos, alquilanfopropionatos, alquilamidopropil hidroxisultanos, y mezclas de los mismos. El método también implica crear una espuma a partir de la composición espumógena, y a continuación poner en contacto el fluido en el pozo o conducción con la espuma y el gas para descargar el fluido.

Descripción detallada

Se ha descubierto inesperadamente que las espumas elaboradas a partir de gas, al menos un tensioactivo no iónico y al menos un tensioactivo iónico pueden ayudar a descargar los pozos del condensado de gas que están cargados con agua y condensado con un rendimiento superior. La relación de peso entre la proporción de tensioactivo no iónico (proporción de tensioactivos no iónicos totales si se utiliza más de uno) y la proporción de tensioactivo iónico total (proporción de tensioactivos iónicos totales si se utiliza más de uno) puede variar de 99/1 a 1/99. En otra realización no limitativa, la relación es de aproximadamente 90/10 independientemente hasta 10/90.

El al menos un tensioactivo no iónico es un alcohol etoxilado que tiene una cadena de alquilo lineal o ramificada de 3 a 18 átomos de carbono, y de 1 a 30 grupos etoxi. En otra realización, el alcohol etoxilado tiene de 3 a 12 átomos de carbono e, independientemente, de 1 a 20 grupos etoxi. El tensioactivo no iónico también puede contener grupos propoxi, siempre y cuando esté presente una cantidad suficiente de grupos etoxi para cumplir los requisitos del método de la invención.

El tensioactivo iónico usado en la presente memoria es un tensioactivo anfótero/de ion híbrido seleccionado de alquilbetaínas, alquilamido propilbetaínas, alquilanfoacetatos, alquilanfopropionatos, alquilamidopropilhidroxisultanas, y mezclas de los mismos.

También se pueden utilizar disolventes junto con los tensioactivos, especialmente para actuar como agentes anticongelantes. Los disolventes adecuados incluyen, aunque no de forma limitativa, derivados de alcohol o éter, tales como metanol, etanol, isopropanol, etilenglicol, propilenglicol, éter metílico de etilenglicol y similares y mezclas de los mismos.

La composición espumógena de la presente memoria puede emplearse o usarse en forma concentrada o diluida. El agua que se puede aplicar de forma eficaz en la presente memoria tanto para la formación como en la dilución del concentrado puede incluir agua procedente de cualquier fuente natural, incluyendo una salmuera con un intervalo de concentraciones de sólidos disueltos, hasta una salmuera saturada dependiendo de la temperatura del yacimiento y la composición del concentrado.

Las composiciones espumógenas de la presente memoria también pueden contener opcionalmente cantidades minoritarias de otros agentes tensioactivos. Por ejemplo, pueden estar presentes tensioactivos auxiliares, tales como tensioactivos anfóteros diferentes al tensioactivo iónico usado, así como inhibidores de incrustaciones, tales como fosfatos, fosfonatos, polímeros y agentes quelantes. La cantidad total de estos agentes tensioactivos adicionales no es superior a aproximadamente 5 % en peso del resto de componentes de la mezcla, en una realización no limitativa. En una realización alternativa de las composiciones espumógenas de la presente invención, los únicos tensioactivos presentes son el uno o varios tensioactivos no iónicos y el uno o varios tensioactivos iónicos descritos anteriormente.

El experto en la materia entiende que esta composición puede utilizarse en métodos de recuperación tanto en cíclicos (“aspirar y espira”) como de expansión en condiciones miscibles o inmiscibles. Estas realizaciones están incluidas en la expresión “inyectar al menos periódicamente”, que también incluye inyectar continuamente el gas y la composición espumógena. De hecho, una forma no limitativa preferida para poner en práctica los métodos de la presente memoria es mediante la inyección continua de producto a través de conducciones capilares. La

composición espumógena también puede introducirse en el pozo por lotes del producto avanzando por la conducción bien en un procedimiento conocido como lote y descenso o por desplazamiento de tubo.

El nivel de uso de la composición espumógena puede ser de aproximadamente 10 % a aproximadamente 5 ppm en función de las condiciones del campo que incluyen, aunque no de forma limitativa, las temperaturas y presiones de la formación, las características geológicas de la formación, la naturaleza y características del hidrocarburo a recuperar y similares.

Cuando se usa la composición espumógena para la recuperación mejorada de líquidos, tales como los fluidos producidos (*es decir*, los fluidos producidos a partir de un pozo), la espuma bien puede estar preformada o bien formarse "in situ" (*p. ej.*, mediante la introducción de masas alternas de gas y composición espumógena en la formación). En cualquiera de los métodos, puede emplearse cualquiera de los procedimientos reconocidos en la técnica para inyectar una espuma en una formación y están abarcados en la presente memoria.

Para ilustrar adicionalmente la invención, las composiciones y métodos de la presente memoria se describirán de forma adicional mediante los siguientes ejemplos no limitativos, que tienen como fin únicamente mostrar adicionalmente realizaciones específicas de la invención, pero no limitarla en forma alguna.

Ejemplos

Ejemplo 1

La espuma se generó burbujeando N_2 gaseoso a través de una greca al interior de una columna de 5 x 75 cm durante 5 minutos. El caudal del gas fue 0,42 m^3/h (15 $pies^3$/h). La espuma se formó y se arrastró sobre el líquido hasta el recipiente para simular un proceso de descarga de gas. Cuanto mayor sea la cantidad de líquido/espuma arrastrada (sin carga), mayor será la eficacia del espumante para retirar el líquido recogido. La concentración del espumante fue de 2000 ppm en 100 ml de líquido. El petróleo fue dodecano. La relación en volumen entre la salmuera y el petróleo fue 95/5. La composición de salmuera fue 4 g/l de $Ca_2Cl_2 \cdot 2H_2O$, 1,86 g/l de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, 94 g/l de NaCl. El ensayo se realizó a 60 ºC. Las Fórmulas 1 y 3 dadas fueron los componentes individuales y su fórmula mezclada fue la Fórmula 2. Las composiciones y los resultados se presentan en la Tabla I.

Tabla I

Composición espumante	Fórmula 1	Fórmula 2	Fórmula 3
Laurilamidobetaína 30 %	50 %	41,4 %	
Etoxilatos de octilo (3)*		4,14 %	8 %
H_2O	50 %	54,46 %	92 %
Líquido/espuma descargados	47 g	68 g	0 g

* (3) = 3 unidades etoxilato

Puede observarse que la mezcla de tensioactivo no iónico y anfótero produce más descarga de líquido que cualquiera de los tensioactivos utilizados solos o por separado (68 g frente a 47 g o 0 g). Por "más descarga de líquido" se entiende más fluido que se recupera de un pozo o una conducción.

Ejemplo 2

Este ensayo se realizó en las mismas condiciones que el Ejemplo 1. El petróleo fue dodecano. La relación entre salmuera y petróleo fue 80/20 (mayor contenido de hidrocarburo que en el Ejemplo 1). El ensayo se realizó a 60 ºC. La concentración del espumante fue de 2000 ppm en 100 ml de líquido. La Fórmula 1 y 3 fue el componente individual y su fórmula mezclada es la Fórmula 2. Las composiciones y los resultados se presentan en la Tabla II.

Tabla II

Composición espumante	Fórmula 1	Fórmula 2	Fórmula 3
Laurilamidobetaína 30 %	50 %	41,4 %	
Etoxilatos de octilo (3)		4,14 %	8 %
H_2O	50 %	54,46 %	92 %
Líquido/espuma descargados	34 g	58 g	0 g

Puede observarse que la mezcla de tensioactivo no iónico y anfótero produce más descarga de líquido para un contenido de hidrocarburo más elevado que cualquiera de los tensioactivos usados solos o por separado (58 g v. 34 g o 0 g).

Se debe apreciar que los métodos de espumación de pozos de gas de la presente memoria son de un tipo diferente a los métodos de recuperación de petróleo y de las espumas para higiene personal. Es decir, incluso si una Espuma A en particular es mejor que una Espuma B en particular en estas últimas aplicaciones, el orden podría invertirse en los métodos para pozos y conducciones de gas de la presente memoria. La eliminación de los fluidos producidos en pozos de gas es un proceso de elevación de espuma vertical con caudales muy elevados, *p. ej.*, superiores a 12 m/s (40 pies/segundo). En otras palabras, se ha descubierto en los experimentos del inventor que solo porque una combinación de tensioactivos funcione bien en un método no significa que funciona bien en un método diferente, es decir, esta es una ciencia bastante impredecible.

El término "que comprende", como se usa en todas las reivindicaciones, debe interpretarse como "que incluye, aunque no de forma limitativa". Análogamente, el término "comprende" tal como se usa en todas las reivindicaciones, debe interpretarse como "incluye, aunque no de forma limitativa".

REIVINDICACIONES

1. Un método para descargar un fluido de un pozo o una conducción de gas que comprende:

inyectar una composición espumógena en un pozo o conducción, donde la composición espumógena comprende:

un gas;
al menos un tensioactivo no iónico seleccionado del grupo que consiste en alcoholes etoxilados que tienen una cadena alquílica lineal o ramificada de 3 a 18 átomos de carbono y de 1 a 30 grupos etoxi; y
al menos un tensioactivo iónico que es un tensioactivo anfótero seleccionado del grupo que consiste en alquilbetaínas, alquilamidopropilbetaínas, alquilanfoacetatos, alquilanfopropionatos, alquilamidopropilhidroxisultanas, y mezclas de los mismos;

crear una espuma a partir de la composición espumógena; y
poner en contacto el fluido del pozo o conducción con la espuma para descargar el fluido.

2. El método de la reivindicación 1 donde la relación en peso de tensioactivo no iónico a tensioactivo iónico varía de 99/1 a 1/99.