

METODOLOGIA PARA LA GENERACIÓN DE ESPUMA PREFORMADA EN CABEZA DE POZO PARA LA AUTO SELECTIVIDAD DE INYECCIÓN DE VAPOR

CAMPO DE LA INVENCION

- 10 Esta invención está relacionada con una nueva metodología para la generación de espuma preformada en superficie para la divergencia de inyección de vapor en pozos productores de gas y crudo pesado en la industria del oil & gas, que permite contactar arenas o yacimientos no drenados en los ciclos de inyección de vapor.

15 ESTADO DE LA TÉCNICA

En determinados campos se ha inyectado espuma desde el 2012 al 2015, sin observarse en cabeza de pozo incrementos de la presión debido la divergencia o bloqueo por espuma.

- Los resultados de la inyección de espuma hasta el 2015, indican una probabilidad de bloqueo en los pozos menor al 30% de los pozos intervenidos, con incrementales de producción de aceite alrededor de 2000 stbo por ciclo de inyección de vapor.
- 20

El esquema de inyección conjunta de N₂-agente espumante-vapor, no permite la generación de una espuma de fuerte textura usando surfactante, por no existir agua líquida durante su inyección.

- Los resultados indicaron que la cantidad de agua del agente espumante no es suficiente para generar una espuma de fuerte textura y estable en el tiempo a condiciones de superficie, y menos aún a condiciones de presión y temperatura de inyección de vapor
- 25

- Un aspecto para mencionar es el comportamiento de la presión durante la inyección del agente espumante, nitrógeno y vapor. El rápido incremento de la presión, indicando un bloqueo en la cara de la formación no fue observado, así como tampoco la generación de emulsiones para reducir la movilidad de los fluidos, al compararlos con anteriores agentes espumantes utilizados y diferentes esquemas de mezclado de surfactante, nitrógeno y vapor.
- 30

- La solo inyección de surfactante y N₂, considerando el agua de formación, produciría una generación de espuma en yacimiento sin control de viscosidad, ni calidad ni textura de la espuma
- 35

Cuando se realiza la inyección de surfactante, N₂ y vapor, la ocurrencia de generación de espuma en yacimiento ocurrirá cuando más del 90% de la masa de vapor se haya condensado, y habrá muy baja energía de agitación, debido a la baja velocidad del flujo de agua, generando una espuma de baja calidad, débil textura y viscosidad similar al agua.

5 La inyección de surfactante por anular y N2 con vapor por la tubería de inyección propició una elevada generación de emulsiones, daños al completamiento del pozo, así como problemas en el tratamiento de los fluidos de producción en las plantas de tratamiento.

La mezcla de surfactante, N2 y agua en cabeza de pozo seguida por inyección de vapor, utilizando los dispositivos convencionales para inyección de fluidos, permite una generación
10 de espuma que está sujeta a las condiciones de los componentes de la cabeza del pozo, como diámetro de las tuberías y tamaño de las válvulas de control de flujo. Se tiene poco control de la viscosidad aparente, la calidad y textura de la espuma, debido al desconocimiento de la energía de los flujos cuando se forma la espuma

La metodología de inyección de espuma preformada, generada con surfactante, N2 y agua mediante aceleradores de flujo en la cabeza de pozo, conlleva una mayor energía
15 superficial para la generación de la espuma debido al choque frontal de flujos, en la cabeza del pozo, lo que permite un mejor control de la viscosidad aparente, calidad, densidad y textura de la espuma durante su formación. Esta nueva metodología de inyección de espuma ha dado excelentes resultados en la divergencia de la inyección de vapor, así como
20 en el incremento de producción de crudo y gas.

En las siguientes líneas se relacionan las principales patentes con la tecnología objeto de la presente solicitud de patente.

Patente núm. **4971150** - *Foam injection into a gravity override zone for improved hydrocarbon production*, Un proceso para aumentar la producción de fluidos
25 hidrocarbonados en un depósito donde se inyecta espuma en una zona de anulación por gravedad. Se inyecta espuma en la zona de anulación a través de un pozo colocado en la zona. Esta pared de inyección de espuma se coloca entre un inyector y un pozo productor. Durante una inundación de vapor o de dióxido de carbono, se inyecta espuma en el área de anulación a través de la pared de inyección de espuma, bloqueando así el área de
30 anulación y haciendo que los fluidos de inundación se dirijan a un área anulada rica en petróleo. La espuma utilizada en el presente documento puede formarse in situ o ex situ mediante un gas no condensable y un tensioactivo.

Patente núm. **5193618** - *Multivalent ion tolerant steam-foaming surfactant composition for use in enhanced oil recovery operations* - Un método para recuperar hidrocarburos de un
35 depósito durante la inyección de gas en el depósito comprende inyectar al menos periódicamente un gas que comprende vapor y una composición formadora de espuma que incluye al menos un tensioactivo de desviación de espuma de vapor en un depósito que contiene al menos un catión multivalente. La composición formadora de espuma comprende agua, una cantidad eficaz formadora de espuma del tensioactivo que comprende
40 preferiblemente un sulfonato alquilaromático y un aditivo de control de precipitación. Este aditivo de control de precipitación comprende preferiblemente un dímero de alfa-olefina sulfonato (AOSD). El método comprende además poner en contacto los hidrocarburos en

- 5 el depósito con la espuma y el gas para ayudar en la recuperación de hidrocarburos del depósito.

Patente núm. **5273682** - *Viscosity control additives for foaming mixtures* - El método para la recuperación mejorada de hidrocarburos de un depósito que contiene hidrocarburos durante la interferencia de gas en el depósito comprende la inyección al menos periódica
10 de vapor y una mezcla formadora de espuma en el depósito desde un intervalo de profundidad conocido en una fuente de pozo para proporcionar una espuma en La presencia de petróleo residual y canales de alta permeabilidad al gas del depósito. La mezcla comprende agua, una cantidad eficaz de formación de espuma de un componente de sulfato de alquil aromático que tiene un peso molecular promedio de aproximadamente
15 400 a aproximadamente 600 y al menos un grupo alquilo que comprende de 18 a 24 átomos de carbono y un agente de control de la viscosidad. El agente de control de la viscosidad comprende un tensioactivo que está presente en una cantidad efectiva para evitar la gelificación de la mezcla durante el almacenamiento. Los fluidos del depósito se ponen en contacto con la espuma resultante para ayudar al movimiento de los hidrocarburos hacia
20 un intervalo de producción y los hidrocarburos se recuperan del intervalo de producción.

Patente núm. **US 20170226836** - *steam foam methods for steam-assisted gravity drainage* - el método para la recuperación mejorada de hidrocarburos de un depósito que contiene hidrocarburos durante la interferencia de gas en el depósito comprende la inyección al menos periódica de vapor y una mezcla formadora de espuma en el depósito desde un
25 intervalo de profundidad conocido en una fuente de pozo para proporcionar una espuma en La presencia de petróleo residual y canales de alta permeabilidad al gas del depósito. La mezcla comprende agua, una cantidad eficaz de formación de espuma de un componente de sulfato de alquil aromático que tiene un peso molecular promedio de aproximadamente 400 a aproximadamente 600 y al menos un grupo alquilo que comprende de 18 a 24 átomos
30 de carbono y un agente de control de la viscosidad. El agente de control de la viscosidad comprende un tensioactivo que está presente en una cantidad efectiva para evitar la gelificación de la mezcla durante el almacenamiento. Los fluidos del depósito se ponen en contacto con la espuma resultante para ayudar al movimiento de los hidrocarburos hacia un intervalo de producción y los hidrocarburos se recuperan del intervalo de producción.

35 Patente núm. **US 4577688** - *Injection of steam foaming agents into producing wells* - La invención descrita es un método para inyectar agentes espumantes de vapor junto con vapor y, por lo general, un gas no condensable en pozos de producción que producen una relación de agua a aceite sustancialmente alta. Los pozos de producción más preferidos para la inyección de agente espumante son los pozos de producción de patrones de
40 inundación como los puntos invertidos de 5 y 9, especialmente cuando el patrón de inundación contiene pozos de relleno entre el pozo de inyección central y los pozos de producción.

5 Patente núm. **4601337** - *Foam drive oil displacement with outflow pressure cycling* - El petróleo se recupera de un depósito subterráneo de petróleo inyectando componentes formadores de espuma a través de un pozo de inyección mientras se evita la salida de fluido de un pozo de producción adyacente, de modo que la presión se incrementa en la zona entre los pozos, y luego permite la salida de fluido del pozo de producción mientras
10 continuando la inyección, hasta que la tasa de salida se reduzca significativamente, y repitiendo los pasos de inyección y salida hasta que la tasa de producción de petróleo se reduzca significativamente.

Patente núm. **4694906** - *Method for emplacement of a gelatinous foam in gas flooding enhanced recovery* - La permeabilidad de las zonas de mayor permeabilidad de un depósito subterráneo de permeabilidad heterogénea se reduce inyectando (1) una solución acuosa de un polímero soluble en agua reticulable, un material capaz bajo ciertas condiciones de reticular al menos parcialmente el polímero para formar un precipitado gelatinoso, un material alcalino soluble en agua en una cantidad suficiente para mantener el pH de la solución acuosa por encima del pH al que se produce la reticulación hasta que la
15 composición haya pasado una distancia deseada a través del depósito, y un agente tensioactivo soluble en agua; y (2) una mezcla de gases que comprende un gas ácido. Se forma una espuma gelatinosa in situ útil para bloquear el escape de fluidos, tanto gaseosos como líquidos, hacia las zonas de mayor permeabilidad del depósito durante la recuperación mejorada, típicamente por inundación de dióxido de carbono. La solución de
20 polímero-tensioactivo y la mezcla de gases se pueden inyectar en babosas alternas para mejorar la formación de la espuma gelatinosa y permitir el taponamiento de las zonas de mayor permeabilidad encontradas progresivamente durante las operaciones de recuperación.

Patente núm. **4601337** - *Foam drive oil displacement with outflow pressure cycling* - El petróleo se recupera de un depósito subterráneo de petróleo inyectando componentes formadores de espuma a través de un pozo de inyección mientras se evita la salida de fluido de un pozo de producción adyacente, de modo que la presión se incrementa en la zona entre los pozos, y luego permite la salida de fluido del pozo de producción mientras
30 continuando la inyección, hasta que la tasa de salida se reduzca significativamente, y repitiendo los pasos de inyección y salida hasta que la tasa de producción de petróleo se reduzca significativamente.

Patente núm. **4086964** - *Steam-channel-expanding steam foam drive* - En un depósito de petróleo viscoso en el que la estratificación de la permeabilidad de la roca es insuficiente para limitar el vapor dentro de los estratos más permeables, se puede producir petróleo
40 formando y expandiendo un canal de vapor a través del cual fluye vapor y se produce petróleo. Se inyecta vapor y se produce fluido a velocidades que hacen que un canal de vapor se extienda entre ubicaciones que están separadas horizontalmente. Luego se inyecta una mezcla formadora de espuma de vapor, gas no condensable y tensioactivo en el canal de vapor para proporcionar espuma y un gradiente de presión relativamente alto

5 dentro del canal, sin taponar el canal. Se continúa un flujo de fluido que contiene vapor a través del canal de vapor de tal manera que las magnitudes del gradiente de presión, la tasa de producción de petróleo y la tasa de expansión del canal de vapor exceden las que podría proporcionar el vapor solo.

Aunque el método de inyección de agente espumante, vapor y, por lo general, un gas no condensable es efectivo con cualquier agente espumante, el método funciona particularmente bien con agentes espumantes de fórmula general: $RO(R'O)nR''SO_3M$.

DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Figura 1 Muestra el arreglo en superficie de los diferentes equipos utilizados para la inyección de nitrógeno, surfactante y vapor. En este esquema se está utilizando los equipos de bombeo [1] de un generador [2] de vapor o de un sistema de tanques, para suministrar agua necesaria para la generación de espuma. También se muestra la disposición de los equipos de inyección de captura [3] y compresión [4] de nitrógeno, que permite la mezcla con el surfactante [5], para crear un flujo disperso de surfactante en la línea de nitrógeno [6], incrementando la superficie de contacto del surfactante durante la formación de la espuma, en la cruceta [11] de la cabeza del pozo [8], para que la espuma fluya hacia el yacimiento en la tubería de inyección [16] del pozo.

Figura 2. Muestra el resultado del muestreo [13] de la generación de espuma preformada en superficie, consistente de la mezcla de agua, N_2 y agente espumante en la cabeza del pozo [8], creando un choque frontal de flujos acelerados mediante toberas [9], para obtener la mayor energía de mezcla y una espuma de muy alta viscosidad y elevada textura, que pueda fluir por la tubería del pozo [16] y permita el bloqueo de zonas de altas permeabilidades cuando llegue a condiciones de yacimiento, lo cual desviaría la inyección de vapor posterior hacia zonas de baja permeabilidad y con alta saturación de aceite. También se muestra en la figura la brida [20] colgadora de tuberías del pozo y el contrapozo [21].

Figura 3. Muestra el arreglo de las conexiones de la tubería de vapor [10], que será utilizada para inyectar agua durante la generación de la espuma, así como la distribución de la unidad de nitrógeno, con sus equipos de separación o captura [3] y compresión / mezcla de surfactante [4], ubicación de los envases conteniendo surfactante [5], y la línea de suministro de nitrógeno con surfactante [6] hacia la cabeza del pozo [8], donde se realiza el choque de los flujos para generar la espuma.

Figura 4. Presenta el esquema de conexión de los equipos requeridos para generar espuma en la cabeza del pozo [8]. En la tubería de suministro de agua [10] se deberá colocar un medidor de flujo [14] (Barton, rotámetro o fluxómetro), así como la tobera de aceleración [9] conectada a la cruceta [11]. Para la tubería de suministro de nitrógeno con surfactante [6], se deberá conectar la tobera de aceleración de flujo [9] directamente a la

- 5 cruceta [11], donde chocaran los flujos de agua y nitrógeno con surfactante, y se colocara un manómetro [7] para el seguimiento de la presión en la tubería de inyección [16] del pozo.

Figura 5. Muestra el diagrama de conexiones con mayor detalle en la cabeza del pozo [8], donde la cruceta [11] se conecta con las toberas [9] de aceleración de flujos, una tobera para el agua [18] y otra tobera para el nitrógeno con surfactante [17], así como el manómetro [7] de control de presión durante todo el proceso de inyección. Cada una de las toberas [9] estará conectada a válvulas [12] para regulación y control de los flujos provenientes de las tuberías de suministro de agua [10] y de suministro de nitrógeno con surfactante [6]. Un extremo de la cruceta [11] se conectará al muestreador [13] de fluidos que se inyectan al pozo a través de la tubería de inyección [16]. En parte inferior la cabeza del pozo [8], adosadas a la tubería de inyección [16], se encuentran ubicadas las válvulas [19] del anular, la brida [20] de colgado de las tuberías del pozo, y un manómetro [21] para control de presión del espacio anular del pozo [15].

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCIÓN

Etapas de la metodología para la inyección de espuma generada en superficie

1. Instalar en el pozo, el extremo de la tubería de inyección de vapor [16] alrededor de 15 m del fondo del pozo, para realizar desplazamiento de los fluidos (agua, gas y aceite) con vapor y nitrógeno (N₂) a condiciones de 1378, 95 KPa (200 psi) a 6894,8 KPa (1000 psi).
2. Realizar las siguientes adecuaciones en la cabeza del pozo:
 - a. La línea de vapor que viene del generador [10] y que distribuye el vapor a los pozos, donde se encuentra el pozo al inyectar espuma, se usa como línea de inyección de agua usando solamente del generador [2] la bomba de agua. En caso de que no se emplee el sistema de generador de vapor para inyectar agua, se requiere conectar la cabeza del pozo [8] a un sistema de bomba [1] y tanques de almacenamiento de agua, con volumen requerido para generar la espuma, véase Figura 1.
 - b. Se ubica la unidad de nitrógeno (N₂): separador [3] y compresor [4], cerca de la cabeza del pozo [8] a inyectar espuma, así como los envases que contienen el agente [5] espumante o surfactante, para realizar la mezcla de este con el nitrógeno (N₂) en la unidad compresora del nitrógeno [4], véase Figura 3,
 - c. En la cabeza del pozo [8] se instala en la misma dirección, pero sentido contrario la tubería de inyección de agua [10] con la tubería de inyección de nitrógeno (N₂) y surfactante [6], así como las toberas de aceleración de los flujos [9], cruceta [11], válvulas [12] de control de flujos y un dispositivo de muestreo [13] de espuma o fluidos, véase Figuras 2, 4 y 5.
 - d. Instalar instrumentación (manómetros diferenciales [7], manómetros de presión [7], válvulas de purga [13] y medidores de flujo [14] en las líneas de agua [10], nitrógeno (N₂) y surfactante [6], para control de la dosificación del suministro de vapor, agua, agente espumante y nitrógeno, véase Figura 4.
 - e. Calibración de los medidores para el monitoreo de flujo [14], presión [7] y temperatura, en cabezal de pozo. Para medir flujos de agua entre 0.0007577 m³/s a 0.01137 m³/s (10 a 150 GPM), presiones entre 0 a 10342.14 KPa (1500 psi), temperaturas entre 293,15 K (20 C) a 623,15 K (350 C), flujo de surfactante de 0 a 300 l/h., flujo de nitrógeno entre 0.111 m³/s a 0,5 m³/s (400 a 1800 m³/h).

- 5 **3.** Realizar el siguiente esquema de inyección de fluidos:
- 10 a. Inyectar vapor [10] hasta 1500 psi y a una temperatura de 588.706 K (600 F) por el espacio anular [15] o la tubería de inyección [16], en un tiempo de 3600 a 21600 s (1 a 6 horas), dependiendo de la longitud del pozo, con el objetivo de limpiar el pozo de fluidos remanentes y desplazarlo hacia los yacimientos o arenas productoras.
- 15 b. Inyectar por el anular [15] del pozo nitrógeno (N_2), la cantidad de 1200 a 14400 m^3 , a una tasa entre 0.1111 m^3/s a 0.5 m^3/s (400 $m^3/hora$ a 1800 $m^3/hora$) por un lapso de 3600 a 43200 s (1 a 12 horas), dependiendo de la longitud del pozo.
- 20 c. Repetir procedimiento por la tubería de inyección [16], con el mismo volumen y tiempo, utilizado en la inyección por el anular [15] del pozo. Se sugiere garantizar una caída de presión mayor a 689.476 KPa a 8273.709 KPa (100 psi a 1200 psi) entre la unidad de nitrógeno (N_2) [4] y la cabeza del pozo [8].
- 25 d. Inyectar simultáneamente por la tubería de inyección [16], nitrógeno (N_2), agente espumante [6] y agua [10], en un tiempo entre 54000 s a 180000 s (15 a 50 horas), según características de dimensión del pozo, propiedades petrofísicas y condiciones de presión y temperatura de yacimiento, a una tasa de nitrógeno (N_2) entre 0.111111 a 0,5 m^3/s (400 $m^3/hora$ a 1800 $m^3/hora$), agente espumante (surfactante) a una tasa entre 0 a 8,33 m^3/s (0 a 300 l/h) y de flujo de agua de 0.0007577 m^3/s a 0.01137 m^3/s (10 a 150 GPM) .
- 30 e. En caso de observarse incremento de presión [7] en cabeza de pozo [8] superior a 10342.14 KPa (1500 psi), se deben reducir todos los flujos (nitrógeno, agua, agente espumante) de manera proporcional manteniendo las relaciones constantes entre el flujo de nitrógeno y el flujo de agua, entre el flujo de agua y el flujo de surfactante, definidas de acuerdo con las condiciones de presión y temperatura del yacimiento ya mencionadas.
- 35 f. Si el incremento de presión persiste, suspender el suministro de N_2 y agente espumante; y continuar inyectando agua hasta que las condiciones de presión, menor a 10342.14 KPa (1500 psi), permitan el reinicio de la inyección de N_2 y agente espumante.
- 40 g. Una vez finalizada la inyección de agente espumante, nitrógeno y agua, se continua con la inyección de nitrógeno (N_2), por la tubería de inyección [16] del pozo, la cantidad de 1200 a 14400 m^3 , a una tasa entre 0.111111 a 0,5 m^3/s (400 $m^3/hora$ a 1800 $m^3/hora$) por un lapso de 1 a 12 horas, dependiendo de la longitud del pozo.
- 45 h. Repetir procedimiento por el anular [15], con el mismo volumen y tiempo, utilizado en la inyección por la tubería de inyección [16] del pozo. Se sugiere garantizar una

- 5 caída de presión mayor a 689.476 a 8273.709 KPa (100 psi a 1200 psi) entre la unidad de nitrógeno (N₂) [4] y la cabeza del pozo [8].

4. Proceso de adecuación del pozo para inyectar vapor:

- 10 a. Realizar purga de la tubería de vapor [13], mediante inyección de vapor a 10342.14 KPa (1500 psi) y 616.483 K (650 F), a un tanque, pozo de disposición o línea de producción, hasta obtener limpieza de la línea de vapor [10] (libre de residuos líquidos y sólidos), para evitar el colapso de la espuma por la inyección adicional de agua al pozo.
- 15 b. Retirar unidad de inyección de N₂ [3,4] y reemplazar el cabezal del pozo [8] para inyección de vapor.
- c. Iniciar inyección de vapor a una tasa de vapor de 1000 a 2000 MMBTUD (2700 a 5400 BEWPD) por un lapso de cuatro (4) días (192 horas) o hasta inyectar la
- 20 cantidad de vapor especificada al pozo.
- d. Dejar en remojo y poner en producción de acuerdo con procedimiento operacional.

25 Especificaciones Técnicas de Equipos.

En las siguientes líneas se presenta las especificaciones técnicas y condiciones de operación de los equipos empleados para la metodología:

- Instrumentos para monitoreo de flujo de agua entre 0.0007577 m³/s a 0.01137 m³/s (10 a 150 GPM) [14], manómetros para presión de 0 a 10342.14 KPa (1500 psi) [7]
- 30 y termómetros para temperatura de 273.15 K a 623.15 K (0 a 350 C), en cabezal de pozo [8],
- Unidad de nitrógeno (separadora [3] y compresora [4]) entre 0.125 m³/s a 0,5 m³/s (450 a 1800 m³/hora).
- Bomba tipo pistón para inyección de agente espumante 1,39 10⁻⁵ m³/s a 5, 56 10⁻⁵ m³/s (50 a 200 lts/hr a 10342.14 KPa (1500 psi) [4]
- 35 Bomba tipo pistón para inyección de agua [1], con carro tanque, o Generador de vapor [2] de 55 a 100 MMBTUH (0.0007577 m³/s a 0.01137 m³/s (10 a 150 GPM)) y 10342.14 KPa (1500 psi))
- Tobera de aceleración de nitrógeno (N₂) [17]
- 40 • Tobera de aceleración de agua [18]
- Configuración cabeza de pozo [8]
- 3000 Kg a 10.000 Kg (3 a 10 Ton) (15 a 50 recipientes de 200 lts) de agente espumante o surfactante [5].

5 Discusión de resultados: Se permite concluir que

Esta nueva metodología ha permitido reducir la cantidad de surfactante a valores inferiores a la CMC, donde se ha disminuido hasta en un 50% el consumo de químicos.

Basados en la calidad y densidad de la espuma, se estima un bloqueo de presión a condiciones de yacimiento de 7928.9709 KPa (1150 psi) en pozos verticales y 3447.38 KPa (500 psi) en pozos horizontales.

El *conformamce* de la inyección de vapor, mediante el uso de espuma generada en superficie con esta nueva metodología, en los pozos verticales ha presentado mejor respuesta que en los pozos horizontales. Los pozos verticales han incrementado hasta 10000 stbo con respecto al ciclo anterior de inyección de vapor, comparado con los 5000 stbo incrementales obtenidos en los pozos horizontales.

Durante la etapa de producción de los pozos inyectados con espuma preformada, se ha observado en la cabeza una temperatura mayor y prolongada en el tiempo, indicando una mejor eficiencia de la inyección cíclica de vapor.

El incremental de producción de aceite sería debido a la estimulación de arenas bajas propiedades petrofísicas y altas presiones, donde el vapor antes no había entrado, por el *conformance* hecho por la espuma, bloqueando arenas agotadas y de alta permeabilidad.

EJEMPLOS

Ejemplo 1. Se han realizado a nivel operativo más de 100 aplicaciones y se observan diferencias en los incrementales de producción de aceite y comportamientos de presión de verticales y horizontales.

Se observa un mejor efecto de bloqueo por parte de la espuma preformada, logrando incrementar la presión en la cabeza de los pozos en las cuatro primeras horas de iniciada la inyección, alcanzándose una estabilización de la presión a entre las 7 y las 10 horas de inyección en los pozos horizontales, y en los pozos verticales a entre las 8 y las 10 horas cambia la rapidez del incremento de presión, debido a que la espuma estaría bloqueando arenas con mayores contrastes en permeabilidad. Una prueba que corrobora el éxito de bloqueo por parte de la espuma preformada es la presión cuando se inyecta el segundo bache de nitrógeno (N₂). Gráfica 1.

35

Ejemplo 2. De seis pozos inyectados con espuma preformada, el 67% (4) de ellos, presentaron mayores acumulados de aceite con respecto al ciclo anterior de inyección de vapor, así como también obtuvieron una mayor eficiencia de la inyección de vapor (OSR). Los incrementales de aceite con respecto al ciclo de inyección de vapor anterior, en los pozos verticales estuvieron alrededor de los 10000 stbo y en los horizontales promediaron

40

5 los 5500 stbo; y en relación con la eficiencia del ciclo de inyección de vapor se obtuvieron incrementales superiores al 190%. En dos pozos (33%), un vertical y un horizontal, su producción de aceite estuvo muy similar al ciclo anterior, manteniendo su eficiencia de inyección de vapor (OSR) constante, lo cual representa un ganancial debido a la inyección de espuma preformada, ya que produjo una reducción de la declinación de producción
10 después del ciclo de inyección de vapor.

Se observó un incremento en el caudal de aceite, así como el mantenimiento de una alta temperatura de la cabeza, en un mayor periodo de tiempo debido al incremento de la efectividad de la inyección de vapor (OSR) en un 202%, debido a la divergencia generada por la espuma, y contactar arenas muy poco drenadas en ciclos anteriores, que permitió
15 tener un incremento de 10000 stbo adicionales con respecto al ciclo anterior, en los pozos verticales.

La eficiencia de la inyección de vapor (OSR) se incrementó en un 192%, generando una producción incremental de aceite de 5500 stbo, con respecto al ciclo anterior en los pozos horizontales.

20 En general es aconsejable incluir ejemplos concretos de realización de la invención, aportando datos de condiciones operatorias, medidas de las magnitudes empleadas en la producción, condiciones de operación, etc., según el tipo de invención que se trate.

25

Ejemplo 3.

Suponiendo una concentración de materia activa del agente espumante del 21% vol/vol y una dilución al 0.25% vol/vol, menor a la concentración micelar crítica (CMC) del surfactante, para crear la espuma, sería necesario mezclar a una relación de 83 vol/vol de
30 agua-agente espumante y mezclar en una relación de 71 vol/vol de N₂ y líquido (agua + agente espumante), para tener una relación volumétrica de 70% de gas en el volumen total de la espuma (calidad de la espuma) del 70% a condiciones de yacimiento, condición necesaria para tener una espuma de alta viscosidad aparente que permita el bloqueo de las zonas de alta permeabilidad, ya drenadas por la acción de la inyección alterna de vapor.
35 Véase Figura 1.

Ejemplo 4.

En la tabla 1 se presenta un ejemplo de esquema de inyección y corresponde a un pozo de 1800 pies de longitud, con un volumen de inyección de surfactante o agente espumante de

5 5000 lts. Este esquema de inyección varía en función de la longitud del pozo, profundidad del yacimiento y del volumen de espuma requerido para el tratamiento.

Elementos	Unidades	Limpio	N2	Vapor	N2	Total
Tiempo	Horas (segundo)	2,4 (86400 s)	9.33 (33588 s)	25.00 (90000 s)	9.33 (33588 s)	44 (158400 s)
Vapor	Bls (m3)	135 (21.463 m3)	0	0	0	135 (21.463 m3)
Nitrógeno	Sm3	0	11200	30001	11200	52401
Agente espumante	Lts (m3)	0	0	5000 (5 m3)	0	5000 (5 m3)
Agua	Bls (m3)	0	0	2610 (21.463 m3)	0	2610 (21.463 m3)

10 **Tabla 1.-** Esquema de inyección de fluidos (vapor, nitrógeno, surfactante y agua) totales del proceso de generación de espuma.

Ejemplo 5.

15 En la tabla 2, se ilustra un ejemplo del esquema de inyección durante la generación de la espuma y corresponde a un pozo de 1800 pies de longitud, con un volumen de inyección de surfactante o agente espumante de 5000 lts. Este esquema de inyección varía en función de la longitud del pozo, profundidad del yacimiento y del volumen de espuma requerido para el tratamiento.

Fluid	Unidades	Volumen	Tiempo (hr) - segundos	Rate	Unidades
-------	----------	---------	------------------------	------	----------

Nitrógeno	sm3	300001	25,0 (90000 s)	1200 (0.333 m3/s)	sm3/hr (sm3/s)
Agente espumante	lts	5000 (5 m3)	25,0 (90000 s)	200 (5.5556e-5 m3/s)	lt/hr (m3/s)
Agua	bls	2610 (21.463 m3)	25,0 (90000 s)	104 (0.00459297 m3/s)	bls/hr (m3/s)

5

Tabla 2.- Esquema de flujos de agua, nitrógeno y surfactante durante la generación de espuma.

En la tabla 3 se presentan los cambios en las tasas de flujo de nitrógeno, agua y agente espumante, para mantener una relación constante entre los flujos de nitrógeno y agua, y entre los flujos de agua y agente espumante en caso de alcanzarse una presión máxima de 10342.14 KPa (1500 psi) durante la inyección de espuma.

10

Reducción	Tiempo (hrs) (segundos)	Nitrógeno m3/hr	Agente Espumante (lts/hr) – (m3/s)	Agua GPM (m3/s)
0%	25,0 (90000 s)	1200 (0.333 m3/s)	200 (5.5556e-5 m3/s))	73 (7.57683211E-5 m3/s)
10%	27,8 (100080 s)	1080 (0.3 m3/s)	180 (5e-5 m3/s)	66 (0.0050007091926 m3/s)
20%	31,3 (112680 s)	960 (0.266667 m3/s)	160 (4.4444e-5 m3/s)	58 (0.0043945626238 m3/s)

30%	35,7 (128520 s)	840 0.233333 m3/s)	140 (3.8889 e-5 m3/s)	51 (0.0038641843761 m3/s)
40%	41,7 (150120 s)	720 (0,2 m3/s)	120 (3.3333e-5 m3/s)	44 (0.0038641843761 m3/s)
50%	50,0 (180000)	600 (0.166667)	100 (2.7778e-5 m3/s)	37 (0.0028034278807 m3/s)

5

Tabla 3.- Esquema de reducción de flujos de agua, nitrógeno y surfactante, en caso de sobrepesionamiento.