

5

REIVINDICACIONES

1. Un método de recuperación de petróleo de un reservorio portador de petróleo subterráneo usando un fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad, en donde el polímero viscosificante es un polímero de acrilamida, y en donde el agua de baja salinidad es seleccionada de agua de lago, agua de río, agua de acuífero de baja salinidad, agua de estuario de baja salinidad, agua desalinizada y agua producida de baja salinidad que tiene un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) de 100 ppmv a 15.000 ppmv, y en donde la proporción entre el contenido en cationes multivalentes del agua de baja salinidad y el contenido en cationes multivalentes del agua intersticial del reservorio es desde 0:1 a 1:1, y en donde la viscosidad del fluido de inyección está en el rango de 3 a 200 cP, siendo penetrado el reservorio por pozos de inyección y por pozos de producción, cuyo fluido de inyección es inyectado en los pozos de inyección en un tamaño de chorro en el rango de 0,4 a 1,5 volúmenes de poro (VP).
2. Un método según la reivindicación 1, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado en un tamaño de chorro de 0,5 a 1,0 VP.
3. Un método según la reivindicación 1, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado en un tamaño de chorro de 0,6 a 0,9 VP.
4. Un método según las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado durante la recuperación secundaria.
5. Un método según la reivindicación 4, caracterizado por que el petróleo tiene una viscosidad de 40 a 200 cP.
6. Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el agua de baja salinidad tiene un contenido en SDT de 200 ppmv a 12.000 ppmv.

7. Un método según las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado por que el agua de baja salinidad tiene un contenido en SDT de 500 ppmv a 10.000 ppmv.
8. Un método según las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado por que el agua de baja salinidad tiene un contenido en SDT de 1.000 ppmv a 8.000 ppmv.
9. Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que la proporción entre el contenido en cationes multivalentes del agua de baja salinidad y el contenido en cationes multivalentes del agua intersticial del reservorio es de 0:1 a 0,9:1.
10. Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el polímero de acrilamida es un homopolímero.
11. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, caracterizado por que el polímero de acrilamida es un heteropolímero.
12. Un método según la reivindicación 11, caracterizado por que el polímero de acrilamida es un copolímero o terpolímero.
13. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 12, caracterizado por que el polímero de acrilamida es hidrolizado en un grado de hidrólisis de 0,15 a 0,40.
14. Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el fluido de inyección es una solución del polímero viscosificante en el agua de baja salinidad.
15. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13, caracterizado por que el fluido de inyección es una dispersión del polímero viscosificante en el agua de baja salinidad.
16. Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el fluido de inyección comprende 500 ppm, 700 ppm, 1.000 ppm, 1.250 ppm o 1.500 ppm del polímero en peso.
17. Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el petróleo tiene una viscosidad de 40 a

200 cP y el tamaño de chorro del fluido de inyección está en el rango de 0,5 a 0,9 VP.

18. Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 16,
5 caracterizado por que el petróleo tiene una viscosidad de 3 a 40 cP y el
tamaño de chorro del fluido de inyección está en el rango de 0,7 a 1,5 VP.

19. Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes,
10 caracterizado por que, tras la inyección del fluido de inyección, se puede
inyectar un fluido de arrastre en el reservorio; en donde el fluido de arrastre
es seleccionado de agua de mar, agua producida de gran salinidad y agua
de un acuífero de gran salinidad.

20. Un método según se reivindica en la reivindicación 19, caracterizado por que
15 el fluido de arrastre es inyectado en el reservorio en un volumen de poro
mayor que el fluido de inyección.

21. Un método según se reivindica en la reivindicación 20, caracterizado por que
20 el fluido de arrastre es inyectado en el reservorio en un volumen de poro en
el rango de 2 a 10.

22. Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes,
25 caracterizado por que se inyecta un fluido espaciador en el reservorio antes
y/o después de la inyección del fluido de inyección; en donde el fluido
espaciador es seleccionado de fluido base de agua de baja salinidad y agua
de gran salinidad ablandada.

23. Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones
30 precedentes, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado bajo
presión en un pozo de inyección que está separado de un pozo de
producción y pasa directamente a la roca portadora de petróleo del
reservorio desde el pozo de inyección.

24. Un método según se reivindica en la reivindicación 23, caracterizado por que
35 el fluido de inyección es inyectado a una presión de 10.000 a 100.000 kPa
(de 100 a 1.000 bares).