

MÉTODO PARA CONSOLIDAR FORMACIONES SUBTERRÁNEAS

REFERENCIA CRUZADA A LA SOLICITUD RELACIONADA

5 **[0001]** La presente solicitud de patente reivindica el beneficio de la solicitud de patente provisional de Estados Unidos n.º 63/265,154, presentada el 8 de diciembre de 2021, que se incorpora en su totalidad a la presente memoria a modo de referencia.

CAMPO

10 **[0002]** La presente solicitud de patente describe sistemas y métodos para consolidar formaciones subterráneas. Específicamente, la presente solicitud de patente describe sistemas y métodos para preparar un fluido de consolidación de arena sostenible en un solo paso.

ANTECEDENTES

15 **[0003]** La producción de arena a partir de yacimientos de arenisca no consolidados puede afectar negativamente la productividad del yacimiento y la rentabilidad del proyecto. La consolidación de arena es una tecnología de recuperación que consiste en inyectar un fluido en la formación para unir los granos de arena y proporcionar una fuerte cohesión. La mayoría de las tecnologías de consolidación existentes utilizan fluidos a base de disolventes, lo que
20 aumenta la complejidad operativa para lograr un tratamiento exitoso sin comprometer la permeabilidad retenida y genera preocupaciones ambientales.

25 **[0004]** La producción de arena de yacimientos no consolidados puede afectar negativamente las tasas de producción y dañar ampliamente las instalaciones de superficie y los equipos de fondo de pozo. También puede aumentar los costos de producción, ya que la presencia de arena en los fluidos producidos requiere la separación y eliminación de la arena en la superficie. Por lo tanto, para mitigar estos problemas, los operadores suelen optar por
tratamientos de control de arena. Las metodologías comunes de control de arena incluyen métodos mecánicos como cribas independientes, paquetes de grava, tratamientos de paquete de fractura y técnicas químicas como arena in situ.

30 **[0005]** La consolidación de arena química controla la producción indeseable de arena uniéndola químicamente los granos de arena sueltos con una resina a base de furano o epoxi.

Cuando la resina se inyecta en la formación no consolidada, recubre las superficies de los granos de arena. Después de un tiempo suficiente a la temperatura del fondo del pozo, la resina se endurece consolidando así la formación.

[0006] Los sistemas tradicionales de consolidación de resina suelen estar basados en disolventes y, por tanto, plantean inquietudes medioambientales. También están catalizados externamente, lo que significa que a la inyección de resina le sigue un exceso de flujo del activador químico. El exceso de flujo a menudo no se distribuye uniformemente en la formación, lo que da como resultado una polimerización de resina insuficiente y una consolidación subóptima. La necesidad de lavados posteriores al tratamiento también añade complejidad operativa. Existe la necesidad de un sistema y método de consolidación de arena mejorados.

[0007] Se pretende que esta sección presente al lector diversos aspectos de la técnica que pueden estar relacionados con diversos aspectos de las técnicas del presente documento, que se describirán y/o reivindicarán más adelante. Se cree que este análisis es útil para proporcionar información al lector sobre los antecedentes para facilitar una mejor comprensión de los diversos aspectos de la presente divulgación. Por consiguiente, debería entenderse que estas declaraciones deben interpretarse de este modo y no como admisión de la técnica previa.

COMPENDIO

[0008] Las modalidades descritas en el presente documento proporcionan un método para consolidar partículas en una formación subterránea que comprende preparar un fluido de tratamiento (por ejemplo, fluido de consolidación) que tenga una viscosidad inferior a alrededor de 5 cP. El fluido de tratamiento incluye un sistema de resina, un tensioactivo y un agente de curado. En algunas modalidades, el fluido de tratamiento tiene una viscosidad inferior a alrededor de 5 cP durante hasta veinticuatro horas a temperatura ambiente. En algunas modalidades, el tensioactivo tiene un punto de turbidez o una temperatura de solución crítica más baja (LCST) que oscila entre 100 °F [37,8 °C] y alrededor de 300 °F [148,9 °C]. En algunas modalidades, el sistema de resina tiene una viscosidad inferior a 50 cP. El método también incluye introducir el fluido de tratamiento en la formación subterránea y permitir que el fluido se cure para consolidar partículas en la formación subterránea. En algunas

modalidades, una temperatura de la formación subterránea es al menos la LCST del tensioactivo.

[0009] Las modalidades descritas en el presente documento proporcionan un sistema para consolidar partículas en una formación subterránea. El sistema incluye un fluido de tratamiento (por ejemplo, fluido de consolidación) que tiene una viscosidad inferior a 5 cP. El fluido de tratamiento incluye un sistema de resina, un tensioactivo y un agente de curado. En algunas modalidades, el fluido de tratamiento tiene una viscosidad inferior a alrededor de 5 cP durante hasta veinticuatro horas a temperatura ambiente. En algunas modalidades, el tensioactivo tiene un punto de turbidez o una temperatura de solución crítica más baja (LCST) que oscila entre 100 °F [37,8 °C] y alrededor de 300 °F [148,9 °C]. En algunas modalidades, el sistema de resina tiene una viscosidad inferior a 50 cP. El método también incluye introducir el fluido de tratamiento en la formación subterránea y permitir que el fluido se cure para consolidar partículas en la formación subterránea. En algunas modalidades, una temperatura de la formación subterránea es al menos la LCST del tensioactivo.

[0010] Se pueden emprender diversas mejoras de las características indicadas anteriormente en relación con diversos aspectos de la presente divulgación. También se pueden incorporar características adicionales a estos diversos aspectos. Estas mejoras y características adicionales pueden existir individualmente o en cualquier combinación. Por ejemplo, varias características que se analizan más adelante en relación con una o más de las modalidades ilustradas pueden incorporarse en cualquiera de los aspectos antemencionados de la presente divulgación solos o en cualquier combinación. El objetivo del breve compendio presentado anteriormente es familiarizar al lector con determinados aspectos y contextos de las modalidades de la presente divulgación sin imponer limitaciones en la materia reivindicada.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0011] Para que la manera en que las características mencionadas anteriormente de la presente divulgación se puedan entender en detalle, se puede tener una descripción más particular de la divulgación, resumida brevemente anteriormente, haciendo referencia a modalidades, algunas de las cuales se ilustran en los dibujos adjuntos. Sin embargo, cabe destacar que los dibujos adjuntos ilustran solo ejemplos de modalidades y, por lo tanto, no

deben considerarse limitantes de su alcance, pueden admitir otras modalidades igualmente efectivas. De manera adicional, se contempla que los elementos y las características de una modalidad pueden incorporarse de manera beneficiosa a otras modalidades sin que se mencione adicionalmente.

5 **[0012]** La FIG. 1 ilustra una gráfica de la viscosidad de cizallamiento estable de un fluido de consolidación en función del tiempo, según modalidades de la divulgación.

[0013] La FIG. 2 es una imagen de un estudio de estabilidad (por ejemplo, prueba de botella) del fluido de consolidación de la FIG. 1, según modalidades de la divulgación.

10 **[0014]** La FIG. 3 ilustra una gráfica de la viscosidad de cizallamiento estable de un fluido de consolidación en función del tiempo, según modalidades de la divulgación.

[0015] La FIG. 4 es una imagen de un estudio de estabilidad (por ejemplo, prueba de botella) del fluido de consolidación de la FIG. 3, según modalidades de la divulgación.

15 **[0016]** La FIG. 5 es una imagen que muestra paquetes de arena consolidados representativos preparados a diferentes temperaturas de curado, según modalidades de la divulgación.

[0017] La FIG. 6 es una serie de imágenes que muestran paquetes de arena consolidados con arcillas que contienen arena y su respectiva resistencia a la compresión no confinada (UCS), según modalidades de la divulgación.

20 **[0018]** La FIG. 7 es una serie de imágenes que muestran paquetes de arena consolidados preparados con paquetes de arena saturada de petróleo y la UCS respectiva, según modalidades de la divulgación.

[0019] La FIG. 8 es una serie de imágenes que muestran fotografías de un paquete de arena consolidado empapado en ácido durante un período de cinco días, según modalidades de la divulgación.

25

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0020] Se describen a continuación una o más modalidades específicas de la presente divulgación. En un intento de proporcionar una descripción concisa de estas modalidades, en la memoria descriptiva no se describen todas las características de una implementación real.

30 Debe tenerse en cuenta que, en el desarrollo de cualquier implementación real, por ejemplo, en cualquier proyecto de ingeniería o diseño, se deben tomar numerosas decisiones

específicas de la implementación para lograr los objetivos específicos de los desarrolladores, tales como el cumplimiento de las restricciones relacionadas con el sistema y relacionadas con la actividad comercial, que pueden variar de una implementación a otra. Además, se debe reconocer que dicho intento de desarrollo puede ser complejo y puede llevar tiempo, pero, sin embargo, sería una tarea rutinaria de diseño y fabricación para los expertos en la técnica que se benefician de la presente divulgación.

[0021] Cuando se presentan los elementos de las diversas modalidades de la presente divulgación, se pretende que los artículos “un”, “el” y “dicho” indiquen que hay uno o más de los elementos. Las expresiones “que comprende”, “que incluye” y “que tiene” pretenden ser inclusivas y significan que puede haber elementos adicionales además de los elementos enumerados. Además, debe entenderse que no se pretende que las referencias a “una modalidad” o “modalidad” de la presente divulgación sean interpretadas como excluyentes de la existencia de modalidades adicionales que también incorporan las características mencionadas.

[0022] Las modalidades de la presente divulgación están dirigidas a un fluido de consolidación sostenible de un solo paso y a métodos para prepararlo. El fluido de consolidación está compuesto por una resina (por ejemplo, un sistema de resina), un agente de curado y un tensioactivo disperso en un disolvente acuoso (por ejemplo, agua). En algunas modalidades, el tensioactivo tiene un punto de turbidez o una temperatura de solución crítica más baja (LCST) que oscila entre alrededor de 100 °F [37,8 °C] y alrededor de 300 °F [148,9 °C]. El fluido está catalizado internamente y activado por la temperatura. Esto permite que los componentes del fluido (p. ej., la resina, el agente de curado y el tensioactivo) se mezclen en la superficie (p. ej., mediante un mezclador por lotes), lo que da como resultado un tratamiento en un solo paso que simplifica significativamente las operaciones de campo.

[0023] Además, la falta de disolventes peligrosos en el fluido de consolidación da como resultado un proceso más sostenible de preparación del fluido de consolidación en comparación con los fluidos de consolidación convencionales. Además, las modalidades del fluido de consolidación introducen más sostenibilidad en el yacimiento petrolífero. El fluido de consolidación funciona bien en amplios rangos de temperatura y permeabilidad de yacimientos y también es compatible con arcillas y petróleo.

[0024] Tal como se mencionó anteriormente, el fluido de consolidación descrito en el

presente documento incluye una resina, un agente de curado y un tensioactivo disperso en un disolvente acuoso (por ejemplo, agua). En determinadas modalidades, el fluido se prepara agregando secuencialmente las cantidades requeridas del tensioactivo, resina y agente de curado al agua dulce. El fluido se mezcla a velocidad media usando un mezclador superior durante setenta y cinco (75) minutos. Después de mezclar el fluido, el fluido permaneció estable durante aproximadamente veinticuatro (24) horas a temperatura ambiente (por ejemplo, 77 °F [25 °C]).

[0025] El fluido de consolidación se caracterizó en el laboratorio en términos de viscosidad, estabilidad a temperatura elevada y rendimiento de la consolidación. También se estudió la compatibilidad del fluido de consolidación con diversas arcillas y aceites y la estabilidad del fluido de consolidación en presencia de ácido. Además, se cuantificó la permeabilidad recuperada y la resistencia a la compresión de la arena consolidada para la arena limpia y la arena con diferentes cantidades de arcillas. El fluido funcionó bien en un amplio rango de temperaturas (104 °F [40 °C] a 230 °F [110 °C]) y es compatible con arcillas (hasta 30 %) y aceites (por ejemplo, minerales, diésel y crudos). Una vez mezclado, el fluido tenía una viscosidad muy baja (<5 cP a 170 s⁻¹), lo que permite el uso del fluido en formaciones de baja permeabilidad. La baja viscosidad del fluido también proporciona un control operativo simplificado y reduce los riesgos de bombeo en una amplia gama de aplicaciones de yacimientos.

[0026] Se diseñaron modalidades del fluido de consolidación para que tuvieran una viscosidad de cizallamiento estable de menos de 5 cP durante al menos 24 horas a temperatura ambiente y durante una a dos horas a temperaturas ligeramente elevadas. Esto fue importante para la simplicidad operativa en términos de mezcla y colocación y para evitar el fraguado prematuro de la resina en el equipo de mezcla (luego de la preparación) y las estructuras tubulares durante el bombeo.

[0027] Las modalidades del fluido de consolidación utilizan una cantidad limitada de resina, siendo el resto predominantemente agua. La fracción de gran volumen de agua actúa como espaciador, lo que da como resultado una alta permeabilidad retenida (más del 75 %) del fluido después de que la resina se ha endurecido. Una vez mezclado el fluido, el fluido tiene una viscosidad muy baja (menos de 5 cP a temperatura ambiente y 170 s⁻¹) y es estable durante al menos 24 horas. Además, el mecanismo de consolidación se activa exclusivamente

por la temperatura, lo que proporciona más control y reduce los riesgos operativos. Este mecanismo permite mezclar todos los componentes necesarios y que el tratamiento sea de un solo paso, mejorando así drásticamente la eficiencia operativa. El fluido de consolidación funciona bien en un amplio rango de temperaturas (104 °F [40 °C] a 230 °F [110 °C]), lo que produce una resistencia a la compresión no confinada (UCS) de hasta 2800 lbf/in² mientras mantiene una permeabilidad recuperada de más del 75 %. También es compatible con cantidades significativas de arcillas, lo que permite su uso en condiciones de yacimiento difíciles.

EJEMPLOS

10 **[0028] Ejemplo 1:** Viscosidad del fluido de tratamiento (p. ej., fluido de consolidación) a 77 °F [25 °C] inmediatamente después de la preparación y 24 horas después.

[0029] La FIG. 1 muestra la viscosidad de cizallamiento estable del fluido de consolidación a temperatura ambiente (77 °F [25 °C]) y 170 s⁻¹ inmediatamente después de la preparación y 24 horas después. La viscosidad del fluido permanece constante y muy por debajo de 5 cP durante 24 horas. La baja viscosidad del fluido facilita su uso en formaciones que tienen baja permeabilidad. La FIG. 2 es una imagen de un estudio de estabilidad (por ejemplo, una prueba de botella) del fluido de consolidación. El estudio de estabilidad del fluido de consolidación no mostró separación de fases ni sedimentación en un período de 24 horas a temperatura ambiente (es decir, 77 °F [25 °C]).

20 **[0030] Ejemplo 2:** Viscosidad del fluido de tratamiento a temperaturas ligeramente elevadas.

[0031] La FIG. 3 muestra la viscosidad de cizallamiento estable del fluido de consolidación a temperaturas ligeramente elevadas (es decir, 122 °F [50 °C] y 140 °F [60 °C]) y 170 s⁻¹ inmediatamente después de la preparación. A temperaturas ligeramente elevadas (hasta alrededor de 140 °F [60 °C]), la viscosidad del fluido de cizallamiento estable a 170 s⁻¹ se mantuvo muy por debajo de 5 cP durante al menos 1 a 2 horas. No se observó ningún aumento en la viscosidad indicativo del fraguado de la resina. Esta calidad del fluido es beneficiosa ya que permite un tiempo de bombeo suficiente y una colocación precisa del fluido de consolidación en el fondo del pozo incluso a temperaturas ligeramente elevadas (menores o iguales a 140 °F [60 °C]) sin el riesgo de un fraguado prematuro de la resina. La FIG. 4 es una imagen de un estudio de estabilidad (por ejemplo, una prueba de botella) del fluido de

consolidación. Las pruebas de estabilidad del fluido no mostraron separación de fases ni sedimentación.

[0032] Ejemplo 3: Rendimiento (resistencia a la compresión no confinada (UCS) y permeabilidad retenida) del fluido de consolidación de resina a diferentes temperaturas. Los paquetes de arena consolidada se prepararon utilizando arena de malla 100.

[0033] Dos indicadores de rendimiento del fluido de consolidación de arena son la resistencia a la compresión y la permeabilidad retenida después de la consolidación. El tratamiento de una formación con un fluido de consolidación de arena puede dar como resultado una reducción en la permeabilidad del yacimiento. Mayores resistencias a la compresión del fluido de consolidación de arena pueden conducir a permeabilidades reducidas de la formación. Por lo tanto, es técnicamente un desafío proporcionar un fluido de consolidación de arena que proporcione un equilibrio entre alta resistencia a la compresión y permeabilidad retenida. Una UCS de más de 500 lbf/in² (a veces más de 1000 lbf/in²) de un fluido de consolidación de arena es generalmente deseable para la consolidación de arena.

Las mejoras en la resistencia a la compresión de la roca mediante tratamientos de consolidación con resina mejoran la producción al aumentar la reducción máxima que se puede aplicar a la formación.

[0034] Para evaluar el rendimiento del fluido de consolidación, se prepararon paquetes de arena consolidada a diferentes temperaturas utilizando arena de malla 100. El tiempo de curado (por ejemplo, tiempo de bloqueo) varió en función de la temperatura y fue de 3 días a temperaturas inferiores a 180 °F [82,3 °C] y de 1 día a temperaturas superiores a 180 °F (82,3). La Tabla 1 muestra la permeabilidad retenida y la UCS de los paquetes de arena consolidados (por ejemplo, preparados con arena de malla 100). En cada temperatura probada, el fluido de consolidación dio resistencias a la compresión superiores a 1000 lbf/in² mientras mantenía permeabilidades retenidas de más del 75 %. Además, es importante señalar que, a diferencia de los tratamientos tradicionales con resina, no se requirió un lavado excesivo para mejorar la permeabilidad retenida después del tratamiento. En cambio, la fracción de gran volumen de agua en el fluido de consolidación actúa como un espaciador, lo que da como resultado una alta permeabilidad retenida después de que la resina se ha endurecido.

Tipo de arena	Volúmenes de poros del fluido de tratamiento inyectado	Temperatura de curado (°F)	Tiempo de curado (días)	UCS de paquete de arena consolidada (lbf/in ²)	Permeabilidad retenida del paquete de arena consolidada (%)
Malla 100	3	104	3	1756	84
		140	3	1091	82
		175	3	1310	78
		194	1	2230	76
		230	1	2850	87

Tabla 1

[0035] Ejemplo 4: Paquetes de arena consolidada representativos preparados a diferentes temperaturas de curado usando arena de malla 100.

[0036] La FIG. 5 es una imagen que muestra paquetes de arena consolidada representativos preparados a diferentes temperaturas de curado usando arena de malla 100. Los paquetes de arena consolidada fueron inspeccionados visualmente y no se observaron lijados ni grietas.

[0037] Se llevaron a cabo pruebas de laboratorio para evaluar si el fluido de tratamiento (por ejemplo, fluido de consolidación) podía consolidar la arena que contenía alrededor de 10 % a alrededor de 30 % de arcillas. Esto es importante ya que los yacimientos que requieren tratamiento de consolidación con arena rara vez están exentos de arcillas. Se puede esperar que todos los yacimientos contengan entre alrededor de 5 % y alrededor de 40 % de arcillas como una mezcla de arcillas hinchables y migratorias. La FIG. 6 es una serie de imágenes que muestran los paquetes de arena consolidada con arena que contiene arcillas y sus respectivas UCS. El fluido fue capaz de consolidar arena que contiene arcillas en el rango evaluado con alta resistencia a la compresión. Los paquetes de arena se curaron a 140 °F [60 °C] durante 6 días.

[0038] Además de la compatibilidad con la arcilla, se comprobó la compatibilidad del fluido de consolidación con el petróleo. El objetivo de esta prueba fue determinar si el fluido de consolidación podía desplazar con éxito el petróleo de un paquete de arena saturado de

petróleo y consolidarlo. Con estas pruebas también se determinó la necesidad de un lavado mutuo de disolvente antes de la inyección del tratamiento. Se probaron tres tipos de aceite: aceite mineral, diésel y petróleo crudo. El fluido de consolidación era compatible con diésel y aceites minerales y pudo consolidar la arena saturada de petróleo. En presencia de petróleo crudo, debido a la relación de viscosidad, se requirió un lavado previo con disolvente mutuo para ayudar a que el fluido de tratamiento desplazara uniformemente al petróleo y saturara la arena no consolidada. La FIG. 7 es una serie de imágenes que muestran los paquetes de arena consolidados preparados con paquetes de arena saturados de petróleo y sus correspondientes resistencias a la compresión. Todas las pruebas se llevaron a cabo con arena de malla 100. Los paquetes de arena tratados se curaron en un horno a 140 °F [60 °C] durante 3 días.

[0039] En ocasiones, un tratamiento de consolidación de arena puede ir seguido de un trabajo de estimulación ácida. Por lo tanto, es importante determinar la estabilidad del paquete de arena consolidada en presencia de ácido. Para probar esto, se empapó un paquete de arena consolidada en HCl al 15 % a 140 °F [60 °C] durante 5 días. Al final de los 5 días, se examinó visualmente la integridad del paquete de arena consolidada y se midió su resistencia a la compresión. La UCS del paquete de arena consolidada empapado en ácido fue de 929 lbf/in², que fue el 97 % de la UCS del paquete de arena consolidada original (954 lbf/in²). Esto demostró que el HCl al 15 % tuvo un impacto insignificante en la eficacia del tratamiento de consolidación. La FIG. 8 es una serie de imágenes que muestran fotografías del paquete de arena consolidada empapado en ácido durante el período de remojo de 5 días, lo que demuestra su estabilidad.

[0040] El nuevo fluido de consolidación de arena a base de resina se caracterizó en el laboratorio en términos de viscosidad, estabilidad a temperatura elevada y rendimiento de la consolidación. El mecanismo de consolidación está diseñado para activarse en el fondo del pozo según la temperatura. Esto permitió que el tratamiento fuera de un solo paso, mejorando así significativamente la simplicidad operativa.

[0041] Una vez mezclado, el fluido tiene una viscosidad muy baja (menos de 5 cP a 170 s⁻¹) y es estable durante al menos 24 horas. Esto es importante para la simplicidad operativa. Además, la baja viscosidad del fluido facilita su uso en formaciones de baja permeabilidad. El rango de temperatura aplicable para el producto es de alrededor de 104 °F [40 °C] a alrededor

de 230 °F [110 °C]. A estas temperaturas, el tratamiento puede generar paquetes de arena consolidada con resistencias a la compresión superiores a 1000 lbf/in² y permeabilidades retenidas superiores al 75 %. A diferencia de los sistemas de resina tradicionales, este nuevo sistema de consolidación de arena de resina no requiere un tratamiento de lavado excesivo para mejorar la permeabilidad retenida del yacimiento. La fracción de gran volumen de agua en el fluido de consolidación de resina actúa como un espaciador, lo que da como resultado una alta permeabilidad retenida después de que la resina se ha endurecido.

[0042] El fluido de consolidación es compatible con las arcillas de formación. Puede consolidar la arena que contiene hasta alrededor de un 30 % de arcilla, y los paquetes de arena resultantes tienen altas resistencias a la compresión. El fluido de consolidación también es compatible con aceites minerales, diésel y petróleo crudo y puede usarse para tratar formaciones humedecidas con petróleo. En presencia de petróleos crudos, se requiere un lavado previo con disolvente mutuo para ayudar a que el fluido de tratamiento desplace al petróleo.

[0043] La consolidación producida por este fluido de consolidación es resistente al ácido. Remojar los paquetes de arena consolidada en HCl al 15 % a 140 °F [60 °C] durante 5 días no tuvo ningún impacto en la eficacia del tratamiento de consolidación. En comparación con los sistemas de resina tradicionales, el sistema de consolidación (por ejemplo, el fluido de consolidación) aquí descrito está libre de disolventes peligrosos, lo que hace que el proceso de consolidación de arena sea más sostenible.

[0044] Si bien lo anterior se dirige a modalidades de la materia objeto de la presente divulgación, se pueden idear otras y más modalidades de la presente divulgación sin apartarse del alcance básico de esta, y el alcance de esta se determina por las reivindicaciones que siguen a continuación. Las modalidades específicas descritas anteriormente se han ilustrado a modo de ejemplo y debe entenderse que estas modalidades pueden ser pasibles de diversas modificaciones y formas alternativas. Se debe entender además que no se pretende que las reivindicaciones se limiten a las formas particulares descritas, sino más bien que abarquen todas las modificaciones, los equivalentes y las alternativas que se encuentran dentro del espíritu y alcance de la presente divulgación.