



MEMORIA DESCRIPTIVA

que se presenta para unir a la solicitud

de

P A T E N T E DE INVENCION

formulada el 9 de Agosto de 1.966 con el núm. 330.055

en

E S P A Ñ A

por VEINTE años

a nombre de ESSO PRODUCTION RESEARCH COMPANY, entidad norteamericana, establecida en Houston, Tejas, Estados Unidos de América, por:

"UN MÉTODO PARA TRATAR UNA FORMACION DE SUBSUELO QUE RODEA A UN POZO"

Este invento se refiere a la fractura hidráulica de formaciones del subsuelo que rodean a un pozo o agujero de sondeo. De un modo especial, el invento está dirigido a un método mejorado de fracturar caracterizado por la inyección de una composición fluida de fractura que tiene propiedades especialmente adecuadas para el desarrollo de fracturas de gran capacidad. La mejora estriba en general en una técnica que permite el uso de fluidos de fractura que tienen una viscosidad mucho mayor que los fluidos más viscosos que la industria ha considerado

5

10



hasta el presente de posible uso como flúidos de fractura. Las composiciones, en sí mismas, son nuevas como medios de fractura, y pueden ser consideradas como que tienen una naturaleza no homogénea, comprendiendo un flúido de baja viscosidad y un flúidos muy viscoso.

5 La fractura hidráulica es uno de los métodos más utilizados para estimular la producción de flúidos desde formaciones de pozo. De acuerdo con esta técnica, se aplica una presión hidráulica suficiente para crear una fractura en la formación de producción dentro del pozo al nivel de la formación. El flúido de fractura es típicamente un aceite de hidrocarburo que tiene una viscosidad comprendida en el margen de 10 a 100 centipoises, que lleva de 120 a 480 gramos por galón de arena como agente de consolidación para evitar que se cierre la fractura después de retirada la presión de inyección. También se usan flúidos de fractura acuosos, con aditivos para aumentar la capacidad de arrastre de arena y para controlar las pérdidas de flúido.

15 La mayoría de los operarios prefieren arena de grano redondo de tamaño comprendido entre los tamices de 841 y 420 micras de abertura de malla, como agente de consolidación para tener la seguridad de que no se produce un "apertura insuficiente" es decir, una condición por la que la fractura no es abierta suficientemente para aceptar el agente de consolidación. Al final de un tratamiento de fractura las fracturas contienen una pasta de arena en el flúido de fractura, con una mayor concentración de arena que en flúido inyectado, ya que una parte del flúido se ha ido filtrando continuamente en las paredes



adyacentes durante el tratamiento. El fluido continuará filtrándose cuando la fractura empieza a cerrarse.

5 Típicamente, una fractura que tiene 6,35 milímetros de ancho durante la inyección tendrá una anchura cerrada de aproximadamente 1,27 milímetros, debido a la presión del terreno de sobrecarga que la limita. Puesto que la permeabilidad de la arena densificada de 841 a 420 micras de abertura de malla, se ha informado que tiene como media un valor de 120 darcys, la capacidad de la fractura resultante tendrá como promedio unos 6.000 milidarcys por 10 2,5 centímetros.

15 Un objeto del presente invento es crear fracturas que tienen capacidades sustancialmente aumentadas, que varían desde 50.000 hasta 500.000 milidarcys por 2,5 centímetros, y en algunos casos hasta más de 1.000.000 milidarcys por 2,5 centímetros. La mayor capacidad se obtiene creando fracturas de mayor anchura dinámica, lo que a su vez permite el uso de arena de grano más grueso para aumentar la permeabilidad de la fractura.

20 La necesidad de fracturas con capacidad sustancialmente aumentada no ha sido plenamente aceptada en el pasado. Una razón para esto es la tendencia de la mayoría de los operarios a concentrarse en la estimulación de depósitos que tienen permeabilidad limitada. Por 25 ejemplo, en una formación de 10 milidarcys de un espesor de 600 centímetros y que produce 1.590 litros por día de petróleo de 10 cps de viscosidad, las técnicas de fractura usuales pueden fácilmente triplicar o cuadruplicar la producción. Una fractura con una capacidad de 1.000.000 30 milidarcys por 2,5 centímetros no reflejaría más de dos a



tres veces la estimulación lograda por el tratamiento de fractura usual. En tal depósito, los incentivos para desarrollar fracturas de gran capacidad no son demasiado grandes. Por otra parte, un depósito o yacimiento de 1.000 milidarcys que produce un petróleo de 10 cps. al régimen de 159 metros cúbicos por día bajo la misma presión de extracción que antes, podría estimularse en no más del 10 al 15% mediante técnicas de fractura usuales. Pero su productividad puede duplicarse produciendo una fractura de 1.000.000 milidarcys por 2,5 centímetros de acuerdo con el presente invento. Será por tanto evidente que existen mejores incentivos para fracturas en los pozos de alta productividad, una vez que se hace factible generar una fractura que tenga capacidad suficiente.

La industria del petróleo ha admitido durante muchos años que una operación de fractura satisfactoria depende frecuentemente de las propiedades de la composición de fluido bombeada por el entubado o el revestimiento del pozo. Por ejemplo, se ha aceptado corrientemente que un fluido de fractura adecuado debe tener un bajo régimen de filtrado. Los fluidos que tienen un alto régimen de filtrado no se consideran adecuados ya que entran en la estructura porosa de la formación demasiado rápidamente para permitir la acumulación de la presión de fractura requerida. Se han empleado varios aditivos de disminución de la fluidez para reducir el régimen de filtración de los fluidos de fractura. Sin embargo, el uso de aditivos de disminución de fluidez va generalmente acompañado por una disminución desventajosa en la permeabilidad de la formación junto a la pared de fractura. Por



tanto, se perjudica la eliminación del fluido de fractura y la posterior producción de petróleo o gas desde la formación de fractura.

5 Una solución alternativa del problema de disminución de la fluidez consiste en emplear un medio de fractura muy viscoso, ya que la pérdida de fluidez es una función tanto de la capacidad de formación de pared como de la viscosidad del fluido de fractura. La principal dificultad experimentada hasta el presente en la fractura con
10 un fluido muy viscoso consiste en que las pérdidas por fricción que se producen cuando se bombea el fluido a través del entubado o revestimiento del pozo implican unas exigencias de potencia prohibitivas y presiones excesivas en la cabeza del pozo. Por ejemplo, las técnicas usuales
15 para fracturar una formación a una profundidad de 3.000 metros pueden requerir un caudal de inyección de 3.180 litros por minuto a través de un revestimiento de 11,43 cm de diámetro. En este caso, las pérdidas por fricción para un aceite de 100 cps serían de aproximada-
20 mente 1.825 caballos de potencia, lo que se considera prohibitivo. Para fluido de un centipoise, sería de 740 caballos de potencia, lo que es una merma sustancial de la potencia de que se dispone en el fondo del agujero para propagar una fractura.

25 Los esfuerzos que se han hecho anteriormente para evitar pérdidas por fricción, al tiempo que se trataba de conservar una viscosidad aparente suficiente para asegurar una capacidad de arrastre adecuada, se han concentrado en el uso de fluidos no newtonianos. Estos fluidos
30 incluyen principalmente geles y emulsiones, la viscosidad



de los cuales disminuye usualmente a medida que aumenta el régimen de cizalladura o el caudal de flujo. Este enfoque es eficaz para disminuir las pérdidas por fricción en el entubado o revestimiento; no obstante, el mismo mecanismo responsable de la menor pérdida por fricción en el entubado da asimismo por resultado una disminución de la caída de presión entre la boca de la fractura y el punto de su propagación, lo cual tiende a generar una fractura relativamente larga y estrecha. El presente invento, por otra parte, proporciona un método para obtener las ventajas normalmente atribuidas al uso de un fluido de fractura sustancialmente newtoniano muy viscoso al tiempo que se evitan las excesivas pérdidas por fricción en que usualmente se incurre al bombear tal fluido a través del entubado o revestimiento del pozo.

Un objeto del presente invento es obtener fracturas hidráulicas de gran capacidad inyectando un fluido muy viscoso a caudales de flujo hasta el presente impracticables o imposibles de alcanzar debido al excesivo consumo de potencia, debido a pérdidas por fricción en el bombeo de fluido hacia abajo por el agujero a través de miembros tubulares. Otro objeto del invento es proporcionar una composición fluida de fractura que puede ser bombeada a un conducto de pozo con el gradiente de presiones de un fluido de baja viscosidad, pero que actúa como un fluido de alta viscosidad en la propagación de una fractura.

Otro objeto del invento es mejorar el rendimiento y la confiabilidad con que es transportado un agente de consolidación de partículas grandes hacia abajo por el



pozo y es colocado en la fractura. Es asimismo un objeto del invento proporcionar una composición fluida de fractura y un método de fractura que permita el uso de mayores tamaños de agente de consolidación de los que normalmente se consideran practicables. Es todavía otro objeto del invento fracturar formaciones del subsuelo con fluidos que tienen una viscosidad mucho mayor de la que anteriormente ha sido posible emplear sobre una base práctica. Es en consecuencia un objeto general del invento aumentar considerablemente las reservas susceptibles de explotación de la industria del petróleo permitiendo la producción de depósitos que no producen actualmente con caudales suficientemente elevados para ser comercialmente atractivos, y también aumentando sustancialmente la productividad de depósitos que por lo demás son económicamente productivos.

De acuerdo con el presente invento, la fractura hidráulica de una formación del subsuelo que rodea a un pozo es llevada a cabo por un método que incluye la operación de inyectar en el pozo un fluido de fractura altamente viscoso en una mezcla no homogénea con un fluido de baja viscosidad separado, el cual actúa en sentido de disminuir las pérdidas por fricción en que normalmente se incurre al bombear un fluido viscoso bajando por el pozo.

El mecanismo exacto según el cual actúa el presente invento no está perfectamente comprendido. No obstante, se considera que el componente fluido de baja viscosidad de la mezcla actúa en efecto como un lubricante para el componente de alta viscosidad mientras los dos

24 NOV 63

componentes están fluyendo bajando por un pozo. Sin embargo, cuando la mezcla de los dos componentes entra en una formación del subsuelo a ser fracturada, se considera que el componente de baja viscosidad entra por permeabilidad en la formación mucho más rápidamente que el fluido altamente viscoso, con el resultado de que se precisa un gradiente de presiones muy superior para mover este último fluido a través de la fractura. Por consiguiente, con la aplicación de presión hidráulica suficiente para obtener un caudal de flujo adecuado, se logra un ancho de fractura dinámica grandemente aumentado.

5

10

Como en el método de fractura usual, se incorpora un agente de consolidación dentro de la composición fluida de fractura. Este material entra en la fractura juntamente con el fluido y es depositado dentro de la fractura. Después de cesar la propagación de la fractura y de disminuirse la presión sobre la formación, la fractura se cierra y atrapa al agente de consolidación dentro de la formación. La mejora en productividad de la formación es con ello grandemente aumentada - estando desde luego relacionada la magnitud del aumento con la configuración geométrica de la fractura así como con la naturaleza del agente de consolidación. A este respecto, una característica del invento es que pueden usarse agentes de consolidación mucho mayores de los que hasta el presente han sido generalmente factibles.

15

20

25

Como se ha indicado anteriormente, las composiciones fluidas de fractura de este invento puede considerarse que tienen una naturaleza no homogénea. Existen pruebas de que cuando las composiciones fluyen a través de

30



un conducto tienen un núcleo fluido central altamente viscoso y una corona de fluido menos viscoso que rodea al núcleo. Hay además pruebas de que el componente fluido de baja viscosidad de la mezcla fluida total forma la parte principal de la corriente anular, y de que el componente fluido altamente viscoso forma la parte principal del núcleo central viscoso.

Aunque está previsto que el componente de baja viscosidad sea inmisible o sustancialmente inmisible con el componente de alta viscosidad, es asimismo factible emplear dos componentes fluidos que sean sustancialmente miscibles. Está además previsto, sin embargo, que las combinaciones de fluidos miscibles (es decir, combinaciones en que los fluidos no forman una fase en la cara de contacto) son menos deseables que las combinaciones sustancialmente miscibles. En todo caso, existen pruebas de que una composición de fluido general adecuada, presentará, al fluir a través de un conducto de pozo, una naturaleza no homogénea en corte transversal. Dicho con otras palabras, que el fluido lubricante anular estará separado del núcleo viscoso central incluso aunque pueda no existir una fase diferenciada en la cara de contacto entre los dos.

Aunque frecuentemente se describen las emulsiones como no homogéneas, se considera que una emulsión es homogénea para los fines de esta exposición. La mezcla no homogénea inyectada de acuerdo con el invento incluye un fluido de baja viscosidad, del cual al menos una parte sustancial no está ni emulsificada ni mezclada íntimamente con el fluido altamente viscoso.

Los dos componentes fluidos principales de las



presentes composiciones de fluido de fractura pueden variar considerablemente en forma física y química. Los componentes individuales, por ejemplo, pueden ser compuestos puros, o bien pueden ser mezclas de compuestos. Cualquiera de los componentes fluidos, por ejemplo, puede ser un fluido de una sola fase o bien puede poseer más de una fase. Por ejemplo, en el mejor modo actualmente previsto de poner en práctica el invento, el núcleo interior viscoso comprende una fase líquida dispersa a través de otra fase para formar una emulsión suelta. Además, el núcleo interior viscoso tendrá normalmente suspendidas en él partículas de agente de consolidación.

La mejor composición fluida de fractura prevista para uso en la práctica del invento comprende una emulsión altamente viscosa de agua en aceite, como un primer componente y una cantidad separada de agua no emulsificada como segundo componente. La emulsión obtiene su naturaleza altamente viscosa principalmente de la alta viscosidad de la fase de aceite. Está asimismo previsto, sin embargo, que el componente muy viscoso puede ser un hidrocarburo viscoso, una mezcla de hidrocarburos viscosos tal como un petróleo crudo viscoso o fracción de petróleo, un polímero líquido viscoso, o cualquier otro líquido o fluido adecuado viscoso que sea capaz de actuar como un fluido de fractura. El componente fluido viscoso puede contener además agentes espesadores (por ejemplo, agua que contenga un agente espesador del agua o un aceite de hidrocarburo que contenga un agente espesador), pero tales materiales son en general menos deseables debido a su tendencia a comportarse como fluidos no newtonianos. Así,



se prefiere en particular que el componente fluido viscoso tenga un comportamiento de fluido newtoniano o sustancialmente newtoniano.

5 Aunque el componente fluido menos viscoso puede ser miscible o sustancialmente miscible con el componente fluido altamente viscoso, es de preferencia sustancialmente inmiscible con éste. En cualquier caso, los dos componentes son bombeados hacia abajo por el pozo en condiciones seleccionadas para evitar una mezcla íntima y homogénea, con lo que el componente menos viscoso penetra fácilmente por permeabilidad en una formación del subsuelo a ser fracturada. El componente menos viscoso constituye de preferencia la parte secundaria del sistema fluido general.

10

Pueden incorporarse aditivos en uno ó en los dos componentes fluidos, según se desee. Como se ha indicado anteriormente, por ejemplo, la fase fluida altamente viscosa puede contener agentes de disminución de la fluidez o agentes espesadores. Pueden incluirse otros aditivos tales como agentes tensioactivos, desmulsificadores, y similares. Está especialmente previsto añadir al componente fluido menos viscoso un agente que aumenta su capacidad para mojar la pared de un conducto de pozo, favoreciendo con ello el flujo anular.

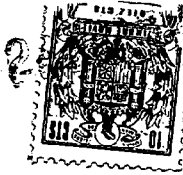
15

20

El componente fluido viscoso tiene una viscosidad de al menos 100 cps, y de preferencia de al menos 200 cps, para temperaturas ambiente de la superficie (es decir de aproximadamente 21°C a 27°C). Una característica especialmente valiosa y única del invento es, sin embargo, que pueden emplearse materiales extremadamente viscosos como el componente viscoso de los presentes fluidos de fractura. Así, está previsto que fluidos con viscosidades

25

30



superiores a 1.000 cps, y de preferencia entre 5.000 cps y 10.000.000 de cps, a la temperatura ambiente, proporcionarán magníficos resultados de fractura. Por comodidad en la manipulación de tales flúidos, se calientan generalmente antes de la inyección para disminuir su viscosidad por debajo de unos 50.000 cps, y de preferencia por debajo de 10.000 cps.

Otra característica muy importante del invento radica en el hecho de que el componente muy viscoso de las presentes composiciones flúidas de fractura poseerá altas viscosidades directamente dentro de la fractura mientras la misma siendo formada. Ello es de suma importancia, ya que en muchos depósitos o yacimientos hay temperaturas de 93°C, y superiores en algunos hasta de 204°C. El invento, por tanto, hace posible usar flúidos de fractura en que el componente altamente viscoso tiene una viscosidad comprendida entre 200 y 1.000 cps, a temperaturas elevadas de la formación. A manera de ilustración, una fracción de petróleo que tiene una viscosidad de 200 cps a 93°C, tendría una viscosidad de al menos 100.000 cps, a la temperatura ambiente. Entre los ejemplos de tales agentes se incluyen varias fracciones residuales de destilación en vacío que tienen temperaturas de inflamación de 227°C ó superiores. En la parte superior de la gama de viscosidades, los aceites de petróleo adecuados pueden tener una temperatura de fluidez crítica de unos 24°C. De preferencia, los aceites deberán estar sustancialmente exentos de ceras, designadas en general como residuos de baja temperatura de fluidez crítica para evitar la posibilidad de daños a la formación.



El componente lubricante o de baja viscosidad tiene una viscosidad sustancialmente inferior a la del componente de viscosidad. Así, ese componente tendrá normalmente una viscosidad desde menos de un centipoise hasta aproximadamente 100 centipoises, y de preferencia desde 0,5 hasta 5,0 cps a unos 21°C a 27°C. Típicamente, ese componente puede ser agua, o agua que contenga aditivos tales como agentes humectadores y desmulsificadores. Sin embargo, son adecuados una gran diversidad de otros flúidos incluyendo aceites ligeros crudos, aceites vegetales, queroseno, gas de petróleo licuado, nafta, alcohóles, glicoles, éteres, cetonas, hidrocarburos halogenados, etc. Será evidente que los flúidos de baja viscosidad en la parte superior de la gama de viscosidades específica no son adecuados como lubricantes cuando se inyecta un flúido viscoso seleccionado de la parte inferior de la gama especificada de altas viscosidades. En general, la relación de la viscosidad (cps.) del flúido viscoso a la viscosidad (cps.) del flúido lubricante es de al menos 10:1 a las temperaturas ambiente, y de preferencia de al menos 100:1.

Si el componente altamente viscoso de la composición flúida de fractura es una emulsión, está previsto que la fase continua de la emulsión tendrá viscosidades comprendidas en las gamas antes mencionadas. Así, si se usa una emulsión de aceite y agua como el material de núcleo central, la emulsión deberá ser del tipo de agua en aceite; y el aceite deberá tener una viscosidad de al menos 200 cps a las temperaturas ambiente de la superficie. Además, el aceite deberá tener de preferencia una viscosi-



dad tal que su viscosidad a las temperaturas de la formación sea de aproximadamente 200 a 100.000 cps.

5 Es a veces deseable preenfriar una fractura hasta una temperatura sustancialmente inferior a la temperatura existente de un modo natural en la formación antes de inyectar un fluido viscoso cargado de agente de consolidación de acuerdo con el invento. Una temperatura más fría de tratamiento de la formación permite que el fluido inyectado permanezca más frío, y que con ello conserve una mayor
10 viscosidad en la fractura, aumentando así la anchura de fractura dinámica para un caudal de inyección dado.

El preenfriamiento de la fractura es asimismo útil ya que permite la selección de un fluido de fractura que sea menos viscoso a las temperaturas ambiente superficiales. En el anterior ejemplo, un aceite de 100 cps de viscosidad a 93°C tendría una viscosidad de al menos 8.000 cps a la temperatura ambiente, de unos 24°C. Por consiguiente, puede evitarse la dificultad de manejar un fluido de 8.000 cps en la superficie, sin sacrificar la ventaja
15 de una viscosidad de 100 cps en la fractura, iniciando la fractura con un fluido de baja viscosidad y enfriándolo en la fractura a 66°C, por ejemplo, antes de consolidar la fractura de acuerdo con el invento. En lugar de un fluido de 8.000 cps, se precisaría un fluido de solamente
20 1.500 cps, a la temperatura ambiente de la superficie.

25 El fluido altamente viscoso es de preferencia newtoniano o sustancialmente newtoniano, aunque se ha empleado con resultados satisfactorios un fluido no newtoniano. Si el fluido es no newtoniano, deberá conservar
30 una viscosidad aparente al menos 100 cps, y preferiblemente



de al menos 300 cps a la temperatura de tratamiento de la formación, para los regímenes de cizalladura experimentados en la fractura.

5 Para los fines de esta exposición, los flúidos "sustancialmente newtonianos" incluirán todos aquellos flúidos que tienen un índice de comportamiento de flujo (n') entre 0,90 y 1,10, según está definido por Metzner y Reed, A.I.Ch.E Journal, Vol. 1, Nº 4, páginas 434-440, Diciembre 1955. Un índice de comportamiento de flujo de 1,00 es característico de un flúido newtoniano simple.

10 El uso de un flúido de fractura altamente viscoso es deseable por tres razones al menos. Primera, un medio altamente viscoso permite el uso de concentraciones extraordinariamente elevadas de arena de grano grueso; segunda, un medio de fractura altamente viscoso posee como cualidad inherente bajas características de disminución de la fluidez, oponiéndose con ello a la penetración en las paredes de la fractura; y, tercera, un medio de fractura altamente viscoso permite la generación de una alta caída de presión entre la boca de la fractura y el punto de su propagación, lo que proporciona más trabajo disponible para la creación de fracturas de anchura considerablemente aumentada.

20 Además, de acuerdo con el presente invento, una disminución temporal en el caudal de inyección o una parada provisional, tal como la que pueda derivarse de dificultades mecánicas, resulta mucho menos grave que con las técnicas anteriores, ya que el agente de consolidación está suspendido de un modo más estable y por consiguiente no sedimentará. Además, puesto que se obtiene un alto



gradiente de presiones en la fractura, bajos caudales de inyección son frecuentemente suficientes para mantener la fractura abierta.

5 Aunque es sumamente deseable una caída de presión mínima entre la cabeza del pozo y el nivel de la formación en una operación de fractura, una caída de presión disminuida entre la boca de una fractura y el punto de su propagación sería muy poco deseable ya que se reduciría la cantidad de trabajo disponible para ensanchar la fractura.

10 La mezcla inyectada de acuerdo con el presente invento, al entrar en la formación, pierde de por sí su naturaleza de flujo de baja fricción debido a que el fluido de baja viscosidad penetra fácilmente en el espacio poroso de la formación, dejando principalmente el fluido altamente viscoso detrás. Esta separación de los fluidos es una característica clave del presente invento, por cuanto se produce exactamente en el momento en que se necesita una alta caída de presión para garantizar la formación de una fractura excepcionalmente ancha. Incluso suponiendo,

15 por otra parte, que no se produce una separación de los fluidos o que tan sólo se produce lentamente, el mecanismo de flujo de baja fricción que prevalece en el entubado no puede persistir en la propia formación, debido al enorme aumento de área superficial en la fractura con relación al área superficial del entubado o revestimiento.

20 Una distribución de la fase de baja viscosidad sobre la superficie de las paredes porosas de la fractura formaría una película de espesor sustancialmente disminuido e irregular, eliminando con ello sustancialmente su tendencia

25 a disminuir las pérdidas por fricción.

30



Todavía, por otra parte, el mayor régimen de cizalladura experimentado al pasar a través de una perforación de pozo y penetrar en la fractura, comparado con el experimentado en el entubado o envoltura, puede ser suficiente para originar la formación de una emulsión temporal quedando la fase de baja viscosidad dispersa en la fase viscosa. La viscosidad de tal emulsión es todavía mayor que la de la fase viscosa pura. Por esta razón adicional, la composición del presente invento pierde de por sí su naturaleza de baja fricción al entrar en la fractura.

Una vez completada la generación de una fractura altamente conductora y consolidada, la retirada del aceite viscoso desde la fractura y de las partes circundantes del depósito puede ser facilitada mediante la inyección de un disolvente ligero - por ejemplo, queroseno - para diluir el aceite. Tal exceso, sin embargo, no suele ser necesario, ya que el crudo del depósito es generalmente capaz de diluir y arrastrar fuera al aceite de fractura bajo la presión natural del depósito.

En una realización, la fase viscosa comprende agua espesada mediante la adición de uno o más agentes espesadores, incluyendo, por ejemplo, un poliestireno sulfonado dispersable en agua. El fluido viscoso acuoso es lubricado en su descenso por el pozo con un fluido de baja viscosidad - por ejemplo, un aceite de hidrocarburo ligero. Esta realización puede ser especialmente útil en la fractura de pozos de agua, incluyendo tanto pozos de producción de agua como pozos de inyección de agua.

De acuerdo con una realización preferida del

24 NOV



invento, el sistema fluido inyectado comprende una emulsi3n viscosa de agua en aceite, y una fase lubricante acuosa no emulsificada de baja viscosidad. De preferencia, una parte al menos de la fase acuosa no emulsificada es introducida como una corriente anular que circunda a la emulsi3n. En esta realizaci3n, al entrar la fase lubricante en la fractura, penetra f3cilmente por permeabilidad en el dep3sito, como en las realizaciones anteriormente descritas, dejando la emulsi3n viscosa en la fractura. Puesto que la emulsi3n se prepara a partir de aceite altamente viscoso, no puede ser "cizallada" a una baja viscosidad en la fractura, como con los fluidos de fractura de emulsi3n de la t3cnica anterior. La fase de aceite de la emulsi3n debe por tanto tener una viscosidad comprendida sustancialmente en la misma gama que el fluido viscoso de las realizaciones anteriormente descritas.

De acuerdo con otra realizaci3n del invento, del 0,05% al 2,0% en peso de un agente tensioactivo es incluido con los fluidos altamente viscosos y de baja viscosidad desplazados bajando por el pozo. Se ha obtenido una disminuci3n mejorada del gradiente de presiones seleccionando un agente que inhibe la formaci3n de emulsiones estables. Aun se han obtenido otras mejoras, en ciertos casos, aadiendo un agente que tiende a aumentar la humectabilidad de las paredes del entubado para el fluido de baja viscosidad. Convenientemente puede seleccionarse un s3lo agente que actua a la vez como un inhibidor de emulsi3n y como un agente de humectaci3n para el fluido "lubricante" o de baja viscosidad.

Entre los inhibidores de emulsi3n adecuados, o



desmulsificadores, para sistemas de aceite y agua, se incluyen el ácido oleilhidroxisteárico, o una sal soluble del mismo; el ácido bencenosulfoesteárico o una sal soluble del mismo; y otros conocidos por los expertos en la técnica.

5

Entre los agentes para humectación del agua, adecuados para uso con las realizaciones del invento en que el fluido de baja viscosidad es acuoso, se incluyen los alcoholésteres de ácido sodiosulfosuccínico, tales como el isoocetil sulfosuccinato sódico, las sales de metales alcalinos del ácido alcohilarilbencenofulfónico, tales como la sal sódica del ácido butil-fenil-bencenosulfónico; las sales solubles del ácido alcohilnaftalenosulfónico, tal como el octilnaftaleno sulfonato sodico; los alcoholéteres de polietilenglicol, tal como el eter laurílico de polietilenglicol; los ésteres de polietileno de ácidos grasos, tal como el éster de polietileno del ácido esteárico; y otros muchos conocidos para los expertos en la técnica de los agentes tensioactivos.

10

15

20

Aunque pueden usarse un agente humectador más un desmulsificador, ciertos agentes humectadores actúan además en cierta medida como desmulsificadores, y viceversa. Por consiguiente, dentro del alcance de esta realización está usar un solo aditivo, con tal que ese material comunique a la fase de baja viscosidad un suficiente carácter de humectación, y comunique al sistema una resistencia sustancial a la emulsificación u otra mezcla estable.

25

30

También es adecuada la combinación de aditivos sugerida en la Patente para los EE.UU. 2.533.878, la cual



incluye una mezcla de sulfonatos de petróleo y fosfato trisódico, más suficiente ácido sulfúrico para hacer la fase acuosa ligeramente ácida.

5 Una mezcla especialmente eficaz para uso de acuerdo con la realización preferida es una mezcla de una sal de metal alcalino de un diéster de ácido sulfosuccínico tal como el dioctilsulfosuccinato sódico, más un éter de óxido de polialcoholeno de un éster de alcohol de un ácido dicarboxílico alifático tal como el éter de óxido de polietileno del diisooctil éster de ácido succínico.

10 El invento se ilustra además mediante el siguiente ejemplo. Una formación con contenido en petróleo situada a 2.430 metros por debajo de la superficie de la tierra está actualmente produciendo aproximadamente 1.272
15 litros de petróleo por día a través de un entubado de 63,5 milímetros. La temperatura del depósito es de 102°C. Los cálculos demuestran que la producción podría ser aumentada ocho veces generando una fractura rellena de una capacidad de 75.000 milidarcs por 2,5 centímetros a una
20 presión circundante de 420 kg/cm² sobre agente de consolidación.

A fin de generar tal fractura, debe seleccionarse fluido de fractura de 500 centipoises capaz de llevar un agente de consolidación en partículas grandes. Un
25 aceite con una viscosidad de 500 centipoises a la temperatura del depósito, tiene una viscosidad de aproximadamente 400.000 centipoises a 38°C y una viscosidad de aproximadamente 2.500 centipoises a 80°C. Las técnicas de fractura comerciales de que se ha dispuesto hasta el
30 presente son en general inadecuadas para tal operación,



debido a las tremendas presiones en la cabeza del pozo que serían necesarias para vencer las pérdidas por fricción de fluido al bombear tal agente bajando por el pozo. Por ejemplo, suponiendo que el aceite pudiera conservarse a una temperatura de inyección mínima de unos 82°C, correspondiente a una viscosidad de aproximadamente 2.000 centipises, la caída de presión requerida en el entubado exclusivamente para bombear tan sólo 1.272 litros de aceite por minuto, sería de más de 2,800 kg/cm². Esta presión supera en más del 200% a la del reventamiento o ruptura del mejor equipo de superficie de que se dispone.

De acuerdo con el presente invento, tal aceite es bombeado al régimen de 1.272 litros por minuto a través de un entubado de 63,5 milímetros hasta una profundidad de 2.430 metros con una caída de presión de tan sólo 113 kg/cm².

Inicialmente se calienta el aceite a 110°C. Luego se dispersan tres volúmenes de agua conteniendo el 0,5% en volumen de un polioxietileno glicol éter de dioctilmaleato a aproximadamente 57°C en siete volúmenes del aceite, para proporcionar una mezcla de 80°C que comprende el 30% en volumen de agua. Se mezclan 360 gramos por litro de arena comprendida entre los tamices de 2.380 y 1.680 micras de abertura de malla con la mezcla de aceite y agua. Una vez que se ha iniciado la fractura inyectando crudo del depósito, la pasta de aceite, agua y arena es entonces bombeada a una conexión en la cabeza del pozo como se ha ilustrado en la figura 2, donde es combinada con una corriente anular de agua adicional que contiene agente tensioactivo. La corriente anular com-



prende el 10% del volumen total de fluido, y es llevada al mismo régimen de flujo lineal que la pasta de arena en el punto en que se combinan las dos corrientes. La presión superficial se aumenta gradualmente hasta un

5 -máximo de unos 630 kg/cm^2 para obtener un elevado caudal de inyección, suficiente para hacer máxima la anchura de la fractura dinámica. La arena se aumenta a 1.440 gramos por litro. Se inyectan un total de 45.420 litros de aceite y 45.360 kilogramos de arena, seguido de

10 aproximadamente 7.155 litros de crudo exento de arena, para desplazar el fluido cargado de arena desde el entubado adentro de la fractura. Entonces se obtura el pozo durante dos días para permitir que el agente de consolidación quede fijo en posición.

15 Como otro ejemplo del invento, supongamos que se desea una fractura vertical de una capacidad de 1.400.000 milidarcoys por 2,5 centímetros a una profundidad de unos 900 metros en una sección de 6 metros de piedra/arenisca blanda, y que el fluido de fractura ha

20 de ser bombeado a través de un entubado de 88,9 milímetros. Tal fractura puede crearse usando fluido de fractura de 5.000 centipises, que lleve 852 gramos por litro como promedio de concentración de arena, (comprendida entre los tamices de 2.380 y 1.680 micras de abertura de malla) y un caudal de bombeo de 3.180 litros por

25 minuto. De ordinario se precisarían aproximadamente 4.867 caballos de potencia hidráulica, en esas circunstancias, para vencer las pérdidas por fricción en la entrega del fluido de fractura al nivel de la formación.

30 De acuerdo con el presente invento, sin embargo, la adi-



ción del 10% en volumen de agua, y del 0,05% en volumen de una mezcla de dialcohol sulfosuccinatos sódicos e isooctilfenil polietoxietanol, hace que las pérdidas por fricción sean disminuídas a solamente 122 caballos de potencia, con una presión superficial de 742 kg/cm^2 , mientras que de acuerdo con el invento se disminuyen las necesidades totales de caballos de potencia a aproximadamente 517, y una presión en la superficie de solamente unos $73,5 \text{ kg/cm}^2$. Una presión en la superficie de 742 kg/cm^2 excede de la presión segura de funcionamiento del equipo de superficie normal.

Un tratamiento de fractura usual en la anterior formación, que use aceite de 100 centipoises y un caudal de inyección de 3.180 litros por minuto, aceptaría solamente unos 120 gramos por litro de arena y produciría una capacidad de fractura de tan solo unos 19.000 milidarcys por 2,5 centímetros.

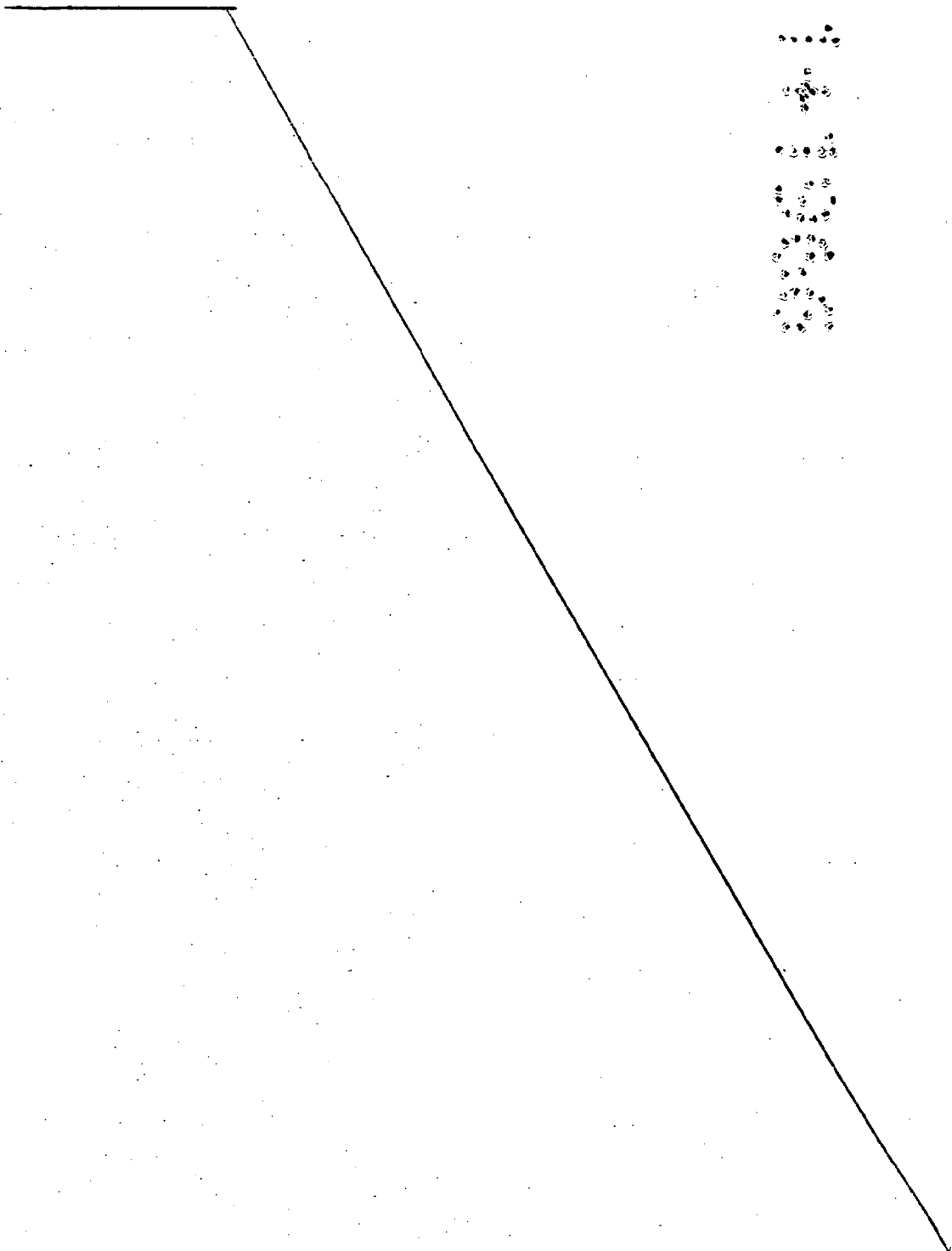
Otros ejemplos de condiciones de fractura, y las capacidades de fractura que pueden obtenerse de acuerdo con el invento, se presentan en el gráfico que sigue. Las viscosidades indicadas corresponden a la "temperatura de tratamiento de la formación", es decir, a la temperatura del fluido altamente viscoso según fluye a través de la fractura. En general, esa temperatura se aproximará a la temperatura de la formación natural, a menos que se ejerza un deliberado control de la temperatura de tratamiento, como preenfriando la fractura, considerado en lo que antecede. Las necesidades totales de potencia incluyen las pérdidas por fricción en el entubado, más los caballos de potencia requeridos para generar la frac-

24 NO



5

tura. La columna que lleva como encabezamiento "Con Agente Tensioactivo Acuoso" corresponde al presente invento, mientras que la columna que lleva como encabezamiento "Aceite Sólo" indica las necesidades teóricas si hubiese de usarse un aceite viscoso sin las ventajas del presente invento.



COMPARACION DE DIVERSOS TRATAMIENTOS DE FRACTURA

Caudal de Inyección l/min	Viscosidad cp	(1) q/J%	C.V. Totales necesarios	
			Con Agente Tensioactivo acuoso	Acéite sólo
795	10	1,04	366	499
1.590	10	1,04	1.304	2.044
795	100	1,2	372	650
1.590	100	3,0	1.318	3.043*
795	500	3,1	378	1.579
1.590	500	3,4	1.334	5.727*
795	1.000	3,3	382	2.867*
1.590	1.000	3,6	1.344	10.871*
795	3.000	3,6	392	8.008*
1.590	3.000	4,0	1.365	31.426*

Volúmen de Tratamiento - 56.780 l.
Tamaño de Entubado - 63,5 mm.

Profundidad - 2.430 m.
Gradiente de fractura - 0,7
C_{vw} - 0,001
Espesor de la formación - 12m.
Módulo de Young - 3 x 10⁶
Relación de Poisson - 0,3

* No factible debido a presiones prohibitivas en cabeza pozo.
(1) Productividad después del tratamiento/Productividad antes del tratamiento



Anecho de Fractura mm.	Longitud de Fractura m.	Abertura en micras máxima de tamiz de arena. (hasta 2.380-1.680)	Capacidad de flujo de la Fractura (Millidarcys - cm.) 2,5 cm.
3,53	17,63	841-420	1,440
4,87	19,35	1.190-595	1,980
6,19	14,37	2.000-841	6,800
8,05	14,81	2.380-1.680	47,500
8,89	12,06	2.380-1.680	52,500
11,15	12,01	2.380-1.680	61,000
10,31	11,10	2.380-1.680	61,000
12,77	10,92	2.380-1.680	75,500
12,95	9,68	2.380-1.680	76,500
15,77	9,35	2.380-1.680	93,000

Permeabilidad - 20 md.
Viscosidad del Fluido del yacimiento - 4 cp.
Compresibilidad del Fluido del yacimiento - 0.00004
Presión en el yacimiento - 154 Kg/cm²
Temperatura en el yacimiento - 102°C.

24 NE



La Fig. 1 es un gráfico en que se muestra el efecto de ciertos aditivos químicos en la capacidad de bombeo de mezclas viscosas de aceite y agua.

5

La Fig. 2 es una vista en corte transversal de un conjunto preferido de cabeza de pozo para introducir por separado las fases viscosa y no viscosa de la composición del fluido de fractura usado de acuerdo con ciertas realizaciones del invento.

10

Los datos de la Curva I de la Fig. 1 fueron obtenidos bombeando un aceite de 250 centipoises, juntamente con los porcentajes indicados de agua, a través de un entubado de 3 metros de 6,35 milímetros de diámetro. Los datos de la Curva II fueron obtenidos haciendo pasar una cantidad separada del mismo aceite a través del mismo entubado, juntamente con los porcentajes indicados de agua, más el 0,05% en peso de una mezcla de dialcohol sulfosuccinatos sódicos e isooctilfenil polioxietanol. El coeficiente de bombeo medido a lo largo del eje vertical de la Fig. 1 se define como el caudal de flujo de la fase viscosa por unidad de caída de presión, midiéndose la caída de presión desde el punto de origen hasta el punto de entrega. La Curva III se obtuvo bombeando un aceite de 4.500 centipoises, más los porcentajes indicados de agua, y el 0,05% del mismo agente tensioactivo que para la Curva II.

15

20

25

Los datos de la Curva II nos indican que el porcentaje preferido del agua en la corriente total está comprendido entre aproximadamente el 15% y aproximadamente el 45% en volumen.

30

Esto no puede tomarse en general como cierto,



sin embargo, ya que los datos de la Curva II solamente son de aplicación en relación con entubados del diámetro interior especificado y para aceite que tenga la viscosidad especificada. Para uso real en operaciones de fractura, en que la composición de fluido ha de ser bombeada a través de entubado, por ejemplo, la proporción preferida de fase acuosa está comprendida en el margen del 10 al 40% en volumen. Cuando la composición ha de ser inyectada a través de envoltura, el porcentaje óptimo de agua disminuye hasta un valor ligeramente inferior en el margen del 5 al 35% en volumen.

Otra demostración experimental de la naturaleza de baja fricción de la composición de fractura del invento se obtuvo bombeando un aceite de 4.500 centipoises más el 10% de agua en volumen, basado en el de la mezcla total, y el 0,05% en volumen de agente tensioactivo a través de 84 metros de tubería de 25,4 milímetros. La capacidad de bombeo de la fase de aceite fué de 9,93 litros por minuto, por kilogramo por centímetro cuadrado de caída de presión. Al bombear una cantidad separada del mismo aceite sólo a través de la misma tubería, la capacidad de bombeo fué de tan sólo 0,165/ litros/minuto kg/cm^2 . Por tanto, la pérdida por fricción del aceite sólo, fué aproximadamente 60 veces mayor que para la fase de aceite en mezcla con agua conteniendo un agente humectador y desmulsificador.

La Fig. 2 muestra un conjunto preferido de cabeza de pozo para poner en práctica ciertas realizaciones del invento, el cual consiste en esencia en miembros tubulares concéntricos 11 y 12. El fluido menos viscoso 13



es introducido como una corriente anular rodeando al flúido 14 de fractura altamente viscoso. Combinando las dos corrientes de esta manera, la mezcla de los dos flúidos se hace todavía menor. Es de hacer notar de un modo particular, sin embargo, que el uso de esta técnica no siempre es necesario. Así, como en el ejemplo anterior, en que el flúido lubricante externo es acuoso y de preferencia moja a la superficie interior de las paredes del entubado o envoltura, está previsto que esta técnica especial no es esencial. Es decir, que independientemente del método usado para combinar las corrientes, el flúido acuoso puede formar de por sí una película anular sobre la superficie de pared interior de las paredes del entubado o envoltura debido a sus características de humectabilidad preferente, y a la presencia de un inhibidor de emulsión. En tanto se eviten los excesivos regímenes de cizalladura, pueden usarse varios métodos para combinar corrientes y obtener con ello capacidad de bombeo aumentada del flúido viscoso. Además, aunque la Fig. 2 indica un sólo punto de introducción anular del flúido de baja viscosidad, pueden obtenerse todavía más mejoras introduciendo pequeños incrementos de este flúido a diversas profundidades del pozo.

El conjunto de la fig. 2 es particularmente útil en relación con realizaciones en que las corrientes externa e interna son mutuamente miscibles; sin embargo, pueden usarse con cualquiera de las realizaciones descritas. Por ejemplo, un aceite ligero de hidrocarburo tal como un aceite diesel, de una viscosidad de 3 centipoises, es introducido inicialmente como una corriente anular con



5 el fin de dar un recubrimiento previo a las paredes interiores del entubado o envoltura con una ligera película de lubricante. A continuación se introduce una pasta de hidrocarburo altamente viscoso y arena como la corriente central del fluido de fractura, mientras se continúa introduciendo la corriente anular de aceite diesel. La presencia de una alta concentración de arena en el fluido de hidrocarburo viscoso actúa oponiéndose a que se mezclen entre sí el fluido altamente viscoso y el fluido de baja viscosidad.

10 El aceite ligero se selecciona de cualquiera de diversos materiales de petróleo que tengan aproximadamente de 1 a 100 centipoises de viscosidad a la temperatura ambiente. También es adecuado un lubricante no hidrocarbonado que tenga una viscosidad comprendida en ese margen, 15 incluyendo los alcoholes, los glicoles, etc; pero por razones de tipo práctico, incluyendo principalmente el coste, se elige normalmente un aceite de hidrocarburo.

20 La composición de la pasta de aceite viscoso y arena sigue siendo la misma para las realizaciones en que la fase externa es un aceite ligero, que para las realizaciones anteriores en que la fase de baja viscosidad es acuosa. Específicamente, la viscosidad de la fase de fractura o altamente viscosa está comprendida en el 25 margen de 200 a 100.000 centipoises, a la temperatura de la formación, y lleva desde 60 gramos por litro hasta 2.400 gramos por litro de arena. De preferencia la viscosidad está comprendida en el margen de 300 a 50.000 centipoises a la temperatura de la formación, y lleva de 30 120 gramos por litro a 1.200 gramos por litro de arena.



Usualmente es deseable iniciar una operación de fractura con un aceite ligero, no viscoso, con un crudo de depósito, o con otro fluido convenientemente disponible, y desplazar luego el fluido inicial con el sistema del invento. No se obtiene ninguna ventaja concreta adicional por hacer que el sistema del invento esté en contacto directo con la formación en el instante de la iniciación de la fractura.

Aunque se ha descrito de un modo específico varias realizaciones del invento, a los expertos en la técnica se les ocurrirán fácilmente otras variaciones comprendidas en el alcance de las reivindicaciones contenidas en la Nota adjunta. Por ejemplo, aunque se ha descrito la arena como un agente de consolidación preferido, pueden evidentemente emplearse otros materiales en lugar de la arena, incluyendo cáscaras de nuez, perlas de vidrio, perdigones de aluminio, y otros materiales de consolidación bien conocidos por los expertos en la técnica.

Aunque está previsto en general que las operaciones de fractura sean de máxima utilidad en la estimulación de los pozos de producción, es asimismo frecuentemente deseable fracturar los pozos de inyección de agua.

Para resumir brevemente, el presente invento comprende una técnica para crear o propagar una fractura en una formación del subsuelo inyectando un tipo especial de composición de fluido hacia abajo en un pozo, en condiciones de presión y caudal suficientes. La composición de fluido comprende dos componentes principales de fluido: (1) un componente viscoso que sirve como el agente principal de fractura dentro de una fractura, y (2) un componente



5 flúido mucho menos viscoso que "lubrica" al componente vis-
 coso que baja por el pozo hasta la fractura. Por uno u
 otro medio, se hace que el componente "lubricante" fluya
 bajando por el pozo entre el componente flúido viscoso y
 las superficies de la pared de la conducción u otro paso
 del pozo dentro del cual fluyen los dos componentes. Un
 agente de consolidación, que está contenido principalmen-
 te en el componente viscoso, es bajado por el pozo median-
 te la composición de flúido y a la fractura donde es de-
 10 positado.

Los dos componentes flúidos principales, como se
 ha indicado anteriormente, pueden ser seleccionados de
 entre una gran diversidad de materiales. Además, depen-
 diendo de la naturaleza de los dos componentes, puede va-
 15 riarse algo el funcionamiento del invento. Por ejemplo,
 si los dos componentes flúidos son sustancialmente inmis-
 cibles y no tienden a formar soluciones u otras mezclas
 entre sí, el flúido menos viscoso buscará frecuentemente
 y de por sí una posición entre el componente viscoso y
 20 las superficies de la pared del conducto o paso de flujo
 dentro del pozo. Por otra parte, si los dos líquidos
 son miscibles o tienden a mezclarse fácilmente entre sí,
 es entonces en general deseable llevar los dos componen-
 tes a juntarse antes de o durante su paso bajando por el
 25 pozo, de manera que se mezclen en grado mínimo. Un modo
 de hacer esto consiste en inyectar el flúido menos visco-
 so en el sistema de flujo de tal modo que ese flúido adop-
 te y mantenga una posición entre el componente viscoso y
 las paredes que lo contienen del paso de flujo. Así, en
 30 el caso de un conducto de pozo simple tal como una sarta



de entubados, el fluido menos viscoso es de preferencia introducido en el conducto según un modo de flujo anular entre el fluido viscoso y la superficie de pared interior del conducto. Para este fin son de utilidad dispositivos mecánicos tales como el inyector anular representado en la Fig. 2.

Pueden usarse numerosos agentes dentro de las composiciones de fluido de este invento, según se desee. Por ejemplo, si el fluido menos viscoso no moja preferentemente las superficies de pared del sistema de transmisión de fluido, puede ser deseable incluir agentes humectadores dentro de ese componente para favorecer tal humectación. De un modo similar si los dos componentes tienden a emulsificarse fácilmente, pueden emplearse desmulsificadores o inhibidores de emulsión.

Se prefiere que el fluido viscoso sea de naturaleza newtoniana o sustancialmente newtoniana a fin de que conserve una viscosidad sustancial en condiciones de elevada cizalladura. El fluido viscoso debe ser además líquido en las condiciones de temperatura reinantes dentro de una formación fracturada a fin de que el fluido pueda ser convenientemente recuperado de la formación a continuación de la operación de fractura. A este respecto, es deseable que el fluido lubricante sea de tal naturaleza que penetre fácilmente por permeabilidad dentro de la formación de fractura a fin de capacitar al componente viscoso para que pueda realizar eficazmente su operación de fractura.

Como se ha indicado anteriormente, será deseable en algunos casos hacer que el componentes fluido viscoso adopte la forma de una emulsión en que el componente princi-



5 pal de la emulsión será normalmente un fluido extremadamen-
te viscoso y constituirá la fase continua. Por ejemplo,
en el caso de composiciones de fluido en que el componente
de baja viscosidad o lubricante tienda a emulsificarse con
el componente viscoso, puede ser deseable formar delibera-
damente una emulsión de esos dos materiales para hacerlos
fluir bajando por un pozo. En tales casos, se proveerá
normalmente la emulsión con un agente destinado a hacer que
la emulsión se rompa fácilmente, en particular en las con-
10 diciones del depósito.

Será evidente que pueden ponerse en práctica una
serie de variaciones de este invento sin desviarse del es-
píritu ni rebasar el alcance del mismo. Por ejemplo, se-
rá evidente que el fluido empleado para iniciar una frac-
15 tura dentro de una formación no es preciso que sea el mis-
mo que las composiciones fluidas que se usan para propagar
la fractura. Así, las composiciones fluidas de este inven-
to pueden ir precedidas en su recorrido descendente por un
pozo por fluidos de fractura usuales, tales como agua o
20 crudo para iniciar una fractura. Análogamente, las compo-
siciones fluidas de este invento pueden ir seguidas por
la inyección de diferentes fluidos tales como agua o cru-
do para la finalidad de limpiar un pozo de las composicio-
nes fluidas. Así, es una consideración esencial que el
25 invento se emplee principalmente en la propagación de una
fractura dentro de una formación, y en la colocación de un
agente de consolidación en la fractura.

Está previsto que las composiciones fluidas de
este invento sean bombeadas bajando por un pozo normalmen-
30 te a través de un solo conducto. Está asimismo previsto,

24 N



sin embargo, que las composiciones puedan ser bombeadas, en ocasiones, a través de un paso anular tal como el paso formado entre una sarta de entubados de producción y una sarta de envoltentes de pozo. En tal sistema, el componente fluido "lubricante" del invento será seleccionado e introducido dentro del paso anular de modo que adopte una posición entre el componente fluido viscoso y ambas superficies de pared del paso - es decir, la superficie de pared interior de la envolvente.

Esta solicitud que corresponde a la presentada en los Estados Unidos de América, el 20 de Mayo de 1.966, bajo el número 551.781, se acoge a los beneficios del Artículo 51 del vigente Estatuto sobre Propiedad Industrial.

N O T A

Los puntos de invención propia y nueva que se presentan para que sean objeto de esta solicitud de Patente de Invención en España por VEINTE años, son los siguientes:

1.- Un método para tratar una formación de subsuelo que rodea a un pozo, que comprende lubricar un fluido viscoso que baja por el pozo con un fluido sustancialmente menos viscoso, y ejercer sobre los fluidos una presión y hacerles circular con un caudal suficiente para abrir una fractura en dicha formación.



2.- Un método según el punto 1, en que una parte al menos de dicho fluido menos viscoso es hecha pasar bajando por al menos una parte del pozo como una corriente anular que circunda a dicho fluido viscoso.

5 3.- Un método según el punto 1, en que la viscosidad de dicho fluido viscoso es de al menos 100 cps. a 21°C, y en él hay en suspensión un agente de consolidación de fractura.

10 4.- Un método según el punto 1, en que dicho fluido viscoso comprende una emulsión de agua en aceite, el aceite de la cual tiene una viscosidad de al menos 100 cps. a 21°C, y dicho fluido menos viscoso comprende agua.

15 5.- Un método para fracturar una formación subterránea perforada por un pozo, caracterizado por la mejora que comprende inyectar simultáneamente en dicho pozo un fluido sumamente viscoso y un fluido sustancialmente menos viscoso en condiciones que se oponen a la mezcla homogénea con dicho fluido viscoso a los regímenes de cizalladura que prevalezcan en dicho pozo, cuando dichos
20 fluidos son hechos pasar a su través a un caudal suficiente para propagar una fractura dentro de la formación.

25 6.- Un método según el punto 5, en que al menos una parte de dicho fluido viscoso es introducida en dicho pozo como una corriente anular que circunda a la corriente de dicho fluido sumamente viscoso.

30 7.- Un método según el punto 6, en que dicho fluido sumamente viscoso comprende una pasta de hidrocarburo y arena, el hidrocarburo de la cual tiene una viscosidad de al menos 100 cps., a la temperatura de la formación, siendo el contenido en arena de al menos 60 gramos



de arena por litro, y dicho fluido menos viscoso comprende un hidrocarburo que tiene una viscosidad de menos de 5 cps.

5 8.- Un método para consolidar una fractura en una formación subterránea perforada por un pozo, que comprende hacer pasar bajando por el pozo un agente de consolidación en suspensión en un fluido viscoso, hacer pasar simultáneamente un fluido sustancialmente menos viscoso bajando por al menos una parte del pozo como una corriente anular que circunda sustancialmente a dicho fluido viscoso, y mantener una presión y un caudal de circulación suficientes de dichos fluidos para obligar a los fluidos y el agente de consolidación a entrar en la fractura.

10

15 9.- Un método para consolidar una fractura en una formación subterránea perforada por un pozo, que comprende hacer pasar bajando por el pozo y dentro de dicha fractura un agente de consolidación en suspensión en un líquido sustancialmente newtoniano que tiene una viscosidad de 100 a 100.000 cps., a las temperaturas de la formación, y hacer pasar simultáneamente un líquido menos viscoso bajando por el pozo en una relación no homogénea, de lubricación, con dicho líquido sustancialmente newtoniano, siendo la cantidad de dicho líquido menos viscoso suficiente para reducir la presión requerida para hacer pasar dicho líquido sustancialmente newtoniano bajando por el pozo a un caudal suficiente para abrir dicha fractura y permitir que dicho agente de consolidación entre en ella.

20

25

30 10.- Un método según el punto 9, en que dicho líquido sustancialmente newtoniano tiene una viscosidad



de al menos 300 cps. a la temperatura de la formación.

5 11.- Un método según el punto 9, en que ambos líquidos citados son inmiscibles y al menos uno de dichos líquidos contiene un agente seleccionado para inhibir una emulsión estable de dichos líquidos.

12.- Un método según el punto 11, en que dicho agente comprende una sal de un diéster de ácido sulfosuccínico, y un éter de óxido de polialcoholeno de un éster de alcohol de un ácido alifático dicarboxílico.

10 13.- Un método según el punto 9, en que dicho líquido menos viscoso es hecho pasar bajando por al menos una parte del pozo como una corriente anular que circunda a dicho líquido sustancialmente newtoniano.

15 14.- Un método según el punto 11, en que dicho líquido sustancialmente newtoniano comprende un hidrocarburo líquido y dicho líquido menos viscoso comprende agua.

20 15.- Un método para consolidar una fractura en una formación subterránea perforada por un pozo, en que un conducto se extiende en parte al menos del recorrido desde la superficie hasta dicha formación, que comprende bombear una composición bajando por el conducto a una presión y un caudal suficientes para abrir dicha fractura para un agente de consolidación; comprendiendo dicha composición una parte principal de un líquido viscoso en una mezcla no homogénea con una parte secundaria de un líquido menos viscoso el cual es capaz de mojar la superficie interior de dicho conducto, y dicho agente de consolidación.

25 30 16.- Un método según el punto 15, en que dicho líquido viscoso y dicho agente de consolidación comprenden



una pasta de hidrocarburo y arena, el hidrocarburo de la cual es un líquido que tiene una viscosidad de al menos 100 cps. a la temperatura de la formación, y el cual contiene al menos 120 gramos por litro de hidrocarburo. Y en que dicho fluido menos viscoso comprende un medio acuoso; y en que dicha composición contiene uno o más agentes seleccionados para inhibir la formación de una emulsión estable entre dicho hidrocarburo y dicho medio acuoso, y para permitir que dicho medio acuoso moje la superficie interior de dicho conducto.

17.- Un método según el punto 16, en que al menos una parte de dicho fluido menos viscoso es introducida en dicho conducto como una corriente anular que circunda a la corriente de dicho fluido sumamente viscoso.

18.- Un método para la fracturación hidráulica de una formación subterránea perforada por un pozo, en que una composición fluida es bombeada bajando por un conducto dentro de dicho pozo a una presión y a un caudal para abrir una fractura en dicha formación suficientemente para que entre en ella un agente de consolidación, caracterizado por la mejora que comprende emplear como dicha composición una mezcla que comprende una proporción principal de una pasta de un hidrocarburo viscoso en forma líquida y dicho agente de consolidación, una proporción secundaria de un medio acuoso suficiente para reducir la presión requerida para bombear sólo dicha pasta bajando por dicho conducto y uno o más agentes adaptados para inhibir una emulsión entre dicho hidrocarburo y dicho medio acuoso y para aumentar la capacidad de dicho medio acuoso para mojar la superficie de dicho conducto.



19.- Un método según el punto 18, en que al menos una parte de dicho medio acuoso es introducida en dicho conducto como una corriente anular que circunda a dicha pasta.

5

20.- Un método de fracturar hidráulicamente una formación subterránea perforada por un pozo, caracterizado por la mejora que comprende consolidar la fractura bombeando hacia abajo por un paso dentro del pozo y en la fractura, un primer líquido que contiene un agente de consolidación, bombear simultáneamente un segundo líquido menos viscoso bajando por el pozo sustancialmente entre dicho primer líquido y la pared de dicho paso y en cantidad suficiente para lubricar el flujo de dicho primer líquido a través de dicho paso.

10

15

21.- Un método según el punto 20, en que dicho primer líquido tiene una viscosidad de al menos unos 100 cps. a unos 21°C.

20

22.- Un método según el punto 20, en que dicho primer líquido comprende una emulsión de agua en aceite, y dicho segundo líquido comprende agua, y en que el aceite de dicha emulsión comprende una mezcla de hidrocarburos.

25

23.- Un método de fracturar hidráulicamente una formación subterránea perforada por un pozo en que es propagada una fractura dentro de la formación desde el pozo, caracterizado por la mejora que comprende bombear un fluido viscoso que contiene un agente de consolidación bajando por un paso dentro del pozo a una presión y un caudal suficientes para obligar a dicho líquido viscoso y a dicho agente de consolidación a entrar en dicha fractura, e introducir simultáneamente un segundo fluido menos viscoso en dicho paso bajo condiciones para permitir que dicho segundo fluido menos viscoso tome una posi-

30



ción dentro de dicho paso entre dicho fluido viscoso y las superficies interiores de dicho paso.

24.- Un método para tratar una formación de subsuelo que rodea a un pozo.

5

Tal y como se ha descrito en la Memoria que antecede, representado en los dibujos que se acompañan y para los fines que se han especificado.

Esta Memoria consta de cuarenta hojas escritas a máquina por una sola cara.

10

Madrid, 24 NOV 1934

P.A.

Alberto de Elzaburo
Por Poder

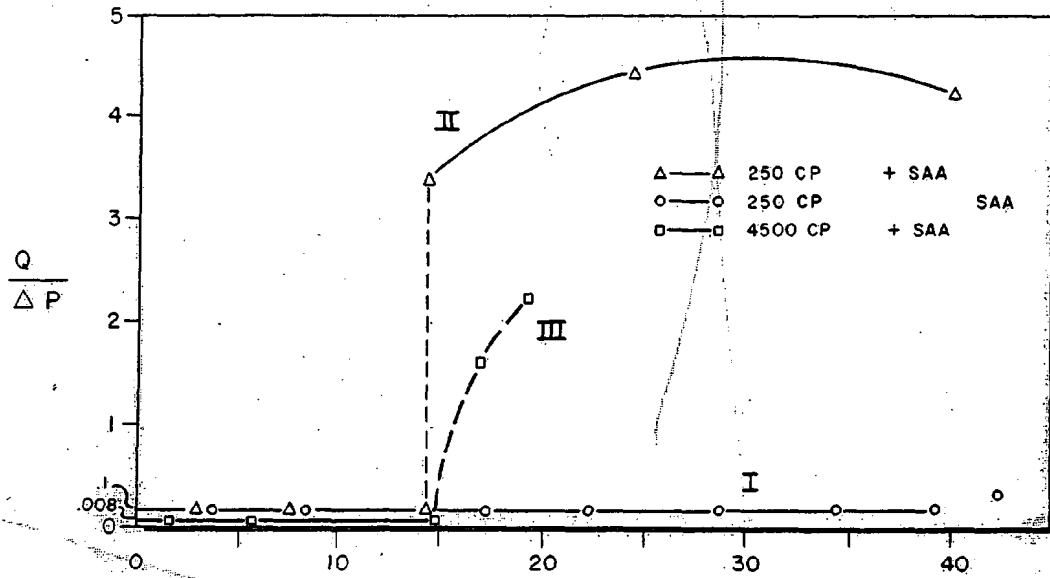


FIG. 1

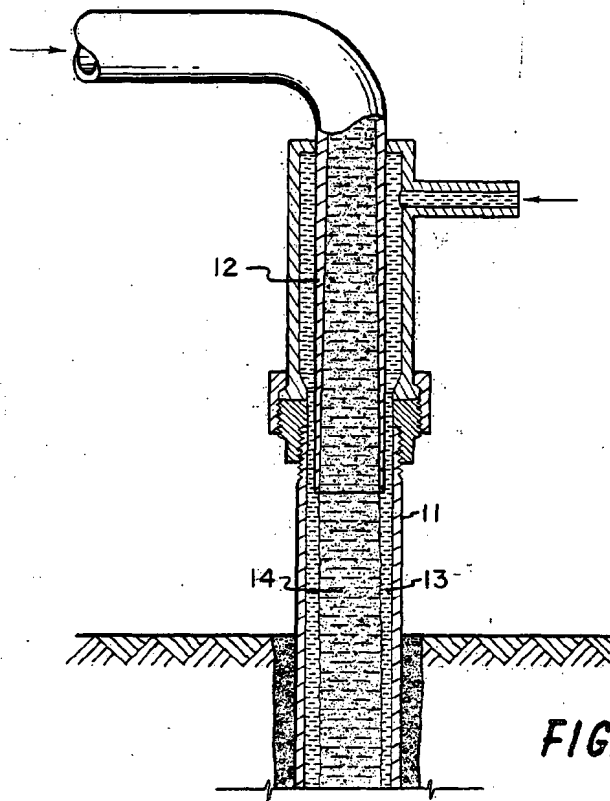


FIG. 2

Art