



No. 10-000530- -00006-0000

Fecha: 2012-11-08 15:28:47 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 14

Clarke,

COLOMBIA

1

P-2427

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
E. S. D.

Re: Expediente No. **10.000.530**
Solicitud de patente a nombre de **M-I, LLC.**

Yo, DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN, identificada como aparece al pie de mi firma, domiciliada en la carrera 11 No. 86-53, piso 6, obrando como apoderada de la sociedad **M-I, LLC.**, domiciliada en Texas, Estados Unidos de América, solicitante de la patente de la referencia, en respuesta al oficio No. 15168 notificado por fijación en lista el 28 de agosto de 2012, me permito manifestar:

1. Con fundamento en la facultad que confiere el artículo 34 de la Decisión 486 al solicitante para modificar la solicitud de patente en cualquier momento del trámite, presento junto con este memorial un nuevo capítulo reivindicatorio, el cual consta de 1 a 11 reivindicaciones y reemplaza en su totalidad el capítulo reivindicatorio presentado anteriormente.

En cuanto a estas modificaciones, me permito decir que las mismas no amplían de ninguna manera la materia objeto de la presente solicitud y se realizaron con el ánimo de superar las objeciones a la claridad, planteadas por el examinador en su concepto técnico.

2. Claridad de la Solicitud

El solicitante adjunta un nuevo capítulo reivindicatorio con el cual subsana las objeciones presentadas por el examinador.

Por otro lado, el examinador argumenta que la solicitud no describe claramente cuál es el problema que busca resolver ni ofrece información suficiente para que la persona del oficio normalmente versada en la materia pueda ejecutarla "*ya que no muestra ejemplos*".

Al respecto, el solicitante quisiera anotar que en los párrafos [0008], [0009] y [0010] se establecen los problemas que se presentan entre los fluidos de perforación y los fluidos de finalización comúnmente empleados en procesos de perforación de pozos, así como también que existe una necesidad de fluidos de

P-2427

pozo que también pueda emplearse como fluidos de finalización, con el fin de subsanar los inconvenientes descritos.

Así mismo, el solicitante quisiera anotar que la persona del oficio normalmente versada en la materia conoce ampliamente los fluidos de perforación, sabe cuáles son sus características y está familiarizado con los agentes de ponderación. Por lo tanto, para dicha persona del oficio no sería difícil encontrar un fluido de perforación y combinarlo con un agente de ponderación que cumpla las características reclamadas para replicar el método reclamado en el capítulo reivindicatorio adjunto.

3. Falta de Nivel Inventivo

El examinador objeta la altura inventiva de la presente solicitud, argumentando que la misma es obvia a la luz de la combinación de las anterioridades US 20040127366 (en adelante D1) y US 20050139394 (en adelante D2). Al respecto, el solicitante quisiera anotar lo siguiente:

La anterioridad D1 divulga un fluido para perforación de pozos que tiene una fase oleaginosa y un aditivo para incrementar la densidad del fluido. En particular, D1 divulga un método para hacer un aditivo para incrementar la densidad de un fluido empleando un dispersante en un medio líquido, con el fin de producir partículas coloidales recubiertas con el dispersante, donde el dispersante es un ester de acrilato polimérico para mantener la estabilidad de la suspensión sin incrementar la viscosidad.

Sin embargo, la anterioridad D1 simplemente enseña agentes para darle peso a fluidos para perforación de pozos, permaneciendo silente respecto al paso de disponer una pantalla de arena en un intervalo del fluido de perforación con la pared del pozo, como lo requiere la reivindicación 13.

La anterioridad D2 es citada en el IPER como enseñanza para la ubicación de una pantalla de arena dentro del pozo y disponer del fluido en el espacio anular entre la pared del pozo y la pantalla de arena. El solicitante anota, sin embargo, que D2 enseña el uso de un fluido que tiene partículas de flotación neutra (que tienen una densidad que es igual o cercana a la del fluido por lo que no decantan) suspendidas en el mismo. Adicionalmente, como lo enseña D2, las partículas con flotabilidad neutra tienen un diámetro mayor al de la pantalla, o sea que las partículas no pasan a través de la pantalla. Las partículas con flotabilidad neutra son colocadas en el espacio anular entre la pared del pozo y la pantalla tal que cuando la pantalla se expande, las partículas forman un "grupo" entre la pantalla y la pared del pozo para proporcionar soporte mecánico para la pantalla y prevenir que esta se aloje dentro de la pared del pozo (evitando la formación de

Clarke, Modet & C^o

COLOMBIA

3

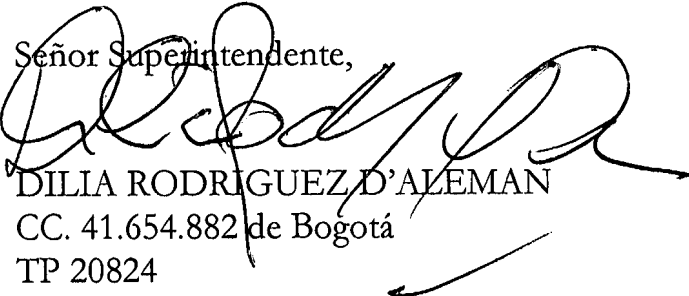
impedimentos).

Por el contrario, los agentes de peso micronizados de la presente solicitud son más densos que el fluido en el cual están suspendidos, para proporcionar densidad/peso adicional al fluido (para impartir presión hidráulica dentro del pozo), y están dimensionados para ser más pequeños que la pantalla por lo que pueden pasar a través de la misma.

Adjuntamos a la presente una declaración del inventor, presentada ante la oficina de patentes de Estados Unidos, con el propósito de ofrecer mayor claridad a cerca de las ventajas técnicas ofrecidas por la presente invención, particularmente en pozos que funcionan a elevada presión/temperatura o durante la etapa de inserción del equipo para la formación de la pantalla de arena.

En resumen, me permito decir que gracias a las modificaciones expuestas en el punto 1 de este memorial y los argumentos anteriormente mencionados, la presente solicitud cumple cabalmente con el requisito de claridad y altura inventiva respecto al método expuesto en el capítulo reivindicatorio adjunto. Por lo tanto, solicito comedidamente a ese despacho se sirva reconocer estos requisitos y conceder el privilegio de patente de invención a la solicitud en estudio.

Señor Superintendente,



DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN
CC. 41.654.882 de Bogotá
TP 20824
Cód. 008

**DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
MODIFICACIONES Y/O CORRECCIONES**

1. Identificación del Trámite

☐ Error material

☒ Modificación a una Solicitud en trámite

☒ Patente de Invención

☐ Patente de Modelo de Utilidad

☐ Registro de Diseño Industrial

☐ Esquema de Trazado de Circuitos Integrados

2. Datos del solicitante

Persona Natural ☐

Persona Jurídica ☒

M-I LLC.

Nombre o denominación / Nombre o razón social completa

Nombre representante legal

Tipo de empresa Micro ☐ Pequeña ☐ Mediana ☐ Otra ☐

Documento de identificación: ☐ C.C. ☐ C.E. ☐ NIT ☐ Otro Número _____

Nacionalidad/País de constitución	Dirección y domicilio del titular	Ciudad
ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	5950 North Course Drive, Houston, Texas 77072	HOUSTON
Dirección electrónica		No. Fax
		Número telefónico

☐

Autorizo expresamente a la Superintendencia de Industria y Comercio para que todas las comunicaciones sean enviadas a través de la dirección de correo electrónico

3. Datos del apoderado:

RODRÍGUEZ D'ALEMAN DILIA MARÍA

C.C. 41.654.882

20824 CSJ

Apellidos y Nombre

Documento de identificación

Tarjeta profesional

Dirección y domicilio		Ciudad
Carrera 11 No. 86-53, Piso 6, Bogotá D.C., Colombia		Bogotá D.C.
Dirección electrónica	No. Fax	Número telefónico
info@clarkemodet.com.co	6350824	6181088

En caso de haber presentado poder general para asuntos que se adelanten ante la Delegatura de Propiedad Industrial, sírvase indicar el número de su radicación o protocolo de poder general _____

4. Datos del trámite

Corrección:

Expediente No. 10-000.530

Aparece _____

Debe ser _____

Modificación:

☒ Modificación al capítulo reivindicatorio.
Se presenta nuevo capítulo reivindicatorio que ahora consta de 11 reivindicaciones.

☐ Modificación al capítulo descriptivo.

☐ Modificación al capítulo descriptivo.

☐ Modificación al resumen.

☐ Modificación a los dibujos.

5. Anexos

☐ Comprobante de pago de la tasa para la presentación de la corrección y/o modificación

☐ Poder, si fuere el caso.

☒ Documento que contiene las modificaciones o correcciones.

☐ Copia de la solicitud y sus anexos en formato magnético.

6. Firma

DILIA MARÍA RODRÍGUEZ D'ALEMAN
Nombre y apellidos

Firma

C.C. 41.654.882

Tarjeta Profesional 20824 CSJ

REIVINDICACIONES

1. Un método para perforar y finalizar un pozo, este comprende:
perforar un pozo a través de una formación subterránea con un fluido de pozo, el fluido de pozo comprende:
un fluido base; y
un agente de ponderación micronizado recubierto de un dispersante; y
disponer un pantalla de arena en un intervalo del pozo con el fluido de pozo, en donde el agente de ponderación micronizado es menor que el tamaño de malla de la pantalla de arena tal que el agente de ponderación micronizado puede pasar a través de la pantalla de arena.
2. El método de la reivindicación 1, donde el agente de ponderación micronizado es recubierto con un dispersante hecho por el método que comprende el mezclado en seco de un agente de ponderación micronizado y un dispersante para formar un agente de ponderación micronizado recubierto con el dispersante.
3. El método de la reivindicación 1, donde el agente de ponderación micronizado comprende partículas coloidales que tiene un recubrimiento también.
4. El método de la reivindicación 1, que comprende además:
embalar grava en un intervalo del pozo.
5. El método de la reivindicación 1, que comprende además:
producir hidrocarburos de la formación subterránea a través del pozo.
6. El método de la reivindicación 1, que comprende además:
circular el fluido de pozo en el pozo.
7. El método de la reivindicación 1, donde el agente de ponderación micronizado es al menos uno seleccionado de barita, carbonato de calcio, dolomita, ilmenita, hematita, olivina, siderita, hausmanita, y sulfato de estronio.
8. El método de la reivindicación 1, donde el agente de ponderación micronizado tiene un tamaño de partícula d90 de menos de 20 micras.
9. El método de la reivindicación 1, donde el agente de ponderación micronizado tiene un tamaño de partícula d90 de menos de 10 micras.

10. El método de la reivindicación 1, donde el agente de ponderación micronizado tiene un tamaño de partícula d90 de menos de 5 micras.

11. El método de la reivindicación 1, donde el recubrimiento comprende al menos un seleccionado de ácido oleico, ácido graso polibásico, ácidos sulfónico alquilbenzeno, ácidos sulfónico alcano, ácidos sulfónico linear alfa-olefin, sales alcalinas de metales de tierra, esteres poliacrilatos, y fosfolípidos.

X

Expediente No: 05542/182001

(PATENTE)

EN LA OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS

Con respecto a la Solicitud de:

Doug Oakley et al.

Solicitud No.: 11/767,143

Confirmación No: 1721

Presentado: Junio 22, 2007

Unidad Técnica: 3676

Para: MÉTODO PARA COMPLETAR

Examinador: Zakiya W.

UN POZO CON FILTROS DE ARENA

Bates

DECLARACIÓN DE CONFORMIDAD CON EL 37 CFR § 1.132

Comisionado de Patentes

P.O. Box 1450

Alexandria, VA 22313-1450

Estimada señora:

Yo, Claas Hendrik van der Zwaag, por la presente declaro que:

1. Mi nombre es Claas Hendrik van der Zwaag. Soy mayor de dieciocho años, en pleno uso de mis facultades mentales hago

7

esta declaración. Los hechos establecidos aquí son de mi conocimiento personal, y sé que son verdaderos y correctos

2. Recibí el grado de **Doctor en Ingeniería de Perforación** de la **Norwegian University of Science and Technology in Trondheim** en 1995.

3. Actualmente soy empleado de StatoilHydro y también, en un cargo de medio tiempo, por la University of Stavanger enseñando la asignatura de Terminación de Pozos. He trabajado en el campo de la **Ingeniería de Petróleos (que incluye la Ingeniería de Perforación)** durante 14 años. Desde el 2002, he estado involucrado en la supervisión de operaciones de pozos en el Mar del Norte que incluye calificación de tecnología a.o. e investigación y desarrollo sobre fluidos utilizados para la perforación y la terminación de pozos.

4. Algunos de los pozos más difíciles de perforar y terminar en el mundo se clasifican frecuentemente como pozos de alcance extendido o pozos de alta temperatura y alta presión (HPHT). Los pozos de alcance extendido tienen geometría de fondo de pozo compleja, que incluye perforación horizontal, frecuentemente en diámetros de pozos angostos. Por ejemplo, los pozos de alcance extendido con geometría de fondo de pozo compleja pueden incluir técnicas de operaciones realizadas desde adentro de la tubería de producción, en donde debido a que la producción ha declinado en un agujero de pozo preexistente, este se desvía (frecuentemente con un

pozo horizontal de diámetro de 6 pulgadas) para tener acceso a las reservas de petróleo adicionales que se producen del pozo original (con equipo de producción ya en el lugar). La clasificación HPHT también se da a los pozos que tienen una presión de reservorio inicial mayor de 10 kpsi o temperaturas de reservorio mayores de 150° C. La perforación y terminación de los pozos HPHT presentan mayores niveles de riesgo y demandas de requerimientos de desempeño comparado con pozos que tienen menores presiones y temperaturas.

5. En los pozos HPHT y de alcance extendido, no solo se empuja el equipo de pozo a sus límites de desempeño, sino también los fluidos del pozo. Frecuentemente un fluido que se desempeñará adecuadamente en un pozo HPHT o de alcance no extendido también presenta un potencial de incidentes de control de pozo y de alto dicloruro de etilo (ECD por sus siglas en inglés), provocados por la presencia de sólidos de lodo pesado. Adicionalmente, durante la perforación y terminación de las secciones de reservorio con equipo de filtro de arena en cualquiera de los pozos, los fluidos de sólidos de lodo pesado se evitan históricamente debido a que las partículas sólidas interfieren con la operación de las herramientas de terminación (tal como partículas sólidas pesadas que se atascan en el filtro de un ensamble de filtro de arena). Si se taponan los filtros, puede requerir que se bombeen fluidos a alta presión en un intento por destaponar el filtro, o el retiro eventual del equipo de terminación del pozo para destaponar antes de reubicarlo en el pozo. Dichos eventos pueden ser extremadamente costosos, y sin

embargo se evita el uso de fluidos con sólidos de lodo pesado cuando se realiza una terminación con filtro de arena.

6. Cuando se selecciona un fluido de pozo para uso en la perforación de un pozo, se toman en consideración los siguientes factores: control de pozo, daño de la formación, evaluación de la formación, progreso de perforación, estabilidad de fluido, y estrategia de terminación de pozo. Por ejemplo, se puede utilizar basado en agua (WBM por sus siglas en inglés) para perforar la sección superior del pozo además de la sección del reservorio (para evitar procedimientos de desplazamiento y limpieza costosos), pero frecuentemente existen riesgos asociados con esta estrategia, que incluyen un mayor riesgo de cavar (debido al peso insuficiente, menos estabilidad de temperatura, etc.).

7. En cambio, frecuentemente en pozos profundos o pozos con geometrías o trayectorias complejas, se utiliza un lodo basado en petróleo (OBM) para perforar el pozo. El uso del OBM se prefiere frecuentemente debido a la facilidad en emparejar el fluido con la formación, reduce la probabilidad de quedarse atascado (debido a la lubricidad del fluido), un aumento general en la estabilidad del fluido, así como la capacidad de alcanzar grandes densidades (con la adición de partículas de barita) necesarias para balancear las presiones extremas y la probabilidad del pozo en que se cava. El uso del OBM reduce de manera general el riesgo de perforación y los problemas de perforación asociados con

pozos difíciles y complejos de perforar. Cuando la perforación con OBM cargado con sólidos, después de perforar el reservorio antes de completar los pozos con filtro de arenas, el OBM desplazaría una salmuera libre de sólidos, para completar el pozo. Alternativamente, se puede utilizar OBM libre de sólidos, sin embargo, esto requiere la terminación en un estado bajo equilibrio. Un fluido libre de sólidos elimina efectivamente sólidos agregados que pueden dañar potencialmente el filtro de terminación (al taponar los agujeros). Colocar un ensamble de filtro de arena durante las operaciones de terminación, salmuera libre de sólidos o OBM tampoco presentaría un riesgo sustancial de taponamiento del filtro de arena, como lo hacen las partículas de barita (u otros agentes sólidos pesados) cuando utilizan un OBM pesado convencional. Cuando se utiliza un OBM libre de sólidos (o bajo en sólidos) en terminaciones de filtro, la situación bajo balance presenta un riesgo sustancial para la pérdida de control del pozo o el pozo en que se cava. Adicionalmente, debido a las condiciones extremas en los pozos HPHT, no se considera el uso de OBM libre de sólidos como una práctica segura debido a las condiciones extremas pozo abajo que requieren que el fluido del pozo tenga suficiente peso para contrabalancear las presiones del pozo.

8. Adicionalmente, los aspectos negativos del método OBM-WBM incluyen: la necesidad de procedimientos de desplazamiento y limpieza costosos para la transición del OBM al WBM, el uso de tensoactivos en los procedimientos de limpieza que pueden

permea la formación y provocar daño en la formación, y mayores problemas de desperdicios. Adicionalmente, es problemático lograr un desplazamiento en los pozos complejos, que incluyen pozos horizontales. Adicionalmente, en algunos pozos, el tipo de crudo presenta complicaciones adicionales con el uso de fluido de terminación de salmuera. Por ejemplo, en Malasia, el crudo, luego de contacto con salmuera, se emulsifica. Sin embargo, el uso de una salmuera presenta complicaciones (des-emulsificación) para la producción del crudo si se ha utilizado salmuera.

9. La disponibilidad de un OBM pesado que se puede utilizar para perforar la sección del reservorio sin riesgo de daño a la formación, y que también se pudiera utilizar durante terminaciones de filtro sin riesgo de taponar el filtro no existe hasta el desarrollo de la tecnología de fluido WARP de M-I SWACO (que incorpora barita micronizada tratada). Las opciones disponibles son: una salmuera pesada libre de sólidos y OBM libre de sólidos (o bajo en sólidos) que resulta en un estado bajo equilibrio. Sin embargo, aunque históricamente no hubo un OBM que se pudiera utilizar para perforar las secciones de reservorio y las secciones superiores y que se utilizan durante la ubicación de un ensamble de filtro de arena durante operaciones de terminación (sin requerir desplazamiento), las partículas de barita micronizadas contenidas en el WARP son más pequeñas que el filtro del ensamble de filtro y por lo tanto son capaces de pasar a través del filtro sin el riesgo de taponarlo. La disponibilidad de dicho fluido ha ahorrado

miles de dólares (asociado con limpieza y desplazamiento) además de minimizar el daño a la formación, reducción de residuos correspondientes, y condiciones de pozo más seguras. En particular, los procedimientos de desplazamiento y limpieza frecuentemente toman uno e incluso dos días antes de continuar la perforación, que tiene un costo promedio de USD \$ 500.000 diarios (pero esta tasa puede incrementarse gradualmente dependiendo del tipo de equipo de perforación. Sin embargo, el uso de fluido WARP en la perforación y la terminación de colocación de filtro ha eliminado procedimientos innecesarios, inseguros, que consumen tiempo, y costosos que no se habían resuelto previamente por otras compañías de fluidos de perforación.

10. Cada etapa de las operaciones de pozo presentan sus propias necesidades y retos únicos, particularmente en pozos HPGT y horizontales que ocasionalmente utilizan técnicas de operaciones realizadas desde adentro de la tubería de producción. Como resultado de estas necesidades y retos, las compañías de fluido de perforación han diseñado convencionalmente diferentes fluidos para cada etapa, incapaces de hallar un fluido que tenga las propiedades que los haga adecuados para todas las etapas. Sin embargo, como operador, el deseo de un pozo (incluso un pozo HPHT complejo) que sea capaz de ser perforado en forma segura (con pesos adecuados) y dentro del daño mínimo a la formación con un único fluido siempre ha estado presente, aunque previamente sin resolverse.

11. Hasta la fecha, la tecnología de fluido WARP de M-I SWACO se ha utilizado en la perforación y ubicación de un ensamble de filtro de arena en una serie de 56 pozos en todo el mundo, que incluyen 50 para Statoil Hydro en Noruega (5 pozos HPHT y 45 pozos de geometría compleja) y 6 para Murphy en Malasia (en donde el crudo se multiplica cuando entra en contacto con salmuera), cada uno con éxito.

Adicionalmente afirmo que todas las declaraciones hechas aquí de mi propio conocimiento son ciertas; y adicionalmente que estas declaraciones se hacen con el conocimiento de que las declaraciones voluntarias falsas y similares son punibles por multa o prisión, o ambos, en virtud del artículo 1001 del título 18 del código de los Estados Unidos y que dichas declaraciones voluntarias falsas pueden perjudicar la validez de la Solicitud o cualquier Patente emitida a la misma.

Cordialmente,

(aparece firma ilegible)

Fecha: Stavanger, Junio 8,
2009

[NOMBRE]

Claas van der Zwaag