



Clarke, Modet & Co.

COLOMBIA

E-MAIL: clarkemodet@clarkemodet.com.co
SANTAFÉ DE BOGOTÁ, A.A. 92397

279
298

SEÑORES

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

E. S. D.

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 02110578 00000001

Folios: 79

Fecha (MS): 2002-12-24 12:03:24

Tramite : 011 PCT-PATENT 379 FASE INCI 329 COMPLETEN

Dependencia: 0020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

REF: EXPEDIENTE No. 02110578

SOLICITANTE: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

SOLICITUD PCT / US01/18134

FECHA DE LA SOLICITUD: DICIEMBRE 6, 2002

TITULO: METODO EN TIEMPO REAL PARA MANTENER LA
ESTABILIDAD DE FORMACIÓN Y MONITOREAR LA
INTERACCIÓN DE FORMACIÓN DE FLUÍDO

ASUNTO: PRESENTACIÓN DEL TEXTO DE LA INVENCION EN ESPAÑOL

DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN, en mi calidad de apoderada de la sociedad
solicitante, por el presente escrito me permito presentar la traducción del texto de
la descripción, reivindicaciones y resumen de la invención en referencia.

Agradezco continuar con el presente trámite.

Señor Jefe,

DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN

/srr

P. 466

**METODO EN TIEMPO REAL PARA MANTENER LA ESTABILIDAD DE
FORMACIÓN Y MONITOREAR LA INTERACCION DE FORMACIÓN DE
FLUIDO**

Solicitud relacionada

Esta solicitud reivindica prioridad de la solicitud de patente provisional estadounidense No. 60/209,488, presentada en Junio 6, 2000

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

1. CAMPO DE LA INVENCON

Esta Invención se relaciona con métodos para predecir y mantener la estabilidad de pozos durante la perforación, ser vicio y producción de los pozos, informaciones subterráneas, particularmente formaciones subterráneas que poseen hidrocarburos.

2. DESCRIPCION DE LA TÉCNICA RELACIONADA

Como se utiliza aquí, el termino "(in)estabilidad" se entenderá que significa "estabilidad o inestabilidad2.

La (in) estabilidad de los pozos en in shales es el mayor problema que costea la industria petrolera, de acuerdo con estimativos conservadores, 700 millones anualmente.

PROBLEMA

Entender y modelar mecanismos de (in) estabilidad de shales es un esfuerzo que esta afrontando la industria.

Perforar un hueco en una superficie en equilibrio induce concentración de tensiones en la vecindad del orificio.

En la interacción ocurrirá si los parámetros tales como ~~Reducción~~ potencial químico, potencial eléctrico, potencial ?

técnico, concentración iónica etc., del fluido de la perforación y el fluido de formación de shale no están en equilibrio. Ningunas diferencias en estos parámetros alterarán la cercana presión de poro del pozo la cual a su vez influenciará el estado de tensión equivalente de la perforación y la tensión mecánica del shales afectará así la (in) estabilidad de la perforación. Ensayos conducidos a condiciones de tensión uniaxial y triaxial comprensivas en el pasado ha indicado la fuerte influencia de estos parámetros sobre la tensión del shale.

La inestabilidad de la perforación ocurre predominantemente en shales químicamente reactivos que descansan sobre los reservorios. Una mayor preocupación

del ingeniero de perforación es el mantener la pared de la perforación sin colapsar (desempaquetamiento) o fractura (perdida de circulación).

Esfuerzos pasados para desarrollar modelos de perforación de pozos mejoradas ("WBM") para perforar shale se han frustrado por un entendimiento limitado del fenómeno de interacción fluido de perforación/shale. El entendimiento limitado ha dado como resultado que los fluidos de perforación sean diseñados con propiedades inadecuadas o insuficientemente optimizados para evitar el sufrimiento de problemas de (in) estabilidad de la perforación. Históricamente, los problemas de (in) estabilidad de la perforación se ha tocado sobre la base de ensayo y error, yendo a través de una costosa curva de aprendizaje multipozo antes de llegar a soluciones razonables para operaciones y sistemas optimizados.

Estudios recientes de la interacción de fluido-shale han producido compenetraciones recientes dentro de os casos subyacentes de (in) estabilidad de las perforaciones, y las inestabilidades relacionadas con el potencial químico en los shales identificado. Un modelo de estabilidad de perforación potencial química, derivado

de una orientación de perforación arbitraria, se ha implementado de manera exitosa para dirigir las (in) estabilidad de las perforaciones. El modelo, basado en una aproximación de modelación elástica establecida en pozo, se discute en Tare, U. A., y Mody, F. K: "Novel Approach to Borehole Stability Modeling for ERD and Deepwater Drilling", paper SPE 52188, 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium. Oklahoma City, USA, marzo 28-31, 1999 incorporado aquí como referencia.

Los avances en la tecnología están suministrando capacidades más amplias y mayores sensores y herramientas nuevas, más confiables, precisas fuertes hueco abajo. Tales aparatos y sensores son crecientemente capaces de recolectar y transmitir información a la superficie en la medida e que esta pase.

Detección → logging → registro eléctrico
transformado a señal
matemáticamente
registro computarizado → profundidad.

Con el crecimiento de las demandas económicas de la reducción los tiempos de para dispuestos asociados con problemas de inestabilidad en las perforaciones, existe una necesidad creciente de capacidad para predecir y resolver las inestabilidades en el campo utilizando datos MWD/LWD (medición mientras se perfora/registro mientras se perfora) en conjunto con conocimiento anterior

geofísico y de la interacción shale/fluido. Sin embargo, intentos previos se han enfocado en las tensiones de la tierra, utilizando datos de perforación y de modelos de (in)estabilidad de la perforación sobre una base "post-mortem", es decir después de que han ocurrido problemas sustanciales. Subsiste la necesidad de métodos que posibiliten evitar los problemas de inestabilidad.

RESUMEN DE LA INVENCION

Se describe un método para mantener la estabilidad de una formación subterránea, y particularmente la estabilidad de la perforación durante el perforado, completar el pozo y operaciones de servicio, y aún durante la producción y operaciones de recuperación mejorada. El método de la invención logra el mantener la estabilidad de la perforación a través de la vía de un pozo que penetra una formación subterránea. Más aún, el método suministra monitoreo en tiempo real de la interacción fluido de información de tal forma que se puedan hacer los ajustes antes de que ocurran los problemas de (in) estabilidad.

En el método, se estiman o se obtienen las características o parámetro de formación inicial y se estima la atención de la formación de la roca. Las características de los fluidos inyectados en la perforación o la formación durante la perforación, o durante la terminación del pozo y las operaciones de servicio, durante la producción u operaciones de recuperación mejorada, también se estiman u obtienen. Estos datos relacionados con a formación y los fluidos se meten en un modelo de estabilidad de pozo y los resultados se utilizan para revisar los estimados de los parámetros de la formación y/o los parámetros de fluidos o para ajustar las composiciones características de estos fluidos. Los resultados de los parámetros y el modelo están actualizados con mediciones de la formación en tiempo real tomada a dos durante la operación particular ha ser conducida (es decir perforación, servicio del pozo o producción). La adquisición continua y procesamiento de los datos de la formación en el modelo le permite a los fluidos se ajustados según se necesite para evitar los problemas de inestabilidad de la formación causados por la interacción de los fluidos con la formación.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

Las figuras 1A y 1B son un diagrama de flujo o mapa de proceso para un proceso de estabilidad de perforación en tiempo real de acuerdo con la invención.

La figura 2 es un esquema de un experimento de transmisión de presión de poro diseñado para estudiar las alteraciones dependientes del tiempo en propiedades del shale como una función de la exposición del fluido de perforación.

La figura 3 es una grafica de la respuesta de la presión del poro transitoria dependiente del tiempo de un shale Pierre II cuando se expone a una solución de NaCL al 20% p/p.

La figura 4 es una grafica de la respuesta a la presión del poro transitoria dependiente del tiempo de un shale Pierre II cuando se expone a una solución de silicato de sodio que contiene NaCL al 20% p/p.

La figura 5 es una grafica de la respuesta a la presión del poro transitoria dependiente del tiempo de un

shale Pierre II cuando se expone a un polímero en solución que contiene sal de CaCl_2 al 20% p/p y sal de KCL al 2%.

La figura 6 es una grafica de la respuesta de la onda acústica de compresión del shale del shale Pierre II cuando se expone a una solución de NaCL al 20% p/p.

La figura 7 es una gráfica de la respuesta de la onda acústica de corte del shale de un shale Pierre II cuando se expone a una solución de NaCl al 20% p/p.

La figura 8 es una gráfica de la respuesta acústica compresional del shale del shale Pierre II cuando se expone a una solución de silicato de sodio que contiene NaCL al 20% p/p.

La figura 9 es una gráfica de la onda acústica de corte de de shale del shale Pierre II cuando se expone a una solución de silicato de sodio que contiene NaCL al 20% p/p.

La figura 10 es una gráfica de la respuesta de la onda acústica de compresión del shale Pierre II cuando se

expone a un polímero en solución que contiene una sal de CaCl_2 al 20% p/p y a una sal de KCL al 2%.

La figura 11 es una gráfica de la respuesta de la onda acústica de corte del shale Pierre II cuando se expone a un polímero de solución que contiene una sal de CaCl_2 al 20% p/p una sal de KCL AL 2%.

La figura 12 es una grafica del módulo de Young dinámico como una función de la presión del poro transitoria para un shale Pierre II expuesto a una solución de NaCL al 20%.

La figura 13 es una gráfica del módulo de Young dinámico como una función de la presión del poro transitoria para un shale Pierre II expuesto a una solución de silicato de sodio que contiene NaCL al 20% p/p.

La figura 14 es una gráfica del módulo de Young dinámico como una función de la presión del poro transitoria para un shale Pierre II expuesto a un polímero en solución que contiene una sal de CaCl_2 al 20% p/p y una sal de KCL al 2%.

DESCRIPCION DETALLADA DE LAS MODALIDADES PREFERIDAS.

Los siguientes términos como se utilizan aquí, y particularmente como se utilizan en las figuras, tiene el significado indicado adelante:

Nomenclatura

Ó = Eficiencia de membrana, %

P = presión, m/Lr², psi

E= módulo de Young, m/Lr², psi

AW = actividad del agua

ΔP = caída de presión, m/Lr², psi

V = velocidad acústica, m/t, m/sec

Suscritos

ic = confinar

o = fluido externo o de poro

fl = fluido de ensayo

sh = fluido de shale

exp = experimental

p = ondas de compresión sónicas

s = ondas de corte sónico

Factores de conversión métricos SI

Ft x 3,048	E-01 = m
In x 2,54	E+00 = cm
lbf x 4,448 222	E+00 = N
Psi x 6,894 757	E+00 = kpa

Al investigar el papel de varios potenciales de fluido de perforación sobre propiedades de roca transitorias de shale y otras formaciones subterráneas sometidas a tensión de congelamiento de compresión, hemos descubierto que las propiedades del núcleo provenientes de tales formaciones se deben medir como una función del tiempo cuando se exponen a un fluido de perforación, fluido de servicio de pozo, o fluido de producción mejorada, o aún cuando se somete a la producción misma. Los experimentos se condujeron bajo condiciones que simulan una porción del orificio bajo tensión geostática con la superficie de la perforación expuesta a un fluido de perforación circulante. Los resultados soportan nuestro descubrimiento. ?

En los experimentos, las propiedades de la roca tales como la velocidad acústica y la presión transitoria

290 291

Anisotropía → Calidad de un medio en el q' alguna propiedad física depende de la dirección de un eje.

para cada una de las muestras de núcleo se midieron simultáneamente como una función del tiempo durante los experimentos. Esta medición simultánea eliminó las diferencias asociadas con

Anisotropía obtenidas cuando diferentes muestras se utilizan para determinar la relación entre estos parámetros característicos de las formaciones subterráneas, y en estos experimentos, particularmente los parámetros característicos de las formaciones de shale. Este ensayo mejora el entendimiento de la relación entre propiedades acústicas, mecánica química, ecléctica y de falla del shale como una función del tiempo cuando se expone a un fluido, en estos experimentos, particularmente cuando se expone a un fluido de perforación. Tales mediciones suministran el precursor necesario para determinar el principio de in (in) estabilidad dependiente de tiempo, suministrando así opciones para implementar medidas correctivas e tiempo real para aliviar la (in) estabilidad, de acuerdo con el método de la presente invención.

2. Si desear estar limitados por la teoría, creemos, basados en nuestras observaciones de los experimentos anteriores, que las mediciones de las propiedades de la

roca tales como la velocidad acústica como una función de la presión transitoria de los shale bajo registros de (in) estabilidad de perforación en tiempo real en instalaciones in-situ en estado de tensión simulada utilizando MWD/LWD o cualquier otra información relevante. Esta práctica suministra mejor manejo en tiempo real de los problemas de (in) estabilidad en el campo.

La presente invención suministra un método o proceso para mantener la estabilidad de una formación a través de monitorear la interacción entre la formación y los fluido utilizados en la perforación del pozo, servicio o producción. Adicionalmente, la presente invención suministra un método en tiempo real para mejorar la perforación, servicio y producción de perforaciones en o a través de formaciones subterráneas al emplear tal monitoreo y mantener la estabilidad del pozo. Las mejoras de la invención son especialmente apreciadas en operaciones en formaciones de shale, aunque la invención es aplicable también a otros tipos de formaciones subterráneas. Similarmente, las mejoras de la invención son especialmente apreciadas en formaciones subterráneas a través de perforaciones, aunque la invención es

aplicable también a otras operaciones y formaciones subterráneas, tales como terminación del pozo y operaciones de servicio de pozo, y aún operaciones de producción. De esta manera, las ventajas de la invención son mejor reconocidas cuando la invención se aplica a través de la vía de una perforación en una formación subterránea, y especialmente una formación subterránea que contiene hidrocarburo.

ojo *recuerda/ del ejemplo de modelos matemáticos*

El método de la invención emplea modelos de estabilidad de perforación en tiempo real, las figuras 1A y 1B presentan un mapa de proceso de la modelación de estabilidad de la perforación en tiempo real, específicamente para los ejemplos como se aplican a las perforaciones de perforado. Un mapa similar se utilizaría para completar el pozo u otras operaciones de servicio que emplean fluidos de servicio de pozo en lugar de fluidos de perforación. También, mapa similar sería utilizado para operaciones de producción, estabilidad de monitoreo de un pozo en razón a que los fluidos podrían ser producidos por una formación, y monitorear la estabilidad de un pozo durante varias operaciones de recuperación mejoradas (para mejorar la recuperación de hidrocarburos de la formación). En todos los tales casos,

se monitorea la interacción d la formación a varios fluidos que son introducidos dentro o son producidos por la perforación. En lo sucesivo, la descripción de la invención estará dirigida primariamente a las operaciones de perforación y a los fluidos de perforación por ejemplo. Sin embargo la invención no es tan limitada a tales operaciones o fluidos y podría ser similarmente aplicada a completar el pozo y a operaciones de servicio que involucran fluidos de servicio de pozo y a operaciones de producción.

La etapa inicial en el método proceso de la invención involucra la construcción de un modelo terrestre (preferiblemente que incluye tensión, formación de tensiones de compresión y tensión y características geológicas) de una variedad de fuentes tales como los datos pre perforación, sísmicos, y separados. Basados en el modelo terrestre inicial, se hacen las predicciones para pesos de lodo, sitios de zapata de cubierta, tipo de fluido de perforación y química, etc. Como seria conocido por aquellos expertos en la técnica. Preferiblemente de manera simultánea, son conducidos ensayos de laboratorio para formaciones específicas (por ejemplo shale) que se esperan ser perforadas, utilizando los núcleos actuales

de tales formaciones o muestras de aframientos representativos. Los ensayos se conducen utilizando una variedad de aparatos experimentales tales como el aparato de ensayo de transmisión de presión de poro (PPT). la información de comportamiento de la formación dependiente del tiempo (por ejemplo shale) se obtiene de tales ensayos.

Adicional al método de la invención, las propiedades de la roca tal como la presión de poro transitorio, las velocidades de onda de compresión y de corte, la deformación, la tensión de los núcleos de shale bajo tensión triaxial son medidas. Estas mediciones se utilizan para calibrar el modelo de estabilidad de la perforación (también llamado el modelo de potencial total). Tal como el modelo mostrado en los diagramas de reflujo de la figura 1B, para aplicaciones específicas tales como, por ejemplo perforación con fluidos de perforación programada o planeada a través/dentro de shale que cubren un reservorio u otras formaciones de interés. Las mediciones de las propiedades estáticas y dinámicas de la roca como una función de las presiones transitorias de los shales (u otras formaciones de interés) bajo estado de tensión triaxial mejora el

entendimiento de la relación entre estos parámetros. Tales mediciones también ayudan a determinar que tan económicas son de obtener estas propiedades utilizando datos MWD/LWD (mediciones mientras se perfora/registros mediante se perfora).

Durante el proceso de perforación, el modelo terrestre y el modelo de estabilidad de la perforación potencial están actualizadas con mediciones en tiempo real mientras que la perforación (MWD) y/o utilizando registros con línea o cualquier otra técnica para determinar las propiedades estática y dinámica de las roca. El MWD capturado y/o los datos en línea o los datos obtenidos de cualquiera otra técnica se procesan en tiempo real y estos datos se convierten en parámetros de entrada para el modelo de estabilidad de perforación. Los parámetros de entrada son calibrados así con MWD y/o los datos de línea o los datos obtenidos de otras técnicas. Los parámetros de entrada calibrados son utilizados entonces en un modelo de estabilidad de perforación junto con las mediciones del laboratorio dependiente del tiempo.

Para un conjunto dado de parámetros de entrada el modelo de estabilidad de la perforación suministrado e la figura 1B se puede desarrollar en tres modos de análisis. Estos son descritos brevemente a continuación:

Predicción de ventana de peso de lodo seguro- los resultados obtenidos de este modo suministran el límite superior e inferior para el peso de un lodo seguro para una composición dada del fluido de perforación como una función del ángulo de inclinación del hueco y la orientación. El límite superior en este caso es el eso del lodo por encima de cuya extensión la fractura o la propagación de la fractura ocurriría y daría como resultado perdidas de fluido de perforación excesiva. El límite inferior se establece mediante la presión del poro de formación o el peso del lodo mínimo requerido para evitar el colapso de la perforación, cualquiera que sea mayor; y de este modo, la interacción química y térmica entre la formación (principalmente shale) y el fluido de perforación se puede incorporar.

La predicción de la composición química óptima (OBM)-en este modo de análisis el modelo suministra una composición química óptima del fluido de perforación para

un peso de lodo dado, la inclinación del hueco y la dirección. En la ausencia de potencial de fluido de poro de shale derivado del laboratorio, el potencial del fluido del poro del shale in situs se puede predecir utilizando un sub.modulo.

La composición química optima de la predicción del fluido de perforación (OBM) seguida por una predicción de ventana de ventana de peso de lodo seguro-el modelo en este modo primer optimiza la composición química del fluido de perforación para el peso del lodo actual (es decir habitualmente utilizado en el campo) seguido por una predicción De la ventana de peso de lodo segur como una función del ángulo del hueco para una dirección dada.

Todos los tres modos tienen acceso a un modulo de estimación de tensión empirico de roca, como se muestra en la figura 1A.

Las predicciones del modelo de estabilidad de perforación son enviadas a un módulo de visualización (típicamente graficando los resultados) con base en uno de los dos tipos de actividades-implementación del campo o retroalimentación, como se muestra en la figura 1A-

hacer ejecutado. Estas actividades suministran retroalimentación

En la recolección de datos, procesamiento e interpretación del proceso e implementación del campo de los resultados del modelo de estabilidad de la perforación, como se muestra en las figuras 1A y 1B.

Modelo de estabilidad de la perforación

Lo racional para el modelo de estabilidad de perforación (modelo potencial total) es como sigue.

El fenómeno fundamental de flujo dirigido y acoplado, los gradientes hidráulicos inducidos, el potencial químico, los gradientes de potencial eléctrico y los gradientes de temperatura influyen todas las propiedades de la roca y la perforación o estabilidad de formación. En la mayoría de los casos prácticos sin embargo, el fenómeno de flujo inducido por gradiente hidráulico (es decir la invasión de filtrado de lodo dirigido por un sobre balance de peso de lodo) y la diferencia de potencial químico entre el fluido de perforación y el fluido de poro del shale (o formación) (por ejemplo transporte osmótica o de difusión de

moléculas de agua y/o iones y/o solutos (hidratados) dentro y fuera del shale, el potencial eléctrico, el potencial térmico, etc.) son considerados generalmente por ser las fuerzas de activación relevantes para la formación de (in) estabilidad. En cualquier momento dado durante la operación de perforación, el tema de la (in) estabilidad es controlado finalmente mediante la relación entre el estado de tensión de la roca y la tensión de la roca. En razón a que la tensión de la roca esta relacionado inversamente con el contenido de agua del shale (o la formación de interés), la modificación de la presión del poro es un parámetro fundamental para alterar el estado de tensión efectivo alrededor de la perforación. La densidad del peso del lodo adecuado también es necesaria para la estabilidad de la perforación.

El modelo utilizado en el método de esta invención esta preferiblemente basado en principios de modelación de pozos establecidos tales como los descritos en Mody, F. K y Hale, A. H.: "A Borehole Stability Model to-Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid/Shale Interaction", paper SPE 25728, 1993 IADC/SPE Drilling Conf., Ámsterdam, feb. 23-25, 1993; Bradley, W. B.

"Failure of Inclined Boreholes", J. Energy Res. Tech. (Dec. 1979) 232: Trans, AIME, 101, Tare, U. A. and Mody, F. K.: "Novel Approach to Borehole Stability Modeling for ERD and Deepwater Drilling", paper SPE 52188, 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium, OKLAHOMA City, USA, March 28Y31, 1999, Tan, C. P. et al.: "Integrated ROCK Mechanics and Drilling Fluid Design Approach to Manage Shale Instability", paper SPE 47259, SPE/ISRM Eurock '98, Trondheim, Norway, Jul. 8-10, 1998; and Ghassemi, A, et al.: "A Solution for Stres Distribution Around An Inclined Borehole in Shale", paper No. 043 Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Vol. 35, No. 4/5, p. 538-540, 1998, , que se incorporan en su totalidad aquí como referencia.

Las primeras dos de estas referencias listadas anteriormente tienen la teoría pertinente derivada de las soluciones al modelo. El modelo incorpora los efectos del potencial químico utilizando la diferencia en las energías libres molares (es decir, actividad) del fluido de perforación y el fluido De poro de shale. También se incorpora en el modelo el concepto de coeficiente de reflexión, σ , como se discutió en Staverman, A. J.: "Theory of Measurement of Osmotic Pressure", Recueili des Travaux Chimiques des Pys-Bas, v. 70, pp 344-352, (1951),

Teoría de Medición
Control

medición del potencial químico del fluido de perforación. Una diferencia en la actividad del fluido de perforación y el fluido del poro del shale induciría un flujo de fluido osmótico en la presencia de una membrana semipermeable. La actividad del fluido de perforación se puede medir directamente utilizando un higrómetro o un metro de humedad relativa o indirectamente al, por ejemplo, estimar la concentración de soluto en experimentos de titulación. La eficiencia de la membrana es un parámetro crítico que determina la efectividad de una membrana semipermeable para permitir solo el transporte de fluidos con relación al transporte de solutos. La eficiencia de la membrana de un fluido de perforación - sistema de formación de shale se puede estimar mediante mediciones de laboratorio en aparatos de ensayo de transmisión de poro (PPT). Las mediciones de tiempo transcurrido de las propiedades de shale de los shale expuestos a los fluidos de perforación en una perforación también pueden conducir a las estimaciones de la eficiencia de la membrana. Los radios del poro junto con los tamaños del soluto y la concentración pueden suministrar formas alternativas de estimar la eficiencia de la membrana.

incorporada aquí como referencia. Las diferencias de temperatura entre la formación y el fluido de perforación afectan directamente la concentración de tensión del pozo cercano. El modelo utiliza estas diferencias de temperatura y calcula el efecto de la tensión térmica sobre la tensión tangencial del pozo cercano donde es significativo.

Experimentos

Ensayos de transmisión de presión de poro (PPT)

El experimento de la transmisión de presión de poro (PPT) se ha designado para estudiar las alteraciones dependientes del tiempo en las propiedades del shale como una función de la exposición del fluido de perforación. Un esquema de este ensayo se muestra en la figura 2. El experimento consiste en confinar núcleos o afloramientos de shale reservados de pozos, bajo tensión geostática y luego fluidos de ensayo de circulación (bajo condiciones dinámicas confinadas) en el lado corriente arriba mientras que la medición cambia en la presión corriente abajo. La presión corriente arriba se puede incrementar para simular condiciones de sobre balance que representan

las condiciones hueco abajo. Típicamente durante una operación de perforado, el sobre balance hidráulico se mantiene para proporcionarle a la formación un sopote radial neto. La presión corriente abajo indica los cambios en la presión del poro de la muestra a alguna distancia dentro de la perforación.

Montaje experimental para ensayos PPT

El montaje experimental consiste de una vasiija de presión de hacer enchaquetada con puertos de presión contruidos en su interior, conexiones y transductores acústicos. La muestra (1 pulgada x 2 pulgadas) es enchaquetada con una membrana de teflón después de que indicadores de medición de tensión de seis extensiones se aplican para medir la información de la muestra. El montaje completo se ubica en dispositivo regulador de temperatura para asegurar el control adecuado de la temperatura experimental.

Resumen del procedimiento de ensayo PPT.

La muestra de shale se equilibra a una presión de confinación hidrostática y se (por ejemplo 500 psi),

~~208~~
306

bajo presión de fluido externo p_c (por ejemplo, 50 psi) en ambos extremos, y a una temperatura de ensayo específico. La presión de fluido se aplica con un fluido de poro simulado. Una vez se logra la saturación, la línea de presión corriente arriba se cierra. La presión de confinación se incrementa luego a nivel requerido para la consolidación, P_{1c} (por ejemplo 4000 psi) el sistema permanece cerrado hasta que las presiones en ambos extremos de las muestras se han estabilizado. La presión corriente arriba y corriente abajo se le permite estabilizarse y equilibrarse.

Luego de la estabilización de la presión de poro, a la muestra se le permite consolidarse. La presión corriente abajo de la muestra se monitorea.

Después de que las presiones en ambos extremos se han estabilizado, el fluido del poro se reemplaza con un fluido de perforación que circula a una presión constante. El comportamiento de presión transitoria, la compresión sónica y los tiempos de viaje de corte, la deformación radial y axial, la temperatura, y la proporción de circulación son monitoreados.

Detalles de los ensayos PPT.

Los ensayos PPT suministran una base de datos que incluyen las respuestas de los shale a varios fluidos de perforación y a soluciones salinas. Por ejemplo, el ensayo PPT suministra números de eficiencia de membrana significativos, permiten el estudio de interacción más compleja entre el shale y los fluidos de perforación para validar, verificar, o confirmar los modelos poro elásticos del potencial químico existente, posibilitar la calibración de la respuesta del shale a fluidos de perforación conocidos para aplicación óptima en el campo, y demostrar la adquisición de datos simultáneas de varias respuestas para proporcionar caracterización de la propiedad del shale detallada como una función de la exposición del fluido de perforación.

Los fluidos de los tres ejemplos ensayados tenían una solución de sal de cloruro de sodio al 20% p/p, un sistema de silicato de sodio que comprende cloruro de sodio al 20% p/p, y un polímero en solución que comprende sal de CaCl_2 al 20% p/p y sal de KCL al 2%. Es importante establecer una línea base de la respuesta del shale al cation o los cationes que se incluirían en el

sistema de fluido de perforación. Tal línea de base ayuda a identificar o aislar las alteraciones de shale debido al intercambio de cationes. Además esta línea base ayuda a diferenciar, en cierta proporción, los efectos de la solución salina básica y los efectos de otros aditivos modificadores de shale (por ejemplo silicatos, polímeros como poli archilamida parcialmente hidrolizada, anfoteritos etc.)

Discusión de los resultados

Con base en la respuesta de la presión del poro transitorio del shale Pierre II expuesto a los fluidos de ensayo, la solución de silicato de sodio que comprende 20% NaCL p/p mostró numeros de eficiencia de membrana más alta que la solución de NaCL al 20% P/P y el polímetro en solución que comprende salde CaCl_2 al 20% p/p sal de KCL al 2% (aproximadamente 60% de la eficiencia contra aproximadamente el 10% de la eficiencia y aproximadamente el 5,30% de la eficiencia respectivamente).

Las figuras 3, 4, y 5 muestran la respuesta de presión del poro transitorio dependiente del tiempo del

shale Pierre II cuando se expone a una solución de NaCL al 20% p/p, un sistema de silicato de sodio que comprende 20% p/p, de NaCL y un polímero en solución que comprende sal de CaCl_2 al 20% p/p y sal de KCL al 2%, respectivamente. El fluido saturante (fluido de poro simulado) en todos los casos es una solución de NaCL al 8% p/p. La respuesta acústica del shale (onda de compresión y de corte) durante el experimento total para la solución de NaCL al 20% p/p se muestra en las figuras 6 y 7. Las figuras 8 y 9 suministran la respuesta acústica correspondiente (onda de compresión y de corte) del shale Pierre II cuando se expone a una solución de silicato de sodio que comprende NaCL al 20% p/p. Las figuras 10 y 11 suministran la respuesta acústica del shale Pierre II (onda de compresión y de corte) cuando se expone al polímero en solución que comprende una sal de CaCl_2 al 20% p/p y una sal de KCL al 2%. Una propiedad de la roca de ejemplo, el modulo de Young dinámica (E) (elasticidad de roca reflejante), calculadote los datos acústicos anteriores con respecto a las tres soluciones se muestran respectivamente en las figuras 12, 13 y 14. Cada una de las figuras 3-14 indican las tres etapas del ensayo PPT. Primero, el shale se satura con 8% de NaCL p/p (fluido de poro simulado); segundo, el NaCl al 8% p/p

se circula hasta equilibrio; y tercero, el shale se expone a los fluidos de ensayo.

La tabla 1 suministra los datos de presión de poro transitoria y la eficiencia de membrana calculada correspondiente en forma tabular para los fluidos de ensayo cuando se exponen al shale Pierre II.

TABLA 1-CALCULO DE EFICIENCIA DE MEMBRANA

fluido de ensayo	AW_{f1}	AW_{sh}	$\Delta P_{the} \text{ psi}$	$\Delta P_{exp} \text{ psi}$	$\sigma, \%$ $\frac{\Delta P_{exp} - \Delta P_{the}}{\Delta P_{the}}$
Solución de NaCl al 20% p/p	0,83	0,95	2685	270	10,05
Solución d silicato de sodio que comprende NaCL AL 20% p/p	0,83	0,95	2685	1604	59,74
Solución de polimero que comprende sal de $CaCl_2$ al 20% p/p y sal de KCL al 2%	0,78	0,95	3920	208	5,30

Donde ΔP_{the} se refiere a la diferencia o cambio en la presión teórica ΔP_{exp} se refiere a la diferencia o cambio en la presión experimental.

El concepto bien conocido de "coeficiente de reflexión" (es decir membrana ideal) se puede utilizar para "sistemas agujereados" que incluyen lodo basado en agua (WBM)/sistemas tipo shale u otras formaciones) para aplicaciones de estabilidad de la formación. Para los sistemas WBM/shale, la eficiencia de la membrana no es un término claramente definido (por ejemplo, como una película de aceite sobre los shales presentes en sistemas de emulsión de aceite invertido). La eficiencia de la membrana de los sistemas de fluido de la formación se debe a una diferencia en la movilidad del agua y los solutos (iones) en los shales. Así como la eficiencia de la membrana se puede definir como:

$$\sigma = 1 - \frac{V_{\text{solute}}}{V_{\text{agua}}}$$

Si solo el movimiento del agua se permite y todos los solutos son rechazados, la membrana es semipermeable ideal (100% de la eficiencia de la membrana $\sigma = 1$). Sin embargo, para los shales la movilidad de los solutos es inferior que aquella del agua y la membrana es "no ideal" o "agujereada" $0 < \sigma < 1$. Una membrana no ideal no restringe enteramente el transporte de solutos. La eficiencia de la membrana ("coeficiente de reflexión") tiene una relación

con al menos dos parámetros claves del sistema WBM/shale. Es decir, el radio del poro del shale "promedio efectivo" y el radio de los iones hidratados presentes en el sistema de fluido de perforación.

Una representación matemática para describir la fuerza de activación para el movimiento del agua mediante un mecanismo osmótico y una vía medios de estimar la eficiencia de la membrana directamente se muestra en la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{RT}{V} \right) \times \ln \left(\frac{A_{wdf}}{A_{wsh}} \right) = \pm (\sigma \times \Delta P_p) = \pm \sigma \times (P - P_p) \quad (2)$$

Donde A_{wdf} es la actividad del agua del fluido de perforación, que puede ser estimada de un número de maneras conocidas, más notablemente, mediante determinación de la presión de vapor parcial, elevación del punto de ebullición, o directamente utilizando un higrometro; A_{wsh} es la actividad del agua del fluido de poro de shale y se puede medir (para los núcleos de shale preservados) mediante determinación de la presión de vapor parcial; P_p es la presión de poro de campo lejano, P es la presión de poro de perforación cercana; y σ es el término de eficiencia de membrana, o "coeficiente de

reflexión", especifica al sistema de fluido shale/perforación.

Discusión adicional del calculo de la eficiencia de la membrana se puede encontrar en las referencias Mody, F. K. y Hale A. H.: "S Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid/shale Interaction", paper SPE 25728, 1993 LADC/SPE Drilling Conf., Amsterdam, Feb. 23-25, 1993, and Staverman, A. J.: "Theory of Measurement of Osmotic Pressure" Recueil des Travaux Chimiques de Pays-Bas, v. 70, pp 344-352, (1951),

Mientras que la eficiencia de la membrana para la solución de NaCL al 20% p/p cuando se expone a un shale pierre II es 10, 05%, la eficiencia de la membrana para un polímero de solución que comprende una sal de CaCl_2 al 20% p/p y una sal de KCL al 2% cuando se expone a un shale pierre II es de 5,30%, la eficiencia de la membrana parasistemas de silicato de sodio es significativamente mayor de aproximadamente el 60%. Para referencia, un lodo basado en aceite tiene una eficiencia de membrana teórica cercana al 100%. Siguiendo la respuesta de la solución de silicato de sodio con NaCL al 20% p/p la presión del poro del shale disminuye como una función del

tiempo de exposición a la solución. Comparando los resultados entre los tres fluidos de ensayo se indica que, cuando los números de la eficiencia de la membrana son significativamente mayores, la actividad del agua del fluido de perforación que es inferior que la actividad del fluido del poro del shale tiende a reducir la presión del poro y contribuye de esta manera hacia la reducción de la tensión efectiva de la perforación cercana sobre una base dependiente del tiempo.

La adquisición de datos acústicos simultáneamente con la exposición de la roca al fluido de perforación, en el campo y en los ensayos PPT suministran datos útiles para calcular los cambios dinámicos en las propiedades de la roca, cambios que pueden ser un resultado de aquella exposición. Comparando las figuras 12, 13 y 14 se muestran los cambios e el modulo de ion dinámico como una función de la presión de poro transitoria. El módulo de Young, que es una medición de las propiedades de rigidez o elasticidad de una roca, es solo un ejemplo de l propiedad de la roca. Cómputos similares se pueden hacer de la proporción de Poisson dinámica y otras propiedades de las rocas derivadas de los datos sónicos. En el ejemplo, cuando el shale se expone a la solución de NaCl

al 20% p/p, los cambios de tensión efectiva de 2105 psi inmediatamente después del desplazamiento a 2375 psi cuando la presión del poro transitoria se ha alcanzado es el punto más bajo (figura 3) para el caso cuando el shales pierre II es expuesto al fluido de silicato de sodio la tensión efectiva se incrementa desde 800 psi inmediatamente después del desplazamiento del fluido de poro simulado tonel fluido de ensayo a 2464 psi en el punto más bajo sobre la curva de presión de poro transitoria (figura 4). Los cambios inherentes en la tensión efectiva se pueden observar de los datos de velocidad. Por ejemplo, comparar las figuras 6 y 10 con 8 muestra un cambio dramático en la velocidad sónica de la onda de compresión cuando el shale se expone a los dos fluidos de ensayo. Observaciones similares se pueden hacer de los perfiles de la velocidad de onda de corte mediante al comparar las figuras 7 y 11 con 9. Estas comparaciones suministran medios adicionales de observar presiona de poro transitoria en los shales como una función de la exposición del fluido de ensayo.

Este ejemplo de ensayo muestra que los sistemas de lodo se deben calibrar, preferiblemente con núcleos de shale bajo condiciones in situ. Los ensayos PPT pueden

suministrar números de eficiencia de membrana significativos que se pueden utilizar en un modelo de estabilidad de perforación para un análisis realista. Adicionalmente, el potencial químico dependiente del tiempo relacionado con la presión transitoria del shale se puede obtener, lo cual se puede utilizar para analizar el tiempo de exposición relacionado con el deterioro de la perforación observada(basado e la naturaleza de la curva).

Parámetros de entrada para modelos de estabilidad de perforación en tiempo real.

La tabla 2 suministra una lista de parámetros de entrada para análisis de estabilidad de perforaciones en tiempo real de acuerdo con el método de la invención y posibles fuentes donde los datos necesarios para el análisis se pueden obtener. Los parámetros de entrada se pueden dividir en cinco categorías. Estas son:

- a) tensiones insitu
- b) datos de formación
- c) datos de senda de pozo
- d) fluido de perforación
- e) tensión de roca.

Cada una de las categorías anteriores se puede subdividir adicionalmente en subcategorías individuales. Las fuentes posibles para obtener la información para cada subcategoría de parámetro de entrada se suministran en la tabla 2 (bajo la columna fuente posible de encabezamiento). Las categorías de parámetros de entrada se discuten adelante:

a) **tensiones insitu**- Estas tensiones afectan los pesos de lodo utilizados para perforar una perforación. Cuando las tensiones son mayores que la tensión de la roca ocurre la falla. Las tensiones del principio controlan tanto la fractura así como también el modo de colapso de la falla de la perforación. Existen tres principios de tensiones terrestres. Las tensiones insitu son la tensión horizontal mínima, las tensiones horizontales máximas y las tensiones de sobre quemado. En un ambiente de falla normal como aquel encontrado típicamente en el golfo de México (lejos de cualquier actividad tectónica), las tensiones horizontales mínimas son las tensiones de principio menores, la tensión horizontal máxima es la presión de principio intermedio, y la tensión de sobre quemado es la tensión de principio

máxima. La mayor fuente para obtener magnitudes de al menos la tensión de principio en la formación es mediante el ensayo de presión en perforaciones abiertas. La información se puede obtener de los ensayos tales como ensayos "leak-off", ensayos extendidos "leak-off", ensayos mini-frac, etc. La dirección de la tensión de principio intermedia se obtiene al medir el sitio de ovalidad de la perforación ("break-outs"), la magnitud se estima al reto calcular la anchura del "break-out" para una tensión intermedia dada y las otras dos tensiones de principio, tensión de presión de poro y de roca. La comparación se hace entre la anchura del "brakout" estimada y presente observada. La tensión de sobre quemado se obtiene típicamente de un registro de densidad de masa integrada, mediante la medición presente de cortes perforados, etc.

(b) **Datos de formación** -Estos datos se pueden categorizar en cuatro subcategorías: temperatura, propiedades de la roca, salinidad del agua de shale o de poro, y presión de poro. Los datos de formación son diferentes para diferentes formaciones. La temperatura de formación se estima típicamente al correr las mediciones de temperatura mientras las herramientas de perforación,

819
317

técnicas infrarrojo, etc. Las propiedades de la roca se obtienen bien sea mediante medición directa de los núcleos presentes en el laboratorio o mediante correlaciones científicas basadas en las mediciones de perforación. Las propiedades de la roca ayudan en el comportamiento de la deformación del modelo de las formaciones específicas. La actividad del shale o la salinidad del agua de poro se utiliza para estimar el potencial químico de la formación. Una diferencia en el potencial entre el fluido de perforación y la formación induce el fenómeno de flujo del uno al otro, es decir, el flujo ocurre del potencial mayor a la fuente que contiene el potencial menor. La eficiencia de la membrana osmótica y la presión osmótica están basadas en la actividad desagua del shale. La actividad desagua del shale se puede obtener de correlaciones empíricas basadas en registros según se suministra en la tabla 2 o mediante la medición en el laboratorio. La humedad relativa de un núcleo de shale preservado de un pozo en el laboratorio. La presión del poro es la información crítica para la perforación de un pozo. Las presiones del poro afectan el peso del lodo mínimo utilizado para perforar. La presión del poro afecta el peso del lodo mínimo utilizada para perforar y esta relacionada con el potencial total de la

formación. La presión del poro se obtiene típicamente de los ensayos de composición de la presión como los ensayos de barra de perforación y los ensayos de formación repetida, así como también de las correlaciones empíricas que utilizan información de registros y sísmica.

(c) **Senda del pozo** - Los datos de perforación incluyen y formación de la trayectoria del pozo como el ángulo del hueco, de la azimut del pozo y otra información asociada con la geología como la presencia y las fallas y otras estructuras. Las historias del caso de los programas de lodo exitosos también son parte de los datos de perforación

(d) **fluido de perforación** - Esta categoría incluye 3 subcategorías. La densidad del fluido de preparación (peso del Lodo) se puede capturar en tiempo real (mientras se perfora) por medio de una presión mientras perfora la herramienta (PWD). La información precisa del peso del lodo es necesaria para asegurar la estabilidad de la perforación. Los benzitométros de campo y de laboratorio pueden ser suficientes si las herramientas hueco abajo que miden el peso del lodo no están instaladas. La actividad del fluido de preparación es una

medición del potencial químico del fluido de perforación. Una diferencia en la actividad del fluido de perforación y el fluido del poro del shale induciría un flujo de fluido osmótico en la presencia de una membrana semipermeable. La actividad del fluido de perforación se puede medir directamente utilizando un higrómetro o un metro de humedad relativa o indirectamente al, por ejemplo, estimar la concentración de soluto en experimentos de titulación. La eficiencia de la membrana es un parámetro crítico que determina la efectividad de una membrana semipermeable para permitir solo el transporte de fluidos con relación al transporte de solutos. La eficiencia de la membrana de un fluido de perforación - sistema de formación de shale se puede estimar mediante mediciones de laboratorio en aparatos de ensayo de transmisión de poro (PPT). Las mediciones de tiempo transcurrido de las propiedades de shale de los shale expuestos a los fluidos de perforación en una perforación también pueden conducir a las estimaciones de la eficiencia de la membrana. Los radios del poro junto con los tamaños del soluto y la concentración pueden suministrar formas alternativas de estimar la eficiencia de la membrana.

(e) **Tensión de la roca** - La tensión de la roca se puede diferenciar entre dos tipos - la tensión compresiva y la tensión tensil. La tensión de la roca es un parámetro de entrada crítico junto con las tensiones y se pueden definir mediante varios modelos de falla. El proceso de estabilidad de perforación de tiempo real existente incluye pero no está limitado a los modelos de falla tales como el criterio de falla de Mohr-Columb, el modelo Drucker-Prager, el criterio Lade modificado, la expresión Hoek y Brown, el modelo Johnston y Chiu, el criterio de tensión pico, la limitación de tensión compresiva uniaxial, etc. Idealmente las mediciones directas de la tensión contra tirantes sobre muestras de núcleo preservadas de pozo en el laboratorio en una celda poliaxial es preferida. En la ausencia de muestras de núcleo varios ensayos sobre los cortes de perforación y datos de registro utilizando la correlación empírica pueden suministrar las estimaciones de tensión de la roca. Por ejemplo si el contenido del agua del shale se puede estimar entonces una correlación empírica de propiedad que utiliza el contenido del agua y la composición del shale se puede utilizar para estimar la tensión de la roca.

Por lo tanto,

Tensión de la roca $\propto f$ (propiedad de shale)

Por ejemplo, propiedad de Shale = Contenido de agua o dureza Brinell o capacidad de intercambio de cationes o porosidad etc.

Los números en la tabla 2 adelante tienen los siguientes significados:

1. Análisis de rayos-X de los cortes
2. Registros de resonancia magnética nuclear (RMN) (de línea y/o MWD)
3. Registros de resistibilidad /conductividad (De . línea y/o MWD)
4. Registros de lodo
5. Registros de onda de compresión acústica /sónica y de corte (de línea y/o MWD)
6. Herramientas Presión y muestreo como el ensayo de barra de perforación (de línea y/o MWD) y herramientas (RFT) de ensayo de formación repetida.
7. MDT

8. Registros de curva de Polarización espontánea (SP)
9. Técnicas (VSP) de procesamiento sísmico /perfil sísmico vertical.
10. Presión de poro delante de las técnicas "bit"
11. presión mientras se registra (MWD) la perforación (PWD)
12. Modelos empírico y analítico utilizando reología de fluido de perforación, presión, acumulación de cortes y temperatura
13. Ensayos "Leak-off" (LOT), ensayos extendidos "leak-off" (XLOT), ensayos minifrac, ensayos microfrac, ensayos de integridad de formación (FIT), ensayos de integridad de recubrimiento (CIT).
14. Técnicas de recuperación tensil anelástica (ASR) (que incluye ensayos desarrollados sobre núcleos y hueco abajo).
15. Tendencias de densidad de masa regional
16. Registros de densidad de masa integrada (de línea y/o MWD).
17. Registros acústicos de calibrador de cuatro y seis barozos (de línea y/o MWD) información sobre ángulos "breakout". Volumen "breakout" y longitud "breakout".

18. Registros de evaluación de la formación (FE) (de línea y/o MWD).
19. Registros de temperatura (de línea y/o MWD)
20. Registros de frente de neutrón (nuclear) o de rayos gama como los registros de neutrón -lento-neutrón, neutrón espaciado doble o múltiple (curva de neutrón MS)- curva de neutrón dual espaciada, registro de neutrón fluyente (flolog nuclear-lane- pozos), etc. (de línea y/o MWD)
21. Registros de imagen de formación (de línea y/o MWD)

TABLA 2: lista de parámetros de entrada para análisis de estabilidad de perforación en tiempo real y posibles fuentes donde se puede obtener los datos requeridos para hacer el análisis:

Fuente posible	Parámetros intermedios	Parámetros de entrada	
13,14 métodos empíricos y analíticos utilizando registros e información regional como en el método de Diane, la técnica de Eaton, el método Pennebaker, etc.		Tensión horizontal mínima	TENSIONES INSITU
15, 16 métodos empíricos utilizando información de registro y tendencias de compactación, mediciones sobre cortes de perforación (mediciones de densidad de corte) etc.		Tensión de sobre quemado	
14, 17, 21, estabilidad de falla y modelos de reactivación	Inigualdad (magnitud) y direcciones de las tensiones horizontales	Tensión horizontal máxima	
19, Medición de campo como la que utiliza las técnicas infrarrojas	Temperatura de formación y temperatura de flujo-línea	Temperatura	DATOS DE FORMACION formación
Análisis de laboratorio de núcleos, mediciones sobre cortes, presión que pulsa del pozo, 2, 3, 5, 9, 13, 14,20	Proporción de Poisson, modulo de Young. Coeficiente de expansión térmica, factor de expansión de volumen de fluido y grano, compresibilidad de la roca y el fluido, modulo de masa de roca influido, pre coeficiente de presión de poro de Skempton, constante de Biot, etc.,	Propiedades de Roca	

Correlación empírica basada en registros utilizando las siguientes mediciones -, 3, 6 y 20. Mediciones de laboratorio de núcleos de shale utilizando métodos de ensayo como, método de isoterma de adsorción, lectura de qirómetro y otras mediciones de humedad relativa, determinación del poro de shale de la salinidad del agua del poro de arena que sobreyace y subyace los shales		Actividad de shale /salinidad de agua de poro	
9,3,5, ensayos de armado de presión 6 y 7, 4, 2, 10, métodos de proporción, métodos empíricos utilizando información de registros y tendencias de compactación, etc.,	Gradiente de presión de poro	Presión de poro	
Profundidad de registradores perforadores, herramientas de modelación e interpretación del reservorio	Profundidad, trayectoria del pozo	Datos de perforación	SENDA DEL POZO
Información sísmica, datos de perforado, 18, et.,	Información geológica (presencia de fallas y tipos de fallas)		
Historia del caso para el pozo local donde no se han visto o se han presentado pocos problemas	Programas de lodo exitoso		

11, 4,12	Tensidad de circulación estática y equivalente	Peso de Lodo	
Experimentos de titulación de laboratorio como el método de Baroid y los métodos API, reportes diarios de fluidos de perforación		Actividad de fluido de perforación	

Ensayos de laboratorio de núcleos de Shale preservados utilizando experimentos como el ensayo de transmisión de presión de poro (PPT-). Ensayos de medición de inchamiento lineal, cambios de medición en las propiedades de formación utilizando información de campo, como, 2, 3, 5, 9, 13, 16, 17, 18, 19, 20	Cambios dependientes del tiempo en contenido de agua de formación, porosidad, resistividad, velocidad sónica y tiempo de viaje, densidad de formación, etc.	Eficiencia de la membrana	
Técnicas de imagen microscópica, técnicas de intrusión como inyección de mercurio y técnicas nucleares tales como el uso de técnicas de resonancia magnética nuclear (laboratorio o de línea MWD), 2	Radio y distribución de poros, soluto /movilidad relativa del agua		
1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 18	Contenido de arcillas y tipo de formación	TENSIÓN DE ROCA	
3, 4, Métodos de di-adsorción tales como ensayos de azul de metileno o métodos de intercambio compulsivo como el método de intercambio compulsivo de cloruro de bario	Capacidad de intercambio de catión (CEC)/ área de superficie, ecuaciones de intercambio de modificación de tensión iónica		
2, 3, 4, 5, 8, 10, 15, 16, 18, 20	Contenido de agua de formación /porosidad/ permeabilidad		
Análisis de laboratorio de núcleos, correlación empírica utilizando las siguientes fuentes- 1, 2, 3, 4, 5, 17, 18, 20 y medición de la constante dieléctrica de la constante de la formación			

La aplicar el método de esta invención, al menos algún entendimiento de la interacción del fluido del perforación /formación se debe preferiblemente obtener antes de aplicar cualquier potencial total o modelo de

289
327

(in) estabilidad de la perforación para una operación de perforación en tiempo real. Ensayo de transmisión de presión de poro (PPT) o cualquier otro ensayo relevante se puede utilizar para estimar el impacto del fluido de perforación sobre las propiedades de formación, es decir, incluyendo pero no limitados a la presión de poro transitoria, contenido de agua, propiedades eléctricas, propiedades acústicas, etc.

Los cambios en la tensión del shale debido a las alteración de las propiedades anteriormente mencionadas se pueden obtener de la adquisición simultanea de la compresión sónica y de los datos de velocidad de onda de corte.

Una presión transitoria de shale relacionada con el potencial total dependiente del tiempo obtenida del PPT se puede utilizar para dirigir los temas donde el tiempo de exposición relacionado con el deterioro de la perforación se observa.

La descripción anterior de la invención pretende ser una descripción de las modalidades preferidas. Varios cambios en los detalles del método descrito,

incluyendo sin limitación detalles relativos al modelo de estabilidad de la perforación se pueden hacer sin apartasen del alcance pretendido de esta invención como se define en las reivindicaciones finales.

REIVINDICACIONES

1. Un método que emplea un fluido de perforación para perforar una perforación que penetra a una formación subterránea, dicho método comprende monitorear en tiempo real la estabilidad de dicha perforación utilizando un modelo de estabilidad de perforación durante dicha perforación de la perforación

2. El método de la reivindicación 1 que comprende:

(a) Obtener valores preliminares para el peso del lodo y la composición química de dicho fluido de perforación utilizando dicho modelo de estabilidad de estabilidad de perforación;

(b) Medición acústica, sónica, eléctrica, térmica y de respuesta de presión transitoria de la formación;

(c) Calibrar dicho modelo de estabilidad de perforación con dichas mediciones; y

(d) Obtener valores para el peso del lodo de perforación y la composición química de dicho fluido de perforación utilizando dicho modelo de estabilidad de perforación calibrado.

3. El método de la reivindicación 2 en donde dichos valores de composición química comprende valores para la salinidad.

4. El método de la reivindicación 2 comprende además repetir las etapas (b) y (d) durante la perforación de dicha perforación.

5. El método de la reivindicación 2 que comprende además ajustar dicho peso de lodo de perforación y la salinidad de dicho fluido de perforación con base en dichos valores obtenidos con el modelo de estabilidad de perforación calibrado.

6. El método de la reivindicación ² en donde dicha formación comprende shale.

 ^{pietra}

7. El método de la reivindicación 2 en donde dichas mediciones de la etapa (b) son tomadas simultáneamente durante la perforación de la perforación en dicha formación.

8. Un método que emplea un fluido de servicio de pozo que sirve para que una perforación penetre una formación subterránea, dicho método comprende monitoreo en tiempo real de la estabilidad de dicha perforación utilizando un modelo de estabilidad de perforación durante dicho servicio de dicha perforación.

9. El método de la reivindicación 8 que comprende:

(a) Obtener valores preliminares para el peso y la composición química de dicho fluido de servicio de pozo utilizando dicho modelo de estabilidad de perforación;

(b) Medir las respuestas acústica, sónica, eléctrica, térmica y de presión transitoria de la formación;

(c) Calibrar dicho modelo de estabilidad de perforación con dichas mediciones; y

(d) Obtener valores para el peso de la composición química de dicho fluido de servicio de pozo utilizando dicho modelo de estabilidad de perforación calibrado.

10. Un método para mejorar la recuperación de hidrocarburos de una formación que posee hidrocarburos que emplea fluidos de recuperación mejorados, dicho método comprende el monitoreo en tiempo real de la estabilidad de dicha formación utilizando un modelo de estabilidad de perforación durante dicha recuperación mejorada.

11. Un método para producir hidrocarburos provenientes de una formación que posee hidrocarburo mientras se monitorea la estabilidad de dicha formación, dicho método comprende monitorear en tiempo real la estabilidad de dicha formación utilizando un modelo de estabilidad de perforación durante dicha producción.

12. Un método para mantener la estabilidad de una perforación que penetra una formación subterránea durante la perforación o las operaciones de servicio del pozo o durante la producción u operaciones de recuperación

mejorada, utilizando fluidos introducidos dentro de dicha perforación para facilitar dichas operaciones, dicho método comprende:

estimar las propiedades características de la formación;

estimar las tensiones in situ de la formación;

estimar o determinar las propiedades características de dichos fluidos;

estimar la tensión de la roca de dicha formación;

conducir al menos una presión de poro contra el ensayo de tiempo en el laboratorio con base en dichas estimaciones de las propiedades del fluido, propiedades de formación, y tensión de la roca;

emplear los resultados de dicho ensayo, dichas estimaciones de propiedades de formación, tensiones in situ, tensión de la roca y dichas propiedades de fluido en un modelo de estabilidad de perforación;

utilizar los resultados de dicho modelo para ajustar los estimados de dichas propiedades de formación, tensiones in situ de la formación, y tensión de la roca para actualizar dicho modelo de estabilidad de perforación o utilizando los resultados de dicho modelo para ajustar las propiedades de dichos fluidos para mantener o mejorar dicha tensión de roca.

Continuar durante dichas operaciones para estimar o medir las propiedades características de la formación y de dichos fluidos durante dichas operaciones de pozo y continuar para repetir o actualizar sobre la base de tiempo real los estimados de las tensiones in situ y la tensión de la roca basados en dichas propiedades;

Continuar actualizando el modelo de estabilidad de perforación y continuar ajustando sobre la base de tiempo real las propiedades de dichos fluidos según se necesiten para mantener o mejorar dicha tensión de roca durante dichas operaciones.

13. El método de las reivindicación 12 en donde el menos el peso y la salinidad de dichos fluidos se ajustan

de acuerdo con los resultados de dicho modelo de estabilidad de perforación.

14. El método de la reivindicación 2 donde dichas propiedades características de la formación que se miden durante dicha operación de perforación comprende respuestas acústicas, sónica, eléctrica, térmica y de presión transitoria de la formación.

15. Un método para mantener la estabilidad de una perforación que penetra una formación subterránea durante las operaciones que comprende perforar, servir, o producir pozos que emplean fluidos introducidos dentro de la perforación para facilitar dicha operación, dicho método comprende monitorear sobre la base de tiempo real la interacción de dichos fluidos sobre dicha formación y hacer ajustes en las propiedades de dichos fluidos para mantener o mejorar la tensión de dicha formación en contacto con dichos fluidos.

16. El método de la reivindicación 15 en donde monitorear dicha interacción comprende tomar mediciones en tiempo real de las propiedades de la formación y

utilizar las mismas en un modelo de estabilidad de perforación.

17. El método de la reivindicación 16 que comprende además utilizar los resultados de dicho modelo de estabilidad de perforación para elaborar dichos ajustes en las propiedades de dichos fluidos.

18. El método de la reivindicación 15 que emplea al menos una presión de poro contra los ensayos de tiempo de laboratorio y el modelo de estabilidad de perforación para elaborar los ajustes en las propiedades de dicho fluido.

19. un método para monitorear la interacción de una formación subterránea con fluidos inyectados dentro o que circulan en una perforación que penetra dicha formación, dicho método comprende:

Construir un modelo terrestre de la formación adyacente o cercana a la perforación;

Predecir los fluidos adecuados para uso en dicha perforación;

Conducir experimentos de laboratorio para asegurar el comportamiento de la formación dependiente del tiempo en la presencia de dichos fluidos adecuados predichos;

Medición de las propiedades de la roca en dichos experimentos;

Calibrar el modelo de estabilidad de estabilidad de perforación en dichas propiedades de roca medidas;

Injectar o hacer circular dichos fluidos en dicha perforación;

Medir las propiedades estática y dinámica de la roca en tiempo real mientras que dichos fluidos están en dicha perforación;

Actualizar dicho modelo de estabilidad de perforación con dichas mediciones en tiempo real;

Ajustar las propiedades de dichos fluidos según se necesiten para mantener la estabilidad de la perforación de acuerdo con dicho modelo.

20. El método de la reivindicación 19 en donde dicha medición en tiempo real de las propiedades de la roca y dicha actualización del modelo de estabilidad de la perforación se repiten durante dicha inyección o circulación de dichos fluidos en dicha perforación las veces suficientes para que la interacción de dicha formación subterránea con dichos fluidos se pueda monitorear sobre la base de tiempo real.

RESUMEN

Se describe un método en tiempo real para mantener la estabilidad de una formación subterránea a través del monitoreo de la interacción entre la formación y los fluidos introducidos dentro (o producidos de) una perforación que penetra la formación. El método emplea una metodología de registro de (in) estabilidad de la perforación en tiempo real. El método se ejemplifica mediante un ensayo de transmisión de presión de poro (PPT). En tal ensayo, los fluidos del ensayo se exponen a shales Pierre II (solución de NaCl del 20% p/p y fluido de silicato de sodio con NaCl al 20% p/p, por ejemplo) en un aparato PPT. Se calcula la eficiencia de la membrana de los dos fluidos cuando se expone a un shale de afloramiento y se basa en la elaboración de adquisición simultánea de datos acústicos, estimación de propiedades dinámicas de la roca. Calibrar la respuesta de núcleo del shale representativo (u otra formación) a los fluidos de perforación (o los fluidos de servicio del pozo, fluidos de recuperación mejorados o fluidos de producción) bajo condiciones realistas in situ. Ayudas para modelar la (in) estabilidad de la formación dependiente del tiempo en el campo para la vida completa de la perforación,

desde la terminación de la perforación y a través de la producción.

P- 446

343
341

1/15

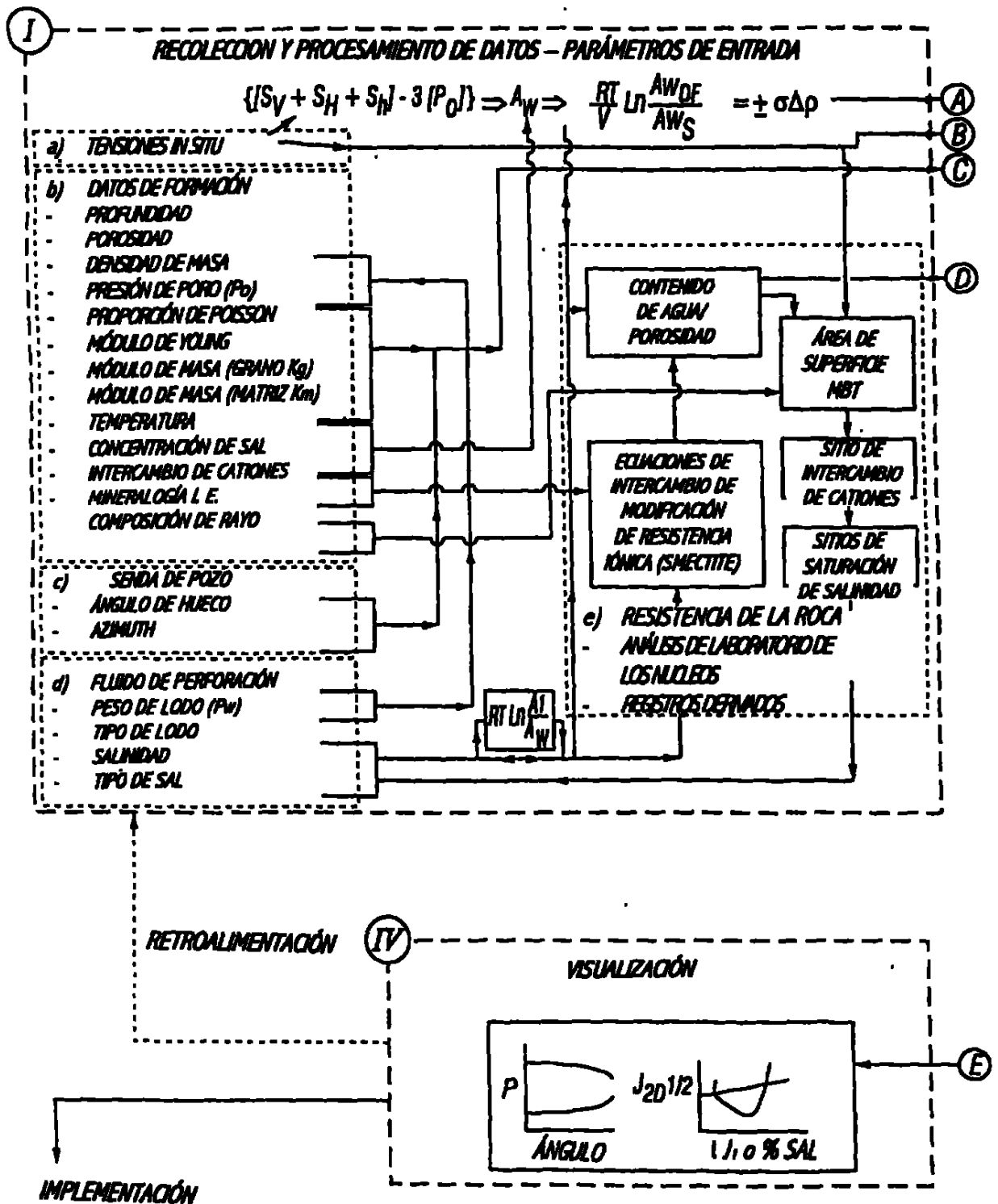


FIG. 1A

344
342

2/15

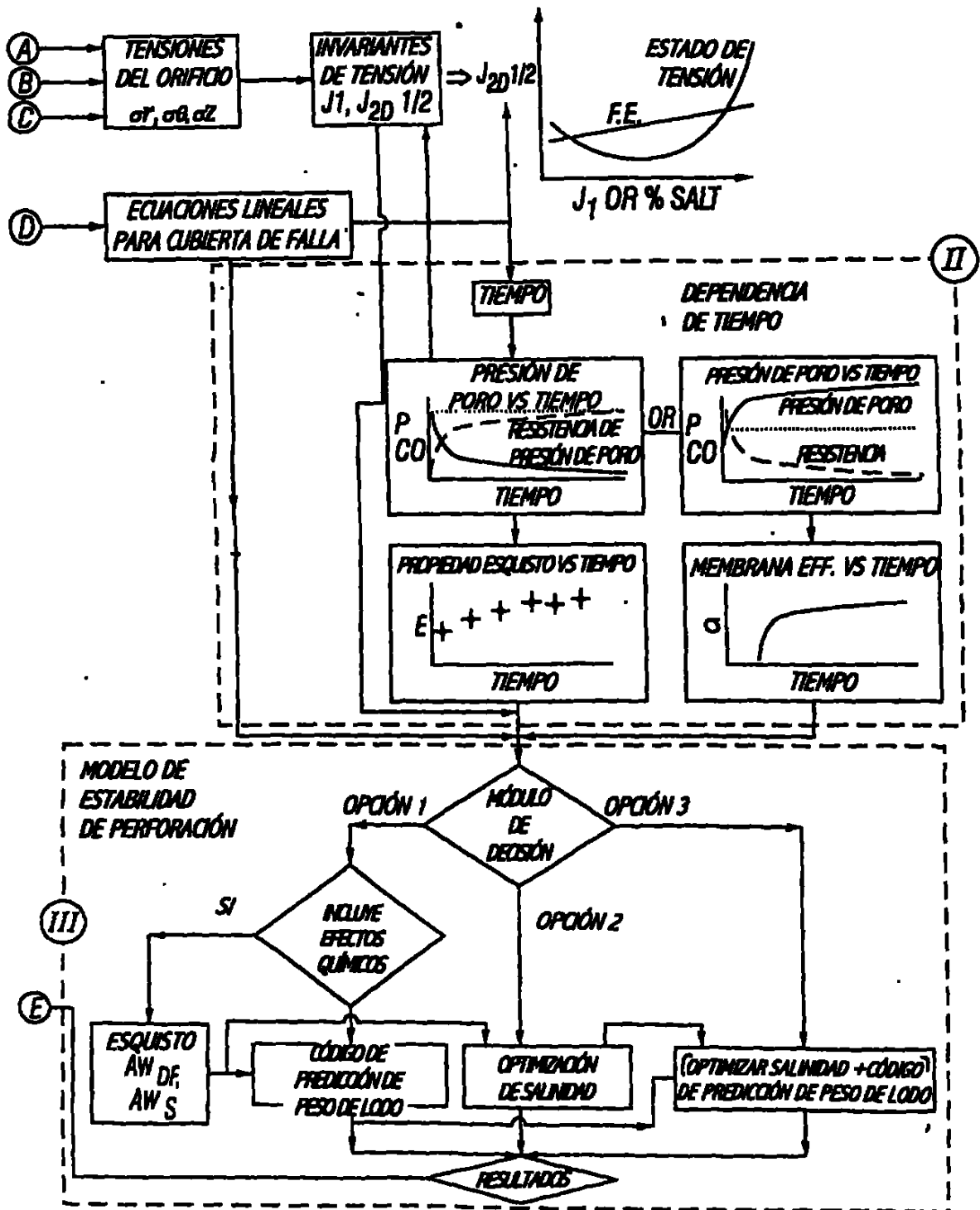
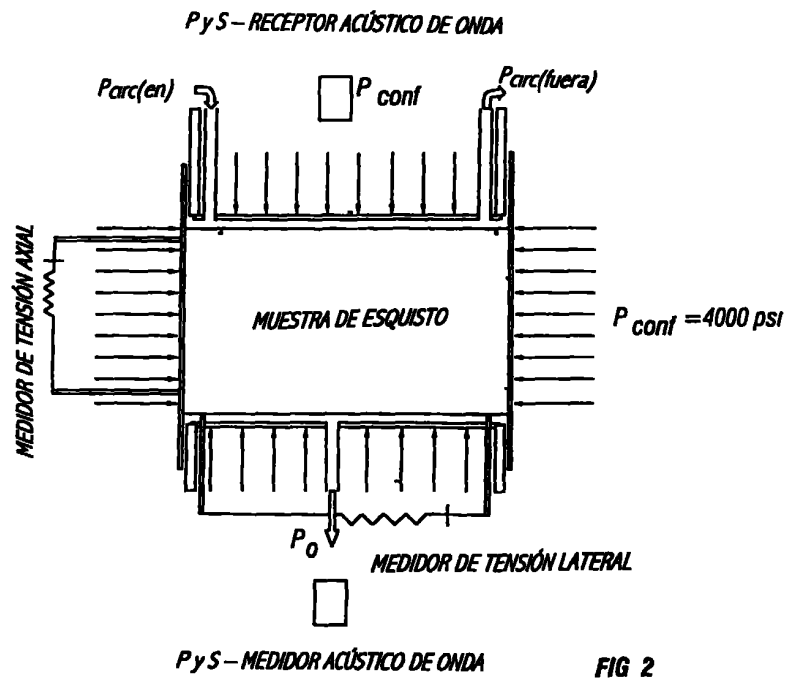


FIG. 1B



3/15

3/15

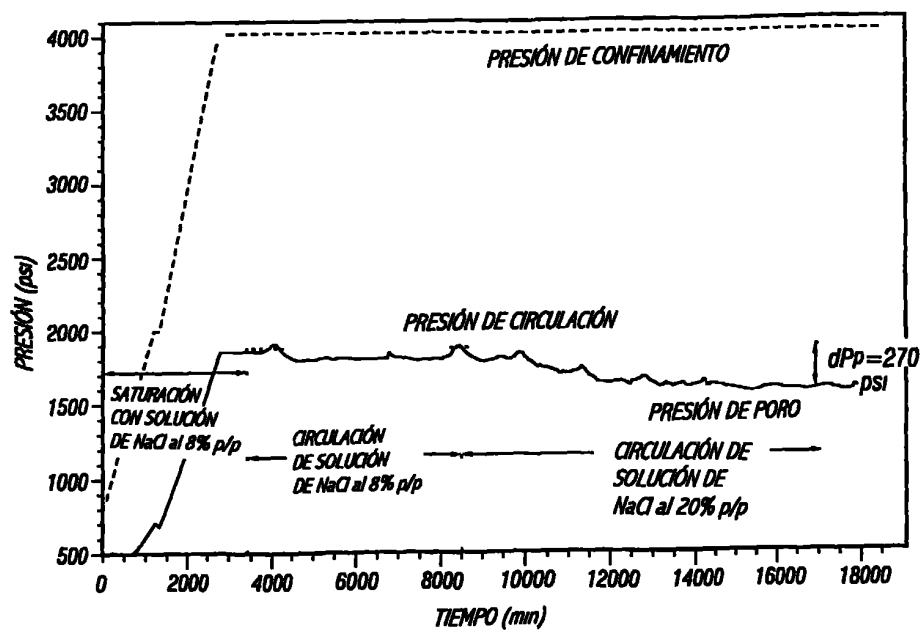


FIG 3

4/15

276

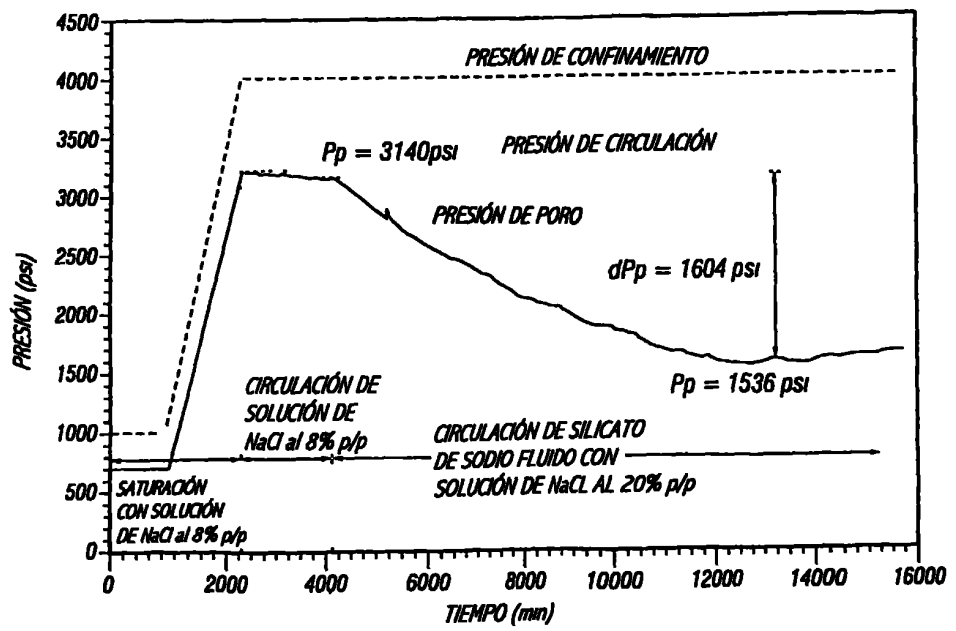


FIG 4

5/15

[Handwritten signature]

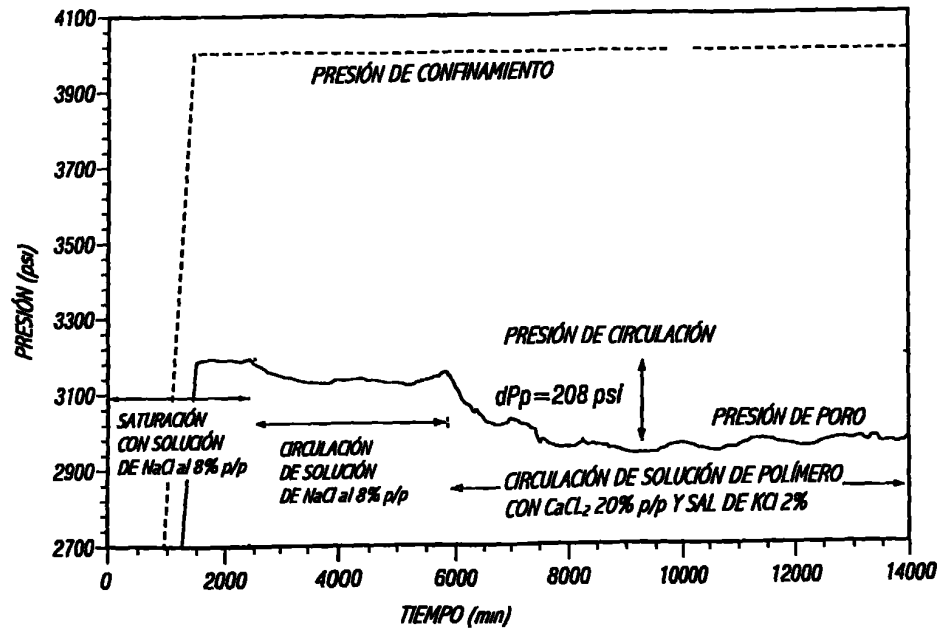


FIG 5

6/15

346

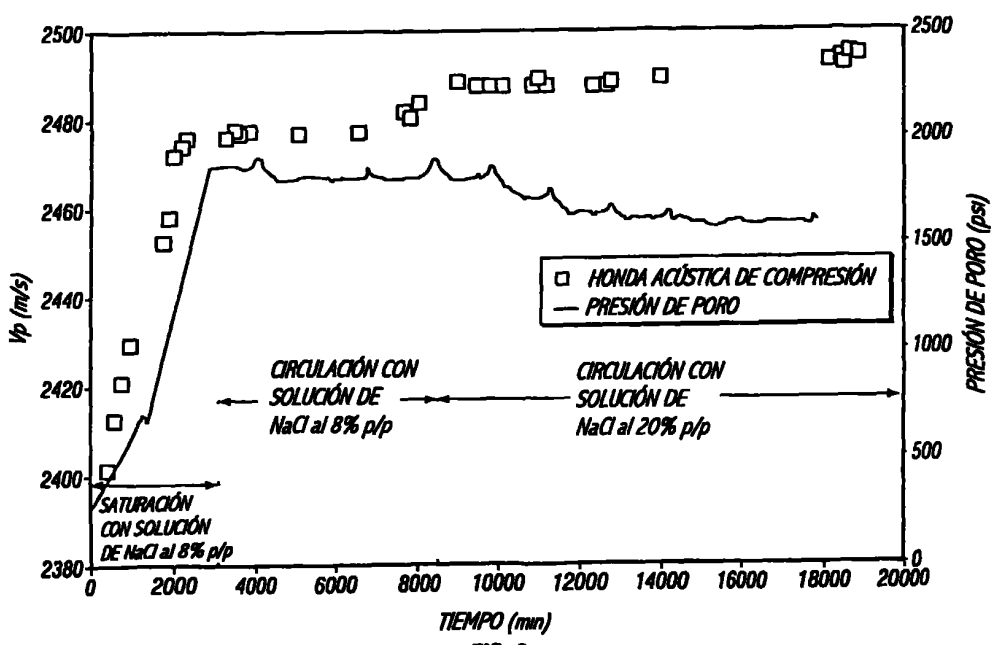
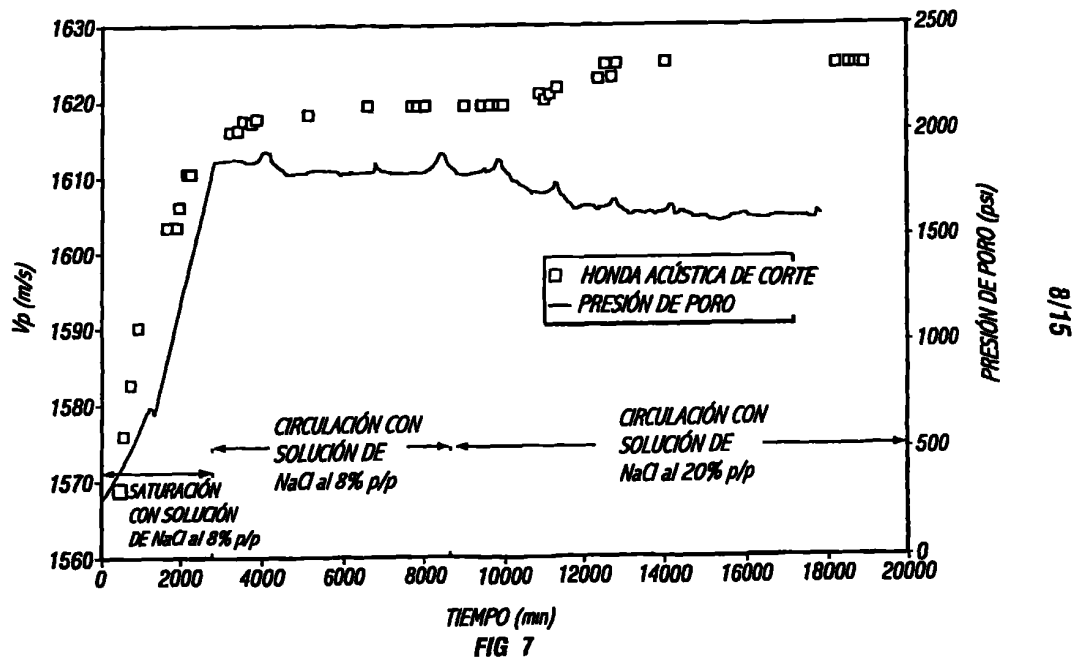


FIG 6

7/15

247



350

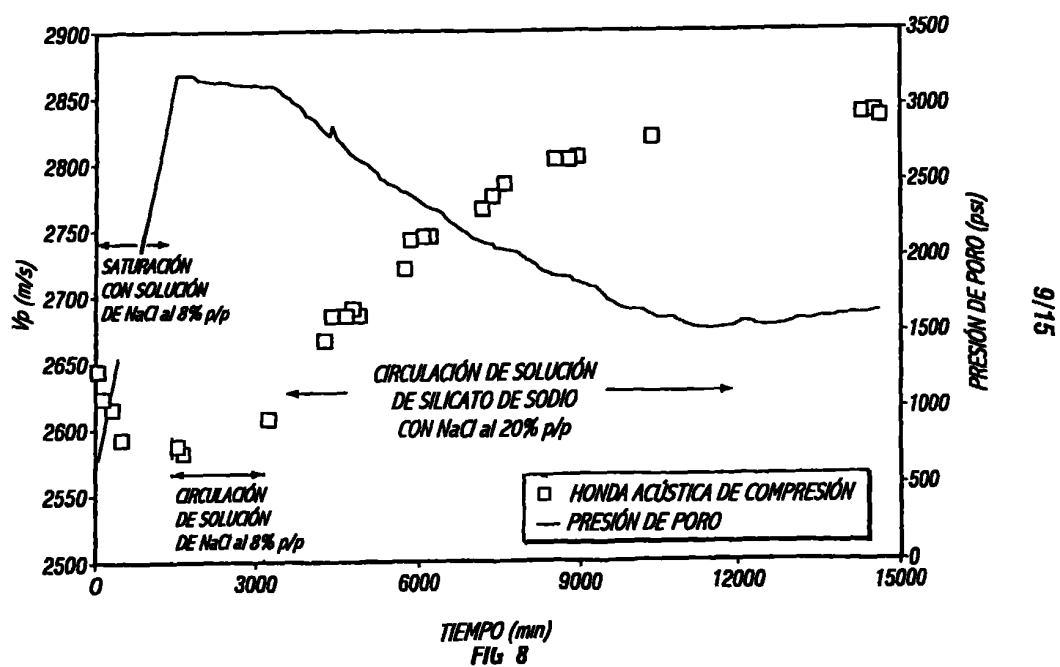


FIG 8

381

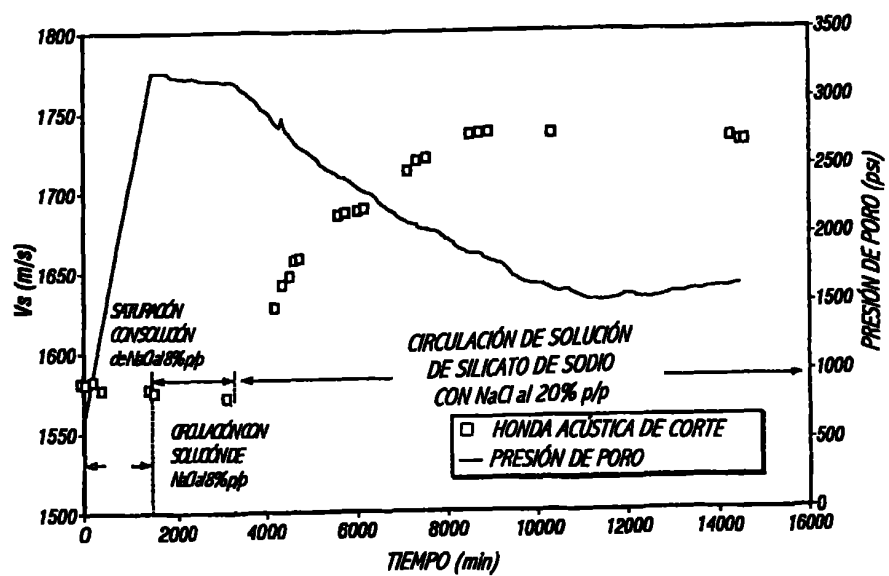
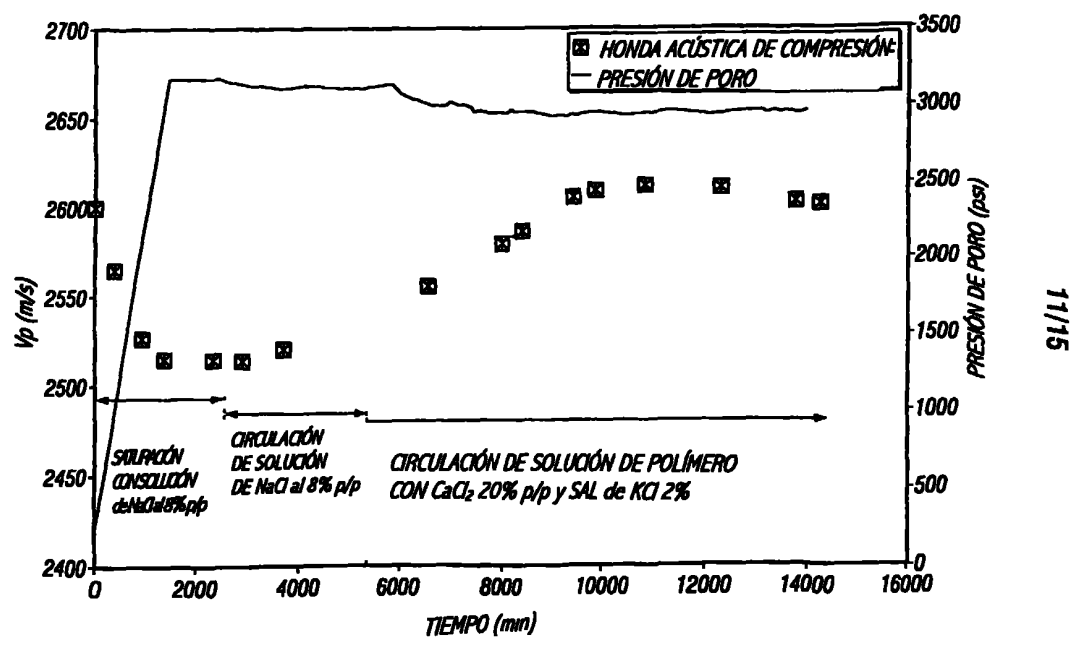


FIG 9

10/15

322



353

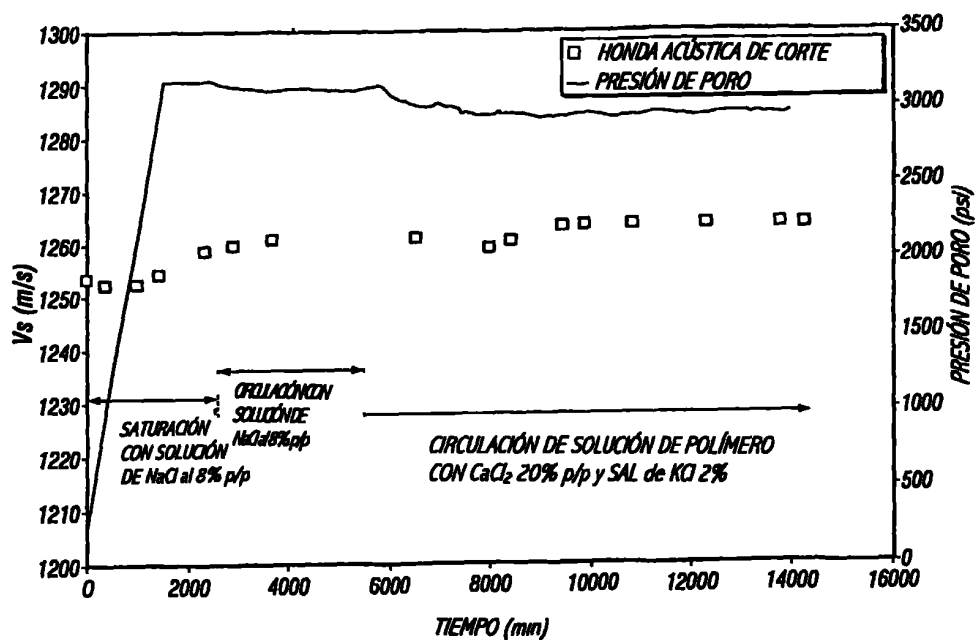


FIG 11

12/15

384

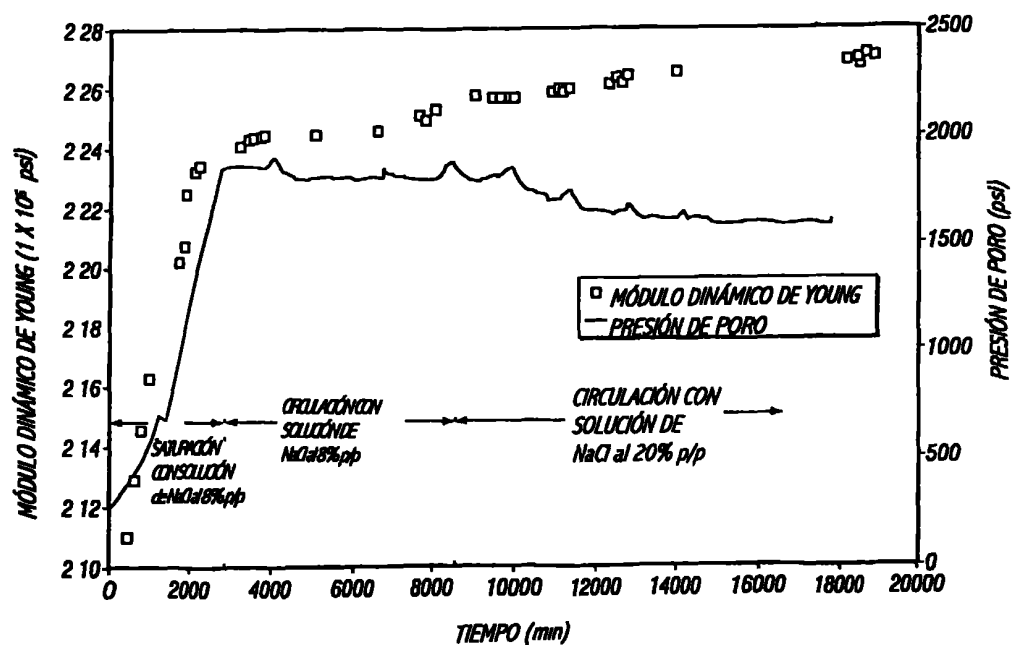


FIG 12

13/15

35

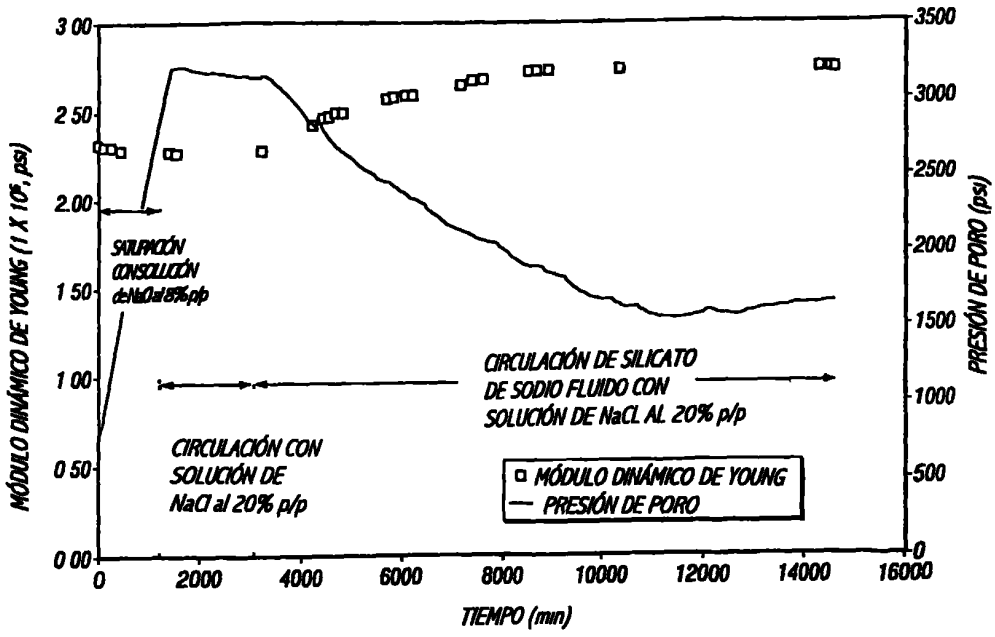


FIG 13

14/15

3/8

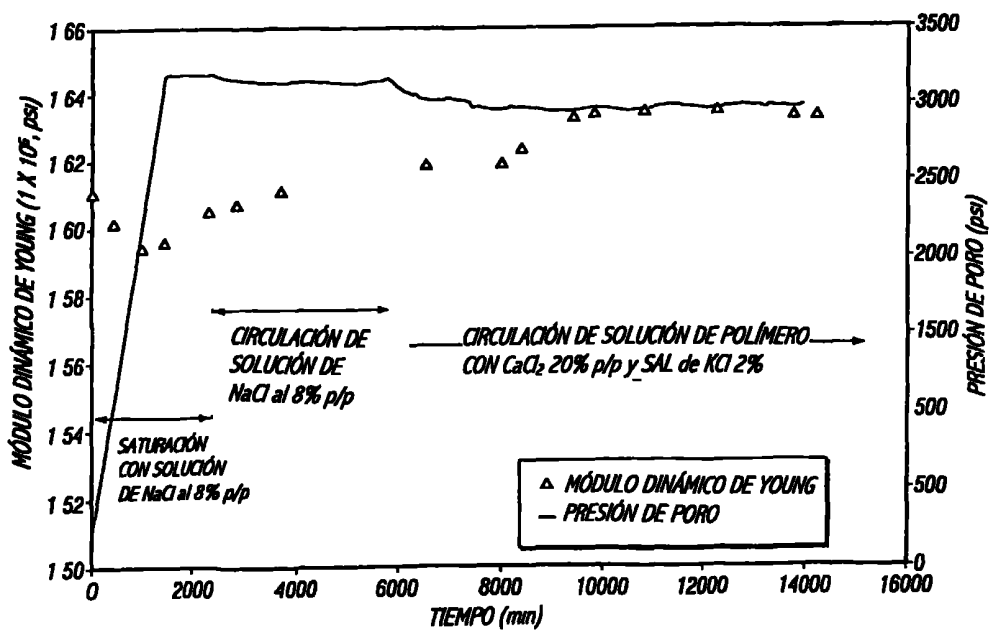


FIG 14

15/15

15/15

83
38
356

2020
Bogotá D C

Doctor(a)
DILIA MARIA RODRIGUEZ D ALEMAN
Apoderado
HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Oficio N 05,47

ASUNTO

Radicación N	02-0110578
Solicitud internacional	PCT/US01/18134
Fecha inicio fase nacional	06/01/2003
Trámite	011
Evento	379
Actuación	416
Folios	002

Como resultado del examen de forma realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT) regla 51 bis del Reglamento y Circular Unica de la Superntendencia de Industria y Comercio se le comunica que

- La solicitud no contiene copia del documento en que consta la cesión del derecho de patente del inventor al solicitante o a su causante (Art 26-k Decisión 486)
- Si bien es cierto en esta oportunidad se acepta la solicitud en idioma extranjero se le recomienda al solicitante que para próximas oportunidades debe ajustarse a las disposiciones establecidas en los numerales 5 2 4 y 5.2 5 correspondientes a los requisitos de presentación de la Solicitud PCT incluidos en la Circular Unica de la Superntendencia que rezan lo siguiente

5 2 4 Requisitos mínimos para la entrada en la fase nacional en virtud de los Capítulos I y II del Tratado

Si la solicitud internacional no fue depositada en idioma castellano para entrar en la fase nacional el solicitante deberá presentar ante la Superntendencia dentro del plazo antes señalado una traducción al castellano de la solicitud internacional tal como fue presentada con el contenido prescrito en el siguiente punto 5 2 5

Dentro del plazo señalado el solicitante deberá pagar la tasa nacional establecida Si el solicitante no ejecuta los actos mencionados para entrar en la fase nacional en el plazo referido la solicitud se considerará retirada

5 2 5 Contenido de la traducción de la solicitud internacional a los efectos de los artículos 22 y 39 del Tratado

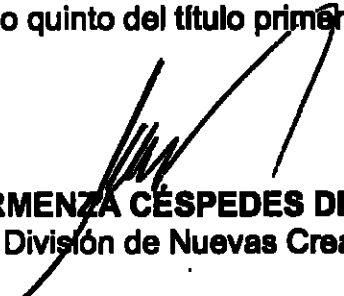
La traducción de la solicitud internacional como mínimo deberá contener la

descripción, las reivindicaciones, cualquier texto contenido en los dibujos y copia de los mismos, el resumen y, de ser el caso, las modificaciones y la declaración previstas en el artículo 19 del Tratado.

La anterior consideración se hace como quiera que el solicitante allegó dentro de los 18 días siguientes a la fecha de presentación, la traducción del documento y adicionalmente, el término para que se allegara la solicitud ante la Entidad venció el pasado 06 de Enero de 2003.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única N° 10 de 2001.


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones.

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha,

_____ **08 JUN 2003**

202044