

Perforación con Emulsión Inversa Reversible (Experiencias de Laboratorio y de Campo)

Benjamin Paiuk, M-I
Taylor Green, M-I

Introducción

Los fluidos base aceite son muy populares debido a sus muchas ventajas, entre ellas altas penetraciones y estabilidad del pozo. Las limitaciones incluyen el deshecho de los recortes, la remoción de hidrocarburo de los recortes, la remoción eficiente del revoque y otros problemas relacionados con las condiciones de los pozos petroleros tales como cementación. Para superar estas limitaciones asociadas con los fluidos de perforación de emulsión inversa, se desarrolló una alternativa muy atractiva, que exhibe la excelente performance para perforar de un fluido base aceite, reteniendo las ventajas propias de la terminación con un fluido base agua.

Una emulsión inversa nueva, útil para perforar, completar y reparar pozos ha sido desarrollada. Esta emulsión inversa (agua en aceite) es reversible pudiendo convertirse en una emulsión directa (aceite en agua) y viceversa utilizando un convertidor ácido/base.

Los surfactantes utilizados en la emulsión directa reversible son emulsificantes fuertes en la presencia de alcalinidad. Sin embargo los mismos surfactantes se transforman en emulsificantes directos en presencia de ácidos solubles en agua. Las propiedades de la emulsión de los surfactantes de la emulsión reversible le permite al fluido de perforación cambiar de una emulsión inversa a una emulsión directa en diferentes etapas de la perforación y completación.

Durante la etapa de perforación, el fluido de perforación puede ser una emulsión inversa consiguiendo todos los beneficios de performance asociados con la emulsión base aceite. Sin embargo durante la etapa de terminación el lodo residual en el pozo y las superficies en contacto con el fluido reversible pueden ser revertidos a una emulsión directa por medio del agregado de ácidos solubles en agua. Esto proveerá excelente remoción de los sólidos del revoque, mayor productividad en una completación a pozo abierto, mejor cementación y mejor limpieza de los recortes y manejo de los desechos.

El fluido drill-in EIR (Emulsión Inversa Reversible) muestra una mayor permeabilidad retenida en ambas direcciones (inyección y Producción) comparado con un fluido base XC con Carbonato de Calcio.

El impacto global de la tecnología de emulsiones inversas reversibles en las operaciones de perforación especialmente en la remoción eficiente del revoque y producción mejorada en completaciones de pozos horizontales será presentada. El impacto ambiental de este sistema en lavado y deshecho de los recortes será discutido. La aplicación en campo (Africa Occidental) de la tecnología de emulsiones inversas reversibles mostrando sus beneficios económicos será presentada.

Motivación para una emulsión Inversa Reversible (EIR)

Las ventajas de perforar con un fluido base aceite comparadas con las ventajas de correr registros y completar con un fluido base agua han producido decisiones difíciles para los operadores. Los problemas con la limpieza del pozo con emulsión inversa han sido mas pronunciados, especialmente con el desarrollo de los pozos horizontales extendidos mas allá de los límites de los fluidos base agua, especialmente cuando existen

programas de completación mas sofisticados. La EIR ha sido diseñada de manera tal que la fase externa pueda transformarse en la fase interna, permitiendo que la fase interna se convierta en la externa, creando una emulsión regular, en lugar de ser invertida. Esto significa que después de perforar con un fluido que moja por aceite (o sintético), las características de mojabilidad pueden ser modificadas de forma tal que el revestidor, recortes y tubería no están mojados por aceite. Esto mejora notablemente los registros, limpieza y completación. Se puede utilizar como base para la formulación de la EIR diferentes fluidos sintéticos y destilados y una salmuera puede ser la fase dispersa. Los sólidos y la salmuera utilizada en el sistema son suspendidos en la fase aceite, por lo tanto las arcillas y lutitas de formación mantienen su integridad y el pozo permanece estable. La reversibilidad es controlada utilizando un conmutador ácido-base para producir la conversión a una emulsión regular.

La EIR puede perforar pozos en calibre y ofrecer integridad de recortes como las Emulsiones Inversas convencionales proveyendo al mismo tiempo la habilidad de convertirse en una emulsión directa para limpieza y terminación

Fluidos de Reservorio (Drill-in)

Las mejoras en las últimas décadas en los fluidos base agua para utilizarlos cuando se perfora el reservorio han llevado a una nueva clase de fluidos base agua que son normalmente llamados FDR (Fluidos de Reservorio) o fluidos drill-in. Estos fluidos tienen como primera prioridad minimizar el daño de formación y buena remoción del revoque, junto con los requerimientos tradicionales de densidad, reología, estabilidad y tolerancia a los sólidos de perforación para buenas prácticas de perforación. Estos fluidos son esenciales para perforar y completar en liners ranurados, cedazos (mallas) envueltas en alambre, preempacadas y completaciones con empaques de grava. Estas terminaciones dependen de la destrucción y remoción del revoque mas que en usar los túneles de perforación para bypassar el enjarre y daño cerca del pozo. La remoción del revoque ha sido a través del levantamiento con la presión de la formación o por tratamiento químico, permitiendo que los restos del revoque pasen por el conjunto de terminación. Frecuentemente el tratamiento químico es una mezcla ácida que disuelve químicamente las partículas del revoque para el flujo óptimo tanto en la dirección de producción o de inyección.

Ciertas aplicaciones de emulsiones inversas como RDF han sido muy exitosas a través del diseño y ejecución cuidadosa de la selección del tamaño de partícula de manera tal que pudiera ser removido el revoque por levantamiento. Esto ha permitido que ciertos campos sean desarrollados tomando ventaja de la mejor lubricidad e inhibición solamente disponibles en los fluidos de emulsión inversa. Sin embargo, en ciertos campos las cuestiones de daño de formación tales como bloqueo por emulsión y mojabilidad son una preocupación grande y no pueden ser desarrollados de esta manera. También en situaciones donde el tamaño de partícula necesario para el revoque óptimo excede el tamaño necesario que fluye a través del conjunto de terminación, existe el alto riesgo de tapar el conjunto de terminación si se intenta solamente el levantamiento como método de limpieza. Estos campos requieren un fluido RDF de emulsión inversa que pueda ser removido tan fácilmente como un fluido base agua RDF

Formulación

El fluido de perforación formulado es similar a un fluido de perforación convencional tanto en términos de composición y performance, excepto los emulsificantes. Los emulsificantes utilizados en la Emulsión Inversa Reversible juegan un rol muy importante en las características y rendimiento de este fluido. Los emulsificantes utilizados en este sistema reversible forman una emulsión inversa muy estable en la presencia de materiales alcalinos, tales como la cal. Sin embargo, en la presencia de ácidos solubles en agua (alcalinidad negativa), estos surfactantes se convierten en emulsificantes directos y forman emulsiones directas. La emulsión inversa puede pasar a directa agregando un ácido y revertir a emulsión inversa agregando una base (Figura 1).

La emulsión inversa reversible (EIR) ha sido desarrollada, probada en el laboratorio y aplicada en el campo con éxito. La aplicación de campo ha demostrado el carácter robusto del paquete emulsificador - agente humectante en el estado alcalino como un emulsificante fuerte utilizable para perforar. En el momento adecuado durante la completación, el fluido residual y el revoque son revertidos a un fluido con agua como la fase externa, condición de mojado por agua gracias al contacto con ácido. Esta reversión de la emulsión toma lugar en aproximadamente los primeros diez segundos de exposición al ácido. A partir de este instante, el tratamiento ácido tiene buen acceso al revoque y la formación. El buen acceso a la formación es obtenido debido al hecho que el revoque de la emulsión inversa depende de la emulsión inversa misma para el control de filtrado. Al ser revertida, cuando la emulsión deja de existir el resto del revoque se hace fácilmente accesible a los fluidos de limpieza. El carbonato de calcio en el revoque se disuelve mucho más fácilmente una vez que está en el estado mojado por agua. La emulsión pasa de ser una emulsión inversa fuerte a una emulsión directa débil, debido a la protonación del emulsificador cuando el pH está por debajo de la neutralidad. Esta protonación cambia el emulsificante de fuertemente catiónico a un emulsificante levemente aniónico. Este carácter doble del emulsificante le da la habilidad de funcionar como un emulsificador inverso fuerte apropiado para perforar, permitiendo al mismo tiempo su fácil limpieza. El uso de una combinación de una pequeña cantidad de solvente mutuo no emulsificante ayuda en la remoción del aceite y ayuda a dejar la formación en una condición mojada por agua. Se han identificado varias combinaciones de solventes mutuos no emulsificantes.

Estos fluidos pueden formularse con diferentes bases, con carbonato de calcio o barita como densificante y salmuera de cloruro de calcio. En las tablas se muestran diferentes formulaciones.

Resultados de Laboratorio

La **tabla 1** muestra una formulación de 9 lb/gal con 20 % CaCl_2 y sus propiedades a temperatura ambiente
La **tabla 2** muestra una formulación 75:25 densificada con carbonato de calcio y sus propiedades a 150 ° F.
La **tabla 3** muestra resultados de contaminación con sólidos simulados; cemento y con agua de mar.
La **tabla 4** muestra una formulación utilizada en el Mar del Norte y sus propiedades
La **tabla 5** muestra tiempo de dispersión. Aquí se puede ver la gran capacidad de inhibición.
La **tabla 6** muestra resultados de retorno de permeabilidad
La **tabla 7** muestra resultados de retorno de permeabilidad cuando se le agrega 2% de sólidos al RDF

Estabilidad a largo plazo del revoque de la EIR a la salmuera

Se llevó a cabo un ensayo para probar la estabilidad del revoque a largo plazo cuando es expuesto a una salmuera. Se modeló la situación de desplazar el RDF a salmuera antes de correr el conjunto de tubería de completación y colocar un empaque de grava. Este ensayo fue corrido en una celda HTHP utilizando el siguiente procedimiento.

1. Deposite un revoque en un disco de aloxita (10 micrones de diámetro de poro) con el fluido RDF durante 2 horas a 190 °F, 200 psi de presión diferencial y rotando a 400 rpm.
2. Desplace el fluido RDF de la celda con aceite base (C16-C18). Agite a 400 rpm con 200 psi de presión diferencial a través del revoque. Mida el filtrado obtenido.
3. Desplace el aceite base con un fluido viscosificado compuesto de 2 ppb de goma xantana, 30 ppb de carbonato de calcio en una salmuera de CaCl_2 de 10.8 ppg. Agite a 400 rpm con 200 psi de presión diferencial a través del revoque durante cinco minutos. Mida el filtrado obtenido.
4. Desplace con una salmuera de 11 ppg de CaCl_2 . Mantenga a 190 °F y 200 psi de presión diferencial bajo condiciones estáticas. Monitoree el filtrado, observando la ruptura del revoque.

Los resultados del ensayo a largo plazo pueden ser observados en la Figura 2. Esto demuestra que el revoque de la EIR permanece estable frente a la turbulencia, típico de una secuencia moderna de limpieza para completación. El único requerimiento es un estado no ácido. Mientras que el volumen de fluido recogido es a través de un disco más que un tipo HTHP convencional, la pendiente estable indica que el revoque puede ser dejado el pozo por un tiempo extendido y no disolverse lentamente.

Limpieza a través de un empaque de grava

Se condujeron varios ensayos para evaluar la utilización de ácido en el sistema cuando la limpieza se debe hacer a través de un empaque de grava. Se hicieron en una celda HTHP agitada siguiendo este procedimiento:

1. Deposite un revoque en un disco de aloxita (10 micrones de diámetro) durante 2 horas a 190 °F, 200 psi de presión diferencial con el rotor a 400 rpm
2. Desplace el fluido RDF de la celda con aceite base (C16-C18). Agite a 400 rpm con 200 psi de presión diferencial a través del revoque. Mida el filtrado obtenido.
3. Desplace el aceite base con un fluido viscosificado compuesto de 2 ppb de goma xantana, 30 ppb de carbonato de calcio en una salmuera de CaCl₂ de 10.8 ppg. Agite a 400 rpm con 200 psi de presión diferencial a través del revoque durante cinco minutos. Mida el filtrado obtenido
4. Desplace con una salmuera de 11 ppg de CaCl₂. Agite durante 5 minutos a 190 °F y 200 psi de presión diferencial. Mida el filtrado obtenido.
5. Remueva la salmuera de CaCl₂, empaque la celda con diferentes profundidades de empaque de grava 20/40. Agregue suficiente CaCl₂ para cubrir la arena.
6. Agregue solución de HCl al 5% con 0.5% EGMBE a la celda. Presurice a 200 psi de presión diferencial a 190 °F sin agitación adicional. Observe la ruptura por ácido controlando la filtración a través del empaque de grava y el revoque.

Los resultados son mostrados en la figura 3. Tal como se puede ver, cuanto más profundo el empaque, más tardará el ácido para llegar y destruir el revoque. El ácido penetró el empaque a .85 en menos de un minuto. El de 1.7" requirió 9 minutos, el de 2.5 pulgadas requirió alrededor de 15 minutos.

El cuarto ensayo mostrado en la figura 3 fue hecho con un RDF que contenía una relación 37:63 en volumen de carbonato de calcio a barita. El empaque de grava de 2.5 pulgadas fue penetrado en 15 minutos. Con la reversión de la emulsión a mojable por agua y la disolución de la porción con carbonato de calcio del revoque, la ruptura fue observada. La presencia de la barita parecía no afectar la limpieza.

El ensayo del empaque confirma que la reversión de la emulsión permite el tratamiento químico por si solo para remover el revoque como barrera al flujo del fluido a través del empaque de grava. Debido al hecho que el revoque está atrapado entre el empaque y el disco (laboratorio) o la formación (pozo), el revoque debe ser disuelto a un punto tal que el residuo pueda fluir a través del empaque de grava. El control de esta emulsión y las características de mojado están demostradas por el leve tratamiento ácido y el corto tiempo requerido para destruir el revoque.

Registros

Las Emulsiones Inversas no conducen la electricidad. La opción era utilizar fluidos base aceite para perforar sin problemas o base agua para correr ciertos registros eléctricos. En muchos casos la sustitución con una herramienta de inducción por una herramienta de resistividad resolvió el problema, pero existen casos donde los métodos de correr registros requieren la utilización de almohadillas de resistividad (medición de buzamiento). La EIR permite la posibilidad de correr esos registros después de haber perforado ese intervalo. El fluido puede ser revertido para transformarse en un fluido conductor de la electricidad aceite en agua. Es importante notar que la respuesta puede estar modificada por la invasión del filtrado y la estabilidad del pozo puede ser comprometida por la reversión.

Cementación

Los espaciadores y fluidos de tratamiento necesarios para cementar cuando se perforó con emulsión inversa requieren agentes humectantes fuertes antes de cementar para mojar por agua rápidamente el revestidor, porque la unión entre el cemento y el revestidor es muy débil, una condición de mojado por aceite. Se requieren agentes humectantes muy potentes porque los emulsificantes utilizados en las emulsiones inversas comunes son muy potentes y típicamente han sido expuestos al revestidor y formación por un largo período debido al tiempo requerido para perforar un intervalo antes de correr el revestidor.

El revoque y residuo mojado por aceite de la EIR pueden ser revertidos mas fácilmente ya que el agente humectante fue diseñado con un balance mas adecuado. Es suficientemente fuerte para permitir una perforación sin problemas, pero no es innecesariamente fuertemente mojante por aceite. El paquete emulsificante EIR puede ser revertido durante los registros o cuando se circula el pozo antes de la cementación. Esto deja la formación y el revestidor mojado por agua, sin utilizar agentes humectantes muy fuertes.

Se pueden conseguir mas fácilmente fuerzas de compresión como las que se encuentran con lodos base agua, en áreas que se deben perforar con emulsiones base aceite. Un buen programa de espaciadores debe utilizarse en el frente y en la cola para evitar la contaminación de la EIR con cemento, pero también para evitar aumentar el pH de los productos químicos no alcalinos utilizados para mojar por agua el revoque y el residuo remanente en el revestidor y la formación.

Prácticas de Terminación

La reversibilidad de la EIR significa que el conjunto de completación puede ser dejado en condiciones de mojabilidad por agua a pesar de haber sido perforado con una emulsión inversa. Los conjuntos de completación mojados por agua son menos atractivos a los hidrocarburos y sólidos recubiertos por hidrocarburos lo que hace que los conjuntos se tapen menos.

Este mismo concepto se puede aplicar cuando se empaca con grava. Se puede revertir después de colocar la grava, dejando un revoque que permite el transporte adecuado de la grava. Se realiza la reversión cambiando el pH en el momento adecuado. Esto hace el revoque más fácil de remover. Solamente será necesario tratamiento químico posterior cuando el material puenteante es demasiado grande como para tapar el conjunto de terminación. Si esto fuera necesario los ácidos serán más efectivos en el ambiente mojado por agua.

Una completación horizontal típica perforada con emulsión inversa convencional requiere un procedimiento de pasos múltiples incluyendo el lavado del revoque con solventes y surfactantes para remover o lavar la emulsión inversa con una solución ácida empapadora. La extensión del tiempo requerido para limpiar el pozo puede resultar en inestabilidad y colapso del pozo. Pero, en lugar de lavar el revoque y el residuo del fluido con un procedimiento de múltiples pasos utilizados en una emulsión convencional, en una EIR se puede convertir el revoque en mojado por agua agregando ácido. El ácido llegará y convertirá y disolverá los sólidos solubles en agua, dejando la formación o las mallas libres de revoque. Un experimento de laboratorio mostró que el tiempo requerido para disolver el revoque producido con una EIR densificada con carbonato de calcio es mucho menor que para un revoque de una emulsión convencional. El revoque hecho con EIR se disolvió limpia y completamente en una solución de HCl al 15% en menos de una hora, mientras que el revoque hecho con el fluido tradicional tenía bastante residuo aún después de 24 horas.

Consideraciones Ambientales

Cuando se descartan recortes perforados con fluidos base aceite, este fluido previene que el agua penetre y los disperse. Este mismo fenómeno que evita llenar de lodo la columna de agua produce una sobrecarga en el fondo marino alrededor de la locación

Bajo estas cargas orgánicas los niveles de oxígeno existentes en el sedimento son consumidos rápidamente. La mayoría de las bases se degradan en presencia de oxígeno pero no en condiciones anaeróbicas.

Las EIR favorecen la suspensión del hidrocarburo en la columna de agua permitiendo la rápida biodegradación en condiciones aeróbicas. Cuando los sólidos llegan al fondo están muy dispersados y agregan sola una pequeña carga orgánica al fondo marino teniendo un impacto menor.

Sin embargo, por dispersar mas en la columna de agua, mostraran una mayor toxicidad que una emulsión inversa tradicional hecha con el mismo fluido base.

Ensayos de Campo

Sector Noruego del Mar del Norte

Perforación de mas de 300 pies/hora en un pozo de 16” con un ángulo de 46 grados. Era necesario mejorar la velocidad de reinyección para poder manejar el volumen de recortes. Para conseguir esto se aplico el interruptor químico (pH) para mojar por agua los recortes para dispersarlos mejor y más rápido.

Africa Occidental

Desde enero del año 2000 se ha utilizado en forma regular en cuatro inyectores y seis productores en un total de 20 pozos laterales horizontales. Siete de los laterales tenían un exceso de 4000 pies de longitud, y la mayoría tenían forma sinusoidal. El comportamiento fue típico de una emulsión base aceite. La limpieza fue simplificada por la eliminación del solvente o tapones surfactantes antes de bombear el ácido, reduciendo el costo de los productos químicos y el tiempo de equipo para limpiar. . La limpieza en los productores ha sido equivalente o mejorada. Con la misma longitud y presión en el cabezal los inyectores muestran el doble de inyectividad comparados con los pozos similares perforados con emulsión convencional. Algunos productores muestran el doble de productividad. En un caso el operador ahorró más de 600,000 dólares en tiempo de equipo por reducción del tiempo de limpieza.

Estados Unidos

En California se está perforando con EIR sin ningún problema de perforación reportado relacionado con la EIR.

Conclusiones

La EIR ha demostrado tanto en el laboratorio como en el campo su aplicabilidad. Ha mejorado la inyectabilidad, Producción y dispersión de recortes para ser inyectados.

Con mas experiencia en el campo y en el laboratorio se va a extender las posibilidades de aplicación de esta técnica tan prometedora.

La EIR es simple y fácil de correr y no requiere cambios importantes en las operaciones corrientes. Este sistema provee los beneficios de los fluidos base aceite de mejor perforación, manteniendo las ventajas de los fluidos base agua de menor impacto ambiental y menor daño de formación,

Referencias

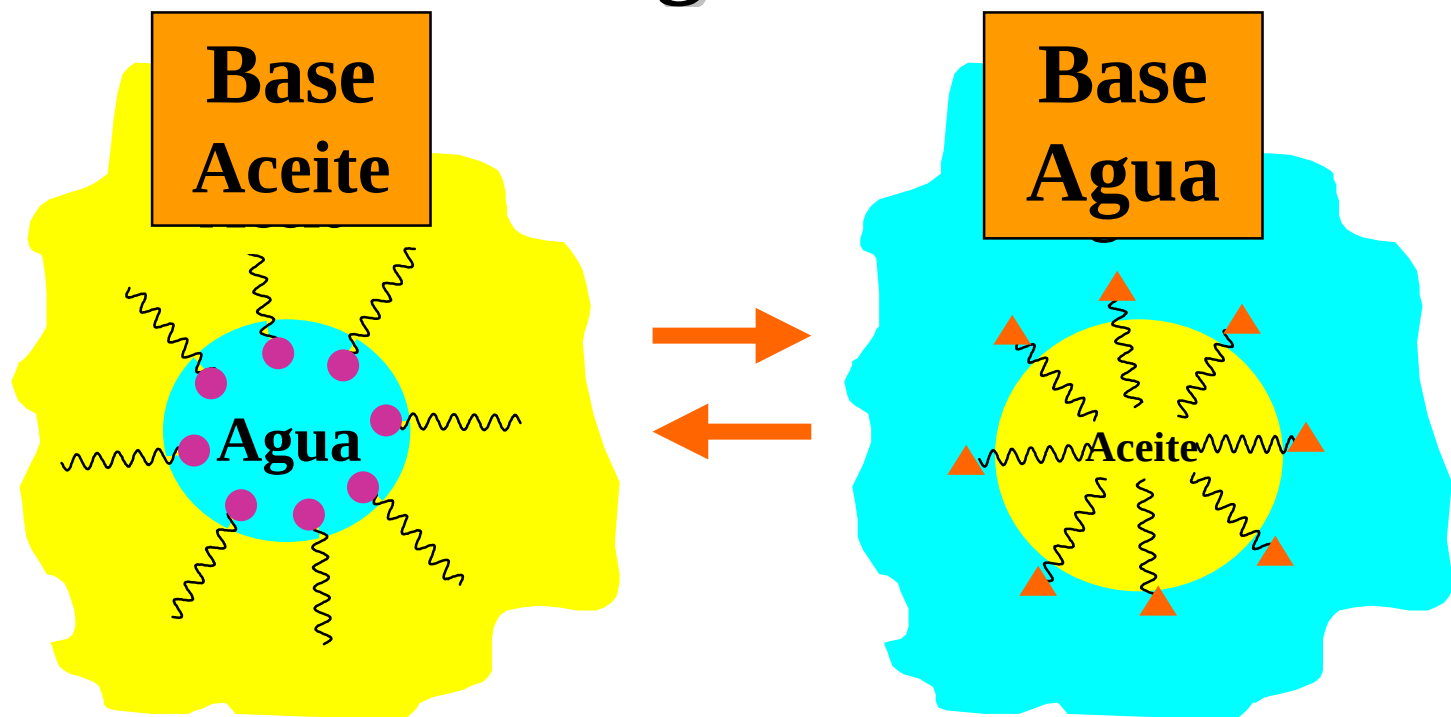
1. Abrams, A.: “Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion,” Journal of Petroleum Technology (May 1977) 586.
2. Andersen, M.A., Thomas, D.C. and Teeters, D.C.: “A New Formation Wettability Test: The Dynamic Wilhelmy Plate Wettability Technique,” SPE 17368 presented at the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, April 17-20, 1988.
3. Ballard, T.J. and Dawe, R.A.: “Wettability Alteration Induced by Oil-Based Drilling Fluid,” SPE 17160 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, California, Feb 8-9, 1988.

4. Burke, C.J. and Veil, J.A.: "Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses," Oil & Gas Journal (November 27, 1995) 59.
5. Candler, J.E., Rushing, J.H., Leuterman, A.J.J.: "Synthetic-Based Mud Systems Offer Environmental Benefits Over Traditional Mud Systems," paper SPE 25993 presented at SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, March 7-10, 1993.
6. Carlson, T.: "Finding a Suitable Replacement for Petroleum Hydrocarbons in Oil Muds," AADE Drilling Fluids Technology Conference, Houston, April 22-23, 1992.
7. Carter, L.G. And Evans, G.W.: "A Study of Cement Pipe Bonding," Journal of Petroleum Technology (Feb 1964) 157.
8. Cuiec, L.: "The Effect of Drilling Fluids on Rock Surface Properties," SPE Formation Evaluation (Mar 1987) 38.
9. Friedheim, J.E. and Conn, H.L.: "Second Generation Synthetic Fluids in the North Sea: Are They Better?," paper SPE 35061 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, March 12-15, 1996
10. Friedheim, J.E. and Pantermuehl, R.M.: "Superior Performance with Minimal Environmental Impact: A Novel Nonaqueous Drilling Fluid," SPE 25753 presented at SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Feb 23-25, 1993.
11. Friedheim, J.E. and Patel, A.D.: "Technical Solutions for Environmental Problems: Novel Drilling Formulations to Minimize Environmental Impact," SPE 52741 presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Austin, February 28 – March 3, 1999.
12. Friedheim, J.E. and Shinnie, J.R.: "New Oil-Base Mud Additive Reduces Oil Discharge on Cuttings," paper SPE/IADC 21941, presented at 1991 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, March 11-14, 1991.
13. Harrison, J.R, Unocal Thailand; Stansbury, M., Patel, J., Cross, A.T. and Kilburn, M., M-I L.L.C.: "Novel Lime-Free Drilling Fluid System Applied Successfully in Gulf of Thailand," SPE/IADC 52817, presented at 1999 SPE/IADC Drilling Conference, March 9-11, Amsterdam
14. Jones, R.R., Carpenter, R.B. and Conway, M.W.: "A Study of Formation Damage Potential During Cementing Operations," SPE 22777 presented at the SPE Annual Technical Conference, Dallas, October 6-9, 1991.
15. Martin, N.: "Developments in Fluid Recovery Technology," paper presented at IBC 5th Annual Conference on Minimising the Environmental Effects of Drilling Operations, Aberdeen, Scotland, June 23-24, 1997.
16. McKinney, L.K. and Azar, J. J.: "Formation Damage Due to Synthetic Oil Mud Filtrates at Elevated Temperatures and Pressures, SPE 17162 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, California, Feb 8-9, 1988.
17. Patel, A.D., Wilson, J. M. and Loughridge, B.W.: "Impact of Synthetic-Based Drilling Fluids on Oil-Well Cementing Operations," SPE 50726 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, February 18-19, 1999.
18. Patel, A.D.: "Choosing the Right Synthetic-Based Drilling Fluids: Drilling Performance Versus Environmental Impact," SPE 39508 presented at the First SPE India Oil & Gas Conference, New Delhi, Feb 17-19, 1998.
19. Patel, A.D.: "Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids – A Quantum Leap in Technology," SPE 47772 presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Jakarta, Indonesia, Sept 7-9, 1998.
20. Sharma, M.M. and Wunderlich, R.W.: "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions with Drilling Fluid Components," SPE 14302 presented at the SPE Annual Technical Conference, Las Vegas, Sept 22-25, 1985.

-
21. Simpson, D.T., Avern, N. and Stables, R.: "Ultrasonic Slurrification of Drill Cuttings," paper presented at IBC 5th Annual Conference on Minimising the Environmental Effects of Drilling Operations, Aberdeen, Scotland, June 23-24, 1997.
 22. Thomas, D.C., Hsing, H. & Menzie, D.E.: "Evaluation of Core Damage Caused by Oil-Based Drilling and Coring Fluids," SPE 13097 presented at the SPE Annual Technical Conference, Houston, Sept 16-19, 1984.

Emulsión Inversa Reversible

Figura 1



Aceite Fase externa
Mojado por Aceite sólidos y superficie
Deseable para Perforar

Agua Fase externa
Mojado por agua sólidos y superficie
Cementación / Estimulación

Tabla 1 –Formulación					
9.0 lb/gal 55:45 S/W					
20% CaCl ₂ Salmuera Reversible SBM					
Producto		Peso (g)			
IO C16-C18		139.0			
Cal		3.0			
Arcilla organofílica		4.0			
Emulsificador reversible		12.0			
Agente Humectante		2.0			
20% CaCl ₂ Salmuera		177			
Barita		44			
Propiedades Temperatura ambiente					
	Inicial		Envejecido a T @200°F	Tratad o ácido	Tratado Base
PV		27	29	23	40
YP		16	15	31	16
10-sec Gel		6	7	2	5
10-min Gel		7	8	3	8
Estabilidad Eléctrica (v)		721	710	6	650

Tabla 2 –Formulación Típica 12.0 lb/gal 75:25 S/W Densificado con CaCO₃	
Producto	Peso (g)
Aceite	166
Cal	1.0
Arcilla organofílica	3-4
Emulsificador reversible	8-12
Agente Humectante	2-0
Modificador reológico	0-1
25% CaCl ₂ Salmuera	71
CaCO ₃	267
Propiedades a 150°F	
PV	25-27
YP	12-14
10-sec Gel	6-8
10-min Gel	5-7
Estabilidad eléctrica (v)	550-600
HTHP a 200°F (ml)	2-3

Tabla 3 – Estudio Contaminación Lodo de la Tabla 1, Reología a 120°F				
	Lodo Base	20 lb/bbl Rev Dust	10 lb/bbl Cemento	5%v/v Agua de mar
PV	16	19	17	19
YP	15	15	16	16
10-sec Gel	7	7	8	8
10-min Gel	8	7	8	9
Estabilidad eléctrica (v)	502	529	541	515
HTHP	0.8	1.1	0.6	1.0

Tabla 4 – Lodo reversible del Mar del Norte		
Producto	Concentración inicial	Concentración Final
Arcilla organofílica	5.0	3.7
Emulsificador reversible	8.0	10.3
Agente Humectante (lb/bbl)	4.0	5.5
Modificador reológico (lb/bbl)	0.75	2.7
Cal (lb/bbl)	5.0	3.09
CaCl ₂ Salmuera (%)	23.0	20.2
Propiedades		
	16-in	12$\frac{1}{4}$-in.
Densidad (lb/gal)	10.6 – 11.6	14.0 – 14.3
PV	22 – 27	32 – 42
YP	23 – 32	12 – 28
3-rpm	15 – 20	9 – 14
Estabilidad Eléctrica (v)	625 – 660	406 – 675
O/W	70/30	70/30 – 75/25
HTHP a 250°F (ml)	2.8 – 4.0	4.2 – 14.0

Tabla 5 – Tiempo de dispersión		
Fuente de la arcilla	Base aceite convencional	Base aceite Reversible
Pastillas Bentonita Comercial	2.5 hr	<20 min.
Bentonita cruda	28 hr	4 hr
Recortes lutita	>48 hr	9 hr

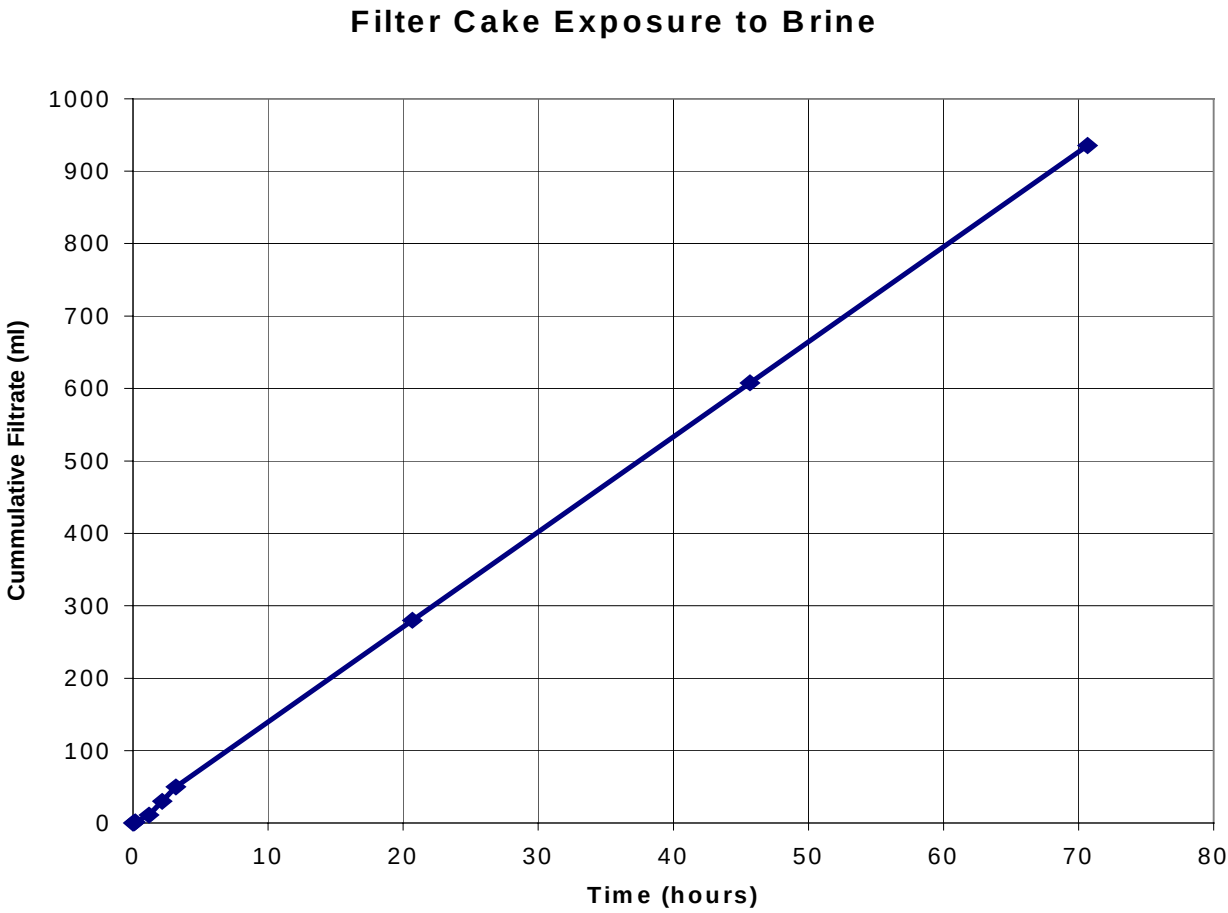
Tabla 6 – Resultados Retorno de Permeabilidad

Permeabilidad Inicial		RDF	Fluido de Limpieza		Tiempo de exposición fluido 2 (hr)	Permeabilidad Final		
Pro d.	Iny.		Fluido 1	Fluido 2		Inj1 (% de inicial)	Prod. (% de inicial)	Iny. 2 (%de inicial)
870 mD	672 mD	SB-RDF	Espaciador Base aceite seguido por 11 lb/gal CaCl ₂	10% HCl 5% EGMBE 0.5% no emulsificante	4	692 mD (103%)	687 mD (79%)	585 mD (87%)
661 mD	781 mD	WB-RDF #3	11 lb/gal CaCl ₂	10% HCl 5% EGMBE 0.5% no emulsificante	4	673 mD (86%)	631 mD (96%)	704 mD (90%)

Tabla 7 — RDF con 2% en volumen de sólidos agregados

Permeabilidad Inicial		RDF	Fluido de Limpieza		Tiempo de exposición fluido 2 (hr)	Permeabilidad Final		
Prod.	Iny.		Fluido 1	Fluido 2		Inj1(%de inicial)	Prod. % de inicial	Inj2(% de inicial)
854 mD	879 mD	SB-RDF	Espaciador Base aceite seguido por 11 lb/gal CaCl ₂	10% HCl 5% EGMBE 1% no emulsificante	4	779 mD (89%)	735 mD (86%)	791 mD (90%)
661 mD	781 mD	WB-RDF #3	11 lb/gal CaCl ₂	10% HCl 5% EGMBE	4	413 mD (60%)	491 mD (72%)	480 mD (70%)
811 mD	817 mD	WB-RDF #4	11 lb/gal CaCl ₂	10% HCl	4	560 mD (69%)	633 mD (78%)	713 mD (87%)

Figura 2



Filter Cake Clean Up with 40/60 Gravel Pack

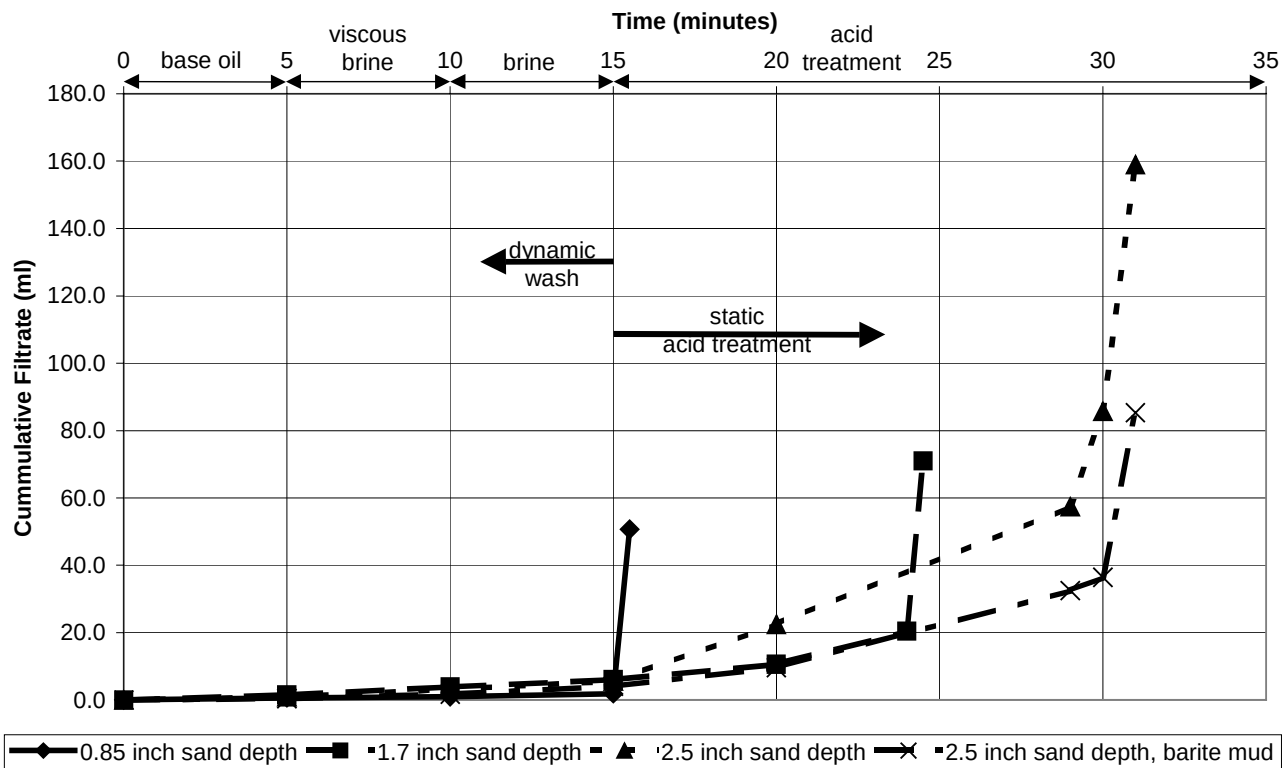


Fig. 3 – Comparison of filtrate breakthrough times for acid treatment vs. sand pack thickness

Figura 3