

XII Congreso Latinoamericano de Perforación

Fluidos con Microburbujas para perforar zonas de baja presión y evitar pérdida de circulación

Javier Ramírez Castro

Benjamin (Ben) Paiuk

M-I Drilling Fluids

USA

Fluidos con Microburbujas para perforar zonas de baja presión y evitar pérdida de circulación

Benjamin (Ben) Paiuk, M-I
Javier Ramírez Castro, M-I

1. Introducción

Mundialmente, las pérdidas de circulación constituyen una fracción significativa de los sobrecostos. Estas pérdidas no sólo tienen un impacto en el costo total de los fluidos de perforación sino también en gran medida en los costos de los pozos. Se pierde tiempo de perforación para curar estas pérdidas. Las pérdidas también pueden causar una reducción en la presión hidrostática resultando en inestabilidad severa en el pozo, el derrumbe del mismo, tuberías atoradas y amagos de reventón, todo lo cual aumenta dramáticamente los costos del pozo.

Como resultado de pérdidas severas, pudiera perderse información geológica, resultando en la selección errónea de puntos de entubación. Las pérdidas incurridas en la sección del yacimiento pudieran resultar en la selección limitada de registros si el potencial de pérdida de herramientas pozo abajo es elevado. Por lo tanto, pudiera ocurrir una pérdida de información de registros que conlleve a datos incompletos para el pozo.

Esta disertación describe una solución novedosa para curar pérdidas en la mayoría de las áreas. Se describe un fluido de perforación con microburbujas que puede curar pérdidas que van de pérdidas por filtración en formaciones altamente porosas o no consolidadas hasta pérdidas completas en formaciones fracturadas.

2. Materiales de pérdida de circulación

Existen varias curas tradicionales; su uso depende de la severidad del problema:

- A. Materiales fibrosos:** Fibra de madera, pelo animal, lana mineral, fibra de vidrio,
- B. Materiales laminados o en laminillas:** Mica, celofán, diversos plásticos procesados, materiales desechados, revestimiento líquido.
- C. Materiales granulares:** cáscaras de nueces molidas, granos de semillas, caliza, plástico granulado
- D. Mezclas de lo anterior:** diversas clases/granularidad disponibles.

E. Tapones de refuerzo y cemento: Los tapones reforzadores o suaves pueden formularse de una gran variedad de materiales. Los cuales incluyen diesel, bentonita-aceite, barita, DIASEAL M, polímeros reticulados y cemento. Se utilizarían estos cuando otras soluciones fallan e involucraría sacar la tubería del pozo para introducirla nuevamente con tubería abierta para colocar el tapón. Los tapones pueden establecerse con tiempo pero también pueden establecerse químicamente por medio de un acelerador o un agente reticulador o térmicamente. El uso de tapones múltiples es común, a menudo con poco éxito.

En la perforación de yacimientos de baja presión se han resuelto problemas de pérdidas de circulación utilizando la perforación bajo balance con :

- Sistemas con aire o con espuma.
- Lodos aireados o con nitrógeno.
- Crudo nativo o lodos base aceite.
- Micro esferas huecas.
- Polímeros de baja gravedad específica.

Un método novedoso de combatir pérdidas de circulación fue introducido con gran éxito, que consiste en una tecnología nueva y única en fluidos de perforación “Drill-in” que utiliza el concepto de puenteo a las formaciones. Es un sistema base agua que contiene energía y controla la invasión del fluido hacia la formación, utilizando una forma única de Microburbujas de aire o gas llamado “Afrones” generados sin utilizar equipos neumáticos.

Este sistema de fluidos de perforación tiene la capacidad de prevenir o curar pérdidas en áreas donde éstas son un problema conocido, con poco éxito en su prevención.

3. Sistema de Microburbuja

El sistema de Microburbuja es un sistema base agua que no daña el medio ambiente.

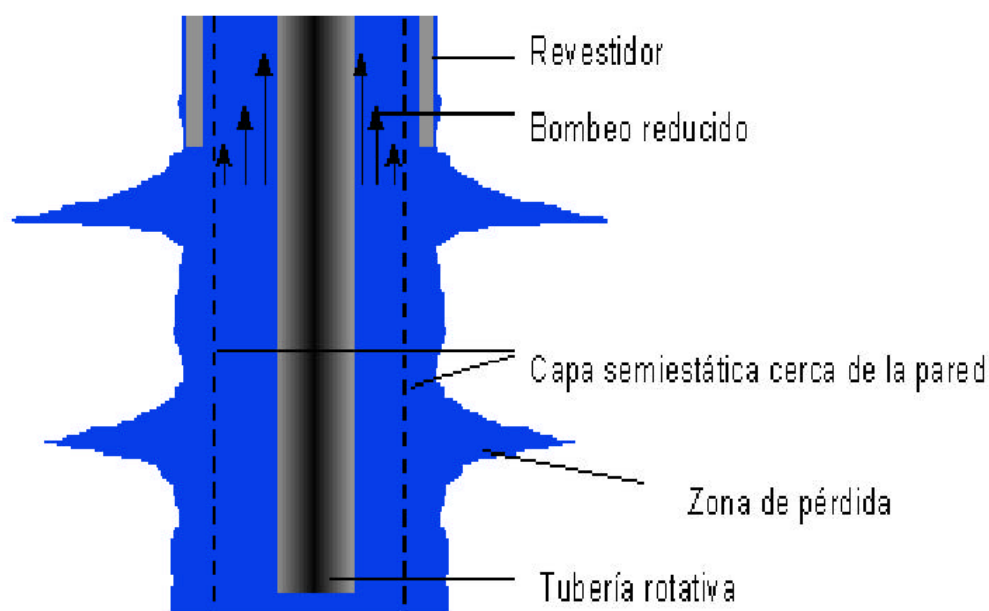
El sistema es formulado sin sólidos.

Las Microburbujas con su capacidad de expansión proveen los elementos puenteantes para frenar, disminuir o evitar la pérdida de circulación.

Se postula que durante la perforación hay una capa fluida estacionaria adjunta a las paredes del pozo (Figura 1). Esto reduce pérdidas de filtración y filtración dinámica. También sirve para estabilizar formaciones no consolidadas y reducirá significativamente las tendencias al derrumbe. Al perforar en una fractura o zona de pérdida, el fluido MICROBURBUJA se introducirá a la fractura. Si el movimiento del fluido en la fractura comienza a disminuir, entonces comienzan a aumentar los geles y las burbujas comienzan a expandirse. Esto disminuirá más aún el movimiento y el gel continuará formándose hasta que el fluido cese de fluir. Esto puede ocurrir durante la perforación o mientras se hace una conexión. Cuando esto ocurre, las pérdidas se curan. Esto lo comprueban los resultados de campo.

La reología única del sistema MICROBURBUJA es resultado de la manera en que el sistema es formulado con un alto contenido de polímeros que produce una muy alta viscosidad a bajas velocidades de corte. Las Microburbujas tienen tamaño variable desde menos de un micrón hasta más de 100 micrones.

Figura 1. Perfil de Flujo Postulado



La Microburbuja disminuye su volumen al ser comprimida debido a la presión hidrostática en forma directamente proporcional a la presión. Su diámetro disminuye proporcionalmente a la raíz cúbica de la relación de presiones. Cuando la presión en el fondo es 3175 psi (216 veces la presión atmosférica en superficie (14.7 psi) la burbuja disminuye su diámetro solo 6 veces. Si la burbuja tuviera 96 micrones en superficie entonces tendría 16 micrones en el fondo. Debida a la tendencia a formar redes entre las burbujas es muy probable que esto más la alta viscosidad ayude a controlar la pérdida.

4. Descripción del sistema

El sistema Microburbuja es un sistema con alta concentración de polímeros con un surfactante especial. Estas microburbujas se generan cuando el sistema es sometido a una caída de presión muy elevada y produce el entrapamiento del aire. Las microburbujas también llamadas afrones poseen un tamaño típico entre 5 y 100 micrones de diámetro. Las fuerzas de Laplace tiende a estabilizar estas Microburbujas que pueden soportar muy altas presiones.

5. Descripción de los productos

TERMICO Es un estabilizador térmico para cierto tipo de polímeros naturales. Esta diseñado para ser agregado a sistemas con biopolímeros. Es particularmente efectivo para mejorar la viscosidad a bajas velocidades de corte.

ACTIVADOR II Es un estabilizador térmico para fluidos de perforación viscosificado con gomas naturales, derivados celulósicos y biopolímeros. Es particularmente efectivo en el mejoramiento térmico de biopolímeros tipo goma xantana.

CONTROLADOR DE LUTITAS es una mezcla de surfactantes sin toxicidad y aceites vegetales, que se unen químicamente a las arcillas para inhibir la absorción de agua y el hinchamiento. Cuando se mezcla con agua dulce, agua salada o fluido de perforación, se transforma en una microemulsión. Esta microemulsión produce una gran área superficial, líquido reactivo que tiene afinidad por las partículas grandes de arcilla. Se une a la matriz de la arcilla de las lutitas para controlar el hinchamiento y el derrumbe.

SURFACTANTE ESPECIAL Es un acondicionador nuevo de fluidos base agua. Ha sido diseñado especialmente para tratar las pérdidas en los fluidos de perforación base agua. Funciona en todos los sistemas base agua.

POLIMERO I Es una mezcla de polímeros no iónicos que provee viscosidad a bajas velocidades de corte en los sistemas de fluidos de perforación. Cuando se mezcla con agua dulce, salmuera o formiatos se convierte en un viscosificador soluble en agua que provee limpieza de hueco, suspensión de sólidos y control de invasión de la formación.

POLIMEROS II Ayuda a crear viscosidad a bajas velocidades de corte en sistemas base agua y salmueras. Esta diseñado para ser utilizado en el sistema Aphronics™ de Control de Invasión y en sistemas de alta performance de terminación y reparación.

ANTIESPUMANTE Es un producto antiespumante de base agua. Ha sido diseñado específicamente para tratar problemas potenciales de espuma en sistemas de microburbujas sin remover las microburbujas.

6. Aplicación

La capacidad de expandirse y contraerse que poseen las microburbujas ayuda a suavizar el efecto de las presiones de surgencia y suabeo durante los viajes.

- El sistema fue utilizado con éxito en perforación Direccional pues no interfiere con herramientas (MWD, turbinas, motores de fondo)
- El puenteo de afrones, la alta viscosidad y aditivos adecuados pueden controlar el filtrado a valores bajos.
- Pueden controlar efectivamente arcillas reactivas o lentes lutíticos.
- Contiene un estabilizador térmico para evitar degradaciones en los polímeros.
- Como condición crítica, el sistema debe mantenerse en un rango de pH de 9.5 a 10, en medio limpio y prepararse con agua potable o agregarse algún bactericida como mecanismo de prevención.

7. Formulación del sistema

Formulación del sistema

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN	FUNCIÓN
POLIMERO	5 lbs / barril	Viscosificante
CONTROL DE LUTITAS	0,1 % V/V	Inhibidor de lutitas
ACTIVADOR I	5 lbs / barril	Est. Térmico/control de filtrado
ACTIVADOR II	0.5 lbs / barril	Estabilizador térmico/PH
GENERADOR MICROBURBUJAS	1.0 lbs / barril	Generador de Afrones
BACTERICIDA	0.05 lbs / barril	Bactericida
PASIVADOR	0.05 lbs / barril	Antiespumante

8. VISCOSIDAD Baja Tasa de Corte DEL FLUIDO

Viscosímetro Brookfield, Spindle #3 @ 180 °F

Lectura a 60 r.p.m.	1848 cps.	Lectura a 3 r.p.m.	24680 cps.
Lectura a 30 r.p.m.	3312 cps.	Lectura a 1.5 r.p.m.	44880 cps.
Lectura a 12 r.p.m.	7430 cps.	Lectura a 0.6 r.p.m.	96600 cps
Lectura a 6 r.p.m.	13760 cps.	Lectura a 0.3 r.p.m.	168800 cps.

9. Experiencias de campo:

1. Primera aplicación fue en el Oeste de Texas en un pozo horizontal. Se perforó la zona horizontal con un sistema a base de goma xantana. La barrena cayó un pie con pérdida total, sin retorno. Con la barrena en el fondo se generaron afrones, la presión de la bomba comenzó a aumentar mostrando que el fluido estaba siendo levantado. Afrones fueron generados, se recuperó retorno y se perforó sin problemas.
2. Dos pozos fueron perforados en el Norte de Texas. Esta zona fue considerada difícil porque existen grandes aberturas y la pérdida de circulación es severa. Los pozos fueron perforados con microburbujas sin arrastre ni inestabilidad. La invasión a la formación fue controlada a pesar de la existencia de grandes conexiones. Los pozos fueron terminados a pozo descubierto y se estableció producción en 24 horas

3. Perforación de la zona lutítica Monterrey. Esta es una zona muy fracturada y se perforó sin problemas
4. Perforación horizontal en la arena SISQUOC. Zona extremadamente permeable. Se perforó sin problemas.
5. Venezuela. Se comenzó en 1,998 en lo que PDVSA llama campo laboratorio LAGOMAR. Una zona de muy baja presión de reservorio (2-6 lbs/gal). Ya se está perforando el sexto pozo sin problemas
6. Ya se perforaron mas de 50 pozos en Venezuela entre ellos:

VLA-1321 VLA-1325 VLA-1327 VLA-1326 VLA-1329 (produjo un ahorro de \$1,370,000)
VLA-1331 (produjo un ahorro de \$ 630,000)

10. Conclusiones:

Mundialmente, el sistema MICROBURBUJA ha tenido mucho éxito en curar pérdidas de circulación bajo diversas condiciones, desde pérdidas de filtrado en formaciones no consolidadas hasta formaciones severamente fracturadas. Las pérdidas pueden curarse utilizando el sistema como un sistema de circulación y también como una píldora LCM.

De reencontrarse las pérdidas, éstas pudieran curarse también elevando considerablemente la reología del fluido o bombeando píldoras MICROBURBUJA muy viscosas. Las pérdidas totales pueden curarse utilizando un fluido MICROBURBUJA con rendimientos extremadamente elevados. La reología única del fluido (su capacidad de adelgazar al corte) facilita el bombeo de fluidos con reologías mucho más elevadas que fluidos convencionales. La excelente capacidad de limpieza del fluido también permite el uso de bombeo más bajo para curar las pérdidas, sin comprometer la limpieza del pozo.

11. BIBLIOGRAFIA

1. SPE 39589 “Micro-Bubbles”: New Aphron Drill-In Fluid Technique Reduces Formation Damage in Horizontal Wells. Tom Brookey
2. Roffer Alvarez Evaluación sistema Microburbujas. Correspondencia interna Dowell.
3. Website. www.actisystems.com
4. Una cura novedosa para la pérdida de circulación utilizando una reología de fluidos única en su género Alan Gilmour, Benjamin (Ben) Paiuk, Dowell Schlumberger
5. SPE 53984 LAGOMAR’s integrated field laboratory for intensive evaluation of Technologies. G. de Carvajal. A. Velasquez, J. Graterol, F. Ramirez and M. Medina, PDVSA E&P and R. Guimerans, PDVSA INTEVEP

POZO	Pies	Formación	Volumen	Días	Observaciones
No.	Perforados	Atravesada	Bbls.		
VLA - 1321	1,377	Eoceno	2,398	28	En este pozo se tuvo contaminación con lodo Lignosulfonato. Se tomaron 390 pies de Núcleos OK.
					Se tomaron 68 pies de núcleos, además de registros RFT.
VLA- 1325	1,040	Eoceno	780	15	Se tomaron 411 pies de núcleos ok. Se partió Bit-Sub, a 6602 pies con 1.7 pies de
VLA - 1326	1,012	Eoceno	1,207	17	longitud recuperándose en su totalidad.
					En este pozo se realizo solo la zona productora, sin ningún problema.
VLA - 1327	335	Eoceno	976	10	
					Se perforo sin ningún problema, se alcanza-
VLA-1329	1,405	Eoceno	1,367	4	ron altas tasas de perforación.
VLA-1331	2,930	Eoceno/Mioceno	1,930	12	Se desplazo a hoyo abierto a 4000 pies atravesando zonas arcillosas, lo que hace
					difícil su manejo e incrementando los costos
					Perforo a 160 pph promedio, arrastres al hacer
VLA - 1332	3,110	Eoceno/Mioceno	1,530	10	viajes, arcilla abundante, Perdida de Circulación
					(50 %) trato con Bluestreak y controló, termino
					perforación ok.
VLA - 1340	3,969	Mioceno	2,286	18	Pozo Suspendido por Pega de Tubería.
					Durante los viajes presento arrastres puntuales,
VLA - 1334	3,235	Eoceno/Mioceno	1,530	7	terminando perforación ok. Corrió registros ok, incluyendo RFT.
VLA - 1335	2,860	Eoceno/Mioceno	2,281	6	Se perforo ok, utilizando lodo nuevo, sin embargo termino con MBT de 15 libras por
					barril incorporadas.
					Presento arrastres puntuales durante los viajes
VLA - 1337	3,726	Eoceno/Mioceno	1,510	4	tomo registros ok.
					Perforación ok, se tubo MBT de hasta 22.5
VLA - 1341	2,800	Eoceno/Mioceno	1,722	9	diluyo y controló. Se bajo sarta de Completación
					se cemento sin revestidor de producción
					Presento influjo
VLA -1343	2,800	Eoceno/Mioceno	2,230	6	de agua por inyección de pozo vecino.
					Yacimientos en Eoceno
LL-3571	700	Eoceno	700	2	Perforación sin problemas.

Benjamin (Ben) PAIUK

Experiencia

1999-Presente	Gerente Técnico Regional, México, América Central y Caribe M-I Drilling Fluids, Houston
1998	Senior Staff Engineer Operaciones Latino América, DOWELL-Schlumberger Drilling Fluids, Houston
1 997	Gerente Técnico, Operaciones Latino América BAROD DRILLING FLUIDS, INC
1988	Supervisor de Entrenamiento Técnico. Baroid Drilling Fluids, Inc. , Houston, TX
1985	Gerente Técnico, NL Baroid Venezuela, Caracas, Venezuela
1979	Instructor técnico, NL Baroid CDC, Houston, TX
1977	Ingeniero de fluidos, NL Baroid, Anaco Venezuela
1973	Ingeniero de Investigación y Desarrollo, YPF, Florencia Varela, Argentina

Educación

Ingeniero Químico, Universidad de Buenos Aires, Argentina

Ingeniero de Petróleo, Universidad de Buenos Aires, Argentina

Masters Ingeniería de Petróleo, Universidad de Houston, TEXAS

Javier Ramírez Castro

Estudio la carrera de Ingeniero Químico en la Universidad Autónoma de Puebla, generación 1958 – 1962. ingreso a Petróleos Mexicanos el 27 de mayo de 1963 donde laboro 33 años en las gerencias de perforación y desarrollo tecnológico, donde desarrollo diversos cargos como: jefe de laboratorio, encargado fluidos de perforación de pozos, auxiliar jefe sección, jefe sección química, jefe de departamento de tecnología zona sur, superintendente general de fluidos de perforación México, subgerente de ingeniería de investigación.

En el desempeño de sus labores realizo diferentes trabajos en los que destacan:

Estudios de control de calidad de materiales químicos para fluidos de perforación, comportamiento de fluidos de perforación a alta temperatura y presión, estudios de lutitas hidratables del terciario de la región sur en presencia de fluidos de emulsión inversa de salinidad variable, sustitución de emulsiones inversas por fluidos poliméricos para perforar las zonas del cretácico y jurásico en la región sur, aplicación de nuevas tecnologías de fluidos de perforación amigables con el medio ambiente, intervino en el diseño y como supervisor de fluidos de perforación para perforar los pozos de alivio IXTOC no. “1 a” y “1 b” para el control de pozo IXTOC no. 1.

En la gerencia de desarrollo tecnológico como responsable de los proyectos de: aplicación de salmueras en la terminación y reparación de pozos, tratamientos de residuos tóxicos, sólidos y líquidos que se generan durante la perforación con fluidos de emulsión inversa a base de aceite diesel, prueba tecnológica de campo de fluidos de perforación no tóxicos, prueba tecnológica de medición de parámetros de la perforación en tiempo real.

En 1997 ingreso a la compañía M-I Drilling Fluids de México como Gerente de Proyectos Especiales en 1998 como Gerente de Distrito en Villahermosa, Tab., posteriormente paso al corporativo de la misma empresa, donde actualmente se desempeña como Gerente de Operaciones, México.

Ha presentado trabajos técnicos en la “AIPM”, y en el Congreso Latinoamericano del Petróleo, “COLAPER”.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México “AIPM”, del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos “IMIQ” y de la Sociedad de Ingenieros Petroleros “SPE” de los Estados Unidos de Norteamérica.