

FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD PARA PERFORAR Y REPARAR POZOS EN YACIMIENTOS DE BAJA PRESIÓN

José Blanco; José G. Tovar; Rosalinda Márquez
PDVSA INTEVEP
Venezuela

SUMARIO

PDVSA INTEVEP ha desarrollado una nueva tecnología de fluidos de perforación y terminación de pozos, con densidades menores a la del agua, sin las complicaciones operacionales y logísticas de los fluidos neumáticos. Estos fluidos cubren el rango de gravedad específica (GE) entre 1,0 y 0,612 (8,33 y 5,1 lpg). La nueva tecnología es denominada INTEFLOW®.

En este trabajo se presenta la conceptualización del problema de los yacimientos con bajas presiones, el ámbito de uso del fluido de baja densidad denominado INTEFLOW®, las limitaciones, ventajas y desventajas de su uso y el procedimiento para mezclar los componentes del sistema.

INTEFLOW® es una emulsión con aproximadamente 70% de una base orgánica, dispersa en una fase externa de agua. Mediante la adición de sólidos se controla el filtrado. Este sólido tiene una distribución de diámetro de partículas diseñadas de acuerdo con el tamaño de gargantas y poros de las formaciones de interés. Los sólidos pueden ser de alta densidad como el CaCO_3 (GE 2,7-2,9) ó de baja densidad como esferas huecas de vidrio (GE 0,38) [1].

Estos fluidos han sido extensamente usados para perforar y reparar pozos en zonas productoras en formaciones silicio-clásticas. Estas experiencias de campo y los respectivos resultados son reportados en el trabajo.

Finalmente se hacen consideraciones económicas y logísticas inherentes al uso de esta nueva tecnología, los futuros desarrollos y los pro y los contras que las experiencias reportadas han aportado.

INTRODUCCIÓN

Existen cuantiosas reservas de hidrocarburos asociadas a formaciones recipientes con muy baja presión. Para penetrar las mismas sin causar invasión por pérdidas drásticas de circulación, se requiere fluidos de densidades menores a la del agua.

Existe una gran variedad de fluidos cuya densidad es menor a la del agua. Estos van desde las diferentes bases orgánicas como diesel, aceites sintéticos y vegetales, con GE que oscilan entre 0,864 y 0,984 (7,2 hasta 8,2 lpg). Luego viene el ámbito de los fluidos gasificados cuya GE oscila entre 0,6 y 1,0 (5,0 y 8,33 lpg). Finalmente, existe la tecnología de los fluidos neumáticos, cuya densidad se acerca a GE de 0,12 (1,0 lpg) [2].

Cuando estos fluidos son usados en la perforación y reparación de pozos, se persigue evitar problemas costosos como:

- Pérdidas de circulación incontrolables
- Atascamientos diferenciales de tubería
- Daños a las formaciones productoras de hidrocarburos
- Invasión profunda de fluidos extraños en el yacimiento

El uso de emulsiones en la perforación de pozos no es nuevo. Ellas han sido usadas para perforar hoyos no productores (superiores), así como hoyos productores. Las emulsiones de altas concentraciones de fase oleosa dispersa en una fase continua de agua son muy prometedoras como fluidos de perforación y reparación de pozos. Con ellas se alcanzan GE entre 1,0 y 0,61 (8,33 y 7,1 lpg) [2]. Esto permite hacer operaciones en muchos de los yacimientos con baja presión, sin llegar al uso de fluidos aireados ni neumáticos, cuya logística requiere el uso de equipos de gran volumen y peso (compresores y multiplicadores de presión, separadores de gas y líquidos, y constrictores de presión). Esta ventaja es más evidente cuando se perfora en localizaciones aguas afuera, donde el espacio disponible en las plataformas y gabarras es estrictamente restringido [3].

PDVSA Intevep desarrolló una emulsión de aceite en agua, específica para perforar hoyos en zonas productoras, denominada comercialmente Inteflow® [1].

La mezcla ha sido extensamente estudiada en laboratorio, donde se ha observado una buena estabilidad de la emulsión hasta temperaturas de 148,8 °C (300 °F), y ha sido usada en aplicaciones de campo como fluido de perforación, terminación y reparación de pozos, con excelentes resultados.

Los resultados más importantes observados han sido:

- Buena estabilidad de la emulsión frente a contaminaciones moderadas con sólidos y aceite, provenientes de las formaciones, lo que garantiza un mínimo de problemas durante las operaciones.
- Buenas propiedades reológicas que garantizan altas tasas de penetración y buena limpieza del hoyo.
- Mínima alteración de la permeabilidad de las formaciones permeables de interés lo que redundará en mayor productividad de los pozos.

Formulación del fluido

El sistema está formado por una fase continua de agua, donde se dispersa una base orgánica o aceite. Para estabilizar la emulsión se usa un surfactante biodegradable y no tóxico denominado Inteflow®. Como alcalinizante de la mezcla se usa monoetanolamina. Para inhibir las arcillas se agrega cloruro de potasio (KCl) hasta en un 3%. A concentraciones mayores se desestabiliza la emulsión por limitaciones de emulsificante. La dispersión de la fase interna hace que la viscosidad y el volumen de filtrado resultante sean moderados y operacionalmente aceptables. Para incrementar la viscosidad y reducir el filtrado de la mezcla se puede usar un almidón modificado o un PAC (poliacrilamida parcialmente hidrolizada). En la tabla 1 se presenta la composición típica de este fluido. Cuando el fluido es usado para terminar o reparar pozos, generalmente no se usa carbonato de calcio ni polímero reductor de filtrado, a menos que sea necesario por las condiciones puntuales del trabajo a realizar [1,2].

Tabla 1. Formulación típica del fluido Inteflow®		
	Relación Aceite/Agua	
	80/20	60/40
Aceite, bl	0,50	0,72
Agua, bl	0,22	0,49
Inteflow®, lb/bl	20,00	20,00
Alcali, lb/bl	0,30	0,50
Inhibidor de arcillas, lb/bl	0,2	1,0
Carbonato de calcio, lb/bl	17,00	144,00
Polímero reductor de filtrado, lb/bl	4,00	6,00

Comercialmente existen las versiones Inteflow® 1000, que fue el producto original cuya fase dispersa es diesel. Una segunda generación identificada como Inteflow® 2000 en la cual la fase continua es aceite mineral con bajo contenido de aromáticos. Finalmente se lanzó al mercado la versión Inteflow® 3000 cuya fase continua es aceite de palma esterificado y estabilizado, denominado Bidoil®.

Propiedades reológicas y filtrado

Tabla 2. Variación de las propiedades reológicas y el filtrado vs la densidad del fluido Inteflow®

Densidad, lpg	VP, cP	PC, lb/100 pie ²	Filtrado TyPA, cc/30 min
6,0	35,0	23,0	2,0
6,5	30,0	20,0	2,0
7,3	30,0	20,0	3,0
7,5	30,0	25,0	2,0
7,8	34,0	20,0	2,0
8,0	30,0	25,0	1,0
9,0	20,0	17,0	1,5

En la tabla 2 se aprecia que el fluido es muy estable reologicamente y que presenta un filtrado extremadamente bajo en el rango de densidad estudiado.

Estudio de daño a las formaciones

Las pruebas de daño se han realizado mediante los permeámetros de desplazamiento positivo, los semidinámicos y estudio de ángulo de humectabilidad líquido-sólidos [2].

En las pruebas de los permeámetros se reporta una disminución de la permeabilidad de las formaciones silicioclásticas entre 10 y 5 %, dependiendo de las permeabilidades usadas para la evaluación.

En las pruebas semidinámicas se reportan bajos volúmenes de filtrado inicial, sellos eficientes que soportan hasta diferenciales de 2.000 lpc (136 atm), invasiones del filtrado al medio poroso menores a 2 pulg, y una presión de remoción del revoque entre 50 y 80 lpc (3,4 y 5,44 atm).

Con respecto a los estudios de humectabilidad, siempre la superficie de silicato tuvo preferencia a ser humectada por agua después de ser puesta en contacto con el Inteflow®. Esto significa que el fluido no cambia la humectabilidad original de la formación aun bajo escenarios adversos.

Comparación con tecnologías equivalentes. Ventajas y desventajas

Inteflow® tiene un rango de densidad entre G.E. 1 y 0,612 (8,33 y 5,1 lpg). Esto depende de la concentración de la fase oleosa dispersa en la fase continua de agua, y de la concentración de materiales sólidos de alta densidad (carbonato de calcio, G.E. 2,6) o de baja densidad (esferas huecas de vidrio, G.E. 0,38 - 0,46). Si se usa carbonato de calcio para controlar filtrado de la fase líquida de la mezcla hacia formaciones permeables, la densidad puede incrementarse hasta G.E. 1,38 (11,5 lpg). La densidad menor ha sido alcanzada con al agregado de esferas huecas de vidrio, que cumplen las funciones de control de filtrado y reductoras de densidad [4].

Este amplio rango de densidades hace que este lodo pueda sustituir con éxito lodos densificados moderadamente con baritina o hematita hasta una densidad de 11,5 lpg (G.E. 1,38), fluidos viscoelásticos sin sólidos, lodo 100% aceite de baja densidad, emulsiones de salmuera en aceite y fluidos gasificados con base en aceite o agua, hasta una densidad inferior de 5,7 lpg (G.E. de 0,68).

El límite de agregado de sólidos, sean éstos para aumentar o bajar la densidad de la mezcla, está en la concentración de los mismos y sus efectos sobre la viscosidad plástica y el manejo hidráulico de la mezcla desde el punto de vista operacional en los taladros.

Aplicaciones de campo

- **Perforación**

Como fluido para perforar pozos se ha usado extensamente en yacimientos cuya presión sea equivalente al rango de densidades antes expresados: G.E 1,0 hasta 0,612.

A continuación se presentan algunos parámetros cuyo comportamiento es interesante.

- La tasa de penetración aumenta por la baja presencia de sólidos en la mezcla.
- La emulsión se ha comportado establemente frente a escenarios diferentes de concentración de sólidos de perforación y presencia de intercalaciones de arcillas.
- Se ha observado un consistente aumento de la producción real con respecto a la esperada.
- Los costos han estado siempre por debajo de lo planificado porque el fluido puede ser reciclable.

Los resultados son mostrados a continuación en las figuras 1 y 2.

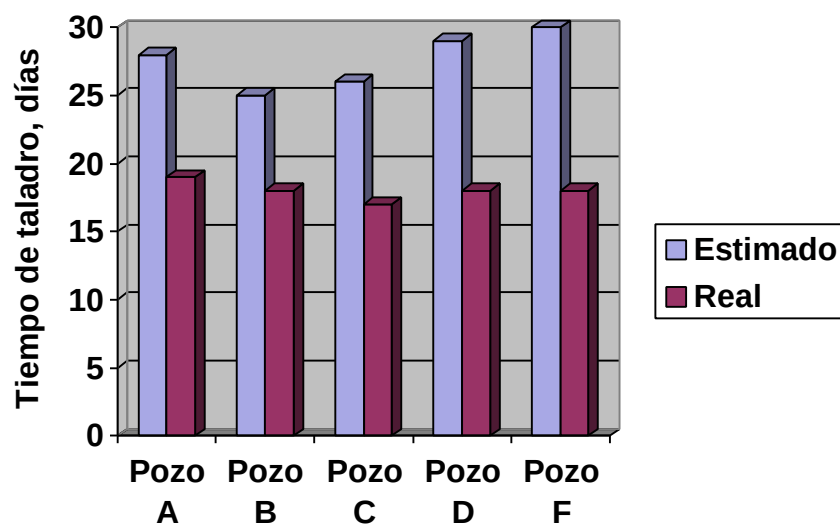


Figura 1. Tiempo de taladro estimado y real en los pozos donde se usó Inteflow®.

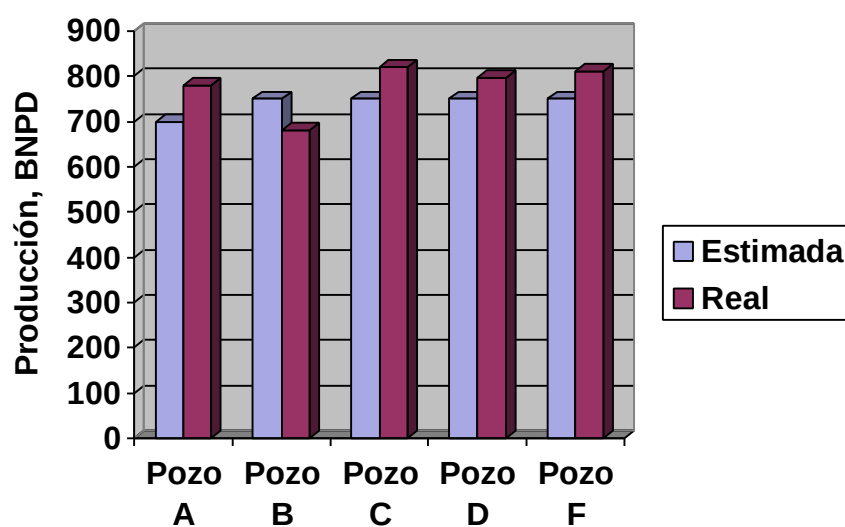


Figura 2. Producción esperada y real de los pozos perforados con Inteflow®.

- Terminación y reparación de pozos

Este fluido se ha usado en trabajos de reparación de pozos, para reparar problemas mecánicos, limpieza de arenas dañadas por razones diversas y cambios de horizonte productor. En la tabla 3 se presenta los resultados de algunos pozos trabajados con este fluido.

Tabla 3. Producción de pozos reparados con Inteflow®.						
Pozo	Yacimiento	Pres./form., lpc	Profundidad, pie	Producción, bls		
				Inicial	Esperada	Real
A	Mioceno	1.466	3.750	0	200	700
B	Mioceno	400	3.675	70	200	180
C	Mioceno	1.500	3.768	50	170	120
D	Eoceno	4.037	13.304	1.197	1.400	1.500

E	Eoceno	1.163	10.560	960	1.400	1.450
F	Eoceno	1.235	10.850	950	1.400	1.465
G	Eoceno	922	10.560	960	1.400	1.450

Futuros desarrollos

Actualmente se está trabajando en los siguientes aspectos:

- Incrementar el poder de la mezcla en el control de las intercalaciones de las arcillas reactivas que puedan a parecer intercaladas en las estructuras productoras
- Incluir gas disperso en la fase interna oleosa para disminuir aun más la densidad de la mezcla
- Estudio de la compresibilidad del fluido con presión y temperatura
- Modelo hidráulico para predecir las caídas de presión de las variantes de Inteflow® presentadas en este trabajo y las actualmente en desarrollo

CONCLUSIONES

Se presenta un fluido consistente en una emulsión de aceite en agua, apto para ser usado como fluido de trabajo en perforación y terminación de pozos.

Los resultados de laboratorio y campo muestran una gran versatilidad del mismo en sus propiedades reológicas, control de filtrado, estabilidad de formaciones arcillosas y baja alteración de la permeabilidad de las formaciones que contacta.

En las aplicaciones como fluido de perforación se ha observado estabilidad de la emulsión, buen acarreo de cortes durante la perforación tanto en pozos verticales como altamente inclinados y horizontales, sus propiedades se pueden adaptar a situaciones diversas y la producción de los pozos ha estado dentro del rango esperado.

En el caso de trabajos de reparación de pozos, se ha demostrado que tiene buen desempeño en la limpieza del espacio anular, acarreo de partes metálicas y sirve como fluido de control de presiones de formaciones de interés sin causar daño a la permeabilidad de las formaciones de interés.

REFERENCIAS

1. PDVSA INTEVEP. INTEFLOW 1000®. Drilling, Completion and Workover Fluid. Drilling Services Business. Los Teques, Venezuela, 1996
2. Quintero, L.; Blanco, J.; Guimerans, R; Rojas, E. SPE 37290. Formulation, Stability, and Formation Damage of Gassoil in Water Emulsions Used as Drilling and Completion Fluids. International Symposium on Oilfield Chemistry Conference and Exhibition, Houston, Texas February 18-21, 1997.
3. A. Bourgoyne Jr; M. Chenevert; K. Millheim; F. Young Jr. Applied Drilling Engineering. SPE Textbook Series, Vol 2. Chapter 2. Second Printing. SPE. Richardson, Tx 1991.
4. J. Blanco; R. Márquez. Inteflow®: Fluido de perforación, completación y rehabilitación. Petroleum, N° 127, Marzo-Abril 1999.