

“XII Congreso Latinoamericano de Perforación”

**CONTROL DE FILTRADO EN ZONAS PRODUCTORAS DE
INTERÉS CON EL USO DE SÓLIDOS Y SU EFECTO EN LA
PRODUCTIVIDAD DE POZOS**

**José Gregorio Tovar
Rosalvina Guimerans
Wilson Camargo**

**PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.
PDVSA
VENEZUELA**

RESUMEN

Cuando se perfora formaciones permeables, se usa partículas de tamaños específicos para controlar el filtrado de la fase líquida del lodo hacia los intersticios de la roca. El tamaño y la concentración de estas partículas se diseña basado en el tamaño de poros y gargantas de las rocas a ser cortadas. Si estas rocas son de interés petrolífero, estas partículas protegen la permeabilidad de las rocas a los hidrocarburos, lo que se traduce en una mayor productividad de los pozos. Sin embargo, existe un proceso de degradación de tamaño de partículas durante la perforación. Las implicaciones de estas consideraciones son en la productividad de las zonas de interés son reportadas.

Los sólidos estudiados son Cloruro de Sodio (NaCl), Carbonato de Calcio (CaCO_3), y combinaciones de Barita y Carbonato de Calcio ($\text{BaSO}_4\text{-CaCO}_3$). Se muestra cómo influye la concentración y tamaño de los sólidos, el sobrebalance de la columna del lodo y la morfología de las rocas en la productividad de los pozos.

Se presenta recomendaciones sobre la concentración de partículas finas, el uso de equipos de control de sólidos, y los beneficios de estos cambios, con los efectos positivos en la productividad de los pozos estudiados.

Con este estudio se ha logrado disminuir el daño a las zonas productoras en rocas permeables silicio-clásticas, adaptar los criterios de tamaño de partículas para controlar el filtrado hacia zonas permeables y generar buenas prácticas operacionales para perforar pozos con mayor productividad.

INTRODUCCIÓN

La finalidad última de perforar un pozo de petróleo es alcanzar la máxima producción posible de hidrocarburo. Para ello hay que preservar la zona productora mediante el uso de un fluido que cause la mínima distorsión posible en las propiedades de la roca y en los fluidos que en ella se contienen, obteniéndose así la máxima productividad del pozo.

Durante muchos años ha sido primera preocupación penetrar la zona productora con un fluido que le cause el menor daño posible. Los trabajos pioneros en este tema se publican muy tempranamente [1-5] donde se trata el tema de la invasión de fluidos y sólidos al espacio anular, así como la restricción que este fenómeno causa al disminuir la

productividad del pozo. El más difundido trabajo entre la comunidad de perforación es el publicado por A. Abrams [6] en donde se expone un resumen de los resultados de algunos estudios sobre cambios en la permeabilidad de rocas al ser expuestas a fluidos de perforación, citando a continuación los principales puntos:

1. Todos los fluidos de perforación causan disminución de la permeabilidad de las rocas a las cuales contacta.
2. La profundidad de invasión y la severidad del daño sobre la permeabilidad de la roca a los fluidos nativos se puede controlar, en cierto grado, mediante la inclusión de partículas de un tamaño determinado en el fluido de perforación, con la finalidad de controlar el volumen de fase líquida que entra al espacio poroso.
3. La efectividad en la reducción del daño a la permeabilidad de la roca a los fluidos nativos está en función de la concentración y el tamaño de las partículas usadas para controlar el filtrado; esto último está en función del tamaño de poros y gargantas de la roca cuando se trata de arenisca. Estos conceptos podrían no cumplirse para arenas microfracturadas o vugulares.
4. El daño a la formación es más propicio de ocurrir en arenas de alta permeabilidad ya que las partículas pueden entrar más fácilmente al intersticio de la roca.
5. Después que la invasión ocurre, el contraflujo, simulando producción de fluido a través de la arena, no disminuye todo el daño.

En el mismo trabajo, Abrams [6] postula dos reglas para seleccionar apropiadamente el material controlador de filtrado, las cuales tomamos del texto citado:

- ❑ La media del tamaño de las partículas a ser usadas para controlar la invasión de fluido a la roca debe ser igual o ligeramente mayor que un tercio ($1/3$) al tamaño medio de los poros de la roca.
- ❑ La concentración del material de control de filtrado debe al menos ser 5% en volumen del lodo usado para perforar la zona productora.

A. Rushton, A. Ward y R. Holdich ahondan más sobre el tamaño de partícula para controlar el filtrado [7] cuando expresan que durante los estado iniciales del proceso de filtrado, cuando no se ha formado el revoque, se puede esperar que las partículas cuyo diámetro promedio sea mayor a un tercio del diámetro promedio de los poros más finos del lecho filtrante, formarán una barrera o revoque externo en la superficie del filtro. Las partículas con diámetros cuya relación al de poros del filtro sea menor a un tercio pero mayor a un séptimo, formarán un revoque interno en el intersticio de la roca. Las partículas

menores a un séptimo pasarán a través del filtro o serán retenidas por atracciones entre superficies sólidas.

Eylander [8] explica en sus trabajos que el revoque formado internamente por los sólidos finos taponan las gargantas de poros y este efecto es irreversible; adicionalmente y durante la formación del revoque externo, ocurre una mayor restricción del paso de fluidos a los espacios internos de la roca, pero esta restricción es reversible si se remueve eficientemente el revoque. Muecke [9] plantea también el daño que se causa en arenas por la introducción de partículas sólidas finas al medio poroso y las dificultades de recuperar la permeabilidad perdida. Peden, Arthur, Avalos [10] plantean entre otros efectos, la sobrepresión de la columna de fluido y el efecto de este parámetro al aumentar la penetración de partículas finas y el aumento de daño.

En trabajos posteriores, Tovar [11] plantea la disminución de productividad por invasión de fluido de diferentes lodos en rocas de diferentes tipos, al ponerlas en contacto con diversos fluidos de perforación y la observación de la formación de revoque interno y externo al usar los principios enunciados por Eylander en su publicación ya citada. En su trabajo plantea la relación de tamaño de sólidos con respecto a la geometría del medio poroso, relacionado con el tamaño de poros.

Tomándose en cuenta los factores citados por los diversos autores, Guimeráns, Poleo, Fernández, Inciarte y Boggio [12] realizan trabajos combinando pruebas de laboratorio y operaciones donde se pone de manifiesto la diferencia en producción de pozos del Lago de Maracaibo al poner en práctica el uso de partículas de granulometría calculada para crear revoque eficiente en filtración y causante de menor daño.

En el presente trabajo se expone el uso de partículas de granulometría calculada en diferentes áreas de Venezuela y como independientemente de la composición de esas partículas se obtiene mayor productividad en los pozos.

PARÁMETROS ESTUDIADOS

La productividad inicial de los pozos perforados con diferentes lodos fue estudiada, tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Concentración y tamaño del material usado para controlar el filtrado.

- ❑ Tamaño medio de poros y gargantas de las rocas productoras (mediciones de espectroscopía de electrón) y la relación con el diámetro del material controlador de filtrado.
- ❑ Disminución de las partículas durante la perforación de los hoyos en la zona productora.
- ❑ Sobrepresión de la columna de fluido en el anular en contraste con la presión reportada de formación.

Los lodos estudiados fueron:

- ❑ Lodos con base en agua: lodo salino y mezclas de polímeros con carbonato de calcio.
- ❑ Lodos con base en aceite con carbonato de calcio.

Los sólidos usados para controlar el filtrado fueron:

- ❑ Sal de tamaños determinados
- ❑ Carbonato de Calcio nacional dolomítico
- ❑ Combinaciones de carbonato de calcio dolomítico con barita
- ❑ Combinaciones de carbonato de calcio dolomítico con hematita (en laboratorio)

Las propiedades de los materiales sólidos estudiados, usados para controlar el filtrado de fase líquida al interior de las rocas son presentadas en la tabla 1.

Tabla 1. Características físicas de los sólidos usados en el lodo

Nombre	Fórmula	G.E.	Dureza Mohs
Sal común	NaCl	2,2	2,5
Carbonato de Calcio	CaCO ₃	2,7-2,9	3,0
Sulfato de Bario (Barita)	BaSO ₄	4,0-4,5	3,0-3,5

Durante las aplicaciones de campo se evaluó los cambios del tamaño de partículas causados por atrición mecánica. Las medidas se realizaron diariamente en laboratorios regionales con un equipo para medición de curvas granulométricas con óptica láser [13], reportándose en este trabajo las correspondientes a iniciales y finales de la operación. Las medidas obtenidas para las partículas en el equipo láser fueron Dv.10, Dv.50 y Dv.90 las cuales equivalen al diámetro (μm) de partículas cuya cantidad porcentual es 10, 50 ó 90

respectivamente. Se tomaron las muestras antes del primer ajuste del fluido de perforación en el día.

RESULTADOS

Estudio de lodo salino

El lodo salino es una salmuera sobresaturada de cloruro de sodio, a la cual se le modifica su reología mediante el uso de goma xántica y se agrega almidón para controlar el filtrado. En este caso el sólido que se agrega es sal en cristales que tienen tamaños específicos para crear un revoque eficiente en el control de paso de fluido a zonas permeables.

El estudio con este tipo de fluido de perforación se hizo en tres pozos en la arena del grupo B sin diferenciar del Eoceno en el campo Urdaneta (Lago de Maracaibo), la cual está formada por arena de grano medio a grueso, con altas permeabilidades, de 2 a 4 Darcys. El contenido promedio de arcillas está entre 16 y 22%. El crudo promedio de la zona es de 12 °API.

Se midió el tamaño de gargantas de poros de la formación productora de la zona del Lago de Maracaibo y con el uso de un programa para tal fin se determinó la distribución de los parámetros medidos, ver figura 1. Basado en estas medidas se seleccionó una sal cuya granulometría tuviera partículas 6-4 micrones en concentración adecuada [6], lo cual desplaza la curva de granulometría a valores de D_{v10} mayores que los calculados.

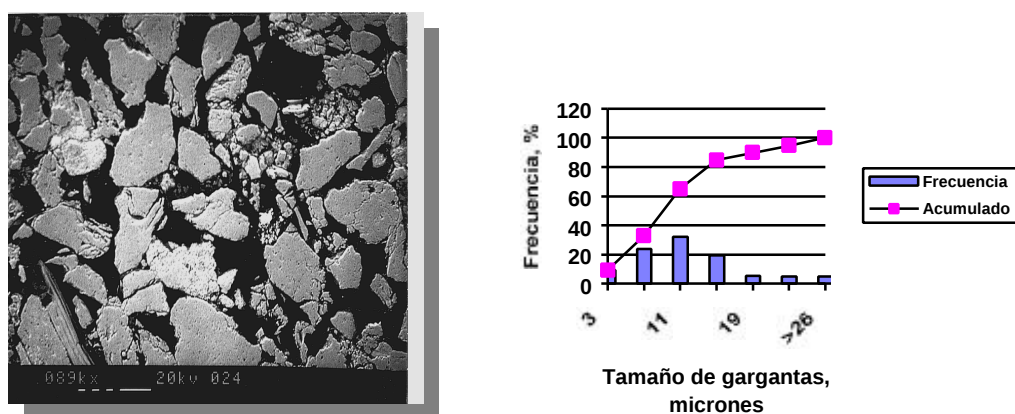


Fig. 1. Tamaño de poros y garganta de formación permeable y población

Los resultados de campo para estos tres pozos se pueden ver en la tabla 2. El lodo usado tiene una densidad de 10,7 lpg y puede oscilar hasta 10,9 lpg por la incorporación de sólidos durante la perforación de la zona de interés. La concentración de sólidos representa la cantidad de sal más sólidos de perforación durante la operación. Es de hacer notar que estos pozos son altamente inclinados, 87° promedio, y son completados con rejillas preempacadas.

Tabla 2. Productividad de pozos en el campo Urdaneta y tamaño de partículas usadas en el lodo salino.

Pozo	Concent. De sólidos (lb/bl)	Dv,10* (?m)		Dv,50* (?m)		Dv,90* (?m)		Produc t. bl/lpc	Comentarios
		i	f	i	f	i	f		
1	30	18,4	2,7	63,9	15,4	130	79,1	3,26	-
2	35	4,4	0,7	49,1	6,7	142	57,7	4,98	Reposición
3	50	11,3	9,9	60,7	17,9	166	101	8,4	Cent. y Rep.

*Dv.X equivale al diámetro (?m) de partículas cuya cantidad porcentual es X.

En el Pozo 1 de la tabla 2 se observó la degradación mecánica del material sólido usado para controlar el filtrado entre el momento inicial de la operación y su final. Los finos están representados por las partículas de tamaño promedio 10 micrones y evolucionó de 18,4 hasta 2,7 micrones. Los sólidos de tamaño medio evolucionaron desde 63,9 micrones iniciales hasta 15,4 micrones. Finalmente, los sólidos gruesos pasaron desde 130 micrones hasta 79,1 micrones. En este caso simplemente se observó el fenómeno tomando muestras del fluido en el tanque de succión de la gabarra y analizando el tamaño de partículas. La productividad inicial del pozo fue reportada en 3,26 bl/lpc.

En el siguiente pozo se aprecia que los sólidos fueron de menor tamaño, con una media que evolucionó desde 49,1 hasta 6,7 micrones. La concentración promedio de sólidos en este pozo fue ligeramente más alta y se mantuvo en 35 lpb. En este caso se aplicó reposición de material grueso, y el tamaño evolucionó desde 142 hasta 57,7 micrones durante la perforación de la arena productora. La reposición de material se realizó

agregando material de granulometría adecuada durante la operación. La productividad inicial del pozo fue reportada en 4,98 bl/lpc.

En el Pozo 3 se aplicó una concentración promedio de sólidos de 50 lpb, y la media del tamaño de sólidos cambió de 60,7 hasta 17,9 micrones. Un cambio significativo fue el uso de reposición de material grueso durante la perforación y una mayor extracción de finos durante el proceso de perforación. El tamaño de los sólidos gruesos se mantuvo más alto que en los otros pozos, y evolucionó desde 166 micrones hasta 101 micrones. También se usó una combinación de una centrífuga de baja revolución (750 rpm) en conjunto con una de alta (1550 rpm) para extraer los sólidos finos que se fueron generando durante el proceso; se logró mantener así el tamaño de finos más cercano al valor calculado. Como resultado final, se registró la mayor productividad inicial del pozo de 8,4 bl/lpc en este conjunto de pruebas.

Se aprecia que los parámetros de concentración y tamaño de sólidos en el lodo para el control de filtrado, la reposición de material sólido nuevo y la extracción de los sólidos finos generados durante la perforación tienen influencia directa en la productividad de los pozos.

En este caso no se relaciona la presión de la columna de fluidos en el anular porque la densidad del lodo se mantuvo igual en todas las aplicaciones y manteniéndose en este campo las profundidades de la zona de interés aproximadamente igual (11.000 – 12.000 pies).

Estudio con lodo base agua y carbonato de calcio

Estas aplicaciones se hicieron también en arenas del Eoceno del Lago de Maracaibo como los ejemplos anteriores. El fluido de perforación en este caso fue tipo “drill-in” base agua con goma xántica para reología y almidón para control de filtrado; se utilizó el carbonato de calcio (CaCO_3) como material para hacer sello sobre las arenas de interés y proteger la productividad de las mismas.

Se hizo un análisis del tamaño de poros y gargantas de las arenas de interés y se determinó el tamaño del material adecuado para proteger la zona productora. En este caso se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

1. Se diseñó el tamaño de partículas tomando el diámetro de los poros y gargantas mayores, aún cuando la población sea minoritaria. En este caso se descartó el valor medio de la población.

2. Se repuso el material durante la perforación y se usaron una centrífuga de baja revoluciones y una de alta, en serie.

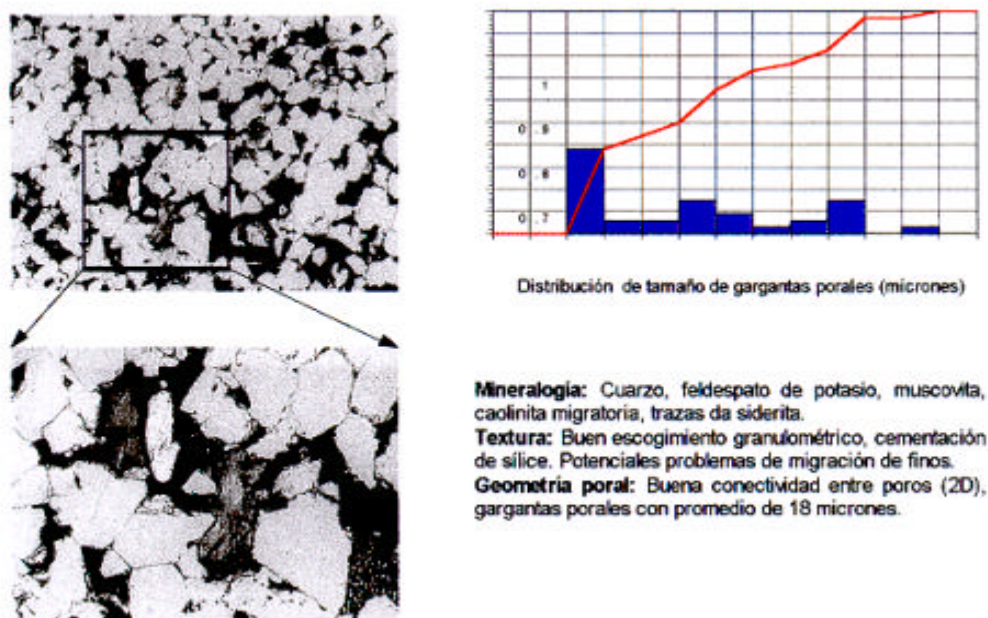


Fig. 2. Estudio de garganta de poro en la arena de interés.

El mayor tamaño de poro y garganta fue de 50 micrones (5% de la población). En este caso la productividad reportada después de perforar el hoyo productor fue de 78 bl/lpc. Si se compara con el promedio del campo en pozos anteriores, con una media de 6,5 bl/lpc, el aumento fue de casi un orden de magnitud.

Estudio de carbonato como controlador de filtrado en lodos con base en aceite

Los criterios anteriores se han aplicado en la zona productora de los últimos pozos perforados en oriente. En estos casos se ha usado una variante al combinar carbonato de calcio dolomítico con barita como densificante. La proporción de carbonato:barita se varía desde 1:2 hasta 2:3.

Tabla 3. Algunas aplicaciones de carbonato combinado con barita como densificante para una densidad promedio de 16,2 lpg en todos los casos estudiados.

Pozo	Conc, lb/bl	Dv,10* (?m)		Dv,50* (?m)		Dv,90* (?m)		Produc t. bl/lpc	Comentarios
		i	f	i	f	i	f		
1	30	5,5	1,7	25,5	9,4	62,1	12,8	35,6	100%Aceite - 2Centrífugas
2	35	4,4	0,7	49,1	6,7	142,	57,7	49,4	70/30Emulsión - 2Centrífugas
3	30	11,3	9,9	60,7	17,9	166,	101,	78,4	80/20Emulsión - 2Centrífugas
4	40	5,3	2,5	59,6	6,7	124,	73,6	125,1	100%Aceite - 2 Centrífugas

*Dv.X equivale al diámetro (?m) de partículas cuya cantidad porcentual es X.

De la tabla anterior se desprende que:

- Al aumentar la concentración de carbonato en la mezcla, se incrementa el índice de productividad inicial en los pozos. El incremento de la cantidad de carbonato permite tener un mejor control en el tamaño adecuado de las partículas que formarán el revoque. El carbonato por su dureza se puede obtener en molienda con diferentes tamaños granulométricos, a diferencia de la barita que viene de molienda en un solo tamaño centrado en tamaño relativamente pequeño.
- Al usar partículas de mayor diámetro, se incrementa el índice de productividad inicial. Hay que considerar que el equipo usado no diferencia el tipo de partículas presentes, carbonato o barita; por tanto, la afirmación es válida para el tamaño de partículas en general.
- Aparentemente la composición de la fase líquida del fluido usado, aceite o emulsión, no tiene relevancia en la degradación del tamaño de las partículas durante la perforación.
- Se usaron dos centrífugas, una de alta revolución y otra de baja, para controlar el tamaño de sólidos durante las operaciones de perforación de los pozos de la tabla 3.

Efecto del sobrebalance sobre el índice de productividad.

Se presentan los datos de pozos perforados en el occidente de Venezuela en la Fig. 4. En las barras del gráfico se muestra la producción de petróleo por pie de espesor de arena neta petrolífera. En letras se indica qué densificante fue usado. Las dos primeras columnas a la izquierda indican que se usó Barita, mientras que en los siguientes casos, hacia la derecha del gráfico, se usó carbonato de calcio. En el caso de la quinta columna de izquierda a derecha se usó un producto nacional, con una pureza del 98%, y una granulometría promedio de 38 micrones. Las combinaciones de letras y números significan que se usó un material mezcla de diferentes granulometrías escogidas, siendo los números las medias de la distribución individual. Los datos suministrados en rombos indican el índice de productividad inicial esperado y se corresponde con la escala vertical del gráfico, que se lee en barriles de petróleo por pie neto de arena. Los óvalos representan la sobrepresión usada en la perforación de la zona de interés, y se lee en cientos de libras; por ejemplo, en el caso del número 28, esto significa una sobrepresión de 2.800 lpc.

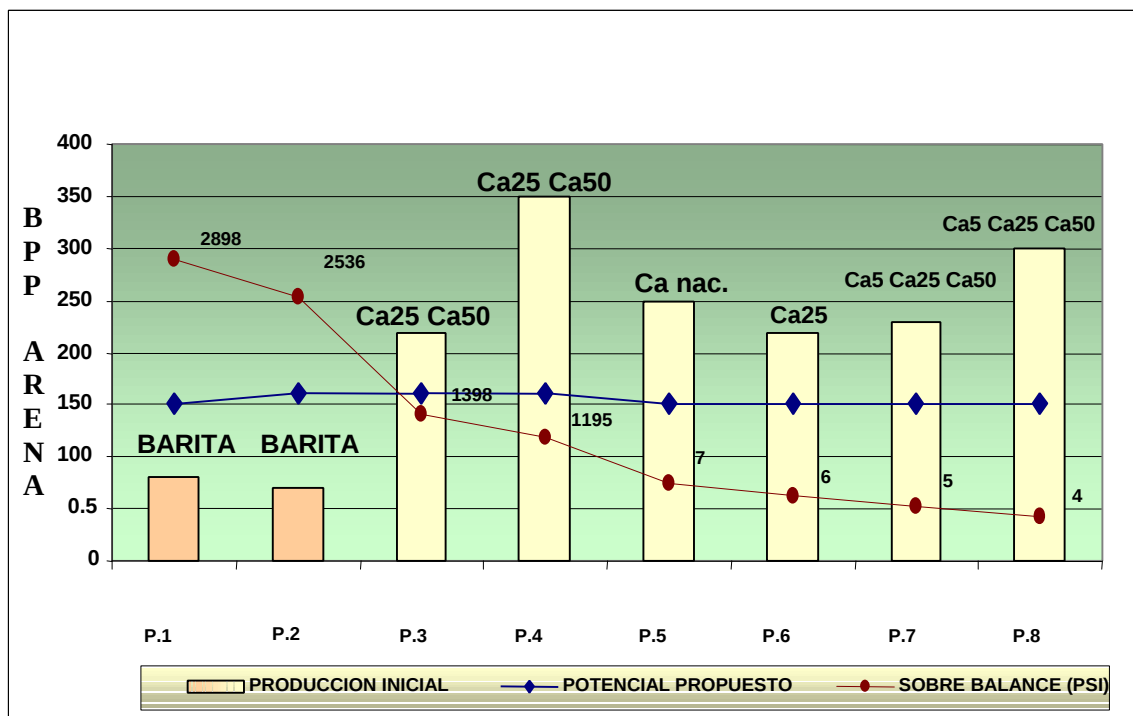


Fig. 4. Relación entre el sobrebalance de presión al perforarse la misma arena en diferentes pozos, con diferentes densificantes y la producción inicial.

Los pozos P.1 y P.2 fueron perforados con lodo densificado con barita (BARI). La productividad inicial esperada era de 15 y 16 barriles de petróleo por pie de arena petrolífera. Este valor resultó en 8 y 7 barriles de petróleo por pie de arena petrolífera. Se aprecia que la sobrepresión con la cual se perforaron los dos pozos fue de 2.800 y 2.500 lpc respectivamente. La reducción de productividad fue cercana al 50%.

En los pozos P.3 al P.8 se cambió el densificante por carbonato de calcio; se realizaron los estudios de tamaño de garganta y poros de la arena de interés, y se disminuyó la densidad del fluido de perforación. Se aprecia que el índice de productividad esperado estaba entre 15 y 16 barriles de petróleo por pie de arena petrolífera. Paulatinamente se fue disminuyendo la sobrepresión de la columna de fluido dentro del pozo (se disminuyó la densidad del fluido), evolucionando desde 1.300 lpc en el P.3 hasta 400 lpc en el pozo P.8. Se uso material densificante en combinaciones de 25 micrones (pozos P.3, P.4 y P.6), carbonato nacional dolomítico en el pozo P.5 y combinaciones de 5, 25 y 50 micrones en los pozos P.7 y P.8.

En todos los casos se observa que los pozos tuvieron un índice de productividad mayor al pronóstico inicial para el campo. Esto demuestra que la sobrepresión tiene efectos negativos para la productividad de los pozos. También muestra la diferencia entre usar un material controlador del volumen de filtrado como es el carbonato de calcio, en comparación con un densificante como es la barita, donde no se controla el diámetro de las partículas del producto.

CONCLUSIONES

De los resultados anteriores se desprenden las siguientes lecciones aprendidas:

- ❑ El cálculo adecuado de la granulometría del sellante para generar un revoque eficiente en la estructura de las rocas permite perforar pozos con mayor productividad. Este cálculo se hace basado en el tamaño de poros y gargantas de la formación productora.
- ❑ La extracción de los sólidos finos generados durante la perforación tiene influencia directa en la productividad de los pozos. La combinación de una centrífuga de baja revolución (750 rpm) en conjunto con una de alta (1550 rpm) para extraer los sólidos finos que se fueron generando durante el proceso de perforación ha demostrado ser adecuada.

- ❑ La naturaleza del sellante o el tipo de base del fluido de perforación no parecen afectar directamente la eficiencia del revoque diseñado ni su control en las operaciones.
- ❑ El sobrebalance durante la perforación tiene un efecto marcado en la productividad de los pozos, independientemente del tipo de partículas con las que se coloque para el revoque. El tener sobrebalance alto causa una disminución mayor en la productividad, aún con partículas de tamaño calculado como es el carbonato de calcio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Larsen, H. D. Determining the Filtration Characteristics of Drilling Muds. The Petroleum Engineer, Septemebr 1.938, pps 42-48
2. Besson, C. M., Wright, C. C. Loss of Mud Solids to Formation Pores. The Petroleum Enguneer, August 1952, pps B40-B52
3. Schremp, F. W., Johnson, V. L. Drilling Fluid Loss at High Temperatures and Pressures. JPT, June 1942, Trans AIME, vol 195, pps 157-162
4. Prokop, C. L. Radial Filtration of Drilling Mud. JPT, January 1952, Trans AIME, vol 195, pps 5-10
5. Horner, V., White, M. M., Cochran, C. D., Deily, F. H. Microbit Dynamid Filtration Studies. JPT, June 1957, Trans AIME, vol 210, pps 183-189
6. Abrams, A. Mud Design to Minimize Rock Impairment due to particle Invasion. JPT, May 1977
7. Rushton, A., Ward, A. S., Holdich, R. G. Solid-Liquid Filtration and Separation Technology. VCH Publishers, Inc. New York, 1st edition, 1996
8. Eylander, J. G. R. Suspended Solids Specifications for Water Injection from Coreflood Test. SPE Reservoir Engineering, pps 1287-1294, November 1988
9. Muecke, T. W. Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media. JPT, February 1979, pps 144-150
10. Peden, J. M., Arthur, K. G., Avalos, M. The Analysis of Filtration Under Dynamic and Static Conditions. SPE 12503 Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, California, Febrero 13-14, 1984
11. Tovar, J. G. Formation Damage from Fine Solids in Water-base and Oil-base Muds. The University of Tulsa, Drilling Research Projects. Master Thesis. 1991

12. Guimerans, R., Poleo, E., Fernández, D., Inciarte, J. Boggio, C., A Novel Lab Procedure to Evaluate Mud Invasion in the Formation under Differential Pressure, paper 96-83, 47th Annual Meeting of The Petroleum Society, Calgary, Canadá, Junio 10-12, 1996.
13. Malvern Instrument Limited, Instrument Manual Master Sizer E, Capítulo 2, Understanding particle size, pp2.1-2.3, Inglaterra, 1992.