

PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES

**Benjamin Paiuk y Lindsay Fraser,
Schlumberger Dowell Drilling Fluids**

INTRODUCCIÓN

La ventaja del proceso de perforación horizontal es que más reservorio es expuesto. Desdichadamente existen factores negativos en el proceso y, si estos predominan cancelan las ventajas.

Idealmente deberíamos poseer suficiente información para permitir decisiones racionales con respecto a la selección y aplicación del fluido. Es poco común para el diseñador del proceso tener acceso a la información requerida para desarrollar y optimizar el plan de ataque y la experiencia necesaria para saber como interpretar mejor los datos. Es casi imposible el desarrollo de un árbol de decisiones y metodologías rígidas de aplicación. La alternativa es desarrollar un conocimiento suficientemente amplio de todas las interacciones envueltas en este proceso y luego utilizar la información, que se pueda conseguir para el proyecto específico, de forma tal que se pueda desarrollar un método aceptable para perforar y completar el pozo.

El objetivo de esta presentación es identificar e investigar algunas de las áreas del proceso que deben ser consideradas antes de tomar las decisiones acerca del fluido y su aplicación.

NO TODO ES OBVIO...

En el lado de producción existen varias decisiones que deben hacerse al comienzo con relación a la ubicación y longitud de los pozos laterales y su longitud con la idea de maximizar la producción. Aunque está fuera del marco de este papel, el modelar el reservorio, se debe establecer primero si las completaciones a hueco abierto son las apropiadas para la explotación del reservorio, y si la respuesta es afirmativa, deben ser considerados los méritos relativos de utilizar un lateral o laterales múltiples. Desgraciadamente, duplicar la longitud de la sección lateral no equivale a duplicar la producción. Muy a menudo esta cuestión no es considerada y se estudian los detalles operativos sin considerar la posición del pozo. Además tampoco es cierto que duplicando el daño de formación reducirá la productividad a la mitad... Es crítico considerar cuanto daño puede tolerar el reservorio antes de que la productividad sea impactada significativamente.

Con el énfasis puesto claramente en la eficiencia con la cual el reservorio puede ser explotado, a menudo somos culpables de no considerar el hecho de que primero se debe perforar el pozo antes de producir el reservorio! Es por lo tanto necesario que el diseño del fluido elegido para perforar el reservorio sea adecuado para perforar normalmente el objetivo y para mantener la estabilidad del pozo para las operaciones subsiguientes. Todos los aditivos que se esperan agregar a este fluido deben ser considerados con respecto al efecto negativo en la fase de producción. Por ejemplo, puede ser necesario agregar un lubricante a un fluido de reservorio base agua para disminuir la fricción. Será necesario investigar no solamente el rendimiento del lubricante a utilizar con respecto a la reducción del coeficiente de fricción, sino también la interferencia que pueda tener con el plan de producción.

INVASIÓN DEL FILTRADO

Entre los factores aplicables a nuestra situación, existe por lo menos la certeza de la existencia de la filtración, entre ellos, la intrusión del filtrado en la matriz. Tratar con este hecho se vuelve inescapable. La lista de problemas potenciales asociados con la invasión del filtrado (sin siquiera considerar los problemas asociados con los polímeros y sólidos del fluido de reservorio) es formidable, e incluye:

- movilización de finos a través de acciones físicas (velocidad del filtrado) o mecanismos químicos
- precipitación de escamas a través del contacto de iones incompatibles del agua del reservorio y el filtrado
- formación de emulsiones o barros debido a la interacción del filtrado con el crudo
- hinchamiento de las arcillas "in situ" debido al contacto con el filtrado de baja salinidad
- atrapamiento de fases
- cambio de mojabilidad

El conocimiento del reservorio incluye la mineralogía detallada (estructural y composición), se requerirán propiedades de los fluidos de reservorio y una adecuada determinación de los tipos de filtrados. Las

incompatibilidades identificadas en esta etapa pueden tener un efecto profundo en las opciones aceptables con respecto al fluido de reservorio y las salmueras que son consideradas en la completación.

INVASIÓN DE POLÍMEROS Y SÓLIDOS

Desdichadamente, tanto los sólidos como los polímeros del fluido de reservorio entran comúnmente a la matriz durante las fases de perforación y limpieza. Así como con el filtrado, cualquier daño causado por esta invasión puede ser considerado en términos de reducción de permeabilidad, producto de la reducción del tamaño efectivo de poro. El tipo de bloqueo aquí es visualizado fácilmente debido a su naturaleza física y puede ser fácilmente demostrado, utilizando técnicas de barrido con microscopio electrónico. Vea la fig. 1.

Si los sólidos pueden ser producidos al fluir el pozo de una manera eficiente, cuando el pozo es puesto en producción, la invasión no será un problema importante. Sin embargo, la invasión simultánea con polímeros usualmente complica el tema, porque los polímeros pueden quedarse en los espacios porales menores, produciendo una red que restringe el flujo durante la producción de los sólidos.

CONSTRUCCIÓN DEL REVOQUE

Con la excepción de los polímeros de alta viscosidad de los fluidos de reservorio diseñados para limitar la invasión a través de la viscosificación del filtrado, el camino común para limitar el filtrado es generalmente una combinación de materiales formadores de puentes y aditivos poliméricos de control de filtración. El énfasis que se pondrá en el control de la filtración dependerá en las penalidades de la invasión. Otros problemas incluyen el evitar pega de tubería y la remoción del revoque tal como se discutirá después.

Los fluidos de reservorio se dividen en dos categorías: con sólidos y sin sólidos. Los fluidos con sólidos utilizan carbonato de calcio o sal. Los que utilizan sal utilizan biopolímeros para controlar la viscosidad y derivados del almidón para controlar el filtrado. Los fluidos que utilizan carbonato de calcio para formar los puentes, derivados del almidón para controlar el filtrado, pueden utilizar dos tipos de mecanismos para dar viscosidad y control de la suspensión. En un tipo utilizan biopolímero y en el otro, una mezcla de metales e hidróxidos mezclados (MMH), ambos en bajas concentraciones.

Para la remoción del revoque existen dos rutas:

- 1) El revoque se mantiene intacto hasta que se pone el pozo en producción y el flujo de hidrocarburos es utilizado para romper el revoque. La remoción del revoque ocurre en condiciones de bajo balance.
- 2) Soluciones diseñadas para desestabilizar o disolver el revoque son utilizadas en condiciones de sobrebalance para controlar el fenómeno de ruptura.

En cada caso, el desarrollo del revoque cercano a la interfase del reservorio y el pozo es ventajoso.

La industria ha debatido durante varios años como puentear mejor con los sólidos el reservorio para conseguir un cierre rápido después de la penetración. El pensamiento presente recomienda una distribución logarítmica lineal. Existe una tendencia a utilizar moliendas con un d50 con valores bajos (generalmente <10 micrones) en la mayoría de los casos. Existen peligros asociados con esta dirección, tal como puede verse en la figura 2, en formaciones altamente permeables. El uso de sólidos finos puede resultar en una invasión fuerte, tal como fue el caso aquí ilustrado, utilizando una molienda lineal fina del tipo utilizado comúnmente en el campo. Este puede tener ramificaciones (o no) para la productividad.

La investigación del proceso de formación de revoque en el Schlumberger Cambridge Research (SCR) ha mostrado que el uso de agentes sólidos formadores de puentes puede eliminar la invasión de finos, pero la intrusión de filtrado tiende a ser alta. Los materiales formadores de puentes deben estar en el rango aproximado de 0.2 a 2 veces el diámetro poral para ser efectivos. Desdichadamente, la heterogeneidad de la mayoría de los reservorios hace que sea muy difícil la coordinación y la alteración por efectos mecánicos del tamaño de partícula, sumado a la inclusión de los sólidos perforados, complican mucho la cuestión.

Además de esto, el fluido a base de MMH demuestra una habilidad única (derivada del mecanismo inusual del cual deriva su viscosidad y comportamiento gelificante) para formar puentes a lo largo de

tamaños porales de hasta ~50 micrones, aún en la ausencia de agentes de puenteo tradicionales. Este escenario es demostrado en la figura 2.

DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO DE RESERVORIO

Asumiendo que tengamos éxito en perforar la sección, es común en algún momento desplazar el fluido de reservorio con una salmuera limpia o algún otro fluido para evitar dañar la malla. La jerarquía de viscosidad aplicada aquí es dictada por las circunstancias y no es ideal para que ocurra un desplazamiento eficiente. Esto es particularmente cierto dada la geometría de alto ángulo del pozo. Generalmente no ocurre un buen desplazamiento con formación de dedos y el fluido de reservorio continuará ocupando gran volumen del espacio anular. En el caso del fluido tipo MMH, este proceso es ayudado por la susceptibilidad del fluido a los aniones o cationes. El uso de píldoras de barrido con dispersantes convencionales o desplazamiento con una salmuera con cloruro de calcio que tiene el efecto de destruir el mecanismo que le da viscosidad al fluido MMH que es desplazado dando como resultado un desplazamiento más eficiente. Es muy probable que la presencia de un fluido cargado con sólidos en el anular cause problemas significativos con el conjunto de completación.

REMOCIÓN DEL REVOQUE

Las dos filosofías generales de remoción del revoque fueron mencionadas anteriormente. Si se utiliza el método de contraflujo, es ventajoso tener el revoque en la parte externa, y un revoque débil de manera tal que el revoque se rompa fácilmente. Un diseño correcto del carbonato puede satisfacer el criterio de externalización. Bailey y otros han mostrado que los fluidos base aceite y los fluidos MMH tienen el menor esfuerzo de revoque, haciéndolos los más adecuados si se elige este método para remover el revoque. Estos fluidos dan la menor presión de inicialización del flujo. Otros factores tales como el tamaño y cantidad de sólidos, la dispersión y la elección de los aditivos afectan los resultados.

Ladva y otros estudiaron las opciones para romper el revoque con el uso de ruptores externos y obtuvieron buenos rendimientos con hipoclorito en el caso de ruptores externos para ambos casos (sal y carbonato de calcio). El HCl al 10% fue más efectivo con el fluido tipo MMH. Cuando fue tratado así, la permeabilidad del revoque aumentó de forma tal que aparentaba no tener revoque. Cuando el contenido de sólidos aumentó, la efectividad de los ruptores disminuyó demostrando la necesidad de realizar todos los esfuerzos posibles para disminuir el contenido de sólidos de los fluidos de reservorio. Una posible disminución potencial al uso de ruptores, que son aplicados en condiciones sobrebalanceadas, es que los reservorios quedan expuestos cuando se rompe el revoque y debemos reconsiderar la vulnerabilidad del reservorio a la basura que es subsecuentemente inyectada.

DAÑO A LA MALLA

La traba final es que los hidrocarburos pasen por el conjunto de completación que está diseñado para permitir el paso del fluido reteniendo a los sólidos móviles finos. La limpieza exitosa del reservorio no posee valor si el conjunto de terminación queda bloqueado por los sólidos de la formación y los residuos del fluido de reservorio y la operación de limpieza. Muchos grupos han trabajado en este tema.

Browne y otros estudiaron el flujo de retorno de los fluidos base aceite y descubrieron que tanto el porcentaje de sólidos como la distribución del tamaño de partículas afectan el resultado. Operacionalmente acondicionaron el fluido para reducir la cantidad y el tamaño de los sólidos de forma tal que efectivamente formen el puente en la formación, mientras que al mismo tiempo fueran lo suficientemente pequeños como para fluir por el preempacado elegido antes de correr el conjunto.

Lau y Davis estudiaron el efecto de fluir a contraflujo los revoques y los residuos de operaciones de ruptura en las mallas. También encontraron una dependencia en el tamaño de los sólidos y concluyeron que, cuando el d50 de los sólidos excedían 1/7 del tamaño de la apertura poral en el preempacado, el bloqueo es casi asegurado. Ellos descubrieron que una combinación de ácido y píldoras de barrido eran efectivas para tratar con el barrido de los revoques de carbonatos y que el contraflujo es menos dañino que la exposición a fluidos cargados con sólidos, mostrando la importancia de conseguir un buen desplazamiento.

Ladva y otros, utilizando un “aparato de taponamiento de mallas” como se muestra en la figura 4, estudiaron el efecto de los ruptores en varios revoques y el subsecuente contraflujo en las mallas de los cupones.

Ellos confirmaron el alto impacto de los sólidos del fluido de reservorio en el bloqueo de las mallas. Cuando suficiente ácido u otro ruptor efectivo fue utilizado para limpiar el revoque completamente, el flujo de retorno del residuo no causó bloqueo de la malla. Ellos concluyeron que el factor limitante en el proceso de producción era más probable que fuera daño de formación que bloqueo de la malla siempre y cuando el fluido de reservorio fuera suficientemente desplazado y el ruptor fuera exitosamente aplicado.

EL VERDADERO CULPABLE

Uno de los dilemas más grandes es saber cual de los pasos en el proceso es el eslabón débil en cada caso (ver la fig. 5)

El éxito en la eficiente producción del reservorio requiere que cada uno de los procesos sean llevados a cabo con cierto grado de eficiencia. La falla en completar cualquiera de los pasos con el grado requerido de eficiencia tendrá un impacto negativo en el éxito total del proceso, sin importar la eficiencia con que se hayan completado cualquiera de los otros pasos. En resumen, estamos siempre trabajando para mejorar la performance de cualquiera de los pasos limitantes (o cuellos de botella) del proceso total. Si no somos capaces de identificar el culpable (como ocurre frecuentemente), es difícil saber hacia donde dirigir nuestros esfuerzos!

CONCLUSIONES

La perforación y terminación de un pozo horizontal utilizando metodología de pozo abierto debe ser tratada como un proceso único. El resultado de cada paso en el proceso impacta los otros pasos de manera tal que todas las decisiones deben hacerse de manera tal que se mantenga la integridad del proceso total. El diseño debe ser considerado como un compromiso y aunque toda la información requerida para el diseño pueda no estar disponible, debemos procurar la mayor cantidad de información de cualquier fuente y capitalizarla mientras desarrollamos el plan de perforación y completación. Los principios delineados e ilustrados aquí pueden ser utilizados como una guía para un diseño exitoso.

RECONOCIMIENTO

Los autores agradecen a Schlumberger Dowell por el permiso para publicar este trabajo y a Hemant Ladva y Louise Bailey de Schlumberger Cambridge Research por su colaboración.

REFERENCIAS

1. Ali, S.; Shelby, D.C.; Wagner, D.C.; Foxenberg, W.E.: "New Test Identifies Completion Fluid Compatibility Problems", Oil and Gas Journal, August 25, 1997.
2. Bennion, D.B.; Thomas, F.B.; Bennion, D.W.; Bietz, R.F.: "Formation Damage Control and Research in Horizontal Wells", presented at the 5th International Conference on Horizontal Well Technology, Houston, Texas, November 9-11, 1993.
3. Bailey, L.; Meeten, G.; Way, P.: "Filtercake Integrity and Reservoir Damage", SPE 309429, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 18-19 February, 1998.
4. Ladva, H.K.; Parlar, M.; Price-Smith, C.; Fraser, L.J.; Ali, S.A.: "Mechanisms of Sand Control Screen Plugging from Drill-In Fluids and its Clean Up Using Acid, Oxidizers and Enzyme Breakers", SPE 39439, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 18-19 February, 1998.
5. Browne, S.V.; Smith, P.S.: "Mudcake Cleanup to Enhance Productivity of High-Angle Wells", SPE 27350, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 7-10 February, 1994.
6. Lau, H.C.; Davis, C.L.: "Laboratory Studies of Plugging and Clean-Up of Production Screens in Horizontal Wells", SPE 38638, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5-8 October, 1997.

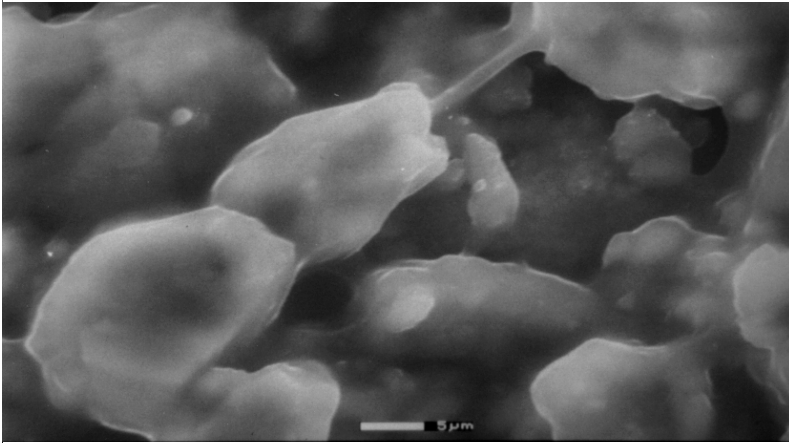


Fig. 1. Bloqueo poral debido a la invasión de polímeros y partículas

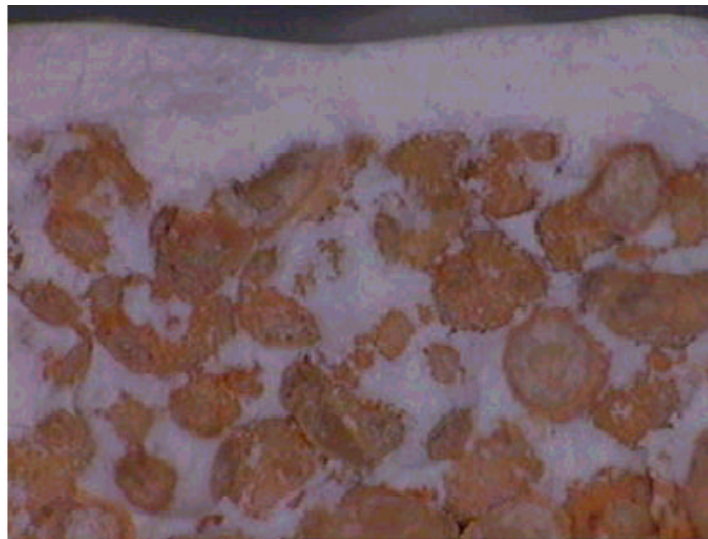


Fig. 2 Carbonato de calcio "fino" invadiendo la matriz de alta permeabilidad del reservorio

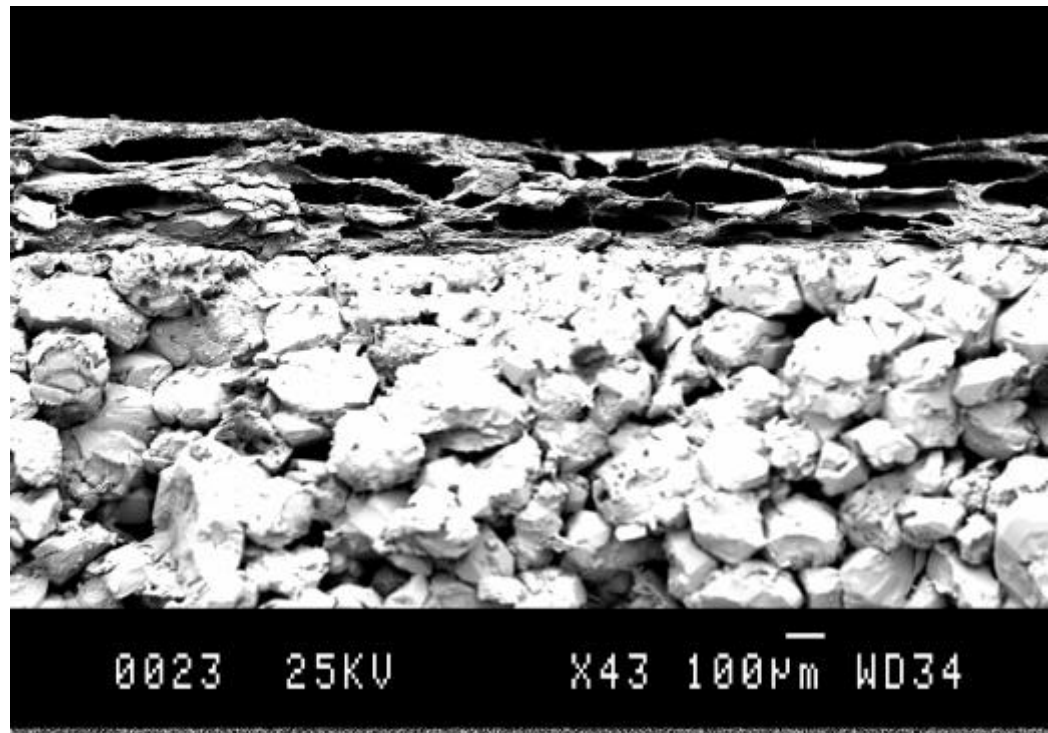


Fig. 3. Revoque contaminado por sólidos, bien ordenado de un fluido sin densificar MMH-bentonita frente a una arenisca.

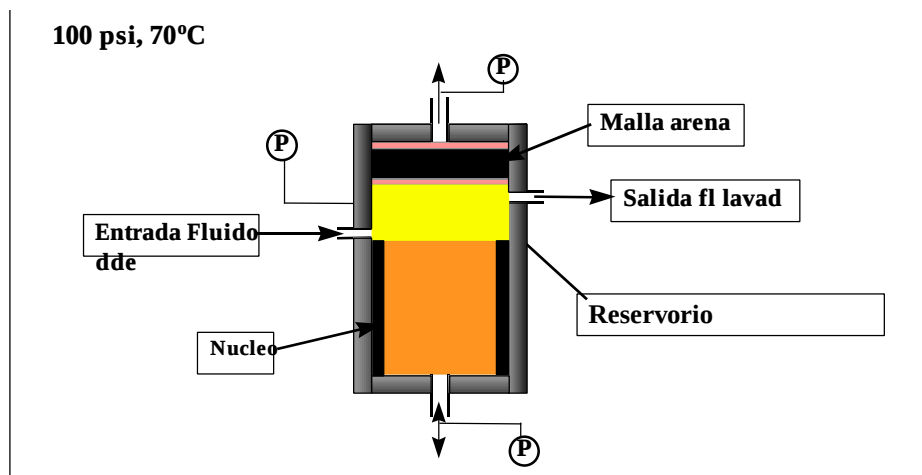


Fig. 4 Celda de taponamiento de malla

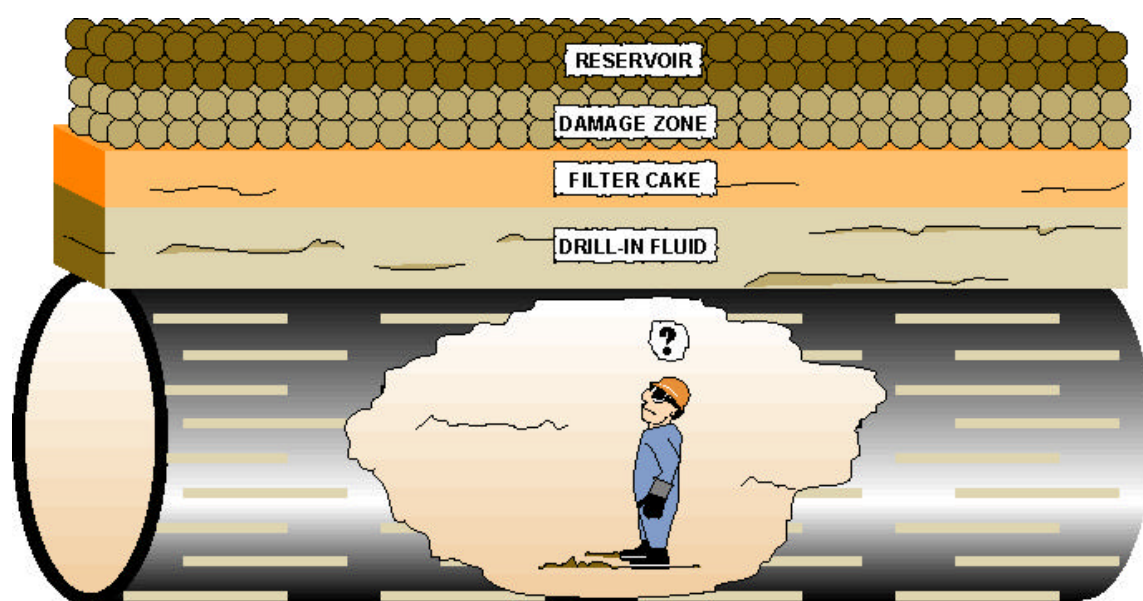


Fig. 5 EI dilemma