

Aditivos poliméricos para fluidos de perforación de pozos geotérmicos

S. Santoyo-Gutiérrez y J.M. Morales-Rosas

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Depto. Geotermia, Cuernavaca, Mor., México.

Recibido: 18 de noviembre, 1991; aceptado: 15 de enero, 1993.

RESUMEN

Se presenta una revisión de los materiales poliméricos desarrollados y aplicados a los fluidos de perforación para pozos geotérmicos, y los resultados obtenidos en la evaluación de cuatro sistemas de fluidos de perforación formulados con diferentes materiales poliméricos. La metodología de selección y evaluación de un polímero debe considerar la estabilidad que proporcione al fluido de perforación a altas temperaturas, a contaminaciones provocadas por electrólitos presentes en el pozo y al excesivo contenido de recortes de perforación. A partir de esta metodología se encontró que los sistemas de fluidos de perforación estabilizados con materiales copoliméricos derivados del anhídrido maleico mostraron un comportamiento estable a la alta temperatura, a tiempos de exposición de hasta 96 horas y a una elevada contaminación de materiales arcillosos inertes.

PALABRAS CLAVE: Polímero, viscosidad, fluidos de perforación geotérmicos, filtración API, contaminación.

ABSTRACT

A review of polymeric materials developed and applied to drilling fluids for geothermal wells, as well as the results obtained on examination of four drilling fluid systems prepared with different polymeric additives, is presented. Polymer selection and evaluation must consider thermal stability at high temperatures, tolerance to electrolyte contamination and excessive content of drill cuttings. Drilling fluids stabilized with copolymers derived from maleic anhydride showed high temperature stability for exposure times up to 96 hours and resistance to high clay material contamination.

KEY WORDS: Polymer, viscosity, geothermal drilling fluid, API filtration, contamination.

INTRODUCCION

La exploración y explotación de recursos geotérmicos se lleva a cabo mediante la construcción de pozos. La perforación de éstos es relativamente compleja y costosa debido a factores del terreno como el tipo de topografía y geología, tectónica, mineralogía de las rocas cristalinas, temperatura, corrosividad y el medio ambiente abrasivo (Carson y Lin, 1982). La planeación de un pozo incluye el empleo de un fluido de perforación específico, cuyas funciones esenciales están relacionadas con sus propiedades físico-químicas y con el tipo de formaciones que se estima penetrar, con los fluidos y del gradiente de temperatura existente en éstas. La perforación de los pozos se lleva a cabo por etapas, con una disminución del diámetro de éstos a medida que la profundidad aumenta; de este modo, se establece una secuencia de rocas a penetrar y la formulación apropiada del fluido para cada etapa del pozo (Vaca, 1987). Cada sección del pozo es encamisada con una tubería de acero, la cual es cementada en esa posición (Domínguez y Michel, 1977).

El diseño, control y tratamiento del fluido de perforación tiene como objetivos alcanzar la profundidad establecida en el programa de perforación, la optimización

de materiales, fluidos, barrenas, velocidad de penetración y la estabilización del pozo, reducción y solución de los problemas surgidos, así como también, la de facilitar la introducción de las herramientas de registro para una caracterización correcta del reservorio geotérmico (Santoyo-Gutiérrez *et al.*, 1987). Este programa de perforación resulta afectado por los cambios recientes en las leyes del gobierno sobre contaminación del aire, aguas y tratamiento de efluentes. Estos cambios han provocado que la tecnología de fluidos de perforación desarrolle nuevos aditivos químicos para evitar el daño del entorno. El método típico para seleccionar estos aditivos se basa en el costo, comportamiento, calidad, efectos al medio ambiente, evaluación de la compatibilidad con la producción y exploración, utilidad del fluido de perforación y logística (England y Davis II, 1988). Esta metodología se torna más compleja debido a que debe reducir el riesgo de daño a la zona productora de vapor, causado por los sólidos finos y por la interacción del filtrado del fluido de perforación con la roca y los fluidos de la formación.

Aunado a lo anterior, estudios recientes han encontrado una nueva aplicación de los fluidos de perforación, en la cual es posible obtener perfiles geoquímicos de los fluidos de la formación y calidad de los sistemas de

acuíferos penetrados, empleando el filtrado del fluido de perforación. Esta información o registro geoquímico combinada con los perfiles litológicos y geofísicos ayudarán a una mejor evaluación del reservorio geotérmico (McAtee y Allen, 1979; Barrera y De la Serna, 1987). Por todo lo anterior, en los fluidos de perforación se debe implementar una formulación que no sólo supere las regulaciones de contaminación en superficie y de reducción del daño a la formación, sino también que sea estable a la alta temperatura y a los fluidos de la formación. Un estudio sobre el comportamiento de los fluidos de perforación base-agua a temperatura alta es presentado recientemente por Santoyo-Gutiérrez y Morales (1992). Este estudio se enfoca a la evaluación de los cambios reológicos de los fluidos de perforación suscitados por la alta temperatura y por el esfuerzo cortante. En el presente trabajo, se lleva a cabo un análisis integral del comportamiento reológico de los fluidos de perforación base-agua, considerando no sólo la alta temperatura y el esfuerzo cortante, sino también la interacción química de los aditivos poliméricos dentro de la formulación de los fluidos, lo mismo que la compatibilidad y aplicabilidad de estos polímeros en el campo.

PROPIEDADES Y COMPOSICION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

Generalmente, los fluidos de perforación están compuestos por una fase líquida y una sólida. La primera puede ser agua, aceite o una mezcla de ambos. La fase líquida es un medio adecuado para manipular sales como el hidróxido de sodio (NaOH) y carbonato de sodio (Na_2CO_3), las cuales se emplean para controlar el nivel del pH del fluido. Por otro lado, la fase sólida contiene coloides como arcillas de tipo montmorillonita, sepiolita y atapulgita, las cuales son empleadas como elemento básico para modificar la viscosidad del fluido.

También existen sólidos finos de alta gravedad específica tales como la barita, galena y hematita, empleados para incrementar la densidad del fluido. Por último, se tiene una concentración importante de recortes o sólidos provenientes de la formación perforada. Los sólidos de los recortes de perforación con un tamaño mayor a los 500 micrones son eliminados en las cribas vibratorias, mientras que los sólidos finos, mayor de 5 micrones, son removidos mediante hidrociclones y centrifugas. Sin embargo, los sólidos de tamaño más fino (menor de 5 micrones) permanecen en el fluido de perforación, afectando adversamente sus propiedades físico-químicas, especialmente a temperaturas altas, por lo que deben ser eliminados.

El único método para eliminar éstos es desechando el fluido de perforación. Esta medida resulta muy costosa, por ello se debe programar una formulación del fluido que

evite la dispersión de estos sólidos para que se tengan ahorros sustanciales en este renglón. El desempeño satisfactorio del fluido de perforación durante la construcción de cualquier pozo depende de su estabilidad para un rango de temperatura muy amplio. Es por ello que se considera como criterio básico para el diseño del fluido de perforación y selección de los aditivos químicos que lo componen, investigar su comportamiento a temperaturas altas bajo condiciones simuladas de fondo del pozo. Dicho criterio de evaluación es empírico, pues aun cuando no relaciona la temperatura real de degradación de cada componente en la formulación del fluido de perforación, es muy útil para propósitos de perforación, pues proporciona un perfil de la capacidad de operación del mismo a temperatura alta.

Los fluidos de perforación del tipo base-agua son los más utilizados en la construcción de los pozos geotérmicos. Sus principales componentes son bentonita, aditivos químicos y agua. La bentonita desempeña un papel importante, debido a que forma la fracción de sólidos coloidales que promueve el desarrollo de las propiedades reológicas y de filtración de los fluidos de perforación. De este modo, la compatibilidad química de los aditivos con la bentonita debe ser apropiada para que el fluido de perforación funcione satisfactoriamente en el fondo del pozo. Sin embargo, la estabilidad térmica de éstos varía con el pH, contenido de oxígeno y la concentración de iones y cationes, especialmente, cuando se tienen temperaturas altas y un medio alcalino.

Así al afectarse estos aditivos químicos, la fracción de sólidos coloidales llega a su concentración crítica provocando el fenómeno de agregación debido a que hay un desequilibrio en las fuerzas internas de estas partículas. Esto es, las fuerzas de atracción exceden a las de repulsión, repercutiendo sobre las propiedades del fluido de perforación (Van Olphen, 1963). Las propiedades básicas de los fluidos de perforación están vinculadas con las funciones que éstos deben cumplir (Chilingarian y Vorabutr, 1983):

(a) *Propiedades reológicas.* Los recortes son extraídos desde la barrena y eliminados en la superficie por un mecanismo de transporte, que depende principalmente de las propiedades reológicas y de la velocidad del fluido en el espacio anular del pozo. Dichas propiedades al igual que las arcillas, polímeros y otros químicos adicionados al fluido de perforación deben estar bien definidas, para ajustarla a las características de flujo requeridas en el pozo.

(b) *Densidad.* El fluido de perforación ejercerá una presión en el pozo que será proporcional a la densidad y altura de la columna del líquido en el pozo. De este modo, la presión puede ser regulada variando la densidad del

fluido. Por otro lado, cuando se utiliza la perforación con aire o espuma se tiende a producir presiones bajas, las cuales son requeridas para atravesar zonas con pérdidas de circulación del fluido. La incorporación al fluido de materiales como la barita y hematita, permitirá la variación de la densidad del fluido en un rango de 0.8 a 2.5 kg/m³.

(c) *Control de la pérdida de filtración.* Se considera normal que cierta parte líquida del fluido invada en la formación debido a que la presión ejercida por la columna de éste, excede la presión de poro de los fluidos de la for-

mación. Así, al diseñar el fluido se debe contemplar la construcción de un enjarre, lo más impermeable posible, sobre la formación con el fin de evitar la inestabilidad del agujero, la tendencia a la pegada de las tuberías y al daño por reducción de la permeabilidad de las zonas productoras. Una amplia variedad de polímeros solubles en agua (Tabla 1) son empleados en los sistemas de fluidos de perforación debido a su habilidad para modificar las propiedades viscosas del agua y de superficie de los sólidos, disolviéndose en ella y adsorbiéndose en éstos, respectivamente (Chatterji y Borchardt, 1981).

Tabla 1

Propiedades de polímeros solubles en agua (modificada después de Chatterji y Borchardt, 1981).

Polímero	Estabilidad al corte ^I	Tolerancia a las sales ^{II}	Estabilidad a los ácidos ^{III}	Costo ^{IV}	Aplicaciones
Goma Guar (geles de goma guar de enlaces cruzados)	3	C	NS	1	Fluidos de perforación, espaciadores, reductores de fricción en la estimulación, fracturamiento y pérdidas de circulación y reductores de filtración para fluidos de perforación, espaciadores y de fracturamiento.
Hidroxipropil Guar (geles de HPG de enlaces cruzados)	3	C	NS	1	Fluidos de perforación, espaciadores, reductores de fricción en la estimulación, fracturamiento y pérdidas de circulación, fluidos para terminación y reparación, reductores de filtración para fluidos de perforación, espaciadores y de fracturamiento.
CMC	2	IC	NS	2	Fluidos de perforación.
HEC	2	C	NS	2	Reductores de filtración para espaciadores en la cementación, fluidos de terminación y reparación, fluidos de fracturamiento, reductores de fricción para estimulación y recuperación secundaria.
CMHEC	3	C	NS	2	Reductores de filtración y retardadores para la cementación, espaciadores, gelación de ácidos débiles y para agentes temporales en fluidos de fracturamiento.
Goma Xanthan	1	C	MS	4	Fluidos de perforación, terminación, fracturamiento y recuperación secundaria.
Poliacrilamida (parcialmente hidrolizada)	2	IC	S	3	Reductores de filtración para fluidos de perforación, cementación, reductores de fricción para fluidos de fracturamiento, recuperación secundaria e inhibidores de incrustación.
Copolímero de Poliactilamida	2	MC	S	3	Reductores de filtración para fluidos de perforación, cementación, reductores de fricción para fluidos de fracturamiento, recuperación secundaria, reducción de la relación agua/aceite y mejoramiento del perfil de inyección.

^I Orden de estabilidad de la viscosidad al corte, 1= es el menos estable y 3= es el más estable.

Las soluciones de goma Xanthan no son reducidas permanentemente por el corte.

^{II} C = compatible, IC= incompatible, MC= moderadamente compatible.

^{III} NS = no es estable, MS = moderadamente estable, S = estable.

^{IV} Orden de costo por kg de polímero, 1 es el más económico y 4 el más costoso.

El costo varía de acuerdo con el distribuidor y la cantidad que se ordene.

El comportamiento de los polímeros como dispersante o defloculante, floculante o reductor de filtración, está definido directamente por su estructura y peso molecular, así como por su tamaño, forma y carácter químico (Wilcox y Jarrett, 1988). Esto es, la aplicación de los polímeros para que reúnan una función deseada depende del tipo y cantidad de sólidos en el fluido de perforación, además del contenido de electrolitos (Rieke y Chilingarian, 1983).

EFFECTO DE LOS ELECTROLITOS Y POLIELECTROLITOS

Las propiedades físicas de las suspensiones de bentonita son severamente afectadas por los electrolitos, debido a la supresión de la doble capa eléctrica que rodea las placas de bentonita. Los iones Ca^{2+} desarrollan un enlace fuerte con la arcilla formando agregados gruesos y compactos, los cuales afectan perjudicialmente las propiedades reológicas y de filtración de la suspensión. Sin embargo, la adición de polielectrolitos orgánicos como lignosulfonatos y lignitos, en concentraciones altas, pueden romper dichos agregados. Esta reacción se mejora al reaccionar los álcalis y la suspensión de bentonita a temperaturas altas. También la adsorbilidad de moléculas de bajo peso molecular (flexibles y fuertes) pueden impedir la actividad de los sitios activos unidimensionales en la superficie de la bentonita, evitando con ello la gelación típica por alta temperatura.

De esta manera, la adsorción de los polímeros defloculantes aumentan la estabilidad de la suspensión, reduciendo las fuerzas de atracción entre las partículas coloidales. Probablemente, el tamaño de estos sitios activos unidimensionales son del mismo rango que el de las moléculas del polímero. Aún más, los cationes multivalentes adsorbidos sobre las placas de arcilla, proporcionan un puente de enlace para los polímeros de carga negativa, mejorando con esto su adsorción.

PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DE LOS POLIMEROS

La diferencia más notoria entre los polímeros radica en su origen, es decir, si son naturales o sintéticos; los naturales son materiales más complejos y estables a condiciones adversas del medio ambiente. Al parecer esta complejidad en su estructura les proporciona características reológicas complejas del tipo no-newtoniano (Chatterji y Borchardt, 1981). Existen derivados celulósicos con diversos grados de viscosidad que son una combinación de materiales naturales y sintéticos, como la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC).

El comportamiento reológico de los principales polímeros se puede observar en la Figura 1, en donde se

presenta el perfil de viscosidad desarrollado en función de la velocidad de corte. En ésta se nota que el material polimérico celulósico (CMC) imparte una considerable viscosidad para un rango de velocidad de corte alto, mientras que, para bajas velocidades de corte su viscosidad disminuye severamente, tendiendo a mostrar un comportamiento similar al de los fluidos newtonianos. Es por ello que algunos de estos materiales, con altas viscosidades y puntos de cedencia, no tengan capacidad para suspender los recortes y limpiar apropiadamente el pozo a bajas velocidades de corte (Carico y Bagshaw, 1978).

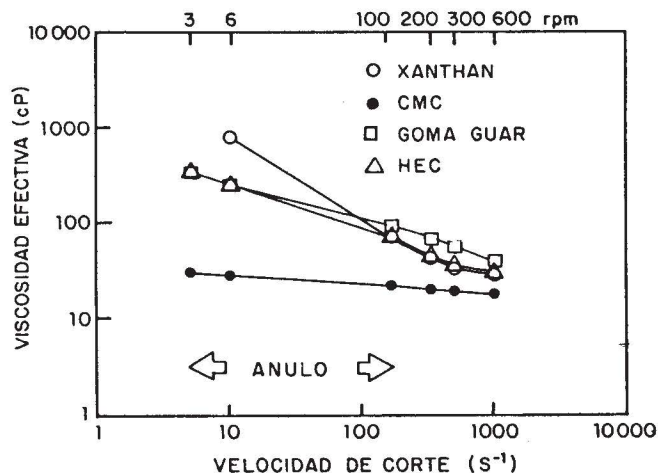


Fig. 1. Reograma de soluciones poliméricas con un 2% de KCl, obtenido a 25°C en un viscosímetro Fann 39B. Los polímeros empleados son del tipo celulósicos como las gomas Xanthan y Guar, y la carboximetil (CMC) e hidroxietilcelulosa (HEC) (modificada después de Carico y Bagshaw, 1978).

En la selección de un polímero, es de suma importancia definir las características de flujo que se necesitan de éste para un rango de velocidades de corte determinado. Por ejemplo, en la Figura 2 se observa para velocidades de corte bajas que la goma xanthan, comparada con otros polímeros celulósicos, desarrolla viscosidades más altas, empleando para ello una menor concentración del polímero. La elección de este material garantizará una limpieza apropiada de recortes en el fondo y a lo largo del pozo. La influencia del peso molecular y de la concentración del polímero son factores importantes que están relacionados con la viscosidad del fluido de perforación.

En la Figura 3, se observa un incremento de la viscosidad en función del peso molecular del poliácrlato, así como una influencia similar de la concentración del material sólo para pesos moleculares arriba de 3000 unidades de peso. Del mismo modo, la capacidad del polímero para ejercer el control sobre la pérdida por filtración API del fluido de perforación, en un ambiente con bajo contenido de salinidad y dureza, también

depende del peso molecular y de la concentración del material (Figura 4). Esto es, a mayor peso molecular se tiene menor pérdida del fluido. No obstante, si se tiene un incremento en la concentración de salinidad, ésta probablemente tendrá un efecto lineal y proporcional con los valores de la pérdida por filtración para cualquier peso molecular.

La degradación de los polímeros ocurre cuando sus cadenas moleculares más grandes se rompen, formándose moléculas más pequeñas cuya efectividad se ve disminuida. Generalmente, ésta se observa en función del tiempo de exposición a la temperatura.

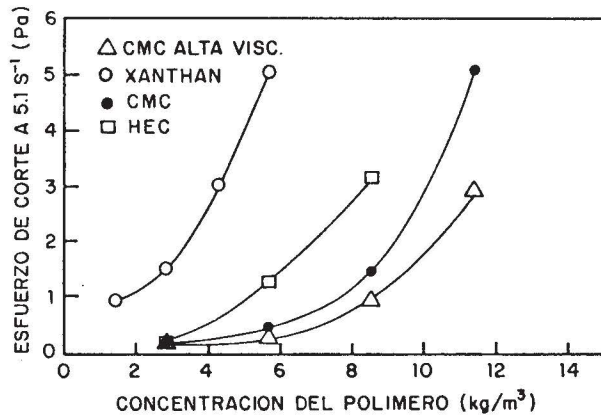


Fig. 2. Efecto de la concentración del polímero sobre la viscosidad de las soluciones, presentado a 25°C y bajas velocidades de corte en un viscosímetro Fann 39B. Los polímeros celulósicos son gomas de Xanthan, hidroxietilcelulosa (HEC), carboximetilcelulosa (CMC) estándar y de alta viscosidad (modificada después de Carney *et al.*, 1982)

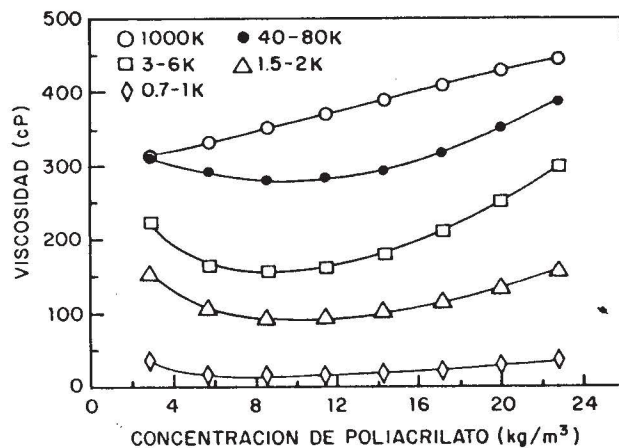


Fig. 3. Efecto de la concentración del poliacrilato y del peso molecular sobre la viscosidad, a 25°C en un viscosímetro Fann 39B. El símbolo K indica el peso molecular del poliacrilato en millares de unidades (modificada después de Carney *et al.*, 1982).

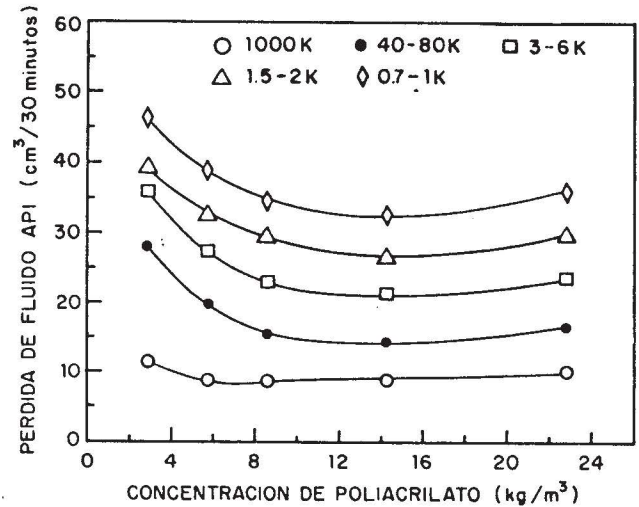


Fig. 4. Efecto de la concentración del poliacrilato y del peso molecular sobre la pérdida de filtración API, a 25°C y 690 kPa durante periodos de tiempo de 30 minutos. El símbolo K denota el peso molecular del poliacrilato en millares de unidades de peso (modificada después de Carney *et al.*, 1982).

En la Tabla 2, se muestra una serie de pruebas piloto que indican una disminución de la resistencia del gel del fluido de perforación, beneficiadas por el tratamiento con un defloculante de tipo polimérico que funciona como un estabilizador coloidal secundario. Este se considera sumamente útil en sistemas con altos contenidos de sólidos y/o con niveles de pH elevados. El tratamiento de los sistemas de fluidos de perforación a base de cromolignosulfonatos, ejercerá un control de las propiedades reológicas sólo hasta un cierto grado, aún cuando éstos sean sobretreatados. La degradación de los fluidos de perforación, evidenciada por el desarrollo de geles a temperaturas altas, es indiscutiblemente una limitante para este tipo de sistemas. El efecto de la alta temperatura y de la composición de los sistemas son factores que influyen sobre la viscosidad de éstos. La estabilidad a la alta temperatura involucra el comportamiento del polímero para un tiempo de exposición y un rango determinado de ésta. La gran mayoría de los fluidos disminuyen su viscosidad al incrementarse la temperatura, excepto en los sistemas simples bentoníticos donde se presenta el fenómeno de gelificación (Bottai *et al.*, 1986). No todos los polímeros proporcionan una estabilidad térmica de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación.

PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El trabajo experimental fue realizado en los laboratorios de fluidos de perforación del Departamento de Geotermia del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). La metodología experimental empleada para la

evaluación de los fluidos de perforación está basada en las normas de prueba establecidas por el American Petroleum Institute (API) y en una variante de éstas que permite determinar el perfil de viscosidad a temperatura alta (Barroso *et al.*, 1985).

Tabla 2

Comportamiento de la resistencia al gel de un fluido de perforación (a base de CaO y lignina polianiónica) con defloculante polimérico antes (25°C) y después del añejamiento a 200°C durante 16 horas (Wilcox y Jarrett, 1988).

Propiedades del fluido	Adición del Polímero, kg/m ³ .			
	0	0	2.85	2.85
	25°C	200°	25°C	200°C
	C			
Resistencia al gel, Pa.	0	442	0	14
Viscosidad plástica, mPa.s	27	18	18	6
Punto de cedencia, Pa	9	9	5	4
Gel inicial (10"), Pa.	3	4	1	1
Gel final (10"), Pa.	5	63	2	27
Filtrado API, cm ³ /30 min.	3	15	3	5

Las técnicas empleadas para la determinación de las propiedades reológicas y de filtración de los fluidos de perforación de prueba están detalladas ampliamente en las normas API RP 13A y 13B (American Petroleum Institute, 1988a,b). El rango de error en las mediciones reológicas es del orden de 1% para fluidos con viscosidades menores de 100 cP.

Los instrumentos empleados para caracterizar la reología de las formulaciones de prueba son viscosímetros de cilindros concéntricos rotacionales, cuyas características principales son:

(a) Viscosímetro Fann 35 VG de seis velocidades de corte constantes (3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm).

(b) Reómetro Fann 50C de velocidad de corte y temperatura variable (0 a 600 rpm y 25 a 210°C, respectivamente) con registrador Omniscrite de 2 plumas.

El fluido base fue preparado mediante la adición de 6.2% de bentonita en agua destilada. Esta mezcla fue agitada en un dispersor Premier de alta velocidad durante 45 minutos, al término del cual se dejó en reposo durante 24

horas. A partir de este fluido se realizó la preparación de las 3 formulaciones de prueba mediante la adición separada del cromolignosulfonato de sodio, resina sintética derivada del lignito y un polímero, siendo éste último diferente para cada formulación. El pH de las formulaciones fue regulado con una solución de NaOH (10M). Estas formulaciones fueron divididas en tres series de muestras.

La primer serie de muestras se les determinó sus propiedades reológicas a 25°C, en el viscosímetro Fann 35 VG. Al terminar la medición, éstas fueron agitadas en un dispersor Hamilton Beach a 6,000 rpm durante 5 minutos para posteriormente colocarlas en una celda de añejamiento (autoclave), en donde se les aplicó a cada una de ellas 2420 kPa, con el fin de evitar la separación de la fase líquida durante la etapa de calentamiento. Este calentamiento se realizó en el horno eléctrico rolandor, en el cual se simula el proceso de circulación del fluido en el pozo, permaneciendo a 180°C por períodos de 24, 72 y 96 horas. Al término de este proceso de prueba se extraen las formulaciones de las celdas y se agitan en el dispersor Hamilton Beach durante 8 minutos para después, medir su viscosidad en el viscosímetro Fann 35.

A otra serie de muestras de las formulaciones se les colocó en el reómetro Fann 50C, en donde se les sometió a un calentamiento gradual hasta alcanzar 250°C y a una velocidad de corte constante de 60 rpm, por un periodo de 3 horas. La viscosidad, temperatura y velocidad de corte de las formulaciones fue monitoreada continuamente por medio de un registrador de dos plumas.

Finalmente, a la tercer serie de muestras de las formulaciones se les sometió a una contaminación con materiales inertes, agregándoles para ello un 30% en peso de arcilla con baja capacidad de hidratación. La medición de la viscosidad de estas muestras contaminadas se realizaron en el viscosímetro Fann 35 a una temperatura de 25 °C.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos para los 4 sistemas de fluidos de perforación son mencionados a continuación.

En la Figura 5, se observa que los sistemas de fluidos de perforación convencionales tienden a desarrollar un adelgazamiento o disminución de la viscosidad hasta un rango de 150°C. El lodo base L muestra un incremento de viscosidad bastante drástico arriba de los 150°C, significativo del inicio de un proceso degradativo por temperatura. Este mismo sistema es tratado con tanino para proporcionar una mayor estabilidad térmica, a pesar de evidenciarse una ligera reducción de la viscosidad, no se tuvo éxito debido a que se inició la degradación del sistema

cerca de los 150°C. Un tratamiento adicional a este sistema, empleando cromolignosulfonato, mostró una notable disminución de la viscosidad, aunque no se evitó el proceso de degradación por temperatura, éste fue de menor grado. Esto provoca que no exista un control de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación y por ende, se tenga una mayor deficiencia del control de la pérdida de fluido hacia la formación.

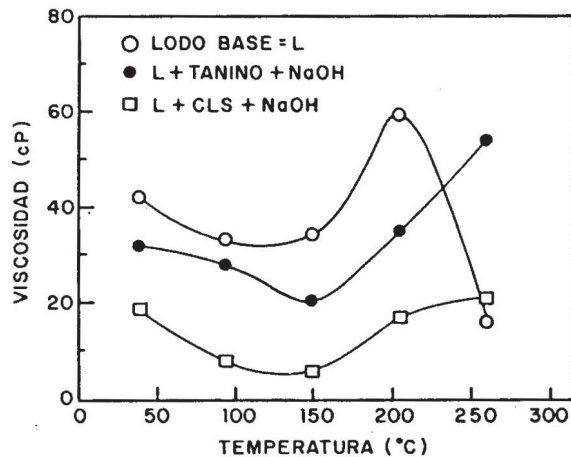


Fig. 5. Efecto de la temperatura y de la composición sobre la viscosidad de sistemas convencionales de fluidos de perforación. El lodo base L está compuesto sólo de agua y bentonita con una concentración de 7% en peso. El sistema L+Tanino+NaOH está compuesto del lodo base, adicionado con 1% en peso del Tanino y un 0.1% en peso de NaOH, como regulador del pH. Y finalmente, el sistema L+CLS+NaOH está compuesto del lodo base, adicionado con 1% en peso del cromolignosulfonato (CLS) y un 0.1% en peso de NaOH, como regulador del pH.

Con base al resultado anterior, se diseñaron y probaron 4 sistemas para soportar altas temperaturas, 3 de éstos difieren en su composición sólo en el tipo de polímero que emplean. El sistema 1 emplea una mezcla de polímeros, el sistema 2 utiliza un polímero sulfonado y el sistema 3 emplea un copolímero derivado del anhídrido maleico. El sistema 4 emplea sepiolita como arcilla de alta temperatura y como aditivos lignito modificado, resina sintética, poliácrlato e hidróxido de sodio.

En la Figura 6 se presentan los perfiles de viscosidad de los 4 sistemas con respecto de la temperatura, obtenidos a 60 rpm en un reómetro Fann 50C. La viscosidad del sistema 3, que contiene el copolímero del anhídrido maleico, mostró un comportamiento bastante estable desde los 25°C hasta los 210°C. Mientras tanto, los sistemas 1 y 2, a pesar de registrar bajas viscosidades, evidenciaron un incremento de éstas a partir de los 150°C y 100°C, respectivamente. El sistema 4 presentó un acelerado incremento de su viscosidad aproximadamente a los

100°C, notándose su degradación a los 150°C. Esto puede ser debido a una incompatibilidad entre la sepiolita y bentonita, en donde esta última adsorbe con mayor facilidad a los aditivos agregados al sistema, disminuyendo con ello su estabilidad a la alta temperatura.

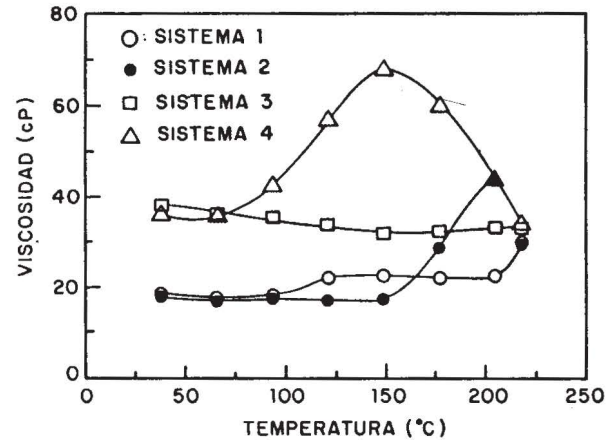


Fig. 6. Efecto de la temperatura y de la composición sobre la viscosidad de sistemas de fluidos de perforación para alta temperatura. Los sistemas 1, 2 y 3 emplean como arcilla base a la bentonita (6.2% en peso) y como aditivos químicos al cromolignosulfonato, resina sintética derivada del lignito y un polímero. En el sistema 1 el polímero empleado es una mezcla de polímeros para estabilización de la reología y control de la pérdida de fluido. El sistema 2 emplea un polímero sulfonado como estabilizador de la reología a temperaturas altas. El sistema 3 usa un copolímero derivado del anhídrido maleico como estabilizador de la reología a temperatura alta. El sistema 4 emplea como arcilla base a la sepiolita y como aditivos lignito modificado, resina sintética, poliácrlato e hidróxido de sodio.

La evaluación de los sistemas 1, 2, 3 y 4, también se desarrolló para períodos de exposición prolongados de 24, 72 y 96 horas a 180°C y 2587 kPa de presión, bajo condiciones simuladas de la circulación del fluido de perforación en el fondo del pozo.

En la Figura 7 se presenta el comportamiento general de la viscosidad del sistema 1 con respecto a la velocidad de corte, antes y después de ser sometido al añejamiento dinámico (rolado) a 180°C durante 24, 72 y 96 horas.

Se nota la presencia de altas viscosidades cuando el sistema es sometido a bajas velocidades de corte, lo cual se considera problemático pues obliga a emplear presiones más altas para circular el fluido de perforación en el pozo. Y por otro lado, se observa un aumento general de la viscosidad por efecto de la alta temperatura, aun cuando ésta se mantiene sin variación con respecto al tiempo de exposición.

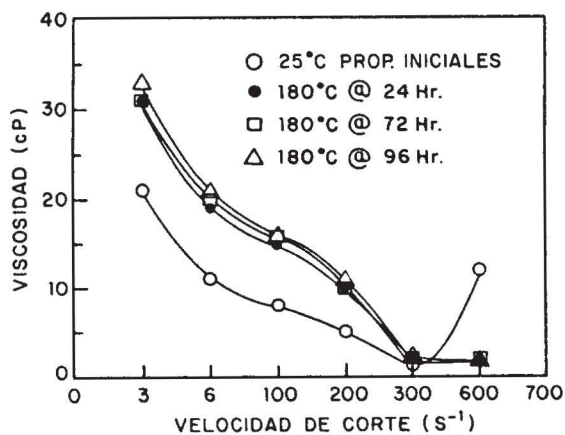


Fig. 7. Efecto de la velocidad de corte y del tiempo de exposición a 180°C sobre la viscosidad del sistema 1. El sistema fue expuesto a un añejamiento dinámico durante periodos de tiempo de 24, 72 y 96 horas (para la composición del sistema 1 ver la Fig. 6).

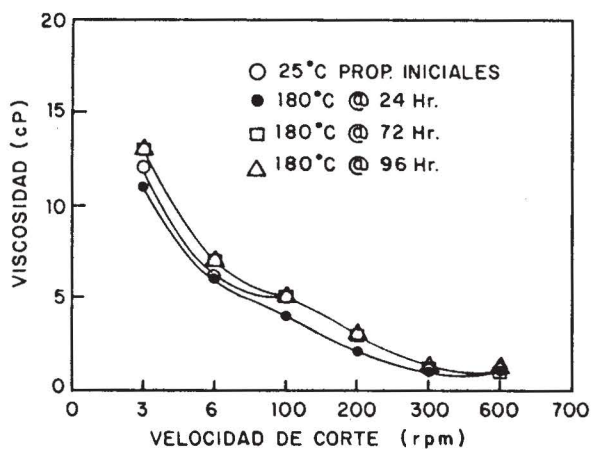


Fig. 8. Efecto de la velocidad de corte y del tiempo de exposición a 180°C sobre la viscosidad del sistema 2. El sistema fue expuesto a un añejamiento dinámico durante periodos de tiempo de 24, 72 y 96 horas (para la composición del sistema 2 ver la Fig. 6).

La Figura 8 muestra una ligera disminución de la viscosidad del sistema 2 por efecto de la alta temperatura para la exposición a 24 horas. No se observó una influencia apreciable del tiempo de exposición al cual se sometió el sistema 2.

La Figura 9 presenta el perfil de viscosidades del sistema 3, que en magnitud es similar al exhibido por el sistema 1. Se observa una influencia del tiempo de exposi-

ción a alta temperatura sobre el sistema 3, lo cual se manifiesta por la disminución de su viscosidad para tiempos de exposición menores de 72 horas, mientras que para 96 horas hay un ligero incremento de ésta, con respecto a su condición inicial. La presencia de viscosidades altas a bajas velocidades de corte se sigue manifestando al igual que en los sistemas 1 y 2.

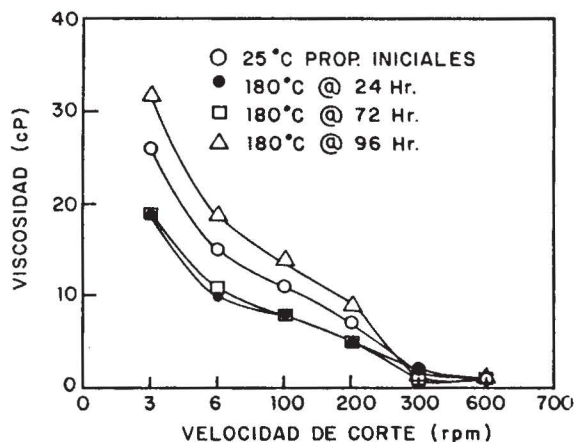


Fig. 9. Efecto de la velocidad de corte y del tiempo de exposición a 180°C sobre la viscosidad del sistema 3 para alta temperatura. El sistema fue expuesto a un añejamiento dinámico durante periodos de tiempo de 24, 72 y 96 horas (para la composición del sistema 3 ver la Fig. 6).

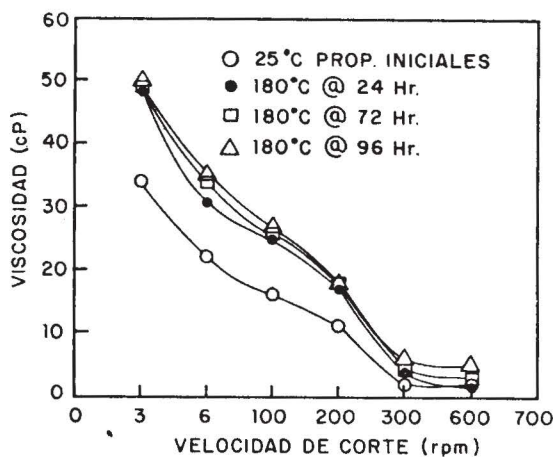


Fig. 10. Efecto de la velocidad de corte y del tiempo de exposición a 180°C sobre la viscosidad del sistema 1 para alta temperatura. El sistema fue expuesto a un añejamiento dinámico durante periodos de tiempo de 24, 72 y 96 horas (para la composición del sistema 1 ver la Fig. 6).

En la Figura 10 se muestra el efecto de la temperatura sobre la viscosidad del sistema 4, notándose que los valores de la viscosidad son más altos comparados con los registrados en los sistemas 1, 2 y 3. No se observó una influencia del tiempo de exposición sobre la viscosidad del

sistema. Al igual que en los sistemas anteriores se presentaron altas viscosidades a bajas velocidades de corte.

En la Figura 11 se presenta la estabilidad de los sistemas 1, 2 y 3 a contaminantes de tipo inerte, como es el caso de la arcilla de baja capacidad de hidratación. Las condiciones de prueba fueron a 25°C, contaminando los sistemas con un 30% peso/volumen de la arcilla de baja capacidad de hidratación. El reograma de la Figura 11 exhibe que todos los sistemas poseen una excelente tolerancia al contaminante y a la alta concentración de éste, debido a que no se muestran cambios apreciables en sus perfiles de viscosidad.

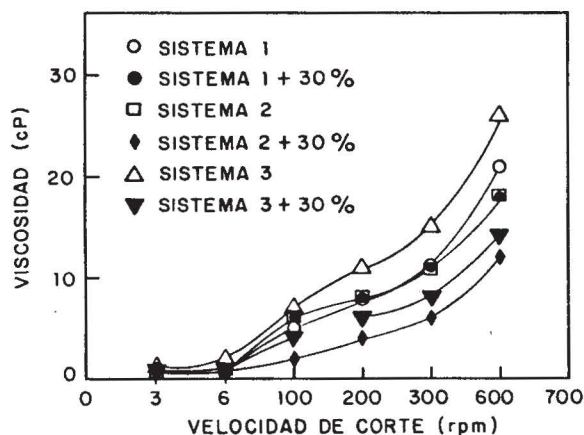


Fig. 11. Efecto de la contaminación con arcilla sobre la viscosidad de los sistemas para alta temperatura. Se empleó un 30% peso/volumen de arcilla de baja hidratación para contaminar los sistemas (para la composición del sistema 1 ver la Fig. 6).

APLICACIONES EN CAMPO

La mayor parte de los polímeros empleados en la perforación son afines al agua, es decir son materiales hidrofílicos. Esta característica provoca que si una masa dada de polímero en polvo está en contacto con agua, la capa externa se humedecerá e hinchará rápidamente, de modo que impedirá la completa penetración del agua a las capas internas de dicho material. Este comportamiento del polímero es una de las principales causas de la falta de efectividad en su operación, debido a que en su manejo se le incorpora demasiado rápido y/o se lleva a cabo un pobre mezclado. Ello implica que se debe tener operando satisfactoriamente el equipo de mezclado, con el objeto de que éste permita que cada partícula del polímero se humedezca de manera independiente.

La mayoría de los polímeros son empleados en sistemas de bajo contenido en sólidos, los cuales emplean una cantidad mínima de bentonita. También han sido empleados exitosamente como sustitutos y/o complemento de los lignosulfonatos para el control reológico de

diferentes tipos de sistemas de fluidos. El empleo correcto de los polímeros puede disminuir hasta en un 30% el costo del lodo, si se considera que puede reducir el volumen de agua para dilución del sistema, reducir el consumo de materiales químicos como cromolignosulfonatos y barita, y además aumentar la estabilidad del sistema frente a los electrólitos y a las altas temperaturas. Actualmente, se está investigando la estabilidad de los sistemas poliméricos a la contaminación de sales y sulfatos, considerando los factores de temperatura, tiempo de exposición y condiciones estáticas y dinámicas.

CONCLUSIONES

Los polímeros son una nueva generación de materiales químicos que ofrecen un potencial para el control y mantenimiento de las propiedades de los sistemas de fluidos de perforación, los cuales deben ser considerados como un proceso integrado en su formulación y vigilancia durante las actividades de perforación.

Los sistemas de fluidos de perforación estabilizados con materiales copoliméricos derivados del anhídrido maleico mostraron un comportamiento estable a la alta temperatura, a tiempos de exposición prolongados y a una elevada contaminación de materiales arcillosos inertes. Por lo tanto, se consideran como los sistemas más apropiados para alta temperatura.

Una metodología de evaluación del polímero debe considerar la estabilidad a las altas temperaturas en el fondo del pozo, contaminaciones con electrólitos presentes en el pozo, contenido excesivo de recortes de perforación y a un mantenimiento químico preventivo de estos sistemas.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Instituto de Investigaciones Eléctricas, a través del Dr. David Nieva G. y del M.I. Víctor M. Arellano G. (Director de la División de Desarrollo Profesional e Informática y Jefe del Departamento de Geotermia, respectivamente), por las facilidades brindadas para la realización del presente trabajo. Se agradece el soporte y los comentarios brindados por los árbitros de la revista y del Dr. Surendra Pal Verma (Editor) para la publicación del presente trabajo. También se agradece al Sr. Adrián Patiño por su apoyo para el trazo de las figuras.

BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 1988a. Recommended practice standard procedure for field testing drilling fluids (SPEC RP 13B), Twelfth Edition, API Div. Proc., Dallas, Texas, September.

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 1988b. Specification for oil-well drilling-fluid materials (SPEC 13A), Twelfth Edition, API Div. Proc., Dallas, Texas, October.
- BOTTAI, A., F. FABBRI, R. RICCIARDULLI, B. TARQUINI, B. DOMINGUEZ, S. SANTOYO-GUTIERREZ, G. BARROSO, M. MORALES y J. GALLEGOS, 1986. Ricerca sui fluidi di perforazione e cementi per pozzi geotermici. Rapporto Finale. Progetti Speciali 1884 ENEL/CFE/IIIE (internal report): 85 p.
- BARRERA, V.M. y A. DE LA SERNA, 1987. El ácido sulfhídrico como parámetro indicativo de intervalos productores de vapor durante la perforación de pozos geotérmicos. *Geotermia Rev. Mex. Geoener.*, 3, 229-240.
- BARROSO, G., S. SANTOYO-GUTIERREZ, M. MORALES, B. DOMINGUEZ, A. BOTTAI, F. FABBRI, R. RICCIARDULLI y B. TARQUINI, 1985. Investigación de fluidos de perforación y cementos para pozos geotérmicos. Informe Intermedio. Proyecto Internacional No. 1884 ENEL/CFE/IIIE (reporte interno): 60 p.
- CARICO, R.D. y F.R. BAGSHAW, 1978. Description and use of polymers used in drilling, workovers, and completions. SPE 7747. Soc. Pet. Eng. AIME Production Technology Symposium. Hobbs, New Mexico: 10 p.
- CARNEY, L. L., N. GUVEN y G.T. MCGREW, 1982. Investigation of high-temperature fluid loss control agents in geothermal drilling fluids. SPE 10736. Soc. Pet. Eng. AIME, California Regional Meeting, San Francisco, Cal., USA: 9 p.
- CARSON, C.C. y Y.T. LIN, 1982. The impact of common problems in geothermal drilling and completion wells. *Geotherm. Res. Counc. Trans.*, 6, 195-198.
- CHATTERJI, J. y J.K. BORCHARDT, 1981. Applications of water-soluble polymers in the oil field. *J. Pet. Tech.* November, 2042-2056.
- CHILINGARIAN, G.V. y P. VORABUTR, 1983. Drilling and drilling fluids, updated textbook edition. Chapter 8. Water Base-Muds. Developments in Petroleum Science 11. Ed. Elsevier, 295-343.
- DOMINGUEZ, B.A. y S. D. MICHEL, 1987. Problemática de ademes de pozos geotérmicos en México. En: C. Heard (Editor), Proceedings on the International Symposium on the Development and Exploitation of Geothermal Resources, Cuernavaca, Mor., Mexico, 366-373.
- ENGLAND, A.A. Y N. DAVIS II, 1988. The characterization of a drilling fluid additive. IADC/SPE 17199, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX. USA, 187-195.
- MCATEE, R.E. y C.A. ALLEN, 1979. Chemical logging, a geothermal technique. *Geotherm. Res. Counc. Trans.*, 3, 423-426.
- RIEKE, H.H. y G.V. CHILINGARIAN, 1983. Drilling and drilling fluids, updated textbook edition. Chapter 11. Polymer Drilling Fluids. Developments in Petroleum Science 11. Ed. Elsevier, 399-430.
- SANTOYO-GUTIERREZ, S. y M.R. MORALES, 1992. Comportamiento reológico de los fluidos de perforación base-agua a temperatura alta. *Geotermia Rev. Mex. Geoener.*, 8, 357-371.
- SANTOYO-GUTIERREZ, S., M.R. MORALES y G.A. BARROSO, 1987. Control apropiado de las condiciones del fluido de perforación durante la construcción de los pozos geotérmicos. En: C. Heard (Editor), Proceedings on the International Symposium on the Development and Exploitation of Geothermal Resources, Cuernavaca, Mor., Mexico, 346-354.
- VACA, J.S., 1987. Tecnología de la perforación de pozos en México. En: C. Heard (Editor), Proceedings on the International Symposium on the Development and Exploitation of Geothermal Resources, Cuernavaca, Mor., Mexico, 339-345.
- VAN OLPHEN, H., 1963. An introduction to clay colloid chemistry, John Wiley, New York, 254-293.
- WILCOX, R.D. y M.A. JARRETT, 1988. Polymers defloculants: chemistry and application. IADC/SPE 17201. IADC/SPE Drilling Conference. Dallas, TX. USA, 16p.
-
- S. Santoyo-Gutiérrez y J.M. Morales-Rosas
*Departamento de Geotermia, Div. Fuentes de Energía
Instituto de Investigaciones Eléctricas
Apdo. Postal 475, Cuernavaca, 62000, Morelos, México.*