Apéndice 2

Fluidos de perforación

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en ingles) define al fluido de perforación como "un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas para realizar una operación de perforación".

Factores a considerar para seleccionar un fluido de perforación

La selección adecuada del fluido de perforación es de vital importancia para el éxito de la perforación, los errores en esta fase pueden resultar costosos y difíciles de corregir, para evitar estos errores es recomendable considerar los siguientes factores:

- **Tipo de pozos**

Exploratorio, desarrollo, reparación y terminación de pozos.

- **Factores ambientales**

Con frecuencia este factor es el de mayor peso para la selección de la base (agua o aceite) del fluido de perforación. Las regulaciones ambientales son variadas y dependen de la localización del pozo a perforar.

En zonas marinas se consideran características de fluorescencia, brillo, biodegradación, bioacumulación y toxicidad; en zonas terrestres influye el contenido de cloruros, metales pesados, pH y contenido de aceite, entre otros.

- **Condiciones de seguridad**

La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser capaz de mantener las características o propiedades requeridas para:

- Ejercer un efectivo control de la presión de formación.
- Realizar una limpieza efectiva del pozo.
- Mantener control sobre los contaminantes del área.
- Permitir la rápida densificación y tratamiento.

- **Domos salinos**

Cuando se perfora un domo salino, la selección del fluido de perforación debe ser tal, que evite los deslaves en la formación, la mejor solución para estos casos es un fluido base aceite saturado con sal. Si se opta por un fluido base agua también deberá estar saturado con sal. Los principales problemas al perforar un domo salino son:

- Descalibre del pozo.
- Flujos de sal
- Flujos de agua salada
- Incremento de la densidad
- Perdidas de circulación
- Contaminación del fluido de perforación
- Alta temperatura y presión

Al perforar pozos con alta temperatura y presión, se debe seleccionar el fluido que presente mejor estabilidad. El fluido base aceite (emulsión inversa) tiene un mejor desempeño en estas condiciones. Los problemas más comunes en estos pozos son:

  - Gelificacion
  - Asentamiento de la barita
  - Inestabilidad térmica
  - Variaciones en la densidad (disminución)

- **Perdidas de circulación**

Si se va a perforar un pozo en una zona donde existe evidencia de que se puede presentar un perdida de circulación de gran magnitud, el tipo de fluido seleccionado debe ser el mas simple y económico posible. Para estos casos el fluido base agua es el mas recomendado y de ser posible fluidos aireados. La problemática en zonas de perdida total incluye:

- Manejo de grandes volúmenes de lodo
- Logística

- Costo

- **Lutitas hidrófilas**

Cuando se van a perforar zonas de lutitas hidrófilas (afines al agua), lo más recomendable es el uso de fluidos base aceite ya que un fluido base agua causaría la desestabilización de las lutitas por hinchamiento. La problemática más común es la inestabilidad del pozo.

- **Logística**

Debemos considerar la logística para el traslado de productos químicos, materiales sólidos y líquidos para la preparación, tratamiento y mantenimiento del lodo. Si el lugar es de difícil acceso será preferible un lodo base agua y si es en costa fuera lo mejor es utilizar un lodo preparado con agua de mar. La problemática es la distancia, el acceso y la disponibilidad de los materiales.

- **Factor económico**

Para ponderar este factor, es deseable elaborar un listado con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad y eficiencia, realizar una comparativa y finalmente seleccionar el más económico. En el costo del fluido se debe considerar:

- Costo del fluido base.
- Costo del mantenimiento.
- Costo del tratamiento de los recortes
- Costos de logística

Después de analizar y considerar los factores mencionados, estamos en posibilidad de seleccionar la base del fluido de perforación a utilizar en cada etapa del pozo [(1)].

- **Tipo de formación a perforar**

a) Lutitas deleznables.- usualmente el enjarre controla la lutita y sino se debe elaborar el fluido de perforation especifico.

b) Anhidrita,- La contaminación calcica de la formación de anhidrita limita seriamente la hidratación de la bentonita y floculara la bentonita hidratada. ocasionando aumento en la perdida de fluido y en las propiedades viscosas del fluido de perforación.

c) Sal.- si es posible. se debe hacer un análisis del contenido de calcio y magnesio, para determinar si esos contaminantes se pueden eliminar económicamente. Si solo son unos cuantos metros de estrato se puede usar un lodo de agua dulce y si su

sección es masiva, se tendrá que usar un lodo saturado de sal o un lodo inerte.

d) Formaciones con alta temperatura.- Las altas temperaturas, reducen la efectividad delos aditivos químicos, aumentan la perdida de agua y la gelatinosidad de los lodos.

e) Formaciones con pérdida de circulación.- El tipo de fluido de perforación en uso no tenga un comportamiento directo con la pérdida de circulación, otras complicaciones y costos asociados con las perdidas de lodo, en una zona en particular, tienen influencia directa en la selección del fluido de perforación.

- **Abastecimiento de agua**

a) Composición.- se debe analizar el contenido de calcio y magnesio y dependiendo de esto se escoja un sistema de lodo conveniente a la composición química del agua.

b) Disponibilidad.- si el agua tiene que ser acarreada en camiones u otros medios, debe reducirse su consumo al mínimo y dependiendo del tipo de agua es lo que se tiene que usar como base [(2)].

Principales funciones de los lodos

A continuación se definen las principales funciones de los fluidos o lodos de perforación durante la perforación [(3)]:

- Limpiar de cortes el fondo del agujero y el acarreo de los mismos a la superficie. (La habilidad para predecir el grado de limpieza posible para un lodo dado y para un gasto es definitivamente una ventaja en planear y completar una operación de perforación exitosa [(4)])
- Enfriar y lubricar la barrena
- Estabilizar las paredes del agujero.
- Control de presiones de la formación.
- Soporta parte del peso de la tubería
- Suspender los cortes y sólidos cuando se interrumpe la circulación.
- Transmitir la potencia hidráulica a la barrena.
- Facilitar la máxima obtención de información.

Tipos de lodos y su composición básica

La composición del fluido de perforación es una función de los requerimientos de la operación de perforación, la mayoría de los lodos de perforación son base agua y forman un sistema constituido básicamente por las 4 fases siguientes:

- Fase líquida. Constituye el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada); o una emulsión (agua-petróleo);
- Fase coloidal o reactiva. Esta fase esta constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua; si el lodo es de agua dulce, se utiliza montmorillonita, si es lodo de agua salada, se utiliza una arcilla especial cuyo mineral principal es la atapulgita.
- Fase inerte. Esta fase esta constituida por el material densificante (barita), el cual es el sulfato de bario pulverizado de alta gravedad especifica. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación también se ubican dentro de esta fase.
- Fase química. Esta constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes. Sólidos disueltos, reductores de filtrado y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido dadas las condiciones.

También se utilizan lodos base aceite conocidos como emulsión inversa.

Los diferentes tipos de fluidos o lodos de perforación son varios [(5)], a continuación los principales y su composición básica:

- *Fluidos calcicos (cal o yeso)* Estos lodos difieren de los otros lodos base agua en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal, yeso y lignosulfatos. Los dos sistemas básicos tratados con calcio son los fluidos calcicos y de yeso. Los nombres indican la fuente del Ion soluble de calcio. La adición de sustancias ricas en iones Ca^{2+} tales como cal $Ca(OH)_2$ y yeso ($CaSO_4$) al fluido de perforación puede ayudar a control del intercambio catiónico. Otro beneficio del Ca^{2+} es que el Ion puede adherirse a dos superficies de arcilla haciéndolas que se junten. Esto ayuda a prevenir el hinchamiento por hidratación de la arcilla. Se descubrió que pequeñas cantidades de cal evitaban el incremento excesivo de la viscosidad y los geles. Los aditivos usados para preparar los fluidos tratados con cal son sosa cáustica, dispersantes orgánicos, cal, y agentes de control de filtrado.

Los fluidos tratados con yeso se usan para perforar en áreas donde se encuentran formaciones de anhidrita, yeso o flujos de agua salada [(6)].

- *Fluidos base aceite con salinidad controlada.* Conocidos también como lodos de emulsión inversa, contienen agua como fase dispersa y aceite (usualmente diesel) como fase continúa. Valores hasta de 40% de agua se pueden dispersar y emulsificar con aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la reacción aceite-agua [(5)]. El hinchamiento osmótico ha sido la principal causa de inestabilidad de la lutita cuando se perforan con lodo base aceite. El fluido de perforación base aceite adyacente al cuerpo de lutita puede permitir la entrada de agua si no se presta atención a la salinidad del fluido. Con ajustes en la salinidad, se puede hacer que el fluido tome agua de la lutita o que no afecte al contenido de agua en la lutita. La presión osmótica de un fluido de perforación en contacto con una lutita es una función de la diferencia de salinidad de la fase de agua del fluido base aceite y el agua de la lutita. La hidratación de la lutita puede eliminarse ajustando la salinidad de la fase de agua del fluido de perforación base aceite a un valor suficientemente mayor que la salinidad del agua de la lutita. Esto puede ser generado con soluciones de cloruro de calcio. Con cloruro de sodio, este mismo objetivo usualmente no puede ser alcanzado. Por experiencia, 350,000 ppm de $CaCl_2$ maneja la vasta mayoría de casos.
- *Fluidos de sal/polímeros.* Este tipo de lodo se usa para perforar domos salinos, zonas de flujo de agua salada, secciones de anhidrita, yeso y lutitas deleznables. Los fluidos de perforación inhibidos son preparados agregando productos químicos a la fase acuosa para prevenir o retardar la hidratación y dispersión subsecuente de las arcillas sensibles. Los productos químicos pueden ser sales como cloruro de sodio y cloruro de potasio. Estas tienden a disminuir la hidratación. También pueden ser polímetros como la celulosa polianiónica que reduce la adsorción de agua mediante un proceso de encapsulamiento. Por lo tanto, el efecto inhibitorio obtenido es resultado tanto de fuerzas químicas como físicas, actuando tanto en los recortes como en las formaciones expuestas. La selección del fluido de perforación esta basada en el grado de inhibición necesario para mantener el agujero en condiciones relativamente estables.

  La explicación de cómo un fluido a base de sal/ polímero interactúa con la lutita para efectuar su estabilización es bien comprendida: Cualquier fuerza osmótica que tienda a causar hidratación de la lutita es disminuida por la sal en el fluido de perforación.

  El ritmo de hidratación de la lutita es restringido por el polímero.

Varios tipos de sales solubles han sido usadas en los fluidos de perforación: cloruro de sodio (la más económica), cloruro de potasio (máxima estabilidad de la lutita con la minima densidad del fluido de perforación), cloruro de calcio (altas densidades del fluido con cero sólidos). Un polímero aniónico probablemente es más efectivo que uno no-iónico o catiónico. El argumento es que los bordes rotos de las placas de arcilla poseen carga positiva, y las paredes del agujero perforado en lutitas son ricas en bordes rotos. El polímero aniónico, hidratado por moléculas polares de agua, es atraído y mantenido en los bordes con carga opuesta. Tanto el polímero como su agua de hidratación sirven para restringir los canales en la cara del agujero a través de la cual ocurriría normalmente la hidratación.

El fluido inhibido más efectivo es el sistema a base de potasio que contenga un polímero encapsulador. En un fluido de perforación, la adición de cloruro de potasio (KCl) proporciona los iones para intercambio. El Ion potasio tiene sólo una carga positiva. Sólo puede adherirse a una superficie de arcilla. El Ion potasio es muy pequeño, y puede ocupar el espacio estrecho entre las capas de arcilla. Esto hace que se dificulte cualquier otro proceso de hidratación o intercambio catiónico [(6)].

- Niebla. Aire seco con pequeñas cantidades de agua y espuma.
- Espuma. Agua y surfactantes espumosos en una corriente de aire.
- Lodo areado. Aire y mezcla gelatinosa.
- Lodo bentonítico. Agua y bentonita, utilizados normalmente en pozos someros en áreas no problemáticas o en la parte superior de los pozos profundos.
- Lodo fosfático. Lodo bentonítico tratado con fosfato (dispersantes), para reducir las viscosidades de los lodos bentoníticos contaminados con sólidos de la formación o cemento. Se utiliza en las partes superiores de los pozos
- Lodos polímeros (conocidos también como lodos modernos), son lodos elaborados mediante la adición de bentonita con polímeros floculantes. Son bajos en el contenido de sólidos más estables a las altas temperaturas y pueden ser densificados a cualquier valor.
- Lodo Therma-Drill. Es un lodo base agua, es ecológico (no contaminante) porque no utiliza diesel ni combustoleos y sus productos son polímeros biodegradables.
- Lodos CLS. Lodo base agua tratado con cromolignitos y lignosulfatos. Estos lodos son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en los cloruros. Se pueden usar estos lodos con densidades elevadas y a temperaturas de hasta 400 °F. Los lignitos son efectivos para controlar el filtrado, mientras que los lingosulfonatos son adelgazantes más efectivos.

- Lodos CLS emulsionados. De las mismas características que el tipo de lodo anterior, más una cantidad de diesel no mayor del 10%.
- Fluido sintetico. Es un lodo de perforación donde el fluido base consiste en componentes orgánicos insolubles en agua y en el que ningún fluido base, ni los aditivos son de origen petrolero. El desarrollo de los fluidos de perforación base sintética tiene como objetivo el reducir el impacto ambiental causado por las descargas de recortes generados de las perforaciones con fluidos base agua y base aceite, debido a que los sintéticos no contienen hidrocarburos aromáticos y son de baja toxicidad para los organismos que viven cerca de las zonas de descarga [(1)].

Los lodos base aceite se utilizan en los siguientes casos:

- Formaciones de alta temperatura
- Zonas de alta presión
- Lutitas hidrófilas
- Anhidritas o yesos
- Sal
- Formaciones con intercalaciones de asfalto
- Los lodos de emulsión inversa (base aceite) están constituidos esencialmente de 5 componentes básicos: aceite, agua, emulsionantes, estabilizadores y material densificante.

Los componentes del fluido de perforación son:

- Agua de perforación o agua de mar; sosa cáustica; carbonato de sodio
- Therma-thin (polímero)
- Bentonita prehidratada
- Therma-check (polímero)
- Barita

Las características de los polímeros son:

Therma-Thin es un thíner para altas temperaturas, resistente a la contaminación de calcio y de sal; trabaja como desfloculante de polímeros y su peso específico es de 1.25 gr/cm^3, su presentación es en bidones de 19 litros.

Therma-Check. Es un polímero resistente a la contaminación de calcio y sal que no requiere conservadores y es de fácil mezclado. También trabaja como reductor de filtrado a altas temperaturas para todo tipo de lodos base agua, estos productos deben trabajar con un pH

de 9 a 10 máximo en el lodo y ha sido probado solamente para perforar formaciones del cretácico o del jurasico, no debe ser utilizado para perforar lutitas hidrófilas.

Bibliografía

(1) Fluidos de perforación sintéticos, Flores Rebollar Francisco y Romero Corral Pedro Ismael, Tesis 2009, Ingeniería UNAM

(2) Equipo y diseño de la perforación de pozos, Norma Araceli García Muñoz, Tesis UNAM 1999

(3) Drilling and drilling fluids, G. V. Chilingarian and P. Vorabutr, Elsevier Scientific Publishing Company 1981.

(4) Design of muds for carrying capacity, R. E. Walker and T. M. Mayes, JPT, july 1975.

(5) Drilling fluids optimization, A practical field approach. James L. Lummus and J. J. Azar, chapter 4: clay chemistry, p. 94-108.

(6)Unidad de perforación y mantenimiento de Pozos, Un siglo de la Perforación en México, PEMEX. Vol. 8