



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLÁN

PROBLEMÁTICA IMPUTABLE AL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO
SINAN DE PEMEX

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R O Q U Í M I C O
P R E S E N T A N
I V A N F L O R E S A L V A R E Z
V I C T O R D A N I E L G O N Z Á L E Z A L V A R E Z

ASESOR: I.Q. MIGUEL ANGEL GARCÍA CAMPOS

CUAUTITLÁN IZCALLI, EDO. DE MÉX.

2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	Pág. <i>i</i>
OBJETIVO	<i>v</i>
CAPÍTULO 1	
Perforación de pozos petroleros	
1.1 EL ORIGEN DEL PETRÓLEO.....	1
1.2 CARACTERÍSTICAS Y OPCIONES MÁS COMUNES PARA ANALIZAR ANTES DEL INICIO DE LA PERFORACIÓN.....	8
1.3 LA PERFORACIÓN.....	10
1.4 MECÁNICA DE LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN.....	16
1.5 DESARROLLOS TECNOLÓGICOS.....	22
1.6 TERMINACIÓN DEL POZO.....	23
1.7 HISTORIA DEL PETRÓLEO EN MÉXICO.....	27
1.8 REGIONES PRODUCTORAS.....	34
CAPÍTULO 2	
Fluidos de perforación	
2.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	43
2.2 TIPOS Y CRITERIOS, EN LA SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	64
2.3 FASES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	68
2.4 COMPONENTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	71
2.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN - BASE AGUA -.....	80
2.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN - BASE ACEITE -.....	89
2.7 MECÁNICA EN LA OPERACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN (CICLO DEL "LODO").....	104
CAPITULO 3	
Pruebas fundamentales de los fluidos de perforación	
3.1 PESO DEL LODO (DENSIDAD).....	106
3.2 VISCOSIDAD Y FUERZA DEL GEL.....	109
3.3 FILTRACIÓN.....	115
3.4 CONTENIDO DE ACEITE, AGUA y SÓLIDOS.....	124
3.5 CONTENIDO DE ARENA.....	133
3.6 POTENCIAL DE HIDRÓGENO (pH).....	134
3.7 ALCALINIDAD Y CONTENIDO DE CAL.....	138
3.8 CLORUROS.....	143
3.9 CAPACIDAD AZUL DE METILENO (CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO).....	145
3.10 PRUEBA DE ESTABILIDAD ELECTRICA PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE.....	148

CAPÍTULO 4

Análisis de Resultados de la Supervisión a las Compañías de Fluidos de Perforación en el campo SINAN de PEMEX

4.1 ANOMALÍAS DETECTADAS A LAS COMPAÑÍAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	152
4.2 ANÁLISIS DE LOS REPORTES OBTENIDOS EN LA SUPERVISIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	161
CONCLUSIONES.....	167
BIBLIOGRAFÍA.....	170
APÉNDICE A.....	172
APÉNDICE B.....	174

*Verificar Disco Compacto En Cubierta Posterior para Revisión de Anexos
(Se necesita Adobe Acrobat min. ver. 5.0 para su visualización)*

ANEXO 1 (ARCILLAS)

ANEXO 2 (PRODUCTOS COMERCIALES Y FORMULACIONES)

ANEXO 3 (ADITIVOS)

INTRODUCCIÓN

En el oeste de Virginia, hacia el año 1806, hombres que excavaban pozos para obtener agua y salmuera hallaban petróleo mezclado con éstas. En realidad, en esa época, encontrar petróleo representaba un problema pues éste contaminaba el agua. Los primeros pozos se perforaron para extraer agua y usarla luego para beber, lavar, regar y también para salmuera. No fue sino hasta el siglo XIX que la perforación en busca de petróleo se convirtió en una práctica generalizada, ya que la industrialización aumentó la necesidad de productos derivados del petróleo.

Los registros más antiguos de la perforación de pozos datan del siglo tercero AC en China. La técnica -perforación con herramienta de cable- consistía en dejar caer una pesada herramienta metálica de perforación y retirar la roca pulverizada con un contenedor tubular. Los chinos se encontraban relativamente avanzados en este arte y se les atribuye haber sido los primeros en utilizar, de manera intencional, los fluidos en el proceso de perforación. En este caso el fluido era agua. El agua suavizaba la roca permitiendo que la penetración fuese más fácil y ayudaba a la eliminación de fragmentos de roca pulverizada conocidos como recortes.

La perforación rotativa ha reemplazado ampliamente a la de herramienta de cable. Con esta técnica, la barrena de perforación se encuentra en el extremo de una tubería rotativa. El proceso es similar al que se usa con una mecha manual eléctrica o taladro, que se usa para perforar madera. Pero en vez de perforar unos pocos centímetros en la madera, los pozos modernos pueden alcanzar profundidades de 10 km bajo la superficie terrestre.

La tecnología de fluidos de perforación ha evolucionado en sistemas complejos pero eficaces de fluidos que permiten cubrir más allá de las funciones básicas de los fluidos convencionales o tradicionales de perforación. Los primeros

fluidos utilizados para perforar, a principios del siglo XX eran una mezcla simple de agua y arcilla o barro. No se controlaban las propiedades reológicas, entonces corrían los años de 1914 a 1916.

De 1920 a 1948 se comenzaron a utilizar fluidos con fines más específicos. Es en el periodo de 1948 a 1968 cuando se inicia la tecnología de los fluidos de perforación. En esta etapa se ven los fluidos como sistemas de perforación complejos y surgen sistemas más sofisticados clasificándolos en base agua, como por ejemplo: fluidos para iniciar la perforación y fluidos base aceite siendo uno de los más importantes el sistema de emulsión inversa. Posteriormente, de ese entonces a la fecha, se cuenta con automatización total del equipo de perforación y del manejo del fluido de perforación. La perforación se ve como un proceso de planeación desde el inicio hasta el final del pozo.

El fluido de perforación se puede definir como una mezcla de fases líquida, sólida y/o gaseosa que se diseña y utiliza para perforar eficientemente un pozo, cumpliendo diferentes funciones específicas.

Según el API un fluido de perforación se define como “un fluido circulante utilizado en la perforación rotatoria para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas (operaciones de perforación), como enfriar y lubricar la barrena, limpiar el fondo del pozo, transportar los recortes a la superficie, controlar las presiones de formación, entre otras”.

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones mencionadas anteriormente que contribuyen al logro de dicho objetivo. La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es asumida conjuntamente por el “Ingeniero de Lodo” y las personas que dirigen la operación de perforación: como el superintendente, geólogos, “Registradores de Lodo”, etc.

El deber de las personas encargadas de perforar el pozo - incluyendo el representante de la compañía operadora, el contratista de perforación y la cuadrilla del equipo de perforación - es asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación. La obligación principal del “Ingeniero de Lodo” es asegurarse que las propiedades del “lodo” sean correctas para el ambiente de perforación específico. El “Ingeniero de Lodo” también debería recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

Las empresas petroleras, así como las que prestan su servicio para esta industria, se han ocupado por tener un alto índice de productividad y eficiencia en sus procedimientos de perforación de pozos, especialmente en la función que llevan a cabo los fluidos de perforación. Entendiéndose por eficiencia, un menor tiempo de operación, y por consecuencia una reducción en el costo de las operaciones que se llevan a cabo durante la perforación de un pozo.

En México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) Exploración y Producción, realiza supervisiones a las compañías de fluidos de perforación, entre las que se encuentran: Halliburton, MI Drilling, Global Drilling y Protexa. Las supervisiones que se realizan involucran diferentes aspectos como los son: preparación, calidad en productos y materias primas, equipos y materiales utilizados, etc. de acuerdo a normas y contratos específicos.

Con este trabajo de Tesis se pretende explicar de manera clara y práctica el impacto que se tiene al no corregir las fallas detectadas durante la supervisión de los fluidos de perforación, en el campo SINAN, localizado en la Región Marina Suroeste (Regiones Productivas de PEMEX).

El contenido del capítulo 1 es una breve introducción histórica de la industria que se dedica a la perforación y exploración de pozos petroleros tanto en

México como en otros países donde se desarrolla la tecnología que se utiliza en la industria petrolera mundial.

El contenido del capítulo 2 es una descripción de los fluidos de perforación: propiedades, usos y aplicaciones.

El contenido del capítulo 3 es una descripción de las diferentes pruebas físico-químicas que le son aplicadas a los fluidos de perforación.

El contenido del capítulo 4 es un resumen en tablas y gráficos de las pruebas realizadas a los fluidos de perforación y, las observaciones que se le hicieron a las compañías que prestaron sus servicios para la perforación de los pozos en el campo SINAN de PEMEX.

OBJETIVOS

- Describir los diferentes sistemas y fluidos de perforación que se utilizan en la industria de exploración y producción de petróleo actualmente.
- Describir las diferentes pruebas de medición de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación; así como el equipo que se utiliza en las mismas.
- Analizar las repercusiones durante la perforación de los pozos del campo SINAN de PEMEX debidas a las propiedades físicas y químicas que poseen los fluidos de perforación utilizados en dicho campo.

CAPÍTULO 1

Perforación de pozos petroleros

1.1 EL ORIGEN DEL PETRÓLEO³

Durante ciertas épocas geológicas caracterizadas por condiciones climáticas favorables, el petróleo se componía inicialmente de materia orgánica proveniente de plantas y animales que crecían y se reproducían en abundancia. A medida que estos organismos pasaban por sus ciclos de crecimiento y extinción, la materia orgánica enterrada se descomponía lentamente, convirtiéndose en los combustibles fósiles que se tienen hoy en día: petróleo, gas, carbón y bitumen. El petróleo, gas y bitumen estaban diseminados en los sedimentos (generalmente lutitas ricas en arcilla). A lo largo de millones de años, estas lutitas cargadas de materia orgánica expulsaron el petróleo y el gas que contenían, bajo la acción de las tremendas presiones que ejercían las sobrecapas. El petróleo y el gas migraron dentro de los estratos permeables sobreyacentes o subyacentes, y luego migraron nuevamente dentro de trampas que ahora se les llaman yacimientos. Resulta interesante notar que la palabra “petróleo” se deriva del latín *petra*, roca, y *oleum*, aceite, indicando que tiene su origen en las rocas que constituyen la corteza terrestre.

La migración y el entrampamiento del petróleo

Rocas Sedimentarias. Es raro que se encuentre petróleo en cantidades comerciales dentro de la roca madre donde fue formado. Más bien se encontrará cerca de la roca madre, en la roca de la formación productiva. Normalmente se trata de “rocas sedimentarias” - cuerpos rocosos estratificados, formados en antiguos mares poco profundos por el limo y la arena de los ríos. La arenisca es el

tipo más común de rocas sedimentarias. Entre los granos de arena que forman un cuerpo rocoso de arenisca, existe un espacio que originariamente estaba lleno de agua salada. Cuando los poros están interconectados, la roca es *permeable* y los fluidos pueden fluir a través del cuerpo rocoso bajo el efecto de la gravedad o de la presión. El agua salada que llenaba el espacio poral es parcialmente desplazada por el petróleo y el gas que fueron expulsados fuera de la roca madre hacia la arenisca. Una pequeña cantidad de agua permanece dentro del espacio poral, cubriendo los granos de arena. Ésta se llama *agua irreductible* del yacimiento. El petróleo y el gas pueden migrar a través de los poros, siempre que la gravedad o presión existente sea suficiente para desplazarlos, o hasta que se bloquee la trayectoria de flujo. A dicho bloqueo se le asigna el nombre de *trampa*.

Las rocas carbonáticas, las calizas (carbonato de calcio) y las dolomitas (carbonato de calcio-magnesio) son rocas sedimentarias y constituyen algunos de los yacimientos petrolíferos más comunes. Los yacimientos de carbonato se formaron a partir de antiguos arrecifes coralinos y montículos algáceos que se desarrollaron en antiguos mares poco profundos. Las rocas madres ricas en materias orgánicas también estaban ubicadas en las proximidades para suministrar petróleo y gas a estas rocas productivas. La mayoría de los estratos de caliza no tienen una matriz que les proporcione una permeabilidad suficiente para permitir la migración del petróleo y del gas a través de estos estratos. Sin embargo, muchos yacimientos de caliza contienen sistemas de fracturas y/o fisuras interconectadas (cavidades formadas cuando el agua ácida disolvió parte del carbonato). Estas fracturas y fisuras, creadas después de la deposición, proporcionan la porosidad y la permeabilidad que son imprescindibles para permitir la migración y el entrapamiento del petróleo. Otra roca carbonática, la dolomita, presenta la permeabilidad de la matriz que permite la migración y el entrapamiento del fluido. Las dolomitas también pueden tener una porosidad de fractura y secundaria, lo cual hace que las estructuras de dolomita constituyan muy buenos candidatos para depósitos de petróleo.

Estratos de sal. En los últimos años, se han descubierto importantes yacimientos de petróleo y gas por debajo de estratos horizontales de sal. Hasta hace poco, lo que existía por debajo de estos estratos extruidos de sal, llamados capas intrusivas, mantos y lentes de sal, constituía un misterio. Estos estratos no podían ser explorados de manera económica mediante la perforación, y la interpretación sísmica a través de la sal plástica no era confiable. Hoy en día, las formaciones “subsalinadas” pueden ser evaluadas mediante el análisis moderno de datos sísmicos tridimensionales para identificar los yacimientos potenciales. Una vez localizadas las formaciones probables, se perforan pozos a través del estrato de sal para determinar si existe algún depósito de petróleo y gas.

Domos salinos. Una porción importante de la producción de petróleo y gas se relaciona con los domos de sal que están principalmente clasificados como intrusiones salinas de *tipo penetrante* y que suelen ser fungiformes. Los domos penetrantes fueron formados por el movimiento plástico de la sal que ascendía a través de sedimentos más densos, bajo la acción de las fuerzas de flotación causadas por la diferencia de densidad.

Las diferentes densidades hacen subir la fase gaseosa, mientras que el agua se deposita en el punto más bajo y el petróleo permanece en el medio. Las trampas se categorizan como trampas *estructurales* o *estratigráficas*. Las trampas estructurales resultan de una deformación local tal como el plegamiento y/o callamiento (fracturamiento) de los estratos rocosos. Los ejemplos de barreras estructurales incluyen las trampas anticlinales, las trampas por falla y las trampas relacionadas con domos salinos (ver figuras 1.1, 1.2, y 1.3).

Los estratos colindantes (arena, lutita y carbonato) fueron deformados por esta intrusión ascendente de sal, formando trampas estratigráficas y estructurales (ver figura 1.1). Estas trampas se formaron alrededor de los flancos y por debajo de la protuberancia de los domos salinos en las capas de arenisca falladas (fracturadas) por el movimiento de la sal. Siendo impermeable al petróleo y al gas, la sal forma una excelente barrera para la acumulación de hidrocarburos.

Trampas. El petróleo, el gas y el agua migran lentamente a través de las rocas permeables, empujados por las fuerzas naturales producidas por los gradientes de gravedad (flotabilidad) y de presión. Cuando se encuentran con una barrera impermeable, estas sustancias no pueden ir más lejos, resultando en la acumulación del petróleo y del gas. En general, a esta barrera se le asigna el nombre de *trampa*.

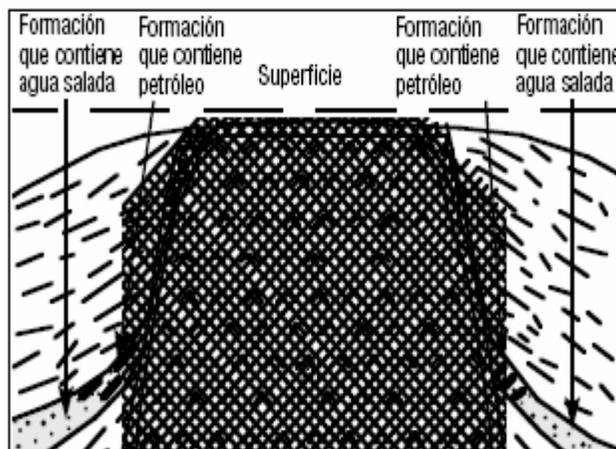
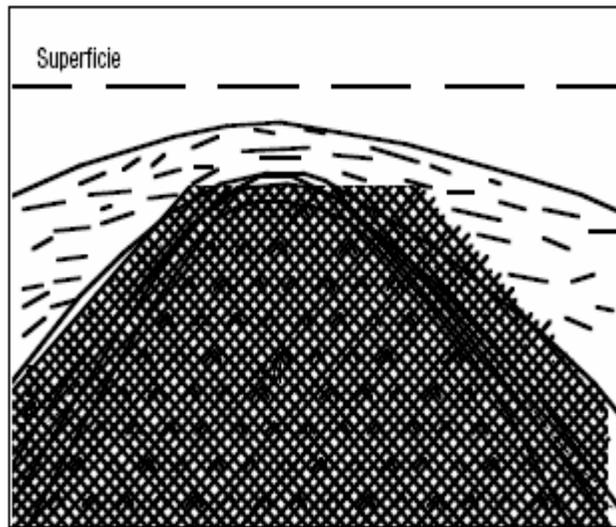
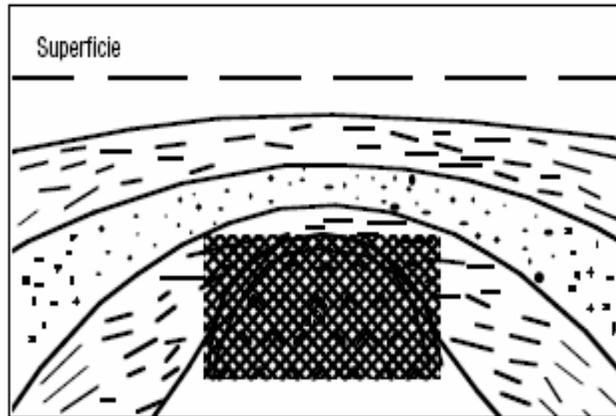


Fig. 1.1 Desarrollo de estructura salina típica (3)

Las trampas estratigráficas son formadas por procesos geológicos distintos de la deformación estructural, y están relacionadas con las variaciones en las propiedades de las rocas (litología). Un ejemplo sería los restos de un antiguo arrecife coralino de caliza o dolomita enterrado por debajo de sedimentos impermeables. Un antiguo lecho lleno de arena que ha sido llenado de limo con arcilla constituye otro tipo de trampa estratigráfica. Los estratos sedimentarios pueden variar lateralmente en litología o desaparecer gradualmente y reaparecer en otro lugar como otro tipo de roca. Estos cambios pueden producir una reducción lateral de la porosidad y permeabilidad, creando una trampa (ver figura 1.4).

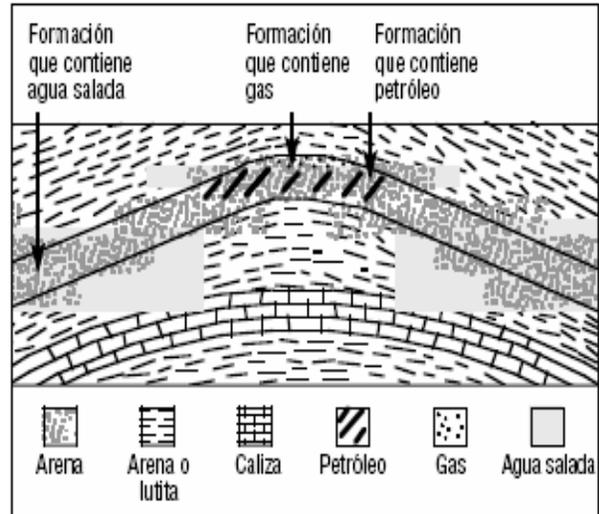


Fig. 1.2 Trampa anticlinal (3)

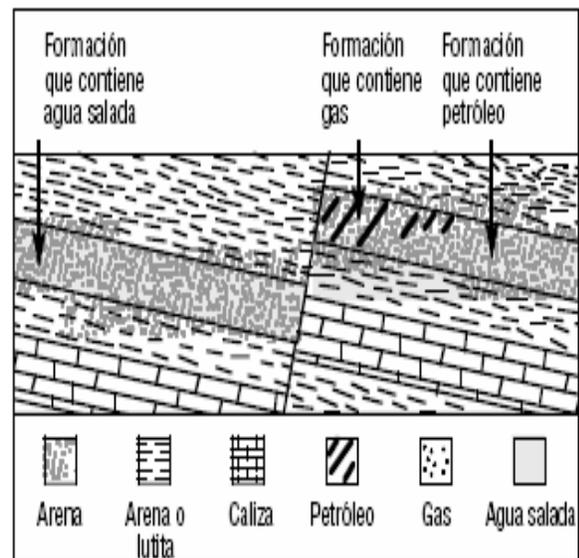


Fig. 1.3 Trampa por falla. (3)

Otro tipo de trampa estratigráfica es la *discordancia*. Las discordancias ocurren cuando una sucesión de estratos rocosos, incluyendo el futuro yacimiento de petróleo, han sido levantados, inclinados, desgastados y son subsiguientemente recubiertos por sedimentos que forman una barrera impermeable. Una discordancia representa una interrupción en la escala geológica de tiempo (ver figura 1.5).

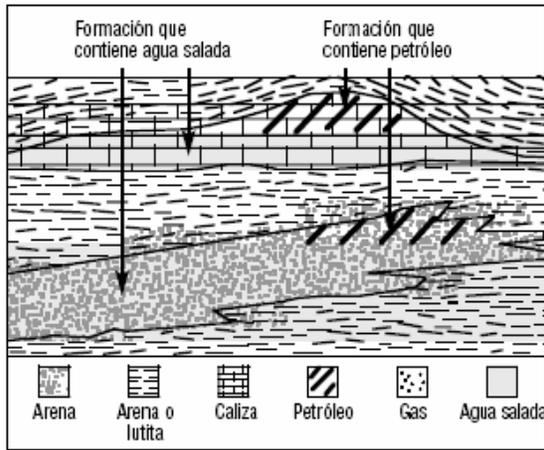


Fig. 1.4 Trampa estratigráfica. Arrecife orgánico empotrado en lutita o arena acunada (3)

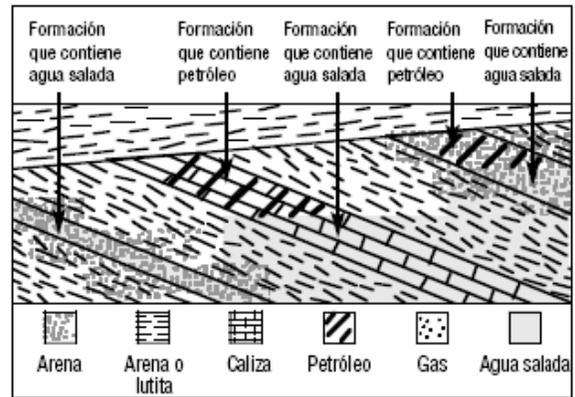


Fig. 1.5 Trampa por discordancia (3)

Prospección petrolera

Localización del petróleo: Una cosa es saber que existen trampas de petróleo y otra muy distinta localizar con exactitud las trampas que están ubicadas muy por debajo de la superficie terrestre. Luego, determinar la probabilidad de que haya petróleo y gas en la región de entrapamiento constituye otro problema más. Se han usado muchos métodos para localizar las trampas de petróleo, pero los más importantes son los levantamientos aéreos, la exploración geológica, la exploración geofísica (sísmica) y la perforación exploratoria.

Levantamientos aéreos y por satélite.

Los levantamientos realizados desde grandes altitudes proporcionan una perspectiva general del área geográfica estudiada. Las principales estructuras superficiales como los anticlinales y las regiones falladas pueden ser observadas claramente con estos métodos. Esta información ayuda a localizar las áreas que merecen una investigación más detallada. Durante los primeros años de la prospección petrolera en la década de los 50's, la visualización desde una aeronave y el levantamiento de mapas de los patrones de drenaje de ríos y arroyos constituían métodos eficaces de levantamiento. Los levantamientos aéreos y por satélite modernos son más complejos, permitiendo la evaluación de

numerosas características, incluyendo las anomalías térmicas, las variaciones de densidad, la composición mineral, la filtración de petróleo y muchas otras.

Exploración geológica superficial.

La observación de los afloramientos de rocas (donde los estratos subterráneos llegan a la superficie), trincheras y paredes de cañones por geólogos capacitados permite identificar la litología y evaluar las posibilidades de rocas petrolíferas, estratos de calidad productiva y mecanismos de entrapamiento en el área que se está estudiando. Por ejemplo, se ha aprendido mucho sobre los antiguos depósitos a partir del estudio de los deltas de ríos modernos. Los mapas geológicos detallados que fueron preparados a partir de estas observaciones muestran la posición y la forma de las estructuras geológicas y proporcionan descripciones de las características físicas y de los fósiles contenidos en los estratos.

Exploración geofísica.

Mediante el uso de equipos sensibles y la aplicación de técnicas analíticas, los geofísicos adquieren muchos conocimientos sobre el subsuelo. La más importante de estas técnicas es la exploración sísmica, según la cual las ondas de choque generadas en la superficie y dirigidas hacia abajo se reflejan en los estratos subyacentes y regresan a la superficie como ecos de dichos estratos. Como las rocas de diferentes densidades y dureza reflejan las ondas de choque a diferentes velocidades, el sismólogo puede determinar la profundidad, el espesor y el tipo de roca, registrando con exactitud las variaciones en el tiempo que las ondas tardan en regresar a la superficie. La sísmica tridimensional moderna ha mejorado el porcentaje de éxito del proceso de exploración, especialmente en las áreas recubiertas de sal descritas anteriormente. Las mejoras constantes de las mediciones sísmicas y de los métodos matemáticos (algoritmos) usados para interpretar las señales, ahora pueden proporcionar una “perspectiva” más clara de las formaciones subterráneas. Otros métodos geofísicos usan variaciones de la

gravedad y de las propiedades magnéticas de la tierra para detectar las características generales de las formaciones subterráneas.

1.2 CARACTERÍSTICAS Y OPCIONES MÁS COMUNES PARA ANALIZAR ANTES DEL INICIO DE LA PERFORACIÓN

Antes del inicio de la perforación de un pozo para petróleo y/o gas, se debe proceder a programarlo. Las características, alternativas y opciones más comunes a analizar son:

- Ubicación: en tierra o en agua, en selva o en desierto, en áreas pobladas o despobladas.
- Profundidad: un pozo puede alcanzar hasta más de 10 km de profundidad. Como consecuencia varían la temperatura, presiones de formación y compacidad del terreno. También la potencia y capacidad requeridas para el equipo de perforación, potencia y capacidad de sus bombas, capacidad y calidad del sistema de inyección, etc.
- Características del terreno a atravesar, información sobre pozos vecinos, para definir en consecuencia el programa de barrenas e inyección.
- Geometría del pozo, diámetro de las barrenas y tuberías de protección a emplear, programas de cementación de las mismas. Si se trata de un pozo vertical, desviado, con qué tipo de curva, o vertical y luego horizontal.
- Logística: distancia a fuentes de agua, a provisión de combustibles y a poblaciones.
- Seguridad: independientemente de los elementos de seguridad de norma que debe poseer todo equipo de perforación, hay que tomar las precauciones correspondientes para el caso en que sean necesarios efectuar trabajos con presencia de fuego (por ejemplo trabajos de soldadura en presencia de gases combustibles); posible exposición al gas sulfhídrico (H_2S , venenoso), etc.
- Medio ambiente: se deben reducir las alteraciones al mínimo. Una vez completados los trabajos es necesario reacondicionar el emplazamiento del equipo, dejando el lugar limpio de despojos y/o contaminantes.

Opciones de equipo

Existe una gran variedad de equipos de perforación cuya selección está sujeta a las necesidades que surgen del programa de perforación: una determinada potencia instalada, capacidad de izaje, tipo y capacidad de sus bombas, etc. El análisis de estas características permitirá identificar al equipo ideal.

Independientemente del rango de profundidad, hay que tener en cuenta si se debe perforar en yacimientos ubicados sobre el continente o si se estará obligado a montar el equipo sobre el agua.

Al respecto, existe una nueva clasificación: la de equipos para trabajos en tierra (*onshore*) y los de costa afuera (*offshore*). Dentro de los equipos para operar en tierra, existen los convencionales, cuyo traslado se realiza por completo mediante camiones de alta capacidad de carga; autoportantes, en los que el equipo con su mástil se autotransportan; y los helitransportables, que están en su totalidad diseñados en unidades o secciones de peso y tamaño tales que permiten su transporte en helicóptero.

En cuanto a los equipos marinos, o sea aquellos que están diseñados para operar sobre distintas profundidades de agua y/o zonas pantanosas (ver figura 1.6), la variedad de construcción es mucho más amplia y casi a la medida para cada situación. Por ejemplo: barcazas, plataformas flotantes para operar en pantanos, lagunas o lagos; equipos que se apoyan sobre el lecho del mar (*jack up*); plataformas que se autoelevan por medio de gatos; semi sumergibles que trabajan en flotación y que controlan su sumergencia por medio del llenado y vaciado de cámaras; plataformas fijas; plataformas prefabricadas cuya instalación puede permanecer en sitio una vez perforado el pozo; y finalmente barcos de perforación. La perforación costa afuera es una especialidad: si bien el sistema de perforación es similar al de tierra, su ubicación en el lugar y sus instalaciones son más costosas; se requieren herramientas especiales y su logística es mucho más

compleja, todo lo que ocasiona mayores costos que la perforación propiamente dicha.

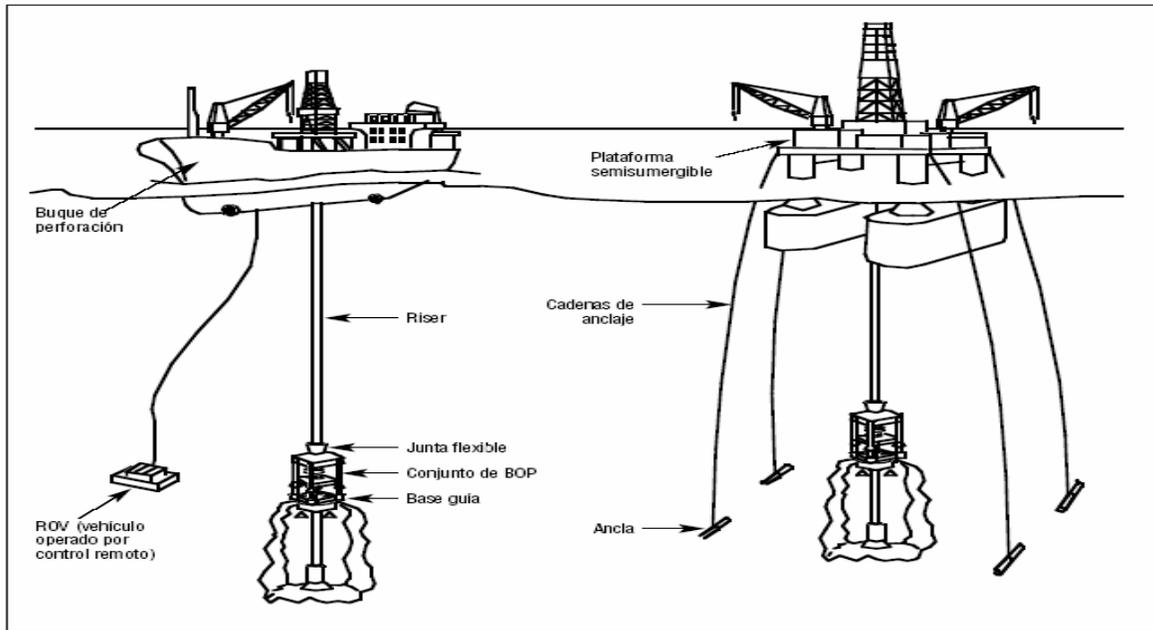


Fig. 1.6 Equipos de Perforación en aguas profundas (1)

1.3 LA PERFORACIÓN¹

El equipo: herramientas y sistemas auxiliares

Perforación por percusión. Éste es el método que usaron los primeros exploradores de petróleo (“wildcatters”) en el siglo XIX y a principios del siglo XX, y aún se usa hoy para algunos pozos someros. El método emplea una tubería de perforación pesada de acero con una barrena en la parte inferior, suspendida de un cable. El método consiste en levantar y soltar la herramienta repetidamente. La masa metálica que cae sobre la barrena proporciona la energía requerida para romper la roca, abriendo un agujero a través de ésta. El agujero permanece vacío, excepto por una pequeña cantidad de agua en el fondo. Después de perforar unos cuantos pies, se sube la tubería de perforación (con su barrena) y se retira los recortes con un achicador (un tubo abierto con una válvula en el fondo). El método de perforación por percusión es simple, pero sólo es eficaz en los pozos someros.

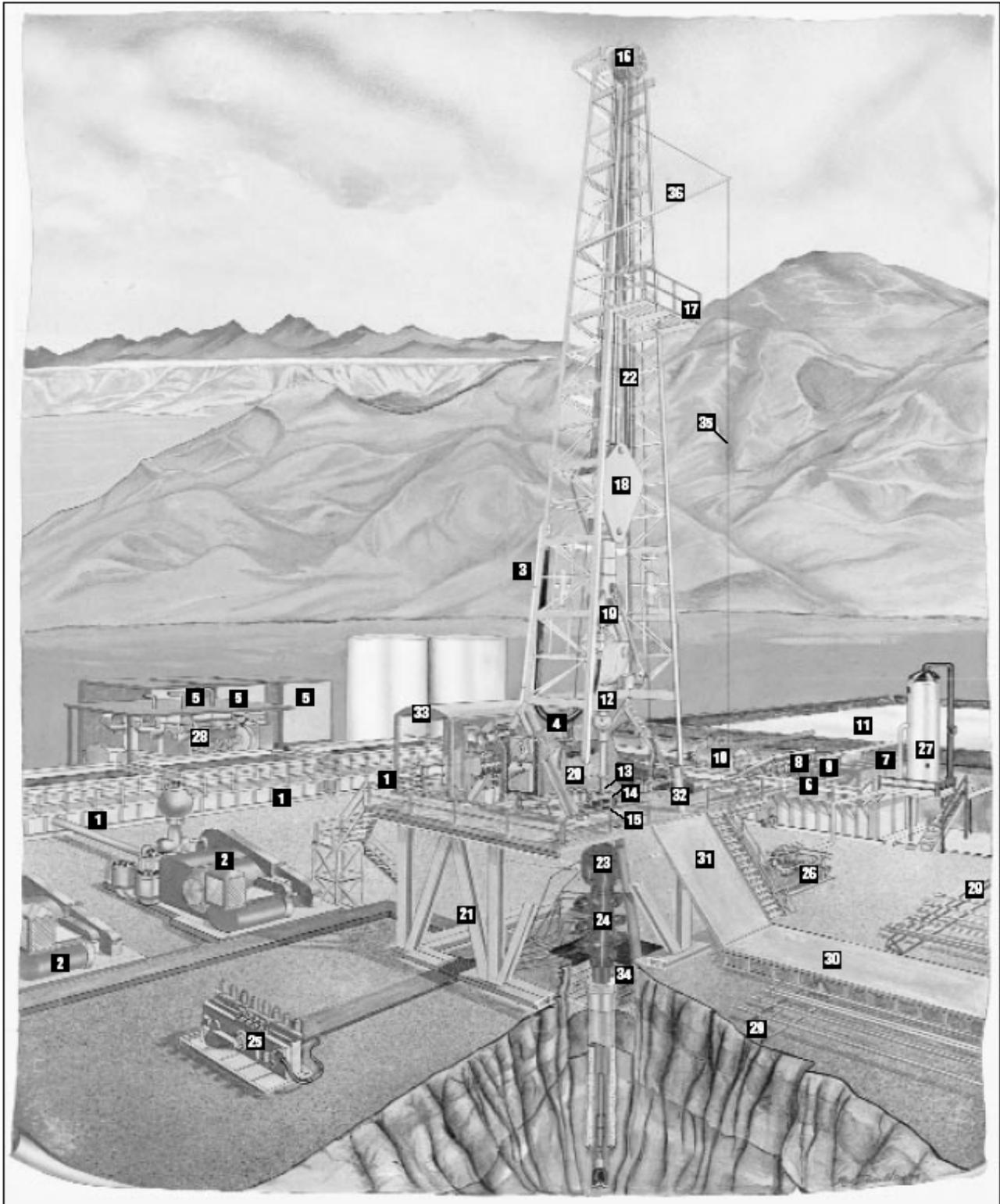
El avance de la obra es muy lento debido a la ineficiencia de la barrena y a la necesidad de retirar las herramientas con frecuencia para extraer los recortes.

A partir de 1901 se comenzó a utilizar el sistema de rotación, método con el que se pasa de la percusión a cable a la rotación de la barrena por medio de una columna de tubos. Este cambio de tecnología generó nuevas prácticas, como por ejemplo el empleo de la circulación de fluidos para la limpieza del hueco, el desarrollo de barrenas de conos, etc., lo que permitió grandes avances reduciendo tiempos de perforación, los costos y alcanzar mayores profundidades. Hoy en día la perforación de pozos para petróleo y/o gas se realiza en tierra o desde la superficie del agua, ya sea en pantanos, lagos o mar, requiriendo en cada caso de distinto equipo, apoyo y tecnologías.

El equipo de perforación consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre o mástil que soporta un aparejo diferencial: juntos conforman un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos. Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contiene al vástago (*kelly*), tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería. Paralelamente el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como tuberías, bombas, tanques, un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc. Si a esto se agregan las casetas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósito/s, taller, laboratorio, etc., se está delante de un conjunto de elementos que convierten a la perforación en una actividad y comunidad casi autosuficientes (ver figura 1.7). La barrena es la herramienta de corte que permite perforar. Es y ha sido permanentemente modificado a lo largo del tiempo a fin de obtener la geometría y el material adecuados para vencer a las distintas y complejas formaciones de terreno que se interponen entre la superficie y los hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), las que van aumentando en

consistencia en relación directa con la profundidad en que se las encuentra. Hay así barrenas de 1, 2 y hasta 3 conos montados sobre rodillos o bujes de compuestos especiales; estos conos, ubicados originariamente de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras: su geometría responde a la naturaleza del terreno por perforar. Existen barrenas sin conos pero que cuentan con diamantes de tipo industrial, o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones también de gran dureza, implantados en su superficie de ataque (ver figuras 1.8, 1.9, 1.10, 1.11 y 1.12). La barrena cuenta con uno o varios pasajes de fluido, que orientados y a través de orificios (*jets*) permiten la circulación del fluido. El rango de diámetros de barrena es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 12 ¼" (31,11cm) y de 8 ½" (21,59cm).

Los fluidos que se emplean en la perforación de un pozo se administran mediante el llamado sistema de circulación y tratamiento de inyección. El sistema está compuesto por tanques intercomunicados entre sí que contienen mecanismos tales como: zaranda/s, desgasificador/es, desarenadores, desarcilladores, centrífugas, removedores de fluidos hidráulicos/mecánicos, embudos para la adición de productos; bombas centrífugas y finalmente bombas a pistón (2 ó 3), que son las encargadas de recibir la inyección preparada o reacondicionada desde los tanques e impulsarla por dentro de la columna de perforación (ver figura 1.13) a través del pasaje o pasajes de la barrena y devolverla a la superficie por el espacio anular resultante entre la columna de perforación y la pared del pozo, cargada con los recortes de la barrena y contaminada por los componentes de las formaciones atravesadas.



Sistemas de Circulación 1. Tanques de lodo 2. Bombas de lodo 3. Tubo vertical 4. Manguera de perforación 5. Almacenamiento de lodo a granel 6. Línea de retorno de lodo 7. Zaranda 8. Deslimador 9. Desarenador 10. Desgasificador 11. Tanques de reserva	Equipo Rotatorio 12. Unión giratoria 13. Kelly 14. Buje de junta kelly 15. Mesa rotatoria Sistema de levantamiento 16. Bloque de corona 17. Plataforma del torrero 18. Bloque viajero 19. Gancho 20. Malacate 21. Subestructura 22. Cable de perforación	Equipo de Control de Pozo 23. Preventor anular 24. Preventores de reventones por ariete 25. Unidad de acumulación 26. Múltiple de estrangulamiento 27. Separador de lodo-gas Sistema de Energía 28. Generadores	Tuberías y Equipo de Manejo de Tuberías 29. Tarimas para tuberías 30. Planchada 31. Puerta central 32. Ratonera Varios 33. Caseta 34. Sotano 35. Cable de levantamiento 36. Poste grúa
---	--	--	---

Fig. 1.7 Perspectiva Esquemática de un equipo de perforación rotatorio (1)



Fig. 1.8 Barrena para rocas (tipo TCI) (1)



Fig. 1.9 Barrena de PDC (cortadores de diamante policristalino) (1)



Fig. 1.10 Barrena para rocas de dientes fresados (1)



Fig. 1.11 Barrena sacanúcleos de diamantes naturales (1)



Fig. 1.12 Conjunto de barrena típico (1)

Las funciones del sistema son las siguientes: preparar el fluido de perforación, recuperarlo al retornar a la superficie, mantenerlo limpio (deshacerse de los recortes producidos por la barrena), tratarlo químicamente, según las condiciones de perforación lo exijan, y bombearlo al pozo.

¿Qué se bombea al pozo?

Los fluidos de perforación son conocidos genéricamente como inyección. Estos fluidos conforman otro capítulo especial dentro de los elementos y materiales necesarios para perforar un pozo, cuyo diseño y composición serán de acuerdo a las características fisicoquímicas de las distintas capas por perforar.

Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad, pH, filtrado, composición química; deben contribuir a cumplir con las distintas funciones del mismo, a saber: enfriar y limpiar la barrena; acarrear los recortes; mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección; mantener la estabilidad de la pared del pozo; evitar la entrada de fluidos de la formación al pozo, situación que podría degenerar en un pozo en surgencia descontrolada (incidente conocido también como *blow out*); controlar la filtración de agua a la formación mediante un buen revoque; evitar o controlar contaminaciones no deseadas por contacto con las distintas formaciones y fluidos.

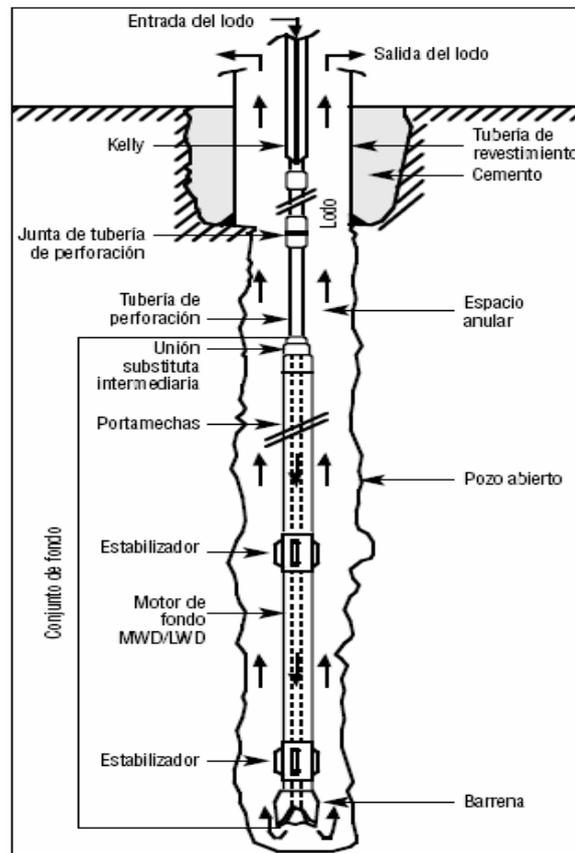


Fig. 1.13 Componentes de la columna de perforación (15)

Como fluidos base de perforación se utilizan distintos elementos líquidos y gaseosos, pasando por agua, dulce o salada; hidrocarburos (petróleo, gasoil, diesel) en distintas proporciones con agua o 100% hidrocarburo; aire y gas.

La selección del fluido a utilizar y sus aditivos está condicionada a las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del medio, etc.

1.4 MECÁNICA DE LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN¹

Operaciones complementarias dentro de la perforación.

Una vez preparada la inyección en calidad y volumen programados, se procede a enroscar la barrena en el extremo inferior del vástago (*kelly*), que es también un tubo de acero barrenado (con pasaje interior), de sección cuadrada, hexagonal o triangular, que quedará atrapado por un encastre de similar geometría (*kelly bushing*) que calza en un alojamiento que posee la mesa rotatoria del equipo (*rotary bushing*), mesa que será la encargada de hacer girar al mismo, el que a su vez transmitirá el movimiento de giro a la barrena, directamente o a través de la columna perforadora en la medida de su avance. Luego se apoyará la barrena en el terreno y, previa iniciación de la circulación de fluido (ver figura 1.14), se puede comenzar la perforación.

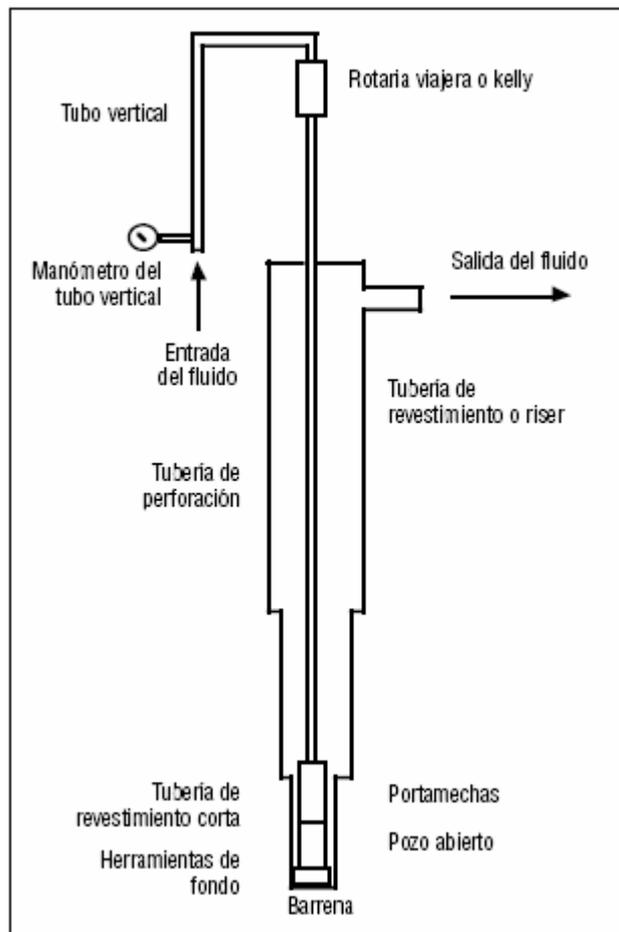


Fig. 1.14 Diagrama esquemático de un sistema de circulación (15)

En este primer paso y a lo largo del proceso, se dará especial importancia al control de la verticalidad del pozo, control que se realiza mediante la utilización de niveles e inclinómetros. Una vez perforada la sección

que permite la longitud del vástago, normalmente 139,38 pies (42.5 m), y para cubrir esta profundidad alcanzada, se procede primero a agregar los portamechas, hasta la cantidad requerida por el peso para que la barrena perfora (ver figura 1.13). Cubiertas las necesidades de peso sobre la barrena, se pasa a agregar tubos de perforación hasta llegar a la profundidad requerida o hasta que surja la necesidad de un cambio de barrena, ya sea por desgaste de la misma o por cambio de la formación. Una vez dada cualquiera de estas situaciones se procede a sacar la barrena, para lo que se debe extraer del pozo toda la tubería empleada para llegar hasta el fondo. La tubería, los portamechas y la tubería de perforación tienen un largo promedio aproximado de 31pies (9,45m), el que facilita y acelera su proceso de extracción y bajada (viaje); se maneja en tramos dobles o triples (2 ó 3 tubos por vez), según lo permita la altura de la torre o mástil del equipo de perforación seleccionado, los que se estiban contra la misma.

Para volver al fondo del pozo, ya sea para continuar perforando, acondicionar el mismo o realizar cualquier otra operación, se invierte el proceso de extracción de la tubería bajando los tramos previamente acondicionados contra la torre. La circulación de fluido que se iniciará al comenzar la perforación sólo debe interrumpirse al agregar cada tubo, o durante el tiempo que dure el viaje que se genere por cambio de la barrena o fin del tramo. El pozo debe mantenerse siempre en circulación o lleno: la falla o descuido en el control de esta condición de trabajo puede ocasionar desde el derrumbe del pozo hasta el total descontrol de la presión de las potenciales capas productivas que se atraviesen, generando surgencias fuera de control (*blow outs*) con consecuencias tales como incendios, pérdidas de equipos, de vidas humanas y daños al ambiente.

Existen otras operaciones que es necesario realizar con el equipo de perforación: el entubado del pozo con tuberías de protección, intermedias y/o de producción, y posterior cementación de las mismas. Normalmente y con el fin de poder asegurar el primer tramo de la perforación, por ejemplo entre 0 y +/- 1640 pies (0 y +/- 500 m), donde las formaciones no son del todo consolidadas (arenas), hay que proteger mantos acuíferos para evitar su

contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control de surgencias (que normalmente se instala al finalizar esa primera etapa). Se baja entonces un revestidor de superficie, que consiste en una tubería (*casing*), de diámetro interior mayor al de la barrena a emplear en la siguiente etapa, y se le asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre la tubería del revestidor y las paredes del pozo (ver figuras 1.15, 1.16 y 1.17).

Una vez finalizada la perforación del siguiente tramo y así hasta llegar a la profundidad final, se bajan otras tuberías intermedias y se procede a asegurarlas siguiendo el proceso de cementación descrito para el primer tramo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas. Alcanzada la profundidad de alguna sección y/o al llegar a la profundidad final programada, se retira una vez más la columna perforadora y se procede a correr lo que se conoce como registros eléctricos a pozo abierto. Dichos registros, que se realizan mediante herramientas electrónicas especiales antes de bajar el revestidor de producción, se bajan al pozo por medio de un cable compuesto por uno o varios conductores. Consisten en registros que miden conductividad eléctrica, radioactividad natural o inducida y velocidad de tránsito de sonido a través de las distintas formaciones en la medida en que las diferentes sondas recorren el interior del pozo. Se puede además, y también mediante otra herramienta especial que se baja con el mismo cable, tomar muestras de terreno y/o del fluido que contengan las capas que se consideren de interés a fin de corroborar y/o ampliar la información que se obtuvo antes de la perforación del pozo con los trabajos de prospección geológica y geofísica, como así también de pozos o áreas vecinas. La información de estos registros es de vital importancia para definir si el trabajo en el pozo debe continuarse hasta su posterior ensayo o si debe abandonarse. Si la información recogida confirma la posible presencia de hidrocarburos, se baja y cementa el revestidor de producción (ver figura 1.16).

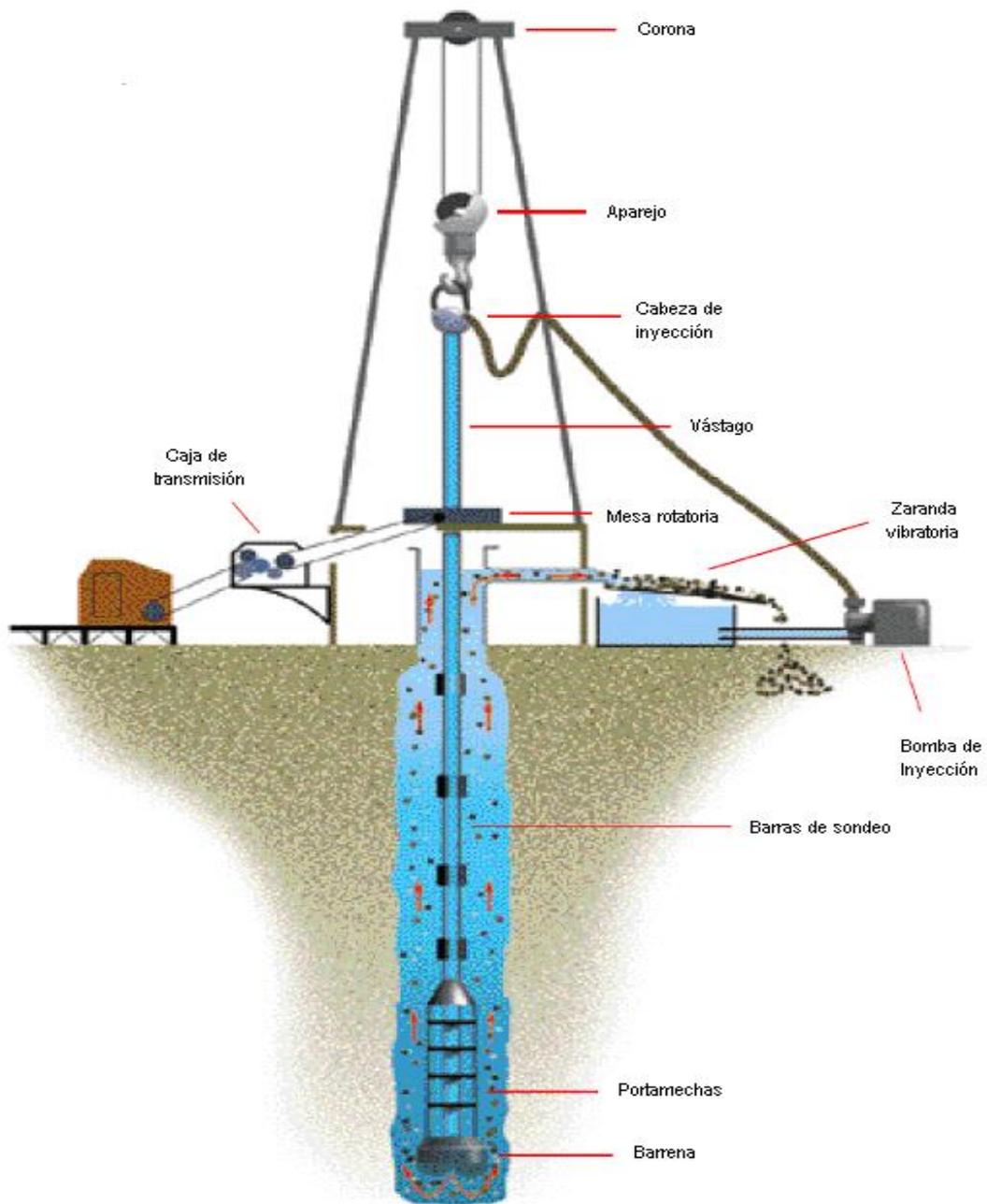


Fig. 1.15 Diseño básico de un sistema de perforación

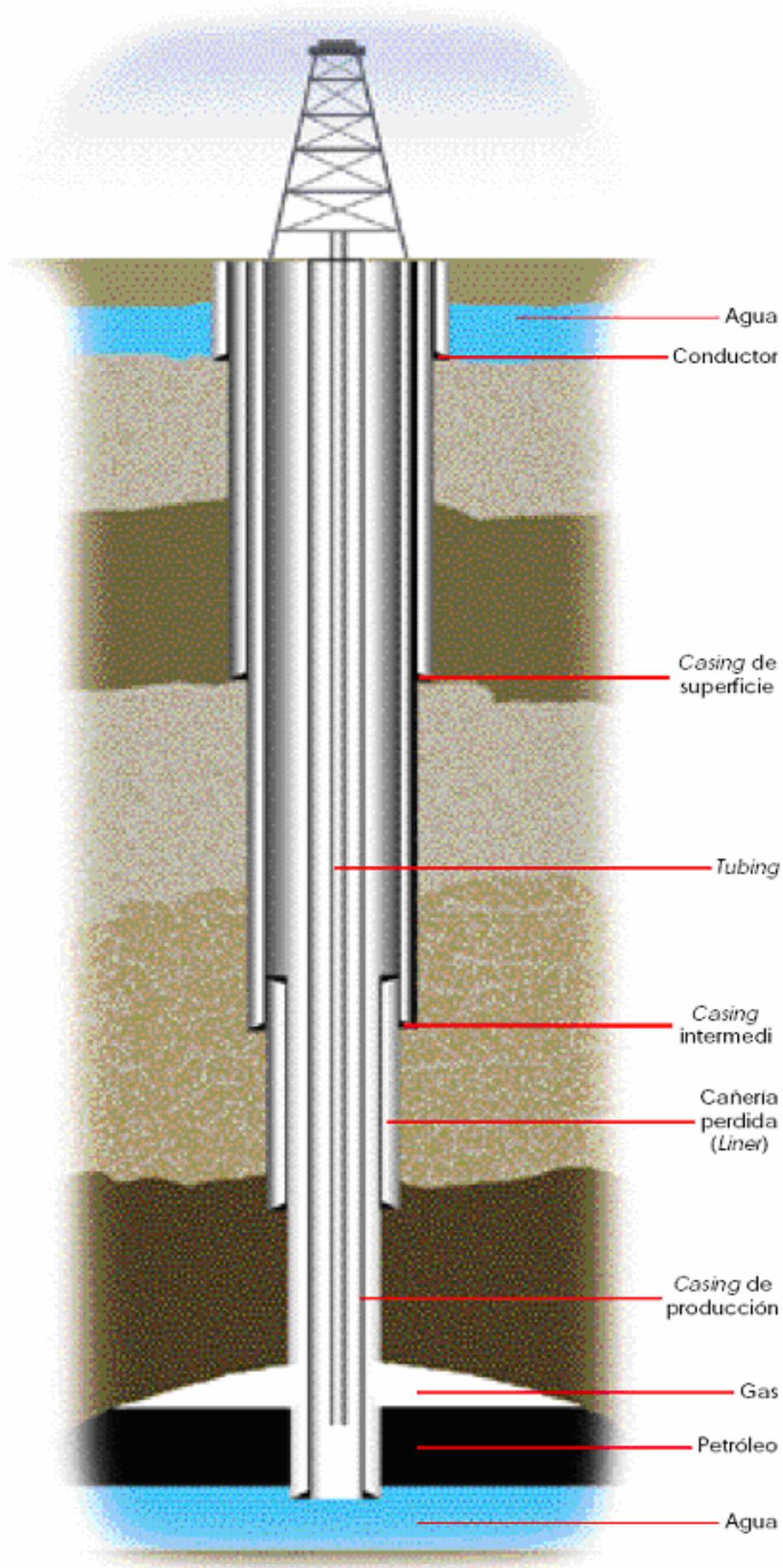


Fig. 1.16 Esquema general de un pozo terminado

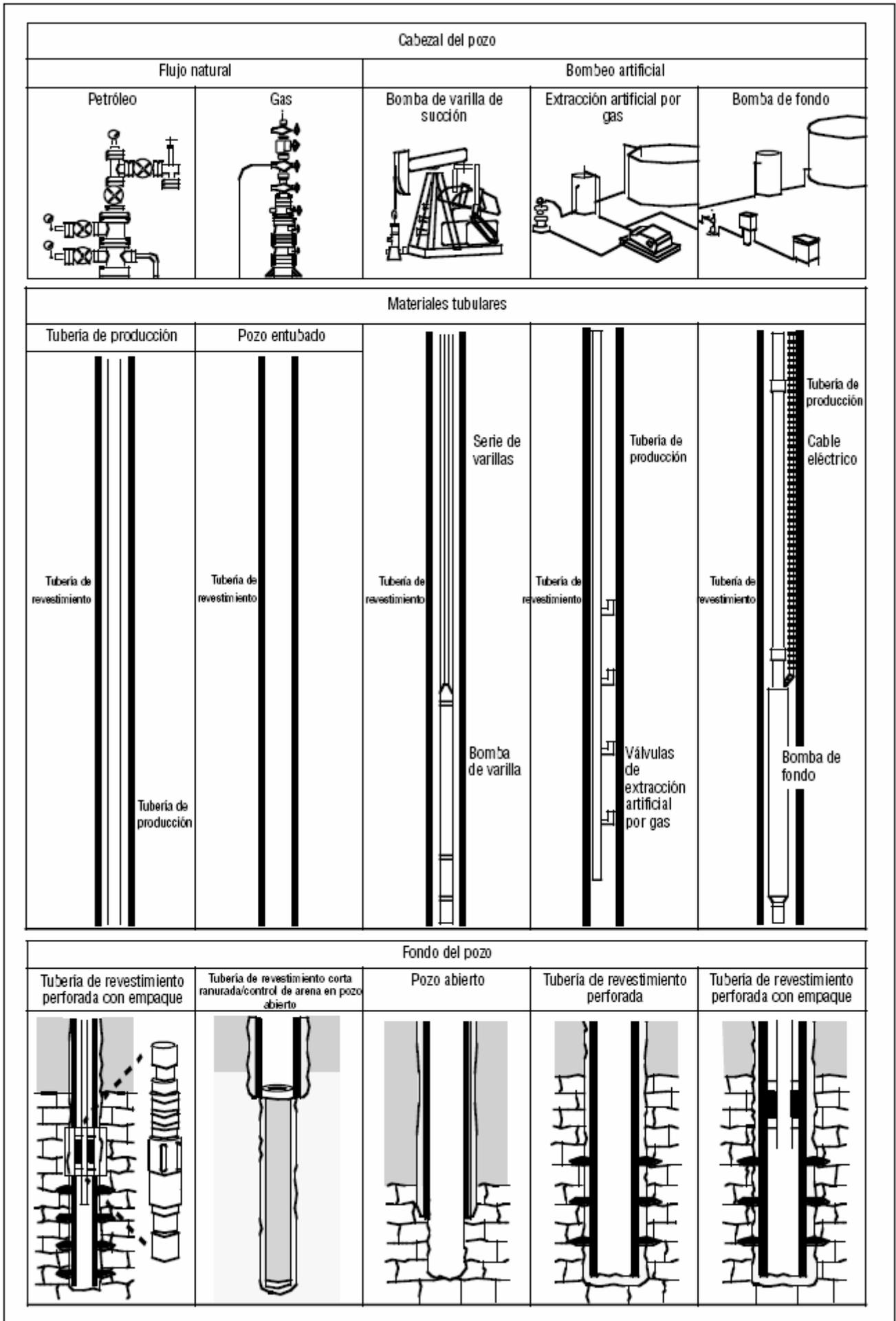


Fig. 1.17 Varias opciones de completación de pozo (según Petroleum Production Operations) (15)

1.5 DESARROLLOS TECNOLÓGICOS ⁸

En los últimos años desde la década de los 80's se han tenido avances importantes en la localización de yacimientos de gas y petróleo. Para ello se han desarrollado nuevas herramientas mecánicas las cuales, con la implementación de sistemas computacionales, han dado como resultado explorar zonas donde no se pensaba que podría existir yacimiento alguno de gas o petróleo.

Algunos de los adelantos tecnológicos son:

- *Perforación dirigida.* Esta técnica permite hoy perforar bajo control pozos verticales y en ángulos de hasta 89° y terminarlos a 90°, o sea con una traza horizontal. Con una curva de ángulo progresivo o en "S", se comienza verticalmente, se continúa en ángulo y se regresa o no a la vertical volviendo a caer.
- *Registros de información de capa en tiempo real.* Las nuevas tecnologías permiten que simultáneamente al registro en tiempo real de parámetros de perforación, inclinación, azimut, revoluciones por minuto y peso sobre la barrena, se registren valores de conductividad y densidad de las formaciones que se atraviesan, tecnología costosa pero que optimiza la operación resultando finalmente en un ahorro de tiempo.
- *Motores de fondo.* Este es un método diferente en la perforación rotatoria. En este caso, se monta un motor hidráulico (motor de fondo accionado por turbina o de desplazamiento positivo) en el Conjunto de Fondo, cerca de la barrena. Durante la perforación, la energía hidráulica producida por el paso del lodo a través del motor hace girar la barrena. Esto se logra mediante el uso de múltiples elementos de rotor/estator dentro del motor, los cuales hacen girar un eje al cual se ha conectado la barrena. Esto ofrece varias ventajas. Los motores de fondo pueden lograr velocidades rotacionales de la barrena mucho más grandes que las que se pueden lograr haciendo girar toda la columna de perforación.

Se requiere menos energía para hacer girar solamente la barrena. El pozo y la tubería de revestimiento permanecen en mejores condiciones, así como la columna de perforación, cuando sólo se hace girar la barrena (y no la tubería). Las mayores velocidades rotacionales (RPM) de la barrena producen mejores Velocidades de Penetración (ROP) y reducen los problemas generados por las vibraciones. Los motores de fondo son de uso extendido en la perforación direccional donde es crítico mantener la posición de la herramienta de orientación en la dirección deseada.

- *Nuevos mecanismos hidráulicos de aplicación directa al taladro.* Tal es el caso de giratorios de accionamiento hidráulico o eléctrico independiente, conocidos como *top drive*, herramienta que conjuntamente con los motores de fondo y los "robots" para el manejo enrosque/desenrosque de la tubería, permiten mejorar la eficiencia y velocidad de maniobra en la perforación de pozos direccionales, exploratorios, profundos y costa afuera.

1.6 TERMINACIÓN DEL POZO¹

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y re equipamiento del pozo, que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo. Dicha unidad consiste en un equipo de componentes similares al de perforación pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y por consiguiente, menor riesgo.

El agregado de un mecanismo de pistones le permite realizar maniobras que consisten en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un pistón con copas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (*tubing*), conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un

carretel movido mecánicamente. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa pueda llegar a producir.

Puede observarse que la operación de terminación implica una sucesión de tareas más o menos complejas según sean las características del yacimiento (profundidad, presión, temperatura, complejidad geológica, etc.) y requerimientos propios de la ingeniería de producción. De la calidad de los procedimientos para satisfacer estos requerimientos dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial establecido por la ingeniería de reservas. Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo, es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- . Profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés.
- . Detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo (como por ejemplo: aporte de arena).
- . Identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

Cronología de la terminación

Una vez montado el equipo de terminación, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación, para luego, mediante los llamados "perfiles a pozo entubado", generalmente radiactivos y acústicos, precisar respectivamente la posición de los estratos productivos, previamente identificados por los "perfiles a pozo abierto", así como también la posición de las cuplas de la tubería de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la tubería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionado los perfiles a pozo abierto y entubado y comprobado la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el "punzamiento" o perforación del *casing* y del cemento. Esto

se realiza mediante cañones con "cargas moldeadas" unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial.

Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas, porcentaje de agua). Esto se realiza mediante "pistoneo" por el interior del *tubing* o "tubería de producción". Se determina así si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

Puede suceder que durante los ensayos se verifique que existen capas sin suficiente aislamiento entre sí por fallas en la cementación primaria. En estos casos se realizan cementaciones complementarias, aislando mediante empaquetaduras (*packers*) el tramo correspondiente al pozo.

Cuando la diferencia de propiedades de las distintas capas así lo justifica, se puede recurrir al tipo de terminación "múltiple", que cuenta con dos columnas de *tubing* para producir dos intervalos diferentes, quedando también la alternativa de producir por el "espacio anular" entre el *casing* y los dos *tubing* un tercer intervalo.

Para el caso de terminación múltiple con dos o tres tuberías, el equipamiento debe incluir no solamente empaquetadores especiales, sino también cabezales de boca de pozo (en la superficie) de diseño particular, los que permiten el pasaje múltiple de tuberías. Por otra parte, el equipo de intervención del pozo o *workover* debe contar con herramientas especiales para maniobrar con múltiples tuberías a la vez, por lo que estas maniobras de intervención son mucho más riesgosas y delicadas y se requiere una más cuidadosa programación. Nuevas técnicas en búsqueda de mejor productividad, tales como las descritas para perforar pozos direccionales, han desarrollado equipos y materiales que permiten realizar la terminación y puesta en producción de pozos multilaterales con el acceso a varias capas de un mismo pozo, o acceso a una capa remota mediante un pozo extendido horizontalmente.

En casos de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de la misma o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, la formación productiva debe ser estimulada. Los procedimientos más utilizados son: la acidificación y la fracturación hidráulica.

La acidificación consiste en la inyección a presión de soluciones ácidas que penetran en la formación a través de los punzados, disolviendo los elementos sólidos que perturban el flujo de los fluidos.

La fracturación hidráulica consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo a gran caudal y presión de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y rellenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.

La necesidad de bajar costos en zonas de pozos de baja producción llevó a utilizar en forma creciente técnicas o materiales que redujeran tiempos de maniobra y costos de equipamiento. La búsqueda de menores costos de equipamiento en los casos indicados llevó, condicionando la geometría de los pozos a la producción esperada, a perforar pozos de poco diámetro denominados *slim-holes*. Estos pozos de diámetro reducido son terminados generalmente bajo el sistema *tubingless*, que consiste en entubar el pozo abierto con tubería de producción (*tubing*), y luego cementarlo aplicando el mismo procedimiento que para un revestidor convencional.

El *coiled-tubing* y la *snubbing unit* son un material y una herramienta de trabajo de uso cada vez más frecuente. Aunque se desarrollaron hace poco más de un par de décadas, las nuevas técnicas de perforación, terminación e intervención de pozos necesitan utilizarlos cada vez más.

El *coiled-tubing*, como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de PVC (Cloruro de Vinilo Polimerizado), pero que posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una manguera. Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje. Este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de los mismos.

La *snubbing unit* es una máquina hidráulica que, reemplazando a una convencional, permite efectuar trabajos bajo presión, o sea sin necesidad de circular y/o ahogar al pozo para controlarlo. Esta condición de trabajo, que además de reducir tiempo de operación y costos ayuda a conservar intactas las cualidades de la capa a intervenir, consiste en la extracción o corrida de tubería mediante un sistema de gatos hidráulicos que mueven alternativamente dos mesas de trabajo en las que están ubicados juegos de cuñas accionados de manera hidráulica o neumática, que retienen o soportan la columna de tubos según sea necesario.

Este sistema mecánico de manejo de tubería está complementado con un arreglo de cuatro válvulas de control de pozos, también de accionamiento hidráulico, que funcionan alternativamente con la ayuda de un compensador de presiones, lo que posibilita la extracción o bajada de la tubería bajo presión.

El empleo conjunto de estas dos herramientas permite realizar tareas especiales de perforación.

1.7 HISTORIA DEL PETRÓLEO EN MÉXICO⁵

En México se tuvo conocimiento de algunos afloramientos naturales de petróleo (Chapopoteras) desde la época prehispánica, en la que los indígenas lo utilizaban con fines medicinales, como impermeabilizante, material de

construcción; lo quemaban en ceremonias religiosas y lo usaban también con fines de higiene, para limpiar la dentadura.

El principio de la industria petrolera mundial tuvo lugar con el éxito del pozo Drake, en Oil Creek, Pennsylvania, en el año de 1859. Este fue perforado próximo a una chapopotera, pues en esa época era la clave para considerar la existencia de petróleo en el subsuelo. El pozo no era un suceso impresionante, con sus 75.5 pies (23 m) de profundidad y bombeando a razón de 25 barriles (3.9 metros cúbicos) por día; sin embargo es considerado el primer pozo perforado con el propósito de hallar petróleo y su descubrimiento propició el desarrollo de la producción petrolera.

A fines del siglo XIX, las compañías extranjeras comenzaron la exploración en México. El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en la República Mexicana fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 131.2 pies (40 m) cerca de las chapopoteras de Cougas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla, Ver. Este pozo se perforó en 1869, dando como resultado un yacimiento sin petróleo.

En la década de 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoteras, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Nuñez, al Norte del Estado de Veracruz.

Ya avanzado el año de 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, prósperos productores de petróleo de California, hicieron una inspección en la región de Tampico. Llegaron por el norte hasta San José de las Rusias, al oeste hasta Tempoal y hacia el sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoteras cerca de las estaciones de ferrocarril de Ebano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron en mayo de 1900 la Hacienda Tullillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California. Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901. Ya para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable. Doheny y Canfield habían perdido una buena parte de sus fortunas en Ebano. En ese trance estaban, cuando fue consultado el Ing.

Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien una vez que analizó los resultados obtenidos, recomendó la perforación de un pozo cerca del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoterías muy grandes. El pozo, La Pez No. 1, se terminó el día 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles de petróleo (238 metros cúbicos) por día, a una profundidad de 1640.5 pies (503 m). Este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México.

En el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto por otra compañía, el Campo San Cristóbal en el año de 1906.

Los éxitos continuaron en el territorio mexicano. Otra compañía de capital inglés de Sir Weetman Pearson, llegó a la región Tampico-Tuxpan, y después de varios intentos, en mayo de 1908, terminó el Pozo No. 2, en la Hacienda San Diego de la Mar, con una producción de 2,500 barriles de petróleo (397.5 metros cúbicos) al día. Con ello se descubrió la faja de campos petrolíferos muy ricos, que llegó a conocerse con el nombre de la Faja de Oro.

Las empresas internacionales siguieron la actividad petrolera. En 1910 llegaron a Tampico la Standard Oil Company y la Royal Dutch Shell, ésta última perteneciente al consorcio de holandeses e ingleses.

Los pozos productores de petróleo que tuvieron resonancia internacional, fueron muchos, destacando el Casiano No. 7, que comenzó su producción el 8 de septiembre de 1910. En 1911, se terminó el Potrero del Llano No. 4.

Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul No. 4", localizado en terrenos de las haciendas de "Toteco" y "Cerro Azul", propiedad de la "Huasteca Petroleum Company", que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción -al 31 de diciembre de 1921- de poco más de 57 millones de barriles (9.063 millones de metros cúbicos).

Con el nacimiento de Petróleos Mexicanos, en 1938, se divide la actividad por zonas para un mejor control y operación, es en este año cuando comienza la acción de los técnicos mexicanos. Se crea la Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur.

ZONA NORESTE

Cercana a la frontera con Estados Unidos, al sur de Texas.

Campos petroleros antes de 1938

1921 La Presa
1933 Rancherías
1934 Lajitas
1934 Laredo

Campos descubiertos después de 1938

1945 Misión
1947 Camargo
1948 Valadeces
1948 Reynosa
1948 Brasil
1948 Francisco Cano
1949 Monterrey

ZONA NORTE

Campos antes de 1938

1901 Ebano-Pánuco
1907 Faja de Oro
1930 Poza Rica

Campos descubiertos después de 1938

1948 Moralillo
1949 Alazan
1949 Presidente Alemán

ZONA SUR

Campos antes de 1938

1923 Francita
1923 Filisola
1928 Tonalá
1931 El Burro
1931 El Plan
1935 Cuichapa

Campos descubiertos después de 1938

1947 Acampa
1948 Sarlat
1948 Moloacan
1949 Fortuna Nacional
1949 Tortuguero
1951 Rabón Grande

1959 Santa Ana

Algunas fechas que se consideran trascendentes son:

1952 Se descubre la continuación de la Faja de Oro al sur del Río Tuxpan, con el campo que fue bautizado con el nombre de un gran geólogo mexicano, Ezequiel Ordóñez, la cadena de campos llegó hasta Tecolutla, en la costa del Golfo de México.

1953 Descubrimiento de una nueva provincia petrolera en la Cuenca de Veracruz: Campo Angostura.

1956 Campo San Andrés, cercano a Poza Rica y Tamaulipas. Constituciones en el área de Tampico. Primera producción del Jurásico en México.

1963 Con la perforación del pozo Isla de Lobos y después Arrecife Medio, se comprueba la existencia del atolón, que da lugar a la Faja de Oro Marina.

1968 En el mar, frente a Tampico, se descubre el Campo Arenque. La actividad exploratoria continuó y los descubrimientos aumentaron con campos como la Venta, José Colomo, Ogarrio, Magallanes, etc.

1972 Marca una fecha histórica, al descubrirse los campos que conforman los estados de Chiapas y Tabasco, con la perforación de los pozos Sitio Grande y Cactus.

1974 La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México

1976 Con el pozo Chac No. 1, perforado en la plataforma continental del Golfo de México, se descubre la producción de la Sonda de Campeche, a 49.7 millas (80 km), al norte de Ciudad del Carmen considerada hasta la fecha como la zona petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo. Las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles (74.6 millones de metros cúbicos) anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles (5.4

millones y medio de metros cúbicos) anuales. Otras regiones de México, alejadas de las tradicionalmente petroleras, quedaron señaladas en la historia de la producción de hidrocarburos.

1978 El llamado Golfo de Sabinas (Estado de Coahuila) Campos Buena Suerte, Monclova, Lampazos, Ulua, etc., resultaron productores de gas.

1981 Golfo de California, Pozo Extremeño No.1, productor de gas. Primera provincia petrolera en la plataforma continental del Pacífico.

En la década de los ochentas, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

1992 En julio de este año, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

En la década de los noventas se continuaron las operaciones de búsqueda de nuevos yacimientos y la explotación de los mismos, en su mayoría en las regiones marinas noroeste y suroeste que producen tres cuartas partes de la producción total del crudo en México. Se dividen en cuatro las regiones productoras de crudo y gas en México, estas son: Región Marina Noroeste, Región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur.

2002 Para este año las instalaciones de la Regiones Marinas localizadas en la Sonda de Campeche, produjeron 2604 millones de barriles diarios (414.03 millones de metros cúbicos) 82 por ciento del petróleo crudo de México y el 32 por ciento de gas natural con 1451.8 millones de pies cúbicos (41.09 millones de metros cúbicos) diarios; en tanto, que del petróleo crudo, 16 por ciento en

las instalaciones de la Región Sur (conformada por Tabasco y Chiapas) y en la Región Norte (que comprende los estados de Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León y San Luis Potosí) el 2 por ciento restante.

2003 Se producen nuevas reservas y clasificación de estas, por ejemplo la perforación de más de 90 pozos en Chicontepec origina la reclasificación de reservas probables a probadas porque la vecindad inmediata de la zona productora ha cambiado, es decir, los pozos perforados a lo largo de 2003 en general se ubicaban en zonas que al 1 de enero de 2003 eran consideradas probables, o probadas no desarrolladas. Las regiones productoras están organizadas por los activos integrales resultado de una nueva estructura organizativa cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión integral de los yacimientos a lo largo de su vida productiva.

2004 Durante este año PEMEX continuó con la exploración en aguas del Golfo de México. Los descubrimientos de aceite ascendieron a 459 millones de barriles (72.9 millones de metros cúbicos) de petróleo crudo principalmente provenientes de la perforación de los pozos Wayil-1, Tumut-1, Pohp-1 y Baksha-1, de las Cuencas del Sureste. De este total, 150 millones de barriles (23.85 millones de metros cúbicos) de petróleo crudo equivalente son reservas probadas.

Sólo 33 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de descubrimientos en aguas profundas [en un tirante de agua – superficie del mar a superficie del fondo marino - superior a 1640 pies (500m)] son considerados en las reservas totales de 2004. Estas reservas provienen del pozo Nab-1, que fue perforado en un tirante de agua de 2234.4 pies (681m) en el Golfo de México. El resto de descubrimientos junto con sus reservas se ubican en tirantes de agua inferiores a 1640 pies (500m) o en las regiones terrestres.

En 2004, se perforaron y terminaron 727 pozos, de los cuales 103 fueron exploratorios. Los costos de extracción de PEMEX son aproximadamente de 3 dólares por barril en aguas someras, menos de 1640.5 pies (500 metros).

En 2004, los principales descubrimientos terrestres fueron:

- 130 millones de barriles (20.67 millones de metros cúbicos) de petróleo crudo correspondiente a aceite pesado proveniente del pozo Samaria-1001 en las Cuencas del Sureste. Esta reserva está siendo clasificada como posible en tanto se desarrolla la estrategia de explotación y su comercialización correspondiente
- 216 millones de barriles (34.3 millones de metros cúbicos) de petróleo crudo correspondientes a yacimientos de gas no asociado provenientes principalmente de los pozos Tizón-201 en las Cuencas del Sureste, Patlache-1, Santander-1, Forastero-1, en la Cuenca de Burgos; y Apertura-401, Arquimia-1 y Fourier-1, en la Cuenca de Veracruz. De esta magnitud total, 52 millones de barriles (8.3 millones de metros cúbicos) de petróleo crudo equivalente son probadas. El énfasis en los esfuerzos de exploración ha sido en yacimientos localizados en cuencas conocidas. Pero debido a la importancia de encontrar nuevas zonas petroleras, a partir de 2004, este énfasis fue reforzado para realizar exploraciones en zonas desconocidas para tener otras alternativas más allá de las tradicionalmente exploradas, que incluyen aguas profundas a partir de la adquisición e interpretación de información sísmica tridimensional.

1.8 REGIONES PRODUCTORAS ⁷

La localización y producción de los yacimientos de crudo y gas en México se localizan y dividen en cuatro grandes regiones

- Región Marina Noreste
- Región Marina Suroeste
- Región Norte
- Región Sur

Región Marina Noreste

Esta región se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en Aguas Territoriales Nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 103,170

millas cuadradas (166,000 kilómetros cuadrados), e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.



Fig. 1.18 La Región Marina Noreste se localiza dentro de Aguas Territoriales Nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. (7)

Actualmente, la región tiene doce campos en producción: ocho en Cantarell y cuatro en Ku-Maloob-Zaap, con una producción anual durante el año 2003 de 882.0 millones de barriles (140.2 millones de metros cúbicos) de aceite y 343.3 miles de millones de pies cúbicos (9.71 miles de metros cúbicos) de gas natural. Esta producción representa 71.7 y 20.9 por ciento, respectivamente, de la producción nacional durante el año 2003.

También, conviene destacar que durante el año 2003, la región alcanzó una producción promedio diaria de 2.4 millones de barriles (0.3818 millones de metros cúbicos) de aceite y 940.5 millones de pies cúbicos (26.61 millones de metros cúbicos) de gas natural. Asimismo, el campo Akal, que forma parte del complejo Cantarell, reportó una producción promedio diaria de 2.0 millones de barriles (0.318 millones de metros cúbicos) de aceite y 744.6 millones de pies cúbicos (21.07 millones de metros cúbicos) de gas natural, todo esto como resultado de las actividades del proyecto Cantarell donde destacan la

perforación de pozos y la continuación del mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno. En este contexto, la Región Marina Noreste es la más importante productora de hidrocarburos en nuestro país, cuyos volúmenes de producción son superiores al de muchas compañías operadoras en el mundo.

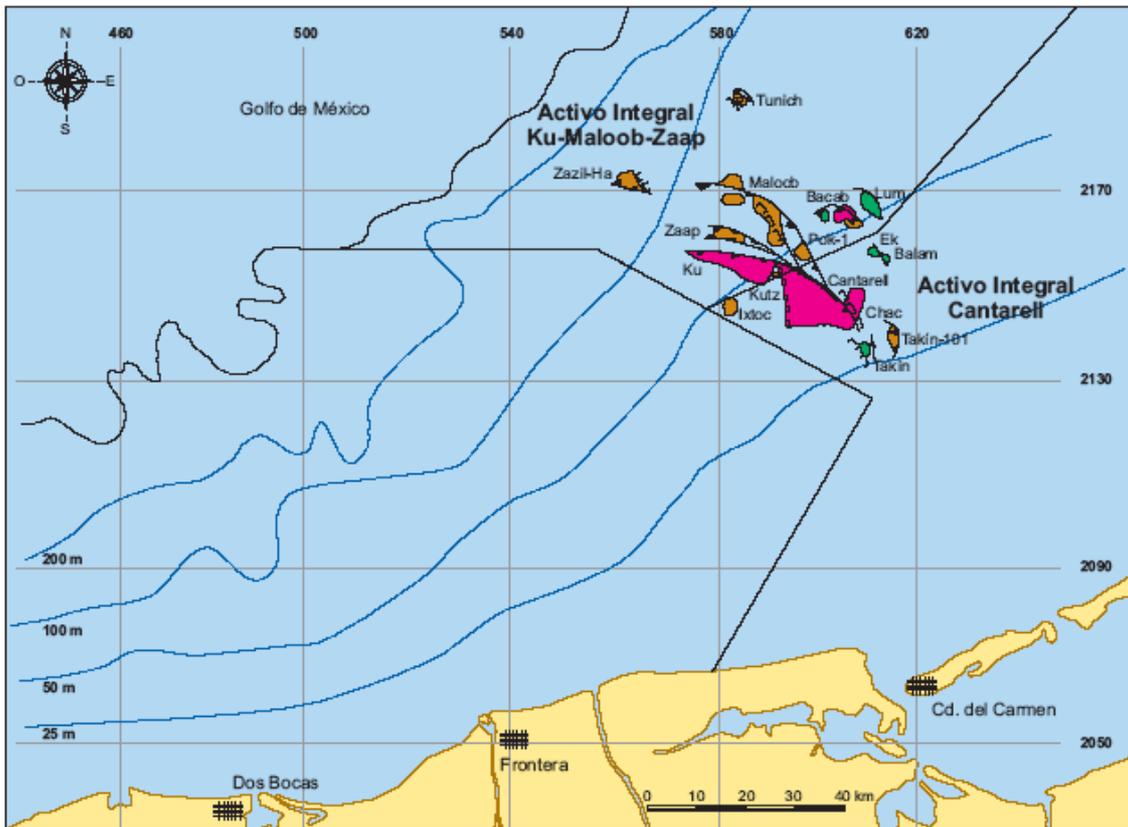


Fig. 1.19 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste. (7)

Región Marina Suroeste

Esta región se encuentra en el Sureste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 219,012 millas cuadradas (352,390 kilómetros cuadrados), y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en la parte Sur por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de Aguas Territoriales Nacionales, y al Oeste por la Región Norte.



Fig. 1.20 La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México. (7)

A partir de 2003 la región está organizada por los activos integrales Abkatún- Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, resultado de una nueva estructura organizativa cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión integral de los yacimientos a lo largo de su vida productiva. El campo Sinán pertenece a esta región siendo uno de los más importantes dentro de la producción nacional de petróleo. Cabe hacer notar que estos activos integrales también tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos además de implantar programas de incorporación de reservas y delimitación asociados a reservas ya descubiertas.

La región administra un total de 48 campos, de éstos, doce están en explotación y son productores de aceite ligero y gas asociado. Los restantes 36 tienen reserva remanente pero no están en producción, pero sí contemplados en proyectos de desarrollo para los años siguientes. Asimismo, la región también está constituida por un Activo Regional de Exploración, encargado principalmente de la etapa exploratoria de evaluación de potencial.

La producción anual en el año 2003 de esta región fue de 145.1 millones de barriles (23.07 millones de metros cúbicos) de aceite y 212.2 miles de millones de pies cúbicos (6.0 miles de millones de metros cúbicos) de gas natural, aportando para ese año 11.8 por ciento y 12.9 por ciento de la producción de aceite y gas del país.

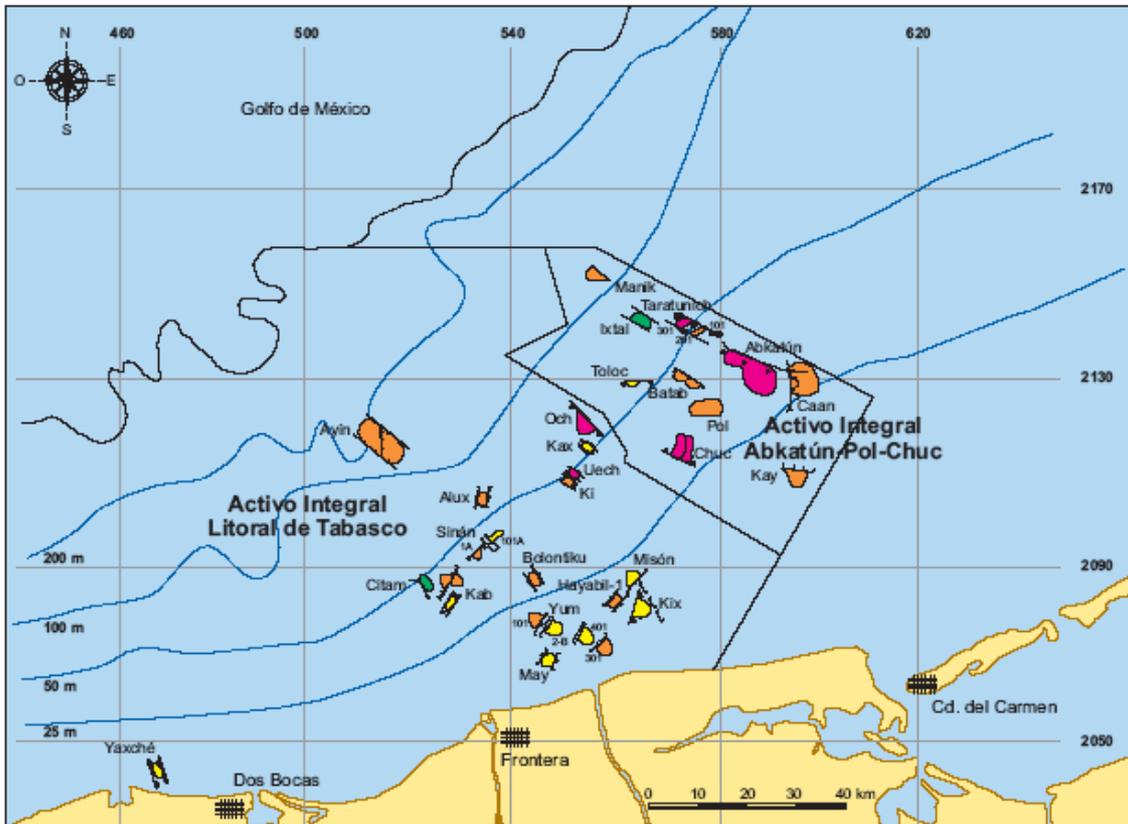


Fig. 1.21 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Marina Suroeste. (7)

Región Norte

Por su posición geográfica, esta región se sitúa en el Norte y centro del país como se aprecia en la figura siguiente, incluyendo una parte continental y otra marina, con una extensión cercana a dos millones de kilómetros cuadrados.

Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con la isobata de 1640pies (500 m) del Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán, que es el límite con la Región Sur.



Fig. 1.22 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina. (7)

Como se observa en la figura siguiente, una nueva organización de los activos en la Región Norte ha sido implantada a partir de 2003. Estos cambios obedecen a un proceso de optimización de recursos que la administración de PEMEX Exploración y Producción ha puesto en marcha a nivel nacional, modificando tanto el número de activos integrales como su distribución geográfica, además de consolidar en un solo activo de exploración, denominado Regional de Exploración, toda la actividad exploratoria de evaluación de potencial de la región.

En consecuencia, el número de activos integrales ha quedado en tres regiones y se denominan Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz. Cabe hacer notar que la labor de extender los campos ya descubiertos e incorporar reservas en las áreas cercanas a campos productores, es responsabilidad también de estos activos integrales.

La producción total de la región ascendió en 2003 a 26.5 millones de barriles (4.21 millones de metros cúbicos) de aceite y 491.5 miles de millones de pies cúbicos (13.9 miles de millones de metros cúbicos) de gas, cifra que

representa 2.2 y 29.9 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.



Fig. 1.23 Ubicación geográfica de los nuevos activos integrales de explotación que conforman la Región Norte. (7)

En cuanto a la producción histórica acumulada, ésta es 5,514.6 millones de barriles (876.8 millones de metros cúbicos) de aceite y 16,547.9 miles de millones de pies cúbicos (468.3miles de millones de metros cúbicos) de gas. Además, en 2003 se ha presenciado la reactivación de la actividad productiva del Paleocanal de Chicontepec, a través del aumento de la producción de aceite y gas, la implantación de mejoras en las técnicas de perforación y fracturamiento, y la adopción de estrategias para disminuir los costos de extracción. Con estas actividades se pretende, entre otras cosas, la captura de valor económico de una reserva que ya ha sido descubierta, y la optimización de operaciones en un área que seguramente será explotada de manera mucho más intensiva en los años siguientes. También, es notable mencionar que las reservas incorporadas por nuevos campos como Nejo, Pirineo, Vistoso y Lobina, entre otros, permiten extender hacia áreas nuevas el desarrollo petrolero de la región.

Región Sur

Se encuentra localizada en la porción Sur de la República Mexicana, y geográficamente abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo



Fig. 1.24 Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. (7)

Cuando se aplicó el nuevo esquema organizacional vigente desde junio de 2003, ha optimizado el número original de activos de producción de siete a cinco activos integrales. Estos nuevos activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac.

Por otra parte, en esta reorganización, de los tres activos de exploración originales ahora sólo se tiene un activo regional, cuya función es realizar una exploración más de frontera en toda la región, dejando las extensiones y las oportunidades exploratorias cercanas a campos ya descubiertos a los activos integrales. En conjunto, la región administra al 1 de enero de 2004, un total de 125 campos con reservas remanentes.

La producción durante el año 2003 fue de 176.4 millones de barriles (28.0 millones de metros cúbicos) de aceite y 594.9 miles de millones de pies cúbicos (16.83miles de millones de metros cúbicos) de gas, que se traducen en 14.3 y 36.2 por ciento de la producción total de aceite y gas del país, respectivamente.

Esto muestra que los esfuerzos realizados en la Región Sur por mantenerse como importante productor de hidrocarburos en el país continúan dando frutos, aún cuando una porción significativa de sus campos ha entrado en una etapa de madurez.



Fig. 1.25 Ubicación geográfica de los nuevos activos integrales que conforman la Región Sur. (7)

CAPÍTULO 2

Fluidos de Perforación

2.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2

Las funciones describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.
7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la completación.
12. Minimizar el impacto al ambiente.

1. REMOCIÓN DE LOS RECORTES DEL POZO

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. Para este fin, se hace circular un fluido dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular de la columna.

La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende de varios factores como los son:

- Tamaño y forma del recorte
- Densidad del recorte
- Velocidad de penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación
- Viscosidad del fluido de perforación
- Densidad del fluido de perforación
- Velocidad del fluido de perforación dentro del espacio anular de la columna de perforación

Si el pozo no se limpia en forma apropiada, el material sólido se acumulará en el espacio anular de la columna de perforación causando un aumento tanto en la torsión (torque), como en el arrastre y en la presión hidrostática.

Además de los problemas mencionados anteriormente una inadecuada remoción de los recortes provoca, una tubería aprisionada, una velocidad reducida de penetración y la pérdida de circulación en el pozo.

Viscosidad.² La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas (ver figura 2.1a) y en condiciones dinámicas rompen el gel (ver figura 2.1b). Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.



Fig. 2.1a



Fig. 2.1b

Velocidad.² En general, la remoción de los recortes es mejorada por las altas velocidades anulares. Sin embargo, con los fluidos de perforación más diluidos, las altas velocidades pueden causar un flujo turbulento que ayuda a limpiar el agujero, pero puede producir otros problemas de perforación, como el fracturamiento de la formación. La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido se llama velocidad de caída. La velocidad de caída de un recorte depende de su densidad, tamaño y forma, y de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido de perforación. Si la velocidad anular del fluido de perforación es mayor que la velocidad de caída del recorte, el recorte será transportado hasta la superficie. La velocidad neta a la cual un recorte sube por el espacio anular se llama velocidad de transporte. En un pozo vertical: $\text{Velocidad de transporte} = \text{Velocidad anular} - \text{velocidad de caída}$.

El transporte de recortes en los pozos de alto ángulo y horizontales es más difícil que en los pozos verticales. La velocidad de transporte, tal como fue definida para los pozos verticales, no es aplicable en el caso de pozos desviados, puesto que los recortes se sedimentan en la parte baja del pozo, en sentido perpendicular a la trayectoria de flujo del fluido, y no en sentido contrario al flujo de fluido de perforación. En los pozos horizontales, los recortes se acumulan a lo largo de la parte inferior del pozo, formando camas de recortes. Estas camas restringen el flujo, aumentan el torque, y son difíciles de eliminar.

Se usan dos métodos diferentes para la limpieza difícil del pozo que suelen ser encontradas en los pozos de alto ángulo y horizontales:¹⁵

a) El uso de fluidos tixotrópicos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y condiciones de flujo laminar.

Ejemplos de estos tipos de fluido incluyen los sistemas de biopolímeros (por ejemplo FLO-PRO[®], XCD POLYMER[®] MI L.L.C. *, CRYSTAL-DRIL[®] CLEAR-WATER SYSTEM[®] HALLIBURTON **) y las lechadas de bentonita floculadas (p. ej. el sistema DRILPLEXTM[®] de Hidróxido de Metales Mezclados (MMH) MI L.L.C. Dichos sistemas de fluidos de perforación proporcionan una alta viscosidad con un perfil de velocidad anular relativamente plano, limpiando una mayor porción de la sección transversal del pozo. Este método tiende a suspender los recortes en la trayectoria de flujo del lodo e impide que los recortes se sedimenten en la parte baja del pozo. Con los lodos densificados, el transporte de los recortes puede ser mejorado aumentando de 1 a 1½ veces el tamaño del pozo, y utilizando el más alto caudal laminar posible.

b) El uso de un alto caudal y de un "lodo" fluido para obtener un flujo turbulento.

El flujo turbulento proporcionará una buena limpieza del pozo e impedirá que los recortes se sedimenten durante la circulación, pero éstos se sedimentarán rápidamente cuando se interrumpa la circulación. Este método funciona manteniendo los recortes suspendidos bajo el efecto de la turbulencia y de las altas velocidades anulares. Es más eficaz cuando se usan fluidos no densificados de baja densidad en formaciones competentes (que no se desgastan fácilmente). La eficacia de esta técnica puede ser limitada por distintos factores, incluyendo un agujero de gran tamaño, una bomba de baja capacidad, una integridad insuficiente de la formación y el uso de motores de fondo y herramientas de fondo que limitan el caudal.

* MI L.L.C. Compañía petrolera con sede en Houston, USA

**HALLIBURTON Compañía Estadounidense dedicada al desarrollo de infraestructura.

Densidad. (2) Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual

contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero.

Rotación de la columna de perforación. (12) Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo introduciendo un componente circular en la trayectoria del flujo anular. Este flujo helicoidal (en forma de espiral o sacacorchos) alrededor de la columna de perforación hace que los recortes de perforación ubicados cerca de la pared del pozo, donde existen condiciones de limpieza del pozo deficientes, regresen hacia las regiones del espacio anular que tienen mejores características de transporte. Cuando es posible, la rotación de la columna de perforación constituye uno de los mejores métodos para retirar camas de recortes en pozos de alto ángulo y pozos horizontales.

2. CONTROL DE LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN

Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. El agua, el gas y el petróleo que se encuentran en el subsuelo están bajo gran presión. Esta presión debe ser sobrebalanceada para evitar un flujo incontrolado de esos fluidos de formación en el interior del pozo. El control se logra por medio del mantenimiento de una presión hidrostática suficiente en el espacio anular. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita u otros aditivos para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero.

El equilibrio de la presión de la formación y la presión que ejerce el “lodo” sobre esta impide que los fluidos de formación (gas, aceite y agua) fluyan hacia el pozo y causen un reventón. La presión ejercida por la columna

de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del “lodo”) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

Mantener un pozo “bajo control” se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo. Existe una imagen popular del petróleo brotando de un equipo de perforación muy alto hacia el cielo, mientras los trabajadores se regocijan por haber encontrado petróleo (ver figura 2.2). Realmente, esos estallidos son poco comunes y no son causa de celebración pues el objetivo consiste en extraer el petróleo de una manera controlada. El “lodo” se diseña para prevenir esos accidentes al contrarrestar la presión natural de los fluidos en las formaciones. Se debe alcanzar un equilibrio apropiado en el que la presión del fluido de perforación contra las paredes del hueco sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen las formaciones y el petróleo o gas, pero que no sea tan fuerte que dañe el pozo. Si el peso del fluido de perforación es muy grande, podría causar la fractura de la roca y el fluido de perforación se perdería en la tierra.



Fig. 2.2 Reventón de un pozo

La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al pozo y que no son ejercidos por los fluidos de la formación. En las regiones

geológicamente activas, las fuerzas tectónicas imponen esfuerzos sobre las formaciones y pueden causar la inestabilidad de los pozos, aunque la presión del fluido de la formación esté equilibrada. Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática. Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática. Las presiones normales de formación varían de un gradiente de presión de 0,433 psi/pie (equivalente a 8,33 lb/gal de agua dulce) en las áreas ubicadas tierra adentro, a 0,465 psi/pie (equivalente a 8,95 lb/gal) en las cuencas marinas.

Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales de densidad baja (generalmente a base de petróleo). El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del pozo.

3. SUSPENSIÓN Y DESCARGA DE RECORTES

Cuando el “lodo” no está circulando, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada. Los recortes y derrumbes caerán hacia el fondo del pozo a menos que el “lodo” tenga la capacidad de formar una estructura de tipo gel cuando no está fluyendo. El lodo debe, por supuesto, recuperar su fluidez cuando se reinicia la circulación.

Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación.

El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial. Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja. El equipo de control de sólidos no es tan eficaz con los fluidos de perforación que no disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, los cuales tienen un alto contenido de sólidos y una alta viscosidad plástica.

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar y que requieren de la utilización de equipos como: bombas centrífugas, ciclones, filtros prensa, etc. Un simple método para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

4. OBTURACIÓN DE LAS FORMACIONES PERMEABLES

La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un

revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.

Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación y daños a la formación. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el “lodo” entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del “lodo”.

Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa sólida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación. Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el revoque, limitando la filtración. Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto y la gilsonita, y los aditivos desfloculantes orgánicos.

5. MANTENIMIENTO DE LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO

A medida que la barrena penetra en una formación subterránea se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo. A menos que ese sostén sea reemplazado por el “lodo” de perforación hasta que el revestimiento haya sido colocado, la formación caerá en el interior del pozo. Los mecanismos que evitan que eso ocurra dependen de la naturaleza de la formación. Si la formación es muy firme (el granito sería un ejemplo extremo) se necesita poco sostén por parte del fluido de perforación. Si la formación es moderadamente firme y consolidada (lutitas es un ejemplo), la densidad del

“lodo” es un apoyo suficiente. Si la formación es débil y no consolidada (como en el caso de la arena), el “lodo” debe ser suficientemente denso y debe, además, formar una capa delgada pero resistente de partículas sobre las paredes del pozo.

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del “lodo” deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del “lodo” debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica).

La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.) La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar.

El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada. El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la barrena.

Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobre balance y un revoque de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

En las lutitas, si el peso del “lodo” es suficiente para equilibrar los esfuerzos de la formación, los pozos son generalmente estables – inicialmente –. Con “lodos” a base de agua, las diferencias químicas causan interacciones entre el fluido de perforación y la lutita, las cuales pueden producir (con el tiempo) el hinchamiento o el ablandamiento. Esto causa otros problemas, tales como el asentamiento y condiciones de agujero reducido.

Las lutitas secas, quebradizas, altamente fracturadas, con altos ángulos de buzamiento pueden ser extremadamente inestables cuando son perforadas. La insuficiencia de estas formaciones secas y quebradizas es principalmente de carácter mecánico y normalmente no está relacionada con las fuerzas hidráulicas o químicas. Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el “lodo” y la lutita.

Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensoactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. La lutita está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular. *(Ver Anexo 3 referente a la clasificación de los aditivos)*

Los fluidos de perforación a base de petróleo o sintéticos se usan frecuentemente para perforar las lutitas más sensibles al agua, en áreas donde las condiciones de perforación son difíciles. Estos fluidos proporcionan una mejor inhibición de lutita que los fluidos de perforación a base de agua. Las

arcillas y lutitas no se hidratan ni se hinchan en la fase continua, y la inhibición adicional es proporcionada por la fase de salmuera emulsionada (generalmente cloruro de calcio) de estos fluidos. La salmuera emulsionada reduce la actividad del agua y crea fuerzas osmóticas que impiden la adsorción del agua por las lutitas.

6. MINIMIZACIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN

Casi cualquier fluido de perforación alterará las características originales de la formación con la cual entra en contacto, si bien algunas formaciones son más sensibles que otras; algunos “lodos” causan mayor daño que otros.

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el “lodo” o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (“lodo”) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación.

El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo). El tipo de procedimiento y método de completación determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está entubado, cementado y perforado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del agujero. En cambio, cuando se termina un pozo horizontal usando uno de los métodos de “completación en pozo abierto”, se requiere usar un fluido de “perforación del yacimiento” – diseñado especialmente para minimizar los daños –. Aunque los daños causados por el fluido de perforación no sean casi

nunca tan importantes que no se pueda producir el petróleo y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos potenciales.

Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- a) Invasión de la matriz de la formación por el “lodo” o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los componentes de la formación.
- d) Precipitación de los sólidos del filtrado del “lodo” con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.
- e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad. La posibilidad de daños a la formación puede ser determinada a partir de los datos de pozos de referencia y del análisis de los núcleos de la formación para determinar la permeabilidad de retorno. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y completación pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

7. ENFRIAMIENTO, LUBRICACIÓN Y SOSTENIMIENTO DE LA BARRENA Y DEL CONJUNTO DE PERFORACIÓN

A medida que la barrena raspa el fondo del pozo y que la sarta rota contra las paredes del pozo, se genera calor. El “lodo” debe absorber ese calor y disiparlo lo largo del todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Cualquier “lodo” desempeñará esa función al circular. El fluido de perforación también ejerce un efecto lubricante para la barrena, la sarta y para el revestimiento durante el proceso de la perforación. Algunas partículas contenidas en el “lodo” no pueden ser consideradas propiamente

como lubricantes; sin embargo, la facilidad con la que se deslizan una al lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la abrasión. A veces se añaden materiales especiales al “lodo” para mejorar sus propiedades lubricantes. Entre los beneficios se encuentra una vida mas prolongada de la barrena, una torsión o arrastre (torque) disminuidos, una mejor presión de bombeo y menor desgaste por fricción en la sarta y en el revestimiento.

Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación. La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros.

Por ejemplo, los “lodos” base de aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los “lodos” base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los “lodos” base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas. El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema – pH, salinidad y dureza –. La modificación de la lubricidad del “lodo” no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

Altos valores de torque y arrastre, un desgaste anormal, y el agrietamiento por calor de los componentes de la columna de perforación constituyen indicios de una lubricación deficiente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos problemas también pueden ser causados por problemas de desviación, “embolamiento de la barrena”, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del conjunto de fondo. Aunque un lubricante pueda reducir los síntomas de estos problemas, la causa propiamente dicha debe ser corregida para solucionar el problema.

El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad. Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación.

La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del “lodo”; por lo tanto, un fluido de 18 lb/gal (2156kg/m^3) proporcionará el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9 lb/gal (1079kg/m^3).

El peso que una torre de perforación puede sostener está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se hace enorme. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la columna de perforación sin flotabilidad, éste es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la columna de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión). Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar la flotabilidad para proporcionar una ventaja importante.

Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación. Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama “introducción por flotación” (“floating in”) de la tubería de revestimiento.

8. TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA A LAS HERRAMIENTAS Y A LA BARRENA

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de “lodo” a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.

Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la barrena para maximizar el efecto del impacto de “lodo” en el fondo del pozo. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la barrena y ayuda a mantener limpia la estructura de corte. Las pérdidas de presión en la columna de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, reducen la energía hidráulica que se transmite a las herramientas de perforación y a la barrena.

El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de pequeño diámetro interior (DI), motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reducen la cantidad de presión disponible en la barrena.

En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena. Como la presión disponible en la columna de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena. Se puede

aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

9. ASEGURAR LA EVALUACIÓN ADECUADA DE LA FORMACIÓN

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del “lodo” afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación.

Durante la perforación, los técnicos controlan la circulación del “lodo” y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación. Herramientas de LWD están disponibles para obtener un registro continuo mientras se perfora el pozo. También se perfora una sección cilíndrica de la roca (un núcleo) en las zonas de producción para realizar la evaluación en el laboratorio con el fin de obtener la información deseada.

Las zonas productivas potenciales son aisladas y evaluadas mediante la realización de Pruebas de Intervalo (FT) o Pruebas de Productividad Potencial de la Formación (DST) para obtener datos de presión y muestras de fluido. Todos estos métodos de evaluación de la formación son afectados por el fluido

de perforación. Por ejemplo, si los recortes se dispersan en el lodo, el geólogo no tendrá nada que evaluar en la superficie. O si el transporte de los recortes no es bueno, será difícil para el geólogo determinar la profundidad a la cual los recortes se originaron. Los lodos a base de petróleo, lubricantes, asfaltos y otros aditivos ocultarán los indicios de hidrocarburos en los recortes. Ciertos registros eléctricos son eficaces en fluidos conductores, mientras que otros lo son en fluidos no conductores.

Las propiedades del fluido de perforación afectarán la medición de las propiedades de la roca por las herramientas eléctricas de cable. El filtrado excesivo puede expulsar el petróleo y el gas de la zona próxima al agujero, perjudicando los registros y las muestras obtenidas por las pruebas FT o DST. Los “lodos” que contienen altas concentraciones iónicas de potasio perjudican el registro de la radioactividad natural de la formación. La salinidad alta o variable del filtrado puede dificultar o impedir la interpretación de los registros eléctricos. Las herramientas de registro con cable deben ser introducidas desde la superficie hasta el fondo, y las propiedades de la roca se miden a medida que las herramientas son retiradas del pozo.

Para un registro con cable óptimo, el “lodo” no debe ser demasiado denso y debe mantener la estabilidad del pozo y suspender cualquier recorte o derrumbe. Además, el pozo debe mantener el mismo calibre desde la superficie hasta el fondo, visto que el ensanchamiento excesivo del diámetro interior y/o los revoques gruesos pueden producir diferentes respuestas al registro y aumentar la posibilidad de bloqueo de la herramienta de registro.

10. CONTROL DE LA CORROSIÓN

Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

El “lodo” puede determinar un ambiente corrosivo para los tubulares de acero que se emplean debajo de la superficie. Este efecto puede ser reducido a un mínimo por medio de tratamientos químicos adecuados del “lodo” a emplear o mediante la adición de una película protectora (química o física) a la superficie del acero. Algunos “lodos” (aquellos en los que predomina el petróleo) son no corrosivos.

En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/u otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión. La aereación del “lodo”, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo.

Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente. Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente. Esto mantendrá la velocidad de corrosión a un nivel aceptable. El sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos períodos de exposición y en bajas concentraciones. Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de H₂S, se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el cinc.

11. FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y COMPLETACIÓN

Algunos “lodos” que tienen las cualidades óptimas para la perforación son incompatibles con las lechadas que se utilizan para cementar el revestimiento. Trabajos deficientes de cementación pueden fácilmente poner en peligro las operaciones de perforación y de terminación (completación). Los “lodos” que son químicamente incompatibles con el cemento deben siempre separarse de éste por un fluido espaciador. Un deficiente control de las propiedades reológicas, así como pérdida de fluido y lavado de las paredes pueden causar también dificultades durante la cementación.

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El “lodo” debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento.

El desplazamiento eficaz del “lodo” requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el “lodo” tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de completación tales como la perforación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del “lodo”.

12. MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. La mayoría de los países petroleros

han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación.

Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo – la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones –.

2.2 TIPOS Y CRITERIOS, EN LA SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

No existen dos “lodos” iguales; aún en el caso de que los “lodos” sean inicialmente muy semejantes, los efectos diversos de los elementos de la formación y el manejo que se haga de los “lodos” en superficie introducirán diferencias. A pesar de ello se pueden clasificar los “lodos” de acuerdo a la fase continua en la que se disuelven sus componentes como se muestra en la figura 2.3.

El “lodo” apropiado es aquel que es más económico en la perspectiva total de seguridad, costos de perforación y, eventualmente, costos de producción. (Un bajo costo del “lodo” al inicio puede resultar a la larga muy costoso si da por resultado problemas posteriores en la perforación o en la producción).

El término fluido incluye a los líquidos y a los gases. Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido se denomina “lodo de perforación” o simplemente un “lodo”. El aire, la espuma y el gas son fluidos neumáticos de perforación, los cuales se utilizan en casos especiales que se mencionaron anteriormente en este capítulo.

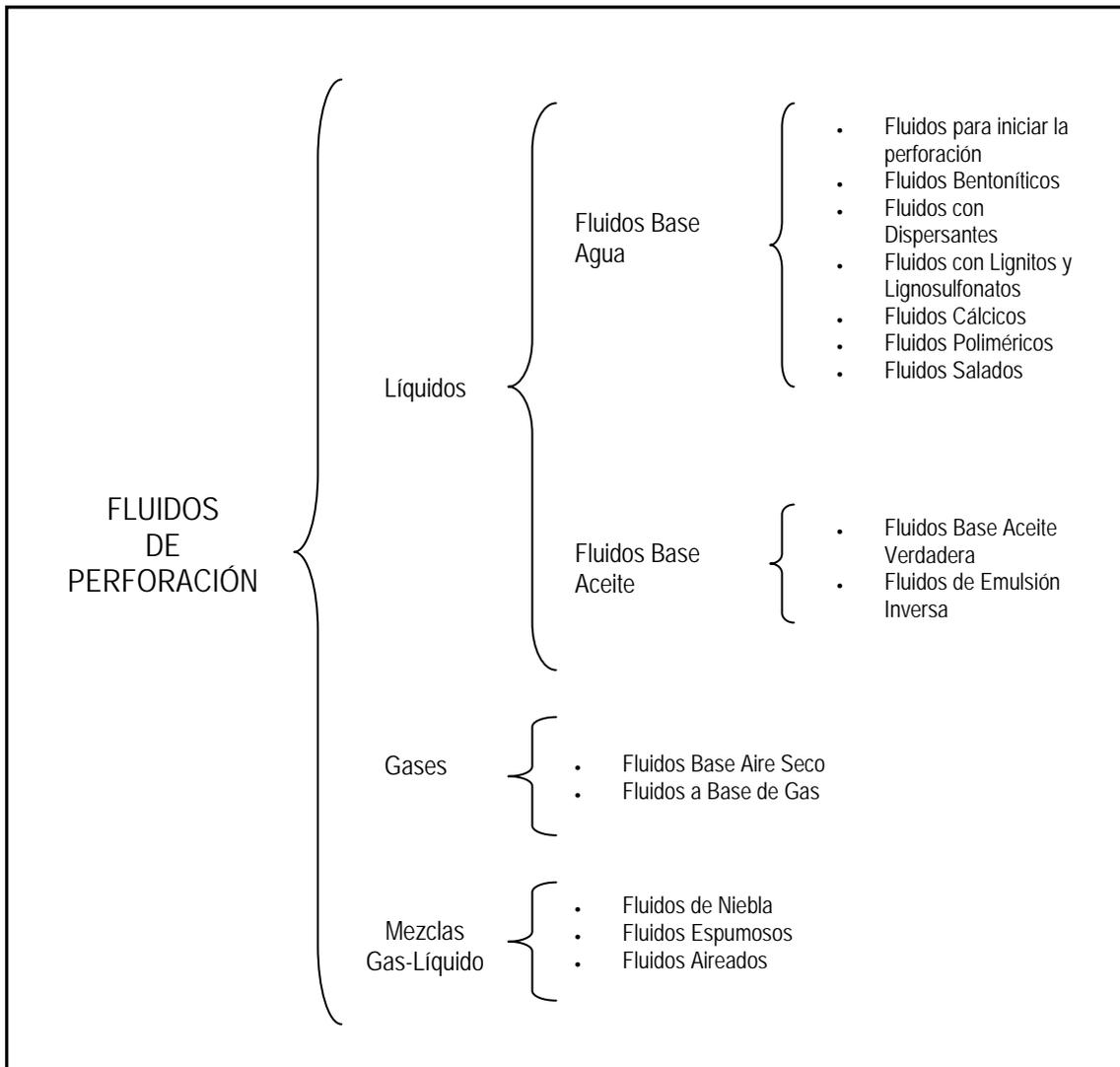


Fig. 2.3 Clasificación general de los Fluidos de Perforación

La parte líquida de un “lodo” es generalmente agua, petróleo o una mezcla estable de ambos. Una emulsión es una mezcla en la que un líquido está suspendido dentro de otro, en glóbulos muy pequeños, el líquido suspendido (suspensión) es la fase interna de la emulsión; el líquido en el cual esa fase interna está suspendida, recibe el nombre de fase externa o fase continua.

Un “lodo” de base petróleo se caracteriza porque su parte líquida continua es petróleo o, más frecuentemente, una emulsión de agua en petróleo (llamada una emulsión inversa). Si la porción líquida continua es el agua, se trata de una emulsión de petróleo en agua y en ese caso el “lodo” es de base agua.

El amplio rango de variedades o tipos de “lodos” dificulta cualquier discusión de orden general sobre su composición. Más adelante dentro de este capítulo se explicarán a mayor detalle la composición y la química de los fluidos de perforación.

La planeación de la perforación de un pozo describe las diferentes etapas de diseño en las que se elabora un programa específico. La selección del fluido de perforación es una de esas etapas. Para ello, se requiere de cierta información preliminar o criterios que deben cumplirse a fin de que el fluido de perforación cumpla con sus funciones de manera eficiente.

La tabla 2.1 muestra algunos criterios de selección del fluido de perforación.

Aún así, los principales factores que intervienen en la selección de los fluidos de perforación son:

- Tipo de formación a perforar
- Rango de temperatura, resistencia y presión de formación
- Procedimiento de evaluación de la formación
- Calidad del agua disponible
- Consideraciones ambientales

Sin embargo, la composición del fluido está afectada en gran medida por el menor costo posible.

Un “lodo” que parece tener todas las propiedades que se mencionan en este capítulo puede resultar deficiente cuando está sometido a ciertas condiciones de pozo.

En particular el fluido de perforación debe:

1. Resistir la contaminación posible derivada de fuentes externas
2. Mantenerse estable a temperaturas y presiones elevadas.

CRITERIO	CONSIDERACIONES
----------	-----------------

Tipo de Pozo	
Exploratorio	La información geológica es la principal consideración.
Desarrollo	En estos tipos de pozo se permite aprovechar las técnicas de optimización.
Tipo de Formación	
Lutitas deleznales	En este caso debe formularse un fluido para controlar la inestabilidad del pozo.
Anhidrita	En pequeñas cantidades, tratar el calcio. En cantidades mayores se requiere un fluido especializado.
Sal	En caso de que se excedan las 10,000 ppm, utilizar un fluido salado.
Altas Temperaturas	A temperaturas mayores de 230°F (110 °C) se reduce la efectividad de los aditivos. Si se tiene alto contenido de arcilla, el problema es peor.
Pérdidas de Circulación	Se puede tratar el fluido con cargas de obturante para pérdidas menores. Para pérdidas mayores, se requieren técnicas especiales.
Agua de tratamiento	
Composición	Probar el agua de tratamiento y tratarla para remover el calcio y el magnesio. Utilizar floculantes para remover sólidos de arcilla.
Disponibilidad	Es importante la cantidad y tipo de agua.
Selección del Equipo	Los equipos de perforación deben contar con el equipo de control de sólidos y potencia de circulación adecuados.
Formación Productora	El tipo de fluido seleccionado depende de las características de la roca de la formación.
Programa de Tuberías de Revestimiento	Los fluidos de perforación utilizados pueden determinarse en función de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
Disponibilidad de Productos	En áreas lejanas, el tipo de fluido puede depender de la disponibilidad de productos y aditivos

Tabla 2.1 Criterios y consideraciones para la selección del fluido de perforación (15)

2.3 FASES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un “lodo” es, típicamente, una suspensión de sólidos y, posiblemente también de líquidos o gases, en un líquido. El líquido en el cuál todos esos materiales están suspendidos es la fase continua del “lodo”. Las partículas sólidas o los glóbulos líquidos en él suspendidos se le llaman la fase discontinua del “lodo”. Por ejemplo, el agua es la fase continua y la arcilla es la fase discontinua (interna) en un fluido de perforación de agua y arcilla. En una emulsión inversa el petróleo es la fase continua; los glóbulos de agua son la fase discontinua.

Existen razones para que se distingan estas fases. La razón principal de la viscosidad de un “lodo” hay que buscarla en la fase discontinua. Un aumento

de concentración en la fase continua tiende a adelgazar ese “lodo”. El filtrado proviene en su mayor parte de la fase continua, mientras que el revoque se forma a partir de la fase discontinua.

La fase continua de un “lodo” es siempre líquida. En cambio, en la fase discontinua se pueden hallar sólidos, líquidos y/o gases.

FASE CONTINUA DE LOS LODOS

La fase continua de un “lodo” de base agua es agua. Las sales disueltas en el agua son también parte de la fase continua. Los cationes de Sodio (Na^+), y Calcio (Ca^{++}) y el anión Oxhidrilo (OH^-) son de particular importancia para el comportamiento de los lodos de base agua.

Si la concentración de los iones Na^+ o Ca^{++} es suficientemente alta, ello provoca una inhibición de la hidratación de las arcillas añadidas al lodo. Por otro lado si esos cationes entran en la fase continua de un “lodo” en el cual las arcillas ya están hidratadas, se produce una floculación inmediata, a la que sigue después de algún tiempo la deshidratación de las arcillas. Los cationes Potasio (K^+) y Amonio (NH_4^+), cuando se añaden deliberadamente a la fase continua de ciertos “lodos” producen efectos similares. *(Ver Anexo 1 Referente a las Arcillas)*

La concentración de iones Oxhidrilo presentes en un “lodo” se refleja en la medición de la alcalinidad P_f y en el pH. Cuantos más iones oxhidrilo estén presentes, mayores serán la P_f y el pH. Los iones oxhidrilo mejoran la dispersión de las arcillas, reducen el efecto de muchos contaminantes e inhiben la corrosión.

Algunos ingredientes de los lodos son sólidos en su forma seca, pero se disuelven cuando están en contacto con el “lodo” para entrar a formar parte de la fase continua. La sal común en un “lodo” de base agua constituye un ejemplo.

La sal se disuelve por completo, y se ioniza en el agua, hasta llegar a su punto de saturación. Por arriba de su estado de saturación, la sal se mantiene en estado sólido y se dispersa como sólido en la fase discontinua del “lodo”.

La fase continua de un “lodo” base petróleo es el petróleo. Es importante el tipo de petróleo. Los diferentes tipos de petróleo se diferencian entre sí por su densidad y por la cantidad de azufre contenida en él.

FASE DISCONTÍNUA DE LOS “LODOS”

Los glóbulos de petróleo emulsionados en un “lodo” de base agua viscosifican el “lodo” y reducen su densidad. El petróleo del “lodo” puede originarse en las formaciones perforadas. Más a menudo, cuando se encuentran cantidades significativas de petróleo en un “lodo” de base agua, se trata de petróleo añadido deliberadamente para reducir la fricción mecánica, para reducir la filtración a través de las paredes, para liberar una tubería aprisionada por presión diferencial o, en casos poco frecuentes, para producir un “lodo” más liviano que el agua.

El agua emulsionada en un “lodo” de base petróleo lo hace más viscoso. La proporción petróleo/agua en un “lodo” de base petróleo debe ser cuidadosamente controlada. La entrada de agua de formación en este tipo de “lodo” lo hace más viscoso, y, si es suficientemente abundante, lo desestabiliza.

El aire o el gas que penetran y se distribuyen en un “lodo”, provocan un espesamiento y una disminución de su densidad. (Debido a la compresibilidad de los gases, la reducción de la densidad en el pozo no es igual a la que puede aparecer en la superficie). Algo de aire penetra inevitablemente en el “lodo” como consecuencia de las operaciones que se realizan en la superficie (mezcla, conexiones, etc.) También las formaciones perforadas pueden liberar gas en el “lodo”.

Algunos sólidos atraen moléculas de líquido provenientes de la fase continua. La bentonita, por ejemplo, se hidrata en “lodos” de agua dulce hasta alcanzar un volumen que es aproximadamente 10 veces el que tenía en estado seco. Esta “agua dura” entra a formar parte de la fase discontinua y explica, en parte, la eficacia de la bentonita como emulsionante.

FASE SÓLIDA DE LOS “LODOS”

Los sólidos desempeñan un papel tan importante en la condición y mantenimiento de un “lodo” que se asigna una fase aparte, aún cuando todas las partículas sólidas que hay en un “lodo” pertenecen a su fase discontinua. La inestabilidad de un “lodo” aumenta a medida que el porcentaje de sólidos (en volumen) se eleva. El tratamiento químico puede incrementar la capacidad de un fluido de perforación para tolerar sólidos, pero sólo hasta cierto punto. Muchos problemas de los “lodos” son causados por el fracaso al controlar los sólidos en forma adecuada.

Los sólidos que se hidratan o que tienen numerosas cargas eléctricas de superficie expuestas, se denominan sólidos activos en los “lodos” de base agua. Otros sólidos, como por ejemplo la barita, son comparativamente inertes. La mayoría de los sólidos (con excepción de algunos aditivos especializados de “lodos” de base petróleo) son inertes en “lodos” de base petróleo. Un “lodo” cuyo nivel total de sólidos no es excesivo puede, sin embargo, contener un exceso de sólidos activos.

La velocidad de penetración decrece a medida que aumenta el número de partículas sólidas en un “lodo”. Un sólido es deseable solamente en el caso de que su contribución positiva a las propiedades del fluido de perforación sea tan grande como para justificar su presencia. La barita y la bentonita, si se usan en forma apropiada, satisfacen ese criterio. Los sólidos de perforación no lo satisfacen. Por consiguiente, los sólidos de perforación son indeseables y deben ser eliminados del “lodo”.

QUÍMICA BÁSICA

La concentración de sólidos puede controlarse por empleo apropiado de equipo para la remoción mecánica de sólidos y mediante la dilución con agua. Sin embargo, la fase acuosa es más compleja y se necesitan controles mucho más complicados para retener los balances iónicos deseables. La mayoría de los ensayos químicos proveen una información suficiente para la interpretación del comportamiento del “lodo” desde un punto de vista químico. La base para una comprensión completa de los problemas relacionados con los fluidos de perforación depende principalmente de la comprensión de su química. Esta química se hace considerablemente compleja debido a la interacción y reacción de varios iones del “lodo” con los sólidos.

2.4 COMPONENTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN^{1, 2, 15}

Como generalmente ocurre, la solución que se formula para resolver un problema crea una secuencia de otros problemas. Por ejemplo el uso de materiales para incrementar la densidad requiere del desarrollo y el uso de mejores viscosificantes y agentes de suspensión. Estos viscosificantes a su vez incrementan los valores de viscosidad hasta niveles elevados, por lo tanto se necesita el uso de adelgazantes, etc. Esta búsqueda de mejores condiciones del fluido de perforación llevó al desarrollo de diversos productos. En la actualidad se conocen más de dos mil productos en el mercado, algunos con la misma formulación, pero con diferente nombre y fabricante. Los componentes de los fluidos de perforación al ser clasificados por composición pueden ser imprecisos ya que por ejemplo un producto como el lignito puede tener varias formas modificadas, como ser formulado, con cromato, con resinas o con potasio. La función primaria del lignito es la de dispersar sólidos y reducir la viscosidad de fluidos de perforación base agua. El producto en sus formas modificadas es un reductor efectivo de la filtración. Funcionalmente los productos van a proveer:

- . Densidad
- . Viscosidad
- . Control de Filtración

- . Control de Reología
- . Control de la pérdida de circulación
- . Modificación de la actividad superficial
- . Lubricación
- . Floculación
- . Estabilización de lutitas
- . Protección contra la corrosión
- . Inhibidor de precipitados
- . Precipitación

DENSIFICANTES ¹

Son materiales que cuando son disueltos o suspendidos en un fluido de perforación incrementan la densidad del fluido. Estos se utilizan para controlar la presión de formaciones y para controlar el derrumbe en áreas que han sido tectónicamente activas. Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que la del agua y se pueda agregar a un sistema, sin afectar de una forma adversa sus propiedades, puede ser utilizado como un densificante.

El costo es una consideración importante pero se deben tener en cuenta las limitaciones prácticas que cada material presenta. La solubilidad de las sales va a limitar su uso.

Materiales finamente granulados que se indican en la tabla 2.2 han sido utilizados en la industria con éxito. La gravedad específica es de gran importancia.

El volumen fraccional ocupado por los sólidos agregados para el incremento de la densidad es un factor limitativo en su uso. Por ejemplo un material densificante de una gravedad específica de 4.2 que se utilizó para densificar un sistema a 19.0 lpg va a representar un volumen de sólidos de 40%, comparado al 30% si la gravedad específica del producto es de 5.2. Además de la inactividad química y de la gravedad específica del material hay otros factores afectando el uso de cada producto que se han explicado y se explicarán en este capítulo. Los productos densificantes deben ser abundantes, fácilmente molibles, poseer una buena distribución de tamaño de partículas, no debe ser tóxico o peligroso de manejar.

Material	Ecuación Química	Gravedad Específica	Dureza Moh
Galena	PbS	7.4 – 7.7	2.5 – 2.7
Hematina	Fe ₂ O ₃	4.9 – 5.3	5.5 – 6.5
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0 – 5.2	5.5 – 6.5
Ilmenita	FeOTiO ₂	4.5 – 5.1	5.0 – 6.0
Barita	BaSO ₄	4.2 – 4.5	2.5 – 3.5
Siderita	FeCO ₃	3.7 – 3.9	3.5 – 4.0
Celestita	SrSO ₄	3.7 – 3.9	3.0 – 3.5
Dolomita	CaCO ₃ MgCO ₃	2.8 – 2.9	3.5 – 4.0
Calcita	CaCO ₃	2.6 – 2.8	3.0

Tabla 2.2 Materiales Densificantes (1)

VISCOSIFICANTES ¹⁵

Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los recortes del pozo, y suspender el material densificante durante las maniobras. Los materiales mas utilizados son las arcillas y los polímeros. Toda sustancia que incrementa la resistencia del lodo a fluir, y en particular a la fricción pueden ser utilizados. Sin embargo no todos los viscosificantes potenciales van a brindar una limpieza efectiva y económica del hueco, y tampoco se hallan totalmente a salvo de las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente. La tabla 2.3 muestra una lista de los viscosificantes más utilizados.

Material	Componente Principal
Bentonita	Silicato de Aluminio y Sodio/Calcio
Asbesto	Silicato de Magnesio
Sepiolita	Silicato de Magnesio
Atapulgita	Silicato de Aluminio y Magnesio
CMC	Derivado de Goma Xantica
Goma Xantham	Derivado de Celulosa
HEC	Derivado de Celulosa
Goma Guar	Goma de Polisacárido

Tabla 2.3 Viscosificantes (15)

MATERIALES PARA EL CONTROL DE FILTRADO ¹⁵

Estos son agentes que reducen el volumen del filtrado que el “lodo” pierde a la formación, debido al efecto de la presión diferencial y a la permeabilidad de las formaciones. Los materiales más utilizados son la bentonita, polímeros, almidones y adelgazantes orgánicos. La pérdida de filtrado a la formación se controla a través de tres mecanismos diferentes. Primero se va a formar un revoque desfloculado sobre la pared del hueco, que

forma una barrera delgada, poco permeable. Segundo, si la fase líquida que se está forzando a la formación es de alta viscosidad, la filtración es más reducida. El tercer mecanismo para el control de la filtración es mediante la creación de un revoque que es compresible. Los materiales coloidales como el asfalto y los almidones van a cumplir esta función.

MATERIALES DE CONTROL REOLÓGICO ²

El control primario de la reología se logra mediante el control de la concentración del viscosificante primario que se utiliza en el sistema. Sin embargo; cuando no se puede lograr un control efectivo de la reología mediante el uso de estos productos se deben utilizar materiales llamados adelgazantes, dispersantes o desfloculantes. Por definición estos son materiales que van a causar un cambio en la interacción fisicoquímica que hay entre los sólidos del sistema o entre los sólidos y las sales disueltas. En la última década se ha hecho un esfuerzo para hacer una distinción entre dispersantes y desfloculantes. En un sistema alcalino, que contiene arcillas, estos materiales que son aniónicos funcionan por adsorción a las partículas de arcilla, haciéndolas más negativas. El efecto neto es la de reducir las fuerzas atractivas, incrementar la dispersión y, por lo tanto, reducir la resistencia al flujo.

Debido a la acción sobre las arcillas y a la naturaleza del material mismo, los adelgazantes desempeñan otras funciones importantes. Alguna de estas funciones puede ser de gran importancia para el desempeño del sistema. Sus efectos secundarios son la de reducir la filtración, disminuir el espesor del revoque, contrarrestar el efecto de las sales disueltas en el sistema o minimizar el efecto del agua en las formaciones que se están perforando. También puede ayudar en la emulsificación del aceite en el agua y estabilizar las propiedades del "lodo" a las elevadas temperaturas de fondo. Los materiales más frecuentemente utilizados son:

- . Taninos
- . Silicatos y Fosfatos
- . Lignitos
- . Lignosulfatos modificados

MATERIALES ALCALINOS Y DEL CONTROL DEL pH ¹

Son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema que asegure un óptimo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido de perforación. El control exitoso de un fluido de perforación base agua depende en gran medida del pH del medio ambiente. La detección de muchos contaminantes, cemento entre ellos, depende del control y conocimiento de los valores de alcalinidad y del pH del sistema. Esto afectará la solubilidad o la precipitación de materiales como polímeros, lignosulfatos, etc. Entre los materiales mas frecuentemente utilizados están:

- . Sosa Cáustica
- . Cal
- . Potasa
- . Oxido de Magnesio

MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Estos materiales son utilizados para minimizar o anular las pérdidas de fluido que pueden producirse en una operación como se ha explicado anteriormente en este capítulo.

AGENTES DE ACTIVIDAD DE SUPERFICIE (SURFACTANTES) ^{1, 15}

Son materiales que van a modificar la tensión interfasial entre sólido/agua, aceite/agua, agua/aire, etc. La tabla 2.4 indica los surfactantes más utilizados:

Interfase	Función
Aceite/Agua	Emulsificante, directo o indirecto
Agua/Aire	Espumante, Antiespumante
Acero/Agua	Lubricante, inhibidor de corrosión
Acero/Arcilla	Detergente
Arcilla/Agua	Dispersante
Aceite/Arcilla	Humectante

Tabla 2.4 Surfactantes (1)

MATERIALES LUBRICANTES ¹

Hay una gama muy amplia de materiales que se utilizan con el propósito de reducir el arrastre y el torque en las operaciones de perforación. Los

lubricantes se hallan manufacturados basados en algunos de los siguientes materiales.

- . Aceites (minerales, vegetales, animales o sintéticos)
- . Surfactantes
- . Alcoholes
- . Grafito
- . Asfalto
- . Gilsonita
- . Fibras de vidrio
- . Polímeros

Estos productos se incorporan en el revoque o cubren las superficies metálicas con una película protectora. Esta modificación reduce de una manera efectiva la fricción entre la sarta y la pared del hueco.

MATERIALES FLOCULANTES ¹⁵

Estos materiales causarán coagulación de los sólidos del sistema para ayudar la remoción más efectiva en la superficie de los sólidos en sistemas de fluidos de perforación base agua. Mediante la remoción de estos sólidos se pueden controlar las propiedades reológicas de los fluidos. Los siguientes materiales se usan como agentes floculantes más comunes:

- . Sales
- . Cal Hidratada
- . Polímeros Sintéticos, como poliacrilamidas
- . Goma guar
- . Polímeros Acrílicos
- . Yeso

Dependiendo de la naturaleza del floculante, las concentraciones del material floculante varían entre 0.01 – 3.0 lb/bbl (0.028 - 8.559kg/m³) La floculación se logra mediante la modificación de la carga superficial de las partículas de sólidos, como lo hacen las sales o mediante la adsorción como es el caso de los polímeros de gran peso molecular. Se utilizan agentes especiales para estabilizar formaciones de lutitas sensibles, mediante la inhibición de las características de hidratación de los minerales de arcilla. También se evitará la dispersión de los minerales arcillosos en el sistema. La

hidratación de las arcillas y el alivio de las tensiones residuales de las lutitas, contribuyen a la inestabilidad y derrumbe del hueco. La hidratación y dispersión de los sólidos llevará a altos valores de viscosidad del sistema.

Estabilización de lutita es un término amplio que carece de una definición concreta. Dependiendo de la naturaleza de cada formación hay un número diferente de productos que se pueden utilizar. Los materiales más frecuentemente utilizados son:

- . Polímeros naturales o sintéticos de alto peso molecular
- . Asfalto
- . Cloruros de potasio
- . Cloruro de calcio
- . Cal/Yeso

SURFACTANTES Y LUBRICANTES ²

El mecanismo mediante el cual los polímeros estabilizan las lutitas no se entiende completamente, pero pruebas de laboratorio indican que para lograr una buena estabilización se requiere la presencia combinada de un polímero y una sal disuelta en agua.

PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN ¹⁵

La corrosión de las partes tubulares ocurre a consecuencia de la acción de agentes como oxígeno, CO₂, H₂S, y también otras sustancias químicas que pueden crear un potencial eléctrico espontáneo.

El oxígeno se halla siempre presente en los fluidos de perforación, introduciéndose en el sistema durante la mezcla y el mantenimiento del mismo. Un contenido de unas pocas ppm puede causar una severa corrosión si no se toma la precaución necesaria. Se forman regiones donde el ataque se concentra formando cavidades de corrosión (pitting). Minimizando la entrada de aire en la superficie es el mejor método para combatir la corrosión por oxígeno. Para ello se recomienda el uso de mezcladores que se hallan sumergidos y asegurando que la descarga de los equipos de control de sólidos sea por

debajo del nivel de flujo. Si hay un problema de oxígeno se deben utilizar secuestradores para removerlo de una forma efectiva. Los agentes más utilizados son las sales solubles de sulfito y de cromato. Si no es posible el uso de los secuestradores, se pueden utilizar agentes que forman una fina película sobre las superficies de acero evitando un contacto directo entre el acero y el oxígeno. La remoción del H₂S se hace con materiales de Cinc que forman sulfuros insolubles.

BACTERICIDAS ²

Como su nombre lo indica va a inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos. Los compuestos más utilizados incluyen:

- Hidrocarburos Clorados
- Compuestos Organometálicos
- Sales de metales pesados
- Compuestos sulfúricos orgánicos

Estos productos se deben utilizar antes que los microorganismos se hayan extendido mucho. Estos organismos producen enzimas que atacan los materiales orgánicos del lodo destruyéndolos. Estas enzimas no son destruidas por los bactericidas, solamente las bacterias. Solamente la dilución, tiempo y efectos de la temperatura van a anular el efecto de las enzimas.

PRECIPITANTES ²

Son aditivos que se agregan al sistema con el propósito de remover compuestos solubles, mediante una reacción que los convierte en un precipitado insoluble. Los carbonatos se remueven del fluido de perforación mediante la adición de cantidades calculadas de cal o yeso. El calcio se trata a su vez con adiciones controladas de sosa cáustica. El magnesio también se remueve elevando el pH a más de 10 mediante la adición de sosa cáustica.

INHIBIDORES DE PRECIPITADOS²

Como el nombre lo indica el principal uso de los aditivos es intervenir en la formación de precipitados o removerlos una vez que se han formado. Los materiales utilizados pueden ser orgánicos o inorgánicos, siendo uno típico manufacturado con acrílicos de bajo peso molecular o con fosfonatos. *Ver Anexo 3 Referente a los Aditivos*

2.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN - BASE AGUA –¹⁵

En las operaciones de perforación se usan muchos tipos diferentes de sistemas de fluido de perforación base agua. Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan.

Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los siguientes criterios, y en los que se han mencionado anteriormente en este capítulo:

Aplicación

- Intervalo superficial.
- Intervalo intermedio.
- Intervalo productivo.
- Método de completación.
- Tipo de producción.

Geología

- Tipo de lutita.
- Tipo de arena.
- Permeabilidad.
- Otros tipos de formación.

Agua de preparación

- Tipo de agua.
- Concentración de cloruro.
- Concentración de dureza.

Problemas potenciales

- Problemas relacionados con la lutita.
- Embolamiento de la Barrena/Conjunto de Fondo (BHA).
- Tubería pegada.
- Pérdida de circulación.
- Arenas agotadas.

Plataforma/equipo de perforación

- Locación remota.
- Capacidad limitada en la superficie.
- Capacidades de mezcla.
- Bombas de lodo.
- Equipo de control de sólidos.

Contaminación

- Sólidos.
- Cemento.
- Sal.
- Anhídrita/yeso.
- Gases ácidos (CO₂, H₂S).

Datos de perforación

- Profundidad de agua
- Tamaño del pozo.
- Ángulo del pozo.
- Torque/arrastre.
- Velocidad de perforación.
- Peso del lodo.
- Temperatura máxima.

Dada la complejidad en la formulación de los “lodos”, la siguiente lista es una posible clasificación de los “lodos” base agua, basada en la acción que tienen estos fluidos sobre los sólidos perforados que se incorporan al fluido de perforación y el efecto que el fluido tiene sobre las arcillas contenidas en las formaciones que se van a perforar. Se debe prestar atención especial a la adición de los aditivos para cada sistema, sobre el orden de adición dosificación de los productos y sobre las limitaciones de los mismos.

De acuerdo al efecto del “lodo” sobre los sólidos perforados y sobre las arcillas de la formación se pueden clasificar a los fluidos de perforación base agua en cuatro amplias categorías:

1. No Dispersos – No Inhibidos
2. No Dispersos – Inhibidos

3. Dispersos – No Inhibidos
4. Dispersos – Inhibidos

La primera parte de la clasificación (1 y 2) indica el efecto del “lodo” sobre los sólidos perforados. En los sistemas dispersos se emplean dispersantes para un mejor control de la reología del sistema.

La segunda parte de la clasificación (3 y 4) se refiere al efecto del “lodo” sobre las arcillas contenidas en la formación. Los sistemas inhibidos contendrán un ión que va a inhibir o controlar la hidratación de las arcillas de las formaciones perforadas.

. SISTEMAS NO DISPERSOS – NO INHIBIDOS ¹

El término “no dispersos” significa que no se utilizan dispersantes y las arcillas comerciales agregadas al “lodo” y las mismas que se incorporan de la formación van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural.

El término de “no inhibido”, se refiere a la ausencia de electrolitos. Es decir el sistema carece de iones de potasio, calcio, o sodio para la inhibición de las arcillas contenidas en la formación. El sistema se formula con agua nativa, es decir con el agua que se dispone en la localidad donde se perfora.

En este grupo se pueden mencionar los siguientes sistemas:

1. Fluidos de Perforación de Comienzo

. Propósito

Limpiar el hueco.

Prevenir el derrumbe de las paredes

Formar un revoque efectivo en las paredes para evitar la pérdida de lodo a través de las formaciones de gran permeabilidad que se hallan en la superficie.

. Formulación

Existen diferentes maneras de formular este “lodo”. En cada caso se busca tener un sistema económico y de buena viscosidad para producir una limpieza efectiva del hueco. Se debe tener en cuenta

que diferentes formaciones requieren diferentes formulaciones. Los aditivos que normalmente se usan en este sistema son:

- Sosa Cáustica. El sistema requiere un pH de 9.5 – 10.0
- Bentonita. 10 – 35 lb/bbl (28.53-99.86kg/m³), dependiendo de la viscosidad deseada.
- Atapulgita. 10 – 35 lb/bbl(28.53-99.86kg/m³), en lodos de agua salada.

. Aplicaciones Especiales

Se puede utilizar cal para flocular la bentonita. De esta manera se incrementa la viscosidad y se logra una mejor limpieza del hueco.

Para perforar lutitas tipo “gumbo”, se debe usar un pH de 12.

2. “Lodos” Polímero / Bentonita

. Propósito

Perforar formaciones de bajo contenido arcilloso

. Formulación

El agua puede ser nativa o salada. El contenido de calcio debe ser menos de 200 ppm. El Ca²⁺ se controla con sosa ash.

No se debe utilizar sosa cáustica

Bentonita sódica, 10 lb/bbl (28.53kg/m³)

Polímeros. Se pueden emplear los siguientes polímeros:

- Carboximetil celulosa (CMC) de baja viscosidad: 0.5 – 1.5 lb/bbl (1.43-4.28kg/m³).
- Celulosa poliaiónica (PAC) de baja viscosidad: 0.5 – 1.5 lb/bbl (1.43-4.28kg/m³).
- Almidón de maíz o papa: 2.0 – 4.0 lb/bbl (5.706-11.41kg/m³)

3. “Lodos” de bentonita extendida

. Propósito

Incrementar el rendimiento de la bentonita

Mantener un bajo contenido de sólidos

Obtener buenas penetraciones

. Formulación

Agua con bajo contenido de calcio (menos de 200 ppm).

Sosa ash, para eliminar el calcio.

Bentonita sódica, 10 – 15 lb/bbl (28.53-42.8kg/m³)

Polímeros

- Poliacrilato, 0.4 – 1.0 % en volumen
- Acrilonitrilo para la pérdida de filtrado, 0.5 – 3.0 lb/bbl(1.43-8.56kg/m³)

. Aplicaciones Especiales

En casos especiales se pueden emplear los siguientes polímeros

PAC

Goma Xantham

Almidón de Maíz o papa

. SISTEMAS NO DISPERSOS – INHIBIDOS ¹

Como en el caso anterior no se utilizan dispersantes químicos, y se deja que las arcillas del sistema alcancen su propio estado de equilibrio de una forma natural.

Se van a emplear en su formulación sales que van a inhibir la hidratación de las arcillas en la formación.

1. Fluidos de perforación de Atapulgita – Almidón y sales solubles.

. Propósito

Minimizar el lavado del hueco.

Mejorar la estabilidad de las paredes del hueco.

Prevenir la dispersión de los sólidos perforados.

. Formulación

Agua de mar o agua salada natural

No se deben emplear dispersantes

Usar sosa cáustica. pH de 9

Atapulgita 10 – 20 lb/bbl (28.53-57.06kg/m³)

Almidón de papa o maíz 0.5 – 5.0 lb/bbl (1.4265-14.265kg/m³)

Polímeros, 0.25 – 1.25 lb/bbl (0.713-3.56kg/m³)

PAC

CMC

Goma Xantham

Goma Guar

. Aplicaciones Especiales

La atapulgita no provee control de filtrado. Se debe utilizar con un almidón o con un polímero.

2. “Lodos” de sal saturada

. Propósito

Perforar domos de sal o formaciones con contenido de NaCl
Minimizar el lavado del hueco

. Formulación

Agua saturada de sal, 315,000 mg/l NaCl
No se usan dispersantes
Atapulgita 10 -15 lb/bbl (28.53-42.795kg/m³)
Almidón de maíz o de papa, 0.5 – 2.5 lb/bbl(1.4265-7.1325kg/m³)
Polímeros, 0.25 – 1.5 lb/bbl(0.713-3.56kg/m³)
PAC
Goma Xantham

. Aplicaciones Especiales

En caso de perforar domos de sal donde el control de filtrado no es un factor importante se debe usar atapulgita. Al perforar otro tipo de formaciones se recomienda el uso de bentonita prehidratada. Esto será necesario para poder tener control sobre la pérdida de filtrado.

3. Fluidos de Perforación de Polímeros KCl

. Propósito

Inhibir la hidratación de lutitas de alto contenido de arcilloso
Minimizar el lavado del hueco

. Formulación

Agua fresca o de mar
KCl, 5 – 15%
No se deben utilizar dispersantes
pH de 8.5 – 9. Se utiliza KOH en lugar de NaOH
Atapulgita o bentonita prehidratada 10 -15 lb/bbl(28.53-42.8kg/m³)
Almidón de maíz o de papa, 0.5 – 5.0 lb/bbl(1.4265-14.265kg/m³)
Polímeros, 0.25 – 0.50 lb/bbl(0.713-1.4265kg/m³)

PAC, Goma Xantham, Goma Guar

. SISTEMAS DISPERSOS NO INHIBIDOS ¹

Se utilizan dispersantes químicos para dispersar a la bentonita sódica. No se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre a los sólidos perforados maximizando su dispersión.

1. Lignito – lignosulfonato

. Propósito

Es el fluido de perforación más utilizado y más versátil en la industria. La viscosidad en el sistema es controlada con facilidad mediante el uso de dispersantes.

Sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes.

Sistema muy tolerante a altos contenidos de sólidos.

Con el agregado de surfactantes y de mayores dosis de lignito el sistema es excelente para perforar pozos de alta temperatura.

. Formulación

Agua fresca

Sosa cáustica, el pH del sistema debe estar entre 9.5 – 10.0

Bentonita sódica, 10 – 25 lb/bbl (28.53-71.325kg/m³)

dependiendo de la densidad

Lignito, 3 – 10 lb/bbl (8.559-28.53kg/m³)

Lignosulfonato, 5 – 10 lb/bbl (14.265-28.53kg/m³) Se recomienda un punto cedente de 8 – 12

Polímeros, 0.25 – 2.0 lb/bbl (0.71325-5.0706kg/m³)

CMC

PAC

. Aplicaciones Especiales

El sistema es estable pero va a sufrir degradación termal a partir de 375 °F (190.6°C). A partir de este rango de temperatura se debe dejar de usar el lignosulfonato para incrementar el agregado del lignito. Al mismo tiempo se debe emplear 8 lb/bbl (22.82kg/m³) de Surfactante. De esta manera el sistema se convierte en lignosurfactante. El mismo es tolerante a temperaturas de hasta 450 °F(232.22°C).

2. Fluidos de perforación de fosfato y bentonita

. Propósito

Para perforación de pozos de poca profundidad y con densidades de no más de 12.0 lpg.

Sensible a las temperaturas de más de 150 °F (65.5°C).

No funciona en sistemas de más de 5000 mg/l de cloruros o con un contenido de calcio de más de 100 mg/l. El calcio se puede precipitar con sosa ash.

- Formulación

Agua fresca

SAPP, 0.5 – 3.0 lb/bbl (1.426-8.559 kg/m³)

El pH del sistema debe estar entre 8.5 – 9.5

Bentonita sódica, 20 lb/bbl (57.06kg/m³)

CMC 0.5 – 3.0 lb/bbl (1.426kg/m³)

- Aplicaciones Especiales

Solamente para perforar pozos de poca profundidad debido a su sensibilidad a altas temperaturas y a los cloruros.

- SISTEMAS DISPERSOS – INHIBIDOS ¹**

Se emplean dispersantes químicos para dispersar a los sólidos perforados. Además se van a utilizar diferentes electrolitos para inhibir la hidratación y el debilitamiento mecánico de las arcillas.

- Fluidos de perforación de Cal

- Propósito

Diseñado para perforar formaciones de yeso y anhidrita. El calcio de estas formaciones contamina a los otros sistemas. Utilizado para la perforación de arcillas hidratables, tipo “gumbo”. El sistema tiene viscosidades más bajas que un sistema disperso de la misma densidad. Tienen una tolerancia mayor a los sólidos que los sistemas dispersos.

- Formulaciones

Agua fresca o salada

Bentonita sódica, 10 – 15 lb/bbl(28.53-42.795kg/m³)

Sosa cáustica para un pH de 11.5. El pH es muy importante ya que va a regular la solubilidad y el exceso de cal.

Lignito, 2 – 6 lb/bbl (5.706-17.118kg/m³)

Cal:

- Fluidos de baja densidad, 2 – 3 lb/bbl(5.706-8.559kg/m³) de exceso Ca(OH)₂
- Fluidos de alta densidad, 2 – 6 lb/bbl (5.706-17.118kg/m³) de exceso Ca(OH)₂

Lignosulfonato, 1 – 10 lb/bbl (2.853-28.53kg/m³) para el control reológico

Materiales de control de filtrado

Almidón de maíz o de papa, 0.5 – 3.0 lb/bbl (1.4265-8.559kg/m³)

Polímeros para control reológico adicional

PAC

CMC

. Aplicaciones

Los “lodos” de cal poseen un buen desempeño hasta temperaturas de 250 °F (121.1°C). A partir de esta temperatura el control de filtrado se hace muy difícil. El sistema se deshidrata y tiende a solidificarse. En la mayoría de los casos un “lodo” de cal se obtiene a partir de la conversión de un “lodo” bentonítico regular a un “lodo” de cal. Este proceso se denomina “breakover” o conversión. Durante este proceso se convierte la bentonita sódica en bentonita cálcica.

2. Fluidos de perforación de Yeso

. Propósito

Sistema inhibido que va a servir las mismas funciones que los “lodos” de cal. Es un “lodo” de menor alcalinidad que el “lodo” de cal.

El sistema contiene hasta 700 mg/l de calcio en solución contra los 400 mg/l del “lodo” de cal.

Son más tolerantes a la contaminación de sólidos y soportan temperaturas de hasta 275 °F (135°C).

. Formulación

Agua fresca o salada

Bentonita sódica de hasta 15 lb/bbl (42.795kg/m³)

Sosa cáustica para un pH de 9.5

Lignosulfonato, 6 – 8 lb/bbl (17.118-22.824kg/m³)

Yeso, 3 – 6 lb/bbl de exceso (8.559-17.118kg/m³)

Polímeros para el control de la viscosidad de 0.2 – 1.5 lb/bbl (0.5706-4.2795kg/m³)

PAC

CMC

. Aplicaciones Especiales

Sistema frecuentemente utilizado para perforar lutitas tipo “gumbo” y formaciones de anhidrita.

3. Fluidos de perforación de agua de mar con bentonita prehidratada

. Propósito

Su propósito primario es en aplicaciones de costa afuera, ya que se puede utilizar agua de mar en lugar que tener que traer agua de lugares lejanos. El contenido de NaCl en el agua de mar va a inhibir la hidratación de las arcillas.

. Formulación

Agua de mar

Bentonita sódica prehidratada, 12 – 20 lb/bbl (34.236-57.06kg/m³)

Sosa cáustica para un pH de 10.5 – 11.5 lb/bbl (29.956-32.809kg/m³)

Lignosulfonato, 2 – 6 lb/bbl (5.706-17.118kg/m³)

Almidones

Polímeros

Antiespumante

(Ver Anexo 2 referente a los productos comerciales de los fluidos de perforación base agua y sus principales aplicaciones y formulaciones).

2.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN - BASE ACEITE – ^{1, 2,} 15

El origen de los fluidos de perforación no acuosos se remonta a los años 20's, cuando se usaba el crudo como fluido de perforación. Las ventajas ofrecidas por el aceite como fluido de perforación y completación son:

- Las arcillas no se hidratan ni se hinchan.
- Mejor estabilidad del pozo.
- Producción mejorada a partir de las areniscas que contienen arcillas.
- Menores problemas al perforar a través de evaporitas (sales, anhidrita, etc.).
- Menor ensanchamiento del pozo.
- Propiedades del lodo más estables.
- Mayor resistencia a la contaminación.

Los aceites también tienen ciertas características que son indeseables. Son flamables y pueden contener compuestos que causan fallas de los

materiales de caucho tales como las mangueras, juntas tóricas (o-rings), empaquetaduras, etc. Los aceites no tienen la estructura de gel y son difíciles de viscosificar de manera que puedan ser densificados. Muchos aceites contienen compuestos tóxicos o peligrosos que causan riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente.

Los aceites tienen una alta solubilidad para la mayoría de los gases encontrados durante la perforación de pozos (gas natural, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno) ver figura 2.3. Esto puede afectar la detección de las arremetidas de gas y los procedimientos de control de pozo. Los aceites no se degradan fácilmente bajo ciertas condiciones. Los aceites también flotan sobre el agua y pueden migrar sobre una gran distancia desde su fuente.

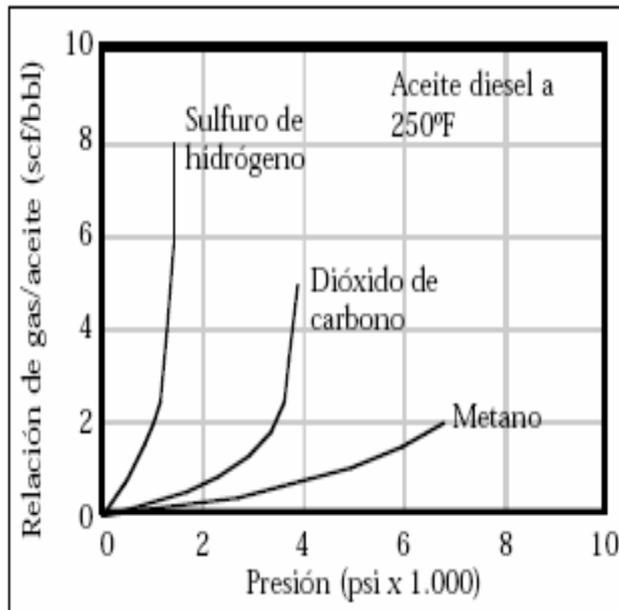


Fig. 2.3 Solubilidad del gas en aceite Diesel (15)

Diferentes enfoques han sido adoptados para usar el aceite en los fluidos de perforación, minimizando los problemas asociados. Se desarrollaron “lodos” base agua de “emulsión de aceite” que contenían 10 a 20% de aceite emulsionado. Se usaron productos químicos para emulsificar el aceite en el agua en forma de pequeñas gotas que permanecen dispersas en el agua en vez de flotar hacia la superficie. Este aceite emulsionado reducía el filtrado y la fricción entre la columna de perforación y el pozo. Estos sistemas base agua de “emulsión de aceite” se usan muy poco actualmente porque producen los mismos problemas del pozo en las lutitas sensibles al agua y se contaminan como cualquier otro sistema de “lodo” base agua. El rendimiento de los fluidos de perforación no acuosos (principalmente el crudo) fue mejorado por el desarrollo y el uso de aditivos asfálticos para aumentar la viscosidad y reducir

el filtrado. Sin embargo, estos lodos de aceite toleraban muy poco la contaminación de agua.

Durante los años 40's, se desarrollaron "lodos" base aceite diesel que no solamente toleraban el agua, sino también usaban el agua emulsionada para controlar y mantener las propiedades. Las gotas de agua emulsionada reducían el filtrado y aumentaban la viscosidad. La fase aceitosa continua de estos "lodos" los hacía actuar como "lodos" de aceite –humectando con una película de aceite e impidiendo la interacción entre el agua emulsionada y las lutitas sensibles al agua y los recortes para proporcionar una buena estabilidad del pozo.

Los "lodos" toleraban la contaminación de sal y anhidrita. Estos "lodos" eran emulsiones en todo sentido y recibieron el nombre de "lodos" de "emulsión inversa" para diferenciarlos de los lodos base agua de "emulsión de aceite" que se usaban en esa época. Hoy en día, un "lodo" de "emulsión inversa" es un fluido con aceite diesel, aceite mineral o fluido sintético como fase continua, y agua o salmuera como fase emulsionada. El agua o la salmuera emulsionada se dispersa dentro del aceite (ver la figura 2.4). Ésta es la fase interna. Se usa sal de cloruro de calcio para aumentar la salinidad de la fase de agua emulsionada hasta un nivel donde no pueda afectar (ablandar o hinchar) las formaciones y los recortes sensibles al agua.

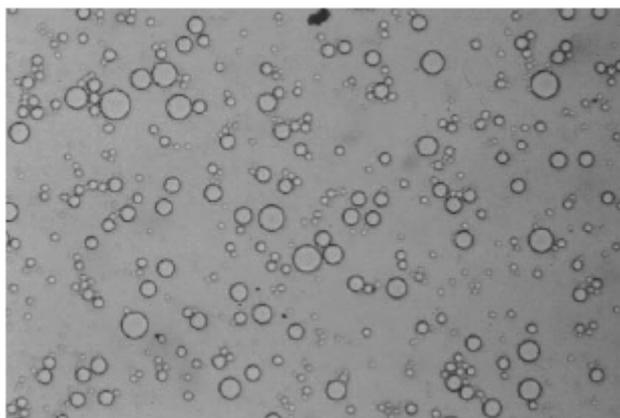


Fig. 2.4 Gotas de agua dispersas en Aceite (15)

Los "lodos" de emulsión inversa deberían ser usados cuando las condiciones justifican su aplicación. Los asuntos de aceptabilidad ambiental,

eliminación, costo de preparación inicial, costo de mantenimiento diario, problemas anticipados del pozo, evaluación de la formación y daños a la formación deberían ser considerados. Los fluidos de perforación base aceite ofrecen ciertas ventajas económicas cuando se usan para:

- Lutitas problemáticas.
- Zonas de sal, anhidrita, carnalita y potasa.
- Pozos profundos y calientes.
- Perforación y extracción de núcleos petroleros en zonas productivas sensibles.
- Proyectos de perforación de alcance extendido.
- Pozos direccionales difíciles.
- Perforación de pozos de diámetro reducido.
- Control de corrosión.
- Formaciones que contienen sulfuro de hidrógeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂).
- Completación.
- Obturador de la tubería de revestimiento o fluidos de empaque.
- Fluidos de rehabilitación.
- Colocación de fluidos para soltar la tubería pegada.

Tras la necesidad de lograr un buen rendimiento de los lodos base aceite, cumpliendo con reglamentos ambientales cada vez más estrictos para las ubicaciones “costafuera”, otros líquidos sintéticos no acuosos fueron introducidos como fluidos base alternativos. Estos líquidos son llamados “fluidos sintéticos” porque son sintetizados o fabricados a partir de otros compuestos en vez de ser altamente refinados a partir del crudo. Se pueden seleccionar fluidos sintéticos que tienen una toxicidad mucho más baja y características de Salud, Seguridad y Medio Ambiente mejores que el aceite diesel o el aceite mineral.

Los ésteres, acetales, éteres, olefinas y otros solventes sintéticos son algunos de los compuestos que han sido usados para los lodos base sintético. Los fluidos de perforación base sintético son más costosos que los lodos base agua, aceite diesel o aceite mineral, pero el mejor rendimiento que estos lodos base sintético tienen en la perforación suele compensar este costo más alto en las operaciones “costafuera”. El aceite diesel, los aceites minerales y los fluidos sintéticos son líquidos no polares y no acuosos. No conducirán la electricidad ni disolverán los compuestos iónicos como la sal o la anhidrita, y son insolubles

en agua. Son usados como base o fase fluida continua en los lodos de emulsión inversa.

El mecanismo usado para formular, fabricar, probar y mantener un “lodo” de emulsión inversa preparado con cualquiera de estos fluidos base sintético es básicamente el mismo. La selección del aceite o sintético que se debe usar para una aplicación específica consiste en escoger una formulación que proporcione un equilibrio razonable entre la aceptabilidad ambiental, el costo de eliminación de desechos, el costo del lodo, el rendimiento y la disponibilidad.

Los fluidos de perforación de emulsión inversa son mezclas de dos líquidos inmiscibles: el aceite (o sintético) y el agua. Pueden contener 50% o más de agua. Esta agua se descompone en pequeñas gotas y se dispersa uniformemente en la fase no acuosa externa. Estas gotas permanecen suspendidas en el aceite (o sintético) y agentes tensoactivos que actúan entre las dos fases impiden que las gotas se fusionen.

La figura 2.5 compara dos emulsiones de agua en aceite que tienen contenidos de agua sustancialmente diferentes. Siempre que las gotas sean de tamaño igual, el sistema que tiene menos agua será más estable debido a la mayor distancia entre las gotas, lo cual reduce el riesgo de coalescencia. Como lo muestra la figura 2.5, la simple emulsificación de las dos fases causa un enorme aumento del área superficial de contacto entre dichas fases (contacto aceite-agua).

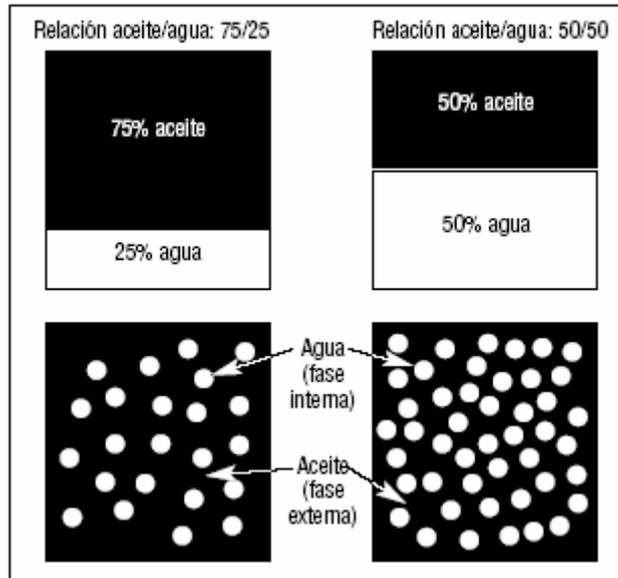


Fig. 2.5 Efecto del contenido de agua sobre la emulsión de agua en aceite (15)

Desde el punto de vista de la estabilidad, cuanto más pequeña sea la gota, más estable será la emulsión, ya que las gotas más grandes se fusionan más fácilmente que las gotas más pequeñas (ver la figura 2.6).

El tamaño uniforme de las gotas también hace que la emulsión sea más estable. Para obtener pequeñas gotas de tamaño uniforme, se debe aplicar una energía o un esfuerzo en la forma de esfuerzo de corte. El esfuerzo de corte suficiente puede ser obtenido mediante la agitación turbulenta con dispositivos especializados de alto esfuerzo de corte o cuando se realiza la circulación a través de los chorros de la barrena, las pistolas de lodo o con algunas bombas centrífugas.

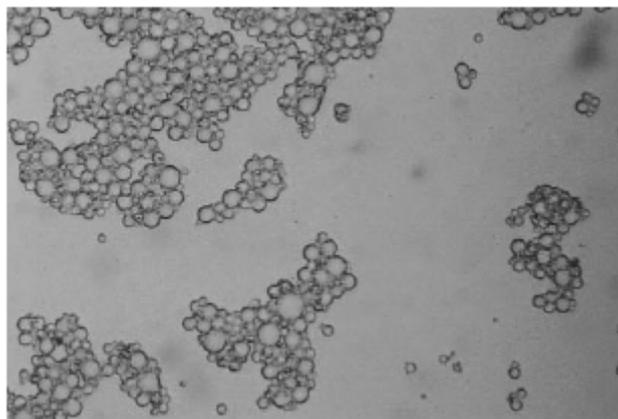


Fig. 2.6 Coalescencia de las gotas de agua mal emulsionadas (15)

SISTEMAS

El aceite y los líquidos sintéticos pueden ser usados para formular tres tipos distintos de sistemas:

1. **Sistemas 100% aceite.** Estos sistemas no contienen agua en su formulación. En la práctica, durante la perforación, estos sistemas incorporan pequeñas cantidades de agua de la formación y los recortes. La mayoría tolerarán solamente muy pequeñas cantidades de agua y casi nunca contienen más de 5% de agua.

2. **Emulsiones inversas.** Éstas contienen aceite (o sintético) como fase externa o continua, y agua (salmuera) como fase interna de la emulsión. Pueden subclasificarse en dos categorías distintas:

a) **Convencional.** Éstas son emulsiones “fuertes” y muy estables que tienen un filtrado API (100 psi) igual a cero {El filtrado API se realiza a baja presión (diferencial de 100 psi) y a baja temperatura (70-140)^oF}. Generalmente tienen una alta estabilidad eléctrica y un filtrado ATAP {Alta Temperatura (300^oF) - Alta Presión (500 psi)} controlado inferior a 10 cm³ a 500 psi (3.447 kPa) y 300^oF (149^oC), sin agua en el filtrado.

b) **Filtrado relajado.** Éstas son emulsiones ligeramente menos estables que son circuladas intencionalmente con filtrados ATAP más altos que los “lodos” convencionales de emulsión inversa. Es normal que estas emulsiones tengan un poco de agua en el filtrado ATAP. También pueden tener un filtrado API (100 psi) medible. Las emulsiones son débiles y la estabilidad eléctrica será más baja que la de los lodos convencionales de emulsión inversa.

Los sistemas relajados usan emulsificantes tensoactivos que no requieren cal. Los sistemas de lodo de emulsión inversa de filtrado relajado pueden ser convertidos a sistemas de lodo convencional de emulsión inversa, *pero los sistemas convencionales no pueden ser convertidos a sistemas relajados.* Los sistemas de filtrado relajado son usados generalmente en pozos terrestres donde las Velocidades de Penetración (ROP) son relativamente

bajas. Los fluidos sintéticos casi siempre son sistemas convencionales. Frecuentemente, estos fluidos son formulados con la relación de sintético a agua más baja que permita lograr propiedades estables, para reducir el costo por barril. La mayoría de los “lodos” sintéticos tienen bajas tasas de filtración ATAP sin usar ningún aditivo especial de control de filtración a temperaturas inferiores a 300°F (149°C).

La composición, características de viscosidad, densidad y propiedades del líquido base usado en el aceite y los fluidos sintéticos tienen un efecto importante sobre las propiedades, la viscosidad a las temperaturas del pozo y el rendimiento global de los fluidos de perforación base aceite y sintético.

Densidad. Los líquidos no acuosos usados para formular los sistemas base aceite y sintéticos son mucho más comprimibles que el agua. Su densidad aumenta con el aumento de presión. Afortunadamente, estos líquidos también se expanden (reduciendo la densidad) cuando la temperatura aumenta, de manera que los dos efectos (temperatura y presión) se anulan en cierta medida. La densidad cambiará con la temperatura y la presión, de manera que la densidad equivalente al fondo del pozo será diferente a la densidad medida en la superficie.

Fluido Base	Gravedad Específica	Viscosidad (cSt a 104°F)	Punto de Inflamación (°F)	Punto de Fluidez (°F)	Punto de Anilina (°F)
Aceite Diesel	0.85	3 – 4	150	14	149
Aceite mineral con contenido ultra-bajo de brea	0.81	3.5	>239	-10	~190
Aceite mineral	0.80	2 – 3	212	-0.4	169
Éster	0.85	5 – 7	354	-22	77
Polialfaolefina (PAO)	0.80	5 – 7	347	-85	225
Éter	0.83	5 – 6	330	14	104
Alfaolefina Lineal (LAO)	0.78	2 – 3	237 – 295	10 – 32	156 – 178
Olefina Interna (IO)	0.78	2 – 3	279	-11	~180
Parafina Lineal	0.77	2.5	>212	14	>200

Tabla 2.5 Propiedades típicas de los aceites y los líquidos sintéticos (1)

Reología. Como lo muestra la tabla 2.5, hay considerables diferencias entre la viscosidad y el punto de fluidez de los aceites y fluidos sintéticos base. La viscosidad de los fluidos base afecta directamente la Viscosidad Plástica (VP). Los fluidos base con altas viscosidades producen fluidos de perforación con VP más altas. La viscosidad de todos los aceites y fluidos sintéticos es sensible a la temperatura – la viscosidad disminuye cuando la temperatura aumenta, como se muestra en la figura 2.7 para la viscosidad embudo de un lodo base aceite típico.

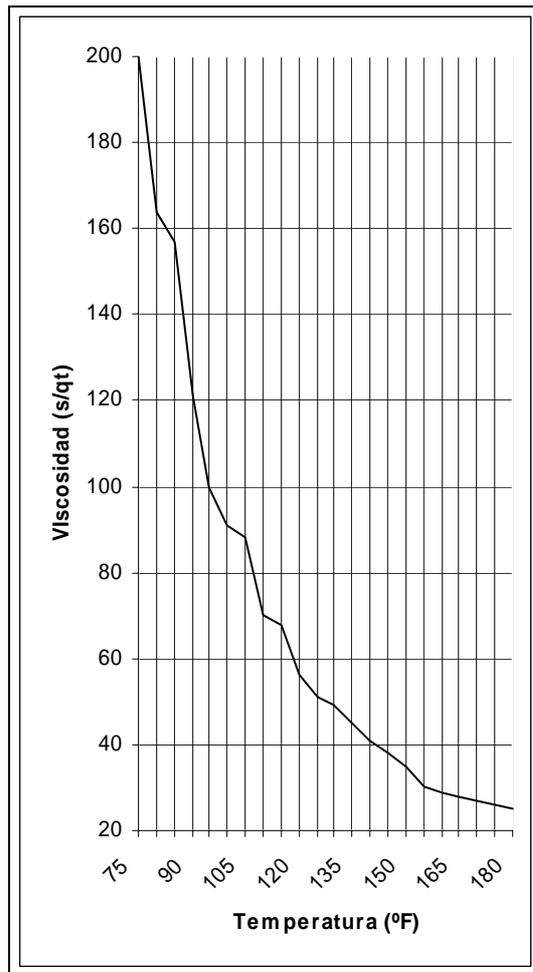


Fig. 2.7 Efecto de la temperatura sobre la viscosidad embudo del "lodo" base aceite (15)

La compresión aumenta la viscosidad del fluido base, de la manera ilustrada para el aceite diesel en la figura 2.8. Cuando se comprime un fluido de perforación, el efecto sobre la viscosidad es aún más grande que el efecto sobre el fluido base solo. El efecto de la

compresión es más alto en los pozos de alta presión – pozos profundos perforados con lodo extrapesado y altas presiones de bombeo.

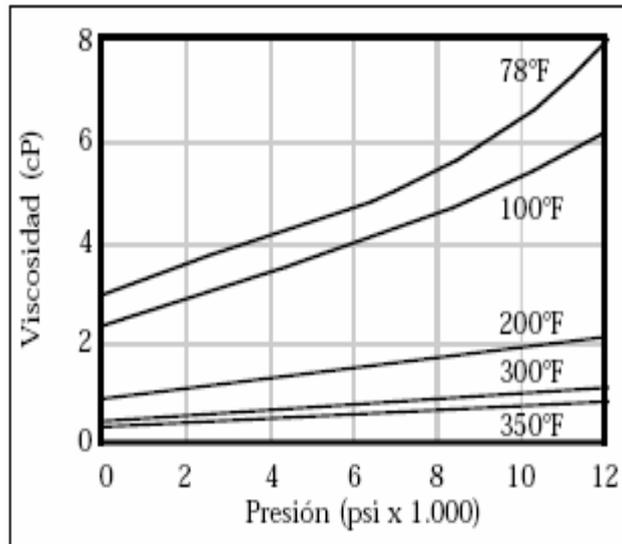


Fig. 2.8 Efecto de la temperatura y presión sobre la viscosidad del aceite diesel⁽¹⁵⁾

Filtrado. Aunque el filtrado de un lodo base aceite o sintético no cause problemas del pozo y de la formación relacionados con el hinchamiento de las arcillas, el filtrado debería ser controlado porque la alta pérdida de filtrado podría causar la pegadura de la tubería por presión diferencial y daños a ciertas formaciones. El filtrado ATAP 300°F y 500 psi (149°C y 3.447kPa) de las formulaciones convencionales se controla normalmente a menos de 10 cm³. El fluido base y la formulación determinan la cantidad y el tipo de aditivos de control de filtrado. En general, la gilsonita es el aditivo de control de filtración más usado en los sistemas base aceite, aunque se pueda usar cualquiera de los otros aditivos de filtrado.

ESTABILIDAD ELÉCTRICA. La estabilidad eléctrica indica qué tan bien el agua está emulsionada en la fase de aceite o sintético. Altos valores indican una emulsión más fuerte y un fluido más estable. El aceite y los fluidos sintéticos no conducen la electricidad. En la prueba de estabilidad eléctrica, se aumenta el voltaje (potencial eléctrico) entre los electrodos de una sonda de anchura fija hasta que las gotas de agua emulsionada se conecten (i.e. se fusionen) para formar un puente o circuito continuo. Cuanto más fuerte sea la emulsión, más alto será el voltaje requerido para romper la emulsión, completando el circuito eléctrico para conducir la electricidad. La unidad de medida para registrar la estabilidad eléctrica es el voltio.

Algunos de los factores más importantes que afectan la estabilidad eléctrica son:

1. **Contenido de agua.** Un alto contenido de agua reduce la estabilidad eléctrica porque la distancia entre las gotas de agua disminuye. Esto facilita la terminación del circuito eléctrico mediante la coalescencia de las gotas de agua y una reducción de la estabilidad eléctrica.

2. **Sólidos humectados por agua.** Los sólidos humectados por agua reducen la estabilidad de la emulsión. Los sólidos humectados por agua actúan como gotas de agua en lo que se refiere a la conductividad eléctrica. Los grupos de sólidos humectados por agua conducen la electricidad, produciendo el efecto de gotas de agua más grandes y una reducción de la estabilidad eléctrica.

3. **Estabilidad de la emulsión.** Las gotas de agua son más grandes y menos emulsionadas en los sistemas de lodo nuevos e inestables, haciendo que estos fluidos tengan valores de estabilidad de emulsión considerablemente más bajos. En los fluidos recién preparados, la estabilidad de la emulsión aumenta considerablemente cuando se aumenta el esfuerzo de corte y la temperatura y se incorporan algunos sólidos perforados. En los fluidos existentes, al aumentar la concentración de emulsificante y agente humectante, se mejora la estabilidad de la emulsión. El tamaño de las gotas de agua y la concentración de emulsificante rigen este aspecto de la estabilidad de la emulsión.

4. **Temperatura.** La temperatura a la cual se mide la estabilidad eléctrica cambia la estabilidad y la conductancia eléctrica de la emulsión. La estabilidad eléctrica debería medirse a la misma temperatura 120°F (49°C) para obtener datos pertinentes.

5. **Concentración de sal.** La conductividad eléctrica del agua aumenta cuando la concentración de sal aumenta. El aumento de la concentración de sal suele reducir ligeramente la estabilidad eléctrica. Además, la adición de sal en polvo puede causar una inestabilidad temporal hasta que la sal se solubilice en la fase acuosa.

6. **Saturación.** Cuando la fase acuosa está saturada de sal, especialmente con cloruro de calcio, la sal se precipita de la solución como un sólido humectado por agua que reduce la estabilidad de la emulsión. Además, cuando se perforan secciones de sal, es crítico que la cantidad y los tipos de sales sean controlados minuciosamente para evitar esta situación inestable. Pequeñas adiciones de agua dulce para reducir la saturación y disolver la sal resolverán este problema.

7. **Material densificante.** Los lodos de alta densidad densificados con hematita u otros minerales especiales suelen tener estabilidades eléctricas más bajas que los “lodos” densificados con barita.

RELACIÓN ACEITE O SINTÉTICO-AGUA.

La relación de aceite o sintético a agua (A/A o S/A) se refiere solamente a la porción líquida del “lodo” y no es afectada por el contenido de sólidos. La relación de aceite o sintético a agua relaciona las fracciones de aceite y agua con la fracción líquida total. En general, los pesos del “lodo” más altos requieren relaciones más altas. Sin embargo, diferentes condiciones favorecen el uso de diferentes relaciones; por lo tanto, no existe ninguna relación única que pueda ser usada para cualquier conjunto de condiciones.

Los factores que afectan las relaciones de aceite a agua o sintético a agua son:

1. **Costo del fluido base.** Los aceites y fluidos sintéticos son costosos. Las relaciones de aceite y sintético a agua más bajas reducen el precio de la formulación final.

2. **Salmuera residual en los recortes.** En algunas ubicaciones, la cantidad de salmuera residual en los recortes puede estar limitada por razones ambientales. Formulaciones 100% aceite o de relación A/A o S/A alta pueden ser usadas para reducir la cantidad de salmuera descargada en los recortes. Otros productos químicos de fase interna pueden ser usados para reemplazar las sales de cloruro y seguir obteniendo una baja actividad de la fase acuosa.

3. Reología. El agua emulsionada en una emulsión inversa actúa como un sólido y aumenta la viscosidad plástica cuando la relación A/A o S/A disminuye. El agua emulsionada también contribuye al rendimiento de las arcillas organofílicas y los modificadores reológicos de ácidos grasos. Arcillas especiales y diferentes viscosificadores pueden ser requeridos para los fluidos 100% aceite o de relación alta (>90:10).

5. Filtrado. El agua contenida en las emulsiones inversas actúa como un sólido y reduce el filtrado. Los "lodos" con relaciones A/A o S/A bajas tienden a tener filtrados más bajos que los fluidos de perforación con altas relaciones.

6. Peso del fluido de perforación. El material densificante en un "lodo" base aceite o sintético debe ser humectado por el aceite o fluido sintético. Cuando se aumenta la densidad del "lodo", el volumen de la fase líquida disminuye y la relación A/A o S/A debe ser aumentada para proporcionar más fluido base para humectar el material densificante. Cuanto más alto sea el peso del "lodo", más difícil será hacer circular los fluidos de relación baja (alto contenido de agua).

7. Temperatura. La estabilidad de la emulsión disminuye con la temperatura. Se usan relaciones A/A o S/A más altas en las formulaciones de alta temperatura para lograr una mayor estabilidad de la emulsión.

Es difícil especificar rangos exactos para las propiedades del "lodo" como la viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel, debido a la amplia variedad de aplicaciones. Muchas variables afectan el valor de estas propiedades, incluyendo las propiedades del aceite base; la temperatura; el tipo, tamaño y concentración de sólidos; y la estabilidad global del "lodo". Determinar si estas propiedades están comprendidas dentro del rango apropiado para un peso de "lodo" determinado depende considerablemente de las propiedades de fluido necesarias para las condiciones del pozo.

Por ejemplo, un alto punto cedente y altos esfuerzos de gel son requeridos para lograr la capacidad de transporte en los pozos de gran

diámetro, pero puede que estas propiedades no sean convenientes en los pozos de diámetro pequeño con “lodo” del mismo peso.

La viscosidad plástica debería ser mantenida a valores mínimos para optimizar la hidráulica de la barrena y las velocidades de penetración. Si la viscosidad plástica tiende a aumentar durante un período determinado, sin que aumente el peso del “lodo”, esto indica generalmente que los sólidos finos se están acumulando en el “lodo”.

Los aumentos del porcentaje en volumen de sólidos, incluyendo los del material densificante, aumentarán la viscosidad plástica. La disminución de la relación aceite:agua (contenido de agua más alto) aumentará la viscosidad plástica.

El punto cedente y los esfuerzos de gel están controlados por dos requisitos. El primero es la necesidad de mantener una tixotropía suficiente (estructura de gel) para suspender el material densificante y los recortes, y proporcionar la capacidad de transporte. El segundo requisito es minimizar las pérdidas de presión anular y las Densidades de Circulación Equivalente (ECDs). El contenido admisible de sólidos depende de la relación aceite/agua, la densidad de la fase acuosa y el volumen y la gravedad específica de los sólidos.

Los sólidos son abrasivos y pueden aumentar el espesor del revoque, la viscosidad plástica, las pérdidas de presión, la necesidad de tratamientos químicos y la probabilidad de humectación de los sólidos por agua. Los sólidos de baja gravedad específica deberían ser mantenidos al nivel más bajo posible desde el punto de vista económico, mediante los equipos de control de sólidos.

La pérdida de circulación con los “lodos” base aceite puede hacerse rápidamente intolerable debido a los costos generados. En algunos casos, la probabilidad de pérdida de retornos es más alta con los fluidos de perforación base aceite debido al efecto viscosificante de la presión sobre el aceite, en comparación con el agua. Por lo tanto, será necesario mantener controles

estrictos para minimizar la viscosidad y/o velocidad de circulación. Esto reducirá las pérdidas de presión anular y el riesgo de pérdida de circulación.

Las propiedades del aceite hacen que sea un excelente fluido de fracturación, lo cual aumenta la probabilidad de fracturación de la formación. Su carácter de humectación por aceite dificulta el proceso de “cicatrización” de la formación.

El aumento demasiado rápido de las velocidades de bombeo después de realizar las conexiones y ciclo del lodo puede causar la pérdida de circulación con los fluidos base aceite. Los “lodos” base aceite se diluyen cuando las temperaturas generadas durante la circulación aumentan y se espesan cuando las temperaturas disminuyen durante los periodos de inactividad. Si no se aumenta lentamente la velocidad de las bombas, las presiones de circulación impuestas sobre la formación pueden ser mucho más altas. No es raro que las presiones de circulación en el tubo vertical disminuyan en más de 100 psi mientras que el “lodo” se calienta hasta lograr la temperatura de circulación. Los procedimientos usados en caso de pérdida de circulación son similares a los que se usan con los sistemas de “lodo” base agua.

2.7 MECÁNICA EN LA OPERACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN (CICLO DEL “LODO”)

La mayor parte del “lodo” que se utiliza en una operación de perforación se recircula en forma continua:

1. El fluido de perforación se mezcla y se guarda en la fosa del fluido de perforación (tanque de almacenamiento de los “lodos”).
2. Una bomba lo extrae de la fosa del “lodo” y lo envía a través de la tubería de perforación directo hacia el hueco.

3. El “lodo” emerge de la tubería de perforación en la base del hueco donde la barrena de perforación está triturando la formación de roca.
4. Ahora el “lodo” comienza el viaje de regreso a la superficie, arrastrando consigo los fragmentos de roca, llamados recortes, que se han desprendido de la formación por acción de la barrena.
5. El “lodo” sube por el espacio anular, el espacio entre la tubería de perforación y las paredes del hueco. El diámetro típico de una tubería de perforación es de cerca de 10 cm. En el fondo de un pozo profundo, el hoyo puede tener 20 cm de diámetro.
6. En la superficie, el “lodo” viaja a través de la línea de retorno del lodo, una tubería que conduce a la zaranda vibratoria.
7. Las zarandas vibratorias consisten de una serie de cribas vibradoras metálicas que se usan para filtrar el lodo de los recortes. El fluido de perforación gotea a través de las cribas y regresa a la fosa del “lodo”.
8. En la mayoría de los casos los “lodos” que salen con los recortes, pasan a través de una bomba centrífuga o un ciclón para retirarles los sólidos más pequeños. También se utilizan filtros prensa para el mismo fin.
9. Los recortes de roca se deslizan por la corredera de recortes para que se disponga de ellos. Dependiendo de consideraciones ambientales y de otro tipo, pueden lavarse antes de ser desechados. Algunos de los recortes se toman para ser examinados por los geólogos en busca de claves sobre lo que está sucediendo en la profundidad del pozo.

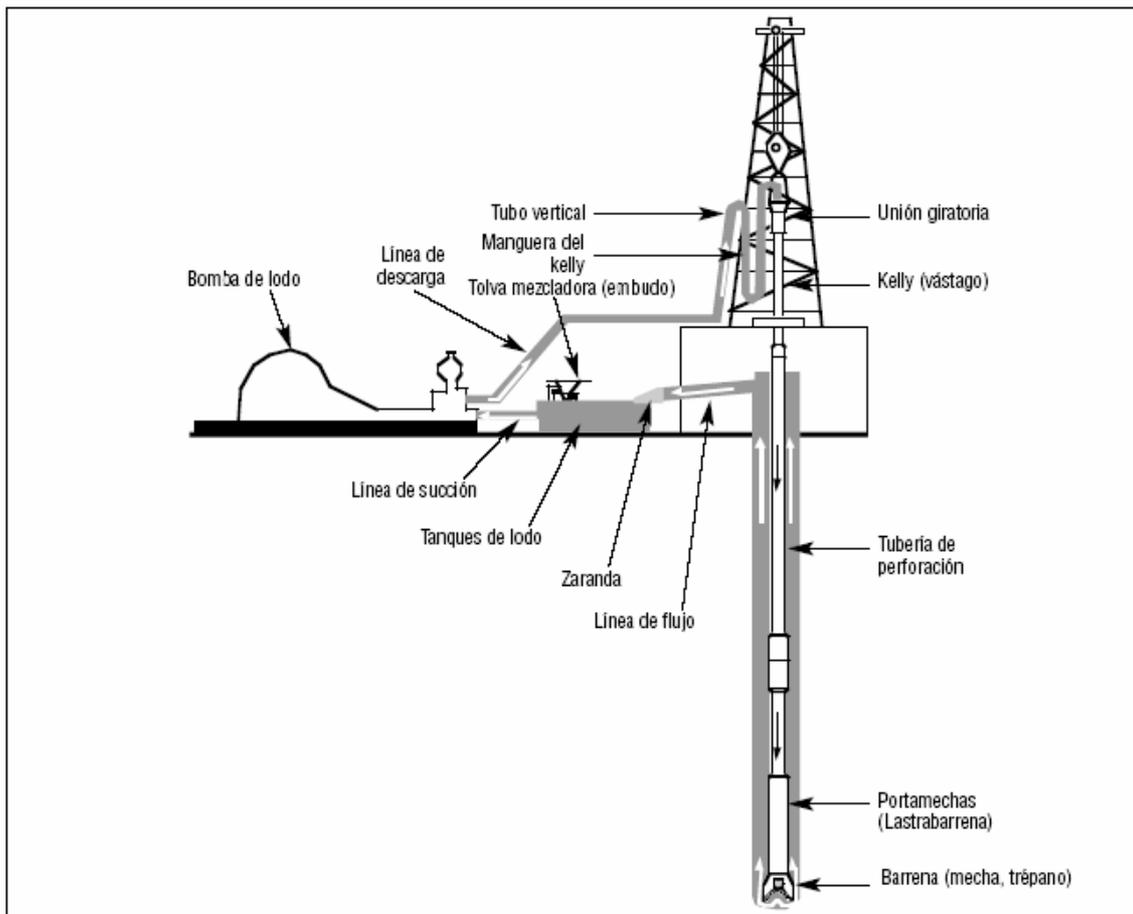


Fig. 2.9 Esquema representativo del ciclo de los fluidos de perforación ("lodos"). (15)

CAPITULO 3

Pruebas fundamentales de los fluidos de perforación

Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación deben ser controladas adecuadamente para asegurar un desempeño satisfactorio durante las operaciones de perforación. Estas propiedades son verificadas sistemáticamente en el pozo y se registran en un formulario denominado reporte de fluido de perforación (*Ver en "Apéndice A" el ejemplo de un reporte de fluido de perforación*).

El API (Instituto Americano del Petróleo) ha recomendado métodos estándar para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de los fluidos de perforación. Los procedimientos para realizar las pruebas se describen a continuación.

PRÁCTICA RECOMENDADA Y PROCEDIMIENTO ESTÁNDAR PARA PRUEBAS DE CAMPO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA Y BASE ACEITE

3.1 PESO DEL LODO (DENSIDAD) ¹⁵

BASE AGUA Y BASE ACEITE

Descripción

La determinación precisa de la densidad, la densidad relativa (gravedad específica) o gravedad del fluido de perforación, es necesaria para la conversión de pesos medidos a volúmenes o masas, o ambas cosas, a la temperatura de referencia estándar.

La densidad es una de las propiedades físicas más importantes del fluido de perforación. Es el parámetro que permite la estabilidad del pozo, el control de las presiones y da propiedades de transporte de recortes de lodo a la superficie.

Este procedimiento de prueba es un método para determinar el peso de un volumen dado de líquido. La densidad puede ser expresada como libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³) ó kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

Equipo

A continuación se da la lista del equipo que se utiliza para realizar esta prueba:

1.- Se puede utilizar cualquier instrumento de suficiente exactitud que permita medidas dentro de $\pm 0.1\text{lb/gal}$ (ó 0.5 lb/pie^3 , 0.01g/cm^3 , 10 kg/m^3). El instrumento generalmente utilizado para determinar el peso del lodo es la balanza de lodos (ver figura 3.1). La balanza de lodos está diseñada de tal forma que la copa de lodo, en un extremo del brazo, es balanceada por un contrapeso fijado en el otro extremo y un peso montado deslizante libre para moverse a lo largo de una escala graduada. Un nivel de burbuja está colocado en el brazo para permitir un balanceo preciso. (Cuando sea necesario se pueden utilizar acoplamientos para extender el rango de la balanza).

2.- Termómetro: 32-220 °F (0-105° C)



Fig. 3.1 Balanza de lodos (escala vertical)

Procedimiento

1.- La base del instrumento debe asentarse sobre una superficie plana, nivelada y verificar su calibración mediante el uso de H₂O.

2.- Medir la temperatura del “lodo” y registrarla en el formato de reporte de fluido de perforación.

3.- Llenar la copa previamente limpia y seca con el “lodo” a ser probado; colocar la tapa en la copa llenar de “lodo” y girarla hasta que asiente firmemente. Asegurarse que algo de “lodo” se expulse a través del orificio de la tapa, para liberar aire o gas atrapado.

4.- Manteniendo la tapa firmemente sobre la copa del “lodo” (con el orificio de la tapa cubierto), lavar o enjuagar la parte externa de la copa, limpiarla y secarla.

5.- Colocar el brazo en el soporte de la base y balancearlo con el peso montado deslizante a lo largo del brazo graduado. El equilibrio se alcanza cuando la burbuja está bajo la línea central.

6.- Leer el valor del peso del “lodo” (densidad) por el lado de la flecha del peso montado deslizante que da hacia la copa. Efectuar las correcciones apropiadas cuando se utiliza una extensión.

Cálculos

Reportar la densidad del “lodo” con aproximación de 0.1 lb/gal ó 0.5 lb/pie³ (0.01 g/cm³, 10kg/m³).

Para convertir la lectura a otras unidades se utilizan las siguientes expresiones:

$$\text{Gravedad específica} = \text{g/cm}^3 = \frac{\text{lb} / \text{pie}^3}{62.43} = \frac{\text{lb} / \text{gal}}{8.345}$$

$$\text{kg/m}^3 = \text{lb} / \text{pie}^3(16) = \text{lb} / \text{gal}(120)$$

$$\text{Gradiente de lodo, (psi/pie)} = \frac{\text{lb/ pie}^3}{144}, \frac{\text{lb/ gal}}{19.24} \text{ ó } \frac{\text{kg/ m}^3}{2309}$$

3.2 VISCOSIDAD Y FUERZA DEL GEL ¹⁵

BASE AGUA Y BASE ACEITE

Descripción

Los fluidos de perforación se usan como lubricantes y la operación correcta de los equipos de perforación depende de la viscosidad adecuada del fluido que se está usando. Además, la viscosidad de los fluidos es importante para la estimación de condiciones óptimas de almacenamiento, manejo y operación. De esta manera, la determinación precisa de la viscosidad es esencial de acuerdo con su especificación del producto.

La viscosidad es una medida de referencia de las fuerzas internas de fricción del fluido de perforación cuando se hace fluir. Esta fuerza interna es el resultado de las fuerzas de atracción molecular y se conoce como esfuerzo de corte. La relación entre el esfuerzo de corte y la viscosidad es proporcional.

Los siguientes instrumentos son los que se utilizan para medir la viscosidad y/o fuerza del gel de los fluidos de perforación:

- Embudo Marsh.- Es un dispositivo sencillo para determinar la viscosidad en forma rutinaria.
- Viscosímetro de indicación directa. - Es un dispositivo mecánico para medir la viscosidad a varias velocidades de corte.

La viscosidad y la fuerza del gel son mediciones que se relacionan con las propiedades de flujo de los “lodos”.

Equipo

A continuación se da una lista del equipo necesario.

Embudo Marsh: Un embudo Marsh (ver figura 3.2) se calibra haciendo fluir un cuarto de galón (946 cm³) de agua dulce a una temperatura de 70 ± 5°F (21 ± 3 °C) en un tiempo de 26 ± 0.5 segundos. Como recipiente receptor se utiliza una jarra graduada. Las especificaciones del embudo Marsh son las siguientes:

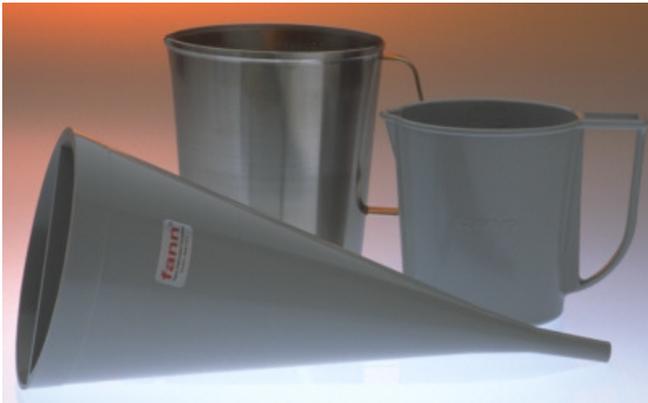


Fig. 3.2 Embudo Marsh

Cono del embudo	
Longitud	12.0 pulg (305 mm)
Diámetro	6.0 pulg (152 mm)
Capacidad del fondo a la malla	1500 cm ³
Orificio	
Longitud	2.0 pulg(50.8 mm)
Diámetro interior	3/16 pulg (4.7 mm)
Tamiz	Malla 12

La malla tiene aberturas de 1/16 pulg (1.6 mm) y está fijada a un nivel de ¾ de pulg (19 mm) abajo de la parte superior del embudo.

Jarra graduada: 1 ¼ de galón.

Cronómetro.

Termómetro: 32 -220 ± 2°F (0 -105 ±1°C).

Procedimiento

1. Cubrir el orificio del embudo con un dedo y verter el fluido de perforación recién obtenido, a través del tamiz al embudo limpio en posición vertical. Llenar hasta que el fluido alcance la parte inferior de la malla.

2. Quitar el dedo del orificio y accionar el cronómetro. Medir el tiempo que tarda el “lodo” en llenar la marca de un cuarto de galón (946 cm³) de la jarra.
3. Medir la temperatura del fluido en grados Celsius (°C).
4. Reportar la temperatura del fluido en (°F) o (°C). Reportar el tiempo en segundos como viscosidad de Embudo Marsh

VISCOSÍMETRO DE INDICACIÓN DIRECTA

Equipo

A continuación se da una lista del equipo necesario

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos del tipo rotacional, accionados por un motor eléctrico o manualmente. El fluido de perforación está contenido en un espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro externo o manga del rotor es accionado a una velocidad rotacional constante (rpm). La rotación del cilindro externo en el fluido produce un esfuerzo de torsión sobre el cilindro interno o plomada (bob). Un resorte de torsión impide el movimiento del cilindro interno, y un disco graduado (dial) unido al cilindro interno indica el desplazamiento de éste. Las constantes del instrumento se han ajustado para que la viscosidad plástica y el punto de cedencia se obtengan utilizando lecturas de las velocidades de la manga del rotor de 300 y 600 rpm.

Especificaciones para el viscosímetro de indicación directa.

1.-Manga del rotor.

Diámetro interior.....	1.450 pulg (36.83 mm)
Longitud total.....	3.425 pulg (87.00 mm)
Línea grabada	2.30 pulg (58.40 mm)

Arriba de la parte inferior de la manga. Dos hileras de orificios de 1/8 pulg. (3.18 mm) espaciados a 120 grados (2.09 radianes) separadamente, alrededor de la manga del rotor y justo debajo de la línea grabada.

2.-Cilindro interior

- Diámetro.....1.358 pulg (43.49 mm)
- Longitud del cilindro.....1.496 pulg (38.00 mm)

El cilindro interior es cerrado con una base plana y una tapa cónica

3.-Constante del resorte de torsión.

386 dinas-cm/grados de deflexión.

Velocidades del rotor.

- Alta velocidad.....600 rpm
- Baja velocidad.....300 rpm

Los siguientes son tipos de viscosímetros usados para evaluar fluidos de perforación:

1.-El instrumento manual (ver figura 3.3), tiene velocidades de 300 rpm y 600 rpm. Una perilla en la maza de la palanca de cambio de velocidades, es utilizada para determinar la fuerza del gel.

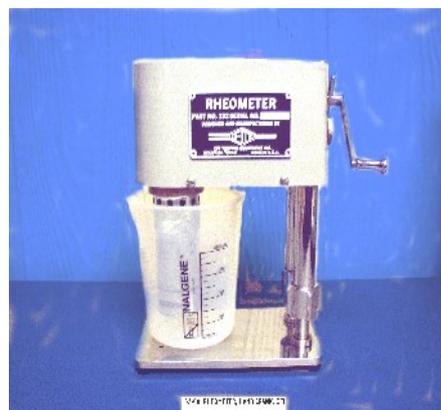


Fig. 3.3 Viscosímetro manual

2.-El instrumento accionado con motor de 12 volts también tiene velocidades de 300 y 600 rpm. Un interruptor relevador de disparo, permite altas

velocidades de corte antes de la medición, y una rueda manual estriada se usa para determinar la fuerza del gel.

3.-El instrumento de 115 volts (figura 3.4), es accionado por un motor sincrónico de dos velocidades para obtener velocidades de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm. La velocidad de 3 rpm se usa para determinar la fuerza del gel. Este viscosímetro es el más usado en la industria de fluidos de perforación.



Fig. 3.4 Viscosímetro de indicación indirecta

4.-El instrumento de velocidad variable de 115 a 240 volts, es accionado por un motor para obtener todas las velocidades entre 1 y 625 rpm. La velocidad de 3 rpm se usa para determinar la fuerza del gel.

Procedimiento

PRECAUCIÓN: La temperatura máxima de operación es de 200°F (93 °C). Si un fluido se evaluara a mayor temperatura de 200° F (93°C), debe usarse un cilindro interior de metal sólido o uno hueco con el interior completamente seco. El líquido atrapado dentro de un cilindro interior hueco puede vaporizarse cuando se sumerge en fluidos a alta temperatura y causar que explote.

1.-Colocar una muestra del fluido de perforación en una copa de viscosímetro termostáticamente controlada. Dejar suficiente volumen vacío en la copa para

permitir el desplazamiento ocasionado por el cilindro interior y la manga del viscosímetro. El cilindro interior y la manga desplazarán aproximadamente 100 cm³ de fluido de perforación. Sumergir la manga del motor exactamente hasta la línea grabada. Las mediciones en el campo deben ser efectuadas inmediatamente después del muestreo. La prueba debe ser realizada a 120 ± 2 °F (50 ± 1 °C) ó 150 ± 2 °F (65 ± 1°C). Debe anotarse el lugar del muestreo en el formato de reporte.

2.- Calentar o enfriar la muestra a la temperatura seleccionada. El corte intermitente o constante a la velocidad de 600 rpm se deberá usar para agitar la muestra mientras se calienta o enfría para obtener una temperatura de muestra uniforme. Después de que la copa ha alcanzado la temperatura seleccionada, sumergir el termómetro en el interior de la muestra y continuar agitando hasta que la muestra alcance la temperatura seleccionada. Anotar la temperatura de la muestra.

3.-Con la manga del rotor girando a 600 rpm, esperar a que la lectura del disco alcance un valor fijo (el tiempo requerido depende de las características del lodo). Anotar la lectura obtenida a 600 rpm.

4.-Cambiar la velocidad a 300 rpm y esperar a que la lectura del disco alcance un valor fijo. Anotar la lectura del disco obtenida a 300 rpm.

5.-Agitar la muestra del fluido de perforación durante 10s a muy alta velocidad.

6.-Permitir que el lodo permanezca en reposo durante 10s. Girar de manera lenta y uniforme la perilla en la dirección apropiada para obtener una lectura positiva del disco. La lectura máxima leída es la fuerza del gel inicial. Para los instrumentos que tengan la velocidad de 3 rpm, la lectura máxima leída después de girar a 3 rpm es el valor de la fuerza del gel inicial (gel a 10s) en lb/100 pie² (Pa).

7.-Restablecer la alta velocidad en el lodo por 10 segundos y enseguida dejar reposar el lodo durante 10 minutos. Repetir las medidas como en el paso 6 y reportar la lectura máxima leída como gel a 10 minutos en lb/100 pie² (Pa).

Cálculos

Viscosidad plástica, cP = (Lectura a 600 rpm) - (Lectura a 300 rpm)

Punto de cedencia, lb/100 pie² = (Lectura a 300 rpm) - (Viscosidad plástica)

Viscosidad aparente, cP = (Lectura a 600 rpm)/ 2

3.3 FILTRACIÓN¹⁵

. BASE AGUA

Descripción

La medición de la filtración y el enjarre son características fundamentales para el control y el tratamiento de los fluidos de perforación.

La velocidad y cantidad de fluido filtrado a la formación durante la perforación esta relacionada directamente con la velocidad de penetración, zonas de lutitas deleznales, daño a la formación en yacimientos sensibles al agua y zonas permeables con problemas de pegadura por presión diferencial.

Los factores que afectan las propiedades del filtrado de un fluido de perforación son la temperatura, tipo, tamaño y cantidad de los sólidos presentes, compresibilidad del filtrado y el tiempo.

Durante la perforación del pozo ocurren dos tipos de filtración del fluido de perforación. La filtración estática es la pérdida de fluido en régimen permanente dentro de una formación permeable a través de un medio filtrante (enjarre).

La filtración dinámica ocurre durante la circulación del fluido de perforación. La filtración dinámica varía con el régimen de flujo. En flujo

laminar, la filtración ocurre de manera similar que en la filtración estática. Sin embargo, debido a la erosión del filtrado en el pozo, el volumen filtrado será mayor que en el que se puede presentar en un laboratorio.

Las pruebas de filtrado que se le aplican a los fluidos de perforación se elaboraran de dos formas una de baja presión, baja temperatura y otra de alta presión, alta temperatura, las cuales requieren de diferentes equipos y técnicas.

Prueba de Baja Presión / Baja Temperatura

Una prensa de filtrado consiste generalmente de una celda cilíndrica para el “lodo” la cual tiene un diámetro de 3 pulg. (76.2 mm) y una altura no más de 2.5 pulg. (64.0mm). Esta cámara está elaborada de materiales resistentes a soluciones altamente alcalinas. El arreglo es tal que también se puede colocar una hoja de papel filtro de 9 cm en el fondo del compartimiento justo sobre un soporte adecuado. El área de filtración es de $7.1 \text{ pulg.}^2 \pm 0.1$ ($4580 \text{ mm}^2 \pm 60$).

Equipo



Fig. 3.5 Filtro prensa

Debajo del soporte está un tubo para drenar descargando el líquido filtrado sobre un cilindro graduado (probeta). El sellado se logra con las juntas y el ensamblado completo del soporte por un lugar.

La presión puede ser aplicada con cualquier medio fluido no peligroso ya sea gas o líquido. Las prensas están equipadas con reguladores de presión y se pueden obtener con los cilindros portátiles presurizados, con los pequeños cartuchos presurizados o con los medios para utilizar la presión hidrostática.

Para obtener resultados correlativos, se coloca un papel filtro de 90 mm, como por ejemplo el papel Whatman No. 50., S&S No. 576, ó puede ser usado un equivalente a estos.

Tiempo: intervalos de 30 minutos.

Cilindro graduado (probeta) de 10 cm³ o 25 cm³.

Procedimiento - Baja Presión / Baja Temperatura

1.- Revisar cuidadosamente cada parte de la celda, particularmente la malla, la cual debe de estar limpia y seca; y las juntas no deben de estar deformadas o gastadas. Verter la muestra de lodo dentro de la celda a menos de ½ pulg. (13 mm) de la tapa (para reducir al mínimo la contaminación del filtrado con CO₂) y completar el ensamblado con el papel filtro en su lugar.

2.- Colocar el cilindro graduado bajo el tubo de drenar para recibir el filtrado. Cerrar la válvula de descarga y ajustar el regulador para aplicar una presión de 100 psi ± 5 (690 kPa ± 35) en 30 segundos o menos. El período de la prueba comienza a la hora del uso de la presión.

3.- Al cabo de 30 minutos medir el volumen del filtrado. Cerrar el flujo en el regulador de presión y abrir la válvula de descarga cuidadosamente, el intervalo de tiempo es de 30 minutos, el cual va en el reporte.

4.- Reportar el volumen del filtrado en centímetros cúbicos (a 0.1 cm³) como filtrado API y la temperatura inicial del "lodo" en °F (°C). Guardar el filtrado para una apropiada prueba química.

5.- Quitar la celda del armazón asegurándose que se halla liberado toda la presión. Tener mucho cuidado para salvar el papel filtro procurando no revolver la torta de lodo, desarmar la celda y desechar el “lodo”. Lavar el producto que quedó de la filtración sobre el papel con una corriente de agua ligera.

6.-Aunque las descripciones del enjarre son subjetivas, tales notaciones como duro, suave, resistente, elástico, firme, etc., puede dar una información importante sobre la calidad del enjarre.

. BASE ACEITE

Descripción

EL API no especifica ninguna prueba de filtración para fluidos base aceite a temperatura ambiente, pero puede ser realizada de manera similar a la prueba para fluidos de perforación base agua.

La medición del comportamiento de la filtración y las características del enjarre de un fluido de perforación base aceite, son fundamentales para el tratamiento y control de un fluido de perforación, también lo son las características del filtrado, tales como el contenido de aceite, agua o emulsión.

Las características de un fluido de perforación base aceite son afectadas por la cantidad, tipo y tamaño de partículas sólidas, por el agua emulsificada en los fluidos de perforación y por las propiedades de la fase líquida. La interacción de estos diversos componentes puede ser influenciada por la temperatura y la presión.

Las pruebas de filtración se llevan a cabo a temperatura ambiente (baja) y a alta temperatura; ambas condiciones proporcionan datos para propósitos de comparación. Están dados dos procedimientos de filtración, uno es para pruebas hasta 350 °F (177 °C) y otra de 351 °F (177 °C) hasta 450 °F (232 °C). Usar únicamente el equipo de filtración y el procedimiento especificado para la temperatura requerida.

El equipo para pruebas de filtración hasta 350 °F (177°C) inclusive, puede ser de 175, 250 o 500 cm³. Para pruebas arriba de 351 °F (178 °C) puede usarse solo la unidad de 500 cm³ y deben estar equipados con un termopar para medir la temperatura del fluido de perforación en la celda y también debe usarse un medio de filtración de acero inoxidable poroso.

Prueba a Alta Temperatura y Alta Presión - hasta 350 °F (177 °C) Equipo

El equipo para pruebas de filtración puede no estar ajustado para operar de manera segura a las temperaturas y presiones necesarias para este procedimiento. Por lo tanto, es esencial conocer y seguir las recomendaciones del fabricante en relación a la presión, la temperatura y volúmenes de muestra de operación máximos. Es necesario tomar estas precauciones para evitar lesiones.

1.- El equipo filtro prensa de alta temperatura y alta presión consiste de:

- Una celda filtro para soportar presiones de operación hasta 1300 psig (8970 kPa) a una temperatura de 350°F (177°C).
- Una fuente de gas presurizado como CO₂ ó N₂ (se prefiere N₂) con reguladores.
- Un sistema de calentamiento para calentar hasta 350°F (177°C)
- Un recipiente para coleccionar filtrado presurizado mantenido a una presión apropiada (ver tabla 3.1), para evitar el flasheo o evaporación del filtrado.

Temperatura de prueba		Presión de vapor de agua		Contrapresión mínima	
°F	°C	psig	kPa	psig	kPa
212	100	14.7	101	100	690
250	121	30	207	100	690
300	149	67	462	100	690
350	177	135	932	160	1104

Tabla 3.1. Contrapresión mínima recomendada para evitar la evaporación. (15)

PRECAUCIÓN: No se deben utilizar cartuchos de óxido nitroso como fuente de presurización para pruebas de filtración a altas temperaturas y alta presión. Bajo temperatura y presión, el óxido nitroso puede detonar en presencia de grasa, aceite ó materiales carbonosos. Los cartuchos de óxido nitroso son usados solamente para analizar carbonatos en el tren de gases de Garrett.

Las siguientes figuras son dos unidades de filtración utilizadas para pruebas hasta 350 °F (177 °C)



(a)



(b)

*Fig. 3.6 (a) Filtro prensa con manómetros de presurización portátiles y probeta colectora de filtrado.
(b) Batería de filtros prensa con sistema de presurización portátil.*

2.-Celda filtro: La celda contiene un termopozo. Está equipada con una extremo removible un soporte del medio filtrante y con sellos resistentes al aceite. Los vástagos de las válvulas en cada extremo de la celda, pueden ser abiertos o cerrados durante la prueba.

3.- Medio filtrante: Papel filtro por ejemplo Wathmann No. 50 o S&S 576, o equivalente.

4.- Reloj: Para medir intervalos de 30 minutos. Mecánico o electrónico.

5.- Termómetro: Para medir hasta 500 °F (260°C) con un vástago de 5 pulgadas (12.5 cm o más largo)

6.- Colector: Probeta graduada delgada de 10 cm³ y 20 cm³, como las que se usan para aceite, agua y contenido de sólidos.

7.- Colector (opcional) probeta graduada de vidrio de 25 cm³.

8.- Mezclador de campo: Tipo taza para operar de 10,100 a 15,000 rpm.

9.- Regla para medir el espesor del enjarre, en incrementos de 1/32 de pulgadas.

Procedimiento

1.- Colocar el termómetro en el termopozo de la chaqueta de calentamiento. Precalear la chaqueta a aproximadamente 10°F (6°C) arriba de la temperatura deseada de prueba. Ajustar el termostato a la temperatura deseada de prueba.

2.- Agitar la muestra del lodo por 5 minutos usando el mezclador de campo. Verter la muestra de fluido en la celda filtro, dejando al menos un espacio de una pulgada (2.5 cm) en la celda, para permitir la expansión del fluido. Colocar el papel filtro en la celda.

3.- Completar el ensamble de la celda filtro. Con los vástagos superior e inferior de la válvula cerrada, colocar la celda en la chaqueta de calentamiento. Transferir el termómetro de la chaqueta de calentamiento al termopozo de la celda filtro.

4.- Conectar el recipiente colector de filtrado de alta presión sobre el vástago de válvula inferior y asegurarlo.

5.- Conectar la fuente de gas de presión regulada a la válvula superior. Conectar una fuente de gas similar al recipiente colector de filtrado y asegurar las conexiones en el lugar.

6.- Mientras se mantienen los vástagos de válvulas cerrados, ajustar el regulador de presión superior a una presión de 100 psig (690 Kpa) mayor que la contrapresión mínima como se muestra en la tabla 1. Establezca el regulador

inferior a la presión “contrapresión” mínima mostrada en la Tabla CT3.1 para la temperatura de prueba. Mantenga esta presión hasta que se alcanza la temperatura de prueba.

7.- Cuando la muestra alcanza la temperatura de prueba seleccionada abra el vástago de válvula inferior e inmediatamente incremente la presión en el regulador superior a 500 psig (3450 kPa) mayor que la contrapresión. Esto iniciará el proceso de filtración. Iniciar el conteo con el reloj. Mantener la temperatura de prueba dentro de ± 5 °F (± 3 °C) durante la prueba. Si la contrapresión se eleva arriba de la contrapresión seleccionada durante la prueba, en forma cautelosa purgar y coleccionar una porción del filtrado para reducir la contrapresión.

8.- Colectar el filtrado en el cilindro de vidrio graduado delgado largo (o cilindro graduado). Leer el total a 30 minutos (agua más aceite) de volúmenes de filtrado. También leer las fases de volúmenes de agua y sólido, si están presentes.

9.- Inmediatamente después de coleccionar el filtrado de 30 minutos, cerrar los vástagos de las válvulas superior e inferior para contener la presión. Siguiendo las instrucciones detalladas del fabricante purgar la presión de los reguladores y mangueras, entonces desconectar el sistema de presurización de gas. Retire la celda de la chaqueta de calentamiento para permitir el enfriamiento de la misma abajo de 125 °F (52 °C). Mantener la celda en posición vertical durante el enfriamiento, la despresurización y el desensamble.

10.- Purgar la presión de la celda filtro abriendo lentamente el vástago de válvula superior. Evitar que se rocíe el fluido de perforación ya que existe gas contenido. Cuidadosamente desensamblar la celda. Asegurarse de que no existe presión retenida antes de quitar la tapa.

11.- Verter el líquido de la celda.

12.- Retirar el enjarre del papel. Mida el espesor del enjarre en su centro.

Cálculos

Se calcula matemáticamente el volumen del filtrado para la filtración a alta temperatura y alta presión.

$$\text{Volumen de filtrado, [cm}^3] = 2 (\text{volumen colectado en 30 minutos, cm}^3)$$

Se registra el volumen filtrado. Y por ultimo se reporta el espesor del enjarre más cercano a 1/32 de pulgada (0.80 mm)

3.4 CONTENIDO DE ACEITE, AGUA Y SÓLIDOS ¹⁵

Descripción

El instrumento llamado retorta proporciona los medios para separar y medir los volúmenes de agua, aceite y sólidos contenidos en una muestra de lodo base agua y base aceite. En la retorta sabemos el volumen de una muestra entera del lodo debido a que ésta es calentada para vaporizar los componentes líquidos los cuales son condensados y recolectados en un receptor graduado. Los volúmenes de líquido son determinados directamente por la lectura de las fases de aceite y agua en el recibidor. El volumen total de sólidos (suspendidos y disueltos) es obtenido por la diferencia (volumen total de la muestra – volumen de liquido). Los cálculos son necesarios para determinar el volumen de sólidos suspendidos puesto que cualquier sólido disuelto estará retenido en la retorta. Los volúmenes relativos de baja gravedad de los sólidos y sus materiales densificantes pueden ser calculadas. Se debe tener conocimiento de la concentración y composición de los sólidos ya que es considerado básico para el control de la viscosidad y filtración de los lodos base agua.

Equipo

Los siguientes equipos son usados para separar y medir los volúmenes de agua, aceite y sólidos.

(A).-Instrumento retorta (ver figura 3.7)

Los hay en dos tamaños (10 cm³ y 20 cm³) comúnmente disponibles. Las especificaciones de estas retortas son como sigue:

1.- Taza de muestra:

Concepto	Medida de la taza	Medida de la taza
Volumen total	10 cm ³	20 cm ³
Precisión	± 0.05 cm ³	± 0.10 cm ³

2.- Condensador. Con suficiente masa para enfriar los vapores de aceite y agua debajo de su temperatura de vaporización antes del condensador



Fig. 3.7 Retorta

3.- Elemento de calentamiento: Con potencia suficiente para elevar la temperatura arriba del punto de vaporización de los componentes líquidos en un tiempo de 15 minutos sin causar sobre ebullición de los sólidos

4.- Control de temperatura: Un controlador de temperatura es deseable. Deberá ser capaz de regular la temperatura a 930°F ± 70°F (500 ± 20°C).

(B).- Colector del líquido:

1.- Cilindro graduado o tubo.

2.- Material: transparente e inerte al aceite, agua, salmueras y temperaturas arriba de 90°F (832°C).

3.- Especificaciones de graduación

Precisión	10 cm ³	20 cm ³
Graduación	± 0.10 cm ³	± 20 cm ³
Método de calibración	TC(para contener en 20°C	TC(para contener en 20°C

Escala de lectura	cm ³ y/o por ciento de volumen	cm ³ y/o por ciento de volumen
-------------------	---	---

(C).- Lana de acero fina (por ejemplo, # 000).

(D).- Grasa de silicón para altas temperaturas (utilizado para sellar la rosca y lubricarla).

(E).- Limpiador de tubería

(F).- Cuchillo o espátula con forma de cuchilla que entre en las dimensiones interiores de la taza de muestra de la retorta.

(G).- Agente antiespumante.

Procedimiento para lodo base agua

A) Asegurarse de que la taza de la retorta para la muestra, el tubo del condensador y el contenedor del líquido estén limpios, secos y fríos a su uso previo.

1.- El interior de la taza para la muestra y la tapa deben de estar limpios a fondo. Y deben ser pulidos ligera y periódicamente con fibra de acero.

2.- Además el tubo del condensador debe ser limpiado antes de cada prueba usando un limpia tubos, ya que el material incrustado en el condensador disminuye su eficiencia y causa lecturas erróneas de la fase líquida de la prueba.

B) Tomar una muestra del “lodo” base agua y dejarla enfriar aproximadamente a 80 °F (26 °C). Pasar la muestra a través de la malla 20 del embudo de Marsh para eliminar material de pérdida de circulación, recortes grandes o partículas

C) Si la muestra de lodo contiene gas o aire agregar de dos a tres gotas de antiespumante para 300 cm³ de “lodo” y agitar lentamente de 2 a 3 minutos para deshacerse de los gases.

D) Lubricar las cuerdas de la taza de la muestra y el tubo del condensador con una cantidad ligera de grasa de silicón. Esto previene que se pierda vapor a

través de las roscas, facilita el desensamble del equipo y limpieza al final de la prueba.

E) Empacar ligeramente un anillo de fibra de acero en la parte superior interna de la cámara. Usar solamente la cantidad suficiente de esta para evitar que los sólidos pasen al colector de líquidos.

F) Llenar la taza de la retorta con la muestra de lodo libre de gas.

G) Con cuidado colocar la tapa sobre la taza y dejar que el exceso de muestra salga por el agujero de la tapa, para asegurar el volumen correcto de muestra.

H) Con la tapa mantenida firmemente en su lugar, limpiar el exceso del lodo. Asegurándose de que la cuerda de la tapa este todavía cubierto con la grasa de silicón, y que el agujero de la tapa no este tapado.

I) Enroscar la taza en la cámara de la retorta con su condensador

J) Colocar el recipiente del líquido limpio y seco debajo del tubo de descarga del condensador.

K) Calentar la retorta y observar la caída del líquido por el tubo del condensador. Continuar calentando durante 10 minutos más a partir del tiempo en que no se obtenga más condensado líquido.

L) Remover el contenedor del líquido de la retorta. Verificar si hay sólidos en el líquido recuperado. Si es así el "lodo" entero ha hervido sobrepasando el excedente de la taza y la prueba debe repetirse.

M) Leer el volumen de agua y aceite en el líquido recibido después de que se enfrío a temperatura ambiente. Registrar los volúmenes (o porcentaje en volumen) de agua y aceite colectado.

Cálculos.

Usando la medida de volúmenes de aceite y agua y el volumen total de la muestra de lodo (10 cm³ o 20 cm³) calcular el porcentaje en volumen de agua, aceite y sólidos totales en el lodo de la siguiente forma:

- *Porcentaje en volumen de Agua (V_w):*

$$V_w = \frac{100 (\text{volumen de agua en cm}^3)}{\text{Volumen total de la muestra en cm}^3}$$

- *Porcentaje en volumen de aceite (V_o):*

$$V_o = \frac{100 (\text{volumen de aceite en cm}^3)}{\text{Volumen total de la muestra en cm}^3}$$

- *Porcentaje en volumen de sólidos (V_s):*

$$V_s = 100 - (V_w + V_o)$$

Procedimiento para el fluido de perforación base aceite

1.- Limpiar y secar el ensamble de retorta y condensador.

2.-Colectar y preparar la muestra del “lodo” base aceite como sigue:

- **Colectar una muestra representativa del “lodo” y verterla a través de un tamiz malla12 de un embudo Marsh. Registrar la temperatura de la muestra.**
- Mezclar la muestra de lodo minuciosamente para asegurarse que ésta es homogénea. Tener mucho cuidado de no atrapar nada de aire y que no permanezcan sólidos en el fondo del recipiente.

3.- Utilizando una jeringa limpia, llenar la copa de la retorta lentamente para evitar el entrampamiento de aire. Golpear ligeramente el lado de la copa para expeler el aire. Colocar la tapa sobre la copa. Girar la tapa para obtener un ajuste apropiado. Asegurarse que un pequeño exceso del “lodo” fluya hacia fuera del agujero en la tapa. Limpiar el exceso del “lodo” de la tapa. Evitar que se derrame el “lodo”.

- 4.- Empacar el cuerpo de la retorta con lana de acero.
- 5.- Aplicar lubricante a la roscas de la copa de retorta. Con la tapa colocada, ajustar a mano la copa de la retorta sobre el cuerpo.
- 6.- Aplicar lubricante a las cuerdas del vástago de la retorta y una el condensador. Colocar el ensamble de la retorta en la chaqueta de calentamiento. Cerrar la cubierta aislante.
- 7.- Colocar el colector del líquido seco y limpio bajo la salida del condensador.
- 8.- Encender la retorta. Permitir una corrida de un mínimo de 45 minutos.
- 9.- Retirar el colector de líquido y permitir que se enfríe. Leer y registrar: (a) volumen del líquido total, (b) volumen de aceite, y (c) volumen de agua en el colector.
- 10.- Apagar la retorta. Permitir que se enfríe antes de limpiarla

Cálculos.

Los volúmenes medidos (cm^3) de aceite y agua son convertidos en porcentajes de volumen con base en el volumen de todo el “lodo” (cm^3) en la copa de retorta.

Porcentaje en volumen de aceite, V_o :

$$V_o = \frac{100(\text{volumen de aceite, cm}^3)}{V_{RC}}$$

Porcentaje en volumen de agua, V_w :

$$V_w = \frac{100(\text{volumen de agua, cm}^3)}{V_{RC}}$$

Porcentaje en volumen de sólidos, V_s :

$$V_s = 100 - (V_w + V_o)$$

donde:

V_o = % volumen de aceite de retorta

V_w = % volumen de agua de retorta

V_s = % volumen de sólidos de retorta

V_{RC} = volumen nominal de la copa de retorta (10, 20 o 50 ml.)

Procedimiento para la verificación de volúmenes de la copa de retorta y colectores de líquido

Los procedimientos son utilizados para verificar que la copa de retorta y el colector de líquido funcionen adecuadamente.

A continuación se da una lista del equipo requerido:

- a) Agua destilada
- b) Termómetro de vidrio para medir temperatura ambiente ± 0.1 °F (± 0.1 °C)
- c) Balanza: Precisión de 0.01 g (ver figura 3.8)



Fig. 3.8 Balanza de tres escalas de 0.01g. de precisión

Procedimiento para la verificación del volumen de la copa de retorta.

- 1.- Permitir que la copa de retorta, tapa y agua destilada alcancen la temperatura ambiente. Registrar la temperatura.
- 2.- Colocar la copa de retorta vacía, limpia y tapada sobre la balanza y tare a cero.
- 3.- Llenar la copa de retorta con agua destilada. Colocar la tapa en la copa. Girar la tapa para obtener un ajuste adecuado. Asegurarse de que un pequeño exceso de agua fluya hacia fuera del agujero en la tapa. Limpiar el exceso de agua de la tapa; evitar derramar el agua.
- 4.- Colocar la copa de retorta llena con la tapa en la balanza previamente tarada. Registrar el peso de agua, W_w gramos

Cálculos:

Calcular el volumen de la copa de retorta (V_{RC}), usando la densidad del agua a temperatura ambiente (ver tabla 3.2).

$$V_{RC} = \frac{W_w, g}{\text{Densidad del agua, g/cm}^3}$$

Procedimiento para la verificación de volumen del colector de líquido.

1.- Permitir que el colector con agua destilada alcance la temperatura ambiente. Registrar la temperatura.

2.- Colocar el colector vacío y limpio con su base sobre la balanza y tarar a cero.

3.- Cuando el colector está sobre la balanza, llenarlo con agua destilada en varias marcas de graduación: 2, 4, 6, 8, 10 cm^3 , y 4, 8, 12, 16, 20 cm^3 para los colectores de 10 y 20 cm^3 respectivamente. Utilizando una pipeta o una jeringa llenar cuidadosamente el colector a la marca de graduación deseada sin dejar gotas de agua sobre las paredes del colector. Y registrar el peso para cada incremento de volumen de agua a la marca de graduación específica, W_{IV} g.

Cálculo:

Calcular el volumen del colector en cada marca (V_{marca}), utilizando la densidad del agua (tabla 3.2) con base en la temperatura ambiente

°F	°C	Densidad, g/cm ³
59.0	15.0	0.9991
59.9	15.5	0.9991
60.8	16.0	0.9990
61.7	16.5	0.9989
62.6	17.0	0.9988
63.5	17.5	0.9987
64.4	18.0	0.9986
65.3	18.5	0.9985
66.2	19.0	0.9984
67.1	19.5	0.9983
68.0	20.0	0.9982

medida.

$$V_{\text{marca}} = \frac{W_{IV}, \text{g}}{\text{Densidad del agua, g/cm}^3}$$

68.9	20.5	0.9981
69.8	21.0	0.9980
70.7	21.5	0.9979
71.6	22.0	0.9977
72.5	22.5	0.9976
73.4	23.0	0.9975
74.3	23.5	0.9974
75.2	24.0	0.9973
76.1	24.5	0.9971
77.0	25.0	0.9970
77.9	25.5	0.9969
78.8	26.0	0.9968
79.7	26.5	0.9966
80.6	27.0	0.9965
81.5	27.5	0.9964
82.4	28.0	0.9962
83.3	28.5	0.9961
84.2	29.0	0.9959
85.1	29.5	0.9958
86.0	30.0	0.9956
86.9	30.5	0.9955
87.8	31.0	0.9953
88.7	31.5	0.9952
89.6	32.0	0.9950
90.5	32.5	0.9949
91.4	33.0	0.9947
92.3	33.5	0.9945
93.2	34.0	0.9944
94.1	34.5	0.9942
95.0	35.0	0.9940

Tabla 3.2 Densidad del agua a diferentes temperaturas. (1)

3.5 CONTENIDO DE ARENA¹⁵

Descripción.

La arena contenida en el “lodo” es el volumen por ciento de partículas de más de 74 micrones. Es medido por un sistema de tubo colador.

Equipo

Se usa el siguiente equipo para medir el contenido de arena en el “lodo”:



Fig. 3.9 Contenido de arena

- 1.- Malla 200, 2.5 pulg. (63.5 mm) de diámetro
- 2.- Embudo para colocar la malla.
- 3.- Un tubo medidor de cristal para ver el volumen de “lodo” que se agregará. El tubo esta graduado de 0 a 20 %, para leer el porcentaje de arena directamente.

Procedimiento

1.- Llenar el tubo de vidrio con lodo hasta la marca indicada para el “lodo”, añadir agua hasta la siguiente marca. Cerrar la boca del tubo y agitar vigorosamente.

2.- Verter la mezcla dentro de la malla limpia y mojada. Desechar el líquido que pasa por la malla. Adherir más agua al tubo y agitar, vuelva a verter la mezcla a la malla y así sucesivamente hasta que el tubo este limpio. Lavar la arena conservada en la malla para liberarla de cualquier resto de “lodo”.

3.- Colocar el embudo sobre la parte superior de la malla. Lentamente invertirlos e insertar la punta del embudo en la boca del tubo de vidrio. Arrastrar la arena dentro del tubo por medio de un chorro pequeño de agua a través de la malla. Permitiendo que la arena se asiente. Leer el porcentaje en volumen de arena en la graduación del tubo.

4.- Reportar el contenido de arena del “lodo” en porcentaje de volumen. Reportar el origen de la muestra, es decir, si viene de la “temblorina”, de la fosa

de succión y así respectivamente. Los sólidos grandes diferentes a la arena quedaran retenidos en la malla (por ejemplo, el material de la última circulación), y la presencia de estos sólidos debe ser examinada.

3.6 POTENCIAL DE HIDRÓGENO (pH) ¹⁵

Descripción

Las mediciones del campo del pH del fluido de perforación (ó filtrado) y ajustes en el pH son fundamentales para el control de los fluidos de perforación. La interacción con arcilla, la solubilidad de varios componentes y sus contaminantes, y la efectividad de aditivos son todos dependientes del pH, como lo es el control de los procesos de corrosión ácida y de sulfuros.

El término pH denota el logaritmo negativo de la concentración del ión de hidrógeno, H^+ , actividad de soluciones acuosas (la actividad y concentración son iguales solo en soluciones diluidas).

$$pH = -\log [H^+]$$

Para el agua pura a 75°F (24°C), la actividad del ion hidrogeno $[H^+]$ es 10^{-7} moles/litro y $pH = 7$. Este sistema es un término *neutro* porque la actividad del ión hidroxilo es también 10^{-7} moles/litro. En sistemas acuosos a 24°C el producto ión, $[H^+] * [OH^-]$, es 10^{-14} (una constante). Consecuentemente, un incremento en H^+ denota una reducción similar en $[OH^-]$. Un cambio en el pH de una unidad indica diez veces el cambio en ambas $[H^+]$ y $[OH^-]$. Las soluciones con pH menor que 7 son llamados ácidos, y aquellos con pH mayor que 7 son llamados básicos ó alcalinos.

El método recomendado para la medición del pH de los fluidos de perforación es por medio de un medidor de pH con electrodo de vidrio. Este método es preciso y da valores confiables del pH, está libre de interferencias si se utiliza un sistema de electrodo de alta calidad con un instrumento de diseño apropiado. Instrumentos de pH resistentes que automáticamente compensan la pendiente por temperatura, están disponibles y son preferidos sobre los instrumentos ajustados manualmente.

Equipo

El siguiente equipo es el necesario:



Fig. 3.10 Medidor de pH

A) Medidor de pH: Potenciómetro (ver figura 3.10) con intervalos en milivolts calibrado para indicar unidades de pH, para mediciones de potencial entre un electrodo con membrana de vidrio y un electrodo de referencia estándar. El instrumento debe ser de preferencia resistente al agua, a golpes, y a la corrosión, y portátil.

Las especificaciones son las siguientes:

- El intervalo de pH de 0 a 14.
- Tipo electrónico: estado sólido de preferencia
- Fuente de poder: baterías (de preferencia)
- Intervalo de temperatura de operación: 32°F-150°F (0°C-66°C)
- Lectura de salida: digital (de preferencia)
- Resolución: 0.1 unidades de pH
- Precisión: ± 0.1 unidades de pH
- Repetibilidad: 0.1 unidades de pH
- Ajustes:
 - 1.- Sistema de electrodos con compensación de temperaturas.
 - 2.- Sistema de pendiente de electrodo (de preferencia).
 - 3.- Ajuste de calibración de lectura (de preferencia un instrumento con compensación de temperatura interna)

B) Sistema de electrodos. Una combinación de sistema de un electrodo de vidrio para detectar iones H^+ y un solo electrodo de referencia voltaje-estándar, construido como un electrodo (de referencia). El cuerpo de este sensor deberá

ser construido de material durable. Un sensor de fondo plano se prefiere para una mejor protección y fácil limpieza del electrodo. Se recomienda una conexión al medidor a prueba de agua. Las especificaciones son las siguientes:

- Intervalo de respuesta para el electrodo de vidrio: de 0 a 14 unidades de pH
- Electrodo: un electrodo de vidrio y uno de plata/cloruro de plata en combinación, teniendo una unión de cerámica o una unión plástica simple o doble.
- Electrolito en electrodo de referencia: KCl gel.
- Composición de vidrio apropiada para error de ión bajo-sodio.
- Error de ión sodio a pH = 13 ó a 0.1 mol de ión Na⁺, un error menor de 0.1 unidades de pH.

C) Soluciones buffer: Tres soluciones para calibrar y establecer la pendiente del medidor de pH antes de la medición de la muestra.

1. El pH = 4; naftalato monobásico de potasio a 0.05 molar de agua. Da 4.01 pH a 75 F (24°C).
2. El pH = 7.0: fosfato dibásico de potasio a 0.02066 molar y fosfato de hidrógeno disodio a 0.02934 molar en agua. Da una lectura de pH = 7.0 a 75 ° F (24 °C).
3. El pH = 10.0: carbonato de sodio a 0.025 molar y bicarbonato de sodio a 0.025 molar en agua. Da una lectura de pH = 10.01

D) Agua destilada o desionizada.

E) Papel suave para secar los electrodos.

F) Termómetro de vidrio de 32 a 220°F (de 0 a 150°C).

G) Accesorios de equipo:

- Brocha de cerdas suaves para limpiar el electrodo

- . Detergente líquido suave: Ivory o equivalente
- . Frasco para almacenar los electrodos y para mantenerlos húmedos
- . Hidróxido de sodio al 0.1 M aprox. Para reacondicionar el electrodo
- . Acido clorhídrico al 0.1 M aprox. Para reacondicionar el electrodo
- . Bifluoruro de amonio, solución al 10 % aprox. Para reacondicionar el electrodo
Precaución: éste es un ácido fuerte y tóxico.
- . Ácido fluorhídrico: ACS grado reactivo
Precaución: éste es un ácido fuerte

Procedimiento para la medición de pH

- 1.- Obtener una muestra del fluido que se va a probar. Permitiendo que alcance $75^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$ ($24^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$)
- 2.- Permitir que la solución buffer también alcance la misma temperatura que el fluido a ser analizado.
- 3.- Limpiar los electrodos lavándolos con agua destilada y secarlos con papel.
- 4.- Introducir el o los electrodos a la solución con pH de 7.0.
- 5.- Encender el medidor, esperar 1 minuto a que la temperatura se estabilice.
- 6.- Medir la temperatura de la solución buffer con pH de 7.0.
- 7.- Fijar esta temperatura en la perilla de temperatura.
- 8.- Fijar la lectura del medidor a un valor de 7.0 ajustando la perilla de calibración.
- 9.- Lavar el o los electrodos con agua destilada y secar con papel secante.
- 10.- Repetir las operaciones de los pasos 1 al 9, usando ya sea soluciones buffer de pH 4 ó 10.
- 11.- Verificar el medidor con solución buffer de pH de 7 otra vez.
- 12.- Si el medidor se calibra apropiadamente, enjuagar los electrodos con agua destilada y secarlos con papel secante. Colocar el electrodo en la muestra del "lodo" a ser probada y agitar suavemente. Dejar transcurrir de 60 a 90 segundos para estabilizar la lectura
- 13.- Anotar el pH de la muestra con aprox. de 0.1 unidades de pH y la temperatura de la muestra probada en el reporte del lodo de perforación.

3.7 ALCALINIDAD Y CONTENIDO DE CAL ¹⁵

Descripción

La alcalinidad es la capacidad de una solución o mezcla para reaccionar con un ácido. En la prueba de fluidos de perforación, las medidas de alcalinidad pueden hacerse ya sea sobre el “lodo” completo (designado con un subíndice m) ó sobre el filtrado (designado con un subíndice f). Los datos colectados de la prueba de alcalinidad pueden inclusive ser usados para estimar la concentración de iones hidroxilos (OH^-), carbonato (CO_3^{-2}), y bicarbonato (HCO_3) en el fluido de perforación.

El conocimiento de las alcalinidades del “lodo” y el filtrado es importante para muchas operaciones de perforación para asegurar el control adecuado de la química de “lodos”. Los aditivos para el “lodo”, particularmente algunos defloculantes, requieren un medio alcalino para funcionar adecuadamente.

La alcalinidad generada por iones hidroxilos es generalmente aceptada como benéfica, mientras que la proveniente de sulfatos y/o bicarbonatos pueden tener efectos adversos sobre el funcionamiento del “lodo”.

Los iones que son principalmente responsables de la alcalinidad en el filtrado son los hidroxilos (OH^-), carbonatos (CO_3^{-2}) y bicarbonatos (HCO_3). Es importante señalar que los carbonatos pueden cambiar de una forma a otra debido a un cambio de pH en la solución. La interpretación de la alcalinidad en el filtrado involucra calcular la diferencia entre los valores de la titulación involucrados en este método. Por esta razón se debe poner atención para hacer la medición exacta en todos los pasos del procedimiento. Además es importante establecer que los cálculos siguientes son solo estimados de las concentraciones de las especies iónicas basadas en las reacciones teóricas del equilibrio químico.

La composición del filtrado del lodo es frecuentemente tan compleja, que la interpretación de la alcalinidad en términos de la estimación de los componentes iónicos puede ser errónea. Cualquier valor de la alcalinidad en

particular representa todos los iones que reaccionan en el ácido con el rango de pH sobre el cual el valor fue analizado. Los iones inorgánicos que pueden contribuir a la alcalinidad, en adición a los iones hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos son: *boratos, silicatos, sulfuros y fosfatos*. Los adelgazadores orgánicos, reductores de filtrado y sus productos de degradación pueden contribuir en gran medida al valor de la alcalinidad, además de enmascarar el punto final del cambio de color (vire).

Estos materiales orgánicos contribuyen en gran medida a la alcalinidad M_f y hacen la prueba altamente inexacta en los lodos tratados con adelgazantes orgánicos. Sin embargo para los sistemas de “lodos” bentoníticos sin aditivos dispersantes orgánicos la alcalinidad de la Fenolftaleina (P_f) y el Naranja de Metilo (M_f) puede ser usada como una guía para determinar la contaminación de carbonato/bicarbonato y el tratamiento necesario para disminuir sus efectos contaminantes. Si los adelgazantes orgánicos están presentes en grandes cantidades, la prueba P_f / M_f es inadecuada y el método P_1/P_2 debe ser usado.

Equipo

El siguiente equipo es el necesario:



Fig. 3.11 Instrumentos de análisis químico

- A) Solución de ácido sulfúrico: Estandarizada al 0.02 Normal (N/50)
- B) Solución indicadora de fenolftaleina: 1g/100 cm³ de solución 50% Alcohol / agua
- C) Solución indicadora de Naranja de Metilo: 0.1 g/100 cm³ de agua

- D) Medidor de pH.
- E) Recipiente de titulación: 100-150 cm³, de preferencia blanco.
- F) Pipetas (graduadas): Una de 1cm³ y una de 10 cm³.
- G) Jeringa hipodérmica.
- H) Barra de agitación.

Procedimiento (alcalinidad del filtrado [P_f , M_f])

1.- Medir uno o más cm³ de filtrado en el recipiente de titulación. Adicionar dos o más gotas de solución indicadora de Fenolftaleína. Si la solución se tiñe de rosa, adicionar ácido sulfúrico 0.02N (N/50), gota por gota con una pipeta graduada, mientras se agita, hasta que el color rosa desaparezca. Si la muestra esta colorada al punto que el cambio de color del indicador este enmascarado, el punto final puede ser tomado cuando se tenga un pH de 8.3, según lo medido con un medidor de pH.

2.- Reportar la alcalinidad a la fenolftaleina del filtrado P_f , así como el número de cm³ requerido de ácido 0.02 N por cm³ de filtrado.

3.- A la muestra la cual ha sido titulada al punto final P_f , adicionar 2 ó 3 gotas de solución de Naranja de Metilo. Agregar gota a gota la solución estándar de ácido con la pipeta, mientras se agita, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosa. El punto final puede ser tomado cuando el pH de la muestra sea de 4.3 en el medidor de pH.

4.-Reportar la alcalinidad del Naranja de Metilo en el filtrado, M_f como el total de cm³ de ácido sulfúrico 0.02N por cm³ de filtrado requerido para alcanzar el punto final del Naranja de Metilo (incluyendo la cantidad requerida para el punto final de P_f).

Procedimiento (alcalinidad del lodo, P_m)

1.- Medir 1.0 cm³ de lodo en el recipiente de titulación usando una jeringa o pipeta volumétrica. Diluir la muestra de "lodo" con 25-50 cm³ de agua destilada.

Adicionar de 4 a 5 gotas de solución indicadora de fenolftaleína mientras agita y titular rápidamente con la solución de ácido sulfúrico al 0.02 N (N/50), hasta que el color rosa desaparezca. Si el punto final del cambio de color no puede ser visto, puede ser tomado cuando el pH cae a 8.3 medido en un medidor de pH.

2.- Reportar la alcalinidad a la fenolftaleína del “lodo”, P_m como el número de cm^3 de ácido 0.02N (N/50) requeridos por cm^3 de lodo.

Cálculos de P_f , M_f .

Las concentraciones de hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos pueden ser estimadas como sigue en la Tabla:

	OH ⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻
$P_f = 0$	0	0	1220 M_f
$2P_f < M_f$	0	1200 P_f	1220 ($M_f - 2P_f$)
$2P_f = M_f$	0	1200 P_f	0
$2P_f > M_f$	340 ($2P_f - M_f$)	1200 ($M_f - P_f$)	0
$P_f = M_f$	340 M_f	0	0

Tabla 3.3 Concentración, mg/L (15)

Procedimiento para estimar el contenido de cal

Para estimar el contenido de cal se procede a lo siguiente:

1.- Determinar el P_f y el P_m del filtrado y “lodo” como se describe en el procedimiento alcalinidad del filtrado y alcalinidad del lodo.

2.- Determinar la fracción volumen de agua en el “lodo” (F_w) usando el valor del porcentaje en volumen de agua de la determinación de líquidos y sólidos de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$F_w = \frac{\text{Volumen \% de agua}}{100}$$

Cálculos para estimar el contenido de cal

Reportar el contenido de cal del “lodo” en libras por barril (lb/bbl) o en el equivalente Sistema Internacional (kg/m^3) por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Estimación de cal, lb/bbl} = 0.260 (P_m - F_w P_f)$$

$$\text{Estimación de cal, kg/m}^3 = 0.742 (P_m - F_w P_f)$$

3.8 CLORUROS¹⁵

Descripción

La concentración de cloruros se determina mediante titulación con solución de nitrato de plata. Esto causa que los cloruros sean removidos de la solución como cloruro de plata. El punto final de la titulación se detecta utilizando un indicador de cromato de potasio. El exceso de iones de plata reacciona para formar cromato de plata, un precipitado rojo naranja. La prueba mide la concentración del ion cloro en el filtrado del "lodo".

Equipo



Fig. 3.12 Equipo para cloruros

Los siguientes materiales son necesarios para la prueba de cloruros:

- 1.- Solución de nitrato de plata que contenga 4.7910 gramos por litro (g/L) (equivalente a 0.01 gramos de ion cloro/ cm³) almacenado en un recipiente ámbar u opaco.
- 2.- Solución indicadora de Cromato de Potasio: 5 gramos por 100 cm³ de agua.
- 3.- Solución de ácido nítrico ó sulfúrico: estandarizado al 0.02 N

- 4.- Solución indicadora de fenolftaleína: 1 gramo por 100 cm³ al 50 por ciento de solución alcohol/agua.
- 5.- Carbonato de calcio: precipitado, grado químicamente puro.
- 6.- Agua destilada.
- 7.- Pipetas serológicas (graduada): Una de 1cm³ y una de 10 cm³.
- 8.- Recipiente de titulación: 100 cm³ o 150 cm³, preferentemente blanco.
- 9.- Varilla de agitación.

Procedimiento

1.- Medir uno o más cm³ de filtrado dentro del recipiente de titulación. Agregar de dos a tres gotas de la solución Fenolftaleína. Si el indicador cambia a rosa, añadir ácido gota a gota con la pipeta, mientras se agita, hasta que el color desaparezca. Si el filtrado está fuertemente coloreado, añadir 2 cm³ adicionales de ácido sulfúrico o nítrico al 0.02N (N/50) y agitar. Entonces agregar 1 gr de carbonato de calcio y agite.

2.- Añadir 25 cm³ - 50 cm³ de agua destilada y de 5 a 10 gotas de Cromato de Potasio. Agitar continuamente añadiendo la solución de Nitrato de Plata gota a gota, con la pipeta hasta que el color cambie de amarillo a naranja-rojo y persista por 30 segundos. Anotar el número de cm³ de Nitrato de Plata requerido para alcanzar el punto final. Si se utilizó arriba de 10 cm³ de solución Nitrato de Plata, repetir la prueba con una muestra más pequeña de filtrado.

Cálculos

$$\text{Cloro } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{1000(\text{nitrato de plata, cm}^3)}{\text{muestra de filtrado, cm}^3}$$

Para convertir unidades:

$$\text{Cloro ppm} = \frac{\text{Cloro } \frac{\text{ml}}{\text{L}}}{\text{gravedad específica del filtrado}}$$

$$\text{Sal } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = (1.65) \text{Cloro } \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

3.9 CAPACIDAD AZUL DE METILENO (CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO)¹⁵

Descripción

Además de la determinación del contenido de sólidos, a veces se requiere determinar la cantidad de arcilla hidratable que se encuentra en esos sólidos. La bentonita o montmorillonita de sodio es una arcilla hidratable que frecuentemente se adiciona al fluido de perforación para incrementar la viscosidad y la capacidad de acarreo de los recortes. El ion sodio se mantiene débilmente a la estructura de la arcilla y se intercambia fácilmente por otros iones y ciertos compuestos orgánicos. El azul de metileno reemplaza fácilmente los cationes intercambiables en la montmorillonita y otras arcillas.

La prueba de azul de metileno se utiliza en los fluidos de perforación para determinar el contenido aproximado de montmorillonita. La prueba es sólo cualitativa debido a que el material orgánico y algunas otras arcillas presentes también absorberán azul de metileno. La muestra generalmente se trata con peróxido de hidrógeno (agua oxigenada) para oxidar la mayoría del material orgánico.

Los fluidos de perforación frecuentemente contienen sustancias adicionadas con las arcillas reactivas los cuales fijan el azul de metileno por absorción. El tratamiento previo con peróxido de hidrógeno pretende remover los efectos de los materiales orgánicos tales como lignosulfonatos, lignitos, polímeros celulósicos, poli acrílicos y similares.

Equipo

Los siguientes equipos y sustancias son necesarios para llevar a cabo la prueba de azul de metileno:

- 1.- Solución de azul de metileno: 3.20 gramos de azul de metileno grado reactivo $C_{16}H_{18}N_3SCl$ / L (1 cm^3 = 0.01 mili equivalente)
- 2.- Peróxido de hidrógeno: solución al 3%.
- 3.- Ácido sulfúrico diluido: Aproximadamente 5 N.
- 4.- Jeringa graduada: 2.5 cm^3 ó 3 cm^3 .

- 5.- Matraz Erlen-Meyer: 250 cm³.
- 6.- Bureta graduada: 10 cm³, micro pipeta: 0.5 cm³ ó pipeta graduada: 1cm³.
- 7.- Cilindro graduado: 50 cm³.
- 8.- Varilla de agitación
- 9.- Parrilla de calentamiento con agitación magnética
- 10.- Papel filtro Whatman # 1, o equivalente.
- 11.- Agua destilada



Fig. 3.13 Equipo de azul de metileno

Procedimiento

El siguiente procedimiento es utilizado para realizar la prueba de MBT:

A) Añadir 2 cm³ de fluido de perforación (ó un volumen conveniente de fluido de perforación requerido para 2 cm³ – 10cm³ de la solución de azul de metileno) a 10 cm³ de agua en el matraz Erlen-Meyer. Para asegurarse de que se esta agregando exactamente los 2 cm³ utilizar el siguiente procedimiento:

- 1.- La jeringa debe de tener una capacidad de más de 2 cm³ generalmente 2.5 cm³ o 3 cm³. Usando una jeringa más grande no es necesario remover el aire atrapado en ella.
- 2.- El aire o gas contenido en el fluido de perforación debe ser removido. Agitar el fluido de perforación para romper el gel y rápidamente aspirar con la jeringa el fluido. Entonces, lentamente descargar la jeringa dentro del fluido de perforación, manteniendo la extremidad sumergida.

3.- Nuevamente aspirar el fluido de perforación dentro de la jeringa hasta el final donde llega el émbolo; última graduación de la jeringa. Liberar 2 cm³ fluido de perforación empujando el émbolo hasta que el extremo esté exactamente a 2 cm³ de la graduación de la jeringa.

B) Agregar 15 cm³ de peróxido de hidrógeno al 3% y 0.5 cm³ de ácido sulfúrico. Calentar suavemente por 10 minutos, pero evitar que se caliente hasta secarse. Diluirlo aproximadamente con 50 cm³ de agua.

C) Adicionar la solución de azul de metileno con incrementos de 0.5 cm³. Si se conoce la cantidad aproximada de solución de azul de metileno necesaria para alcanzar el punto final, pueden utilizarse cantidades mayores (1 ó 2 cm³) al inicio de la titulación. Después de cada adición del azul de metileno, agitar el contenido del matraz durante 30 segundos aproximadamente. Mientras los sólidos permanecen suspendidos, tomar una gota del líquido con una varilla de agitación y colocarla sobre el papel filtro. El punto final de la titulación será cuando aparezca un anillo azul o turquesa alrededor de los sólidos teñidos.

D) Cuando se detecte la mancha de color azul dispersa, agitar la solución durante dos minutos y agregar otra gota sobre el papel filtro. Si el anillo de color azul aparece, el punto final de la titulación se ha alcanzado. Si el anillo de color azul no aparece se debe continuar como antes hasta que después de 2 minutos de haber tomado una gota permanezca el color azul.

Cálculos

La capacidad de azul de metileno (MBT) del fluido, se reporta calculándolo con la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad de azul de metileno, } \frac{\text{cm}^3}{\text{cm}^3} = \frac{\text{azul de metileno, cm}^3}{\text{fluido de perforación, cm}^3}$$

3.10 PRUEBA DE ESTABILIDAD ELECTRICA PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE¹⁵

Descripción

La estabilidad eléctrica (E.E.) de un “lodo” base aceite utilizado como fluido de perforación es una propiedad relacionada a su estabilidad de emulsión y a su capacidad de humedecer con aceite. E.E. se determina aplicando un voltaje a intervalos, con una señal eléctrica senoidal a través de un par de electrodos paralelos de placa plana sumergidos en el “lodo”. La corriente resultante permanece baja hasta que se alcanza un voltaje crítico, con lo cual la corriente se eleva muy rápidamente. Este voltaje crítico se conoce como E.E. del “lodo” y se define como el voltaje pico medido cuando la corriente alcanza $61 \mu\text{A}$.

La composición química y los antecedentes de esfuerzo cortante de un “lodo” controlan la magnitud absoluta de E.E. en una forma compleja. Consecuentemente interpretar el estado humedecido de aceite de un “lodo” con una sola medida de E.E. no es apropiado. Solo las tendencias de E.E. deberán ser utilizadas para tomar decisiones sobre tratamiento.

Equipo

A continuación se da una lista del equipo requerido.

a) Medidor de estabilidad eléctrica (ver figura 3.14):



Fig. 3.14 Medidor de estabilidad eléctrica

Las especificaciones para el medidor de estabilidad eléctrica son las siguientes:

Forma de onda	Senoidal < 5% de distorsión armónica total
Frecuencia de C.A.	340 ± 10 Hz
Unidades de salida	Volts de pico
Valor de intervalos	150 ± 10 V/sec, operación automática
Intervalo mínimo de salida	3 a 2000 volts (pico)
Valor al que se dispara la corriente	61 ± 5 μA (pico)

b) Electrodo:

Las especificaciones para los electrodos son las siguientes:

Carcaza	Material resistente a los componentes del "lodo" base aceite hasta 220 °F (105°C)
Material	Metal resistente a la corrosión
Diámetro	0.125 ± 0.001 pulg (3.18 ± 0.03 mm)
Espaciamiento (claro)	0.061 ± 0.001 pulg (1.55 ± 0.03 mm) a 72 °F (22 °C)

c) Calibración resistores o diodos:

Las especificaciones para la calibración de los resistores o diodos son las siguientes:

Número	Dos (bajo y elevado)
Tipos	Resistor estándar o diodos Tener
Intervalos	Da lectura de voltaje (E.E.) de (1) bajo 500-1000 V (2) Elevada > 1900 V
Exactitud	± 2 por ciento del voltaje esperado, temperatura corregida por las tablas del fabricante (si se necesitan y se proporcionan)

d) Termómetro: 32-220 °F (0-105 °C).

e) Tamiz: malla 12, o embudo Marsh.

f) Copa de viscosímetro con termostato.

Procedimiento para medir la estabilidad eléctrica

1.- Verificar diariamente la calibración del comportamiento del equipo.

2.- Colocar la muestra de “lodo” base aceite, la cual ha sido cribada a través de un tamiz una malla 12 o un embudo Marsh, en una copa de viscosímetro mantenida a $120 \pm 5^{\circ}\text{F}$ ($50 \pm 2^{\circ}\text{C}$). Registrar la temperatura del “lodo” en el formato de reporte del lodo de perforación.

3.- Limpiar el electrodo de prueba minuciosamente con una toalla de papel. Pasar la toalla a través del espacio del electrodo unas cuantas veces. Hacer remolinos con el electrodo de prueba en el aceite base utilizado para formular el “lodo”. Si el aceite base no está disponible, otro aceite o un solvente ligero (tal como Isopropanol) es aceptable. Limpiar y secar el electrodo de prueba como se hizo antes.

4.- Agitar con la mano la muestra que se encuentra a 120°F con el electrodo de prueba por aproximadamente 10 segundos para asegurar que la composición y temperatura del lodo sean uniformes. Colocar el electrodo de prueba de manera que no toque el fondo o los lados del recipiente, y asegurarse de que las superficies del electrodo estén completamente cubiertas por la muestra.

5.- Iniciar el intervalo de voltaje. Seguir el procedimiento descrito en el manual de operación del medidor E.E. No mover el electrodo de prueba durante el intervalo de voltaje.

6.- Al término de la prueba de intervalo, anotar el valor del E.E. desplegado en la pantalla del dispositivo.

7.- Repetir desde el paso 3 hasta el paso 7 con la misma muestra de “lodo”. Los dos valores de E.E. no deberán ser diferentes por más de 5%. Si estos dos valores tienen una diferencia mayor al 5%, verificar el medidor o el electrodo de prueba por mal funcionamiento.

8.- Registrar el promedio de las dos mediciones de E.E. en el formato de reporte de fluidos de perforación de perforación.

CAPÍTULO 4

Análisis de Resultados de la Supervisión a las Compañías de Fluidos de Perforación en el campo SINAN de PEMEX

4.3 ANOMALÍAS DETECTADAS A LAS COMPAÑÍAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Asegurar la calidad de los fluidos de perforación es una actividad importante. Para este fin el departamento de Perforación y Mantenimiento de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo realiza diferentes pruebas y análisis de los fluidos de perforación a las compañías que prestan el servicio de acuerdo a los contratos y normas establecidas.

Las actividades realizadas por el equipo de trabajo del IMP (Instituto Mexicano del Petróleo) en el campo SINAN tuvieron una duración de ocho meses (de Octubre del 2004 a Mayo 2005). Durante este período se realizaron pruebas físico-químicas de los fluidos de perforación utilizados en campo. Las pruebas realizadas así como los datos recopilados en campo incluyen a los “lodos” base agua y “lodos” base aceite. La información requerida se establece indicando el nombre del pozo, compañía perforadora (Halliburton, Global Drilling, M. I. Drilling, Protexa), equipo utilizado por cada una, tipo de sistema para perforar así como el análisis realizado por el IMP. Los siguientes datos y gráficas muestran los resultados en forma resumida de los reportes (ver Apéndice A un ejemplo de reporte) que se realizaron a partir del mes de Octubre de 2004 al mes de Mayo de 2005.

Octubre / 2004

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 14, SINAN 158, SINAN 156, SINAN 155, SINAN 123, SINAN 114	E.I., Polimérico de baja densidad, Cálcico	P. Carolina, P. RBF 205, P. Alabama, P. Nebraska, P. Nevada, P. Mississippi	No se realizó filtrado APAT por falta de repuesto, alto contenido de sólidos, filtrado alto, pH de lodo bajo, gelatinosidad baja y alto contenido de arena y arcilla	Falta agitador magnético, papel pH, centrifuga, falta agitador en las presas, viscosímetro descalibrado y en malas condiciones	Falta de EDTA, azul de metileno, NaOH, H ₂ O ₂ , buffer amoniacal, naranja de metilo, los reactivos no presentan datos de elaboración
GD	SINAN 151	E.I.	P. Arkansas	Filtrado alto y baja estabilidad	Falta agitador	-

Tabla 4.1 Información resumida de los reportes del mes de Octubre / 2004

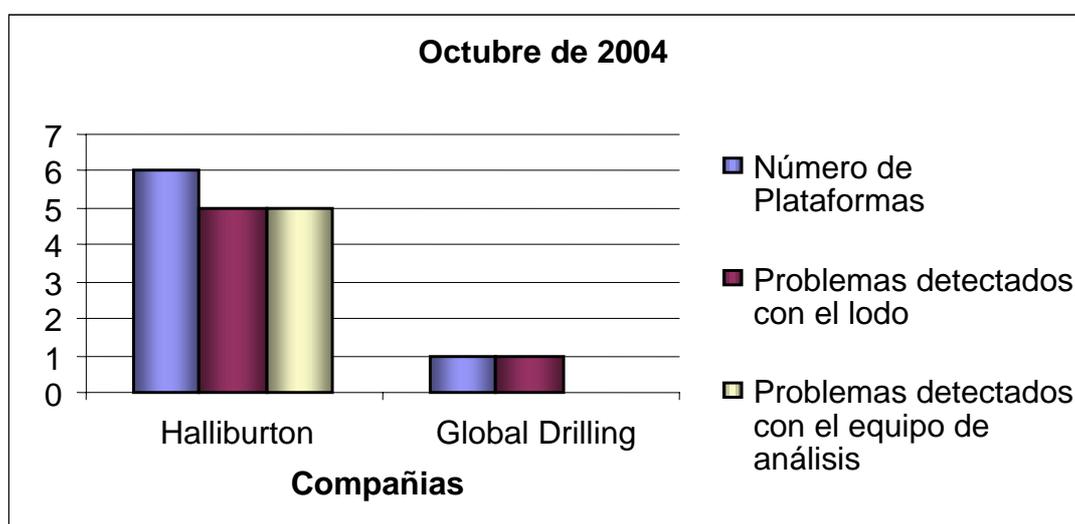


Fig. 4.1 Estadística reportada del mes de Octubre / 2004

Noviembre / 2004

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 14, SINAN 123,	E.I., Polimérico de baja densidad, Cálcico	P. Carolina, P. Nevada	Alto filtrado, alta viscosidad plástica, alto porcentaje de sólidos, alto porcentaje de arena, alto porcentaje de arcilla	Falta agitador magnético y termocopa	Los reactivos no presentan datos de elaboración y caducidad, falta de barita y H ₂ SO ₄
GD	SINAN 53	E.I.	P. Texas	Filtrado alto y baja estabilidad	Falta agitador	-

Tabla 4.2 Información resumida de los reportes del mes de Noviembre / 2004

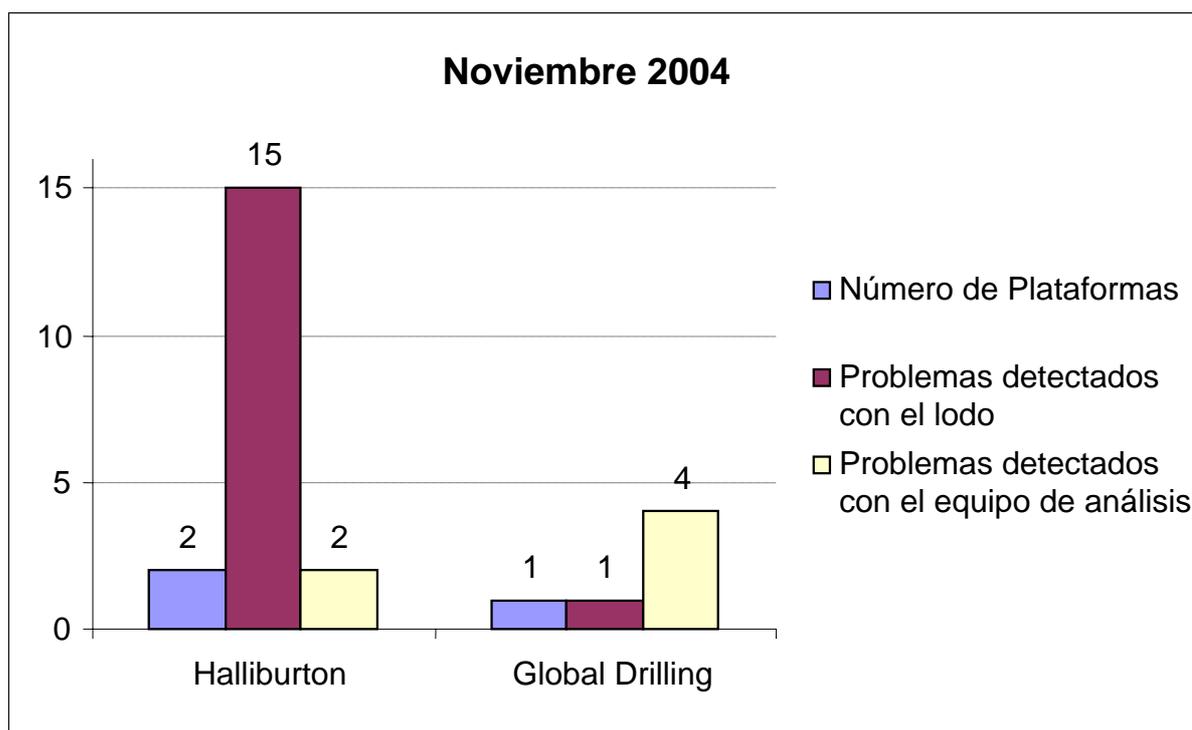


Fig. 4.2 Estadística reportada del mes de Noviembre / 2004

Diciembre / 2004

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 155, SINAN 257, SINAN 205, SINAN 156, SINAN 123, SINAN 114	E.I., y Bentonítico	P. Nebraska, P. RBF 206, P. Louisiana, P. Alabama, P. Nevada, P. Mississippi	Alto filtrado (con agua), alta viscosidad plástica, salinidad baja, baja relación aceite/agua, baja estabilidad eléctrica	Viscosímetro en mal estado, falla en la chaqueta de calentamiento del filtro prensa, fuga en retorta	Los reactivos no presentan datos de elaboración y caducidad, falta de reactivos para la obtención de Calcio, salinidad y alcalinidad
GD	SINAN 13	Bentonítico	Vikingo	Filtrado alto y baja estabilidad	-	-
PTX	SINAN 215	Polimérico	P. RBF 204	Presencia de Bicarbonatos	-	-

Tabla 4.3 Información resumida de los reportes del mes de Diciembre / 2004

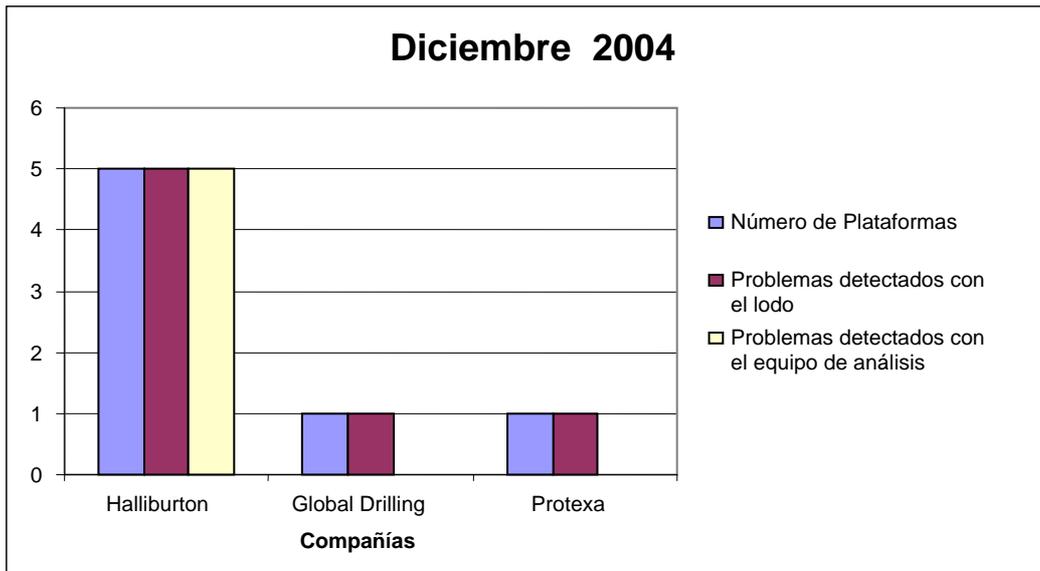


Fig. 4.3 Estadística reportada del mes de Diciembre / 2004

Enero / 2005

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 14, SINAN 158, SINAN 156, SINAN 155, SINAN 123, SINAN 114	E.I., y Cálculo	P. Carolina, P. RBF 205, P. Alabama, P. Nebraska, P. Nevada, P. Mississippi	Alto contenido de Arcilla y arena, filtrado alto, baja alcalinidad del lodo, relación aceite/agua y estabilidad eléctrica bajas, alto contenido de bicarbonatos	Fuga del filtro prensa, no se cuenta con agitador magnético, copa térmica, probador de emulsión inversa ni centrifuga	Los reactivos no presentan datos de elaboración y caducidad. No se cuenta con NaOH, y H ₂ SO ₄
GD	SINAN 53	Polimérico	Texas	Porcentaje de sólidos elevado	Viscosímetro en malas condiciones de funcionamiento	-
PTX	SINAN 255	Bentonítico	SINAN C	Contenido de Arcilla elevado	Falta agitador magnético	-

Tabla 4.4 Información resumida de los reportes del mes de Enero / 2005

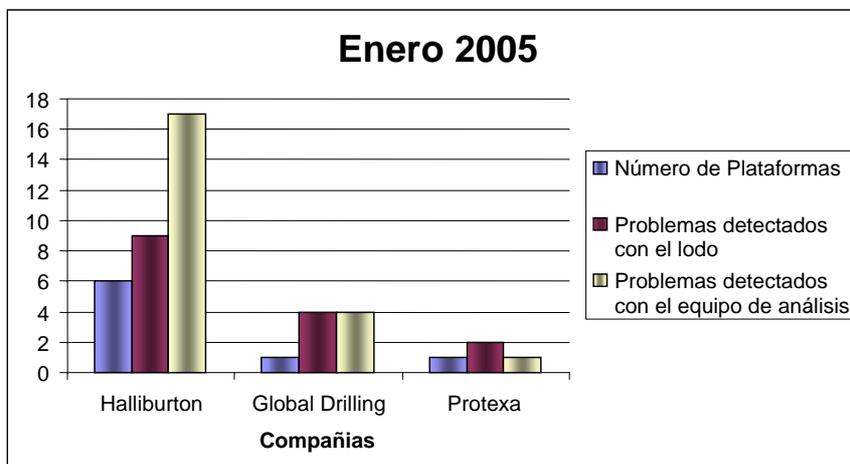


Fig. 4.4 Estadística reportada del mes de Enero / 2005

Febrero / 2005

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 14, SINAN 158, SINAN 156, SINAN 155, SINAN 123, SINAN 114	E.I., Polimérico y Cálcico	P. Carolina, P. RBF 205, P. Alabama, P. Nebraska, P. Nevada, P. Mississippi	Alto contenido de arcilla y alto contenido de sólidos, filtrado alto, estabilidad eléctrica y salinidad bajas	Fuga del filtro prensa, no se cuenta con agitador magnético, copa térmica, probador de emulsión inversa ni centrifuga, Filtro prensa APAT	Los reactivos no presentan datos de elaboración y caducidad. No se cuenta con NaOH, y H ₂ SO ₄
GD	SINAN 53	E.I.	Texas	Estabilidad eléctrica, relación A/A y salinidad baja	Falta eleutiómetro, copa térmica y agitador magnético	Los reactivos no presentan fecha de elaboración ni de caducidad
PTX	SINAN 255, 215	E. I.	SINAN C, RBF 204	-	Falta agitador magnético, copa térmica	Los reactivos no presentan fecha de elaboración ni de caducidad
M.I.	SINAN 43	E. I.	RBF 304	Filtrado alto, relación agua/aceite y estabilidad eléctrica baja	Falta eleutiómetro y centrifuga	-

Tabla 4.5 Información resumida de los reportes del mes de Febrero / 2005

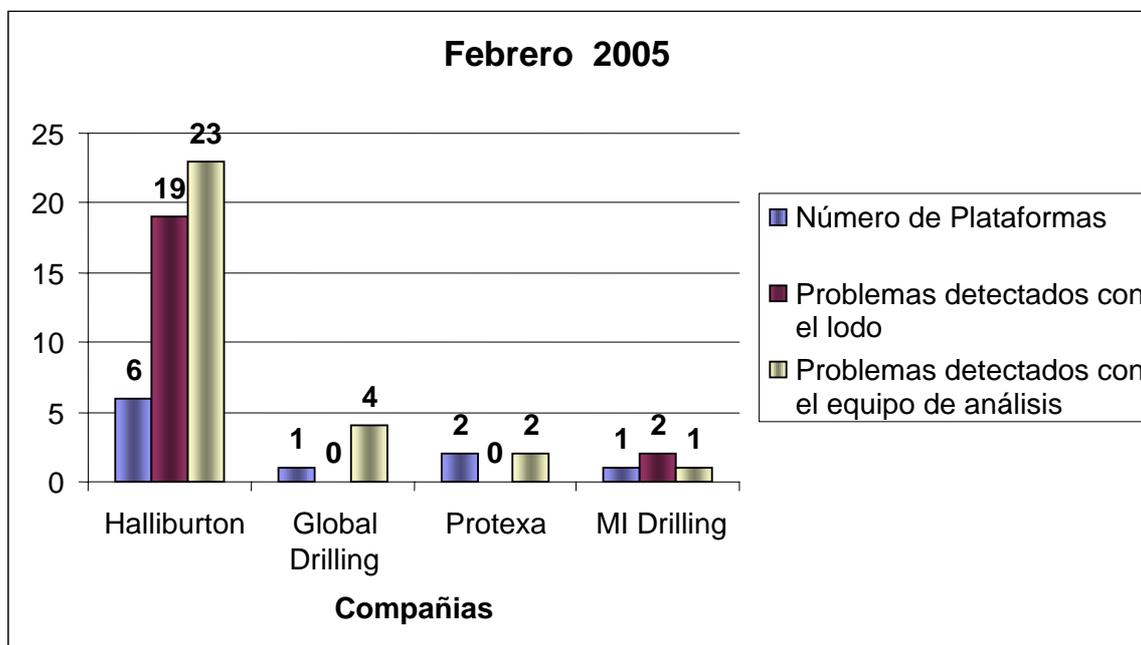


Fig. 4.5 Estadística reportada del mes de Febrero / 2005

Marzo / 2005

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 205, SINAN 123, SINAN 114	E. I.	P. Louisiana, P. Nevada P. Mississippi	Filtrado alto, salinidad y alcalinidad bajas	Viscosímetro en malas condiciones y falta de agitador magnético	-
PTX	SINAN 255, 215	Polimérico y E. I.	SINAN C, RBF 204, Noble Bill J.	Alto contenido de arcilla y sólidos. Parámetros reológicos no confiables y baja salinidad	Viscosímetro descalibrado, equipo de control de sólidos en malas condiciones y probador de emulsión fuera de servicio	-

Tabla 4.6 Información resumida de los reportes del mes de Marzo / 2005

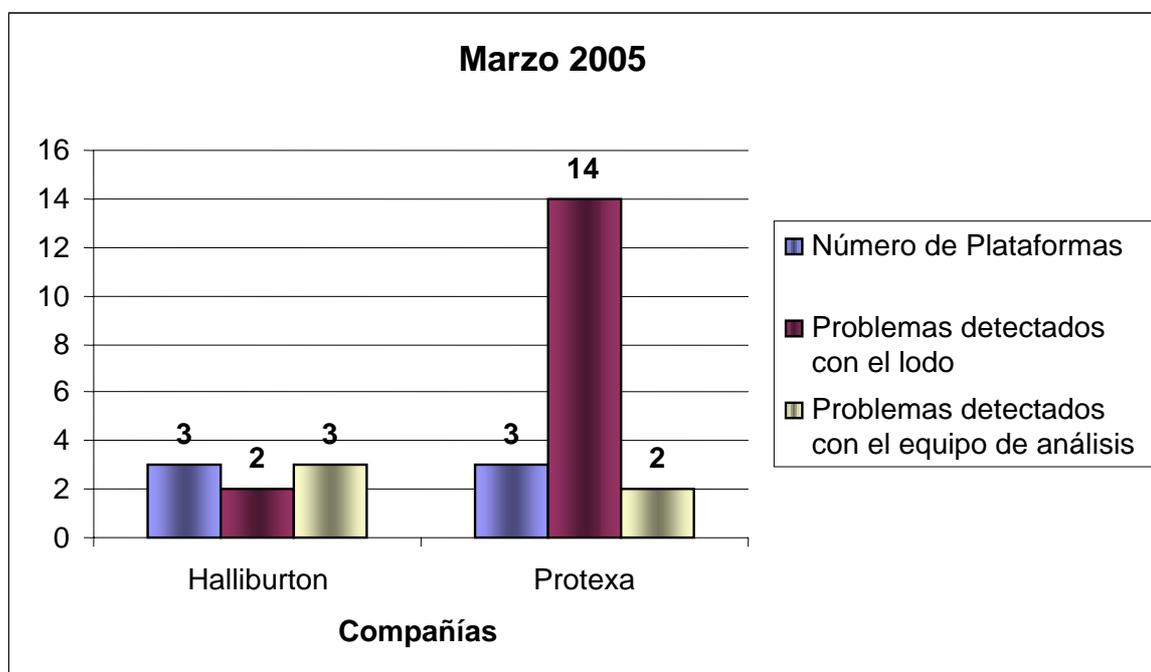


Fig. 4.6 Estadística reportada del mes de Marzo / 2005

Abril / 2005

Cía.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 14, SINAN 158, SINAN 156	E.I., y Bentonítico Salado	P. Carolina, P. RBF 205, P. Alabama	Estabilidad eléctrica baja, porcentaje de sólidos alto, salinidad baja, relación aceite/agua baja	No cuentan con viscosímetro Fann 35, filtro prensa en malas condiciones,	Los reactivos no presentan datos de elaboración y caducidad. No se cuenta con NaOH, y H ₂ SO ₄
GD	SINAN 53	Cálcico	Texas	Porcentaje de sólidos elevado	Viscosímetro en malas condiciones de funcionamiento, filtro prensa APAT fuera de servicio	-
PTX	SINAN 255, SINAN 225	E. I.	SINAN C, Noble Bill J.	Contenido de Arcilla elevado	Falta agitador magnético, filtro prensa APAT fuera de servicio	-

Tabla 4.7 Información resumida de los reportes del mes de Abril / 2005

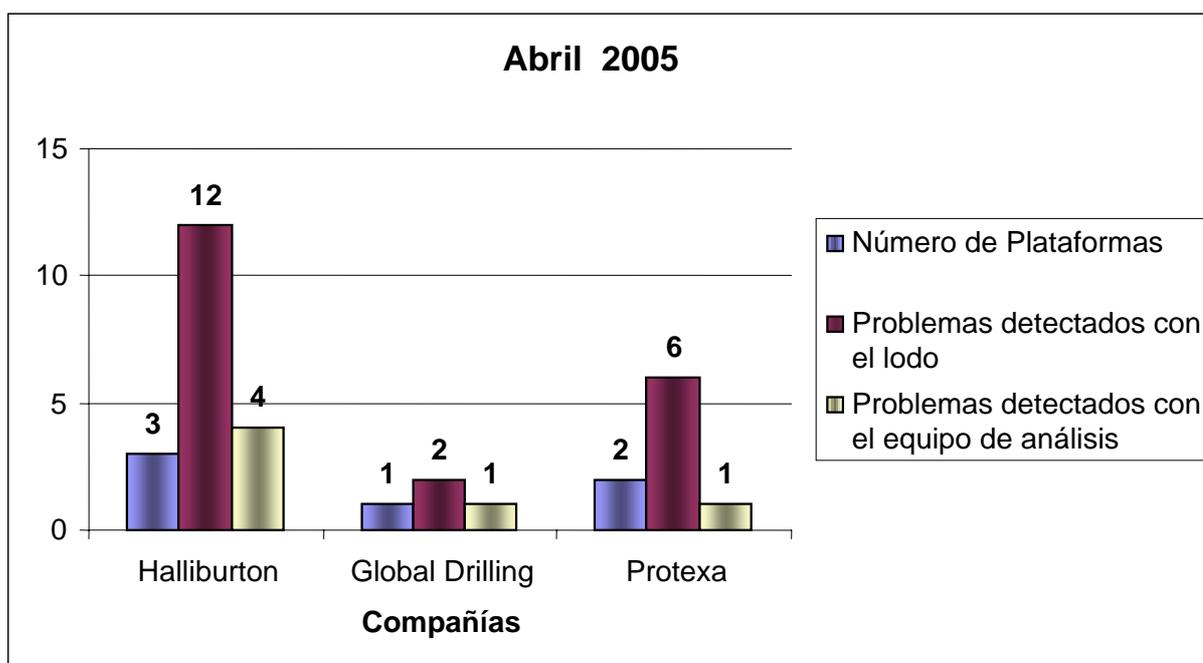
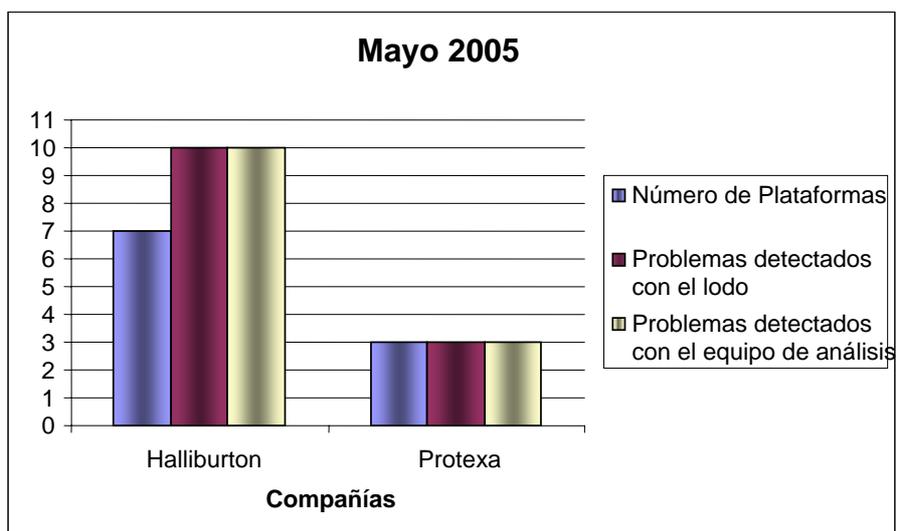


Fig. 4.7 Estadística reportada del mes de Abril / 2005

Mayo / 2005

Cia.	Pozo	Sistema de Fluido	Plataforma	Observaciones		
				Análisis	Equipo	Reactivos
HB	SINAN 155, SINAN 158, SINAN 205	E.I., y Bentonítico Salado	P. Nebraska, P. P. RBF 205, P. Louisiana	Estabilidad eléctrica baja, porcentaje de sólidos alto, salinidad baja, relación aceite/agua baja, propiedades reológicas no confiables	No cuentan con viscosímetro Fann 35, filtro prensa en malas condiciones,	Los reactivos no presentan datos de elaboración y caducidad.
GD	SINAN 151	Cálcico	P. Arkansas	Sin valor de volumen de filtrado	Viscosímetro en malas condiciones de funcionamiento, filtro prensa APAT fuera de servicio	-
PTX	SINAN 255, SINAN 215	E. I.	P. SINAN C, P. RBF 204	Salinidad baja, Viscosidad de Marsh alta, contenido de sólidos alto, salinidad baja y sin valor de filtrado	Falta agitador magnético, filtro prensa APAT fuera de servicio	-

Tabla 4.8 Información resumida de los reportes del mes de Mayo / 2005



CF4.8 Estadística reportada del mes de Mayo / 2005

La tabla 4.9 muestra la evolución de la mejoría en los servicios prestados por parte de las Compañías de fluidos de perforación que prestaron sus servicios en los pozos (indicados en las tablas anteriores) del campo SINAN durante el periodo de octubre del 2004 a mayo del 2005.

MES	No. DE PLATAFORMAS VISITADAS	% DE PLATAFORMAS QUE PRESENTARON CONDICIONES ÓPTIMAS	PROBLEMAS COMÚNES
OCTUBRE 04	6	0	Falta de viscosímetro Fann-35A (reómetro 280), descalibrado o fuera de servicio.
NOVIEMBRE 04	7	0	Filtroprensa API (fuga de manifold, falta de refacciones)
DICIEMBRE 04	13	38.50	Filtroprensa APAT (fuga de manifold, falta de refacciones)
ENERO 05	9	33	Copa térmica de capacidad inadecuada
FEBRERO 05	10	30	Sin agitador magnético o tienen parrilla de calentamiento.
MARZO 05	6	15	Eleutiómetro, Probador de emulsión inversa fuera de servicio.
ABRIL 05	6	40	Soluciones (caducas o sin información de fecha de fabricación) o incompletas.
MAYO 05	6	30	Soluciones (caducas o sin información de fecha de fabricación) o incompletas.

Tabla 4.9 Evolución de la mejoría en los servicios de fluidos de perforación que presentaron las diferentes compañías en el periodo de Octubre de 2004 a Mayo de 2005

Apoyo adicional

Adicional a los análisis realizados en plataforma, el **Coordinador de Fluidos del IMP** entrega una nota informativa de los análisis realizados por cada Químico, a los encargados de la sección química de cada Unidad Operativa, el cual contiene la información siguiente:

- ✓ Discusión de resultados de los análisis realizados en el lugar de trabajo.
- ✓ Observaciones que se le hicieron al Químico de la Cía. de fluidos.
- ✓ Diagnóstico del fluido y recomendaciones para mejorarlo.
- ✓ Condiciones del equipo de control de sólidos.
- ✓ Concentraciones de aditivos de la Cía. de fluidos y sus reportes de análisis realizados en los últimos días.

En el Apéndice A se muestra un ejemplo de la nota expedida por el coordinador de fluidos de perforación.

4.4 ANÁLISIS DE LOS REPORTES OBTENIDOS EN LA SUPERVISIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Previamente en este capítulo se mostró un resumen de los reportes de supervisión que se realizaron en el periodo de Octubre/04 a Mayo/05. En ellos se observa que los problemas más recurrentes fueron los relacionados con los equipos (pertenecientes a las compañías perforadoras) de medición de viscosidad, de filtrado, soluciones mal preparadas y reactivos sin fecha de elaboración y caducidad. Durante la perforación, el lodo tiene contacto con muchos equipos y materiales. Para cada pozo la problemática varía de acuerdo a las propiedades fisicoquímicas del “lodo” y las condiciones en las cuales se realice la perforación, por lo cual las pruebas que se realizan tienen una vital importancia. Las consecuencias por la falta de atención por parte de las compañías de “lodos” a sus equipos de medición y reactivos son:

- Embolamiento de barrenas
- Sarta atrapada
- Falla de bombas
- Problemas en la cementación
- Falla eléctrica

EMBOLAMIENTO DE BARRENAS

El “embolamiento de una barrena” o ensanchamiento, es causado por un aumento de temperatura. El aumento de temperatura es una consecuencia de la falta de lubricidad y capacidad del fluido de perforación para disipar el calor que se genera por la continua fricción de la barrena contra la formación del terreno. El exceso de sólidos y gases en el fluido provoca una inadecuada lubricidad. La falta de equipo de análisis de filtrado o lecturas erróneas por descalibración de equipos, dan por resultado una mala preparación del “lodo” que se va a utilizar.

SARTA ATRAPADA

El problema de la sarta atrapada es consecuencia de una alta densidad que presenta el “lodo”, ya que un aumento en la densidad del “lodo” provoca el aumento en el peso total del conjunto de la sarta de perforación. Además de que por el aumento de peso en el “lodo” se llega a fracturar la formación del pozo provocando pérdida del fluido y la no remoción de los sólidos. Los problemas son causados por la falta del equipo de análisis de filtrado, balanza horizontal o la mala calibración de estos.

FALLA DE BOMBAS

Un problema que se presenta en la mayoría de los pozos es la reparación de las bombas ya que están en contacto continuo con el lodo. Es por esta razón que los análisis realizados a los fluidos fueron de gran importancia para determinar las causas sobre las fallas de las bombas, encontrándose un alto contenido de sólidos ó sedimentos en el fluido de perforación, otro problema encontrado en los fluidos analizados es una disminución de la cantidad del aditivo anti-herrumbre provocando un daño continuo en las partes que componen a las bombas como lo son empaques, pistones y motor principalmente. La reparación de la bomba puede llevar de uno a varios días, siendo el pistón la parte más dañada. La figura 4.9 muestra el pistón después de su vida útil.



Fig. 4.9 Pistón de bomba

PROBLEMÁTICA EN LA CEMENTACIÓN

Los “lodos” que son químicamente incompatibles con el cemento deben siempre separarse de éste por un fluido espaciador. Un deficiente control de las propiedades reológicas, así como pérdida de fluido y lavado de las paredes pueden causar también dificultades durante la cementación. En los análisis realizados a los equipos de medición, los viscosímetros se encontraron en malas condiciones provocando una lectura equivocada, otro problema importante es que la compañía Halliburton no cuenta con el viscosímetro Fann y por tal motivo no reportaron valores de viscosidad. Para evitar problemas en la cementación los equipos de análisis de viscosidad y densidad deben estar en óptimas condiciones para asegurar la calidad de fluido.

FALLA ELÉCTRICA

Comúnmente las fallas eléctricas son debidas a las sobrecargas que producen los motores de las bombas y el motor de la mesa rotatoria. Las sobrecargas son causadas por el forzamiento de las bombas al manejar un alto contenido de sólidos y el forzamiento de la mesa rotatoria al girar el conjunto de la sarta de perforación y la barrena que manejen demasiados sólidos. La falta de un “lodo” con las propiedades de remoción de sólidos provoca un mayor esfuerzo en los equipos eléctricos.

Con base en este análisis de consecuencias probables por la mala preparación de los fluidos de perforación y los resultados obtenidos con los análisis fisicoquímicos, se pudo determinar el tiempo posible que se imputa al fluido en el programa que se realiza previamente para la ejecución de los trabajos de perforación de un pozo, se realizaron los siguientes esquemas que señalan los días perdidos durante los trabajos de perforación de los siguientes pozos:

POZO SINAN 151

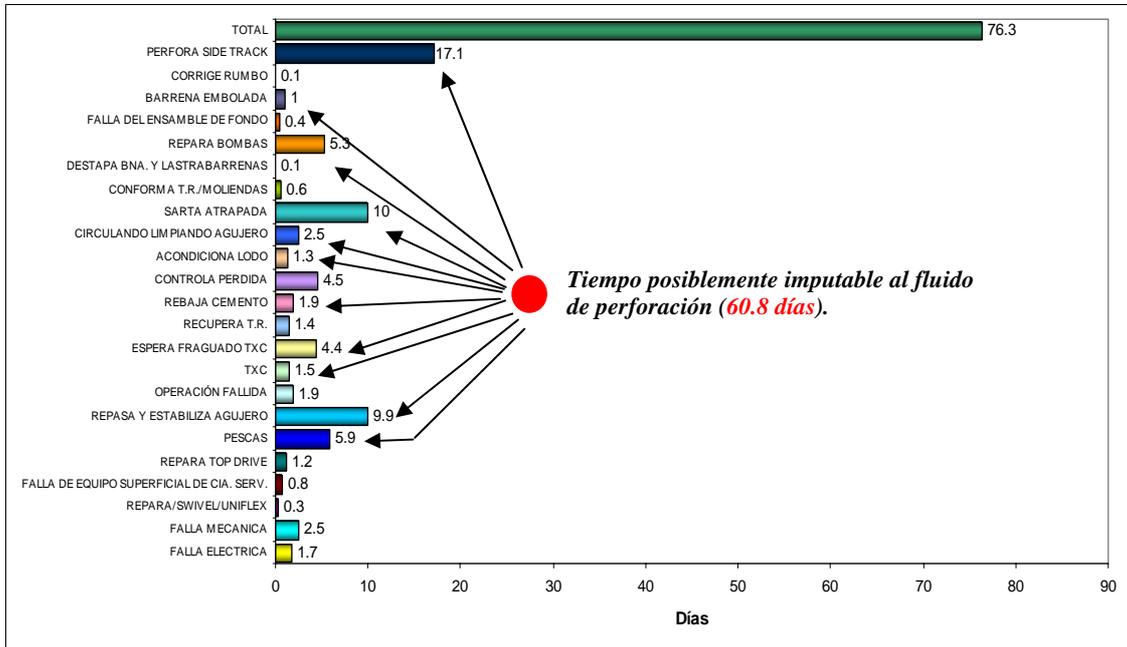


Fig. 4.10 Operaciones fallidas durante la perforación del pozo SINAN 151

POZO SINAN 123

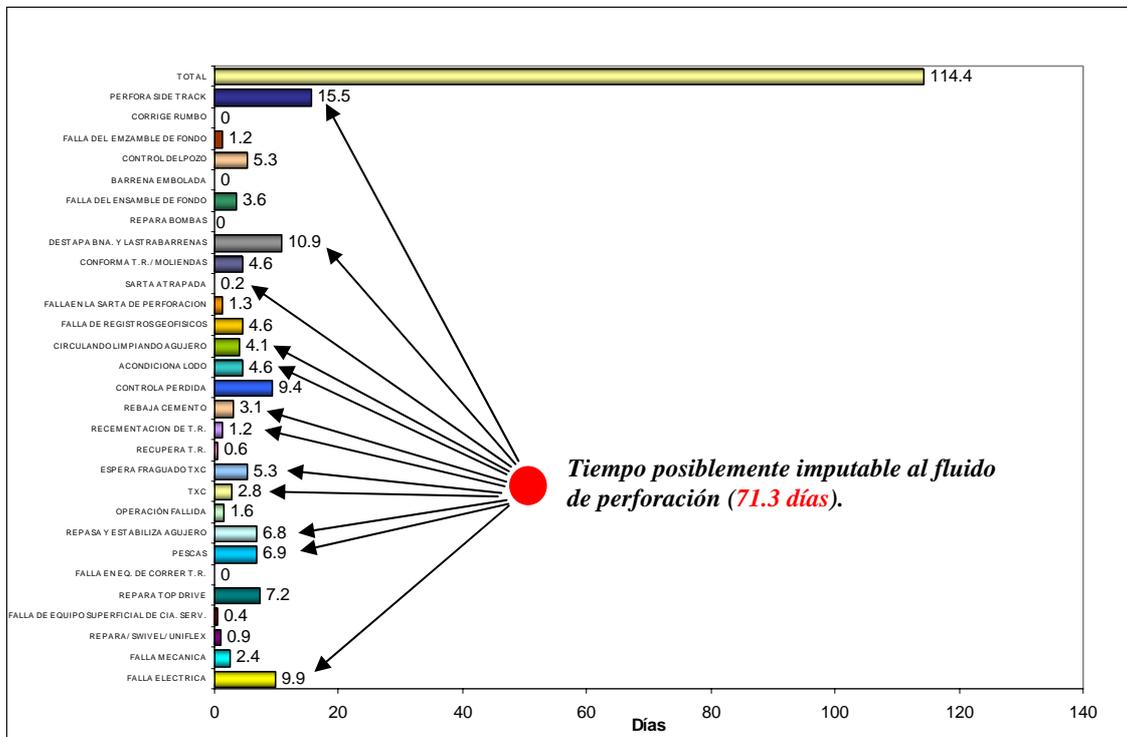


Fig. 4.11 Operaciones fallidas durante la perforación del pozo SINAN 123

POZO SINAN 215

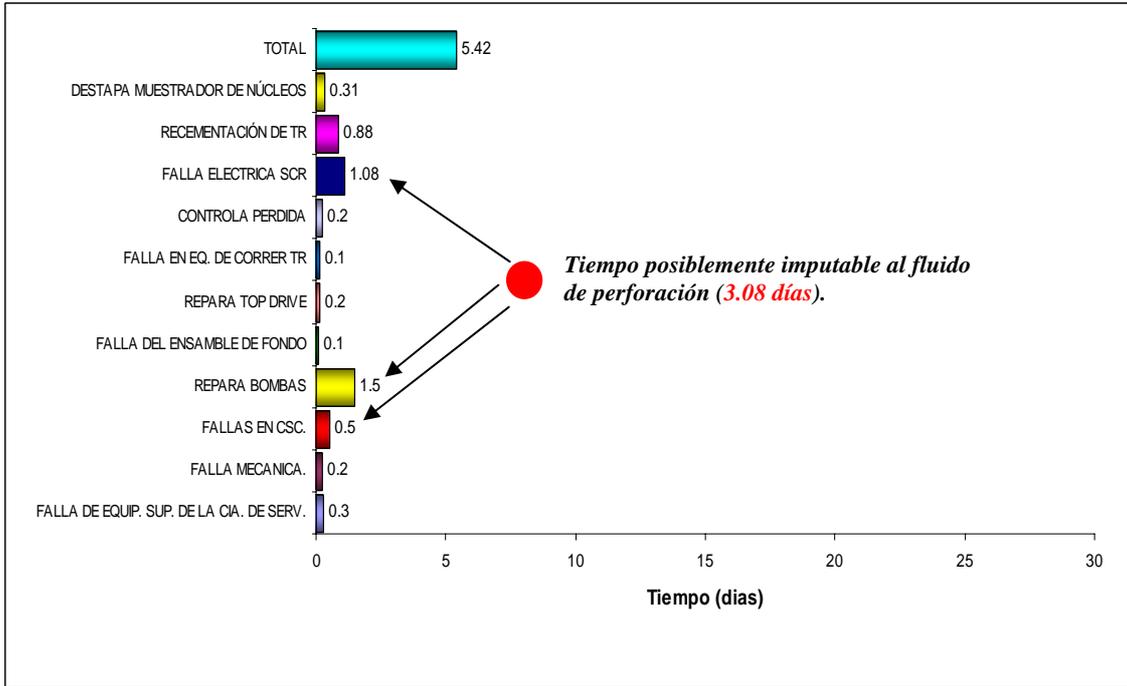


Fig. 4.12 Operaciones fallidas durante la perforación del pozo SINAN 215

POZO SINAN156

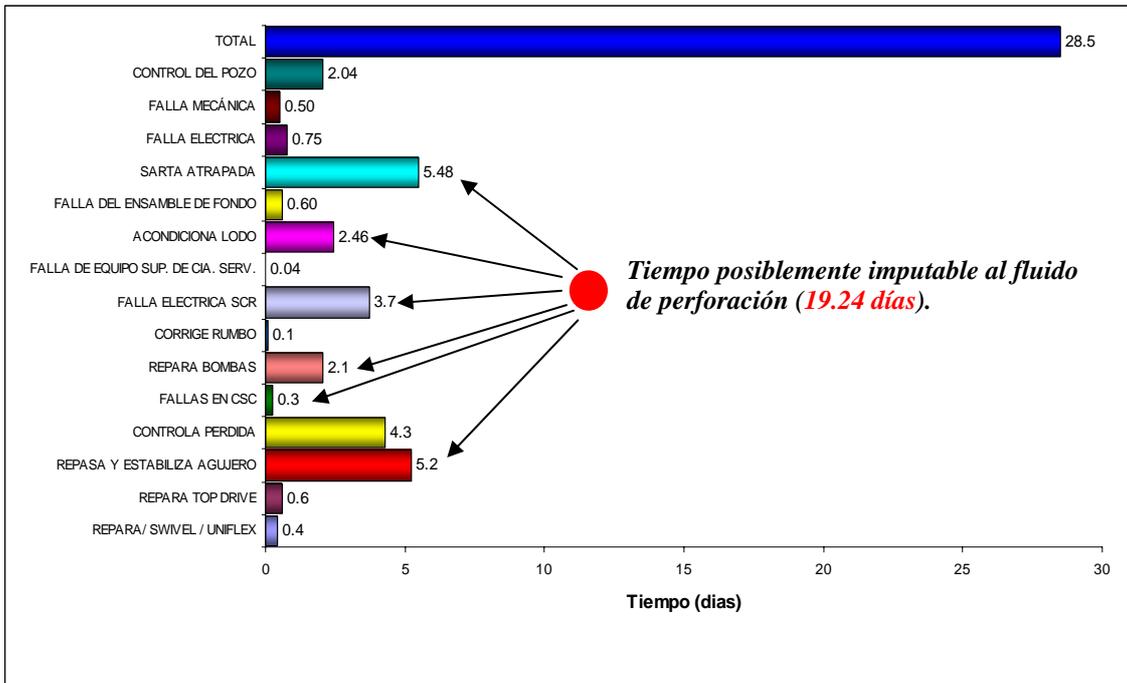


Fig. 4.13 Operaciones fallidas durante la perforación del pozo SINAN 156

POZO SINAN 14

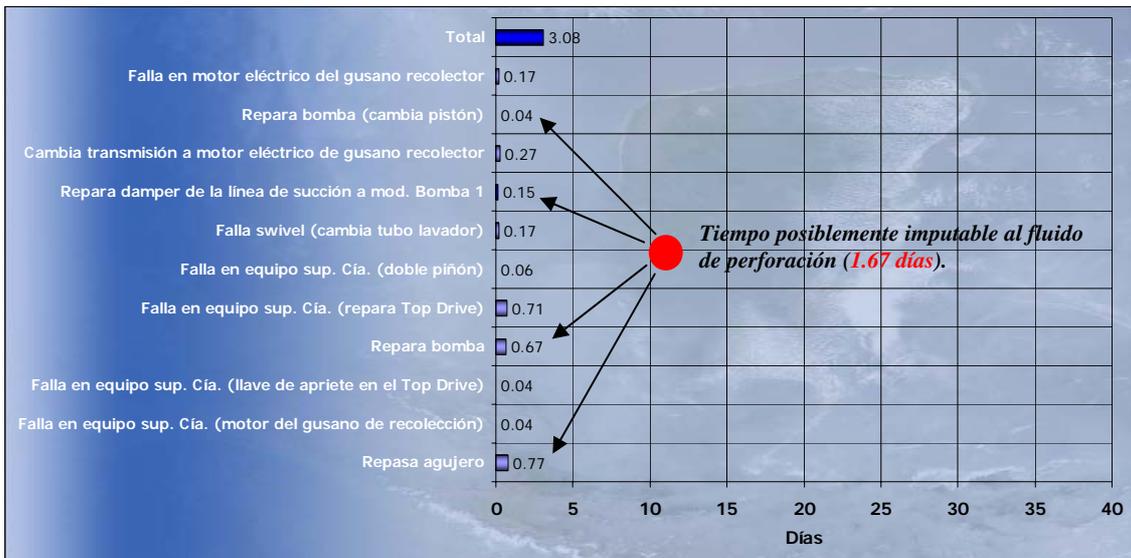


Fig. 4.14 Operaciones fallidas en el pozo SINAN 14

POZO SINAN 53

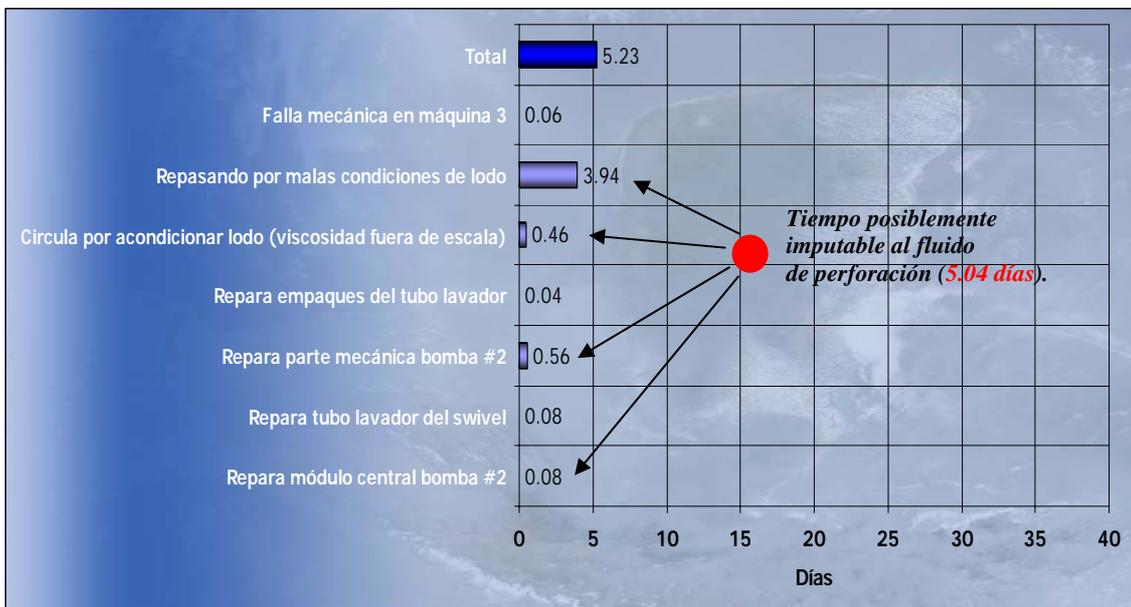


Fig. 4.15 Operaciones fallidas en el pozo SINAN 53

CONCLUSIONES

La industria de los fluidos de perforación ha tenido avances importantes en el campo tecnológico como se ha expuesto en este trabajo de tesis. La mejora en las formulaciones reduce tiempos de operación, lo cual conlleva un menor costo operativo y un menor gasto de recursos como lo son el agua y la energía eléctrica.

Nuevos sistemas de fluidos pueden convivir con el medio ambiente sin deteriorarlo, que es una razón suficiente para la aprobación de su utilización o no.

Para que sea correcto el uso de los fluidos de perforación, se deben realizar auditorias a las diferentes empresas dedicadas a prestar este servicio, para asegurarse de que los “lodos” no sean utilizados en forma que pueda causar un problema ecológico grave.

El campo SINAN localizado en la zona Noroeste de la región marina de PEMEX, es uno de los campos más importantes para la extracción de petróleo en el país. Por esta razón el análisis que se realizó en el presente trabajo de tesis es referente a la supervisión a las diferentes empresas de fluidos de perforación que realizan los integrantes del área de mantenimiento de pozos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

El análisis se realizó desde un punto de vista relacionado con el tiempo perdido en los trabajos de perforación imputables a los “lodos” que se utilizan.

Los reportes manejan en su estructura diferentes características que poseen los fluidos de perforación, y además un listado del equipo y materiales utilizados para la preparación de estos. Con base en esta estructura el presente trabajo sirve para tratar de dar una posible explicación de los problemas mas frecuentes que se presentan durante la perforación como lo son el embolamiento de la barrena, el desgaste excesivo en los pistones en las bombas, las pérdidas de fluido en el agujero etc. Las indicaciones a seguir por

parte de las empresas perforadoras son sencillas, por ejemplo tener el equipo calibrado, los reactivos en su tiempo de vida indicada para cada uno y el equipo necesario para realizarle las pruebas que se describieron en el Capítulo Tres.

El ingeniero químico tiene un papel relevante en la aplicación de los diferentes sistemas tecnológicos que se utilizan para la aplicación de los fluidos de perforación. El área de la Ingeniería Química que es aplicada en este caso es en relación con los fluidos, la cual abarca desde su composición, comportamiento reológico, mecánico y fisicoquímico sometidos a diferentes condiciones de temperatura y presión, hasta su tratamiento, manejo y reacciones que ocurren al ser utilizados.

Es decir, el diseño y uso correcto de los fluidos de perforación, representan una especialización que desarrollan los ingenieros químicos aplicando sus conocimientos de una manera intensiva tanto a nivel teórico en gabinete de ingeniería como a nivel práctico en los campos y pozos petroleros.

Con este trabajo de tesis quedan de manifiesto los diferentes sistemas de fluidos de perforación utilizados en la industria petrolera hoy en día por las empresas perforadoras, y también las diferentes pruebas que se le realizan para mantener su eficiencia y calidad y por lo tanto su capacidad operativa para ser utilizados en las diferentes condiciones que se presentan en un pozo.

Aquí, como en otros campos de la industria, la participación de los ingenieros químicos es de vital importancia para el aprovechamiento óptimo de los recursos materiales y humanos disponibles desde el punto de vista económico y de ingeniería, así como la aplicación adecuada de técnicas, equipos y materiales que utilizados en conjunto de manera segura, sin duda conllevan un menor riesgo en las operaciones industriales protegiendo en primera instancia a las personas que intervienen en ellos y a los equipos y procesos involucrados.

La pretensión del presente trabajo de tesis profesional, es el de proporcionar una guía que contenga la información confiable más relevante en el campo del diseño y aplicación de los fluidos de perforación, utilizados en forma intensiva en la actualidad en la exploración de campos petroleros y perforación de pozos para la búsqueda de hidrocarburos tan importantes en nuestros días, tanto por su contenido energético como por la inmensa variedad de posibilidades para la obtención de productos derivados indispensables en la vida cotidiana moderna.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS

1. **Tecnología Aplicada a Lodos**, IMCO Services una Compañía Halliburton, Houston, 1992
2. **Manual de Fluidos BAROID**, Baroid Drilling Fluids, Inc., Houston, 1996
3. Tissot, S. P., D. H., Welte, **El Petróleo, su Formación y Localización**, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, México D. F., 1982
4. Lummus James L., J. J. Azar, **Drilling Fluids Optimization, a Practical Field Approach**, Editorial Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1986
5. López Portillo y Weber José, **El Petróleo en México, su Importancia y sus Problemas**, Fondo de Cultura Económica, México D. F., 1975
6. **Las Reservas de Hidrocarburos de México**, PEMEX Exploración y Producción, México D. F., 1999
7. **Las Reservas de Hidrocarburos de México**, PEMEX Exploración y Producción, México D. F., 2003
8. McCray, Arthur W., Frank, W. Cole, **Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros**, Frank W. Cole, Compañía Editorial Continental S. A. de C. V., México D. F., 1982
9. Munson, Bruce R., Donald F. Young, Theodore H. Oklishi, **Fundamentals of Fluid Mechanics**, Editorial John Wiley & Sons Inc., Vancouver, 1998
10. Selley, Richard C., **Elements of Petroleum Geology**, 2a. ed., Editorial Academic Press, San Diego, 1998
11. Hansen, Arthur G., **Mecánica de Fluidos**, Editorial Limusa, México D. F., 1979
12. Pirson, Sylvain J., **Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos**, Editorial Omega S. A. de C. V., Barcelona, 1965
13. Roberson, John A., Clayton T., Crowe, **Mecánica de Fluidos**, 2a. ed., Editorial McGraw-Hill, México D. F., 1989
14. Doval Montoya, M. E., E. García Romero, E., J. Luque del Villar, J. L. Martín-Vivaldi Caballero, y M. Rodas González, **Arcillas Industriales:**

Yacimientos y Aplicaciones, Editorial Centro de Estudios Ramon Areces, S. A., Madrid, 1991

15. MI DRILLING FLUIDS, **Manual de fluidos de perforación**, Houston, 2001

PÁGINAS WEB

<http://www.pemex.com>

<http://www.halliburton.com>

<http://www.imp.mx>

<http://www.api.com>

<http://www.unam.mx>

<http://omega.ilce.edu.mx>

<http://www.ofite.com>

<http://www.schlumberger.com>

<http://iio.ens.uabc.mx>

APÉNDICE A

Formatos de control interno del Instituto Mexicano del Petróleo



DIRECCIÓN REGIONAL ZONA MARINA
GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS

NOTA INFORMATIVA

10/06/04

**PARA: ING. JUAN M. CLIMACO GÓMEZ
(UNIDAD OPERATIVA SUROESTE)**

**VISITA: PLATAFORMA ABKATUN -H (POZO:KANAAB-125)
POZO: KANAAB-125
MOTIVO: SUPERVISIÓN DE FLUIDOS
TIPO DE LODO: FLUIDO POLIMÉRICO
COMPAÑIALODERA: HALLIBURTON
FECHA: 8/JUNIO/04**

EN ESTA PLATAFORMA SE REALIZARON DOS ANÁLISIS (ENTRADA Y SALIDA DEL SISTEMA), PRINCIPALMENTE OBSERVANDO UN ALTO CONTENIDO DE ARCILLA DE 106.88 Y 114.00 Kg/ m³, PREVIAMENTE A ESTOS ANÁLISIS SE OBSERVÓ QUE EN LAS TEMBLORINAS DEL PRIMER FRENTE SE ENCONTRABAN PICOTEADAS, PARA EVITAR QUE SE DERRAMARA EL FLUIDO POR TAPONAMIENTO DE LAS MALLAS, EL RECORTE ACARREADO POR EL LODO SE ENCONTRÓ CON UNA CONSISTENCIA DE ARCILLA PLÁSTICA, MISMA QUE INFLUYO EN EL TAPONAMIENTO DE LAS MISMAS. ESTO INDICA QUE LA CONCENTRACIÓN DEL ADITIVO INHIBIDOR DEL LODO POLIMÉRICO PROBABLEMENTE NO ERA LA SUFICIENTE PARA CONTROLAR LA INHIBICIÓN DE LAS ARCILLAS.

EN LOS ANÁLISIS TAMBIÉN SE OBSERVÓ UN BAJO CONTENIDO DE EXCESO DE CAL (0.93 Y 0.94 Kg/ m³), UN BAJO pH (9.0) Y LA PRESENCIA DE BICARBONATOS Y LA BAJA ALCALINIDAD DEL LODO.

SE ADJUNTAN COPIAS DE LOS ANÁLISIS REALIZADOS POR IMP A ESTE ESCRITO, TAMBIÉN LAS CONCENTRACIONES DE LOS ADITIVOS DE LOS DÍAS 6, 7 Y 8 DE JUNIO Y LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO DE LOS DÍAS 6 Y 7 (DETERMINADOS POR LA CÍA).

ATENTAMENTE

**ING. JOSÉ ANTONIO MUÑOZ ANDRADE
SUPERVISOR DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Recebi
10 JUN/04

APÉNDICE B

GLOSARIO

A

Absorción La penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o varias sustancias dentro de un sólido o líquido. Por ejemplo, en bentonita hidratada, el agua planar mantenida entre las capas micáceas es el resultado de la absorción.

Ácido Cualquier compuesto químico que contiene hidrógeno capaz de ser reemplazado por elementos positivos o radicales para formar sales. Según la teoría de disociación, se trata de un compuesto que, al disociarse en la solución, produce un exceso de iones hidrógeno. Los ácidos tienen un pH por debajo de 7 y reducirán el pH de una solución. Los ejemplos de ácidos o sustancias ácidas incluyen: ácido clorhídrico, ácido tánico y pirofosfato ácido de sodio.

Ácido Húmico Ácidos orgánicos de composición indefinida en el lignito leonardita de origen natural. Los ácidos húmicos constituyen el componente más valioso. *Ver Ligninas Minadas.*

Ácido Tánico El ácido tánico es el ingrediente activo del quebracho y otros sustitutos de quebracho como la corteza de mangle, extracto de castaño, cicuta, etc.

Acidulado Término comúnmente usado para indicar la fermentación.

Acuoso Se refiere al agua o a las sustancias a base de agua.

Adhesión La fuerza que mantiene unidas a moléculas distintas.

Aditivo de Lodo Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

Aditivo EP *Ver Lubricante de Presión Extrema.*

Aditivos de Pérdida de Circulación Materiales agregados al lodo para controlar o prevenir la pérdida de circulación. Estos materiales son agregados en cantidades variables y se clasifican como fibras, escamas o gránulos.

Adsorción Un fenómeno superficial demostrado por un sólido (adsorbente) para mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsorbtivos)

sobre su superficie, una propiedad causada por la adhesión. Por ejemplo, el agua mantenida en la superficie exterior de bentonita hidratada es agua adsorbida.

Agente de Humectación Una sustancia o composición que, al ser agregada a un líquido, aumenta la dispersión del líquido sobre una superficie o la penetración del líquido dentro de un material.

Agente Espumante Una sustancia que produce burbujas relativamente estables en la superficie de contacto aire-líquido, debido a la agitación, aireación o ebullición. En la perforación con aire o gas, se agregan agentes espumantes para ayudar a eliminar los influjos de agua y prevenir la formación de anillos de lodo.

Agente Floculante Sustancias, como la mayoría de los electrolitos, algunos polisacáridos y ciertos polímeros naturales o sintéticos, que producen el espesamiento de la consistencia de un fluido de perforación. En los fluidos plásticos de Bingham, el punto cedente y el esfuerzo de gel aumentan.

Agente Tensioactivo Un material que tiende a concentrarse en una superficie de contacto. Usado en los fluidos de perforación para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, tensión interfacial, espumación, desespumación, humectación, etc.

Agentes Obturantes Cualquiera de muchos materiales que son agregados a los fluidos de perforación para restablecer la circulación.

Aglomeración El agrupamiento de partículas individuales.

Aglomerado Los grupos más grandes de partículas individuales que provienen generalmente de la separación con tamiz o de las operaciones de secado.

Agregación Formación de agregados. En los fluidos de perforación, la agregación resulta en el apilamiento cara a cara de laminillas de arcilla. La viscosidad y el esfuerzo de gel disminuyen a consecuencia de esto.

Agregado Un grupo de dos o más partículas individuales mantenidas unidas por fuerzas considerables. Los agregados son estables en condiciones normales de agitación, trepidación o manejo como polvo o suspensión. Pueden romperse al

ser sometidos a un tratamiento drástico como la trituración de polvos en molino de bolas o el corte de una suspensión.

Agua Intersticial Agua contenida en los intersticios o las cavidades de las formaciones.

Agua Salobre Agua con bajas concentraciones de cualesquier sales solubles.

Aeración La técnica de inyectar aire o gas en cantidades variables dentro de un fluido de perforación para reducir el cabezal hidrostático. *Comparar con Corte por Aire.*

Álcali Cualquier compuesto con propiedades básicas marcadas que produce un valor de pH mayor que 7. *Ver Base.*

Alcalinidad El poder combinador de una base medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con el cual puede reaccionar para formar una sal. En el análisis de agua, representa los carbonatos; bicarbonatos; hidróxidos; y ocasionalmente los boratos, silicatos y fosfatos en el agua. Se determina mediante la valoración con ácido estándar hasta ciertos puntos de referencia.

Almidón Un grupo de carbohidratos encontrado en muchas células vegetales. El almidón es procesado especialmente (pregelatinizado) para ser usado en lodos a fin de reducir la tasa de filtración, y ocasionalmente para aumentar la viscosidad. Si no hay una protección adecuada, el almidón puede fermentar.

Amortiguador Cualquier sustancia o combinación de sustancias que, al disolverse en agua, produce una solución que resiste cualquier cambio de su concentración de iones hidrógeno cuando se agrega un ácido o una base.

Análisis de Tamices *Ver Análisis Granulométrico.*

Análisis Granulométrico Determinación de los porcentajes relativos de sustancias, por ej., los sólidos suspendidos de un fluido de perforación, que pasan a través o que son retenidos por una serie de mallas de tamaños decrecientes. El análisis puede ser realizado con métodos húmedos o secos. También llamado "análisis de tamices". *Ver Malla.*

Anhidrita (CaSO₄) Frecuentemente encontrada durante la perforación. Puede aparecer en capas finas o formaciones masivas. *Ver Sulfato de Calcio.*

Anhidro Sin agua.

Anión Un átomo o radical cargado negativamente, como Cl⁻, OH⁻, SO₄²⁻, etc., en solución de un electrolito. Los aniones se mueven hacia el ánodo (electrodo positivo) bajo la influencia de un

potencial eléctrico.

Antiespumante Una sustancia usada para prevenir la formación de espuma aumentando considerablemente la tensión superficial. *Comparar con Desespumante.*

Apilar un Equipo de Perforación

Almacenar un equipo de perforación al completar un proyecto, cuando el equipo de perforación debe ser retirado del servicio por un tiempo.

Arcilla Una tierra plástica, blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formado por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio. Los minerales arcillosos son generalmente insolubles en agua, pero se dispersan bajo hidratación, esfuerzos de corte como la molienda, los efectos de velocidad, etc., formando partículas extremadamente pequeñas con tamaños comprendidos entre tamaños submicrónicos y 100 micrones. *Ver también Arcilla Atapulguita, Bentonita, Arcilla de Perforación de Alto Rendimiento, Arcillas de Bajo Rendimiento y Arcillas Naturales.*

Arcilla atapulguita Una arcilla coloidal viscosificante que se usa principalmente en lodos a base de agua salada. La atapulguita, una tierra de Fuller especial, es un silicato de aluminio de magnesio hidratado.

Arcilla de Agua Salada *Ver Arcilla Atapulguita.*

Arcilla de Perforación de Alto

Rendimiento Una clasificación atribuida a un grupo de preparaciones comerciales de arcilla de perforación que tienen un rendimiento de 35 a 50 bbl/tonelada, y que constituyen un nivel intermedio entre la bentonita y las arcillas de bajo rendimiento. Las arcillas de perforación de alto rendimiento son generalmente preparadas mediante la peptización de arcillas de montmorillonita de calcio de bajo rendimiento, o en algunos casos, mezclando bentonita con la arcilla peptizada de bajo rendimiento.

Arcilla Peptizada Una arcilla a la cual se ha agregado un agente para aumentar su rendimiento inicial. Por ejemplo, se suele agregar carbonato de sodio a la arcilla de montmorillonita de calcio.

Arcillas de Bajo Rendimiento Arcillas comerciales, principalmente del tipo de montmorillonita de calcio, que tienen un rendimiento de aproximadamente 15 a 30 bbl/tonelada.

Arcillas Naturales Las arcillas naturales, a diferencia de las arcillas comerciales, son arcillas que son encontradas durante la

perforación de varias formaciones. El rendimiento de estas arcillas varía considerablemente, y éstas pueden o no ser incorporadas deliberadamente dentro del sistema de lodo.

Arena Un material suelto granuloso producido por la desintegración de rocas, generalmente sílice.

Átomo Según la teoría atómica, se trata de la cantidad más pequeña de un elemento que es capaz de entrar en una combinación química o que puede existir solo.

Asfalto Una mezcla natural o mecánica de bitúmenes sólidos o viscosos encontrados

Aumento Brusco de la Presión Un aumento brusco de la presión que suele ocurrir rápidamente. La introducción demasiado rápida de una tubería o tubería de revestimiento dentro del pozo puede causar un aumento de la presión hidrostática que puede ser suficiente para causar la pérdida de circulación.

B

Balance Hidrofilico-Lipofilico (HLB) Una de las propiedades más importantes de los emulsificantes. Constituye una expresión de la atracción relativa de un emulsificante respecto al agua y al aceite, determinada principalmente por la composición química y las características de ionización de un emulsificante determinado. El HLB de un emulsificante no está directamente relacionado con la solubilidad, pero determina el tipo de la emulsión que tiende a formarse. Se trata de una indicación de las características de comportamiento y no una indicación de la eficiencia del emulsificante.

Balanza de Lodo Una balanza de balancín usada para determinar la densidad del lodo. Se compone principalmente de una base, un balancín graduado con un vaso de volumen constante, una tapa, un caballero, un cuchillo y un contrapeso.

Barita, Baritina o Sulfato de Bario Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

Barril Una unidad volumétrica de medición usada en la industria del petróleo, igual a 42 galones U.S.

Barril Equivalente Una unidad de laboratorio usada para evaluar o probar los fluidos de perforación. Un gramo de material, al ser añadido a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb de material añadido a

un barril de fluido de 43 galones.

Barril Químico Un recipiente donde varios productos químicos son mezclados antes de ser agregados al fluido de perforación.

Básculas de Lodo *Ver Balanza de Lodo.*

Base Un compuesto de un metal o grupo metálico, con hidrógeno y oxígeno en la proporción para formar un radical OH, el cual se ioniza en solución acuosa para producir un exceso de iones hidroxilo, con un valor de pH mayor que 7. Las bases se forman cuando óxidos metálicos reaccionan con agua. Las bases aumentan el pH. Los ejemplos incluyen la soda cáustica y la cal.

Bentonita Una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorillonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico "bentonita" no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

Bicarbonato *Ver Bicarbonato de Sodio.*

Bicarbonato de Sodio (NaHCO₃) Un material ampliamente usado para tratar la contaminación de cemento y ocasionalmente otras contaminaciones de calcio en los fluidos de perforación. Se trata de la sal de sodio semineutralizada del ácido carbónico.

Bloque de Agua Reducción de la permeabilidad de una formación causada por la invasión de agua dentro de los poros (capilares). La reducción de la permeabilidad puede ser causada por el hinchamiento de las arcillas, las cuales obturan los poros, o en algunos casos, por un bloque capilar de los poros debido a fenómenos de tensión superficial.

"Boilerhouse" (jerga) Preparar un reporte ficticio (grafito) sobre una condición considerada como hecho sin que se haya averiguado su exactitud. A veces se dice "doghouse".

Bombas de Lodo Bombas en el equipo de perforación, usadas para hacer circular los fluidos de perforación.

"Bump" (Cresta) Aplicar y mantener una presión adicional sobre la presión hidrostática.

en capas naturales u obtenidos como residuos del petróleo. Asfalto, mezclas que contienen asfalto y materiales asfálticos modificados (por ej.: refinados al aire, modificados químicamente, etc.) han sido agregados a ciertos fluidos de perforación a efectos muy variables, como componente de lodos base aceite, material de pérdida de circulación, emulsificante,

agente de control de filtrado, agente de taponamiento de pared, etc.
combinación química o que puede existir solo.

C

Cabezal Hidrostático La presión ejercida por una columna de fluido, generalmente expresada en libras por pulgada cuadrada (lb/pulg.²). Para determinar el cabezal hidrostático en psi a una profundidad determinada, multiplicar la profundidad en pies por la densidad en libras por galón por 0,052.

Cal Forma comercial del hidróxido de calcio. Cal Viva Óxido de calcio (CaO). Usada en ciertos lodos base aceite para neutralizar el ácido orgánico.

Calcio Uno de los elementos alcalinos de la tierra con una valencia de 2 y un peso atómico de aproximadamente 40. Los compuestos de calcio son una causa común de la dureza del agua. También es un componente de la cal, yeso, caliza, etc.

Caliza Ver *Carbonato de Calcio*.

Calor Específico El número de calorías requerido para aumentar la temperatura de 1 g de una sustancia en 1°C. El calor específico de un fluido de perforación indica la capacidad del fluido para mantener la barrena fría para una velocidad de circulación determinada.

Carbonato de Calcio (CaCO₃) Una sal de calcio insoluble a veces usada como material densificante (caliza, concha de ostra, etc.) en fluidos de perforación especializados. También se usa como unidad y/o norma para reportar la dureza.

Carbonato de Sodio (Na₂CO₃) Un material ampliamente usado para tratar varios tipos de contaminación de calcio. Comúnmente llamado "ceniza de soda". Cuando se agrega carbonato de sodio a un fluido, el pH del fluido aumenta por hidrólisis.

Carboximetilcelulosa de Sodio (CMC) Disponible en varios grados de viscosidad y pureza. Un material orgánico usado para controlar la filtración, suspender el material densificante y aumentar la viscosidad en los fluidos de perforación. Usado conjuntamente con bentonita cuando se desea obtener lodos de bajo contenido de sólidos.

Cargar Llenar una tubería de perforación o tubería de producción, desplazando el gas u otro líquido hacia fuera.

Caseta de Lodo Una estructura en el equipo de perforación para almacenar y proteger los materiales en sacos que se usan en los fluidos de perforación.

Catión Partícula cargada positivamente en la solución de un electrolito que, bajo la

influencia de un potencial eléctrico, se mueve hacia el cátodo (electrodo negativo). Los ejemplos incluyen: Na⁺, H⁺, NH₄⁺, Ca²⁺, Mg²⁺ y Al³⁺.

Cáustico o Soda Cáustica Ver *Hidróxido de Sodio*.

CBL Registro de Adherencia del Cemento (Cement Bond Log), usado para evaluar la eficiencia de una cementación.

Cemento Una mezcla de aluminatos y silicatos de calcio obtenida mediante la combinación de cal y arcilla durante el calentamiento. El cemento hidratado contiene aproximadamente 62,5% de hidróxido de calcio, el cual constituye la fuente principal de problemas cuando el cemento contamina el lodo.

Cemento Gel Cemento en el cual se ha agregado un porcentaje bajo a moderado de bentonita como material de relleno y/o para reducir el peso de la lechada. Ver *Tapón Blando*.

Cemento Puro Una lechada compuesta de cemento Portland y agua.

Ceniza de Soda Ver *Carbonato de Sodio*.

Centímetro Cúbico (cm³) Una unidad métrica para medir el volumen. Es básicamente igual a un mililitro y ambos se usan de manera intercambiable. Un centímetro cúbico de agua a la temperatura ambiente pesa aproximadamente 1 gramo.

Centipoise (cP) Una unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise es igual a 1 g por metro-segundo, y un centipoise es igual a 1 g por centímetro-segundo. La viscosidad del agua a 20°C es 1,005 cP (1 cP = 0,000672 lb/pies-seg.).

Centrifuga Un aparato para la separación mecánica de los sólidos de alta gravedad específica de un fluido de perforación. Se usa generalmente en lodos densificados para recuperar el material densificante y desechar los sólidos perforados. La centrifuga usa una rotación mecánica a alta velocidad para lograr esta separación, a diferencia del separador del tipo ciclónico donde la energía del fluido sola proporciona la fuerza de separación. Ver *Desarenador*.

Cieno Una mezcla de aceite, agua y sólidos que tiene una consistencia espesa. En general, el cieno se sedimenta al fondo de un tanque.

Circulación El movimiento del fluido de perforación desde el tanque de succión, pasando a través de la bomba, la tubería de perforación, la barrena, el espacio anular en el pozo, y luego regresando de nuevo al tanque de succión. El tiempo requerido suele ser llamado tiempo de circulación.

Circulación Inversa El método que consiste en invertir el flujo normal de un fluido de

perforación, circulando hacia abajo en el espacio anular y hacia arriba en la columna de perforación.

Circulación, Pérdida de (o Perdida) El resultado de la fuga de fluido de perforación dentro de la formación a través de fisuras, medios porosos o dentro de fracturas.

“Clabbered” (Gelificado) Término argótico usado comúnmente para describir la floculación moderada a grave del lodo causada por varios contaminantes; también se usa “gelificado”.

Cloruro de Calcio (CaCl₂) Una sal de calcio muy soluble a veces añadida a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales, pero principalmente para aumentar la densidad de la fase fluida.

Cloruro de Sodio (NaCl) Comúnmente llamado sal. La sal puede estar presente en el lodo como contaminante o puede ser agregada por diferentes razones. *Ver Sal.*

CMC *Ver Carboximetilcelulosa de Sodio.*

Coagulación En la terminología de fluidos de perforación, se refiere generalmente a la floculación y deshidratación.

Coalescencia El cambio de un líquido a un estado “cuajado” denso mediante una reacción química. También la combinación de glóbulos en una emulsión, causada por la atracción molecular de las superficies.

Cohesión La fuerza de atracción entre moléculas del mismo tipo, i.e., la fuerza que mantiene unidas las moléculas de una sustancia.

Colchón Un líquido bombeado antes que otro líquido para limpiar.

Colocar la Tubería de Revestimiento La instalación de tubería o tubería de revestimiento en un pozo. Esto suele requerir el enlodamiento, reacondicionamiento, o como mínimo, la verificación de las propiedades del fluido de perforación.

Colocar Sobre peso en la Tubería Un procedimiento realizado antes de sacar la tubería, que consiste en bombear una pequeña cantidad de lodo pesado dentro de la sección superior, para causar una columna desbalanceada. A medida que se saca la tubería, la columna más pesada dentro de la tubería de perforación cae, manteniendo el interior de la tubería de perforación seco en la superficie cuando se desenroscan las conexiones.

Coloide Un estado de subdivisión de la materia que consta de moléculas individuales de gran tamaño o de agregaciones de moléculas más pequeñas, dispersas de tal manera que las fuerzas superficiales constituyen un factor importante para la determinación de sus

propiedades. El tamaño y la carga eléctrica de las partículas determinan los diferentes fenómenos observados con coloides, por ej.: el movimiento browniano. Los tamaños de los coloides están comprendidos entre 1×10^{-7} y 5×10^{-5} cm (0,001 a 0,5 micrones) de diámetro, aunque las partículas de ciertos emulsoides pueden tener un tamaño micrónico.

Coloide liofilico Un coloide que no se precipita fácilmente a partir de una solución y que se dispersa fácilmente después de la precipitación mediante la adición del solvente.

Coloide liofóbico Un coloide que se precipita fácilmente a partir de una solución y que no se puede dispersar de nuevo mediante una adición de solución.

Compatibilidad Una medida de la tendencia de dos sustancias (sólidos, líquidos, mezclas, etc.) a actuar o reaccionar o no sinérgicamente. (A diferencia de la incompatibilidad, donde cualesquier materiales reaccionan antagonísticamente, resultando en efectos negativos.)

Comunicación Se refiere a la conexión o continuidad entre áreas separadas. Puede referirse a zonas geológicas, secciones de tubería, etc.

Concentración de Sólidos La cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, determinada por destilación, que incluye los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos o no disueltos. El contenido de sólidos suspendidos puede constar de una combinación de sólidos de gravedad específica alta y baja y sólidos nativos o comerciales. Los ejemplos de sólidos disueltos incluyen las sales solubles de sodio, calcio y magnesio. Los sólidos suspendidos forman el revoque; los sólidos disueltos permanecen en el filtrado. Los contenidos totales de sólidos suspendidos y disueltos están generalmente expresados como porcentaje en volumen, y con menor frecuencia, como porcentaje en peso.

Concentración Iónica de Hidrógeno Una medida de la acidez o alcalinidad de una solución, normalmente expresada como pH. *Ver pH.*

Conductividad Una medida de la cantidad de electricidad transferida a través del área unitaria por gradiente de potencial unitario por unidad de tiempo. Se trata del recíproco de la resistividad. Electrolitos pueden ser agregados al fluido de perforación para modificar su conductividad para realizar los registros.

Conificación Se refiere a la migración vertical de un fluido del yacimiento, a diferencia del flujo radial, el flujo normal, preferible.

Connato Significa literalmente “nacido con”;

se refiere a los fluidos (generalmente el agua, en nuestra industria) que existen con el aceite in-situ. Agua que fue probablemente depositada y atrapada con depósitos sedimentarios, a diferencia

Consistencia La viscosidad de un fluido irreversible, en poises, durante cierto intervalo de tiempo, a una presión y temperatura determinada.

Consistencia del Revoque De acuerdo con API RP 13B*, las anotaciones "duro", "blando", "resistente", "gomoso", "firme" etc. pueden usarse para describir de una forma general la consistencia del revoque.

Consistómetro Un aparato de prueba del tiempo de espesamiento, provisto de un dispositivo de agitación para medir el tiempo de espesamiento relativo de lechadas de lodo o cemento bajo temperaturas y presiones predeterminadas.

Contaminación de Calcio Iones de calcio disueltos en concentraciones suficientes para conferir propiedades indeseables en un fluido de perforación, tales como la floculación, la reducción del rendimiento de la bentonita, el aumento del filtrado, etc. *Ver también Sulfato de Calcio, Yeso, Anhidrita, Cal y Carbonato de Calcio.*

Contenido de Aceite El contenido de aceite de cualquier fluido de perforación es el porcentaje en volumen de la cantidad de aceite.

Contenido de Arena El contenido de arena de un fluido de perforación es el contenido de sólidos abrasivos insolubles rechazados por un entramado de malla 200. Se suele expresar como porcentaje en volumen total de arena en un fluido de perforación. Esta prueba es de tipo elemental debido a que los sólidos retenidos no se componen necesariamente de sílice ni tampoco son totalmente abrasivos. Para más información sobre los tipos de sólidos retenidos por un entramado de malla 200, se requieren otras pruebas específicas. *Ver Malla.*

Copolímero Una sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos polímeros. Los ejemplos incluyen PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y copolímeros acrilatos amos.

Corrosión La alteración química adversa en un metal o la "erosión" del metal causada por el aire, la humedad o productos químicos; en general se forma un óxido.

Corte (Esfuerzo de Corte) Una acción, resultante de las fuerzas aplicadas, que causa o tiende a causar el deslizamiento entre dos

partes contiguas de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto.

Corte por Aire La incorporación mecánica y dispersión involuntaria de aire dentro de un sistema de fluido de perforación. Comparar con Aireación.

Corte por Gas Gas atrapado por un fluido de perforación. Ver Corte por Aire.

Cráter La formación de una gran cavidad en forma de embudo en la parte superior de un pozo, como consecuencia de un reventón u ocasionalmente del derrumbe.

Crudo de Formación Crudo que contiene gas y que no ha sido estabilizado o

intemperizado. Este aceite puede causar el corte por gas al ser agregado al lodo y constituye un riesgo potencial de incendio.

Cromolignito Lignito minado, generalmente leonardita, al cual se ha agregado cromato y/o que ha reaccionado con cromato. El lignito también puede ser caustizado con hidróxido de sodio o hidróxido de potasio.

Cualidades de Filtración Las características de filtración de un lodo de perforación. En general, estas cualidades son en relación inversa al espesor del revoque depositado en la cara de un medio poroso y a la cantidad de filtrado que puede escapar del fluido de perforación, dentro o a través del medio poroso.

D

Daños a la Formación Daños a la productividad de un pozo, causados por la invasión de partículas de lodo o filtrados de lodo dentro de la formación. El asfalto del crudo también puede causar daños a ciertas formaciones. *Ver Sellado con Lodo.*

Daños Superficiales Daños a la formación, pérdida de permeabilidad y posiblemente porosidad en la cara del pozo, debido a las prácticas o a los fluidos de perforación o completación.

Darcy Una unidad de permeabilidad. Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 darcy, cuando la presión de 1 átomo sobre una muestra de 1 cm de largo y 1 cm² de sección transversal, fuerza un líquido con una viscosidad de 1 cP a través de la muestra a la velocidad de 1 cm³ por segundo.

Delicuescencia La licuefacción de una sustancia sólida debido a la solución del sólido por adsorción de la humedad del aire, por ej.: cloruro de calcio.

Densidad Materia medida como masa por volumen unitario, expresado en libras por galón (lb/gal), kilogramos por litro (kg/l) y libras por pie cúbico (lb/ft³). Muchas veces se usa "peso" para hacer referencia a la densidad.

Densidad Equivalente de Circulación (ECD) Para un fluido en circulación, la

densidad equivalente de circulación en lb/gal es igual al cabezal hidrostático (psi) más la caída total de presión anular (psi) dividida por la profundidad (pies) y por 0,052.

Deposición Significa literalmente "poner en depósito"; se refiere al proceso por el cual los sedimentos llegan a su posición en una formación geológica.

Depresión Una disminución de la presión, generalmente relacionada con la diferencia de presión entre una formación productiva y la tubería de producción a través de la cual está produciendo.

Derrumbe Una forma grave de desprendimiento. Ver Desprendimiento.

Derrumbe por presión El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo como resultado de las presiones internas, debido principalmente al hinchamiento causado por la hidratación o las presiones de gas de la formación. Ver *Desprendimiento*.

Desarenador, Deslimador Aparato de remoción de sólidos basado en el hidrociclón, para separar la arena o el limo del lodo.

Descomposición Térmica La descomposición química de un compuesto o sustancia en sustancias simples o en los elementos que lo componen, causada por la temperatura.

Desespumante Cualquier sustancia usada para reducir o eliminar la espuma mediante la reducción de la tensión superficial. Comparar con Antiespumante.

Desfloculación Disolución de los floculos de las estructuras de gel mediante el uso de un diluyente.

Deshidratación Remoción del agua libre o combinada de un compuesto.

Desprendimiento El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo, como resultado de formaciones incompetentes y no consolidadas; ángulo o pendiente alta; y humectación a lo largo de los planos internos de estratificación. Ver *Derrumbe por Presión y Derrumbe*.

Destilación Proceso que consiste primero en vaporizar un líquido y luego condensar el vapor para formar otro líquido (el destilado), dejando atrás las sustancias no volátiles, los sólidos totales de un fluido de perforación. El destilado es el contenido de agua y/o aceite de un fluido.

Destilador de Lodo Una retorta o un instrumento de destilación usado para destilar el aceite, agua y otros materiales volátiles en un lodo, a fin de determinar el contenido de aceite, agua y sólidos totales, expresado en porcentaje en volumen.

Desviación del Pozo Perforar direccionalmente alrededor de un pozo o partiendo de un pozo existente.

Desviador Un dispositivo introducido en un

pozo, usado para desviar o para la perforación direccional.

Difracción de Rayos X Un método analítico en el que se usan rayos X para determinar la composición de las sustancias cristalinas. En nuestra industria, este método constituye uno de los pilares para determinar los porcentajes de composición de la salmuera y los sólidos de la formación.

Difusión El esparcimiento, la dispersión o la mezcla de un material (gas, líquido o sólido).

Diluyente Cualquiera de varios agentes orgánicos (taninas, ligninas, lignosulfonatos, etc.) y agentes inorgánicos (pirofosfatos, tetrafosfatos, etc.) que son agregados a un fluido de perforación para reducir la viscosidad y/o las propiedades tixotrópicas.

Diluyente Líquido añadido para diluir o reducir la densidad de una solución.

Dinámico Actividad o movimiento; contrario de estático.

Disociación La separación de un compuesto o elemento en dos o más moléculas, átomos o iones individuales. Se suele aplicar al efecto de la acción del calor o solventes sobre sustancias disueltas. La reacción es reversible y no es tan permanente como la descomposición; i.e., cuando se retira el solvente, los iones vuelven a combinarse.

Dispersante Cualquier producto químico que estimula la dispersión de la fase dispersa.

Dispersión (de Agregados) Subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula, resultando en un aumento de la viscosidad y del esfuerzo de gel.

Dispositivos de Mezcla de Lodo El dispositivo más común para agregar sólidos al lodo es la tolva de chorro. Otros dispositivos usados para la mezcla son: educutores, mezcladora de paletas, agitadores eléctricos, pistolas de lodo, barriles químicos, etc.

Distribución de Partículas Una lista de todas las partículas de una muestra en base al tamaño. Generalmente reportada como porcentaje de la población total o porcentaje en volumen según el rango de tamaños micrométricos.

Dureza (del Agua) La dureza del agua se debe principalmente a los iones calcio y magnesio presentes en el agua y es independiente de los iones ácidos asociados. La dureza total se mide en términos de partes por millón de carbonato de calcio o calcio, y a veces equivalentes por millón de calcio.

Dureza Total Ver *Dureza (del Agua)*.

E

Efecto de Valencia En general, cuanto mayor sea la valencia de un ion, mayor será la pérdida de estabilidad conferida por estos

iones polivalentes a las emulsiones, suspensiones coloidales, etc.

Electrolito Una sustancia que se desasocia en iones de cargas positivas y negativas cuando está en solución o en un estado fundido, y luego conduce una corriente eléctrica. Los ácidos, las bases y las sales son electrolitos comunes.

Emulsificante o Agente Emulsificante Una sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no son miscibles. Los emulsificantes se pueden dividir, según su comportamiento, en agentes iónicos y no iónicos. Los tipos iónicos también se pueden dividir en tipos aniónicos, catiónicos y anfóteros, según la naturaleza de los grupos iónicos activos.

Emulsión Una mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

Emulsión de Aceite en Agua Un fluido de perforación en el cual el contenido de aceite suele ser mantenido entre 3 y 7%, y raramente a más de 10% (puede ser considerablemente más alto). El aceite es emulsionado en agua dulce o agua salada por un emulsificante químico. A veces se puede añadir CMC, almidón o goma a los sistemas de agua dulce y agua salada. *Ver Emulsión Lechosa.*

Emulsión de Agua en Aceite *Ver Lodo de Emulsión Inversa de Aceite.*

Emulsión Lechosa *Ver Emulsión de Aceite en Agua.*

Enlace Interconectar químicamente una sustancia a otra, tal como en enlazado de un revestimiento.

Enlodamiento Proceso de mezcla de aditivos de lodo para lograr algún propósito deseado que no se puede lograr con el fluido anterior, el cual suele ser agua, aire o gas.

Equivalentes por Millón (EPM) Peso químico unitario de soluto por millón de pesos unitarios de solución. El valor EPM de un soluto en solución es igual al valor ppm (partes por millón) dividido por el peso equivalente. Referirse también a ppm.

Esfuerzo de Gel La capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies². Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las

que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de esfuerzo de gel son los geles iniciales y los geles a 10 minutos. *Ver también Corte (Esfuerzo de Corte) y Tixotropía.*

Esfuerzo de Gel, 10-Min. El esfuerzo de gel medido a 10 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por in viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 minutos. Se reporta en lb/100 pies².

Esfuerzo de Gel, Inicial El esfuerzo de gel inicial medido de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por in viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 segundos. Se reporta en lb/100 pies².

Espaciador Un volumen de líquido, que puede o no contener sólidos, usado para separar dos fluidos. Un ejemplo es el uso de un espaciador entre un lodo base agua y un lodo base aceite durante el desplazamiento para evitar la mezcla de los dos lodos.

Espacio Anular El espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo o de la tubería de revestimiento.

Espesor del Revoque Una medida de los sólidos depositados sobre papel filtro en 1/32 de pulgada, durante las pruebas de filtración API de 30 minutos. *Ver Espesor del Revoque.*

Espesor del Revoque La medida del espesor del revoque depositado por un fluido de perforación contra un medio poroso, generalmente de acuerdo con la prueba de filtración API estándar. El espesor del revoque se reporta generalmente en 1/32 de pulgada. *Ver Revoque de Filtración y Revoque de Pared.*

Espuma Un sistema de dos fases similar a una emulsión, donde la fase dispersa es un gas o el aire.

Estabilizar la Emulsión o el Lodo ("Tighten Up") Jerga relacionada con los fluidos de perforación, para describir la condición en algunos sistemas en que se ha agregado aceite y el aceite se separa y sube hasta la superficie. Cualquier medio químico o mecánico que cause la emulsificación del aceite libre se conoce como "estabilizador".

Estático Contrario de dinámico. *Ver Quiescencia.*

Esterato Sal del ácido esteárico, el cual es un ácido graso saturado de carbono 18. Ciertos compuestos como el esterato de aluminio, esterato de calcio y esterato de zinc, han sido usados en los fluidos de perforación para uno o varios de los siguientes propósitos: antiespumante, lubricación,

perforación con aire en la que se encuentra una pequeña cantidad de agua, etc.

Estearato de aluminio Una sal de aluminio del ácido esteárico usada como antiespumante. *Ver Estearato.*

Estudio de Temperaturas Una operación para determinar las temperaturas a diferentes profundidades en el pozo. Este estudio se usa para determinar la posición de los influjos de agua en el pozo, cuando hay dudas acerca de la cementación correcta de la tubería de revestimiento, y por otras razones.

Extendedor de Arcilla Cualquiera de varias sustancias, generalmente compuestos de polímeros de alto peso molecular, que al ser agregadas en bajas concentraciones a una bentonita u otras lechadas de arcillas, aumentarán la viscosidad del sistema, por ej.: PHPA. *Ver Lodos de Bajo Contenido de Sólidos.*

F

Falla Término geológico que indica una rotura de la formación, hacia arriba o hacia abajo, en los estratos subsuperficiales. Las fallas pueden afectar considerablemente los programas de lodo y de tubería de revestimiento implementados en la zona.

Fase Continua La fase fluida que rodea completamente la fase dispersa que puede constar de coloides, aceite, etc.

Fase Dispersa La fase esparcida (sólido, líquido o gas) de una dispersión. Las partículas están finamente divididas y completamente rodeadas por la fase continua.

Fermentación Proceso de descomposición de ciertas sustancias orgánicas, por ej. el almidón, donde enzimas, bacterias u otros microorganismos producen un cambio químico. Frecuentemente llamado "acidulado".

Fibras o Materiales Fibrosos Cualquier material filamentosos y duro, usado para prevenir la pérdida de circulación o restablecer la circulación. En el campo, el término "fibras" suele referirse a fibras que provienen de plantas.

Filtración El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Filtrado El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Filtro Un dispositivo que usa un tipo de revestimiento para separar los sólidos de un líquido. Los sólidos se depositan en la superficie y cerca de la superficie del revestimiento del dispositivo. El

revestimiento puede constar de tierra diatomácea, tela, papel u otras sustancias.

Filtro Prensa Un dispositivo para determinar el filtrado de un fluido de perforación cuyas especificaciones cumplen con API RP 13B.

"Flipped" (Revertido) Cuando se produce lo contrario de lo previsto en un fluido de perforación. En una emulsión inversa de agua en aceite, se dice que la emulsión está "revertida" cuando las fases continua y dispersa se invierten.

Floculación Asociación incoherente de partículas en grupos ligeramente enlazados, asociación no paralela de laminillas de arcilla. En suspensiones concentradas, como los fluidos de perforación, la floculación produce gelificación. En algunos fluidos de perforación, después de la floculación puede producirse una precipitación irreversible de coloides y otras sustancias del fluido, por ej., capas de arcilla roja.

Floculados Grupos de agregados o partículas en suspensión que pueden romperse al ser sometidos a trepidación y agitación normal, y que vuelven a formarse cuando están en reposo.

Flóculos *Ver Floculados.*

Fluidez Recíproco de la viscosidad. Medida de la velocidad a la cual un fluido es deformado continuamente por un esfuerzo de corte. Facilidad de flujo.

Fluido Una sustancia que adopta fácilmente la forma del recipiente en el que se coloca. El término incluye líquidos y gases. Se trata de una sustancia en la que la aplicación de cada sistema de esfuerzos (excepto la presión hidrostática) producirá una deformación continuamente creciente, sin relación alguna entre el régimen de deformación en cualquier instante y la magnitud de los esfuerzos en ese instante. Los fluidos de perforación son generalmente fluidos newtonianos y plásticos, pocas veces pseudoplásticos y raramente dilatantes.

Fluido de Empaque Cualquier fluido colocado en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, encima de un empaque. Junto con otras funciones, la presión hidrostática del fluido de empaque es utilizada para reducir las diferencias de presiones entre la formación y el interior de la tubería de revestimiento, y a través del empaque propiamente dicho.

Fluido de Rehabilitación Cualquier tipo de fluido usado durante la operación de rehabilitación de un pozo.

Fluido Dilatante Un fluido dilatante o plástico inverso se compone generalmente de una alta concentración de sólidos bien dispersos que presentan una curva de consistencia no lineal que pasa por el punto de origen. La

viscosidad aparente aumenta instantáneamente cuando la velocidad de corte aumenta. El punto cedente, determinado por cálculos convencionales a partir de las indicaciones del viscosímetro de indicación directa, es negativo; sin embargo, el punto cedente verdadero es nulo.

Fluido Newtoniano Los fluidos básicos y más simples, desde el punto de vista de la viscosidad, en los cuales el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos comenzarán a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza mayor que cero. Los ejemplos de fluidos newtonianos incluyen el agua, el aceite diesel y la glicerina. El punto cedente determinado por un viscosímetro de indicación directa es cero.

Fluido con Reología Plástica Invertida Un fluido complejo no newtoniano en el cual la fuerza de corte no es proporcional a la velocidad de corte. Se requiere una presión definida para iniciar y mantener el movimiento del fluido. El flujo tapón es el tipo inicial de flujo y sólo ocurre en fluidos plásticos. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos plásticos. El punto cedente determinado por el viscosímetro de indicación directa, es mayor que cero.

Fluido Seudoplástico Un fluido complejo no newtoniano que no tiene propiedades tixotrópicas. Una presión o fuerza mayor de cero iniciará el flujo del fluido. La viscosidad aparente o consistencia disminuye instantáneamente cuando la velocidad de corte aumenta, hasta llegar a un punto determinado en el que la viscosidad se mantiene constante. El punto cedente determinado por el viscosímetro de indicación directa es positivo, igual que en los fluidos plásticos de Bingham; sin embargo, el punto cedente verdadero es cero. Un ejemplo de fluidoseudoplástico es la goma guar en agua dulce o agua salada.

Flujo del Fluido El estado de la dinámica de los fluidos para un fluido en movimiento es determinado por el tipo de fluido (por ej., newtoniano, plástico,seudoplástico, dilatante), las propiedades del fluido tales como la viscosidad y la densidad, la geometría del sistema, y la velocidad. Por lo tanto, bajo determinadas condiciones y propiedades del fluido, el flujo del fluido puede ser descrito como flujo tapón, flujo laminar (también llamado newtoniano, ordenado, paralelo o viscoso) o flujo turbulento. *Ver los términos ya mencionados y el Número de Reynolds.*

Flujo Laminar Elementos de fluido que fluyen a lo largo de líneas de flujo paralelas a las paredes del canal de flujo. En el flujo laminar, el fluido se mueve en láminas o

secciones, con una velocidad diferencial a través del frente que varía de cero en la pared, a un valor máximo cerca del centro del flujo. El flujo laminar constituye la primera etapa de flujo en un fluido newtoniano y la segunda etapa en un fluido plástico de Bingham. Este tipo de movimiento también se llama flujo paralelo, ordenado o viscoso. *Ver Flujo Tapón y Flujo Turbulento.*

Flujo Newtoniano *Ver Fluido Newtoniano.*

Flujo Ordenado *Ver Flujo Laminar.*

Flujo Tapón El movimiento de un material como unidad, sin corte dentro de la masa. El flujo tapón es el primer tipo de flujo demostrado por un fluido plástico, una vez que ha superado la fuerza inicial requerida para producir el flujo.

Flujo Turbulento Flujo de fluido en el que la velocidad a un punto determinado cambia constantemente de magnitud, así como la dirección del flujo, siguiendo cursos erráticos y continuamente variables. El flujo turbulento constituye la última etapa del flujo en un fluido. *Ver Velocidad, Crítica; y Número de Reynolds.*

Flujo Viscoso *Ver Flujo Laminar.*

Fluorescencia Reemisión instantánea de luz de longitud de onda más grande que la de la luz absorbida originalmente.

Formaciones Cavernosas Una formación que tiene cavidades voluminosas, generalmente como resultado de la disolución causada por las aguas de la formación, las cuales pueden o no estar presentes.

Fosfato Ciertos fosfatos complejos, generalmente el tetrafosfato de sodio ($\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$) y el pirofosfato ácido de sodio (SAPP, $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$), son usados como diluyentes de lodo o para el tratamiento de varias formas de contaminación de calcio y magnesio.

Fotomicrografía Una fotografía tomada con un microscopio.

Funciones de los Fluidos de Perforación La función más importante de los fluidos de perforación en la perforación rotatoria es transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie. Algunas otras funciones importantes incluyen: controlar las presiones subsuperficiales, enfriar y lubricar la barrena y la columna de perforación, depositar un revoque impermeable, etc.

G

Galena Sulfuro de plomo (PbS). Se usan calidades técnicas (gravedad específica de aproximadamente 7) para aumentar la densidad de los fluidos de perforación a niveles que son difíciles o imposibles de obtener con barita.

Gel Un estado de una suspensión coloidal en el que los esfuerzos de corte inferiores a un valor finito no pueden producir ninguna deformación permanente. El esfuerzo de corte mínimo que producirá una deformación permanente se conoce como resistencia al corte o esfuerzo de gel del gel considerado. Los geles suelen ocurrir cuando las partículas coloidales dispersas tienen una gran afinidad con el medio dispersante, i.e., son liofílicos. Por lo tanto, los geles ocurren generalmente con bentonita en agua. *Para la medida correspondiente, ver Esfuerzo de Gel, Inicial, y Esfuerzo de Gel, 10-min.*

Un término usado para designar arcillas comerciales viscosificantes, de alto rendimiento, con un alto contenido de coloides, como las arcillas bentonita y atapulquita.

Gel de Diez Minutos *Ver Esfuerzo de Gel, 10-Min.*

Gel de Sílice Una sustancia porosa compuesta de SiO₂. Usada ocasionalmente como agente de deshidratación en la perforación con aire o gas, cuando se encuentran pequeñas cantidades de agua.

Gel Inicial *Ver Esfuerzo de Gel, Inicial.*

Gel Plano Una condición en la que el esfuerzo de gel a 10 minutos es básicamente igual al esfuerzo de gel inicial.

Gelificación Asociación de partículas para formar una estructura continua.

Gelificado Jerga del campo petrolífero que se refiere generalmente a cualquier fluido con un esfuerzo de gel alto y/o propiedades muy viscosas. Frecuentemente, un estado de floculación grave.

Goma Cualesquier polisacáridos hidrofílicos de plantas o sus derivados, que al dispersarse en agua, se hinchan para formar una dispersión o solución viscosa. A diferencia de las resinas, las gomas son solubles en agua e insolubles en alcohol.

Goma Guar Un polisacárido hidrofílico de origen natural, derivado de la semilla de la planta guar. La goma está clasificada químicamente como un galactomannan. Las lechadas de goma guar preparadas en agua clara, agua dulce o salmuera, poseen propiedades de flujo pseudoplástico.

Gránulo o Granular Un pequeño fragmento rugoso de una sustancia. La palabra se usa generalmente para describir el aspecto físico de los pequeños fragmentos de rocas en una matriz (véase).

Gravedad API La gravedad (peso por volumen unitario) del crudo u otros fluidos relacionados, medida con un sistema recomendado por el Instituto Americano del Petróleo (API). Se puede relacionar con la Gravedad Específica (SG) con la siguiente fórmula:

Grados API = 141,5 SG 60°F – 131,5

Gravedad Específica (SG) *Ver Gravedad, Específica.*

Gravedad, Específica El peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.

Gumbo Cualquier formación relativamente pegajosa, tal como las arcillas encontradas durante la perforación.

H

Heterogéneo Una sustancia que consta de más de una fase y que no es uniforme, tal como los coloides, las emulsiones, etc. Tiene diferentes propiedades en diferentes partes.

Hidratación El acto por el cual una sustancia adquiere agua por absorción y/o adsorción.

Hidrato Una sustancia que contiene agua combinada en la forma molecular (tal como CaSO₄·2H₂O). Una sustancia cristalina que contiene agua de cristalización. También se usa como abreviatura de "hidrato de gas".

Hidrato de Gas Una mezcla sólida, parecida al hielo, de un gas en un líquido acuoso. Se forma más fácilmente a presiones elevadas y temperaturas bajas. Normalmente relacionado con la perforación en aguas profundas o las regiones árticas.

Hidrofílico Una propiedad de una sustancia que tiene una afinidad con el agua o que es humectada por agua.

Hidrófilo Una sustancia, generalmente en el estado coloidal, o una emulsión, que es humectada por agua; i.e., atrae el agua o el agua se adhiere a ella.

Hidrofóbico Describe una sustancia que rechaza el agua.

Hidrofobo Una sustancia, generalmente en el estado coloidal, no humectada por agua.

Hidrólisis La reacción de una sal con el agua para formar un ácido y una base. Por ejemplo, el carbonato de sodio (Na₂CO₃) se hidroliza básicamente, y la hidrólisis es responsable del aumento del pH del agua cuando se agrega carbonato de sodio por un líquido.

Hidrómetro Un instrumento flotante para determinar la gravedad específica o densidad de líquidos, soluciones y lechadas. Un ejemplo común es el hidrómetro de lodo de agua usado para determinar la densidad del lodo.

Hidróxido Una designación atribuida a los compuestos básicos que contienen el radical OH-. Cuando estas sustancias se disuelven en agua, aumentan el pH de la solución. *Ver Base.*

Hidróxido de Calcio (Ca(OH)₂) El

ingrediente activo de la cal apagada. También es el componente principal del cemento (cuando está húmedo). Este material suele ser llamado "cal" en el campo.

Hidróxido de Sodio (NaOH) Comúnmente llamado "cáustico" o "soda cáustica". Un producto químico usado principalmente para conferir un pH más alto.

Higroscópico La propiedad de una sustancia que le permite absorber agua del aire.

Hinchamiento *Ver Hidratación.*

Homogéneo De naturaleza completamente uniforme o similar; o una sustancia o fluido que tiene la misma propiedad o composición en todos los puntos.

Humectabilidad Indica la capacidad de la superficie de un sólido para ser recubierta

Humectación La adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

Humectado, Aceite Indica que la superficie de un sólido está recubierta de aceite.

Humectado, Agua Indica que la superficie de un sólido está recubierta de agua.

Humectación La adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

Humectado, Aceite Indica que la superficie de un sólido está recubierta de aceite.

Humectado, Agua Indica que la superficie de un sólido está recubierta de agua.

I

Indicador Sustancias en valoraciones ácidobase que, en solución, cambian de color o se vuelven incoloras, cuando la concentración de iones hidrógeno alcanza un valor definido; estos valores varían con el indicador. En otras valoraciones, como las determinaciones de cloruro, dureza y otras, estas sustancias cambian de color al final de la reacción. Los indicadores comunes son la fenoltaleína, el cromato de potasio, etc.

Ingeniero, de Lodos o Fluidos de

Perforación Persona versada en fluidos de perforación, cuyas responsabilidades son gerenciar, poner en aplicación y mantener los diferentes tipos de programas de lodo del pozo de petróleo.

Inhibidor (Corrosión) Cualquier agente que al ser agregado a un sistema, ralentiza o previene una reacción química o corrosión.

Los inhibidores de corrosión se usan ampliamente en las operaciones de perforación y producción, para prevenir la corrosión de los equipos metálicos expuestos al sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua salada, etc. Los inhibidores comunes agregados a los fluidos de perforación son las aminas formadoras de película, los secuestrantes de oxígeno, los inhibidores pasivantes y los productos químicos amortiguadores de pH.

Inhibidor (Lodo) Las sustancias generalmente consideradas como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, son llamadas inhibidores cuando se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

Iniciar la Perforación El comienzo de las operaciones de perforación en un pozo nuevo.

Intercambio de Bases El reemplazo de cationes asociados con la superficie de arcilla por los cationes de otra especie; por ejemplo, la conversión de arcilla de sodio a arcilla de calcio.

Inundación Inyección de un líquido, generalmente agua, con o sin aditivos especiales, dentro de una formación para mejorar la recuperación de petróleo.

Invasión Movimiento de un líquido fuera de su área asignada, dentro de otra área, posiblemente resultando en un cambio físico o químico del área invadida. Se refiere generalmente al movimiento de salmuera, lodo o filtrado de lodo dentro de una formación geológica.

Inyección de presión Un procedimiento que consiste en inyectar lechadas de cemento, lodo, tapón blando, etc. dentro de la formación, bombeándolos en el pozo mientras se mantiene una contrapresión, generalmente cerrando los arietes.

Inyectar a presión Bombear activamente dentro de la tubería de perforación o tubería de producción, directamente hasta el punto deseado.

Ion Los ácidos, las bases y las sales (electrolitos), cuando están disueltos en ciertos solventes, especialmente en agua, se desasocian más o menos en iones o partes de moléculas con cargas eléctricas, debido a la pérdida o captación de uno o varios electrones. La pérdida de electrones resulta en cargas positivas que producen un catión. La captación de electrones resulta en la formación de un anión con cargas negativas. La valencia de un ion es igual al número de cargas que contiene.

J

Jabón La sal de sodio o potasio de un ácido graso de alto peso molecular. Cuando contienen algún metal que no sea sodio o potasio, suelen ser llamados jabones "metálicos". Los jabones se usan frecuentemente en los fluidos de perforación para mejorar las características de lubricación, emulsificación, tamaño de muestra, despumación, etc.

"Jewelry" (Herramientas de Fondo) Un término argótico que se refiere a los

estabilizadores y las herramientas en el conjunto de fondo, los empaques de las columnas de completación, los mandriles y cualquier otro equipo usado para aislar o producir el petróleo de manera segura.

Junta de Tubería de Perforación Una unión de tubería de perforación que consta de conexiones macho y hembra de varios diseños y tamaños. El diseño interno de las juntas de tubería de perforación tiene un efecto importante sobre la hidrología del lodo.

K

Kelly o Junta Kelly Una tubería pesada cuadrada o de otra configuración que se introduce en un agujero similar en la mesa rotatoria para hacer girar la tubería de perforación.

Kelly o Junta Kelly Una tubería pesada cuadrada o de otra configuración que se introduce en un agujero similar en la mesa rotatoria para hacer girar la tubería de perforación.

L

Leonardita Un lignito oxidado de origen natural. Ver *Ligninas, Minadas o Ácidos Húmicos*.

Libra Equivalente Una unidad de laboratorio usada en pruebas piloto. Un gramo o libra equivalente, al ser añadido a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb/bbl.

Ligninas, Minadas Lignito especial de origen natural, por ej. leonardita, producido mediante la explotación a cielo abierto de depósitos de lignito especial. Los ácidos húmicos constituyen el ingrediente activo. Las ligninas minadas se usan principalmente como diluyentes que pueden o no ser modificados químicamente. Sin embargo, también se usan mucho como emulsificantes. Ver *Ácido Húmico*.

Lignosulfonatos Aditivos orgánicos de fluido de perforación, derivados de los productos secundarios del proceso de fabricación de papel de sulfito con maderas de coníferos. Algunas de las sales comunes, como el ferrocromo, cromo, calcio y sodio, son usadas como dispersantes universales, mientras que otras son usadas selectivamente para sistemas tratados con calcio. En grandes cantidades, las sales de ferrocromo y cromo son usadas para control de filtrado e inhibición de luitas.

Limo Materiales que no presentan casi ningún hinchamiento, cuyo tamaño de partícula está generalmente comprendido entre 2 micrones y el tamaño de arena API, o 74 micrones (malla 200). Una porción determinada de arcillas dispersas y barita

también están comprendidas en este rango de tamaños de partícula.

Limpieza con Chorro El proceso que consiste en eliminar periódicamente una porción o la totalidad del agua, lodo y/o sólidos de los tanques, generalmente mediante el bombeo a través de un conjunto de tobera de chorro.

Línea de Desalojo Línea de flujo para la perforación con aire o gas.

Línea de Matar Una línea conectada al espacio anular, por debajo de los preventores de reventones, para bombear dentro del espacio anular mientras los preventores están cerrados.

Línea de Relleno La línea a través de la cual se introduce el fluido dentro del pozo.

Liofílico Que tiene una afinidad con el medio suspensor, tal como bentonita en agua.

Lipofílico Que tiene una afinidad con el aceite.

Lipofilo Una sustancia generalmente coloidal y fácilmente humectada por aceite.

Lodo Un fluido de perforación base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos – comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para hacer circular los recortes fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación de un pozo. Lodo es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia a los fluidos de perforación.

Lodo Base Agua Fluidos de perforación convencionales comunes. El agua es el medio de suspensión para los sólidos y constituye la fase continua, independientemente de que el fluido contenga o no aceite.

Lodo de Emulsión de Aceite en Agua Comúnmente llamado "lodo de emulsión". Cualquier lodo base agua convencional o aceite constituye la fase dispersa y puede ser emulsionado en el lodo mecánica o químicamente.

Lodo de Emulsión Inversa de Aceite Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad.

Lodo de Perforación Inicial El fluido usado cuando la perforación comienza en la superficie, generalmente una lechada espesa de bentonita-cal.

Lodo de pH Alto Un fluido de perforación con un pH superior a 10,5. Un lodo de alta alcalinidad.

Lodo de Referencia Un fluido de perforación que tiene propiedades para producir muestras adecuadas.

Lodo Inhibido Un fluido de perforación que tiene una fase acuosa con una composición

química que tiende a retardar, e incluso prevenir (inhibir), la hidratación (hinchamiento) o dispersión apreciable de las arcillas y lutitas de la formación por medios químicos y/o físicos. *Ver Inhibidor (Lodo).*

Lodo No Conductivo Cualquier fluido de perforación, generalmente lodos base aceite y lodos de emulsión inversa, cuya fase continua no conduce la electricidad, por ej., el aceite. El Potencial Espontáneo (SP) y la resistividad normal no pueden ser registrados, aunque sea posible realizar otros registros como los registros de inducción, velocidad sónica, etc.

Lodo o Fluido de Perforación Un fluido en circulación que se usa en la perforación rotatoria para cumplir cualquiera o todas las funciones requeridas en la operación de perforación.

Lodo Rojo Un fluido de perforación base agua con arcilla que contiene suficientes cantidades de soda cáustica y tanatos para producir un aspecto rojo marcado. Normalmente un lodo de pH alto.

Lodos de Agua de Mar Una clase especial de lodos de agua salada en los que se usa agua de mar como fase fluida.

Lodos de Agua Salada Un fluido de perforación que contiene sal disuelta (salobre a saturado). Estos fluidos también pueden incluir sólidos nativos, aceite y/o aditivos comerciales como arcillas, almidón, etc.

Lodos de Bajo Contenido de Sólidos Una designación atribuida a cualquier tipo de lodo en el cual aditivos de alto rendimiento, por ej., CMC, han sido agregados para reemplazar parcial o totalmente las arcillas comerciales o naturales. Para viscosidades y densidades comparables (densificado con barita), un lodo de bajo contenido de sólidos tendrá un porcentaje en volumen de sólidos más bajo.

Lodos de Silicato de Sodio Clase especial de lodos químicos inhibidos que usan silicato de sodio, sal, agua y arcilla como base.

Lodos Tratados con Cal Comúnmente llamados lodos "base cal". Estos sistemas de pH alto contienen la mayoría de los aditivos convencionales de agua dulce, a los cuales se agrega cal apagada para conferir propiedades especiales. Las alcalinidades y los contenidos de cal varían de bajos a altos.

Lodos Tratados con Calcio Fluidos de perforación que contienen cantidades de compuestos de calcio soluble agregadas o provenientes de la formación perforada, para conferir propiedades especiales.

Lubricante de Presión Extrema Aditivos que al ser añadidos al fluido de perforación, lubrican las superficies de contacto cuando

están sometidas a condiciones de presión extrema.

Lutita Roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.

Llenar el Pozo Bombeo continuo o intermitente de fluido de perforación dentro del pozo, para mantener el nivel de fluido en el pozo cerca de la superficie. Esto tiene por objeto evitar el riesgo de reventón, intrusión de agua y/o derrumbe del pozo, por ej., cuando se saca la tubería.

M

Malla Una medida de la finura de un material tejido, entramado o tamiz; por ej., un tamiz de malla 200 tiene 200 aberturas por pulgada lineal. Un entramado de malla 200 con un diámetro de alambre de 0,0021 pulg. (0,0533 mm) tiene una abertura de 0,074 mm o dejará pasar una partícula de 74 micrones. *Ver Micrón.*

Matar un Pozo Dominar un pozo en el que está ocurriendo un reventón. También se refiere al procedimiento que consiste en hacer circular agua y lodo dentro de un pozo completado antes de comenzar las operaciones de mantenimiento del pozo.

Materia Volátil Productos normalmente gaseosos, excepto la humedad, producidos por una sustancia, tal como el gas que se separa del crudo de formación que ha sido agregado a un lodo. En la destilación de los fluidos de perforación, la materia volátil es el agua, aceite, gas, etc. que se vaporiza, dejando los sólidos totales que especial al cual se ha agregado aceite. El aceite constituye la fase dispersa y puede ser emulsionado en el lodo mecánica o químicamente.

Material Densificante Cualquiera de los materiales de alta gravedad específica usados para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Este material es generalmente barita, pero puede ser hematita, etc. En aplicaciones especiales, la caliza también puede ser considerada como un material densificante.

Materiales Activos en la Superficie *Ver Agente Tensioactivo.*

Materiales Tubulares Tubos de diferentes composiciones físicas. El tamaño determina los regímenes de producción, y viceversa.

Matriz El patrón de los granos en una roca o formación.

Mecanismos La manera en que algo ocurre. En nuestra industria, nos referimos generalmente a los mecanismos de cambio de la formación, la manera en que una zona productora de petróleo se daña.

Medidor (Eléctrico) de Estabilidad Un instrumento para medir el voltaje de ruptura de las emulsiones inversas.

Medidor de Resistividad Un instrumento para medir la resistividad del fluido de perforación y sus revoques.

Menisco La superficie superior curvada de una columna de líquido, cóncava cuando las paredes que confinan la columna de lodo son humectadas por el líquido, y convexa cuando no lo son.

Mezcla de Invierno Una salmuera que tiene un bajo punto de cristalización debido al uso de sales de alta gravedad específica (véase) que son más costosas. En términos de diseño, estas mezclas son la antítesis de las mezclas de verano, en las cuales se minimiza el uso de sal de alta gravedad específica muy costosa y el punto de cristalización es generalmente muy alto.

Mezcla de Verano Se refiere a una salmuera mezclada para condiciones de temperatura de verano, cuando la cristalización no suele causar problemas. La mezcla de verano es generalmente menos costosa que la mezcla de invierno, la cual contiene menos sal de baja gravedad específica.

Mr La alcalinidad al anaranjado de metilo (Mi) del filtrado, reportada como número de milímetros de ácido 0,02 Normal (N/50) requerido por milímetro de filtrado para lograr el punto final de anaranjado de metilo (pH 4,3).

Mica Un material en escamas de origen natural, de tamaños variables, usado para combatir la pérdida de circulación. Químicamente, un silicato de aluminio alcalino.

Micelas Agregados moleculares orgánicos e inorgánicos que se encuentran en soluciones coloidales. Largas cadenas de unidades estructurales individuales, unidas químicamente y dispuestas una al lado de otra para formar grupos. Cuando la bentonita se hidrata, ciertos iones sodio u otros iones metálicos entran en solución; la partícula de arcilla y su atmósfera de iones constituyen lo que es conocido técnicamente como una micela.

Micrón (μ) Una unidad de longitud igual a una millonésima parte de un metro o una milésima parte de un milímetro.

Milidarcy 1/1.000 darcy. Ver *Darcy*.

Mililitro (ml) Una unidad del sistema métrico para medir el volumen.

Literalmente, 1/1.000 de un litro. En el análisis del lodo de perforación, este término se usa de manera intercambiable con el centímetro cúbico (cm³). Un cuarto de galón equivale más o menos a 946 ml.

Molécula Una molécula es formada por la combinación de átomos. En el caso de un

elemento o compuesto, una molécula es la unidad más pequeña que retiene químicamente las propiedades de la sustancia en la masa.

Montmorilonita Una arcilla mineral comúnmente usada como aditivo en los lodos de perforación. La montmorilonita de sodio es el componente principal de la bentonita. La estructura de la montmorilonita está caracterizada por una forma que consiste en una hoja fina de tipo laminar con una anchura y amplitud indefinida, y un espesor igual al de la molécula. El espesor unitario de la molécula se compone de tres capas. Iones se adhieren a la superficie, pudiendo ser reemplazados. La montmorilonita de calcio es el componente principal de las arcillas de bajo rendimiento.

Muestras Recortes extraídos del fluido de perforación cuando sale del pozo, para obtener información geológica. Los recortes son lavados, secados y marcados con la profundidad.

N

Neutralización Una reacción en la cual el ion hidrógeno de un ácido y el ion hidroxilo de una base se unen para formar agua, el otro producto iónico siendo una sal.

Número Atómico El número de protones en un átomo de un elemento.

Número de Reynolds Un número adimensional, *Re*, que aparece en la teoría de dinámica de fluidos.

El número es importante en los cálculos de hidráulica de fluidos para determinar el tipo de flujo de fluido, i.e., laminar o turbulento. El intervalo transicional está comprendido entre 2.000 y 4.000; por debajo de 2.000, el flujo es laminar, y por encima de 4.000, el flujo es turbulento.

O

Ojo de Llave La sección de un pozo, generalmente de desviación anormal y formación relativamente blanda, que ha sido erosionada o desgastada por una tubería de perforación de tamaño más pequeño que las juntas de tubería o los portamechas. Esta configuración tipo ojo de llave ahora permite el paso de estos miembros cuando se saca la tubería del pozo.

P

Papel Filtro Papel poroso sin apresto para filtrar líquidos. La prueba de filtración API especifica un papel filtro Whatman N° 50,

S & S N° 576 o equivalente, de 9 cm de espesor.

Partes por Millón (ppm) Peso unitario de soluto por millón de pesos unitarios de solución (soluto más solvente), correspondiente al porcentaje en peso, excepto que la base es millón en vez de cien. Los resultados de las valoraciones API estándar de cloruro, dureza, etc., se expresan correctamente en miligramos (mg) de incógnita por litro, pero no en ppm. A concentraciones bajas, mg/l es numéricamente igual a ppm. Se debe realizar una corrección para la gravedad específica o densidad de la solución. Por lo tanto, 316.000 mg/l de sal suele ser designado por 316.000 ppm o 31,6%, los cuales, para ser correctos, deberían ser 264.000 ppm y 26,4%, respectivamente.

Partícula Una unidad muy pequeña de materia, generalmente un solo cristal o un elemento de forma regular cuya gravedad específica se aproxima a la de un solo cristal.

Pata de Perro El "codo" causado por un cambio marcado de dirección en el pozo.

Patinar Desplazar un equipo de perforación de una locación a otra, generalmente sobre carriles, lo cual minimiza el desmontaje requerido.

Pega Una condición según la cual la tubería de perforación, la tubería de revestimiento u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación, mientras que se mete la tubería de revestimiento en el pozo o cuando se levanta la tubería de perforación. En general, esto resulta en una operación de pesca.

Pegadura (en la Pared) por Presión Diferencial Pegadura que ocurre porque una parte de la columna de perforación (generalmente los portamechas) está embutida en el revoque, resultando en una distribución no uniforme de la presión alrededor de la circunferencia de la tubería. Las condiciones esenciales para la pegadura requieren una formación permeable y una presión diferencial.

Pegadura en la Pared Ver *Pegadura (en Pared) por Presión Diferencial*.

Penetración, Velocidad de (ROP) La velocidad en pies por hora, a la cual la barrena avanza para profundizar el pozo.

Peptización Una mayor dispersión causada por la adición de electrolitos u otras sustancias químicas. Ver *Desfloculación y Dispersión de Agregados*.

Pérdida de Agua Ver *Pérdida de Fluido (Filtrado)*.

Pérdida de Circulación Ver *Circulación, Pérdida de (o Pérdida)*.

Pérdida de Filtrado Ver *Pérdida de Fluido (Filtrado)*.

Pérdida de Fluido (Filtrado) Medida de la cantidad relativa de pérdida de fluido (filtrado) a través de formaciones o membranas permeables, cuando el fluido de perforación está sometido a una presión diferencial.

Pérdida de Presión La pérdida de presión en un conducto o espacio anular, debido a la velocidad del líquido en el conducto, las propiedades del fluido, la condición de la pared de la tubería y la alineación de la tubería. En ciertos sistemas de mezcla de lodo, la pérdida de cabezal hidrostático puede ser considerable.

Pérdida de Retornos Ver *Circulación, Pérdida de (o Pérdida)*.

Pérdida Inicial Instantánea El filtrado inicial y la invasión de lodo a medida que un revoque se deposita.

Perforación con Herramientas de Cable Un método de perforación de un pozo que consiste en dejar caer una barrena lastrada suspendida de un cable, contra la formación que se está perforando. Ver *Perforación Rotatoria*.

Perforación con Niebla Un método de perforación rotatoria según el cual se dispersa agua y/o aceite en aire y/o gas para constituir el fluido de perforación.

Perforación de Yacimiento La operación durante el procedimiento de perforación que consiste en perforar dentro de la formación productiva. Esta operación suele usar fluidos de perforación de yacimiento especiales, no dañinos o fáciles de retirar del pozo.

Perforación de Zapata La operación durante el procedimiento de perforación que consiste en perforar el cemento fuera de la tubería de revestimiento, antes de seguir perforando el pozo o iniciar la completación.

Perforación Rotatoria El método de perforar pozos que depende de la rotación de una columna de tubería de perforación hasta el fondo donde está conectada una barrena. Se hace circular un fluido para eliminar los recortes.

Permeabilidad La permeabilidad normal constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.

Pesca Operaciones realizadas en el equipo de perforación para recuperar del pozo las secciones de tuberías, portamechas, basuras u otros objetos obstruyentes que están pegados o que han caído en el pozo.

Peso En la terminología de los lodos, esto se refiere a la densidad de un fluido de

perforación. Se expresa normalmente en lb/gal, lb/pies³ o kg/l.

Peso Atómico El peso relativo de un átomo de un elemento, comparado con el peso de un átomo de carbono, usando 12 como peso de un átomo de carbono.

Peso Equivalente o Peso de Combinación El peso atómico o peso fórmula de un elemento, compuesto o ion, dividido por su valencia. Los elementos que forman combinaciones, siempre lo hacen en cantidades proporcionales a sus pesos equivalentes.

Peso Molecular La suma de los pesos atómicos de todos los átomos que constituyen la molécula de un elemento o compuesto.

Pr La alcalinidad de fenoltaleína del filtrado, reportada como número de mililitros de ácido sulfúrico 0,02 Normal (N/50) requeridos por mililitro de filtrado, para lograr el punto final de fenoltaleína.

pH Abreviatura de ion hidrógeno potencial. Los números de pH varían de 0 a 14, 7 siendo neutro, y constituyen índices de la acidez (menos de 7) o alcalinidad (más de 7) del fluido.

El pH de una solución ofrece información valiosa sobre la acidez o alcalinidad inmediata, comparada con la acidez o alcalinidad total (la cual puede ser valorada).

Pildora de Matar Una píldora saturada de sal que se usa para aislar una zona productiva de los fluidos de completación.

Pistoneo Al retirar la tubería del pozo en un lodo viscoso o cuando la barrena está embolada, se crea una succión.

Plasticidad La propiedad que poseen algunos sólidos, especialmente arcillas y lechadas de arcillas, para cambiar de forma o fluir bajo un esfuerzo aplicado, sin desarrollar planos de corte o fracturas. Estos cuerpos tienen puntos cedentes, y se debe aplicar un esfuerzo antes de que el movimiento pueda comenzar. A partir del punto cedente, la cantidad de movimiento comienza. A partir del punto cedente, la cantidad de movimiento es proporcional al esfuerzo aplicado, pero cesa cuando se elimina el esfuerzo. Ver Fluido.

P_m La alcalinidad de fenoltaleína del lodo, reportada como número de mililitros de ácido sulfúrico 0,02 Normal (N/50) requeridos por mililitro de lodo.

Polarizado Se refiere a la luz difusa a un ángulo de 90°. Se usa comúnmente en los reportes de estudios de núcleos, donde muchas de las fotomicrografías (véase) son tomadas usando un polarizador para obtener una mejor definición.

Poliacrilato de Sodio Un polímero sintético de alto peso molecular de acrilonitrilo, usado principalmente como agente de control de filtrado.

Polímero Una sustancia formada por la unión de dos o más moléculas del mismo tipo, ligadas de extremo a extremo dentro de un compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción, pero un peso molecular más alto y diferentes propiedades físicas. Ver Copolímero.

Porcentaje Para porcentaje en peso, ver ppm. El porcentaje en volumen es el número de partes volumétricas de cualquier componente líquido o sólido por 100 partes volumétricas iguales del todo. El porcentaje en volumen es el método más común para reportar los contenidos de sólidos, aceite y agua de los fluidos de perforación.

Poros Un volumen de espacio en una sustancia sólida. En nuestra industria, esto se refiere al espacio vacío dentro de una roca o matriz (véase).

Porosidad La cantidad de espacio vacío en una roca de formación, generalmente expresada como porcentaje de vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere a la cantidad total de espacio poral en una roca, independientemente de que este espacio pueda o no ser sujeto a la penetración del fluido. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados, i.e. el espacio disponible para la penetración de fluido. Ver Permeabilidad.

Potasio Uno de los elementos de metal alcalino con una valencia de 1 y un peso atómico de aproximadamente 39. Los compuestos de potasio, generalmente el hidróxido de potasio (KOH), a veces son agregados a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales, generalmente la inhibición.

Potencial de Gasto Líquido La porción electrocinética de la curva del registro eléctrico del SP (Potencial Espontáneo) que puede ser afectada considerablemente por las características del filtrado y del revoque del fluido de perforación que fue usado para perforar el pozo.

Pozo Exploratorio ("Wildcat") Un pozo en un territorio cuya productividad no ha sido comprobada.

Precipitado Material que se separa de la solución o lechada como sólido. La precipitación de sólidos en un fluido de perforación puede ocurrir después de la floculación o coagulación, tal como las capas rojas de arcillas dispersas que se forman cuando se agrega un agente de floculación al fluido, o la precipitación

química al eliminar el calcio como carbonato de calcio mediante la adición de bicarbonato o carbonato de sodio.

Preservativo Cualquier material usado para impedir la fermentación por acción bacteriana del almidón o cualquier otra sustancia.

Presión Diferencial La diferencia de presión entre la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación y la presión de la formación a cualquier profundidad determinada del pozo. Puede ser positiva, nula o negativa.

Presurizar Aumentar la presión. *Ver también "Bump" (Cresta).*

Productos Químicos En la terminología de fluidos de perforación, un producto químico es cualquier material que produce cambios en la viscosidad, el punto cedente, el esfuerzo de gel y el filtrado, así como la tensión superficial.

Profundidad Total (TD) La mayor profundidad alcanzada por la barrena.

Programa de Lodo Un plan o procedimiento propuesto o aplicado para el (los) tipo(s) y las propiedades del (de los) fluido(s) de perforación usado(s) en la perforación de un pozo, respecto a la profundidad. Algunos factores que influyen en el programa de lodo son el programa de tubería de revestimiento y las características de la formación como el tipo, la competencia, la solubilidad, la temperatura, la presión, etc.

Prueba de Productividad Potencial de la Formación (DST – Drill-Stem Test) Una prueba para determinar si el pozo contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.

Prueba Piloto Un método para predecir el comportamiento de los sistemas de lodo, mezclando pequeñas cantidades de lodo y aditivos de lodo, luego realizando la prueba de los resultados.

Puente Una obstrucción en un pozo formada por la intrusión de las formaciones subsuperficiales.

Punto Cedente En la terminología de los fluidos de perforación, el punto cedente significa el valor de cedencia. De los dos términos, punto cedente es la expresión más usada.

Punto de Anilina La temperatura más baja a la cual volúmenes iguales de anilina recién diluida y un aceite que se está probando son completamente miscibles. Esta prueba proporciona una indicación del carácter (parafínico, nafténico, asfáltico, aromático, continente medio, etc.) del aceite. El punto de anilina de los aceites diesel o crudos usados en el lodo de perforación también constituye una

indicación del efecto deteriorante que estos materiales pueden tener sobre el caucho natural o sintético. Cuanto más bajo sea el punto de anilina de un aceite, más graves serán los daños causados por este aceite a las piezas de caucho.

Punto de Cristalización La temperatura a la cual la sal contenida en un líquido se vuelve insoluble, forma cristales y puede sedimentarse fuera de la solución, resultando en una gravedad específica (véase) del líquido más baja. En algunos casos el líquido puede solidificarse.

Punto Final Indica el final de una operación o el punto en que se observa un cambio claro. En la valoración, este cambio suele ser un cambio de color de un indicador que ha sido añadido a la solución, o la desaparición de un reactivo coloreado.

Q

Quebracho Un aditivo de fluido de perforación usado ampliamente para dilución o dispersión a fin de controlar la viscosidad y tixotropía. Se trata de un extracto cristalino del árbol quebracho, compuesto esencialmente de ácido tánico.

Quiescencia Estar tranquilo o en reposo (inmóvil). Estático.

R

Radical Dos o más átomos que se comportan como una unidad química individual, i.e., como un átomo; por ej., sulfato, fosfato, nitrato.

Reacción, Endotérmica Una reacción química en la cual se absorbe el calor.

Reacción, Exotérmica Una reacción química que produce calor.

Reciclar Reutilizar; se refiere generalmente a salmueras o lodos.

Recortes Pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción desbastadora, raspante y/o triturante de la barrena.

Registro Proceso de medición de las propiedades físicas y químicas de la formación y de los fluidos de la formación.

Registro de Lodo Un método para determinar la presencia o ausencia de petróleo o gas en las diferentes formaciones penetradas por la barrena. El fluido de perforación y los recortes son continuamente sometidos a pruebas al regresar a la superficie, y los resultados de estas pruebas son correlacionados con la profundidad de origen.

Rendimiento Un término usado para definir la calidad de una arcilla, describiendo el número de barriles de una lechada de viscosidad determinada (centipoise) que

pueden ser preparados con una tonelada de arcilla. En base al rendimiento, las arcillas se clasifican como tipos de arcillas bentonita, de alto rendimiento, bajo rendimiento, etc. Este término no está relacionado con el valor de cedencia descrito a continuación.

Reología La ciencia que trata de la deformación y del flujo del agua.

Resina Mezcla semisólida o sólida compleja, amorfa, de compuestos orgánicos que no tienen ningún punto de fusión definido ni ninguna tendencia a cristalizarse. Las resinas pueden ser un componente de materiales compuestos que pueden ser agregados a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales al sistema, revoque, etc.

Resistencia al Corte Una medida del valor de corte del fluido. El esfuerzo de corte mínimo que producirá una deformación permanente. *Ver Esfuerzo de Gel.*

Resistividad La resistencia eléctrica al paso de una corriente, expresada en ohmios-metro; recíproco de la conductividad. Los lodos de agua dulce están generalmente caracterizados por una resistividad alta, mientras que los lodos de agua salada tienen una resistividad baja.

Reventón La fuga incontrolada de fluido de perforación, gas, aceite o agua del pozo, causada cuando la presión de la formación es más alta que el cabezal hidrostático del fluido en el pozo.

Revoque Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración. *Ver también Espesor del Revoque.*

Revoque de Pared El material sólido depositado a lo largo de la pared del pozo, resultando de la filtración de la porción fluida del lodo dentro de la formación.

Romper la Circulación Iniciar el movimiento del fluido de perforación después de que ha permanecido estático en el pozo.

Rotura por Torsión El corte en dos partes de una junta de tubería de perforación causado por el exceso de fuerza aplicado por la mesa rotatoria.

S

Sal En la terminología relacionada con los lodos, el término sal se aplica al cloruro de sodio, NaCl. Químicamente, el término sal también se aplica a cualquier componente de una clase de compuestos similares formados cuando el hidrógeno ácido de un ácido es reemplazado parcial o totalmente por un metal o un radical metálico. Las sales son formadas por la acción de ácidos sobre metales, u óxidos e hidróxidos,

directamente con amoníaco, y de otras maneras.

Salmuera Agua saturada o con una alta concentración de sal común (cloruro de sodio); por lo tanto, cualquier solución salina fuerte que contiene otras sales como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.

Secuestro La formación de un complejo estable de calcio, magnesio y hierro, tratando el agua o lodo con ciertos fosfatos complejos.

Sedimentos Sólidos en una solución que se sedimentan o que se han sedimentado. Puede referirse al fondo de un frasco de muestra o a una formación geológica desarrollada o en desarrollo.

Selectivo Selección de una zona en particular de una formación. Se refiere generalmente a la completación de las zonas separadamente.

Sellado con Lodo Comúnmente considerado como el efecto sellante u obturante de un fluido de perforación.

Sensibilidad de la Formación La tendencia de ciertas formaciones productivas a reaccionar adversamente con los filtrados de lodo que invaden esas formaciones.

Sensible Afectado química o físicamente por una sustancia en particular. Se usa generalmente dentro del contexto de daños a la formación, indicando una fuente de daños.

Separación del Aceite Aceite que ha subido a la superficie del lodo y que previamente estaba combinado en el lodo como una emulsión.

Separación por Engrasado Ciertas sustancias orgánicas, generalmente derivados de ácidos grasos, que son agregadas a los fluidos de perforación como emulsificantes, lubricantes e.p., etc., pueden reaccionar con iones como los iones calcio y magnesio que están o estarán subsiguientemente contenidos en el sistema. Un material graso esencialmente insoluble en agua se forma y recubre la barita, la cual puede separarse del sistema.

Sinergismo, Propiedades Sinérgicas Término que describe un efecto obtenido cuando dos o más productos son usados simultáneamente para obtener un resultado determinado. En lugar de sumar resultados individuales de cada producto, el resultado global es un múltiplo de los efectos.

Sodio Uno de los elementos de metal alcalino con una valencia de 1 y un peso atómico de aproximadamente 23. Muchos compuestos de sodio son usados como aditivos en los fluidos de perforación.

Sol Un término general para dispersiones coloidales, a diferencia de las soluciones

absolutas.

Sólidos, Disueltos Sólidos, generalmente sales en nuestra industria, pero el término no se limita a sales, que están disueltos en un fluido. Una salmuera contiene sales disueltas que fueron agregadas y otros sólidos disueltos como óxido de hierro, carbonato de calcio y sulfato, etc. El número de tipos potenciales de sales disueltas es ilimitado. La cantidad total de sales disueltas es limitada por el punto de cristalización (véase).

Sólidos, Suspendidos Sólidos que no están disueltos y que pueden permanecer en suspensión en un fluido de perforación, rehabilitación o completación.

Solubilidad La medida en que una sustancia puede disolverse en un solvente determinado.

Soluble, Agua Indica un sólido que es soluble en agua.

Solución Una mezcla de dos o más componentes que forman una fase única homogénea. Los ejemplos de soluciones incluyen sólidos disueltos en líquido, líquido en líquido, gas en líquido.

Solución Normal Una solución de tal concentración que contiene 1 gramo equivalente de una sustancia por litro de solución.

Solución Saturada Una solución está saturada si contiene, a una temperatura determinada, toda la cantidad de soluto que es capaz de retener. A 68°F, se requiere 126,5 lb/bbl de sal para saturar 1 bbl de agua dulce. *Ver Supersaturación.*

Soluto Una sustancia que está disuelta en otra (solvente).

Solvente Líquido usado para disolver una sustancia (soluto).

Sulfato de Bario (BaSO₄) *Ver Barita.*

Sulfato de Calcio (CaSO₄) Ocurre en lodos como anhidrita contaminante o puede ser añadido a ciertos lodos (como el yeso) para conferir propiedades especiales.

Supersaturación Si una solución contiene una concentración más alta de un soluto en un solvente que la que corresponde normalmente a su solubilidad a una temperatura determinada, esto constituye la supersaturación. Se trata de una condición inestable, ya que el exceso de soluto se separa cuando la solución es "sembrada" por la introducción de un cristal del soluto. El término "supersaturación" suele ser usado erróneamente para describir lodos de sal a alta temperatura.

Suspensión Coloidal Partículas finamente divididas de tamaño ultramicroscópico que nadan en un líquido.

Suspensioide Una mezcla compuesta de partículas coloidales finamente divididas que flotan en un líquido. Las partículas son tan

pequeñas que no se sedimentan, sino que son mantenidas constantemente en movimiento por el movimiento de las moléculas del líquido.

Tamaño de Partícula El diámetro de una partícula, suponiendo que sea esférica. (Aunque se supone que las partículas son esféricas, es raro que lo sean.) El tamaño se define generalmente en micrones (véase).

Tanque de Lodo Instalaciones de tierra o metálicas de almacenamiento para el sistema de lodo de superficie. Los tanques de lodo que varían de volumen y número son de dos tipos: circulación y reserva. Las pruebas y el acondicionamiento del lodo son generalmente realizados en el sistema de tanque de circulación.

Tapón Blando Una lechada en crudo o aceite diesel que contiene cualquiera de los siguientes materiales o combinaciones de éstos: bentonita, cemento, atapulguita y goma guar (nunca con cemento). Usado principalmente para combatir la pérdida de circulación. El tapón puede o no ser inyectado.

Tasa de Filtración *Ver Pérdida de Fluido (Filtrado).*

Tensión Interfacial La fuerza requerida para romper la superficie entre dos líquidos inmiscibles. Cuanto más baja sea la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, más fácil será la emulsificación. Cuando los valores se acercan a cero, la emulsión se forma espontáneamente. *Ver Tensión Superficial.*

Tensión Superficial Generalmente, la fuerza que actúa dentro de la superficie de contacto entre un líquido y su propio vapor, y que tiende a minimizar el área de la superficie, expresada en dinas por centímetro. Como la tensión superficial de un líquido es aproximadamente igual a la tensión interfacial entre el líquido y el aire, los valores medidos respecto al aire son frecuentemente usados para indicar la tensión superficial, y se suele usar el término "tensión interfacial" para las medidas tomadas en una superficie de contacto entre dos líquidos, o un líquido y un sólido.

Textura del Revoque Las propiedades físicas de un revoque, medidas por la dureza, lubricidad y fragilidad. *Ver también Consistencia del Revoque.*

Tiempo de Ciclo, en el Pozo El tiempo de un ciclo, o de descenso y retorno del pozo, es el tiempo requerido para que la bomba haga circular el fluido de perforación dentro del pozo. El ciclo en minutos es igual a barriles de lodo en el pozo, dividido por barriles por minuto.

Tiempo de Contacto Tiempo durante el cual una sustancia hace contacto con otra, generalmente el fluido con la formación.

Tierra Diatomácea Una tierra infusoria muy porosa, compuesta de esqueletos silíceos de diatomeas. A veces se usa para combatir la pérdida de circulación y como aditivo para el cemento; también se usa en la filtración de salmueras de completación.

Tixotropía La capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. La propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible.

Tolva de Chorro Un aparato para almacenar o alimentar los aditivos del lodo de perforación. *Ver Dispositivos de Mezcla de Lodo.*

Torque Una medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación. En un equipo de perforación rotatorio, esto se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación, en lo que se refiere a su acción contra el calibre del pozo. El torque puede generalmente ser reducido mediante la adición de varios aditivos del fluido de perforación.

Tubería de Revestimiento Corta

Ranurada Una tubería de revestimiento corta de completación que tiene ranuras cortadas en fábrica al ser introducida. No requiere perforaciones. Las ranuras son generalmente seleccionadas de acuerdo con las medidas de control de arena anticipadas.

Tubería Flexible Una tubería larga, fina (normalmente con un D.E. máximo de 2,5 pulg.), enrollada en un carrete de gran tamaño. Se usa en lugar de la tubería de perforación para determinadas operaciones.

Tubo de Corte Un dispositivo usado como método alternativo para medir los esfuerzos de gel.

Turno El turno (periodo de servicio) de una persona en un programa ordenado.

U

Unidad de Turbidez Una unidad de medición normalizada (generalmente NTU); se refiere a la medida del contenido creciente de sólidos en un líquido. Cuanto más sólidos tenga un líquido, mayor será la turbidez. La medición propiamente dicha se realiza dirigiendo un haz luminoso a través del líquido. Al hacer contacto con los sólidos suspendidos

(véase), el haz luminoso se difunde. Por lo general, los medidores de turbidez tienen dos receptores de luz, ubicados a 90° con respecto a la trayectoria principal de la luz. Los receptores captan la luz difundida y la convierten a una indicación de NTU.

V

Valencia La valencia es un número que representa el poder combinador de un átomo, i.e., el número de electrones perdidos, captados o compartidos por un átomo en un compuesto. También constituye una medida del número de átomos de hidrógeno con los cuales un átomo puede combinarse o que un átomo puede reemplazar, por ej., un átomo de oxígeno se combina con dos de hidrógeno, y por lo tanto tiene una valencia de 2. Por consiguiente, hay iones monovalentes, divalentes, trivalentes, etc.

Valor de Cedencia El valor de cedencia (comúnmente llamado "punto cedente") es la resistencia al flujo inicial o representa el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido. Esta resistencia se debe a las cargas eléctricas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. Los valores del punto cedente y de la tixotropía, respectivamente, son medidas de las mismas propiedades del fluido bajo condiciones dinámicas y estáticas. El valor de cedencia de Bingham, reportado en lb/100 pies, es determinado por el viscosímetro de indicación directa, restando la viscosidad plástica de la indicación tomada a 300 RPM.

Valoración Un método o proceso que consiste en usar una solución estándar para determinar la cantidad de una sustancia en otra solución. La solución conocida suele ser agregada en cantidades definidas a la solución incógnita hasta que se complete una reacción.

Velocidad Variación del movimiento con el tiempo en una dirección o sentido determinado. Se trata de una medida del flujo del fluido y se puede expresar en términos de velocidad lineal, velocidad de masa, velocidad volumétrica, etc. La velocidad es uno de los factores que contribuye a la capacidad de transporte de un fluido de perforación.

Velocidad Anular La velocidad de un fluido que se desplaza en el espacio anular.

Velocidad de Caída La diferencia entre la velocidad anular del fluido y la velocidad a la cual se extrae un recorte del pozo.

Velocidad de Circulación El caudal del fluido de perforación en circulación,

generalmente expresado en galones o barriles por minuto.

Velocidad de Corte La velocidad a la cual una acción resultante de las fuerzas aplicadas, causa o tiende a causar el deslizamiento entre dos partes adyacentes de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto. Generalmente expresada en RPM.

Velocidad, Crítica La velocidad en el punto de transición entre los tipos laminares y turbulentos de flujo del fluido. Este punto ocurre en el rango transicional de los números de Reynolds comprendidos aproximadamente entre 2.000 y 3.000.

Viscómetro (Viscosímetro) Un aparato para determinar la viscosidad de un fluido o una suspensión. Los viscosímetros tienen diseños y métodos de prueba muy variables.

Viscosidad La resistencia interna de un fluido al flujo. Este fenómeno puede atribuirse a las atracciones entre las moléculas de un líquido, constituyendo una medida de los efectos combinados de adhesión y cohesión, a los efectos de las partículas suspendidas y al ambiente líquido. Cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la viscosidad. *Ver Viscosidad Aparente y Viscosidad Plástica.*

Viscosidad Aparente La viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento determinado, a la velocidad de corte especificada. Está en función de la viscosidad plástica y del punto cedente. La viscosidad aparente en centipoises, tal como sea determinada por el viscosímetro de indicación directa, es igual a 1/2 de la indicación a 600 RPM. En un fluido newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente igual a la viscosidad plástica. *Ver también Viscosidad, Viscosidad Plástica y Punto Cedente.*

Viscosidad Cinemática La viscosidad cinemática de un fluido es la relación de viscosidad (por ej., cP en g/cm-seg) a densidad (por ej., g/cm³), usando unidades coherentes. Se usa frecuentemente para evaluar la viscosidad de los aceites.

Viscosidad Embudo *Ver Viscosidad Marsh.*

Viscosidad Marsh Comúnmente llamada viscosidad embudo. La viscosidad Marsh se reporta como número de segundos requeridos para que 1 qt de fluido determinado fluya a través del viscosímetro de Marsh. En algunas áreas, la cantidad de descarga es 1.000 cm³.

Viscosidad Plástica La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado. Se expresa como

número de dinas por cm² de esfuerzo de corte tangencial en exceso del valor de cedencia de Bingham que provocará una cantidad unitaria de corte. Este valor, expresado en centipoises, es proporcional a la pendiente de la curva de consistencia determinada en la región de flujo laminar para materiales que obedecen a la Ley de Flujo Plástico de Bingham. Cuando se usa el viscosímetro de indicación directa, la viscosidad plástica puede ser determinada restando la indicación a 300 RPM de la indicación a 600 RPM.

Viscosímetro de Marsh Un instrumento usado para determinar la viscosidad Marsh. El viscosímetro de Marsh es un recipiente con un orificio fijo en la parte inferior, de manera que cuando se llena con 1.500 cm³ de agua dulce, un volumen de 1 qt (946 ml) sale en 26±0,5 seg. Para una descarga de 1.000 cm³, el tiempo de descarga para el agua es 27,5±0,5 seg.

Viscosímetro VG o Viscosímetro de Viscosidad-Gravedad El nombre comúnmente usado para el viscosímetro de lodo de indicación directa.

Viscosímetro, Indicación Directa El instrumento es un dispositivo de tipo rotacional accionado por un motor eléctrico o una manivela, y se usa para determinar la viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzos de gel de los fluidos de perforación.

Y

Yeso Encontrado durante la perforación y usado frecuentemente como fuente de calcio para tratar la contaminación de carbonatos. *Ver Sulfato de Calcio.*

Z

Zaranda Cualquiera de varios dispositivos mecánicos que utilizan mallas para eliminar los recortes y otros sólidos grandes del lodo.

Zona o Formación Productiva La formación perforada que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.

ANEXO 1

ARCILLAS ¹⁴

La arcilla por definición es: **ARCILLA**. F. *Argile*.-It. y P. *Argilla*.- In. *Argill, clay*.-A. *Ton*.-C. *Argila*.-E. *Argilo*. (Etim.-Del lat. *Argilla*.) f. Silicato aluminico hidratado natural, puro o impurificado por óxidos de hierro, que empapado con agua adquiere plasticidad y que por calcinación se contrae y endurece.

La Arcilla es el término que designa un mineral o una roca compuesta esencialmente por estos minerales. Los minerales arcillosos, son filosilicatos hidratados que se presentan en cristales muy pequeños (algunos en láminas hexagonales o a veces en fibras). Los minerales de arcilla poseen dos componentes estructurales básicos: uno es el tetraedro de Silicio - Oxígeno y el otro es el octaedro, en el cual un átomo de aluminio, magnesio y/o hierro es rodeado por seis aniones (2 ó 4 oxígenos y 4 ó 2 hidróxidos)

Su estructura es identificable por análisis de rayos X (difracción) y se caracteriza por la superposición de hojas compuestas de capas tetraédricas (capa "ct" de $[\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2]^{6-}$) y capas octaédricas [capa "co" a base de octaedros de Brucita $\text{Mg}(\text{OH})_2$ o de Gibbsita $\text{Al}(\text{OH})_3$]. Las capas son del tipo ct-co o ct-co-ct, y entre ellas se colocan diversos cationes: Potasio K, Sodio Na y Calcio Ca.

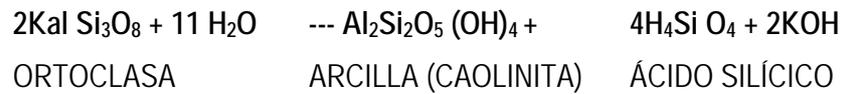
También se define a las arcillas por una fracción de roca, compuesta por partículas inferiores a 0.0039 mm. La cual está formada esencialmente por silicatos aluminicos hidratados de estructura reticular aplanada. Los filosilicatos que componen las arcillas pertenecen fundamentalmente a cuatro grupos: el del Caolín, el de la Montmorillonita, el de la Mica arcillosa (fundamentalmente illita), y el de la Clorita.

Desde el punto de vista edafológico, las arcillas tienden a formar soluciones coloidales, tienen plasticidad al combinarse con cierta cantidad de agua, capacidad de retener más o menos agua e intercambiar iones o moléculas, formación de agregados, etc.

El estado coloidal se refiere a un sistema de dos fases en el cual un material finamente dividido es dispersado rápidamente.

Es posible que se presenten varias reacciones dependiendo de la intensidad de la meteorización y la presencia de otros cationes como el Mg^{++} . En la

alteración de la ortosa, parte del ácido silícico y el aluminio puede recombinarse y, en presencia de agua, formar arcilla:



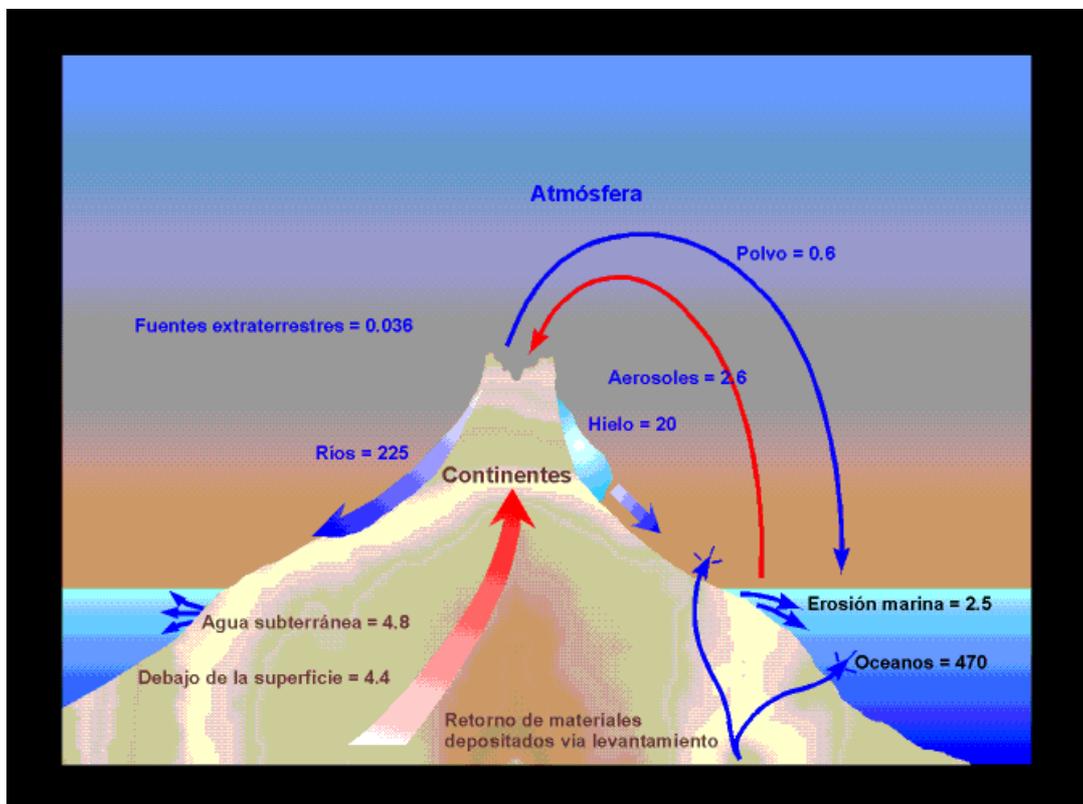
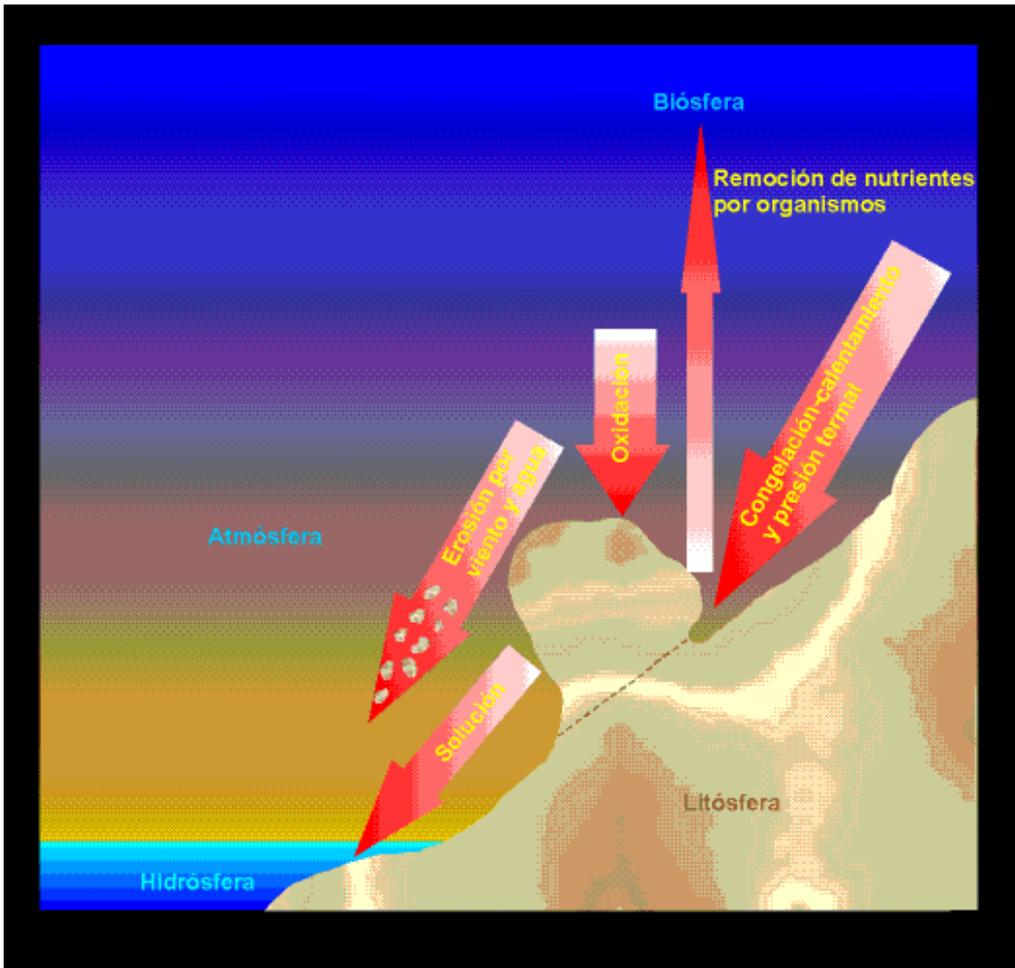
La arcilla es el material sólido resultante de la reacción expuesta, mientras que el ácido silícico y el hidróxido de potasio están en solución y puede ser lavado, o parte del potasio puede ser absorbido por la arcilla y posteriormente ser liberado.

Las arcillas constituyen familia cuyas variedades van a depender de sus características químicas, y estas al modificarse determinan sus propiedades físicas, causadas a lo largo de sus fases de alteración, de transporte, de sedimentación y de diagénesis ocurriendo fenómenos de degradación (pérdida de iones, desorganización de hojas) y/o agradación (fijación de iones, reorganización de las hojas). Dicha familia se puede presentar de la siguiente manera:

1. Caolinita
2. Illita
3. Esmeclita (Montmorillonita, Beidellita, Bentonita)
4. Vermiculita
5. Clorita
6. Attapulgita
7. Sepiolita

Origen:

Los minerales arcillosos pueden proceder de la alteración de la roca magmática o metamórfica, y después del transporte, dar arcillas detríticas (es el caso más frecuente).



PROPIEDADES FISICO-QUÍMICAS

Las importantes aplicaciones industriales de este grupo de minerales radican en sus propiedades físico-químicas. Dichas propiedades derivan, principalmente, de:

- Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2 μm)
- Su morfología laminar (filosilicatos)
- Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

Como consecuencia de estos factores, presentan, por una parte, un valor elevado del área superficial y, a la vez, la presencia de una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados. Por ello pueden interaccionar con muy diversas sustancias, en especial compuestos polares, por lo que tienen comportamiento plástico en mezclas arcilla-agua con elevada proporción sólido/líquido y son capaces en algunos casos de hinchar, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.

Por otra parte, la existencia de carga en las láminas se compensa con la entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico y es también la base de multitud de aplicaciones industriales.

- Capacidad de Intercambio catiónico

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

A continuación se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g):

Caolinita:	3-5
Halloisita:	10-40
Illita:	10-50
Clorita:	10-50
Vermiculita:	100-200
Montmorillonita:	80-200
Sepiolita-paligorskita:	20-35

- Capacidad de absorción

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlamilar (esmeclitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

- Hidratación e hinchamiento

La hidratación y deshidratación del espacio interlamilar son propiedades características de las esmeclitas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia

del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

- Tixotropía

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico.

USOS INDUSTRIALES

Hoy en día las arcillas comerciales, aquellas que sirven como materia prima industrial figuran entre los recursos minerales más importantes, tanto por el volumen explotado como por el valor de la producción. Un 90 % de la producción se dedica, preferentemente a la fabricación de materiales de construcción y agregados. Sólo un 10 % se dedica a otras industrias (fabricación de papel, caucho, pinturas, absorbentes, decolorantes, arenas de moldeo, productos químicos y farmacéuticos, agricultura, etc.)

En general al primer tipo (las que se utilizan en construcción) se las denomina **arcillas cerámicas, arcillas para la construcción o arcillas comunes**, son arcillas compuestas por dos o más minerales de la arcilla, generalmente illita y esmectita, con importantes cantidades de otros minerales que no son filosilicatos (carbonatos, cuarzo, etc.). Se utilizan para la fabricación de materiales de construcción y agregados.

Al segundo tipo se las denomina **arcillas especiales**, son arcillas constituidas fundamentalmente por un sólo tipo de mineral de la arcilla, y sus propiedades dependen esencialmente de las características de ese mineral. Estas, a pesar de ser mucho menos importantes en volumen, suponen más del 70 % del valor de las arcillas comerciales, y son objeto de comercio internacional.

Las arcillas especiales se pueden dividir en caolines y arcillas caoliníferas, y bentonitas, sepiolita y paligorskita.

- . Bentonitas

Una bentonita es una roca compuesta esencialmente por minerales del grupo de las esmectitas, independientemente de cualquier connotación genética.

Los criterios de clasificación utilizados por la industria se basan en su comportamiento y propiedades físico-químicas; así la clasificación industrial más aceptada establece tipos de bentonitas en función de su capacidad de hinchamiento en agua:

- ⇒ Bentonitas altamente hinchables o sódicas
- ⇒ Bentonitas poco hinchables o cálcicas
- ⇒ Bentonitas moderadamente hinchables o intermedias

El término fuller'earth, también conocidas en español como tierras de batán, los ingleses lo usan para denominar a arcillas constituidas fundamentalmente por montmorillonita con Calcio como catión de cambio, mientras que los americanos se lo dan a arcillas paligorskíticas. A las bentonitas cálcicas que los ingleses denominan fuller'earth los americanos las llaman bentonitas no hinchables.

Otras clasificaciones se basan en criterios distintos, así, por ejemplo, en USA se utiliza el término "Bentonitas del Sur" (Southern Bentonites) como equivalentes de bentonitas cálcicas, ya que la mayor parte de la bentonita cálcica norteamericana se explota cerca del Golfo de México, denominándose "bentonita tipo Wyoming" a las bentonitas sódicas.

Tratamientos destinados a mejorar la calidad de las bentonitas:

En ocasiones se procede a someter a las bentonitas a procesos físicos y químicos que tienen por objeto potenciar algunas de sus propiedades para determinadas aplicaciones industriales. Desde el punto de vista industrial tienen gran importancia los procesos destinados bien a modificar las propiedades de superficie del mineral mediante tratamientos de distinta naturaleza (tratamiento ácido, térmico, o de pilarización) o bien a modificar el quimismo del espacio interlamilar. El tratamiento ácido produce la destrucción del mineral por disolución

de la capa octaédrica, generando sílice amorfa procedente de la capa tetraédrica lo cual conlleva un considerable incremento de la superficie específica. Así mismo, aumentan la capacidad de intercambio iónico y la actividad catalítica. Las variaciones en el tipo de arcilla (granulometría y mineralogía) y en el tipo y grado de acidulación (tipo de ácido, temperatura, tiempo de contacto, proporción de arcilla, etc.) darán lugar a diferentes productos con diversas propiedades.

Igualmente, se puede efectuar una activación sódica, sobre bentonitas cálcicas, tratándolas con carbonato cálcico, para obtener bentonitas sódicas.

Norteamérica, Europa y Japón son los principales productores de bentonitas activadas.

Si los cationes de cambio inorgánicos de una esmectita son sustituidos por cationes orgánicos de cadena larga tipo compuestos tetraamonio o alquilamina, a esta arcilla se la denomina arcilla organofílica. Las arcillas naturales son organofóbicas; sin embargo, cuando son modificadas orgánicamente presentan afinidad por las moléculas orgánicas; por ello tienen importantes aplicaciones como adsorbentes de residuos orgánicos. Además son hidrofóbicas, adecuadas para su empleo en la fabricación de pinturas, como gelificantes de líquidos orgánicos, en lubricantes, etc.

El uso de la hectorita como base para las arcillas organofílicas está muy extendido, ya que esta esmectita da un producto de alto poder gelificante en sistemas altamente polarizados.

En 1970 comenzó a funcionar por primera vez en Houston (Texas) una planta de fabricación de montmorillonita sintética. Se trata, en realidad, de un interstratificado al azar illita/montmorillonita. El material se vende para catálisis en cracking, hidrogenación/deshidrogenación, y como componente en catalizadores hidrotratantes. Posee un área superficial de 110-160 m²/g, y una capacidad de cambio entre 150 y 160 meq/g.

También se fabrica hectorita sintética en el Reino Unido, que se comercializa con el nombre de Laponita. Es, evidentemente, más pura que el material natural y se destina a los mismos usos que la bentonita sintética.

A pesar de los importantes cambios que van sufriendo con el tiempo las formulaciones de los lodos de perforación, (comenzó a utilizarse a principios del siglo XX) este sigue siendo uno de los mercados más importantes de las bentonitas.

ANEXO 2

PRODUCTOS COMERCIALES BASE AGUA y BASE ACEITE

. BASE AGUA

⇒ **BAROID**²

La tabla AT2.1 detalla los sistemas base agua y provee un indicador que califica cada sistema de acuerdo a su aplicabilidad a diversas situaciones de perforación. Los sistemas se identifican como:

- Bueno
- ⇒ Mejor
- El Mejor

SISTEMAS	SITUACIONES DE PERFORACION							
	Lutitas Reactivas /Gambo	Perf. En agua profunda	Perf. Horizontal	Aumento ROP	Alta densidad (>16.0) 1.92 sg	Lechos de Sal	BHT 300°F (149°C)	Pozos desviados
BARASILC	●	●	○	●		○		○
CARBONOX/ AKTAFLO-S			○		●		●	
CARBONOX/ Q-BROXIN	○		○	○	●	○	○	○
K-LIG / KOH	●				○	○	○	
Bajo pH ENVIROTHIN	⇒				⇒		○	○
EZ-MUD	●	●	⇒	●		⇒		⇒
THERMA-DRIL	○	○		⇒	●	●	●	
PAC/DEXTRID	●	⇒	●	●	⇒	⇒		⇒
CAT-I	●	●		●		●		
POLYNOX	●		○	○	●		⇒	⇒
Saturado de Sal	⇒	○				●		○

Tabla 2.1 Sistemas base agua según situaciones de perforación (BAROID)

Formulación de los diferentes sistemas del fluido de perforación base agua.
Los productos se enumeran por orden de adición:

. SISTEMA BARASILC

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
Carbonato de Sodio	Removedor de Calcio	Según se requiera
Sosa Cáustica/Potasa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	Según se requiera
BARASIL-S	Estabilizador de Formación	40-80 (114-228)
Dextrid	Agente de control de pérdida de fluido	2-8 (6-23)
PAC	Agente de control de pérdida de fluido	0.5-4 (1.4-11)
FILTER-CHEK	Agente de control de pérdida de fluido	2-8 (6-23)
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.2-2.5 (0.6-7)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
AQUAGEL	Viscosificador / Agente de Suspensión	1-10 (3-29)
GEM GP/CP	Mejoramiento de Lubricidad ROP	3-5% en volumen
BARACOR 95	Secuestrante/Amortiguador de CO ₂	0.5-4 (1.4-11)
BARA-DEFOAM HP	Desespumante	Según se requiera
BARASCAV D	Secuestrante de Oxígeno	0.2-1 (0.6-3)

Tabla 2.2 Pautas guía para productos BARASILC

. CARBONOX/AKTAFLO-S

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador/Agente de Control de Filtración	8-20 (23-57)
CARBONOX	Adelgazante/Agente de Control de Filtración	10-30 (29-86)
Q-BROXIN	Adelgazante hasta 350°F (177°C)	2-6 (6-17)
Sosa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	2-6 (6-17)
AKTAFLO-S	Surfactante	4-8 (11-23)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
BARO-TROL	Agente de control de Filtración	4-8 (11-23)
PAC-L PAC-R	Agente de Control de Filtración hasta 300°F (149°C)	0.25-1.5 (0.7-4)
Cal	Fuente de Alcalinidad	0.25-1 (0.7-3)
BARODENSE	Agente densificante	Según se requiera
BARANEX	Agente de Control de Filtración hasta 350°F (177°C)	4-6 (11-17)

Tabla 2.3 Pautas guía para productos CARBONOX/AKTAFLO-S

. CARBONOX / Q-BROXIN

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador/Agente de Control de Filtración	10-35 (29-100)
Q-BROXIN	Adelgazante/Agente De Control de Filtración hasta 350°F (177°C)	4-12 (11-34)
Sosa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	2-6 (6-17)
CARBONOX	Adelgazante/Agente de Control de Filtración	6-20 (17-57)
BAROID	Agente densificante	Según se requiera
BARAZAN PLUS BARAZAN D PLUS	Viscosificador hasta 275°F (135°C)	0.25-1.5 (0.7-4)
CC-16	Adelgazante/Agente de Control de Filtración	6-12 (17-34)
Cal	Fuente de Alcalinidad	0.25-1 (0.7-3)
PAC-R	Agente de control de Filtración	0.25-1.5 (0.7-4)
PAC-L	Agente de Control de Filtración	0.25-1.5 (0.7-4)
DEXTRID	Agente de Control de Filtración	4-6 (11-17)
BARODENSE	Agente densificante	Según se requiera
BARANEX	Agente de Control de Filtración hasta 350°F (177°C)	2-6 (6-17)
POLYAC	Agente de Control de Filtración hasta 400°F (204°C)	1-6 (3-17)

Tabla 2.4 Pautas guía para productos CARBONOX/Q-BROXIN

. CAT - I

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
CAT-GEL	Base costra de filtro	8-12 (23-34)
BARACAT	Inhibición Agente de control de Filtración	3-6 (9-17)
CAT-HI	Viscosificador	0.25-0.5 (0.7-1.4)
CAT-LO	Viscosificador Agente de control de Filtración	0.75-3.0 (2.1-9)
BARA-DEFOAM 1 BARABRINE DEFOAM	Antiespumante	0.05 (0.15) 0.05 (0.15)
CAT-300	Agente de control de filtración	1.5-6 (4-17)
Sosa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	0.25-1 (0.71-3)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
CAT-VIS	Viscosificador	0.25-0.75 (0.7-2.1)
ALDACIDE G	Microbicida	0.02-0.04 gal (0.52-1.05)
BARASCAV D	Secuestrante de Oxígeno	0.1-0.5 (0.3-1.4)

Tabla 2.4 Pautas guía para productos CAT-I

. EZ - MUD

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
Sosa Cáustica / Potasa Cáustica	Fuente de Alcalinidad (pH de 9-10)	0.1-1.5 (0.3-4)
Carbonato de Sodio	Removedor de Calcio	Según se requiera
AQUAGEL	Viscosificador / Agente de suspensión	5-17.5 (14-50)
EZ-MUD EZ-MUD DP	Estabilizador de Lutitas	0.5-3 (1.4-9) 0.2-1 (0.6-3)
CELLEX	Agente de Control de Pérdida de Fluido	0.2-3.5 (0.6-10)
PAC	Agente de Control de Pérdida de Fluido	0.2-3.5 (0.6-10)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.1-1 (0.3-3)
DEXTRID	Agente de Control de Pérdida de Fluido	Según se requiera
BARO-TROL	Agente de Control de Pérdida de Fluido	Según se requiera
FILTER-CHEK	Agente de Control de Pérdida de Fluido	Según se requiera
ALDACIDE G	Biocida	Según se requiera
THERMA-THIN	Desfloculante	0.2-3 (0.6-9)

Tabla 2.5 Pautas guía para productos EZ-MUD

. Gyp / Q-BROXIN

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador / Costra de Filtro	10-20 (30-57)
Q-BROXIN	Desfloculante/Agente De Control de pérdida de fluido	4-12 (11-34)
CARBOOX	Agente de Control de pérdida de fluido	4-20 (11-57)
Sosa Cáustica	Fuente de Alcalinidad (pH de 9-10)	0.25-3 (0.7-9)
Yeso	Fuente de Calcio	4-10 (11-29)
PAC	Agente de Control de Pérdida de Fluido	0.1-2 (0.3-6)
BARANEX	Agente de Control de Pérdida de Fluido	2-8 (6-23)
BARO-TROL	Agente de Control de Pérdida de Fluido	4-8 (11-23)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera

Tabla 2.6 Pautas guía para productos Gyp/Q-BROXIN

. KOH / K-LIG

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL prehidratado	Viscosificador	14-20 (40-57)
Q-BROXIN	Desfloculante	2-6 (6-17)
Potasa Cáustica	Fuente de Alcalinidad y Potasio	0.5-1.5 (1.4-4)
K-LIG	Fuente de Potasio/Agente de Control de Filtración	2-10 (6-29)
BARAZAN D PLUS	Viscosificador de baja velocidad de corte	0.25-0.5 (0.7-1.5)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
Acetato de Potasio	Fuente de Potasio	0.5-1 (1.4-3) <i>Nota: El Acetato de Potasio es también compatible en este sistema en un medio de agua de mar con 15-20,000 ppm de cloruros.</i>
CELLEX	Agente de Control de Filtración	0.5-2 (1.4-6)
DEXTRID	Agente de Control de Filtración	0.5-3 (1.4-9)
PAC	Agente de Control de Filtración	0.5-2 (1.4-6)

Tabla 2.7 Pautas guía para productos KOH/K-LIG

. ENVIRO-THIN de bajo pH

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador	15-25 (43-71)
ENVIRO-THIN	Desfloculante	2-8 (6-23)
Sosa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	Según se requiera
CARBONOX	Agente de Control de Pérdida de Fluido	2-10 (6-29)
PAC	Agente de Control de Pérdida de Fluido	0.5-2 (1.4-6)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
EZ-MUD	Estabilizador de Lutitas	0.25-0.5 (0.7-1.4)
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.5 (1.4)
BARO-TROL	Agente de Control de Pérdida de Fluido	2-6 (6-17)
BARASCAV	Secuestrador de Oxígeno	0.1-0.2 (0.3-0.6)
Bicarbonato de Sodio	Agente de Control de Dureza	Según se requiera
THERMA-THIN	Desfloculante	0.5-1 (1.4-3)

Tabla 2.8 Pautas guía para productos ENVIROTHIN de bajo pH

· PAC / DEXTRID

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador en formulación inicial	5-8 (14-23)
DEXTRID	Agente de Control de Filtración	4-6 (12-17)
PAC	Agente de Control de Filtración	1.5-4 (4-12)
Sosa Cáustica / Potasa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	0.5-1 (1.4-3)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.25-1 (0.7-3)
Carbonato de Sodio	Reductor de Dureza del Agua de relleno	Según se requiera
KCl / NaCl	Inhibidor de Lutitas Reactivas	Según se requiera
THERMA-THIN	Desfloculante	Según se requiera
BARASCAV	Secuestrador de Oxígeno	Según se requiera
Cal	Secuestrador de CO ₂	Según se requiera

Tabla 2.9 Pautas guía para productos PAC/DEXTRID

· POLYNOX

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
AQUAGEL	Viscosificador	10-25 (29-71)
LIGNOX	Desfloculante	4-8 (12-23)
Sosa Cáustica / Potasa Cáustica	Fuente de Alcalinidad	2-6 (6-17)
Cal	Fuente de Calcio	4-12 (12-34)
CARBONOX	Desfloculante/Agente de Control de pérdida de fluido	8-12 (23-34)
DEXTRID IMPERMEX	Agente de control de pérdida de fluido hasta 250°F (121°C)	4-6 (12-17)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
THERMA-CHEK	Agente de control de pérdida de fluido	1-2 (3-6)
BARANEX	Agente de control de pérdida de fluido hasta 350°F (177°C)	4-8 (12-23)
THERMA-THIN	Desfloculante AT	1-4 (3-12)
BARAZAN PLUS / BARAZAN D PLUS	Viscosificador	Según se requiera

Tabla 2.10 Pautas guía para productos POLYNOX

• Sal Saturada

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
ZEOGEL	Viscosificador / Agente de Suspensión	10-20 (29-58)
IMPERMEX	Agente de control de Filtración	4-6 (12-23)
Sal (Cloruro de Sodio)	Fuente de Cloruro	Según se requiera
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
AQUAGEL	Viscosificador	Según se requiera
DEXTRID	Agente de control de filtración	4-6 (12-27)
PAC	Agente de control de filtración	0.25-0.5 (0.7-1.5)
BARAZAN PLUS	Viscosificador	0.25-2 (0.7-6)

Tabla 2.11 Pautas guía para productos saturados de agua salada

• THERMA-DRIL

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS lb/bbl (Kg/m ³)
Carbonato de Sodio	Removedor de Dureza	0-0.2 (0-0.6)
AQUAGEL	Viscosificador	5-8 (14-23)
THERMA-THIN	Desfloculante	3-5 (8-14)
Sosa Cáustica	Fuente de alcalinidad	Según se requiera
THERMA-CHEK	Agente de control de filtración	4-8 (12-23)
BAROID	Agente Densificante	Según se requiera
BARASCAVD	Secuestrante de Oxígeno	0.25-1 (0.7-2.8)
THERMA-VIS	Viscosificador	0-1.5 (0-4.3)
BARACOR 95	Secuestrante de CO ₂	0-0.8 (0-2.3)

Tabla 2.12 Pautas guía para productos THERMA-DRIL

⇒ **M-I DRILLING FLUIDS L. L. C.** ¹⁵

AGUA PURA

El agua pura es a veces el mejor fluido para perforar formaciones duras, compactas y con presiones vecinas a la normal. El agua empleada varía entre agua dulce y salada dependiendo de la disponibilidad de agua y de la naturaleza de las formaciones.

Para este sistema se emplean velocidades anulares elevadas para limpiar el pozo; se les suplementa a veces con barridos ocasionales con tapones viscosos (pequeñas porciones de lodo de alta viscosidad que se emplean para limpiar el pozo de los recortes y luego se desechan). A veces se añade sosa cáustica para el control de la corrosión.

Una forma eficiente de remover los sólidos en fluidos de agua pura es la sedimentación. La superficie de sedimentación debe ser lo suficientemente grande,

de modo que haya tiempo adecuado para que se produzca la sedimentación. Los floculantes químicos aceleran la sedimentación. Para obtener los mejores resultados el floculante debe ser mezclado en diesel o cuidadosamente mezclado en agua, y luego introducido por goteo en la línea de descarga. Este procedimiento permite que el floculante se mezcle bien dentro del lodo antes de alcanzar el área de sedimentación, que no está agitada.

SISTEMA BASE AGUA-ARCILLA NO DENSIFICADOS (“LODOS NATIVOS”)

En algunas áreas, las formaciones perforadas contienen arcillas o lutitas productoras de “lodo”. Cuando se bombea agua hasta el fondo del pozo durante la perforación, regresa barrosa (lodosa). La viscosidad va aumentando con la circulación continua y el resultado es un “lodo” nativo. La dilución evita que el “lodo” se haga demasiado viscoso se pueden agregar pequeñas cantidades de bentonita (p. ej. M-I GEL® (BENTONITA DE Wyoming) MI L.L.C). Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. A medida que la perforación continúa, los sólidos de la formación se incorporan dentro del fluido de perforación.

Como este sistema no está densificado, el efecto de flotabilidad que tiene sobre los recortes es bajo. Por lo tanto, la limpieza del pozo depende de la viscosidad y del caudal. Los desfloculantes químicos reducen dramáticamente el punto cedente y la viscosidad. Esto puede causar una limpieza inadecuada del pozo. Por lo tanto, el uso de desfloculantes químicos en este sistema debería estar estrictamente limitado. Si se requiere un filtrado bajo, éste debería ser controlado con adiciones de MI-GEL® (prehidratado si se usa en agua salada) y un aditivo de control de filtrado apropiado (FLCA). El FLCA puede ser MY-LO-JEL™, POLY-SAL™, THERMPAC® UL, CMC o POLYPAC®.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8.5 – 10
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)	5 – 9
Punto cedente (lb/100 pies ²)	12 – 25
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	5 - 10
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	10 - 20
pH	8.5 – 10.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 1.5
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 1.0
Calcio (mg/l)	40 – 240
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 5.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 - 10
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 2.1

Tabla 2.13 Propiedades típicas de los sistemas base agua arcilla no densificados

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I GEL	20 – 35
Sosa Cáustica	0.1 – 0.5
FLCA	Según se requiera
SAPP	0.125 – 0.5

Tabla 2.14 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas base agua arcilla no densificados

Productos Típicos	Función Principal
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
TANNATHIN	Diluyente
SAPP	Diluyente
POLYPAC	Viscosidad y control de filtrado
THERM-PAC UL	Control de filtrado
MY-LO-JEL	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
POLY-PLUS	Entendedor de Bentonita
CMC	Viscosidad y control de filtrado

Tabla 2.15 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas de base agua arcilla no densificados

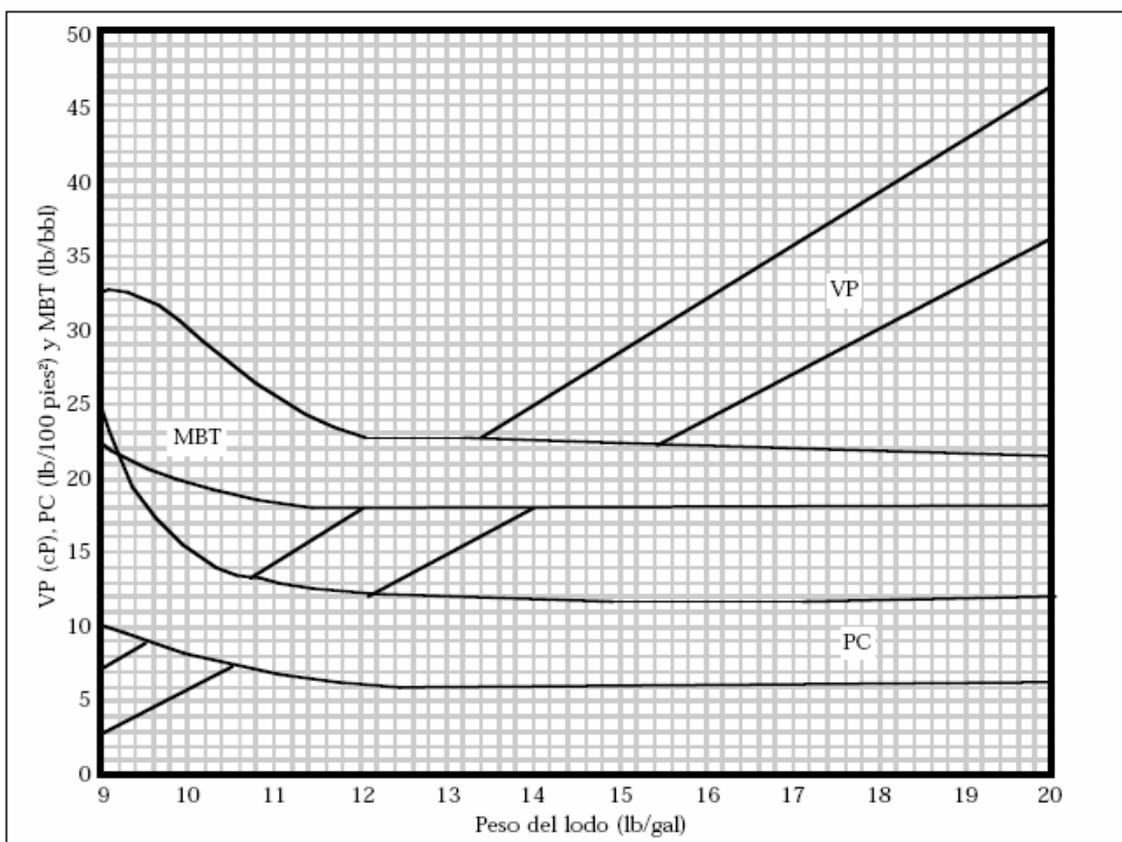


Figura 2.1 Rangos de Viscosidad plástica, punto cedente y prueba de azul de metileno (MBT) para los "lodos" base agua

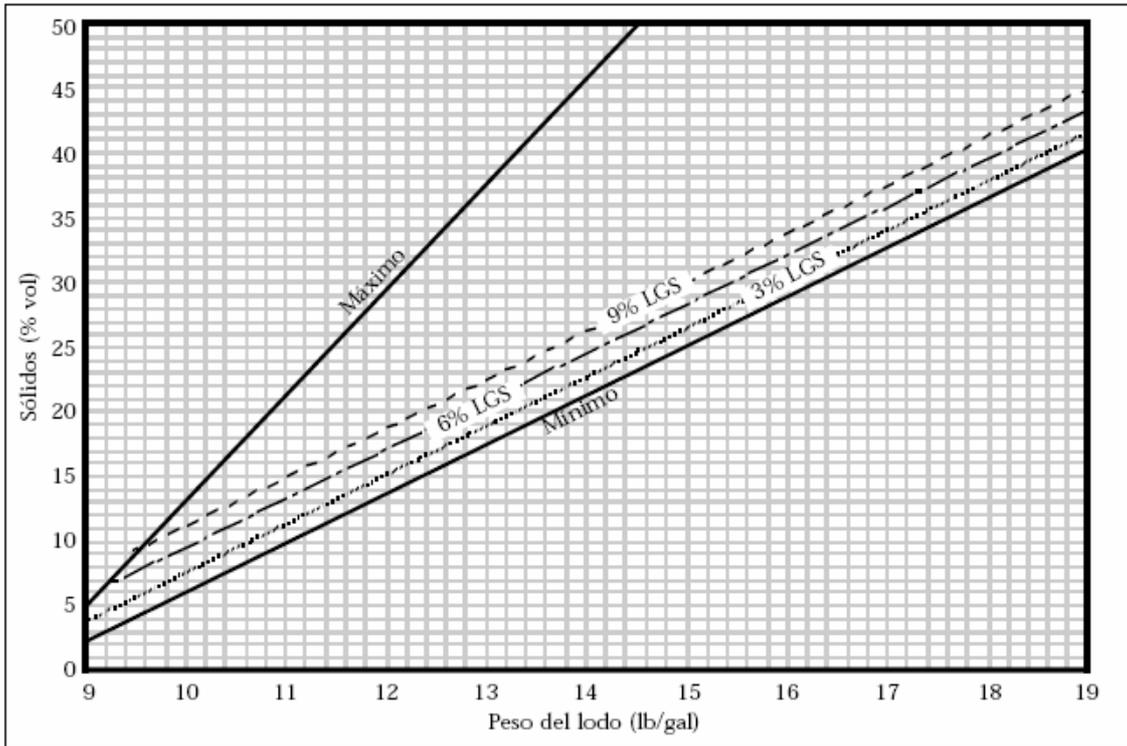


Figura 2.2 Rango de sólidos para los "lodos" base agua con barita

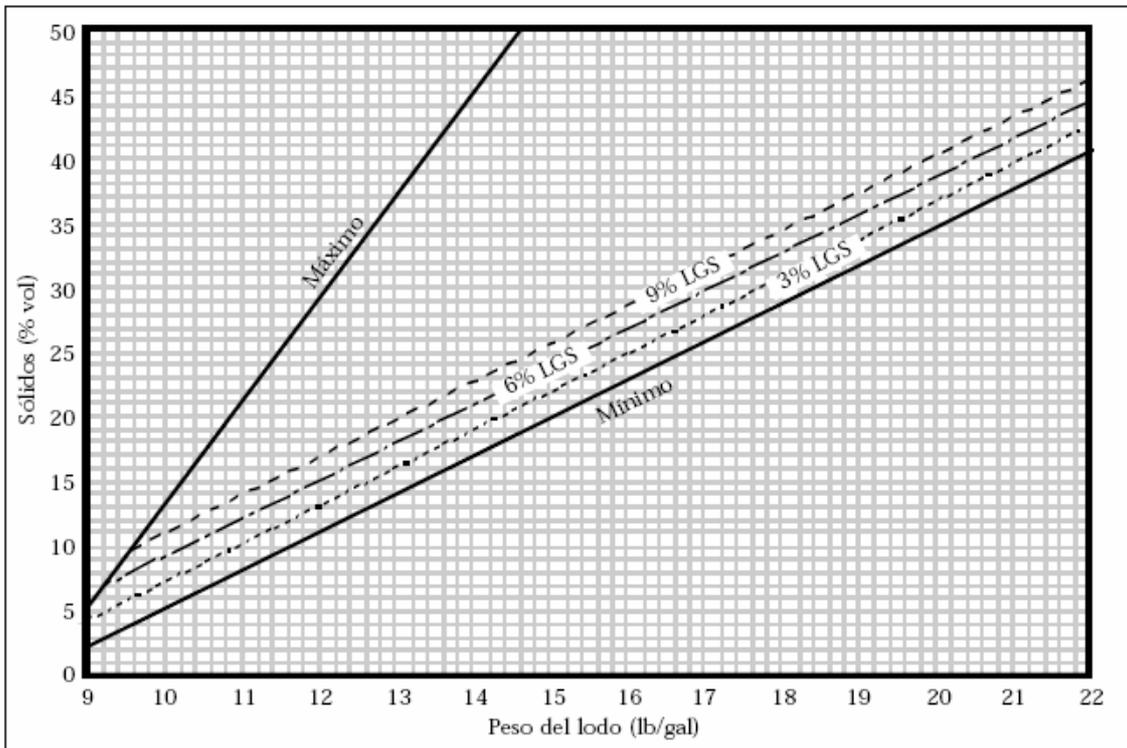


Figura 2.3 Rango de sólidos para los "lodos" base agua con hematita

SISTEMAS BASE AGUA-ARCILLA DENSIFICADOS Y DESFLOCULADOS

EL sistema desfloculado es uno de los sistemas de fluido de perforación más usados en la industria. El diluyente principal contenido en el sistema es el lignosulfonato (p. ej. SPERSENE™ o SPERSENECF® MI L. L. C.). Los lignosulfonatos

son ácidos orgánicos que le proporcionan aniones (iones negativos) al fluido. Estos aniones reducen el punto cedente y los esfuerzos de gel al neutralizar los cationes (iones positivos) en las partículas de arcilla, desfloculando con ello la lechada de arcilla y haciendo que las partículas de arcilla se repelen.

El lignito es un ácido orgánico que también le proporciona aniones al fluido, lo cual hace que las partículas se repelen. En muchos casos, una relación de dos partes de SPERSENE™ a una parte de TANNATHIN® o XP-20K® constituye una combinación muy eficaz para los tratamientos, pero esta relación puede ser modificada. Los materiales como SPERSENE™, TANNATHIN® y XP-20K® son desfloculantes, pero también son considerados como dispersantes y diluyentes, ya que permiten la dispersión de las partículas discretas y reducen el punto cedente y el esfuerzo de gel. Los sistemas de SPERSENE™ son generalmente convertidos a partir de suspensiones de agua-arcilla no densificadas o "lodos de perforación inicial".

La comparación entre las propiedades del fluido de perforación en la línea de flujo y las mismas propiedades en los tanques indica el grado en que los contaminantes del pozo están afectando las propiedades del fluido de perforación. Esto también refleja la estabilidad del sistema. En muchos casos, una diferencia importante de las propiedades entre la línea de flujo y los tanques indica que el fluido es inestable. La estabilidad del sistema de SPERSENE™ puede ser aumentada mediante el aumento de la concentración de SPERSENE™ y TANNATHIN® (o XP-20K®).

La cantidad de dilución requerida depende del tamaño del pozo, la velocidad de penetración, el tipo de formación, el equipo de control de sólidos y la concentración óptima de sólidos perforados en el fluido de perforación. El límite de temperatura de este sistema es aproximadamente 320°F (160°C), ya que la degradación térmica del lignosulfonato es más rápida por encima de esta temperatura. El límite de temperatura de este sistema puede ser aumentado considerablemente si se aumenta la concentración de lignito y se reduce la concentración de lignosulfonato. El lignito tiene un límite de temperatura de aproximadamente 450°F (232°C).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del "lodo")
Viscosidad plástica (cP)	Ver la figura 2.2
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la figura 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	2 - 8
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	2 - 14
pH	9.5 - 11.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	2.0 - 5.0
P _f (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.5 - 1.5
Calcio (mg/l)	40 - 240
Cloruros (mg/l)	0 - 20.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	5 - 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 2.1

Tabla 2.16 Propiedades típicas de los sistemas base agua arcilla densificados y desfloculados

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	5 - 30
Sosa Cáustica	0.3 - 2.0
Cal	0 - 1
SPERSENE (CF)	2 - 12
XP-20K o THANNATHIN	1 - 12
POLYPAC	0.50 - 2.0
RESINEX	2 - 6
DUO-VIS	0.25 - 0.50

Tabla 2.17 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas base agua arcilla densificados y desfloculados

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
Cal	Aumentar P _m y tratar eliminar CO ₃
Yeso	Tratar para eliminar CO ₃
SPERSENE	Diluyente
TANNATHIN	Filtrado y Diluyente
XP-20K	Diluyente AT y control de Filtrado
POLYPAC	Control de Filtrado API y viscosidad
RESINEX	Control de Filtrado ATAP
DUO-VIS	Aumentar la viscosidad a baja velocidad de corte

Tabla 2.18 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas base agua arcilla densificados y desfloculados

FLUIDOS DE PERFORACIÓN TRATADOS CON CALCIO

Cuando se agrega calcio a una lechada de arcilla-agua, se produce un intercambio de bases ya que el catión calcio (Ca²⁺), el cual tiene una energía de enlace más alta, reemplaza el catión sodio (Na⁺) en las arcillas, convirtiéndolas en arcillas a base de calcio. La figura 2.6 indica la cantidad de Calcio adsorbida por la bentonita de Wyoming e las arcillas nativas. Este intercambio de bases causa la deshidratación parcial de las partículas de arcilla hidratadas, reduciendo el tamaño de la capa de agua alrededor de las partículas de arcilla (Ver figura 2.7). La reducción del tamaño de la capa de agua permite que las partículas de arcilla hagan contacto las unas con las otras, resultando en la floculación.

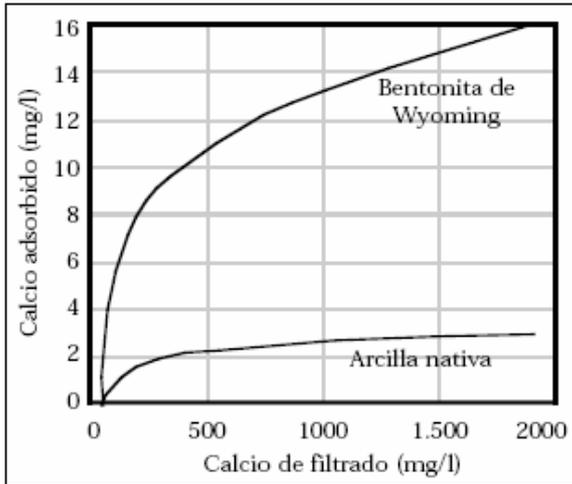


Figura 2.4 Adsorción de Calcio por las Arcillas

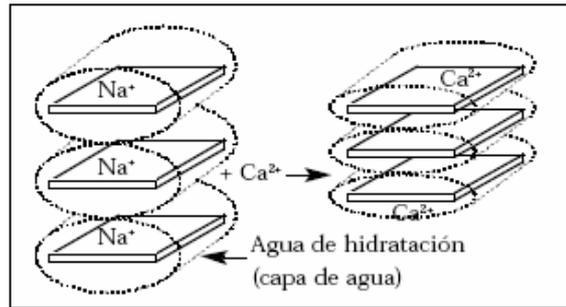


Figura 2.5 Reducción del agua de hidratación para la arcilla de Sodio durante el intercambio de bases con el Calcio.

La floculación causa un aumento del punto cedente y de los esfuerzos de gel. Si no se usa ningún desfloculante, el tamaño de los flóculos de arcilla aumentará con el tiempo y éstos pueden precipitarse, resultando en una reducción gradual de la viscosidad plástica. Si se usa un desfloculante, las arcillas aún tendrán una capa de agua reducida, pero los flóculos de arcilla se dispersarán.

Este fenómeno se produce cuando ocurre la contaminación de calcio durante la perforación y es posteriormente tratada, o cuando se convierte un fluido ("se cambia el tipo de fluido") en un fluido de perforación a base de calcio, tal como un sistema de SPERSENE™/yeso o SPERSENE™/cal.

La concentración de sólidos reactivos en el fluido de perforación determina el aumento de viscosidad (pico de viscosidad) que ocurre cuando se agrega calcio al sistema (Ver la figura 2.6). Por lo tanto, antes de realizar la conversión a un sistema a base de calcio, o antes de perforar dentro de formaciones que contienen calcio (como la anhidrita), el contenido de sólidos reactivos del fluido de perforación debería ser reducido por dilución, mientras que se mantiene la viscosidad mediante adiciones de polímeros.

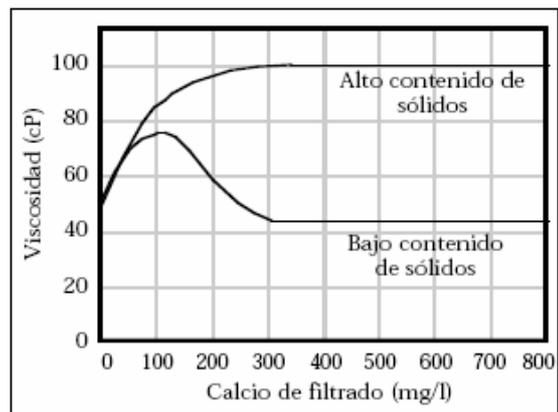


Fig. 2.6 Efecto de la concentración de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de Calcio.

Los sistemas de calcio proporcionan calcio soluble y de reserva en un fluido de perforación. El calcio soluble desempeña varias funciones.

Proporciona la inhibición del pozo al minimizar la hidratación de los sólidos perforados y las lutitas expuestas mediante el intercambio de bases en las arcillas a base de calcio. Hace que un fluido de perforación sea compatible con las formaciones que tienen altas concentraciones de calcio, como la anhidrita. Precipita los iones carbonato (CO_3^{2-}) que resultan de la contaminación de dióxido de carbono (CO_2). La solubilidad del calcio varía en relación inversamente proporcional al pH del fluido de perforación. Es prácticamente insoluble a un pH mayor que 12,5, pero es muy soluble a un pH bajo. Por lo tanto, el calcio como la cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) ayuda a amortiguar el pH cuando se encuentran gases ácidos como el CO_2 o el sulfuro de hidrógeno (H_2S). La solubilidad del calcio también está directamente relacionada con la salinidad o la concentración de cloruros (Cl^-). La concentración de calcio soluble en agua salada suele ser aproximadamente 1.200 mg/l y aumenta cuando la salinidad aumenta.

SISTEMA DE SPERSENE / YESO

El sistema de SPERSENE / Yeso está diseñado para perforar la anhidrita (CaSO_4) y/o proporcionar inhibición durante la perforación de lutitas sensibles al agua, mediante el uso de yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) como fuente de calcio. Para mantener una cantidad suficiente de calcio soluble, el pH del sistema de SPERSENE/yeso debería ser mantenido bajo (9 a 10,5). Como la solubilidad del calcio es afectada por el pH y la salinidad, el nivel efectivo dependerá de estas propiedades.

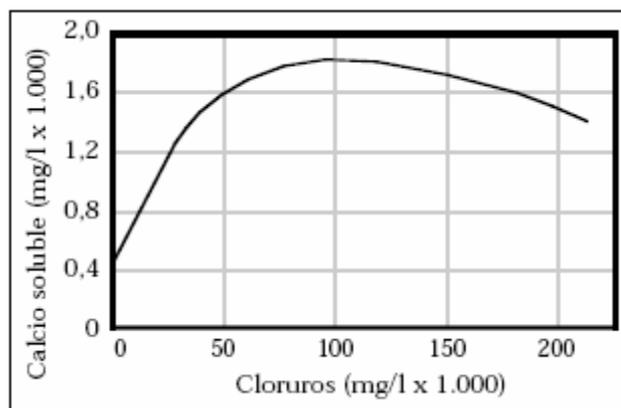


Fig. 2.7 Solubilidad del Calcio vs. Cloruros

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Fig. 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	1 – 5
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 – 10
pH	9 – 10.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.5 – 2.5
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.2 – 1.6
Calcio (mg/l)	600 – 1200
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 20000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	4.5 – 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 2.1
Exceso de Yeso (lb/bbl)	3 – 12

Tabla 2.19 Propiedades típicas de los sistemas SPERSENE/Yeso

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 – 550
M-I GEL	7.5 – 25
Sosa Cáustica	0.2 – 1.5
Yeso	8 – 12
SPERSENE	5 – 15
TANNATHIN	2.5 – 10
POLYPAC	0 – 2
RESINEX	3 – 6
SURFAK-M	0 – 2

Tabla 2.20 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas SPERSENE/Yeso

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
Yeso	Fuente de Calcio
SPERSENE	Diluyente
TANNATHIN	Control de Filtrado
POLYPAC	Control de Filtrado API
RESINEX	Control de Filtrado ATAP
SURFAK-M	Agente Tensoactivo

Tabla 2.21 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas SPERSENE/Yeso

SISTEMA DE SPERSENE / CAL

En general, los sistemas de SPERSENE/cal son usados para reducir los efectos de los gases ácidos como CO₂ o H₂S y/o reducir la hidratación de las arcillas de la formación. Los sistemas de SPERSENE/cal usan la cal (Ca(OH)₂) como fuente de calcio. Como la cal tiene un pH alto (12,4), el pH del sistema será alto. El pH del sistema depende de la concentración de cal y soda cáustica (NaOH).

Los lodos de calcio mantienen una concentración de exceso de cal que no está en solución, ya que la solubilidad de la cal varía en relación inversamente proporcional al pH. Por lo tanto, este exceso (reserva) de cal sólo entra en solución cuando el pH del sistema es reducido por las reacciones con los contaminantes ácidos incorporados dentro del sistema durante las operaciones de perforación. Esto hace que el exceso de cal tenga un efecto amortiguador sobre el pH, lo cual aumenta la estabilidad del sistema.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 16
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Fig. 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	1 – 5
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 – 10
pH	11.5 – 13.5
Calcio (mg/l)	40 – 200
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 5000
Cloruros (mg/l) (agua salada)	20000
Sólidos de baja gravedad específica (%)	4.5 – 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 2.1
Exceso de Cal (lb/bbl)	1 - 10

Tabla 2.22 Propiedades típicas de los sistemas SPERSENE/Cal

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 – 550
M-I GEL	15 – 30
Sosa Cáustica	0.5 – 1.5
Cal	0.5 – 10
SPERSENE	2 – 15
XP-20 o TANNATHIN	3 – 8
RESINEX	0 – 6

Tabla 2.23 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas SPERSENE/Cal

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
Cal	Exceso de Cal
SPERSENE	Filtrado y Diluyente
TANNATHIN	Control de Filtrado
XP-20	Diluyente ATAP y control de Filtrado
POLYPAC	Viscosidad y Control de Filtrado API
MY-LO-JEL	Control de Filtrado
POLY-SAL	Control de Filtrado
RESINEX	Control de Filtrado ATAP

Tabla 2.24 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas SPERSENE/Cal

SISTEMA DE AGUA SALADA CON SPERSENE / XP-20K

Los sistemas de agua salada y agua salobre son usados en las operaciones de perforación costa-afuera y costaneras debido a las provisiones inagotables de ese tipo de agua en el sitio de perforación. Otras ventajas derivadas del uso de agua salada o salobre en los fluidos de perforación incluyen el hecho que las arcillas perforadas se hidratan menos que cuando se usa agua dulce.

El pH del agua salada es amortiguado contra los cambios por un equilibrio de solubilidad con el CO₂ atmosférico y el carbonato de calcio sedimentario. Esto significa que cuando se aumenta el pH del agua salada mediante la adición de materiales alcalinos, el CO₂ atmosférico se absorberá en el agua para amortiguar el pH. Como la acumulación de estos carbonatos es perjudicial para las

propiedades del fluido de perforación, se mantiene una concentración excedente de cal (que no está en solución) en el sistema. La cal impide la acumulación de carbonatos y amortigua el pH dentro del rango deseado.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Fig. 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	1 – 5
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 – 10
pH	10.5 – 11.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	3 – 6
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	1 – 1.5
Calcio (mg/l)	40 – 200
Cloruros (mg/l)	20000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	5 – 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 2.1

Tabla 2.25 Propiedades típicas de los sistemas Agua salada con SPERSENE/XP-20K

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 – 550
M-I GEL	10 – 30
Sosa Cáustica	0.2 – 1.5
Cal	0.5 – 10
SPERSENE	5 – 15
XP-20 o TANNATHIN	3 – 8
POLYPAC	0.5 – 2
THERMEX	5 – 10
RESINEX	0 – 6

Tabla 2.26 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas Agua salada con SPERSENE/XP-20K

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
Cal	Tratar para eliminar los carbonatos
SPERSENE	Filtrado y Diluyente
XP-20 K	Diluyente ATAP y control de Filtrado
TANNATHIN	Control de Filtrado y Diluyente
POLYPAC	Estabilidad, control de Filtrado
THERMPAC UL	Control de Filtrado
THERMEX	Control de Filtrado ATAP
RESINEX	Control de Filtrado ATAP
DUO-VIS	Viscosidad a baja velocidad de corte

Tabla 2.27 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas Agua salada con SPERSENE/XP-20K

SISTEMA SATURADO DE AGUA SALADA

Los sistemas saturados de agua salada están diseñados para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación de las secciones de sal. Este ensanchamiento resulta de que la sal contenida en el pozo se disuelve en la fase acuosa “no saturada de sal” del fluido de perforación. La saturación se logra mediante la adición de sal (cloruro de sodio) en el sistema de lodo hasta alcanzar el punto de saturación. La saturación es de aproximadamente 190.000 mg/l de cloruros, según la temperatura.

Cuando se considera usar un fluido de perforación saturado de sal en ambientes de baja densidad, es importante saber que el peso natural del cloruro de sodio saturado es de 10 lb/gal. La densidad mínima de un fluido de perforación saturado de cloruro de sodio es de aproximadamente 10,5 lb/gal. El límite de temperatura de este sistema es menos de 300°F (149°C). Si se anticipan temperaturas de fondo mayores de 300°F (149°C), otros productos base agua de alta temperatura deberían ser usados o el sistema debería ser desplazado con un fluido de perforación base sintético o base aceite.

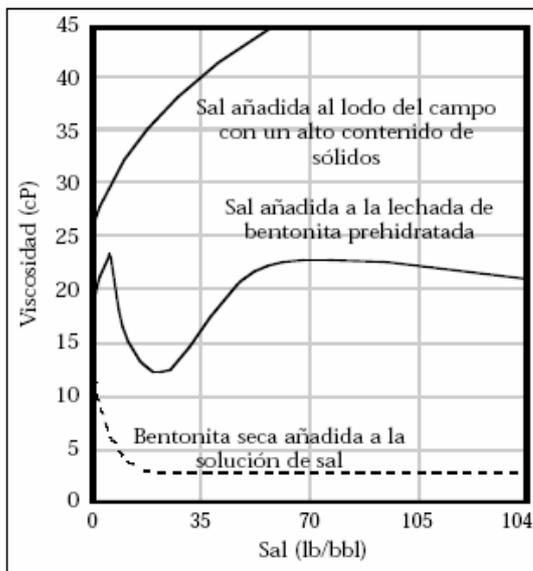


Fig. 2.8 Efecto del contenido de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de sal.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
Sal	Aumentar los cloruros
Carbonato de Sodio	Control de Calcio < 200 mg/l
SPERSENE	Diluyente y control de Filtrado
MY-LO-JEL	Control de Filtrado
POLY-SAL	Control de Filtrado
POLYPAC-UL	Estabilidad y control de Filtrado
SP-101	Control de Filtrado ATAP
DUO-VIS	Viscosidad a baja velocidad de corte
SURFAK-M	Agente Tensoactivo

Tabla 2.30 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas Saturados de Agua salada

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 16
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Fig. 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	1 – 5
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 – 10
pH	10.5 – 12
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	3 – 5
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	1 – 12
Calcio (mg/l)	< 200
Cloruros (mg/l)	190,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	4 – 6, ajustar para la sal
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 2.1

Tabla 2.28 Propiedades típicas de los sistemas Saturados de Agua salada

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 – 550
M-I GEL	10 – 30
Sosa Cáustica	0.2 – 2.5
Carbonato de Sodio	0 – 1
Sal	110 – 125
SPERSENE	5 – 15
POLYPAC-UL	0.5 – 2
SURFAK-M	0 – 2
DUO-VIS	0.25 – 1

Tabla 2.29 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas Saturados de Agua salada

SISTEMAS INHIBIDOS A BASE DE POTASIO

El potasio es uno de los iones más eficaces para minimizar (inhibir) la hidratación de lutita. El carácter inhibidor del potasio se obtiene mediante el intercambio de bases iónicas de iones potasio por iones sodio y/o calcio entre las capas de arcillas, y mediante la fijación del ion potasio en la red cristalina de los minerales arcillosos hinchables. Muchas arcillas hinchables son selectivas respecto al potasio y absorberán el ion potasio antes que el ion sodio. Ver el Anexo 1 sobre Química de Arcillas

SISTEMA DE POLÍMEROS DE CLORURO DE POTASIO

El sistema de polímeros de cloruro de potasio fue desarrollado para estabilizar las lutitas sensibles al agua mediante la inhibición del ion potasio. El carácter inhibidor de este sistema minimiza la hidratación de las lutitas, lo cual minimiza el ensanchamiento del pozo, el embolamiento de la barrena y estabilizadores, el desprendimiento de lutitas, y la reducción de la permeabilidad en las zonas productivas.

El sistema de cloruro de potasio usa la sal de cloruro de potasio (KCl) como fuente principal de iones potasio para la inhibición iónica. Este sistema es más eficaz cuando se usan polímeros para la encapsulación. Los polímeros Celulosa Polianiónica (PAC) (POLYPAC) o Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) (POLYPLUS) pueden ser usados para la encapsulación. Estos polímeros recubren los recortes y las lutitas expuestas, limitando la interacción con el agua. Como

algunas lutitas son más sensibles al agua que otras, la concentración de KCl requerida para inhibir estas lutitas será variable.

Durante las operaciones de perforación, los recortes de lutita deberían ser monitoreados continuamente para determinar la inhibición. Si la concentración de KCl en el sistema no es suficiente, los recortes de lutita serán blandos y esponjosos. Si la concentración de KCl es suficiente, estos recortes mantendrán su integridad.

Las lutitas más antiguas requieren generalmente de 10 a 15 lb/bbl de KCl (3,5 a 5,0%) mientras que las lutitas más recientes pueden requerir de 30 a 50 lb/bbl (8,5 a 15%). El KCl y otros productos químicos deberían ser premezclados antes de añadirlos al sistema para maximizar la rentabilidad de estos productos.

Cuando se usa agua de preparación dura, la dureza debería ser reducida a menos de 300 mg/l con carbonato de sodio antes de añadir los polímeros que son sensibles a la dureza. Como los sistemas de cloruro de potasio son muy sensibles a los sólidos, lo mejor sería mezclar el sistema desde el principio, en vez de convertir un fluido de perforación existente (conteniendo sólidos perforados) a un sistema de cloruro de potasio.

La primera etapa del proceso de mezcla de un sistema de cloruro de potasio consiste en tratar la dureza con carbonato de sodio, luego prehidratar el M-I Gel en agua dulce. Después, añadir KCl, KOH, POLY-PLUS, POLYPAC, DUO-VIS y M-I BAR. Las propiedades reológicas y las tasas de filtración en este sistema son controladas por los materiales poliméricos, los cuales no son térmicamente estables a temperaturas mayores que 300°F. El límite de temperatura del sistema es aproximadamente 300°F. Este sistema es muy sensible a la contaminación de sólidos y calcio, y en general es más costoso que los otros sistemas base agua.

Propiedades Típicas	Formaciones Viejas	Formaciones Recientes
Densidad (lb/gal)	10 – 16	10 – 16
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	20 – 30	20 – 30
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	5 – 10	10 – 15
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	15 – 20	15 – 20
Filtrado (cm ³ /30 min)	10 – 15	5 – 10
Potasio (mg/l)	15,000 – 25,000	55,000 – 100,000
Calcio (mg/l)	< 200	< 200
pH	9.5 – 10	10 – 11
Sólidos de baja gravedad específica (%)	2 – 4	3 – 5
MBT (lb/bbl)	< 25	< 20

Tabla 2.31 Propiedades típicas de los sistemas de Polímeros de Cloruro de Potasio

Productos Típicos	Formaciones Viejas Concentración (lb/bbl)	Formaciones Recientes Concentración (lb/bbl)	Función Principal
Cloruro de Potasio	10 – 15	35 – 70	Fuente de Potasio
POLY-PLUS	0.5 – 1	0.5 – 2	Encapsulación
M-I GEL	8 – 10 (prehidratado)	2 – 5	Viscosidad y Revoque
DUO-VIS	0.5 – 1	0.5 – 1.5	Viscosidad a baja velocidad de corte
POLYPAC	0.5 – 2	0.5 – 3	Control de Filtrado y Encapsulación
Potasa Cáustica (KOH)	0.5 – 1	0.75 – 1.5	pH y Potasio
Carbonato de Sodio	0.5	0.5	Control de Calcio
M-I BAR	Según se requiera	Según se requiera	Densidad

Tabla 2.32 Concentraciones y Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas de Polímeros de Cloruro de Potasio

SISTEMA DURATHERM

El sistema DURATHERM™ es un sistema base agua diseñado para perforar en ambientes ATAP. El sistema es estable en presencia de contaminación causada por calcio soluble, sales y gases ácidos, y puede ser usado a temperaturas superiores a 500°F (260°C). La estabilidad del sistema se debe a su bajo contenido de sólidos coloidales y a productos químicos que son estables a altas temperaturas. El sistema también se usa como fluido de empaque de alta temperatura.

El bajo contenido de sólidos reactivos del sistema DURATHERM se logra reduciendo el contenido de bentonita y sólidos perforados a medida que la densidad del fluido y las temperaturas del pozo aumentan. Se usan materiales poliméricos en lugar de bentonita para proporcionar viscosidad y esfuerzos de gel. Esto minimiza los problemas causados por la floculación de los sólidos arcillosos reactivos a altas temperaturas y los aumentos de viscosidad que resultan de la contaminación química.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	~ Línea de barita / agua (Ver la Fig. 2.1)
Punto cedente (lb/100 pies ²)	6 – 10
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	1 – 5
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	2 – 10
Ph	10.5 – 11.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	2 – 5
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.5 – 1.5
Cloruros (mg/l)	0 – 10,000
Calcio (mg/l)	0 – 200
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	0.5 – 2.5
MBT (lb/bbl)	2 – 12.5

Tabla 2.33 Propiedades típicas de los sistemas DURATHERM

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 – 600
M-I GEL	1 – 10
Sosa Cáustica	0.5 – 1.5
Cal o Yeso	0 – 2
XP-20	15 – 20
POLYPAC	0.5 – 1.5
THERMEX	0 – 12
RESINEX	0 – 6

Tabla 2.34 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas DURATHERM

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Revoque y control de Filtrado
Sosa Cáustica	Aumento del pH
XP-20 K	Diluyente y control de Filtrado
Cal	Eliminar CO ₃ ⁻ por tratamiento y pH
Yeso	Eliminar CO ₃ ⁻ por tratamiento
POLYPAC	Viscosidad / Esfuerzos de Gel
THERMEX	Filtrado AT (alta temperatura) y Estabilizador
RESINEX	Control de Filtrado AT

Tabla 2.35 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas DURATHERM

SISTEMA POLY-PLUS

Los sistemas POLY-PLUS están diseñados para proporcionar la estabilización (inhibición) de luitas y el control de viscosidad en lodos base agua. Estos sistemas usan POLY-PLUS (un polímero PHPA de alto peso molecular), el cual tiene múltiples aplicaciones y ventajas. POLY-PLUS se usa en una variedad de sistemas y aplicaciones especiales para la encapsulación. POLY-PLUS se usa en las siguientes aplicaciones:

1. Durante las operaciones de perforación realizadas en agua clara, POLY-PLUS actúa como floculante total en los sistemas sin bentonita, eliminando los sólidos perforados en la superficie. Las ventajas de esta aplicación incluyen mejor ROP, mayor eficacia de los equipos de control de sólidos y mejor estabilidad del pozo.

2. En los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos, donde POLY-PLUS es usado principalmente para extender M-I GEL. Las ventajas de esta aplicación son un contenido de sólidos más bajo, una ROP más alta, una mejor eficacia del equipo de remoción de sólidos y la minimización del ensanchamiento del pozo. Concentraciones de 0,1 a 0,5 lb/bbl de POLY-PLUS son añadidas a estos sistemas, los cuales contienen de 8 a 12 lb/bbl de bentonita, para aumentar el punto cedente y minimizar la viscosidad plástica. Los sistemas convencionales que no contienen POLY-PLUS suelen contener de 25 a 35 lb/bbl de bentonita.

3. Los sistemas POLY-PLUS verdaderos de bajo contenido de sólidos son usados principalmente para la estabilización de lutitas. Esto se logra por encapsulación, mediante la viscosificación de la fase acuosa, y mediante la absorción del agua libre por el polímero. La encapsulación es el proceso por el cual POLY-PLUS envuelve las laminillas de arcilla, lo cual impide que el agua entre dentro de la estructura entre capas de las arcillas. POLY-PLUS también aumenta la viscosidad de la fase líquida, lo cual modera el movimiento del fluido dentro de la estructura entre capas de las arcillas. POLY-PLUS también adsorbe el agua de la fase líquida, reduciendo la cantidad de agua disponible para entrar en la estructura de las arcillas.

En este sistema, la concentración de polímero activo (POLY-PLUS) se mantiene entre 1 y 2 lb/bbl. A esta concentración, los sitios aniónicos en los polímeros exceden los sitios catiónicos disponibles en la bentonita y las arcillas perforadas, resultando en la encapsulación de las arcillas reactivas en el lodo y en la pared del pozo. Esta condición se describe frecuentemente como el "control de la cresta de viscosidad". La estabilidad de este sistema depende del mantenimiento de la concentración de polímeros dentro del rango apropiado y del control del contenido de sólidos arcillosos del sistema a menos de 6%. Si la concentración de polímeros es demasiado baja o la concentración de sólidos es demasiado alta, se necesitarán desfloculantes aniónicos (diluyentes) para estabilizar las propiedades de flujo. Si se usan desfloculantes, la estabilización y encapsulación de lutitas serán reducidas ya que los sitios aniónicos fuertes de los desfloculantes compiten con los sitios de POLY-PLUS para los sitios catiónicos de las arcillas. Por lo tanto, si desfloculantes son requeridos, se debería usar TACKLE®, ya que éste no reduce el punto cedente tanto como el lignosulfonato o el lignito. La densidad máxima de un sistema POLY-PLUS verdadero es de 12 a 13 lb/gal, debido a la intolerancia de sólidos, a menos que se usen desfloculantes para estabilizar las propiedades de flujo.

4. Para la estabilización de lutita. POLYPLUS puede ser añadido a cualquier sistema de bajo pH, agua dulce o tratado con KCl para reducir el derrumbamiento y levantamiento de la lutita. POLY-PLUS también reducirá el torque y arrastre, e impedirá el embolamiento de la barrena y del conjunto de fondo (BHA).

5. A veces se añade POLY-PLUS a una parte del sistema activo para aumentar la viscosidad y luego limpiar el pozo con colchones viscosos. Este procedimiento se usa en áreas de alta ROP, tal como cuando se perfora a través de gumbo y lutita blanda, y en el conjunto de riser de los equipos flotantes costafuera. POLY-PLUS se puede añadir en cantidades concentradas directamente a la tubería de perforación, en las conexiones. La mayoría de los sistemas de fluido de perforación existentes pueden ser convertidos a sistemas POLY-PLUS, pero es mucho más conveniente mezclar un sistema POLY-PLUS limpio desde el principio.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 – 13
Viscosidad embudo (seg/qt)	32 – 45
Viscosidad plástica (cP)	6 – 10
Punto cedente (lb/100 pies ²)	10 – 20
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	3 – 6
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 – 10
pH	8.5 – 10
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.2 – 1
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 0.5
Calcio (mg/l)	< 300
Cloruros (mg/l)	0 – 190,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 – 10
MBT (lb/bbl)	7.5 – 17.5

Tabla 2.36 Propiedades típicas de los sistemas POLY-PLUS

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	300
M-I GEL	2.5 – 10
POLY-PLUS	0.5 – 1.5
Sosa Cáustica y KOH	0.5 – 1
POLYPAC	0.5 – 2
SP-100	0.5 – 2.5
DUO-VIS	0.5 – 1
TACKLE	0.1 – 1

Tabla 2.37 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas POLY-PLUS

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de Filtrado
POLY-PLUS	Inhibición y entendedor de gel
Sosa Cáustica y KOH	Control de pH
POLYPAC	Control de Filtrado
SP-100	Control de Filtrado
POLYSAL	Control de Filtrado
Carbonato de Sodio	Control de la Dureza
DUO-VIS	Control de las viscosidades a bajas velocidades de corte
TACKLE	Reducir los esfuerzos de gel
KCl y NaCl	Inhibición Iónica

Tabla 2.38 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas POLY-PLUS

Para mezclar un sistema POLY-PLUS densificado, se puede usar la siguiente formulación como guía:

Producto Químico	Cantidad (lb/bbl)
MI-GEL (prehidratado)	1 – 5
Sosa Cáustica o KOH	0.25
POLY-PLUS	1 – 2.5
DUO-VIS	0.2 – 1
POLYPAC	0.5 – 2
TANNATHIN o RESINEX	2 – 5

Tabla 2.39 Formulación guía para mezclar un sistema POLY-PLUS densificado

SISTEMA DRILPLEX

El sistema DRILPLEX™ de hidróxido de metales mezclados es un sistema de fluido de perforación catiónico, floculado, de bajo contenido de sólidos que proporciona excelentes características de limpieza del pozo y suspensión de sólidos. El producto clave de este sistema es el DRILPLEX catiónico (hidroxilo aluminico de polimagnesio inorgánico), el viscosificador que proporciona la reología especial del sistema. Los viscosificadores DRILPLEX HT y DRILPLEX LT son usados en aplicaciones de alta y baja temperatura, respectivamente. La capacidad de viscosidad y suspensión de una lechada de gel no tratada es aumentada considerablemente mediante el uso de DRILPLEX. La lechada de DRILPLEX/gel básica tiene una baja viscosidad plástica, un alto punto cedente, altos esfuerzos de gel frágiles y un alto filtrado.

En este sistema, la viscosidad y los esfuerzos de gel son obtenidos mediante la floculación de la bentonita totalmente hidratada con DRILPLEX. Este mecanismo depende de la reacción de las cargas catiónicas del DRILPLEX con las cargas aniónicas de la bentonita para formar una lechada floculada. Por este motivo, los materiales aniónicos no pueden ser usados en este sistema sin sacrificar las características reológicas que le son exclusivas. Cualquier material sólo debe ser usado después de realizar pruebas piloto, incluyendo todos los aditivos de almidón. Incluso pequeñas cantidades de un material aniónico pueden reducir considerablemente el punto cedente, la viscosidad a muy baja velocidad de corte y los esfuerzos de gel. Esto hace que los almidones especializados sean los únicos materiales de control de filtración que sean compatibles con el sistema. El almidón está sujeto a la fermentación; por lo tanto, se recomienda un pH de 11,0 a 11,5 y tratamientos con un biocida no iónico para impedir la fermentación. El pH de los sistemas DRILPLEX debería ser mantenido entre 10,5 y 11,5. La reología se reduce a niveles de pH < 10.

Este sistema es muy sensible a los sólidos, por lo tanto los sólidos de baja gravedad específica deben ser controlados a 5% o menos mediante la remoción mecánica y/o dilución. El peso de lodo máximo para este sistema es de aproximadamente 13 lb/gal.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8.8 – 13
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)	Valor mínimo Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	15 – 60
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	10 – 60
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	10 – 60
pH	10.5 – 11.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.7 – 1.8
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.6 – 1.5
Calcio (mg/l)	< 80
Cloruros (agua dulce) (mg/l)	100 – 15,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	< 5
MBT (lb/bbl)	10 – 20

Tabla 2.40 Propiedades típicas de los sistemas DRILPLEX

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 – 350
GEL SUPREME	8 – 12
DRILPLEX	0.8 – 1.2
Almidón no iónico	3 – 8

Tabla 2.41 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas DRILPLEX

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
GEL SUPREME	Viscosidad
Sosa Cáustica	Aumento del pH
DRILPLEX	Viscosidad
Almidón no iónico	Control de Filtrado

Tabla 2.42 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas DRILPLEX

SISTEMA GLYDRIL

El sistema GLYDRIL™ es un sistema base agua de polímeros mejorados que usa la tecnología de poliglicol para proporcionar un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad del pozo, control de filtrado ATAP y lubricidad. Este sistema también es ideal para perforar las arenas agotadas donde la pegadura por presión diferencial causa grandes problemas, en las operaciones de agua profunda, y para la perforación de pozos de alto ángulo en las formaciones reactivas donde la estabilidad del pozo y el torque y arrastre son motivos de preocupación.

Otras ventajas incluyen el mejoramiento de la integridad de los recortes y de la calidad del revoque, la reducción de las tasas de dilución, menos ensanchamiento del pozo, una mayor tolerancia de sólidos, un mejor rendimiento de las barrenas PDC, la reducción del embolamiento de la barrena y una velocidad de perforación (ROP) más alta. El sistema GLYDRIL también es aceptable desde el punto de vista ambiental, debido a su baja toxicidad y a sus reducidas frecuencias de eliminación de desechos.

Aunque el sistema de polímeros mejorados GLYDRIL logre cierta inhibición mediante adsorción química, el fenómeno del punto de enturbiamiento es el

mecanismo principal para la inhibición y estabilización. El punto de enturbiamiento es la temperatura a la cual el poliglicol pasa de ser totalmente soluble a insoluble.

A las temperaturas que exceden el punto de enturbiamiento, los poliglicoles forman gotas coloidales, o micelas, que resultan en una microemulsión. A este fenómeno se le atribuye frecuentemente el nombre de "Emulsión de Lodo Activada Térmicamente" (TAME). Este efecto TAME proporciona la estabilidad del pozo de tres maneras diferentes:

- Mediante la adsorción química.
- Mediante la microemulsión y el taponamiento de los poros por el filtrado.
- Proporcionando un revoque más delgado y menos poroso.

Estos sistemas de polímeros de poliglicol son más eficaces cuando son usados con una sal inhibidora, como KCl, para la inhibición iónica, y un polímero encapsulador como POLYPAC o POLY-PLUS. Por lo tanto, se recomienda mantener sal de cloruro de sodio o cloruro de potasio en el sistema. Se puede maximizar las ventajas del sistema haciendo coincidir el punto de enturbiamiento de los poliglicoles con la temperatura de fondo o la temperatura de la formación que se está perforando. Esto resulta en la adsorción de los poliglicoles insolubles en el pozo y dentro del revoque. Esta adsorción de los poliglicoles insolubles en la formación de arcilla/lutita forma una barrera protectora contra el agua y sus efectos dañinos. La adsorción de los poliglicoles insolubles en el revoque de las formaciones permeables reduce el espesor del revoque y las tasas de pérdida por filtración. Como el poliglicol insoluble tiene una afinidad con las superficies, puede recubrir los sólidos y las superficies expuestas, proporciona la lubricación y reduce el embolamiento.

La mayoría de los sistemas de polímeros de poliglicol están diseñados para que el poliglicol se vuelva totalmente soluble al enfriarse mientras está siendo bombeado hacia la superficie, a través del espacio anular. Sin embargo, algunos sistemas de polímeros de poliglicol están diseñados de manera que el poliglicol permanezca insoluble en todo momento. Varios glicoles están disponibles con una amplia variedad de puntos de enturbiamiento para lograr el que se desea obtener.

Las principales preocupaciones relacionadas con el mantenimiento de un sistema de polímeros de poliglicol son:

- El monitoreo y el mantenimiento de la concentración apropiada de polímeros;
- El control de los sólidos dentro de los rangos apropiados y
- El mantenimiento de la concentración y del tipo apropiado de poliglicol en el sistema, para obtener el efecto TAME.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 – 15
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Fig. 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	2 – 25
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 – 50
pH	8 – 10
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.2 – 2
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 1
Calcio (mg/l)	100
Cloruros (agua dulce) (mg/l)	0 – 190,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	< 5
MBT (lb/bbl)	< 20

Tabla 2.43 Propiedades típicas de los sistemas GLYDRIL

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 – 350
M-I GEL	2.5 – 12.5
KOH o Carbonato de Sodio	0.25 – 1.5
POLY-PLUS	0 – 2
DUO-VIS	0.25 – 1.5
POLYPAC	1 – 5
GLYDRIL	2 – 5%
Salmuera NaCl o KCl	0 – 20%

Tabla 2.44 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas GLYDRIL

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de Filtrado
Sosa Cáustica o KOH	Aumento del pH
POLY-PLUS	Encapsulación e Inhibición
DUO-VIS	Viscosidad y Suspensión
POLYPAC	Control de Filtrado y Encapsulación
GLYDRIL GP, LC, MC o HC	Inhibición y Lubricidad
Salmuera NaCl o KCl	Inhibición Iónica

Tabla 2.45 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas GLYDRIL

SISTEMA SILDRIL

El sistema SILDRIL™ es un sistema de sal/polímero que utiliza el silicato de sodio para mejorar la inhibición. El sistema fue desarrollado para proporcionar la inhibición de lutitas y la estabilidad del pozo en áreas problemáticas donde normalmente se usarían fluidos base aceite o sintético. Las formaciones tales como las formaciones de lutita microfracturada, tiza, o las formaciones con arcillas dispersivas interestratificadas son las aplicaciones donde se debería considerar el uso de un sistema SILDRIL.

La inhibición y la estabilidad del pozo se logran cuando los silicatos solubles se precipitan para formar una película de silicato insoluble que impide el contacto del agua con la lutita (arcilla) del pozo, o la invasión dentro de las formaciones permeables. A medida que los silicatos solubles entran en contacto con la superficie de las lutitas (arcillas) de bajo pH, el pH disminuye y se produce una reacción con los cationes divalentes (Ca²⁺, Mg²⁺) en/dentro de la lutita, para formar

un revestimiento de silicato de calcio y/o de magnesio. Los silicatos solubles sólo son estables a valores de pH superiores a 10,4 y en la ausencia de cationes divalentes. Los silicatos se precipitan cuando los valores de pH son inferiores a 10,4 o en la presencia de cationes divalentes. Por lo tanto, el pH debería ser controlado a 11,0 o a un valor más alto, y los cationes multivalentes deberían ser precipitados con carbonato de sodio. La concentración óptima de silicatos activos al 50% es de aproximadamente 30 lb/bbl.

Es muy importante que la concentración de silicatos en el sistema sea controlada porque las tasas de agotamiento del silicato pueden ser altas cuando se perforan lutitas reactivas. Para que el sistema SILDRIL proporcione una buena inhibición, la concentración de silicato debe ser monitoreada y mantenida dentro del rango apropiado.

Proceder con cuidado al perforar yacimientos donde el agua de formación contiene altas concentraciones de Ca^{2+} o Mg^{2+} . Si el agua de formación tiene altas concentraciones de Ca^{2+} o Mg^{2+} o el pH del filtrado invadido disminuye con el tiempo, algunos daños pueden producirse debido a la precipitación del silicato de calcio (cemento) o a la solidificación del silicato de sodio dentro de la garganta del poro de la matriz de la roca. Sin embargo, si la completación incluye la tubería de revestimiento cementada y perforaciones, esto no debería presentar ningún problema. Cuando se mezcla un sistema SILDRIL, se debe usar agua dulce – o el agua que fue tratada con carbonato de sodio para eliminar cualesquier iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}) –. De lo contrario, estos iones eliminarán el silicato de la solución mediante precipitación, a medida que se agrega el silicato al agua de preparación.

El sistema SILDRIL no tolera los sólidos tanto como la mayoría de los otros sistemas de lodo inhibidos y no es recomendado para las aplicaciones donde se requieren densidades mayores que 13,5 lb/gal. Como el sistema SILDRIL es sensible a los sólidos, altas tasas de dilución serían requeridas para proporcionar propiedades de flujo estables en las aplicaciones de SILDRIL de alta densidad.

Como SILDRIL es un sistema costoso de alto rendimiento, se recomienda usarlo solamente para los pozos dificultosos que contienen lutitas sensibles al agua. La estabilidad térmica del sistema SILDRIL es de aproximadamente 250°F (121°C).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8.8 – 13.5
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 – 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Fig. 2.1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Fig. 2.1
Esfuerzo de Gel inicial (lb/100 pies ²)	2 – 25
Esfuerzo de Gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 – 50
pH	> 11
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	1 – 3
P _r (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.8 – 2.5
Calcio (mg/l)	< 100
Cloruros (agua dulce) (mg/l)	60 – 120,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	< 5
MBT (lb/bbl)	< 15

Tabla 2.46 Propiedades típicas de los sistemas SILDRIL

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 – 300
SILDRIL (activo)	3 – 4%
Carbonato de Sodio	0.5 – 1.5
DUO-VIS	0.5 – 1.5
POLYPAC (UL)	1 – 3
GLYDRIL	0 – 5%
Salmuera NaCl o KCl	25 – 40

Tabla 2.47 Concentraciones típicas de los materiales utilizados en los sistemas SILDRIL

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
SILDRIL	Inhibición
Carbonato de Sodio	Precipitar la Dureza
DUO-VIS	Viscosidad y Suspensión
POLYPAC (UL)	Control de Filtrado
GLYDRIL	Inhibición y Lubricidad
Salmuera NaCl o KCl	Fluido base y actividad

Tabla 2.48 Función principal de los productos típicos utilizados en los sistemas SILDRIL

BASE ACEITE ¹⁵

En los siguientes párrafos hablaremos de los aspectos específicos de los lodos base aceite VERSA. El nombre de los sistemas VERSA depende del aceite base usado y de la aplicación especial (función). Los sistemas primarios son los siguientes:

NOMBRE DEL SISTEMA	ACEITE BASE
VERSADRIL	ACEITE DIESEL
VERSACLEAN	ACEITE MINERAL

Cualquiera que sea el nombre del sistema, dos categorías generales pueden ser aplicadas a todos los sistemas VERSA:

1. **Convencional.** Los sistemas VERSA convencionales usan normalmente el emulsificante VERSAMUL® y el agente humectante VERSACOAT® en la formulación, tienen bajas tasas de filtración y usan cal para formar jabones a base de calcio. Éstas son emulsiones “fuertes” y muy estables que tienen un filtrado API (100 psi) nulo. En general tienen una estabilidad eléctrica alta y un filtrado de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) controlado de menos de 10 cm³ a 500 psi y 300°F, sin agua en el filtrado.

2. **Filtrado relajado.** Los sistemas VERSA de filtrado relajado usan normalmente VERSACOAT como emulsificante y VERSAWET® como agente humectante en la formulación, tienen altas tasas de filtración y se basan en la química de “agente tensoactivo” para formar la emulsión (no requieren cal para formar jabones de calcio). Éstas son emulsiones ligeramente menos estables, usadas intencionalmente con filtrados ATAP más altos que los lodos convencionales de emulsión inversa. Es normal que estas emulsiones tengan un poco de agua en el filtrado ATAP. También pueden tener un filtrado API (100 psi) medible. Las emulsiones son débiles y la estabilidad eléctrica será más baja que la de los lodos convencionales de emulsión inversa. Los sistemas de filtrado relajado normalmente no contienen aditivos de control de filtrado. Los sistemas de filtrado relajado están diseñados para ser rentables y aumentar las velocidades de penetración.

Los sistemas VERSA son lodos base aceite de emulsión inversa que pueden ser formulados y diseñados para satisfacer una amplia gama de aplicaciones y requisitos. Las descripciones y formulaciones de sistemas proporcionadas a continuación son presentadas como base y guía para la amplia gama de fluidos que pueden ser obtenidos con la línea de productos base aceite VERSA.

SISTEMAS VERSA CONVENCIONALES

Los sistemas VERSA convencionales son fluidos de perforación base aceite de emulsión inversa, térmicamente estables y emulsionados de manera muy estable. Los sistemas convencionales pueden ser formulados para cualquier aplicación de lodo base aceite. (Debido al gran número de aceites base que hay disponibles, algunas áreas usan nombres de sistema especiales. Ocasionalmente, el nombre del aceite base usará el nombre del sistema, seguido por un sufijo "B", tal como ECOGREEN™ B.) VERSAMUL es el emulsificante primario para los sistemas VERSA convencionales. VERSAMUL debe reaccionar con cal para formar un jabón de calcio que actuará como emulsificante. El sistema debe permanecer alcalino en todo momento para funcionar correctamente. Una libra de cal debería ser añadida al sistema por cada libra de VERSAMUL añadida. Se agregará más cal según las necesidades para mantener 3 lb/bbl de exceso de cal en el sistema.

VERSACOAT es el agente humectante primario para los sistemas VERSA convencionales y proporciona la emulsificación secundaria. Se usa la arcilla organofílica VG-69® para viscosificar el fluido para suspender el material densificante y proporcionar esfuerzos de gel. Otras arcillas organofílicas están disponibles, incluyendo VG-PLUS™, VG-HT™ y otras, según la formulación y los requisitos. Si se requiere más viscosidad, se puede usar VERSAMOD™ o HRP®.

La salmuera de cloruro de calcio suele ser usada como fase interna de la emulsión inversa. La cantidad de salmuera, o relación Aceite:Agua (A/A), afectará las propiedades y la formulación. Se puede usar cualquier concentración de cloruro de calcio hasta 38% en peso. Los sistemas VERSA tienen generalmente un filtrado suficientemente bajo con la formulación básica. Sin embargo, si se requiere un filtrado ultra-bajo, VERSATROL® es el aditivo de control de filtración preferido. Se puede usar VERSALIG® si no se permite usar asfalto o gilsonita. Pruebas piloto deberían ser realizadas para determinar la cantidad exacta de VERSATROL® o VERSALIG® que debe ser usada en una formulación determinada.

Cuando se mezcla un sistema convencional, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica (VG-69).
3. HRP o VERSAMOD.
4. Cal.
5. VERSAMUL®.
6. VERSACOAT (dejar mezclar por 20 minutos).

7. Salmuera CaCl_2 (añadir lentamente).
8. Material densificante.
9. VERSATROL (dejar mezclar durante 30 a 60 minutos).

SISTEMAS VERSA DE FILTRADO RELAJADO

Los sistemas VERSA relajados son fluidos emulsionados de manera menos estable, resultando en un filtrado más alto que ayuda a maximizar las velocidades de penetración. Estos sistemas económicos combinan las propiedades inhibitoras que son inherentes a los fluidos de perforación base aceite, con altas velocidades de penetración. Los sistemas VERSA de filtrado relajado usan VERSACOAT como emulsificante primario, VERSAWET como agente humectante y VG-69 y HRP como viscosificadores y agentes gelificantes. La salmuera de cloruro de calcio (CaCl_2) a 25% en peso constituye normalmente la fase interna, pero se puede usar cualquier porcentaje en peso deseado hasta 38%. En general no se usa ningún aditivo de filtrado en los sistemas relajados. Cuando se mezcla un sistema relajado, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica (VG-69).
3. HRP o VERSAMOD.
4. VERSACOAT.
5. VERSAWET.
6. Cal (mezclar durante 20 minutos).
7. Salmuera CaCl_2 (añadir lentamente).
8. Material densificante (mezclar durante 30 a 60 minutos).

SISTEMAS VERSA MEJORADOS REOLÓGICAMENTE

Los sistemas VERSA mejorados reológicamente utilizan altas viscosidades a muy baja velocidad de corte (LSRV) para mejorar la limpieza del pozo en los pozos de alto ángulo. El tratamiento con un modificador reológico de LSRV aumentará la LSRV en cualquier sistema VERSA. Estos sistemas pueden ser un sistema convencional o un sistema de filtrado relajado. Se puede usar VERSAMOD o HRP para modificar la LSRV de los sistemas VERSA convencionales. Sin embargo, se recomienda usar solamente HRP para modificar la LSRV de los sistemas Versa de filtrado relajado. *OBSERVACIÓN: VERSAMOD no es usado en los sistemas relajados porque requiere un alto contenido de cal para ser eficaz, y estos sistemas normalmente no usan un alto contenido de cal.*

VERSAMOD es un agente gelificante orgánico que aumenta la LSRV y los esfuerzos de gel, teniendo muy poco efecto sobre las viscosidades a alta velocidad de corte. El mayor contenido de agua (A/A más baja) mejora el rendimiento de

VERSAMOD, y la concentración necesaria para lograr el efecto deseado es más baja. También se requiere la adición de una libra de cal por cada libra de VERSAMOD usado para lograr el efecto deseado. Se debe someter VERSAMOD a condiciones de alto esfuerzo de corte o altas temperaturas para que pueda producir su efecto máximo.

Como la mayoría de las plantas de lodo líquido no tienen la capacidad de someter VERSAMOD a condiciones que permitan activarlo totalmente, será necesario tomar precauciones para evitar el sobre tratamiento al mezclar VERSAMOD u otros aditivos de ácido graso en una planta de lodo. Una vez en el equipo de perforación, estos aditivos aumentarán fácilmente la viscosidad al ser sometidos al esfuerzo de corte a través de la barrena y al ser expuestos a las temperaturas, produciendo propiedades reológicas excesivas en caso de sobretreatmento. HRP es el viscosificador preferido para aumentar la reología con el fin de suspender el material densificante antes de enviar el lodo hacia el equipo de perforación. Este producto aumenta la viscosidad mejor en la planta de lodo y producirá una viscosidad más estable a medida que el sistema circula en el pozo. HRP es un agente gelificante de poliamida que aumenta el punto cedente y los esfuerzos de gel, produciendo efectos mínimos sobre la viscosidad plástica. A diferencia de VERSAMOD, el cual actúa con la fase de agua emulsionada, HRP requiere y actúa sobre los sólidos activos (arcilla organofílica o sólidos perforados) para viscosificar un fluido. Al diseñar un sistema VERSA mejorado reológicamente, se requiere un medidor VG (viscosímetro) de seis velocidades para verificar las propiedades reológicas.

Cuando se mezcla un sistema VERSA mejorado reológicamente, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica (VG-69).
3. Cal.
4. VERSAMOD o HRP.
5. VERSAMUL.
6. VERCACOAT (dejar mezclar por 20 minutos).
7. Salmuera CaCl_2 (añadir lentamente).
8. Material densificante.
9. VERSATROL (dejar mezclar durante 30 a 60 minutos).

SISTEMAS TRUCORE

Los sistemas TRUCORE™ son sistemas 100% base aceite o con un contenido de agua mínimo. Estos sistemas son generalmente usados para las operaciones de extracción de núcleos donde se desea evitar la invasión del fluido

de perforación que contiene agua emulsionada o cambios de la humectabilidad causados por altas concentraciones de emulsificantes y agentes humectantes.

Los sistemas TRUCORE™ pueden ser formulados a partir de cualquier aceite base, usando varios métodos. Con estos sistemas 100% aceite, lo difícil es obtener una viscosidad adecuada, al igual que con los primeros lodos base aceite. Una solución consiste en usar una concentración muy alta, 15 a 30 lb/bbl, de aditivos asfálticos como VERSATROL o STABIL HOLE®. Otro método consiste en usar la combinación de HRP con una arcilla organofílica y una cantidad menor de VERSATROL. Un tercer método usa la combinación de asfalto, arcilla organofílica y un polímero viscosificador de aceite. Existe un gran número de polímeros de este tipo, los cuales requieren pruebas piloto específicas para identificar una formulación apropiada.

Los viscosificadores poliméricos pueden ser usados para mejorar aún más la viscosidad del sistema TRUCORE™ básico. Cualquiera que sea la formulación usada, los sistemas TRUCORE™ aumentan su viscosidad cuando se usan arcillas organofílicas especiales de alto rendimiento tales como VG-HT o VERSAVERT VIS. Estos sistemas pueden ser formulados con cantidades mínimas de emulsificante y agente humectante, ya que no contienen agua adicional. Además, la selección de un emulsificante y agente humectante es menos importante. De hecho, la selección de un emulsificante y agente humectante potente (como VERSAMUL y VERSAWET, los cuales son generalmente usados en otros sistemas base aceite) puede ser perjudicial porque estos productos pueden cambiar la humectabilidad.

Los sistemas pueden ser fácilmente formulados con sólo 1 lb/bbl de VERSAMOD y 1 lb/bbl de VERSACOAT, de manera que la humectabilidad del núcleo sea menos afectada. Aunque no se agregue agua al sistema, éste suele captar agua de los tanques durante el desplazamiento y la perforación; por lo tanto, el contenido de agua efectivo está comprendido en el rango de 3 a 5%. Los valores ATAP bajos son muy buenos indicadores de la capacidad que un fluido de extracción de núcleos tiene para minimizar la invasión de fluido.

Los valores ATAP bajos representan una de las ventajas obtenidas al usar una alta concentración de VERSATROL. Los agentes puenteantes son sumamente importantes para minimizar la invasión del núcleo, además de los valores ATAP bajos. La barita y el carbonato de calcio molido (como LO-WATE™ o SAFE-CARB®) son excelentes agentes puenteantes. La cantidad y la granulometría del agente puenteante son importantes. Como regla general, para iniciar el puenteo se necesita 15 a 30 lb/bbl de agente puenteante con un tamaño de partícula mediano comprendido entre la mitad y un tercio del diámetro de garganta del poro más grande.

Cuando se mezcla un sistema TRUCORE™, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica de alto rendimiento tal como TRUVIS™.
3. HRP™.
4. Cal.
5. Emulsificante o agente humectante: VERSACOAT®, VERSAMOD™, VERSAWET®, VERSAMUL®, etc. (mezclar durante 20 minutos).
6. VERSATROL® (mezclar durante 30 a 60 minutos).
7. Materiales densificantes.

ANEXO 3

*Clasificación de Aditivos*¹

El contenido de este anexo es un resumen de los diferentes grupos de aditivos químicos comúnmente utilizados en la formulación de los fluidos de perforación, basados en su composición, origen, limitaciones y compatibilidad con otros productos. Para simplificar la clasificación, los aditivos se agruparán de la siguiente manera:

- . Minerales
- . Polímeros naturales
- . Polímeros Sintéticos
- . Sales inorgánicas
- . Materiales simples comerciales

⇒ MINERALES

Estos materiales se explotan como minerales y son utilizados prácticamente sin modificación, sin otro procesamiento que su extracción, clasificación, secado y molienda. Esto es en contraste con los otros productos que requieren modificación o deben ser especialmente manufacturados.

- . Barita

El Sulfato de Bario (SO_4Ba) natural, contiene generalmente, 65.7% de BaO y 34.3% de SO_3 . La gravedad específica del material es entre 4.2 – 4.6. La gravedad específica de la barita comercial se ve reducida por la presencia de impurezas tales como cuarzo, calcita, anhidrita, etc. Al tener la barita contaminación de un material de hierro la gravedad específica tiende a aumentar. El color del material varía de gris claro a marrón. La barita se origina en varios tipos de medio ambiente sedimentarios, también en rocas ígneas y metamórficas. Los depósitos comerciales de barita se encuentran como depósitos residuales, llenando cavidades o en forma de formaciones enteras. Una vez que se identifico un yacimiento se debe efectuar un estudio intensivo para determinar las propiedades. La barita comercial debe tener una gravedad específica por lo menos de 4.2, y contener menos de 250 ppm de metales de las tierras alcalinas solubles, determinado como ión de Calcio. Como la barita pura tiene una gravedad

específica de 4.2 , el mineral puede permitir una contaminación de hasta el 15% sin disminuir su gravedad específica por debajo de 4.2. El mineral es insoluble en agua y no reacciona con los otros compuestos del fluido de perforación. La presencia de materiales de arcilla va brindar viscosidades excesivas. Yeso y carbonatos pueden impedir también su uso comercial. Minerales como la pirita pueden oxidarse y formar sales solubles que afectarán de una forma adversa las propiedades del fluido. Para contrarrestar los efectos de posibles contaminantes a veces se mezcla la barita con pequeñas cantidades de lignosulfonato o SAAP. La barita se puede utilizar para alcanzar densidades de hasta 22 lpg, por lo tanto en "lodos" base agua como en "lodos" base aceite. Al lograrse densidades de más de 19 lpg los valores reológicos son muy elevados debido al alto contenido de sólidos.

- . Minerales de Hierro

Este grupo incluye a todos los minerales que contienen hierro como el componente dominante. Entre ellos se pueden mencionar

- . Hematita
- . Magnetita
- . ilmenita
- . Siderita

Los yacimientos de estos materiales son muy amplios en una escala mundial. La matriz de estos materiales es generalmente Sílice, y además de esto pueden contener una gran cantidad de impurezas. Muchas veces es imposible removerlos de una forma efectiva y los mismos dañarán las propiedades del fluido de perforación. Los efectos que estas impurezas pueden causar son altos valores reológicos.

- . Óxidos de Hierro

Los óxidos naturales como la hematita fueron los primeros materiales utilizados para incrementar la densidad de los fluidos de perforación. Su uso fue general en los años 40's, y a partir de ahí fue remplazado por la barita, ya que se hallaron hallazgos significativos de yacimientos de este mineral en todo el mundo. Los óxidos de hierro son una combinación de hematita/magnetita y tienen un fuerte comportamiento ferromagnético. El campo magnético asociado con la rotación de la tubería de perforación causa una atracción y deposición de mineral en la tubería. Los perfiles eléctricos basados en magnetismo son muy imprecisos si se utiliza este material. El material más adecuado de este grupo se explota en Brasil y se denomina Itabarita. En el proceso de manufactura el óxido de hierro se calienta (proviene de residuos de pirita), y se trata con ácido sulfúrico. Este mineral tiene una estructura semejante a la mica donde el 80 – 85% del material tiene un

tamaño de distribución de partícula de menos de 325 mesh. El material no es tóxico ni magnético y es prácticamente inerte. Su abrasividad es baja y la gravedad específica es de 5.10.

En Alemania se manufactura un óxido de hierro con una gravedad específica de 4.70. Es una partícula redonda de estructura altamente cristalina. Como es un producto manufacturado contiene pocas impurezas. Por lo tanto el efecto del producto sobre las características del fluido de perforación es mínimo. Los óxidos de hierro poseen una buena mojabilidad en aceite, pero son difíciles de mantener en suspensión en "lodos" base agua, teniendo una fuerte tendencia de asentarse. La hematita puede utilizarse para obtener densidades de hasta 23.0 lpg. Otro óxido de hierro sintético es el Fe_3O_4 . Es utilizado como secuestrador de H_2S . El material es Ferromagnético y las partículas son esféricas y porosas, siendo su costo tan elevado que impide su aplicación. La gravedad específica es de 4.5 – 4.6.

- Carbonato de Hierro

Este mineral natural se denomina siderita y es químicamente FeCO_3 . Puede tener pequeñas cantidades de óxido de hierro como impureza, lo mismo que puede estar asociado con dolomita, calcita y cuarzo. La siderita es soluble en ácido clorhídrico caliente, lo mismo que en ácido fórmico, y su principal aplicación es en la formulación de fluidos de completación. La gravedad específica es de 3.7 – 3.9. Se puede utilizar tanto en "lodos" base agua como en "lodos" base aceite, para obtener densidades de hasta 19.0 lpg.

- Óxido de Titanio

Es ilmenita u óxido de titanio (TiO_3Fe). Es inerte y su gravedad específica es de 4.6, lo que lo hace atractivo como densificante. La abrasividad del material es más alta que la de la barita. Las densidades máximas obtenibles con ilmenita son de 23.0 lpg.

- Carbonato de Calcio

El revoque que presenta en las formaciones productoras puede ser removido con ácido clorhídrico diluido. El origen de este producto es a partir de mármol molido a diferente granulometría. Se dispersa con más facilidad en los "lodos" base aceite comparado con la barita. La gravedad específica del producto es de 2.6 – 2.8, siendo la máxima densidad obtenible de 12 lpg. La Dolomita es carbonato de calcio y magnesio, tiene propiedades similares al producto anterior.

- Sulfato de Estroncio

Este material llamado Celestita es químicamente SO_4Sr y su gravedad específica es de 3.7 – 3.9 y no es soluble en ácido. Su uso es muy reducido.

- Sulfato de Plomo

Galena (SPb) con una gravedad específica de 7.4, 7.7, es solamente utilizada para preparar píldoras de alta densidad para controlar presiones muy altas, siendo este producto caro y tóxico. La densidad máxima obtenible es de 30 lpg, requiriéndose 1200 libras de galena para preparar un barril del fluido.

- Sales Solubles

Se utilizan principalmente en las operaciones de completación para la formulación de fluidos libres de sólidos para causar mínimo daño a la formación. Las densidades de los fluidos varían entre 9 – 21.5, dependiendo de la naturaleza de la sal. Algunas de las sales como cloruro de sodio y de calcio tienen aplicación en la formulación de los fluidos de perforación con el doble propósito de incrementar la densidad e inhibir las formaciones sensibles al agua.

- Bentonita

El primer depósito comercial fue hallado por William Taylor en Wyoming. El material es suave y graso al tacto. La bentonita consiste de arcillas de grano fino con por lo menos 85% de contenido de montmorillonita, y pertenece a la familia de minerales de arcilla llamada smectitas. Esta bentonita puede ser sódica o cálcica dependiendo de la composición del catión dominante. En términos de performance el mineral se puede clasificar como de alto performance o alta cedencia o baja cedencia. Los depósitos encontrados en Wyoming, Dakota del Sur y Montana son los de mejor calidad debido a su rendimiento, control de viscosidad y de la filtración. Las propiedades coloidales del material pueden variar aun en el mismo depósito. Los yacimientos son lenticulares y en estratos que pueden tener un espesor máximo de 6 pies, siendo el promedio de 2 – 3 pies. Luego de la extracción del material se le deja al aire libre por varios meses para secarlo, cosa que mejora la calidad del producto. De aquí se transporta el mineral a la planta de procesamiento. La bentonita se seca para reducir su contenido de humedad de 30 a 8% y luego se muele. Para cumplir con las especificaciones del API, la bentonita debe de cumplir con las siguientes condiciones:

1. Humedad de menos del 10%
2. No dejar más del 4% del residuo al pasar por un tamiz de 200 mesh

3. Una suspensión de 22.5 g en 350 ml de agua debe dar una lectura a 600 rpm de por lo menos 30.
4. El filtrado de la misma mezcla debe ser menos de 15 ml
5. La relación entre el punto cedente y la viscosidad plástica no debe exceder de 3

La bentonita se agrega al agua con uno de los siguientes propósitos:

1. Reducir la pérdida de filtrado
2. Formar un revoque delgado, flexible de baja permeabilidad
3. Mejorar la capacidad de la limpieza del "lodo"
4. Mejorar la estabilidad del hueco, y reducir el derrumbe
5. Evitar o disminuir las posibilidades de pérdida de circulación

Una bentonita beneficiada es un producto que ha sido mezclado con un polímero orgánico para mejorar el rendimiento de la bentonita. Típicamente el polímero es un poliacrilato o una poliacriloamida. El polímero se agrega con la bentonita en el proceso del mezclado y la cantidad varía entre 0.2 – 2.0% por peso de la bentonita. No se recomiendan concentraciones más altas de polímero ya que en estas condiciones puede actuar como un desfloculante. La bentonita cálcica se le puede tratar con carbonato de sodio para remover el exceso de calcio y se les puede agregar algún polímero para mejorar sus características viscosificantes. Esta bentonita tiene aproximadamente la mitad de la eficiencia de la bentonita sódica. Ver Anexo 1 "Arcillas"

. Atapulgita

Este producto es natural y puede tener hasta 20% de impurezas en la forma de cuarzo, calcita, dolomita, sepiolita o montmorillonita. El producto también denominado arcilla de agua salada encuentra su aplicación principal en "lodos" de sal. En agua el mineral no se comporta como la bentonita, es decir, no se hidrata e hincha. Se debe aplicar una agitación para lograr una buena dispersión. La viscosificación del fluido es el resultado de una estructura que atrapa y del área de superficie que absorbe agua polar. Atapulgita posee únicamente capacidad de suspensión y no es afectada de una forma adversa por la presencia de sales disueltas, y se obtienen mejores viscosidades en agua saturada que fresca. La concentración requerida para lograr una buena limpieza del hueco es de 5 – 20 lb/bbl dependiendo de la densidad del "lodo". El producto no controla la pérdida de filtración de una manera efectiva. Las especificaciones del API para la atapulgita son las siguientes:

1. Contenido máximo de humedad del 16%
2. Residuo en un tamiz de 200 mesh no más del 8%

3. Una suspensión de 20 g en 350 ml de agua de cloruro de sodio saturada luego de una mezcla de 20 minutos debe dar una lectura mínima de 30 a 600 rpm.

- . Arcillas Organofílicas

Estas arcillas son capaces de desarrollar buenos geles en sistemas base aceite. Mediante un proceso de intercambio catiónico la arcilla que es hidrofílica reacciona con sales de amina, que forma un producto que se dispersa en aceite, brindando buenas características de suspensión. Esta arcilla organofílica se puede preparar a partir de bentonita, atapulgita o hectorita. Los grupos que se mezclan con las arcillas reemplazan a los cationes originales de sodio y calcio. Si las arcillas se ponen en contacto con agua se van a precipitar. Las concentraciones varían de 5 – 25 lb/bbl dependiendo de la densidad del “lodo” y el control de la filtración.

- . Asbesto

Este mineral no es de origen arcilloso, sino un silicato de magnesio hidratado. La estructura del mineral es fibrosa. El mineral al ser agitado y disperso en agua se dispone como las fibras de un cepillo, parecido a la atapulgita. Al igual que este material, el asbesto va a impartir viscosidad y capacidad de limpieza al fluido pero no va a proveer control de filtración. El asbesto es compatible con la mayoría de los sistemas de fluidos de perforación. Los rangos normales de concentración varían de entre 2.0 y 6.0 lb/bbl. Este mineral se cataloga como un aditivo peligroso para la salud y su uso es cada vez más restringido. En caso de utilizarse se debe hacer con precaución especial para asegurarse que las partículas no sean inhaladas.

- . Lignito

Este material también es llamado leonardita. Se comenzó a utilizar de una forma limitada antes de la segunda guerra mundial. Su uso se generalizó en los años 40's, siendo su aplicación principal la de adelgazante de fluidos de perforación base agua, agente de control de filtración y estabilizador de las propiedades del fluido a alta temperatura. Este mineral es un lignito oxidado, y no es un producto único, sino, se aplica su nombre a todos los lignitos oxidados que tienen un contenido de ácido húmico. Éste ácido se halla estrechamente relacionado a compuestos carboxil. Los pesos moleculares varían entre 300 – 4000. El mineral contiene polen y esporas de la flora existente en el tiempo de la deposición del mineral. Los paleontólogos que estudian la flora de las formaciones que se están perforando deben tener cuidado en no cometer errores en este sentido. El mineral se explota a cielo abierto dejando secar el material para que su

contenido de humedad sea reducida a 15 – 20%. Finalmente el producto es molido. El lignito es naturalmente ácido y algunos productos consisten en una mezcla de lignito y sosa cáustica en una relación de 1:4. El lignito no posee buenas propiedades de adelgazante en lodos con alto contenido de calcio. El lignito tampoco adelgaza “lodos” salados. La estabilidad a altas temperaturas de la leonardita es mejor que otros adelgazantes, y evita la solidificación del “lodo” con cal a temperaturas de más de 300 °F, manteniendo buen filtrado y características reológicas del sistema. Por muchos años se ha utilizado en la perforación de pozos geotermales. Se recomienda su uso en general en sistemas de pH norma a pH alto y en “lodos” de cal. El producto es compatible con otros adelgazantes, y los fluidos tratados con lignito muestran una mayor tolerancia a influjos de agua salada. La adición de cromato de sodio a un lignito, aparentemente mejora el control de filtrado y la estabilidad termal de “lodos” con arcilla y lignosulfonato.

⇒ POLÍMEROS

Por definición, cualquier compuesto que se genera de unidades identificables que se repiten (monómeros) para formar una estructura en cadena se denominan polímeros.

Los polímeros orgánicos utilizados en los fluidos de perforación pueden ser clasificados de acuerdo a su origen y a su composición. Algunos de ellos son naturales, como los almidones y la goma guar. Estos se pueden utilizar en su estado natural, luego de un proceso muy breve. Otros polímeros como la goma xantham requiere un proceso cuidadoso para su elaboración. Hay otra familia de polímeros como CMC que se pueden denominar semi-sintéticos. Finalmente los polímeros como los poliacrilatos son los sintéticos.

El uso de los polímeros en la formulación de los fluidos de perforación es cada vez más generalizado y al mismo tiempo sofisticado. Muchas veces se diseñan polímeros para satisfacer condiciones de perforación especiales, y a veces pueden reemplazar en una forma completa las arcillas para proveer una protección de formación más efectiva. La versatilidad de los polímeros es extendida y mejorada de una forma constante, y la posibilidad de prácticamente diseñar polímeros con propiedades particulares para cumplir con las necesidades de diferentes condiciones de perforación hace su uso más extendido y popular.

Los polímeros pueden reaccionar de una forma adicional agregando grupos nuevos o modificando a la unidad básica del que el polímero se compone. Las propiedades del polímero dependerán de:

1. Tipos de monómeros que se han polimerizado.

2. El peso molecular final del polímero que dependerá de la cantidad y tipo de monómeros que se han combinado.
3. La cantidad de ramificación que tiene lugar.
4. Tipo de modificaciones químicas de los grupos polímeros.

Los factores que determinan el comportamiento de un polímero determinado son muy complejos. Una alteración muy pequeña de la estructura de un polímero puede cambiar de manera substancial sus propiedades. Esto le da una versatilidad a los polímeros que se refleja en las aplicaciones múltiples de producto. Las variables más importantes son:

1. Peso y distribución molecular
2. Tipos de grupos reactivos
3. Estructura tridimensional
4. Presencia de iones multivalentes

La relación del polímero depende de la estructura físico-química del polímero. La tabla 1.1 resume la relación que hay entre la función y las características del polímero. También el desempeño del polímero dependerá del medio ambiente en el cual se ha solubilizado. La degradación mecánica de la cadena del polímero va a formar un producto de menor peso molecular y reducirá las propiedades viscosificantes del polímero. De acuerdo a esto el pasaje a través de los jets y equipo de control de sólidos reducirá la viscosidad del fluido de perforación. Las estructuras lineales son más susceptibles a esta degradación que los polímeros ramificados. Alta temperatura, alto contenido de oxígeno y alcalinidad van hacer que los polímeros orgánicos sean más susceptibles a la degradación química.

Función	Característica
Viscosidad	Alto peso molecular
Viscosidad y geles	Alto peso molecular y estructura ramificada
Viscosidad en agua salada	Alto peso molecular y no iónico
Desfloculación	Bajo peso molecular, carga negativa en pH alcalino
Floculación	Alto peso molecular con grupos cargados
Surfactante	Grupos hidrofóbicos e hidrofílicos en la misma molécula
Control de filtrado	Partículas coloidales

Tabla 1.1
Relación entre la Función y Estructura de polímeros

⇒ POLÍMEROS ORGÁNICOS

Estos productos pueden ser una mezcla de diferentes materiales, dando características deseables. Hay diferencias entre los distintos productos dependiendo esto del proceso de manufactura y los materiales que forman el

polímero. Estas diferencias se van a reflejar en el performance del fluido de perforación a la cual el polímero se agrega. Estos polímeros se pueden clasificar en las siguientes amplias categorías:

- Lignitos
 - Polisacáridos
 - Taninos
 - Polímeros sintéticos
-
- . Polisacáridos

Estos son los polímeros más utilizados en el campo petrolero, incluyendo los derivados de la celulosa, polisacáridos reducidos bacteriológicamente y otros productos. La unidad básica de estos productos es la celulosa, que esta formada de carbón, oxígeno e hidrógeno. A partir de la modificación de estos productos se puede manufacturar una amplia gama de polímeros. Contendrán siempre el mismo monómero pero con un peso molecular diferente. Las diferentes estructuras se pueden identificar con las diferentes funciones de las moléculas.

- . Almidones

La función primaria de este producto es la de proveer control de filtración en especial en "lodos" salados. La función secundaria es la de producir viscosidad. El componente principal de estos materiales es la semilla de cereales como maíz, trigo y arroz, o a partir de papa y tapioca. El almidón se halla en las plantas, y las semillas de estas plantas que poseen un polisacárido llamado amilopectin, y otro denominado amilasa. La propiedad del almidón será diferente de a cuerdo al origen del material del cual se manufactura, siendo posible cambiar a estos productos químicamente para mejorar el control del filtrado.

Los almidones se hallan sujetos a la fermentación por acción de organismos microscópicos, y esto se debe controlar. Hay distintas maneras de controlar la fermentación, pudiendo mencionar entre ellos:

1. Utilizar soluciones saturadas de sal
2. Mantener el pH por encima de 12
3. Utilizar bactericidas

La temperatura del "lodo" afectará la descomposición bacterial. Si el "lodo" está muy frío o está a más de 170 °F la acción bacterial disminuye. El agente bacterial más utilizado es el p-formaldehído, debiéndose utilizar en concentraciones de 0.2 – 0.5 lb/bbl para prevenir la fermentación.

Los almidones se degradan por temperaturas de más de 200 °F o por fuerte agitación. Como consecuencia la filtración se incrementa lo mismo que el espesor del revoque bajo condiciones estáticas. Un almidón hidrolizado llamado "Morex" reduce los geles y la cedencia de los "lodos" de cal. Consistente con el comportamiento de los otros polímeros orgánicos, el almidón se precipita con calcio al ser agregado al mismo tiempo con sosa cáustica. El almidón se utiliza en concentraciones de 2 – 10 lb/bbl

- . Goma Guar

Es un polímero natural con un procesamiento mínimo antes de ser utilizado. La fuente de este material es la semilla de la planta de guar. La planta se origina en Texas, India y Pakistán. Es un polímero polisacárido. Las unidades que se repiten se hallan compuestas de glactose que es un isómero de la glucosa.

El producto se utiliza para incrementar la viscosidad de los "lodos" de agua fresca y salada y se emplea en concentraciones de entre 1 – 2 lb/bbl. Consecuentemente se puede utilizar en fluidos libres de arcilla. El producto se degrada rápidamente a temperaturas de más de 150 °F limitando este hecho su aplicación a pozos de poca profundidad. Lo mismo que el almidón es atacado y degradado por acción bacteriana con facilidad a menos que se proteja con altos niveles de pH, alta salinidad, o mediante el uso de bactericidas. Cuando se perfora con agua, el producto flocula los sólidos. Este efecto no existe en sólidos activos como son las arcillas. Si el producto se utiliza en combinación con tetraborato de sodio dará viscosidades elevadas a bajas concentraciones. Por ejemplo 0.25% de goma guar por volumen con 0.05% de tetraborato de sodio va a producir una viscosidad de 6000 cp a un pH de 10. Si el pH disminuye la viscosidad disminuye. Esta propiedad hace que a veces se utilice como agente de pérdida de circulación.

- . Goma Xantham

Es un polímero natural que proviene de una planta llamada Xanthomonas Campestris y es un polisacárido microbiano. El material se fermenta, siendo extraído el producto luego del proceso de fermentación, con alcohol isopropílico. Este proceso es caro y esto obviamente se verá reflejado en el precio del producto.

El polímero es utilizado para incrementar la viscosidad en "lodos" de agua fresca o salada, requiriéndose más producto en fluidos saturados. La viscosidad de los fluidos producidos es pseudo plástica y de características de "shear thinning", es decir exhiben un cambio de la viscosidad de a cuerdo a la velocidad de corte. Fluidos tratados con este polímero poseen buenas características de suspensión. Las concentraciones varían desde 0.25 – 2.0 lb/bbl. El producto halla una aplicación especial en fluidos de perforación con potasio, incrementando la

capacidad de limpieza del hueco, sin aumentar la viscosidad. El producto se utiliza en fluidos de completación para suspender material densificante. Generalmente se utiliza en combinación con CMC para proveer control de filtrado.

- Lignitos y Lignosulfonatos

El lignito es el mayor componente de las maderas y es el que mantiene las fibras juntas para darle la estructura a la madera. El material se solubiliza con bisulfato y algún álcali caliente. El cromolignosulfonato y el ferro cromolignosulfonato son materiales orgánicos formulados de una manera especial para incrementar la estabilidad a altas temperaturas, de hasta 375 °F. Se les puede utilizar en todo tipo de fluidos de perforación base agua, y las concentraciones varían entre 1 – 20 lb/bbl.

Los copolímeros modificados de lignosulfonato cálcico reaccionados con ácidos para mejorar el control reológico en “lodos” con contenido de cal tiene una estabilidad termal de 400 °F. Los lignosulfonatos cálcicos para ser utilizados en medios cálcicos tienen una estabilidad termal de 250 °F. Se utiliza en rangos de 2 – 6 lb/bbl. Los cromolignosulfonatos son cada vez menos utilizados por el peligro que representan para el medio ambiente, y el aluminio lignosulfonato ha emergido como el sustituto. Estos tienen una estabilidad termal menor que los cromolignosulfonatos, en el rango de los 300 °F.

El lignosulfonato en solución se puede describir como una asociación coloidal. Esto consiste en moléculas de un peso molecular de 1,500 a 10,000. La molécula es adsorbida en la superficie de las partículas de arcilla, y desflocula el sistema de una manera efectiva al anular la carga eléctrica de la arcilla. Los lignosulfonatos muestran la misma sensibilidad que los otros polímeros y comienzan a degradarse a los 250 °F. Dióxido de carbono es la primera señal de esta degradación. El H₂S se incrementa notablemente a partir de los 250 °F. El material residual sufre aparentemente un proceso de polimerización formando un compuesto insoluble. La degradación del lignosulfonato en condiciones estáticas a 325 °F causó considerables efectos de corrosión por efecto del H₂S en pruebas de laboratorio.

- Taninos

Este producto es soluble en agua, y es un material ácido de bajo peso molecular extraído de la corteza de los árboles. Se extrae del quebracho, un árbol que crece en Argentina, y se extrae con agua caliente a presión. El agua se evapora y se recupera una pulpa espesa, que se mezcla con arcilla o carbonato de calcio para evitar que el material se solidifique.

El producto es un desfloculante efectivo y es especialmente utilizado en fluidos con un pH por encima de 11.5. El desarrollo y uso de los "lodos" de calcio y yeso redujo la utilización de este material ya que taninos producen un precipitado en este medio ambiente perdiendo el producto su eficiencia.

- . Taninos modificados

Si el quebracho se trata con bisulfito de sodio, el material se hace soluble en agua fría, siendo de esta manera el producto más efectivo adelgazador, y agente de control de la filtración. Aparentemente la estabilidad termal del producto mejora también con el tratamiento, siendo además más resistente a la contaminación a iones divalentes metálicos.

- . Derivados de la celulosa

Los polímeros de uso más difundido son los que se producen por la modificación química de la celulosa.

- . Carboximetil Celulosa (CMC)

El producto conocido como CMC en la industria fue el primero que se utilizó en un fluido de perforación. En la manufactura de este producto la celulosa se hace reaccionar como hidróxido de sodio para formar una celulosa alcalina, y luego se adiciona acetato monoclórico.

El CMC es un polímero aniónico que se adsorbe con facilidad en la superficie de las arcillas. Una baja concentración de CMC reducirá de una manera drástica la filtración. El alto peso molecular hace que el producto no sea tan efectivo reductor de filtrado. El CMC de baja viscosidad se utiliza para reducir la densidad de "lodos" de elevada densidad. La efectividad del CMC disminuye con el incremento de la salinidad del fluido de perforación. Algunos "lodos" con contenido de calcio van a ser adelgazados por la adición de CMC. Como los almidones el CMC se precipita con calcio y magnesio al aumentar el pH.

- . Celulosa Poliaiónica (PAC)

Es un polímero semi-sintético que ha sido modificado para incrementar su tolerancia a las sales. El PAC se comercializa en tres grados:

- PAC alta viscosidad
- PAC baja viscosidad
- PAC regular

Todos los grados son estables hasta los 250 °F y son menos propensos al ataque bacterial que los otros polímeros. Los rangos de la concentración con los que se emplea el producto varía entre 0.1 – 3.0 lb/bbl. En fluidos de pH entre 9 – 10.5 con calcio el polímero tiende a actuar como un desfloculante cuando es utilizado en concentraciones entre 0.1 – 0.5 lb/bbl.

- Hidroxietil Celulosa (HEC)

Es un polímero orgánico semi-sintético de características no-iónicas. Se manufactura haciendo reaccionar celulosa alcalina con óxido de etileno. Este polímero no contiene grupos aniónicos y por lo tanto es ideal para viscosificar fluidos de completación de salmueras claras. El polímero posee excelentes calidades de tixotropía y de "shear thinning", pero carece de punto de cedente y gelación. El material puede ser tratado para mejorar su solubilidad en agua.

⇒ POLÍMEROS SINTÉTICOS

Hay una posibilidad casi ilimitada para combinar diferentes materiales, siendo muchos sintetizados por una polimerización directa, otros sometidos a una reacción secundaria. Una amplia gama de polímeros sintéticos se elaboran basados en la polimerización de moléculas que se pueden describir como un etileno sustituto.

Los materiales de bajo peso molecular actúan como desfloculantes a bajas concentraciones y tienen una aplicación a altas temperaturas, ya que poseen una mayor estabilidad que los polímeros naturales. Los polímeros con un peso molecular de 250,000 exhiben buenas propiedades para el control de la filtración en especial en sistemas de "lodos" con arcillas. Los polímeros sintéticos de alto peso molecular (entre 15 y 20 millones) son efectivos para estabilizar lutitas sensibles al agua y como viscosificantes. Las poliacrilamidas se utilizan también como floculantes en fluidos de perforación de agua clara.

El uso de poliacrilatos y de poliacrilamidas de sodio para el control de la filtración y de la viscosidad del fluido de perforación está limitado por la sensibilidad del producto al ión calcio. Calcio en solución debe ser cuidadosamente controlado y debe ser mantenido por debajo de 200 g/l con sosa ash.

La búsqueda de polímeros nuevos es constante. Con la tecnología moderna constantemente van surgiendo nuevos productos que se ajustan a los medios ambientes hostiles que se perforan hoy. También hay que tomar en cuenta que hay una amplia gama de polímeros que no se utilizan en la industria petrolera. Estos materiales se utilizan como surfactantes, anti-espumantes, detergentes, lubricantes e inhibidores de corrosión.

• Polímeros inorgánicos

Los fosfatos fueron los primeros adelgazantes que se aplicaron en la industria. Los materiales que se utilizan en la formulación de los fluidos de perforación son una mezcla de polímeros fosfáticos con taninos y metales pesados. El producto actúa como un adelgazante efectivo en especial a pH's bajos, y en condiciones de bajas temperaturas, y en "lodos" de agua fresca.

El producto no es efectivo en medios ambientes con alto contenido de calcio y a altas temperaturas de más de 150 °F. A altas temperaturas se convierten en mono-fosfatos y en consecuencia se pierde el control reológico del fluido. El fosfato más utilizado es el ácido pirifosfático de sodio o SAPP, el fosfato tetrasódico o TSPP y el hexameta fosfato de sodio o SHMP. Todos estos productos pierden su eficiencia a partir de los 150 °F. Las concentraciones en las que se utiliza este producto varía entre 0.1 – 1.0 lb/bbl.

El SAPP es ácido (pH = 4.8) y no es tóxico. Es efectivo para tratar la contaminación de calcio y puede ser utilizado para tratar los efectos de la contaminación de cemento. El producto es inefectivo en fluidos que contienen más de 5,000 mg/l de Cl⁻ y es recomendado para ser aplicado en sistemas de agua fresca únicamente. Tampoco se recomienda su uso en sistemas de alto contenido de sólidos.

El TSPP es básico (pH = 10.0) y es tóxico. Se recomienda su uso en sistemas de agua fresca y de bajo pH.

El SHMP es de pH neutral y se recomienda su aplicación en "lodos" de agua fresca y salada siendo efectivo para tratar contaminación de calcio.

⇒ SALES INORGÁNICAS

Hay una serie de materiales inorgánicos utilizados en la formulación de los fluidos de perforación, entre los cuales están:

- Fosfato Ácido de Amonio ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$). Son cristales blancos utilizados en combinación con PAC para la inhibición de lutitas sensibles al agua. Las concentraciones varían entre 2 – 8 lb/bbl.
- Bisulfito de Amonio (NH_4HSO_3). Se usa disuelto en agua utilizado como un secuestrador de oxígeno.
- Sulfito de Amonio ($(\text{NH}_4)\text{SO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$). Cristales blancos que se utilizan como un secuestrador de oxígeno.

- Bromuro de Calcio (Br_2Ca). Utilizado para formulación de salmueras de alta densidad y encuentra su principal aplicación en la formulación de fluidos de completación.
- Cloruro de Calcio (Cl_2Ca). La principal aplicación es también en los fluidos de completación. Se puede utilizar también para bajar el punto de congelamiento de "lodos" base agua y para la inhibición de lutitas sensibles al agua.
- Hidróxido de Calcio o Cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$). Es un irritante de la piel y elevará el pH del fluido a 12.4. Se aplica en la formulación de los "lodos" inhibidos de cal en concentraciones de 0.5 – 20.0 lb/bbl.
- Óxido de Calcio (OCa). Es un fuerte irritante de la piel, y produce un calor intenso al ser mezclado con agua. Se utiliza en los "lodos" base aceite para formar jabones cálcicos.
- Sulfato de Calcio o Yeso (SO_4Ca). Es un polvo cristalino soluble en agua. Se utiliza en los "lodos" de yeso en concentraciones entre 2.0 – 8.0 lb/bbl.
- Cloruro de Cromo (Cl_3Cr). Utilizado con goma xantham en concentraciones de 0.1 – 0.5 lb/bbl.
- Carbonato de Cobre (CuCO_3). Utilizado como secuestrador de H_2S .
- Hidróxido de Magnesio o brucita ($\text{Mg}(\text{OH})_2$). Polvo blanco soluble en agua utilizado para el control de pH.
- Óxido de Magnesio (OMg). Polvo blanco soluble en agua utilizado para el control de pH.
- Cloruro de Potasio (KCl). Cristales solubles en agua. Su principal aplicación es en la formulación de "lodos" de KCl para la inhibición de lutitas sensibles al agua. Las concentraciones varían entre 10 – 60 lb/bbl. También se utiliza para la formulación de fluidos de completación libres de sólidos de baja densidad.
- Hidróxido de Potasio (KOH). Es tóxico si se ingiere o inhala. Se utiliza para el control de pH de sistemas de "lodo" base potasio.
- Bicarbonato de Sodio (CO_3HNa). Utilizado para contrarrestar los efectos de la contaminación de cemento en sistemas de base agua.
- Carbonato de Sodio o sosa Ash (CO_3Na_2). Su aplicación principal es para la remoción de iones de calcio de los fluidos de perforación de baja densidad.

- Cloruro de Sodio (NaCl). Sal cristalina. Se utiliza en sistemas salados o saturados y para la formulación de fluidos de completación de baja densidad.
- Cromato de Sodio (CrO_4Na_2). Se aplica en la manufactura de los lignosulfonatos para incrementar la estabilidad a alta temperatura del producto. Es un irritante fuerte.
- Hidróxido de Sodio o Sosa cáustica (NaOH). Es un irritante fuerte y se aplica en fluidos de perforación base agua para el control del pH. Concentraciones entre 0.2 – 4.0 lb/bbl.
- Nitrato de Sodio (NaNO_3). Es utilizado como secuestrador de oxígeno.
- Sulfato de Sodio (Na_2SO_3). Polvo blanco cristalino utilizado en concentraciones de 0.05 – 0.1 lb/bbl como secuestrador de oxígeno.
- Bromuro de Zinc (ZnBr_2). Utilizado en la formulación de salmueras pesadas.
- Cromato de Zinc (ZnCrO_4). Es tóxico e irritante. Es utilizado como inhibidor de la corrosión en concentraciones de 0.1 – 0.5 lb/bbl.

⇒ MATERIALES SIMPLES COMERCIALES

SURFACTANTES

En este grupo se analizarán los siguientes productos:

Agentes humectantes

Emulsificantes

Anti-espumantes

Inhibidores de la hidratación de las arcillas

Los productos más utilizados son:

- . Surfactantes DMS. Químicamente es óxido de etileno combinado con fenol y se utiliza para la inhibición de las lutitas sensibles al agua y para la estabilización de las arcillas en las aplicaciones de altas temperaturas. Estos surfactantes se utilizan en todos los “lodos” base agua con excepción de sal saturada, variando las concentraciones entre 1.0 – 6.0 lb/bbl.

- Emulsificador DME. Utilizado para emulsificar aceite en agua. Se aplica cuando la estabilidad de la emulsión lograda por medios convencionales es pobre. El sobretratamiento con este producto puede llevar a la humectación de los sólidos por aceite. Se utiliza en concentraciones de 0.5 – 3.0 lb/bbl.

BACTERICIDAS

Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación la aplicación de estos productos es de gran importancia. El control de la filtración y de la reología son afectados de inmediato si la degradación a consecuencia de la actividad bacteriana existe.

Los bactericidas se dividen en dos amplias categorías:

Oxidantes
No Oxidantes

De los oxidantes el de mayor aplicación es el ozono y un derivado del oxícloruro. Ninguno de estos se utiliza en los fluidos de perforación. Entre los no oxidantes se hallan los siguientes:

Sulfuros Orgánicos
Aminas Cuaternarias
Aldehídos
Clorofenoles

De estos el más utilizado es el aldehído. La concentración normal es de 1 – 5 galones por cada 100 barriles de "lodo".

LUBRICANTES

También denominados reductores de la fricción. Estos productos se incorporan en el revoque y cubren las superficies metálicas formando una película aceitosa. A consecuencia la fricción será reducida.

ANTIESPUMANTES

Se aplican en "lodos" de agua salada y saturada para reducir o eliminar el efecto del aire atrapado. Esencialmente trabajan en las burbujas superficiales y no son efectivos en las burbujas internas. Reducen la tensión superficial que rodea

la burbuja liberando el aire que se halla atrapado. Los compuestos más utilizados son:

- . Estearato de Aluminio
- . Aceite Castor
- . Compuestos de Silicona

ACEITE DIESEL

La composición del **aceite diesel** puede variar de un refinador a otro, pero se puede usar la mayoría del aceite diesel de calidad nº 2 en los "lodos" base aceite sin requerir cambios en las formulaciones del lodo. Algunos refinadores agregan rebajadores de punto de fluidez a su aceite diesel en los climas fríos (y cambian las calidades que venden) durante los meses de invierno. Esto puede afectar el rendimiento de los aditivos de "lodo". El aceite diesel debería ser sometido a una prueba piloto cuando se anticipa algún problema de este tipo.

LOS ACEITES MINERALES

Tienen composiciones y propiedades muy variables según el crudo, el proceso de refinación y el "corte". Las propiedades del aceite mineral de una compañía son generalmente uniformes, pero las propiedades de los aceites minerales de diferentes compañías son muy variables. Un método usado para comparar los aceites minerales es el contenido aromático. Existen varios métodos para medir y reportar el contenido aromático de los aceites. Una de las normas propuestas es el contenido de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (o polinucleares) (PAH) reportado como fenantreno. Estos valores aromáticos de fenantreno son aproximadamente 1/10 de los valores normales por reportar, es decir mucho menos que los valores usados normalmente para expresar el contenido aromático.