

CAPITULO III

III.I. IMPORTANCIA DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

El fluido utilizado durante las labores de perforación de un pozo es llamado también lodo de perforación; siendo éste, el componente más importante que existe durante este proceso. El lodo es un fluido preparado con materiales químicos, en circulando en circuito dentro del agujero por el interior de la tubería, impulsado por bombas y finalmente, devuelto a la superficie por el espacio anular (espacio formado entre la pared del agujero y el diámetro exterior de la tubería). Las principales funciones que ejerce el lodo durante la perforación en cualquiera de sus variantes (gas, aire, agua, diesel y suspensión coloidal a base de agua y arcilla), son las siguientes:

- a) **Enfriamiento y lubricación de la barrena.** Durante la perforación se va produciendo un calor considerable debido a la fricción de la barrena y herramienta con la formación que tiene una temperatura natural llamada “Gradiente Geotérmico (Relación que existe entre la temperatura y la profundidad del pozo; donde dicho gradiente promedio es de 1° Centígrado por cada 30 metros (100 pies) de profundidad.”. Debido a esto, el lodo debe tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea recogido desde el fondo del pozo para ser transportado a la superficie y dispersado a la atmósfera; el lodo también ayuda a la lubricación de la barrena mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afecten la tensión superficial. Esta capacidad lubricante se demuestra en la disminución de la torsión de la sarta, aumento de la vida útil de la barrena, reducción de la presión de la bomba, etc.

- b) **Estabilidad en las paredes del agujero.** Esto se refiere a la propiedad que tiene el lodo para formar un enjarre o película que se forman en las paredes del agujero que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad; lo cual ayuda a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar a la formación. Así mismo, este proceso evita las filtraciones del agua contenida en el lodo hacia las formaciones permeables y reduce la entrada de los fluidos contenidos en la formación al ejercer una presión sobre las paredes del agujero P.H (Presión hidrostática). Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los sólidos obtenidos durante la perforación es suficiente para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales. De baja presión.

- c) barrena que levante y acarree simultáneamente los recortes perforados (V.A velocidad anular). La eficiencia del acarreo de la muestra del fondo del pozo a la superficie depende de la velocidad del lodo en el espacio anular que está en función del gasto de la bomba de lodo, el diámetro del agujero, la velocidad de bombeo y el diámetro exterior de la tubería de perforación.
- d) **Control de las presiones de la formación.** Otra propiedad del lodo es la de controlar las presiones de la formación, siendo ésta con un rango normal de 0.107 kg/cm^2 por metro. A esto se le denomina “Gradiente de Presión de Formación”; el lodo genera una presión (Presión Hidrostática) que contrarresta la presión de la formación. La presión hidrostática está en función de la densidad del lodo y de la profundidad del agujero. La densidad del fluido de perforación debe ser adecuada para contener cualquier presión de la formación y evitar el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo.
- e) **Soporte sustantivo del peso de la sarta de perforación.** Con el incremento de las profundidades perforadas, el peso que soporta el equipo de perforación se hace cada vez mayor, y con base en el *Principio de Arquímedes* la tubería recibe un empuje ascendente al estar sumergida en el fluido de perforación. A este fenómeno también se le conoce como efecto de flotación donde el empuje depende de la profundidad a la que se encuentra la tubería y la densidad del fluido sustentante. El peso de la sarta de perforación y el de la tubería de revestimiento en el lodo, es igual a su peso en el aire multiplicado por dicho factor de flotación. El aumento de la densidad del lodo conduce a una reducción del peso total que el equipo de superficie debe soportar.
- f) **Suspensión de cortes y sólidos al interrumpirse la perforación.** Cuando la circulación se interrumpe por un tiempo determinado, los recortes quedan suspendidos debido a una característica del lodo llamada “gelatinosidad” la cual evita que los cortes caigan al fondo y causen problemas al meter la tubería y al reanudar la perforación.
- g) **Transmisión de la potencia hidráulica a la barrena.-** El fluido de perforación es el medio para transmitir la potencia hidráulica requerida a través de las salidas del lodo en la barrena (toberas), donde gran parte de esta potencia producida por las bombas se utiliza para mover la columna del lodo existente en el espacio anular y así establecer una

- h) circulación pertinente; ayudando a perforar la formación y limpiar el fondo del agujero. Las propiedades químicas del flujo del lodo (viscosidad plástica, punto cedente, etc.), ejercen una considerable influencia sobre las propiedades hidráulicas y deben ser controladas con los valores apropiados. El contenido de sólidos en el lodo también debe ser controlado en un nivel óptimo para lograr los mejores rendimientos.

III.II. TIPOS DE LODO DE PERFORACIÓN.

Existen muchos tipos de lodos de perforación, tanto de base agua como de base aceite (diesel): niebla, espuma, aireado, bentonítico, fosfático, cálcico, polimérico, salados, lodos CLS, CLS emulsionados y lodos de emulsión inversa. (Los fluidos se programan de acuerdo a las características de las rocas a perforar).

- a) **Lodo Niebla:** aire seco con pequeñas cantidades de agua y espuma.
- b) **Lodo Espuma:** agua y emulsionantes espumosos con corriente de aire.
- c) **Lodo Aireado:** aire y mezcla gelatinosa.
- d) **Lodo Bentonítico:** agua y bentonita, utilizados normalmente en pozos someros, en áreas no problemáticas o en la parte superior de los pozos profundos.
- e) **Lodo Fosfático:** lodo bentonítico tratado con fosfato (dispersantes) para reducir la viscosidad de los lodos bentoníticos contaminados con sólidos de la formación o cemento, utilizándose en la parte superior de los pozos.
- f) **Lodo Cálcico:** lodo bentonítico utilizado en zonas de yeso, anhidrita o flujos de agua salada. Estos lodos difieren de los otros lodos base agua en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal-yeso y lignosulfatos.
- g) **Lodo de Polímeros:** lodo elaborado mediante la adición de bentonita con polímeros floculantes. Son bajos en el contenido de sólidos, más estables a las altas temperaturas y pueden ser densificados a cualquier valor.
- h) **Lodo Salado:** lodo bentonítico con adición de agua salada y barita. Este tipo de lodo se usa para perforar domos salinos, zonas de flujo de agua salada, secciones de anhidrita, yeso y lutitas deleznales. (Referencia Manual de registro de hidrocarburos de Rotenco)
- i) **Lodos CLS:** lodo base agua tratado con cromolignitos y lignosulfatos. Estos lodos son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en los cloruros. Se pueden usar estos lodos con densidades elevadas y a temperatura de hasta 200 °C. Los lignitos

son efectivos para controlar el filtrado mientras que los lignosulfatos son adelgazantes más efectivos.

- j) **Lodos CLS Emulsionado:** de las mismas características que el tipo de lodo anterior más una cantidad de diesel no mayor del 10%.
- k) **Lodos de Emulsión Inversa:** están constituidos esencialmente de cinco componentes básicos: agua como fase dispersa, aceite (usualmente diesel) como fase continúa, emulsionantes, estabilizadores y material densificante.

De lo anterior y para las operaciones de perforación se utilizan principalmente cuatro tipos de lodo:

1. **Lodos Base Agua:** Cuando se le agrega al agua a los productos químicos orgánicos se les denomina lodos base agua con dispersantes orgánicos, y cuando se les agrega aceite se denominan emulsionados. Los primeros son los más utilizados y se clasifican de acuerdo al dispersante usado en su control. Los lodos base agua emulsionados requieren en su preparación aceite, diesel o crudo en cantidad de 5 a 10% del volumen total del lodo. Las ventajas de este tipo de lodo son:

- Aumentar el avance de la perforación.
- Prolongar la vida de la barrena.
- Reducir la torsión y embolamiento de la barrena.
- Prevenir pegaduras por presión diferencial.
- Mejorar el enjarre.
- Incrementar la lubricidad de la barrena.

Sin embargo los lodos base agua pueden provocar no sólo disminución de la densidad y el filtrado sino aumento de la viscosidad.

2. **Lodos Inhibidos:** En algunas operaciones de perforación, los lodos base agua no resultan efectivos, sobre todo cuando se requieren altas densidades sin alterar la viscosidad o gelatinosidad. En estos casos, se recomienda el uso de los lodos inhibidos tales como los cálcicos, base yeso, de agua de mar y de agua saturada de sal. Dentro de las ventajas de los lodos inhibidos tanto cálcicos como base yeso se pueden mencionar la protección que estos

brindan a la tubería de perforación de la corrosión y suspensión de la actividad biológica; sin embargo, tienen la desventaja de solidificarse a temperaturas de fondo mayores de 120° C. Por otra parte, los lodos de agua de mar y de agua saturada de sal se usan generalmente para evitar los problemas de perforación provocados por la presencia de sal en la columna litológica.

3. **Lodos de Bajo Contenido de Sólidos:** Se define como un lodo de perforación, terminación o reparación al que cumple ciertos requisitos de densidad, viscosidad y control de filtración con un contenido mínimo de arcilla. Dentro de este tipo de lodos se pueden nombrar los siguientes: gomas, asbestos finamente divididos, arcilla beneficiada, combinados (bentonita prehidratada-lignosulfonato) y lodo no dispersivo. En áreas donde este tipo de lodos es aplicable, se obtienen grandes ahorros por:

- Aumentar el grado de penetración.
- Incrementar la vida de la barrena.
- Mejorar la estabilidad el agujero.

Por otra parte, el uso de este tipo de lodos es delicado (por la estabilidad del pozo), por lo que deben tomarse ciertas consideraciones en su uso tales como: reducción del uso de bentonita para controlar la viscosidad y el filtrado, control del filtrado con polímeros orgánicos, y el uso de doble malla en las temblorinas para una mejor eliminación del recorte y del funcionamiento óptimo del eliminador de sólidos.

4. **Lodos Base Aceite (Emulsión Inversa):** El lodo base aceite se refiere a lodos preparados en aceite con un porcentaje de 1 a 5% de volumen de agua, mientras que el lodo de emulsión inversa se usa para designara un lodo con más del 5% y hasta con 40% de volumen de agua; éste se puede dispersar y emulsificar con aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua. Estos tipos de lodo se utilizan en los siguientes casos:

- Formaciones con altas temperaturas
- Formaciones con lutitas hidrófilas (arcillas deshidratadas)
- Formaciones con anhidrita o yeso

- Formaciones salinas
- Formaciones con intercalaciones de asfalto
- Formaciones solubles
- Protección de arenas productoras
- Baches para liberar tuberías pegadas por presión diferencial
- Zonas de alta presión

El uso de este tipo de lodos puede ocasionar, para los estudios en pozos exploratorios, algunos de los siguientes inconvenientes:

- Alteración en los valores de la cromatografía de los gases e hidrocarburos en las zonas de interés.
- Imposibilidad de efectuar algunos tipos de registros geofísicos (resistividad, potencial natural, echados, etc.); por la base aceite del lodo que afecta a la fuente de energía eléctrica de los registros.
- Alteración de los análisis geoquímicos por la base aceite.
- Apreciación de la fluorescencia en las muestras de canal y de núcleos.

En la tabla 3.I se presenta los rango de propiedades óptimas del fluido de emulsión inversa:

DENSIDAD MAXIMA GR/CM3	VISCOSIDAD MARSH SEG	VISCOSIDAD PLÁSTICA CPS	PUNTO CEDENTE	SÓLIDOS %	RELACION ACEITE-AGUA
0.90-1.00	40-50	6-12	4-7	3-5	70-30
1.00-1.10	50-55	9-14	4-8	4-5	70-30
1.10-1.20	55-60	10-16	6-10	8-12	70-30
1.20-1.30	55-60	14-20	6-10	12-14	70-30
1.30-1.40	60-65	16-24	6-10	14-18	75-25
1.40-1.50	60-65	20-26	8-12	18-20	75-25
1.50-1.60	60-70	24-28	10-12	18-22	75-25
1.60-1.70	70-80	26-30	10-14	18-24	75-25
1.70-1.80	70-80	30-34	14-20	22-30	80-20
1.80-1.90	80-90	34-38	16-22	26-34	85-15
1.90-2.00	80-90	38-44	20-26	30-40	85-15
2.00-2.10	90-100	44-50	24-32	38-46	85-15

Tabla 3.I rangos adecuados de las propiedades de un fluido de emulsión inversa

III.III. PROPIEDADES FUNDAMENTALES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

Debido a que el lodo de perforación es uno de los componentes más importante durante la perforación de un pozo, es de suma importancia el control de sus propiedades físicas y químicas, de tal forma que el fluido proporcione un trabajo eficiente durante la etapa de perforación. Por esta razón, el operador de registro debe de conocer las características reológicas de los fluidos de

perforación, refiriéndose a los análisis necesarios que hay que efectuar al lodo para conocer las condiciones del mismo. Dichas condiciones son propuestas de antemano en el programa de perforación de cada pozo dependiendo del tipo de roca que se va a perforar y de las posibles presiones del yacimiento que pudiera cortarse con la barrena.

Las principales características reológicas de un lodo de perforación son: densidad, viscosidad, viscosidad plástica, viscosidad aparente, gelatinización, punto cedente, filtrado, enjarre, pH y cloruros.

Densidad: Se define como la relación de masa dividida por unidad de volumen. Su función es el mantener a los fluidos contenidos dentro del agujero en el yacimiento durante la perforación, manteniendo de este modo la presión requerida que ejercen las paredes del agujero. Las unidades comunes de densidad son las libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft³), kilogramos por centímetro cúbico (kg/cm³) y gramos por centímetro cúbico (gr/cm³); siendo esta última la más utilizada en el campo.

Los lodos de perforación pueden tener un rango de densidades de 1.07 a 2.50 gr/cm³ lo que permite una óptima velocidad de penetración al contrarrestar la presión de formación, sin provocar pérdidas de circulación.

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión., la presión de poro a una profundidad dada excede la presión ejercida por el peso de la formación sobre la profundidad evaluada (presión de sobrecarga).

Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al agujero, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de control.

Viscosidad: Es una medida de resistencia interna que presenta un fluido al desplazarse en función directa a la presión y temperatura del yacimiento. Los lodos de perforación tienen características de flujos no lineales (tixotrópicos) y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso. La viscosidad se expresa en medidas relativas

(viscosidad aparente o de embudo), o en medidas absolutas (viscosidad plástica, punto cedente y gelatinosidad). Para un fluido de perforación, las propiedades deseadas de viscosidad efectiva proporcionan a la barrena una óptima potencia hidráulica, manteniendo el agujero limpio en el espacio anular. Así mismo, se requiere de una baja viscosidad efectiva para que el lodo desprenda los cortes al llegar a la superficie también debe tener suficiente gelatinosidad para mantener a los cortes sólidos en suspensión cuando el fluido no esté en movimiento. La medida de viscosidad utilizada es con el embudo (viscosímetro Marsh) que se determina en segundos y en un rango normal puede ser de 45 a 75 segundos para los lodos base agua y de hasta 160 segundos para lodos de emulsión inversa. Esta viscosidad aumenta a medida que los contaminantes son introducidos y/o que el contenido de sólidos se incrementa, por lo que la viscosidad aparente también aumenta. Por el contrario, la viscosidad suele decrecer al aumentar la temperatura y por lo tanto la viscosidad aparente también disminuye.

Viscosidad Plástica: Es la parte de la resistencia del fluido en movimiento causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce entre los sólidos contenidos en el lodo y el líquido que lo rodea y por el esfuerzo cortante del propio líquido. En general, al incrementar el porcentaje de sólidos en el sistema, se aumenta la viscosidad plástica. El control en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar la reología y alcanzar promedios altos de penetración de la formación.

Viscosidad Aparente: Se define como la medición en centipoises (cps) que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, con los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

Gelatinización: Es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado que muestra la fuerza de la floculación del lodo bajo condiciones estáticas. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si la gelatinización se forma lentamente después de que el lodo está en reposo, se dice que ésta es baja, siendo alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se le denomina tixotrópico y su grado se determina midiendo la fuerza de gel. El conocimiento de esta propiedad es importante para prever dificultades durante la circulación del fluido cuya resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el recorte sean depositados en el tanque de decantación.
- Conservar el buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y el efecto de pistón cuando se introduce la misma en el agujero.
- Lograr la separación del gas incorporado en el lodo.
- Mantener la suspensión de los sólidos incorporados cuando se esta añadiendo la barita y al estar el lodo estático.

Punto cedente: Es la resistencia que presenta el lodo a fluir a causa de las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. Bajo condiciones de flujo, el punto cedente depende de las propiedades de los sólidos en el lodo en la superficie, de la concentración de los sólidos en el volumen del lodo y de la concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo. Cuando el punto cedente es alto, debido a los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos y por los sólidos arcillosos de las formaciones, se provoca la floculación del lodo que debe de controlarse con dispersantes. El punto cedente y los esfuerzos de gelatinización son considerados medidas de la hidratación y de la floculación de las arcillas.

Filtrado: También conocido como pérdida de agua, es la cantidad de agua proveniente del lodo que se filtra hacia la formación en las formaciones permeables, y que debe mantenerse lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del agujero y evitar daños a la formación. Básicamente hay dos tipos de filtración: estática y dinámica. La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante; Durante el proceso de filtración estática, el revoque (embarrado) aumenta de espesor con el tiempo mientras que la velocidad de filtración disminuye, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos. Por otro lado, la filtración dinámica se diferencia de la anterior debido a que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a la vez que se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante. El control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

La temperatura, el tipo y tamaño de las partículas suspendidas en el lodo y la presión de formación, son algunos de los factores que afectan en la pérdida de agua del fluido de

perforación, Teniendo una relación directa en el ritmo de penetración y en la concentración de gas en el lodo al momento de la perforación. La medida del filtrado se realiza mediante la prensa de filtrado a temperatura ambiente, colocando el lodo dentro de la prensa con una presión de 100 psi durante 30 minutos. El líquido filtrado resultante se mide en centímetros cúbicos. (Se puede observar en Fotografía equipo para procesado y análisis de muestras)

Enjarre: Es una capa o película delgada de lodo que se forma en las paredes del agujero. Se presenta principalmente en aquellas formaciones permeables; el espesor de la capa puede variar de 1 a 4 mm. Cuando el enjarre no se forma, el lodo invade las formaciones permeables. Para la formación de enjarre, es esencialmente necesario que el lodo contenga algunas partículas de un tamaño muy pequeño para el cierre de los poros de la formación. Los enjarres pueden ser compresibles o incompresibles, dependiendo de la presión a la que sean sometidos. La formación del enjarre va a depender principalmente de la pérdida de agua y de la permeabilidad de la roca.



(Figura 2 Foto de Enjarre de lodo de perforación)

pH, (potencial Hidrógeno): Es el grado de acidez o de alcalinidad en el lodo. Se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones o cationes de hidrógeno $[H^+]$, y es una medida que se usa para describir el carácter ácido (acidez) o básico (basicidad) relativo a una solución (lodo); donde los valores bajos de pH corresponden a una acidez creciente y los altos valores de pH a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones de hidrógeno.

Los valores del pH van de 1 a 14, cuya solución neutra es el agua destilada con un pH de 7 (véase Tabla 3.2 pH). El valor propio del pH para un fluido de perforación depende de su tipo, pero normalmente deben de ser de 8.5 a 10.5 para obtener un pH estable y duradero; para esto se utiliza sosa cáustica o hidróxido del potasio. La medida del pH en el campo en general se determina colorimétricamente por medio del papel indicador de pH (tornasol) que muestra la variación del color al mojarlo con la solución. En el caso del lodo, se utiliza el líquido del filtrado resultado del mismo.

Los ácidos se pueden describir como sustancias que tienen un sabor agrio. Estos producen efervescencia al entrar en contacto con carbonatos, cambian a rojo el color azul del papel tornasol y reaccionan con bases, álcalis y ciertos metales para formar sales; todos los ácidos contienen hidrógeno. Los ácidos son calificados de fuertes o débiles según la concentración de iones hidrógeno (H^+) resultante de la ionización. Las bases pueden ser descritas como sustancias que tienen un sabor amargo, una textura resbaladiza en solución, la capacidad de cambiar a azul el papel de tornasol rojo, y la habilidad de reaccionar con ácidos para formar sales. Las bases no producen ninguna efervescencia al entrar en contacto con carbonatos; los ácidos reaccionan con las bases para formar sales. Una base es calificada de fuerte o débil según la cantidad de la molécula que se disocia en iones hidroxilo (OH^-) en la solución.

pH	CONCENTRACIÓN [H^+]	TIPO	CONCENTRACIÓN [OH^-]	SUSTANCIA
0	1	Ácidos	10^{-14}	Disolución de HCl
1	10^{-1}		10^{-13}	Jugo gástrico
2	10^{-2}		10^{-12}	Jugo de limón
3	10^{-3}		10^{-11}	Refresco de cola
4	10^{-4}		10^{-10}	Vino, vinagre
5	10^{-5}		10^{-9}	Café negro
6	10^{-6}	Neutro	10^{-8}	Lluvia ácida, té
7	10^{-7}		10^{-7}	Agua pura
8	10^{-8}	Bases	10^{-6}	Lagrimas, saliva
9	10^{-9}		10^{-5}	Agua de mar
10	10^{-10}		10^{-4}	Agua de jabón
11	10^{-11}		10^{-3}	Agua de cal
12	10^{-12}		10^{-2}	Amoniaco
13	10^{-13}		10^{-1}	Blanqueador
14	10^{-14}		1	Hidróxido de sodio

(Tabla 3.2 valores de pH de algunas sustancias de referencia)

Cloruros: los cloruros son compuestos que llevan un átomo de cloro en estado de oxidación formal -1, y se pueden obtener por la reacción de una base (óxido, hidróxido, carbonato, etc.), y del ácido clorhídrico. El cloruro más conocido es la sal marina que está presente en el agua de mar con una concentración del 3 - 3,5 % aproximadamente. La concentración de cloruros es de suma importancia en los lodos de perforación, ya que al incrementarse su salinidad, la solubilidad de las sales y aditivos generalmente aumenta provocando reacciones químicas tales como la precipitación.

El ion cloruro proviene de la disociación electrolítica del cloruro de sodio ($NaCl$) al estar en solución acuosa. La contaminación del lodo por los cloruros puede provenir de las siguientes tres fuentes:

1. Del agua de alimentación al lodo cuya salinidad puede alcanzar hasta 20 ppm.

2. Del flujo de agua salada de la formación.
3. De las sales agregadas al lodo por los estratos de sal perforados.

La salinidad de un fluido de perforación de base agua se determina por la titulación de filtrado resultado de lodo colocado dentro el filtro de prensa a 100 psi durante 30 minutos, al agregarse el nitrato de plata (AgNO_3) al 0.028, al virar los cloruros solubles, se precipita la disolución ácida del filtrado formando un precipitado de color rojo ladrillo.

III.IV. CONTAMINACIÓN DEL LODO.

La composición y tratamiento de los fluidos de perforación a base agua depende de los materiales que se encuentren o agreguen intencionalmente durante las operaciones de perforación; casi todo material podrá ser considerado contaminante en uno u otro caso. Durante la perforación de un pozo, el lodo puede sufrir contaminaciones con fluidos provenientes de la formación, modificando con esto sus características reológicas principales. Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación. Los sólidos reactivos de baja densidad son los contaminantes más comunes en todos los fluidos de perforación, estos sólidos se componen de sólidos perforados que se han incorporado dentro del sistema o que resultan del tratamiento excesivo con arcillas comerciales. Los siguientes contaminantes químicos son los más comunes de los lodos base agua:

- A) Contaminación por anhídrita (CaSO_4) o yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).
- B) Contaminación por cemento (silicato complejo de $\text{Ca}(\text{OH})_2$).
- C) Contaminación por sal (sal de roca, agua de preparación, agua salada, magnesio, calcio, cloruro de sodio y agua irreductible).
- D) Contaminación por gases ácidos, incluyendo el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Los tres primeros tipos de contaminación hacen referencia a contaminantes químicos que están directamente relacionados a las reacciones de intercambio de iones con las arcillas. Por lo tanto, la concentración de sólidos de tipo arcilloso en un lodo base agua está directamente relacionada con la severidad con la cual el contaminante químico afecta las propiedades del lodo.

A) **Contaminación por Anhidrita o Yeso:** Ambas sustancias están compuestas de sulfato de calcio ($\text{CaSO}_4 \cdot (2\text{H}_2\text{O})$) y tienen composiciones químicas casi idénticas. El yeso es sulfato de calcio hidratado mientras que la anhidrita es un sulfato de calcio sin agua. El ion calcio el cual es el principal contaminante de los lodos base agua, se puede derivar del yeso o durante la perforación en anhidrita; es un contaminante que causa agregación y floculación en la mayoría de los lodos base agua, cambiando drásticamente la naturaleza de estos sistemas de agua dulce con base arcilla, se presenta con bastante frecuencia durante la perforación. La primera indicación de contaminación de anhidrita o yeso sobre un sistema de lodo a base de bentonita es la disminución del pH y el aumento de las propiedades físicas (alta viscosidad de Marsh, punto cedente, altos esfuerzos de gel y un mayor filtrado); la severidad de este contaminante depende principalmente de los metros perforados: una manera de reducir el efecto del calcio es añadiendo carbonato de sodio al lodo para causar su precipitación. Cuando se perforan grandes secciones de anhidrita o yeso, la magnitud de la contaminación hace que sea prácticamente imposible mantener las propiedades de flujo y el control de filtrado deseables. Una manera de identificar a la anhidrita, es colocando un fragmento de la misma sobre un vidrio (portaobjetos), agregándole ácido clorhídrico (HCl) y calentando el vidrio con un encendedor hasta consumir el ácido donde se deben de observar los restos de la anhidrita en forma de espículas alargadas. (Referencia Manual de registro de hidrocarburos de Rotenco)

B) **Contaminación por Cemento:** La contaminación con cemento ocurre una o más veces cuando se cementa la tubería de revestimiento o al perforar los tapones de cemento. El grado de contaminación y la severidad con que afecta las propiedades del lodo dependen de varios factores tales como contenido de sólidos, tipos y concentración de dispersantes y cantidad de cemento incorporado. El cemento contiene compuestos que al reaccionar con el agua, forman grandes cantidades de hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$); siendo esta cal producida la que causa la mayor dificultad en la contaminación con cemento. La indicación principal de la contaminación del lodo por cemento es un aumento importante del pH, debido a la disminución de la solubilidad por ser un silicato de cal además del aumento del filtrado. Cuando la cantidad de cemento perforado es relativamente pequeña, el lodo contaminado puede ser eliminado en las temblorinas o tratado con desfloculantes y precipitantes; pero cuando la contaminación es grave, el lodo se deberá tratar con un ácido combinado con bicarbonato de sodio para mantener un valor de pH menor de 11.7. Las únicas circunstancias donde el cemento no es un contaminante son cuando se usa agua clara, salmueras, lodos a

base de calcio o lodos base aceite. Para identificar la presencia de cemento en los recortes se utiliza fenoftaleina, la cual se colorea en tonos rojizos al reaccionar con la cal de la muestra.

C) **Contaminación por Sal:** La contaminación con sal se da por su contenido de iones de magnesio y iones de calcio, ambos perjudiciales para los lodos base agua. Este tipo de contaminación puede provenir del agua que se usa para mezclar el lodo, en la perforación de domos salinos o en flujos de agua salada. Existen tres tipos de sales de roca naturales encontradas durante la perforación de domos salinos, siendo la halita (NaCl sal común), la que se perfora con más frecuencia y constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada. Su efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas causadas por la acción del ion sodio. Los otros tipos de sales menos comunes son la silvita (KCl) y la carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$).

El flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial en las propiedades de lodo que en la perforación de domos salinos porque las sales contenidas están solubilizadas y reaccionan más rápidamente con las arcillas. La base de estas sales está directamente relacionada con su origen en sedimentos marinos depositados en agua salada, que al ser expulsada de los sedimentos durante el proceso de compactación, su concentración de sales se vuelve considerablemente alta.

En general, la contaminación de sal en un lodo a base agua causa un incremento en la viscosidad Marsh, viscosidad plástica y aparente, punto cedente, fuerzas de gel, filtrado, alcalinidad y contenido de cloruros; también ocasiona una disminución de la densidad y del pH. Un flujo de agua salada puede ser detectado por el incremento en el volumen de lodo en temblorinas y en presas de lodo, el aumento en el contenido de cloruros, el incremento en las emboladas por minuto de las bombas de lodo y disminución en la presión de bomba. Si la densidad del lodo es mayor que la densidad del agua salada, la densidad disminuye.

Como los efectos por contaminación de sal o de flujo de agua salada en un lodo base agua no se pueden precipitar por medios químicos, la concentración sólo se puede reducir por medio de dilución con agua dulce, y a través del aumento de la densidad del lodo para tratar de contener el flujo, utilizando dispersantes para reducir las propiedades reológicas, así como sosa cáustica para aumentar el pH y de un reductor de filtrado. Para determinar la salinidad

que existe en el lodo base agua, se utiliza el filtro de prensa que además de servir para ver el grosor del enjarre que se forma en el papel filtro, mide también la cantidad de filtrado del lodo, el cuál, con una pequeña cantidad de filtrado combinado con una solución de nitrato de plata, determina las partes por millón de sal que hay en el lodo.

D) Contaminación por gases ácidos: Este tipo de contaminación incluye el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S); el primero constituye un contaminante bastante común en el lodo que existe en muchas formaciones. En una solución acuosa, el CO_2 formará ácido carbónico (H_2CO_3), el cual se convertirá en grupos de bicarbonatos (HCO_3) con valores de pH medios, y luego en grupos de carbonatos (CO_3) con valores de pH más altos. La contaminación de carbonatos/bicarbonatos se reconoce generalmente en la alta viscosidad de la línea de flujo, un alto punto cedente y esfuerzos de gel progresivos que pueden causar la solidificación del lodo. Estos aumentos de la viscosidad son producidos cuando los carbonatos y/o bicarbonatos floculan los sólidos de tipo arcilloso en el lodo. Las fuentes de los carbonatos y/o bicarbonatos resultan cuando el dióxido de carbono del aire se incorpora en el lodo a través de las tolvas mezcladoras de lodo en las presas de lodo, y mediante las descargas de los equipos utilizados para mezclar el lodo y eliminar los sólidos; donde al disolverse el CO_2 se transforma en ácido carbónico convirtiéndose después en bicarbonatos y/o carbonatos según el pH del lodo. Otra fuente se tiene por los excedentes de carbonato de sodio o bicarbonato de sodio resultado del tratamiento de la contaminación de cemento o yeso. También por el gas CO_2 proveniente de la formación y agua de formación y por algunas baritas impuras. Cuando este tipo de contaminación sucede, se deben eliminar los carbonatos y/o bicarbonatos con cualquier fuente de calcio soluble con un pH constante o aumentando el pH con sosa cáustica, añadiendo cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) y/o yeso ($2\text{H}_2\text{O}$) ambos solubles de calcio (Ca), para la eliminación del carbonato de calcio (CaCO_3).

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas ácido venenoso que se convierte en el contaminante más severo y peligroso que existe cuando se perfora un pozo. Por su alto grado de corrosión, este gas es destructivo para la tubería y herramientas de perforación y muy tóxico para los seres humanos porque puede insensibilizar rápidamente los sentidos, siendo letal incluso a bajas concentraciones. Cuando se identifica la presencia de sulfuro de hidrógeno extraído por absorción del lodo de perforación o del gas presente en la atmósfera por medio de las alarmas sonoras de los sensores de H_2S fijos y portátiles, todo el personal debe de utilizar inmediatamente los equipos de respiración autónomos y poner en práctica las

medidas de seguridad. Otra forma de detección del H₂S es al pasar esta mezcla de gas-aire por una solución de acetato de plomo (Pb(CH₃-COO)₂) causando su precipitación en sulfuro de plomo (PbS), y observando un color negro en la línea de flujo de gas total, para así detectarse en forma inmediata. Las propiedades físicas del sulfuro de hidrógeno son:

- Extremadamente tóxico (véase tabla H₂S)
- Incoloro
- Más pesado que el aire por lo que se presenta en las zonas más bajas.
- Rápidamente volátil con el aire.
- Al quemarse su flama, se produce dióxido de azufre (SO₂), el cual es también altamente tóxico.
- Olor fétido (huevo podrido) y penetrante en bajas concentraciones, adormeciendo e inhibiendo rápidamente el olfato, por lo que nunca se debe depender de este sentido para detectarlo.
- Altamente corrosivo para algunos metales.
- Más letal que el monóxido de carbono (CO) y casi tan tóxico como el ácido cianhídrico (HCN).
- Altamente inflamable formando una mezcla explosiva al contacto con el aire y el oxígeno, encendiéndose automáticamente a los 250 °C.

El gas de sulfuro de hidrógeno se puede encontrar en muchas formaciones y en los

1. Depósitos térmicos
2. Gas de la formación.
3. Degradación biológica.
4. Descomposición de materiales que contienen azufre.

El sulfuro de hidrógeno puede ser identificado por:

- a) Reducción del pH del lodo.

- b) Decoloración del lodo (hacia un color oscuro) debido a la formación de sulfuro de hierro (FeS) a partir de la barita.
- c) Olor a huevo podrido.
- d) Aumento de la viscosidad y del filtrado debido a la reducción del pH.
- e) Formación de incrustaciones negras (FeS) sobre las tuberías de perforación de acero.

Debido a que el sulfuro de hidrógeno es un gas ácido, el pH del lodo se reduce rápidamente por la neutralización de OH⁻; por lo anterior, el pH debe ser aumentado hasta un valor mínimo de 11 a 12 mediante la adición de sosa cáustica en el lodo, para después amortiguar el pH con cal y comenzar a tratar el lodo con óxido de zinc (ZnO) para eliminar los sulfuros solubles al sistema. El lodo de emulsión inversa protege más a la tubería de perforación contra la corrosividad del H₂S porque el aceite actúa como agente formador de película, evitando en parte, la ruptura por absorción de hidrógeno que es la causa de destrucción de los materiales. Por el contrario, es con los lodos base aceite donde se deben de tomar mayores precauciones que en los lodos base agua -aunque en ambos el H₂S sea igual de tóxico-, debido a la solubilidad del H₂S en el aceite. En síntesis, cuando el gas de sulfuro de hidrógeno pareciera que proviene o que fluye de la formación, la densidad del lodo deberá de aumentarse para interrumpir el flujo de gas dentro del pozo para después realizar las acciones descritas anteriormente para minimizar los efectos tóxicos de este gas altamente contaminante y corrosivo. (Véase la Tabla 3.3)

p.p.m.	EFECTOS PRODUCIDOS	PRECAUCIONES Y TRATAMIENTO
10	Concentración máxima para trabajar durante 8 hrs. por 5 días a la semana de exposición.	Observación en los cambios de síntomas de salud.
50	Conjuntivitis, ligera irritación del tracto respiratorio después de y hora de exposición.	Trasladarse a una zona ventilada con aire fresco.
100	Irritación en los ojos y pérdida del sentido del olfato, respiración alterada y mareos, después de 15 a 30 minutos de exposición.	Después de una hora de exposición aumentan los síntomas.
200 a 300	Marcada conjuntivitis, fuerte irritación del tracto respiratorio después de una hora de exposición.	Trasladarse a una zona ventilada y aplicar nitrito de amilo.
400 a 500	Pérdida de la conciencia y posiblemente la muerte en 30 minutos	Trasladarse rápidamente a una zona ventilada y aplicar nitrito de amilo.
700 a 800	Inconsciencia acompañada del cese de la respiración y sobreviene la muerte.	Aplicar nitrito de sodio al 50% más 9% de agua bidestilada intravenosa de 1 a 3 ml.

Tabla 3.3: Efectos de Toxicidad del H₂S en Concentración en partes por millón (ppm).

Contaminación del lodo base aceite:

La contaminación con agua salada en lodos de emulsión inversa produce:

- a) Disminución de la densidad.
- b) Aumento de la viscosidad.
- c) En ocasiones, continuo flujo del lodo al parar las bombas.
- d) Disminución de la relación aceite-agua.

La contaminación con gas en lodos de emulsión inversa produce:

- a) Disminución de la densidad.
- b) Aumento del nivel en presas.
- c) En ocasiones, continuo flujo del lodo al parar las bombas.

III.V. GAS TOTAL Y CROMATOGRAFÍA.

El principal objetivo del registro de hidrocarburos consiste en determinar la cantidad de gas contenido en el lodo al liberarlo mecánicamente por la acción de la barrena al perforar y resquebrajar la formación. Evaluando así, la concentración de hidrocarburos en las formaciones atravesadas para fines comerciales y de seguridad en las personas y en las instalaciones petroleras; siendo de gran importancia como índice de presiones de formación y de contenido de hidrocarburos en la roca.

Para registrar en forma continua la cantidad de gases hidrocarburos extraídos del lodo de perforación, se utiliza un desgasificador o trampa de gas colocada en una de las cajas de recortes de las temblorinas; lugar donde el lodo es agitado por unas aspas al interior de la trampa a una velocidad constante, liberando el gas atrapado en el lodo para ser absorbido y transportado mediante una manguera a flujo continuo hasta la unidad de registro donde se encuentra un equipo detector de gas total que contiene una cámara de combustión catalítica con filamentos de alambre de platino que son expuestos con la mezcla de aire y del gas extraído del lodo, y que al ser calentados por una corriente eléctrica y temperatura constantes, son capaces de quemar primeramente los gases húmedos a una temperatura mayor a 650 °C, hasta alcanzar los 890 °C suficientes para quemar toda la mezcla de gases húmedos y secos.



(Figura 3 Foto. del cromatografo)

Los elementos que intervienen en la combustión son el combustible, el oxígeno y una fuente de calor. El combustible proviene del gas de la formación atravesada, el oxígeno se toma de la trampa de gas y ambos reaccionan por el calor generado dentro del equipo de detección de hidrocarburos. Es muy importante revisar periódicamente la trampa de gas, para asegurar que la mezcla de gas-aire sea la adecuada y que la salida de descarga de la trampa no esté saturada por aumento de nivel del lodo en la caja de recortes de las temblorinas.

La Cromatografía es una forma mas especializada de detectar, separar y cuantificar el porcentaje y las partes por millón de cada uno de los componentes de una mezcla de gases extraídos. Este parámetro se obtiene también en forma continua durante la perforación, representando los diferentes tipos de gas que se van incorporando al lodo para una evaluación inmediata de su potencial de hidrocarburos. Este proceso es muy importante ya que permite identificar intervalos con impregnación de hidrocarburos y prever posibles situaciones de brote y descontrol del pozo.

Mediante la cromatografía se realiza un diagnóstico cualitativo y cuantitativo del gas extraído del lodo de perforación, proporcionando un análisis detallado de todos sus componentes (metano, etano, propano, isobutano, neobutano, isopentano y neopentano). El proceso de una cromatografía o cromatograma consiste en hacer pasar la mezcla de gas por un Cromatógrafo (aparato que contiene en su interior una columna de separación donde los gases son separados de acuerdo al tipo de molecula). La primera lectura pertenecerá al metano, pues es el gas de menor peso molecular, la segunda al etano y así sucesivamente hasta completar el ciclo. Un análisis cromatográfico continuo de gas en la columna de la gráfica de registro de hidrocarburos

proporciona una de las herramientas más valiosas para interpretar el valor de un yacimiento con contenido comercial de hidrocarburos gaseosos y líquidos.

La serie de hidrocarburos de los gases de formación corresponde a la serie de las parafinas, las cuales pueden ser divididas en cuatro series:

Parafinas Normales: son todos los hidrocarburos saturados que tienen una estructura de cadenas rectas. El hidrocarburo más simple es el metano (C_1H_4) con un átomo de carbono rodeado de cuatro átomos de hidrógeno; seguida de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}), etc. De los cuales el metano al butano son gases. Del pentano, hexano a los pentadecanos son hidrocarburos líquidos que forman los principales constituyentes de la gasolina. Y más allá de estos son sólidos, ceras y eventualmente asfaltenos. La fórmula general de este grupo es $C_n H_{2n+2}$.

1. **Iso-Parafinas:** son también hidrocarburos saturados donde algunos átomos de carbono siguen una dirección diferente a las rectas se ramifica, formando una estructura de cadenas entrelazadas llamadas isómeros de sus correspondientes cadenas rectas con la misma composición química y peso molecular, pero con diferentes propiedades físicas y químicas. Mientras más átomos de carbono existan, la cadena será más larga y se formaran cadenas entrelazadas. La fórmula general es $C_n H_{2n-2}$.

2. **Ciclo-Parafinas o Naftanos:** son los hidrocarburos cuyos átomos de carbono forman estructuras en anillos con los hidrógenos unidos en sus bordes; sus isómeros son conocidos como oleofinas. La fórmula general para este grupo es $C_n H_{2n}$.

3. **Serie de Benceno:** son hidrocarburos no saturados o insaturados en estructuras de anillos; llamados también aromáticos por sus características odoríficas. Están presentes en todos los aceites crudos generalmente en pequeñas cantidades. El benceno (C_6H_6) es el miembro más común y la fórmula general es $C_n H_{2n-6}$.

La serie de las parafinas normales o serie parafínica es la que incluye a gran parte de los hidrocarburos contenidos en los aceites crudos, por lo que se divide en dos grupos con base a los componentes gaseosos que contiene:

- a) **Gases Secos** representados por el Metano y Etano exclusivamente.
- b) **Gases Húmedos** formado por los demás gases hidrocarburos de alto peso molecular.

Esta clasificación proporciona la información necesaria para definir dos tipos de manifestaciones. El primer grupo señala una manifestación de una formación productora o portadora de gas comúnmente denominado gas de lutitas, que no tiene relación con la presencia de aceite en la formación. El segundo grupo señala la presencia de una manifestación de gas proveniente de una zona con aceite, siendo esta más importante desde el punto de vista comercial: objetivo principal de todo pozo petrolero. Se entiende como una manifestación de gas a la presencia de gas hidrocarburo dentro del lodo al salir a la superficie, alterando las características del lodo de perforación por efecto de la contaminación, presentando lecturas altas de gas y aumento en los volúmenes de lodo en el nivel de presas.

La clasificación de las manifestaciones de gas están directamente relacionadas con las operaciones del pozo (perforación, circulación, viaje corto, cambio de barrena, etc.), por lo que se tienen los siguientes tipos de gases.

- a) Gas liberado, es el que está en los poros de la roca y se incorpora en el lodo a medida que la barrena lo va liberando a resquebrajar la formación.
- b) Gas producido, es el que se incorpora en el lodo debido al empuje que ejerce la presión de los poros de la formación que excede a la presión hidrostática y puede venir de cualquier profundidad.
- c) Gas reecirculado o reciclado (gas succión), es el gas que sale del pozo en la columna del lodo y que no alcanza a ser eliminado completamente en las presas de lodo durante una manifestación, y es bombeado nuevamente al interior del pozo.

- d) Gas de contaminación es el que se produce artificialmente en el sistema de lodos de perforación por una fuente diferente al de gas de formación (diesel, lubricantes, aceites, etc.)

- e) Gas de fondo es la cantidad de gas acumulado que permanece estático en el fondo del pozo en el lodo por un cambio de barrena, y que se manifiesta después de circular tiempo de atraso. Este gas es producto del efecto de swabeo, disminución de la densidad equivalente o por no haberse formado enjarre en los últimos metros perforados en la pared del pozo.

- f) Gas de conexión, es la cantidad de gas acumulado que se manifiesta al tiempo de atraso posterior a la conexión de la tubería de perforación.

Por último, cuando en cuerpos potencialmente explotables que por razones de la densidad que tiene el fluido de perforación o de baja permeabilidad de la roca no se haya manifestado en las lecturas de gas en el lodo, se realiza la obtención del gas a partir gas cortes mediante la trituración de la muestra de canal o de núcleo con la ayuda de la licuadora, liberando el gas contenido dentro del espacio poroso de los cortes de la roca o núcleo.

g) Gas cortes. Cuando en cuerpos de roca que se sabe son potencialmente explotables pero que por razones de la alta densidad del lodo con que se está trabajando durante la perforación, o de la baja permeabilidad de la roca, no se hayan manifestado lecturas de gas en el lodo al perforar estas zonas de interés, se efectúa la detección de gas en los cortes de roca que se recuperan en temblorinas. Para este proceso se utiliza un detector de gas auxiliar para el análisis. Después de recuperar los cortes, estos se colocan en una licuadora llenando la jarra con agua a la mitad con una cantidad constante para todos los análisis. Se tapa la jarra y se muelen los cortes de 30 a 60 segundos dependiendo si son formaciones suaves o compactas. Al molerse, el contenido de gas dentro del espacio poroso de los cortes se separa para formar una mezcla con el aire que quedó al tapar la jarra de la licuadora, siendo extraído hacia el interior del detector liberando el gas de la roca, para la mezcla gas-aire pase por detector de gas, donde nos dará la lectura correspondiente.