

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**



**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“EVALUACION DE UN FLUIDO BASE AMINA-GLICOL PARA PERFORAR  
POZOS DE PETROLEO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TESINA DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO DE PETROLEO**

Presentado por:

Francisco Iván Guerrero Cedeño

Guayaquil - Ecuador

2014

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a mi padre Dios por darme la fuerza y sabiduría en este largo y difícil trayecto, a mi familia que ha estado conmigo siempre apoyándome y guiándome al camino hacia el éxito.

A mi tutor, el Ing. Klever Malavé por los conocimientos impartidos y ser guía fundamental en el trascurso de mi formación académica.

Y aquellas personas que me enseñaron a ser alguien mejor cada día.

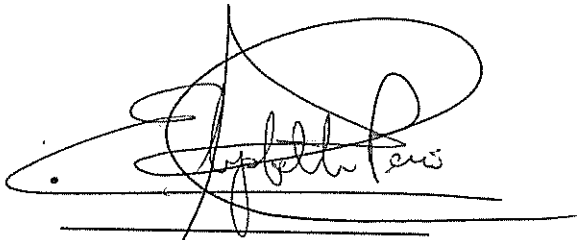
Francisco Guerrero.

## DEDICATORIA

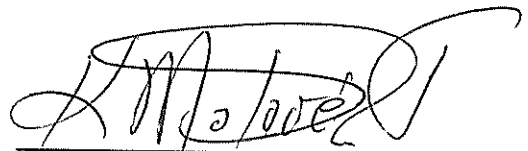
Dedico mi trabajo a Dios por brindarme sabiduría y perseverancia para lograr cada una de mis metas propuestas, a toda mi familia en especial para mis padres Francisco Guerrero y Lila Cedeño que han sido mis inspiraciones para ser quien soy. A mis hermanos y todos aquellos que me inspiraron a ser el profesional que hoy soy.

Francisco Guerrero.

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Elizabeth Peña', written over a horizontal line.

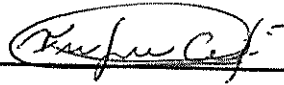
Dra. Elizabeth Peña  
DECANA (e) DE LA FICT

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Klever Malave', written over a horizontal line.

Ing. Klever Malave.  
PROFESOR DE SEMINARIO

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta tesina de grado nos corresponde exclusivamente; A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Superior Politécnica Del Litoral, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente".



Francisco Iván Guerrero Cedeño

## RESUMEN

El estudio consiste en **EVALUACION DE UN FLUIDO BASE AMINA-GLICOL PARA PERFORAR POZOS DE PETROLEO EN EL ORIENTE ECUATORIANO** con el fin de que se pueda aplicar en cualquier Campo del Oriente Ecuatoriano.

La finalidad de este estudio es contrarrestar los problemas en la perforación; tales como la Inestabilidad del pozo, Trasmisión de la presión al poro, Pérdida de Circulación, Atascamiento de la sarta de perforación, Medidas de Prevención y control.

En la industria de la perforación de pozos, el fluido de perforación (lodo, barro, fluido, son diversos nombres que se le dan) es, como su nombre lo indica, un fluido que se utiliza para facilitar el proceso de perforación. No debe ser tóxico ni corrosivo, debe ser estable a altas presiones y temperaturas y no debe interferir con los registros eléctricos.

Para la correcta selección de un fluido se debe conocer la química básica de arcillas cuya finalidad es brindar un incremento en la capacidad de limpieza así la supresión del mismo y del filtrado.

En el análisis de las pruebas de laboratorio determinaremos las propiedades del fluido base AMINA-GLICOL, con los resultados obtenidos concluiremos si el fluido es óptimo.

Lo correspondiente al manejo ambiental, antes de iniciar y durante el proceso de perforación se debe de llevar un control de las etapas perforadas controlando procesos de control de sólidos y dewatering.

En conclusión luego de los análisis correspondientes se podrá dar un veredicto si el nuevo fluido es recomendado para su aplicación en la perforación de pozos en la cuenca oriente del Ecuador.

# INDICE GENERAL

RESUMEN .....	VIII
ABREVIATURA .....	XII
INTRODUCCIÓN.....	XV
CAPITULO 1 .....	1
1. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION. ....	1
1.1 Inestabilidad del pozo. ....	1
1.2 Clasificación de la las Lutitas .....	3
1.2.1 Hidrables y dispersas .....	3
1.2.2 Arcillas Quebradizas.....	4
1.2.3 Excesiva Bajo Presión .....	4
1.2.4 Bajos Esfuerzos Tectónicos .....	5
1.3 Formaciones que originan la pérdida de circulación. ....	5
1.3.1 Fracturadas .....	5
1.3.2 Altamente Permeables .....	5
1.3.3 Altamente Poderosas.....	6
1.3.4 Cavernosas y Drusas .....	6
1.3.5 Medidas Preventivas.....	6
1.4 Procedimientos Correctivos para la pérdida de circulación. ....	7
1.4.1 Perdidas parciales lentas (formaciones permeables). ....	7
1.4.2 Perdidas parciales (formaciones altamente porosas fracturadas) .....	8
1.4.3 Perdida total (cavernas, drusas o fracturas inducidas).....	8
1.5 Atascamiento de la Sarta de perforación. ....	8
1.5.1 Medidas de control y prevención .....	9
CAPITULO 2 .....	11



2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	11
2.1 Introducción .....	11
2.2 Principales Componentes y Funciones. ....	12
2.3 Propiedades de los Fluidos de Perforación.....	13
2.3.1 Físicas .....	13
2.3.2 Químicas.....	16
2.4 Tipos de Fluidos de perforación.....	17
2.4.1 Base Agua.....	17
2.4.2 Base Aceite.....	17
2.4.3 Aireados .....	18
2.4.4 Limpios (salmueras) .....	18
CAPITULO 3 .....	20
3. PREPARACIÓN DEL FLUIDO BASE AMINA GLICOL Y EVALUACIÓN DEL PODER INHIBITORIO EN LOS MINERALES ARCILLOSOS .....	20
3.1 Aminas.....	20
3.1.1 Comportamiento de las Aminas .....	21
3.1.2 Reacciones de las arcillas con las Aminas .....	21
3.2 Glicol .....	23
3.2.1 Comportamiento del Glicol.....	23
3.3 Selección de los Componentes y Preparación .....	29
CAPITULO 4 .....	33
4. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE LABORATORIO EN EL FLUIDO Y SU APLICACIÓN PARA PERFORAR POZOS EN EL CAMPO ORIENTE ECUATORIANO.....	33
4.1 Introducción.....	33
4.2 Balanza de lodo.....	33
4.3 Viscosímetro Rotativo/determinación del esfuerzo de Gel.....	35
4.4 Filtro Prensa .....	37
4.5 Pruebas Químicas.....	38
4.6 PH del Fluido .....	40
4.7 Capacidad de Intercambio Catiónico .....	41

4.8 Tiempo de Succión Capilar: Figura. 14 .....	43
CAPITULO 5 .....	47
5. ASPECTOS AMBIENTALES QUE SE DEBEN CONSIDERAR CUANDO SE MANEJA UN FLUIDO DE PERFORACION.....	47
5.1 Principales Objetivos del Estudio de Impacto Ambiental .....	49
5.2 Control de sólidos .....	49
CAPITULO 6 .....	51
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	51
6.1 CONCLUSIONES .....	51
6.2 RECOMENDACIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53

## ABREVIATURA

<b>TAME</b>	Emulsión de lodo activada térmicamente
<b>MBT</b>	Methylene Blue Test
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials
<b>ASME</b>	American Society of Mechanical Engineers
<b>BHCT</b>	Temperatura circulante de fondo
<b>HS&amp;E</b>	Control de Salud, Seguridad y Medio Ambiente
<b>SG</b>	Gravedad específica
<b>CST</b>	Tiempo de succión capilar
<b>ECD</b>	Pérdida por fricción anular
<b>TD</b>	Profundidad total del pozo
<b>BBLS</b>	Barriles
<b>PPG</b>	Libras por galón
<b>GPM</b>	Galones por minuto
<b>BPM</b>	Barriles por minuto
<b>M</b>	Metro
<b>PULG</b>	Pulgada
<b>FT</b>	Pie
<b>FT<sup>3</sup></b>	Pie cúbico
<b>FT<sup>3</sup>/BBL</b>	Pie cúbico por barril
<b>LB.</b>	Libra
<b>LB/FT</b>	Libra por pie
<b>PSI</b>	Libras por pulgada cuadrada

<b>ROP</b>	Velocidad de perforación
<b>PPG</b>	Polipropilen glicol
<b>PEG</b>	Polietilen glicol
<b>PHPA</b>	Polímeros encapsulantes



## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación geográfica, morfología del Ecuador. Fuente: "Internet" .....	XVI
Figura 2: Geomorfología del Oriente.....	XVII
Figura 3: Principales estructuras del Sistema Subandino .....	XVIII
Figura 4: "División de la cuenca Oriente" .....	XIX
Figura 5: Reconstrucción paleo-sedimentológica del terciario- jurásico .....	XXII
Figura 6: "Fluidos Base Agua" . .....	17
Figura 7: "Fluidos de Base Aceite" .....	18
Figura 8: "Balanza de lodos" .....	34
Figura 9: "Viscosímetro Rotativo .....	35
Figura 10: "Filtro Prensa" .....	37
Figura 11: "Medidor de pH con electrodo de vidrio" .....	40
Figura 12: "Equipo para Prueba de Azul de Metileno" .....	42
Figura 13: "Diferentes muestras tomadas de azul metileno" . .....	43
Figura 14: "Equipo para CST" .....	44
Figura 15: "Círculo del Lodo de Perforación" .....	50

## INDICE DE TABLAS

Tabla I: "Tipos de salmueras más utilizadas" .....	19
Tabla II: "Muestra la descripción de los fluidos considerados en el estudio". .....	31
Tabla III: Concentraciones de los Fluidos en estudio. ....	32
Tabla IV: "Resultados de la Prueba" .....	34
Tabla V: "Resultados de la Viscosidad Plástica" .....	35
Tabla VI: "Resultados del Punto Cedente" .....	36
Tabla VII: "Resultados de la Medición de la Resistencia al Gel" .....	36
Tabla VIII: "Resultados de la prueba antes y después de rolar" .....	37
Tabla IX: "Resultados de Alcalinidad" .....	40
Tabla X: "Resultados de prueba de sal" .....	40
Tabla XI: "Resultados de pH" .....	41
Tabla XII: "Resultados de MBT" .....	43
Tabla XIII: "Resultados para el CST" .....	44
Tabla XIV. "Promedios de inhibición obtenidos en base a las pruebas" .....	47

## INTRODUCCIÓN

### GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE

#### **Situación morfológica y deformación de la Cuenca Oriente.**

La Cuenca Oriente esta posicionada en la cuenca ante-país transarco de los Andes ecuatorianos. Ubicada al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes Septentrionales. Debido a esta posición en particular, la región, está sometida a esfuerzos de gran importancia y, debido a esto, se le ha asociado a una fuerte actividad sísmica y volcánica. La geodinámica de los Andes centrales y septentrionales está ligada a la subducción de la placa oceánica Nazca por debajo del continente sudamericano. Localizado al frente de la costa ecuatoriana, la estructura de la placa Nazca está caracterizada por la presencia de la Dorsal de Carneige, que se encuentra al continuamente en proceso de subducción por debajo de los Andes ecuatorianos. (Figura 1)





**Figura 1: Ubicación geográfica, morfología del Ecuador. Fuente: "Internet"**

La Cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir de finales del cretácico, que provocan la aparición de la cordillera real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco propiamente dicha.

Su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas falla normales ligadas a un sistema de Rift de edad triásico – jurásico inferior. Estas fallas, actualmente inversas y de fuerte buzamiento, están orientadas principalmente N-S o NNE-SSO, y limitan tres corredores estructurales petrolíferos con características propias como son: el Sistema Subandino (Play Occidental), el corredor Sacha-Shushufindi (Play central) y el Sistema Capirón-Tiputini (Play oriental). (Figura. 2)

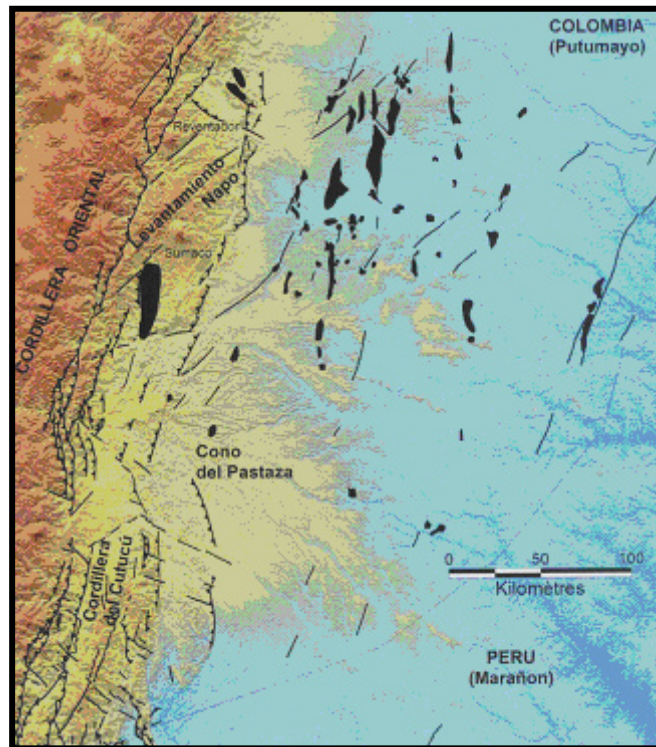


Figura 2: Geomorfología del Oriente

### Geología regional de la Cuenca Oriente.

Existen tres dominios tectónicos en la Cuenca Oriente cada uno con propiedades diferentes.

El Dominio Occidental o Sistema Subandino presenta de Norte a Sur 3 zonas morfo-estructurales: El levantamiento Napo que corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NE-SO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas (Figura. 3).

La Depresión Pastaza donde las fallas se vuelven mas cabalgantes al contacto Zona Subandina-Cordillera Oriental (Figura. 3)

La Cordillera de Cutucú (Figura. 3), la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de NS a NO-SE, y la aparición de formaciones triásicas y jurasicas (Fm. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fm. Pumbuiza y Macuma).

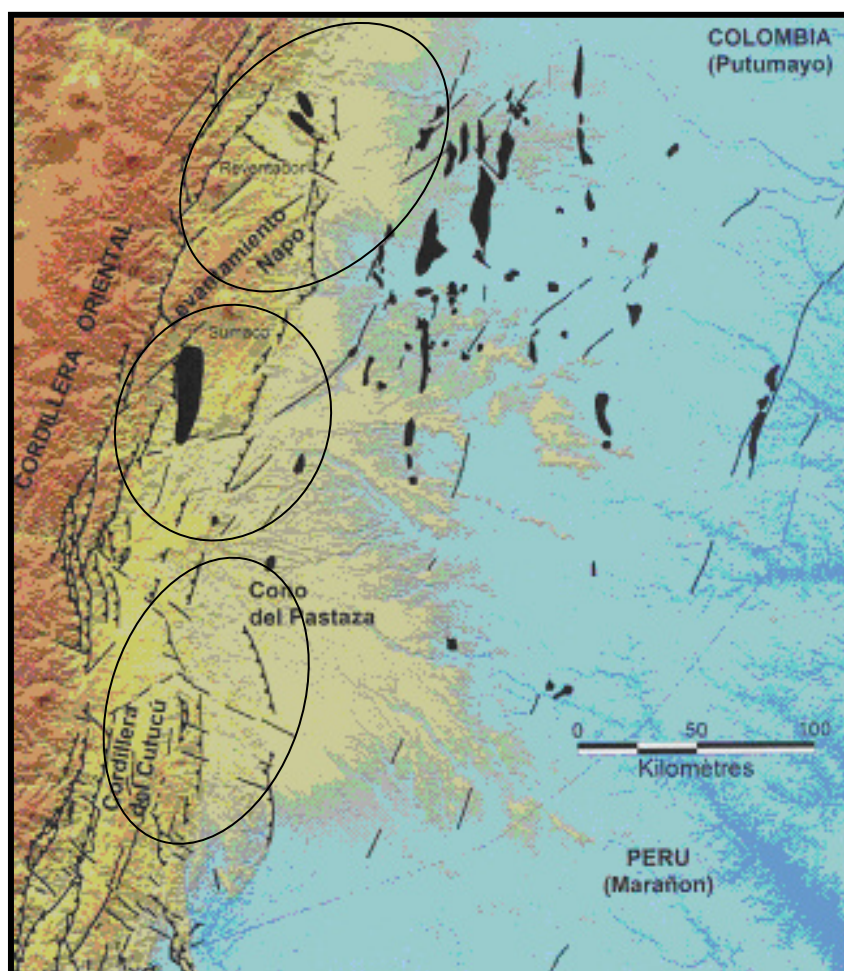


Figura 3: Principales estructuras del Sistema Subandino

## Tectónica y geología estructural de la Cuenca Oriente

En la Cuenca Oriente como se ha citado anteriormente presenta tres dominios estructurales controlados por mega-fallas de rumbo, de orientación NE-SO que se prolongan hacia el norte con Colombia. (Figura. 4)

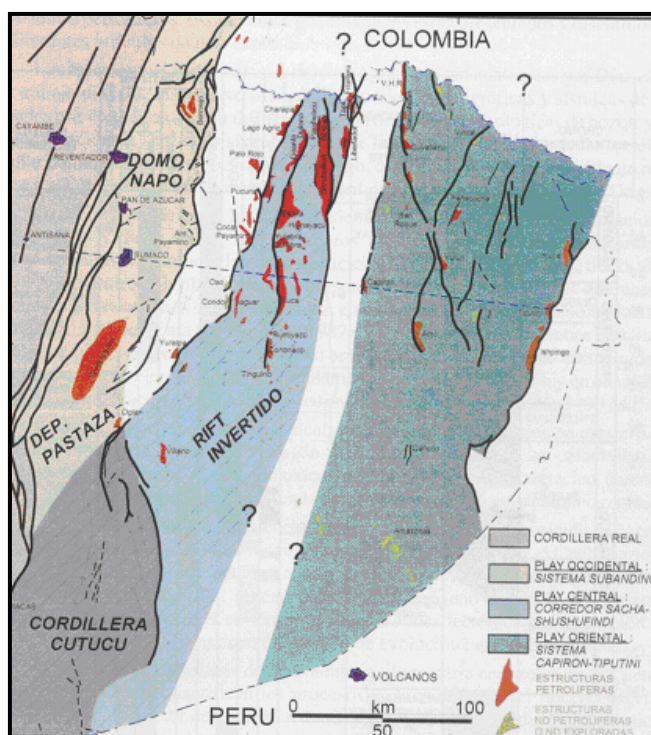


Figura 4: “División de la cuenca Oriente”

### Dominio Occidental: Sistema Sub andino

Constituye los afloramientos de la Cuenca Oriente, en los afloramientos se observan fallas inversas de alto a bajo ángulo, con marcadores cinemáticos (estriás, kipples) que evidencian una tectónica transpresiva con movimientos

dextrales. Este dominio tectónico se levanto y deformato principalmente durante el Plioceno y el Cuaternario.

Las morfologías y las series sedimentarias implicadas en la deformación conducen a diferenciar, de norte a sur, tres zonas morfoestructurales.

### **Levantamiento Napo**

Estructuralmente corresponde a un domo de basta extensión, limitado al Este y al Oeste por fallas de rumbo, donde afloran formaciones sedimentarias cretácicas y terciarias de la Cuenca Oriente. El Cretácico esta constituido por la Fm. Misahuallí (de origen volcánico) ubicado en la parte central y en el borde occidental el granito de Abitagua ubicado en el borde occidental

El borde Oriental del Levantamiento Napo (Figura 4) - está constituido por estructuras compresivas, tipo estructuras en flor positivas y otras estructuras como el anticlinal del río Payamino.

El borde occidental del Levantamiento Napo esta formado por fallas de rumbo que limitan un bloque compuesto de un material granítico (Batolito de Abitagua), a lo largo de la falla de rumbo que limita el batolito de Abitagua de la parte este del sistema se encuentran los volcanes reventador, Pan de azúcar y Sumaco.

### **Depresión Pastaza**

Representa la zona de transición entre el Levantamiento Napo y el Levantamiento Cutucú, donde aflora en su mayoría sedimentos neógenos y

cuaternarios. La figura 5. Muestra el cambio un cambio en la geometría de las fallas que se vuelven más cabalgantes al contacto con el sistema Sub andino.

### **Levantamiento Cutucú**

Se caracteriza por la aparición de nuevas formaciones pre-cretácicas, es decir que afloran las formaciones triásicas y jurásicas Santiago y Chapiza. El frente Subandino corresponde, en superficie, a un sistema de corrimientos convergentes hacia oeste, relacionados, relacionados con una cuna intercutánea profunda a vergencia este (Cordillera Shaima). Hacia el norte, este sistema de retro-corrimientos cabalga el borde este de la estructura en flor del Levantamiento Cutucú. Hacia el Sur, el sistema de retro-corrimientos se desarrolla según una orientación NO-SE y forma el borde oriental de la Cuenca Santiago de Perú. (Pardo, 1882; Baby, 1995).

### **Dominio Central: Corredor Sacha-Shushufindi**

Este Dominio abarca los campos petrolíferos más importantes del Ecuador. Esta formado de mega-fallas de rumbo, orientadas en dirección NE-SO, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie, las mega-fallas de rumbo han estado activas desde el Precretácico. Esas mega-fallas de rumbo han sido reactivadas e invertidas (transgresión dextral) durante el Cretácico Superior, el Terciario y el Cuaternario. Están asociados durante el Cretácico Superior a la extrusión de cuerpos volcánicos (Barragán et al, 1997)

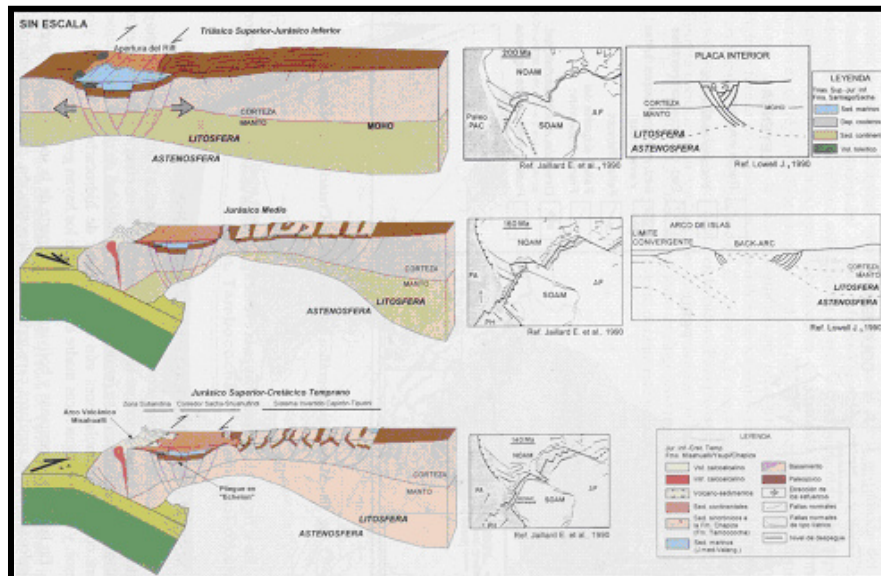


Figura 5:Reconstrucción paleo-sedimentológica del terciario- jurásico

### Dominio Oriental: Sistema Invertido Capirón-Tiputini

Se trata de un dominio estructural mas ancho que el Corredor Sacha-Shushufindi. Las estructuras y campos petrolíferos mas importantes se encuentran en el borde oriental (Campos Tiputini, Tambococha, Ishpingo, Imuya), en el borde occidental (estructuras Cuyabeno-Sansahuari, Capirón), y también en la parte central (estructuras Pañacocha, Yuturi, Amo). El estilo de la deformación (estructuras oblicuas en “échelon”, fallas verticales en superficie) expresa como en el Corredor Sacha-Shushufindi, un régimen tectónico dextral.

El sistema invertido Capirón-Tiputini corresponde a la inversión de una cuenca extensiva estructurada por fallas lístricas, diferente de la cuenca Sacha-Santiago del Corredor Sasha-Shushufindi y probablemente de edad Permo-triásico. Esta inversión provocó un importante levantamiento de la parte oriental de la cuenca a partir del Eoceno.



# CAPITULO 1

## 1. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION.

### 1.1 Inestabilidad del pozo.

De todas los tipos de arcillas que se encuentran durante la perforación de un pozo, la más susceptible a inestabilidad es la Lutita. Son arcillas que se forman por la compactación de los sedimentos que van quedando poco a poco enterrados por la acumulación progresiva de más sedimentos con el pasar del tiempo geológico. A medida que se compacta el agua sale de la Lutita, siendo el grado de compactación proporcional a la profundidad en la que se encuentran aglomeraciones, siempre y cuando el agua no encuentre obstáculo en su salida.

Si la lutita se hincha una parte quedará sobrecargada y ella quedará “bajo presión”. Si el agua escapa de la lutita queda deshidratada. Los problemas que ocasionan las lutitas se originan en la manera como reaccionan con el agua del fluido de perforación.

Cuando la lutita se hidrata tiende a perder su resistencia, aumentando la inestabilidad del hueco.

Los sedimentos más recientes se ablandan, hinchan y dispersan cuando se mezclan con el agua: Lutitas más antiguas que han pasado por diagénesis pueden conservar su dureza y no se dispersan con el agua, pero esto no significa que sea más sencillo perforarlas. La inestabilidad de las lutitas puede ser por varios factores o por combinación de los mismos. Entre ellos tenemos:

- ❖ Fuerzas mecánicas. (Erosión, Diferencial de presión, “Latigazos” de tubería Surgencia y succión Presión de sobrecarga.)
- ❖ Fuerzas tectónicas.
- ❖ Adsorción de agua (hidratación).

Los problemas causados por estos factores son:

- ❖ Ampliación del hueco.
- ❖ Dificultades para la limpieza del hueco.
- ❖ Tubería atascada o “pegada”.
- ❖ Puentes y relleno en los viajes de la sarta.
- ❖ Volumen de fluido y costos de tratamiento excesivos.
- ❖ Requerimientos mayores de cemento y trabajos de Cementaciones remediales.
- ❖ Problemas en el registro de pozos.
- ❖ Huecos apretados.

## 1.2 Clasificación de la las Lutitas

Básicamente se pueden clasificar por el mecanismo de falla, en:

- ❖ Hidrables y dispersas
- ❖ Quebradizas
- ❖ Baja presión
- ❖ Bajo esfuerzo Tectónico

### 1.2.1 Hidrables y dispersas

Si la lutita entra en contacto con un fluido base agua sin una química adecuada que selle los poros, el filtrado interactúa directamente con la lutita que se hidrata y dándose un aumento en la presión de poro.

Existen diferentes minerales de arcillas que varían considerablemente su resistencia a la hidratación. Las más comunes son: clorita, kaolinita, illita y esméctica, en orden creciente de hidratación.

**Existen tres tipos de mecanismos de hidratación de arcillas.**

- ❖ **La Superficial:** Se produce por medio del enlace de las moléculas de agua con el oxígeno en la superficie de las plaquetas de las arcillas.
- ❖ **La iónica:** Consiste en la hidratación iónica de los estratos intercalados con superficies cercanas a las moléculas de agua.
- ❖ **La Osmótica:** Ocurre en algunas arcillas luego de hidratarse iónicamente (por lo general 100% hidratada)

Los mecanismos de hidratación producen dos problemas bien conocidos: Hinchamiento y Dispersión.

- ❖ **Hinchamiento:** Ocorre expansión de las Arcillas.
- ❖ **Dispersión:** Se disgrega el cuerpo de las Lutitas.

### 1.2.2 Arcillas Quebradizas

Parecen ser firmes y macizas pero se rompen al entrar en contacto con el agua. La inestabilidad podría ser causada por uno de los dos siguientes mecanismos: Puede ser fracturada por la invasión de agua en su superficie o cuando la arcilla está rodeada por un molde de cuarzo y feldespato. Inclusive una pequeña hidratación producirá un aumento en la presión e hinchamiento de la formación, produciendo inestabilidad.

### 1.2.3 Excesiva Bajo Presión

Una excesiva baja presión es el resultado de los estratos de arcillas de poca permeabilidad que se desarrollan junto a arenas imposibilitando el flujo desde la arcilla. En una formación de lutita gruesa la tasa de la compactación y la presión de poro aumentan sobre lo normal en comparación a su profundidad. Presiones extremadamente elevadas también pueden ser producidas por movimientos tectónicos

#### **1.2.4 Bajos Esfuerzos Tectónicos**

Se presentan en áreas donde la corteza terrestre ha sido alterada por esfuerzos tectónicos, pudiendo existir planos de estratificación completamente inclinados. Durante la perforación se atenúan las fuerzas que actúan en la formación y la lutita cae en el hueco. Estos problemas empeoran si los planos de estratificación se impregnan de agua o aceite. Las lutitas Atoka y Springer son ejemplos de este tipo.

### **1.3 Formaciones que originan la pérdida de circulación.**

#### **1.3.1 Fracturadas**

Cuando se produce una pérdida de fluido durante la perforación quiere decir que puede haber fracturas naturales presentes.

Si suceden pérdidas durante el viaje de la tubería cuando se inicia o “rompe” la circulación o se incrementa la densidad del fluido, significa que pueden estar presentes fracturas inducidas.

#### **1.3.2 Altamente Permeables**

Tipos de Formaciones son: Arenas masivas, Gravillas, Lechos de Conchas. Indicadores: Pérdidas Graduales y Continuas. Retornos parciales (La tasa de pérdida depende del grado de permeabilidad)

### **1.3.3 Altamente Poderosas**

Tipos de Formaciones: Arenas, Lechos de Grava, Depósitos de Arrecifes. Indicadores: Pérdida parcial de retorno, la cual puede desarrollarse paulatinamente e incrementar con la penetración.

### **1.3.4 Cavernosas y Drusas**

Tipos de Formaciones: Calizas, Dolomitas, Tiza, y otras formaciones con porosidad secundaria.

Indicadores: Perdida violenta y grave de o parte de los retornos, que pueden estar seguidas de tasas de penetración errática y repentinas. Este tipo de formaciones son predecibles en áreas con historial de perforación.

### **1.3.5 Medidas Preventivas**

**A.** Utilizar las densidades de fluido mínima, según las presiones de formación y estabilidad del hueco.

**B.** Examinar los datos de pozos del área para definir las densidades apropiadas de los fluidos y la colocación de las tuberías de revestimiento.

**C.** Establecer la integridad de la formación con la prueba de presión a la profundidad de la tubería de revestimiento más reciente.

**D.** Monitorear y controlar las reologías para minimizar las presiones de surgencia y succión, la pérdida por fricción anular (ECD) y controlar las velocidades de corrida de la tubería.

**E.** Mantener reologías térmicamente estables para evitar la gelificación a alta temperatura. Se recomienda iniciar la circulación en etapas mientras se realiza un viaje, cuando hay indicios de gelificación.

**F.** Minimizar las restricciones anulares.

**Otras medidas pueden ser:**

- ❖ Optimizar la hidráulica en la mecha y/o el uso de aditivos para minimizar el embolamiento de la broca y de la sarta de perforación.
- ❖ Controlar las tasas de penetración y evitar una carga excesiva de sólidos en el anular.
- ❖ Evitar el desarrollo de un revoque excesivo mediante la reducción de las tasas de filtración.
- ❖ Utilizar fluidos inhibidores y de base calcio y potasio, los cuales pueden ofrecer protección contra el hinchamiento y las lutitas pegajosas.

#### **1.4 Procedimientos Correctivos para la pérdida de circulación.**

Se pueden presentar:

##### **1.4.1 Perdidas parciales lentas (formaciones permeables).**

Se debe:

- ❖ Tratar el sistema con un material muy fino para pérdida de circulación.
- ❖ Agregar viscosificantes para aumentar la distribución del tamaño de las partículas.
- ❖ Evitar tasas de circulación y/o penetración excesiva para minimizar la Densidad Equivalente de Circulación y la carga de sólidos en el anular.

#### **1.4.2 Perdidas parciales (formaciones altamente porosas fracturadas)**

- ❖ El sistema se debe tratar con diferentes tamaños de materiales para pérdida de circulación. Es bastante efectivo emplear combinaciones de diferentes tamaños.

#### **1.4.3 Perdida total (cavernas, drusas o fracturas inducidas)**

- ❖ Utilizar tapones blandos como cemento de bentonita, aceite, diesel o lechada de taponamiento bentonita-aceite diésel .
- ❖ Ejecutar una perforación sin retornos, hasta que se pueda correr la tubería de revestimiento.
- ❖ Perforar con aire, espuma rígida o fluido aireado.

#### **1.5 Atascamiento de la Sarta de perforación.**

Entre las causas se tienen.

- ❖ Presión diferencial (atascamiento diferencial)
- ❖ Factores mecánicos
- ❖ Ojo de llave
- ❖ Inestabilidad de pozo relacionada con la formación



- ❖ Geometría de pozo (desviación y roca viva)
- ❖ Limpieza de hoyo inadecuada
- ❖ Desechos en el hoyo o tubería de revestimiento colapsada

Factores relacionados con el cemento

### **1.5.1 Medidas de control y prevención**

#### **Cuando existe atascamiento diferencial de la sarta**

- ❖ Mantener las densidades del fluido en el nivel más bajo posible
- ❖ Controlar la tasa de filtración para conseguir un revoque compresible y delgado
- ❖ Mantener los sólidos perforados en el nivel más bajo posible
- ❖ Controlar la perforación para evitar sobrecargar el anular
- ❖ Realizar actividades para reducir la fricción

#### **Factores mecánicos.**

Entre los principales tenemos:

- ❖ Ojo de llave. Se puede evitar:
  - a. Controlando la desviación del hueco.
  - b. Asegurando que la sarta de perforación está en tensión.
  - c. Utilizando rimadores (ensanchadores) de sarta y estabilizadores

- ❖ La inestabilidad del pozo relacionada con la formación está generalmente asociada a condiciones de “hueco apretado”. Es posible observar mejoramiento en las condiciones del pozo con la optimización de las propiedades del fluido y el uso de aditivos inhibidores y sistemas de fluidos apropiados.
- ❖ Limpieza inadecuada del hueco se puede mejorar alterando las reologías del fluido y las tasas de bombeo.

# CAPITULO 2

## 2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

### 2.1 Introducción

El fluido de perforación es considerado la sangre de toda operación de perforación. Sin un fluido adecuado no se podría realizar una operación exitosa ya que cumple diversas funciones, entre las principales: limpiar los recortes y mantenerlos en suspensión, controlar presiones, mantener las paredes del hueco, causando el menor daño a la formación de interés.

En la industria petrolera se han desarrollado diversos tipos de fluidos de perforación: base agua, base aceite y base sintético. La selección de uno de ellos requiere estudiar el tipo de formaciones, su permeabilidad, porosidad, presión del yacimiento, entre otros parámetros, Con esos criterios se elige un fluido con las características necesarias para lograr una perforación exitosa y económicamente rentable.

## **2.2 Principales Componentes y Funciones.**

El fluido de perforación comprende una sustancia o mezcla de diversas sustancias con propiedades físico – químicas apropiadas para cumplir las exigencias de cada operación de perforación en particular. Entre los principales componentes tenemos:

- Materiales densificantes
- Viscosificadores
- Dispersantes / Desfloculantes
- Agentes de control de filtrado
- Estabilizadores de lutita
- Lubricantes, emulsificantes y agentes tensioactivos
- Inhibidores de corrosión
- Materiales para evitar pérdida de circulación
- Productos de lodos a base aceite
- Productos de fluidos sintéticos

En la locación del pozo se realiza la mezcla de varios componentes con su respectivo solvente (base agua, base aceite, sintético) en porcentajes adecuados para obtener un lodo que cumpla con las siguientes funciones:

- Evacuar los recortes de perforación
- Controlar las presiones de la formación
- Suspender y descargar los recortes
- Taponar las formaciones permeables

- Mantener la estabilidad del pozo
- Minimizar los daños en la formación
- Enfriar, lubricar y alivianar la sarta de perforación
- Transmitir energía hidráulica a la broca.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación
- Controlar la corrosión
- Facilitar la cementación y completación del pozo
- Minimizar el impacto sobre el medio ambiente

### **2.3 Propiedades de los Fluidos de Perforación**

El ingeniero de fluido es el responsable de que el lodo tenga las propiedades requeridas para perforar un pozo. De acuerdo al Instituto Americano del Petróleo (API) son físicas y químicas.

#### **2.3.1 Físicas**

##### **Densidad**

En la industria petrolera se expresa generalmente en lbs/gal y es un factor clave para obtener la presión hidrostática ejercida por el lodo dentro del pozo.

##### **Viscosidad API**

Compara la fluidez del lodo con la del agua. Cuando se perfora es recomendable tener bajas viscosidades, siempre que se tenga valores

aceptables de fuerzas de gelatinización y control sobre el filtrado. Si el lodo está contaminado muestra una alta viscosidad, propiedad que se determina mediante el embudo Marsh.

### **Viscosidad plástica**

Es el resultado de la fricción mecánica entre: Sólidos, sólidos y líquidos, líquido y líquido. Una baja viscosidad plástica con un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del pozo con un alto ROP. El equipo de control de sólidos permite manejar este parámetro.

### **Punto cedente**

Es una medida que refleja la fuerza de atracción entre partículas, en condiciones dinámicas. Está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido y generalmente incrementa por la acción de contaminantes solubles como el carbonato de calcio y por los sólidos reactivos de la formación. La floculación del lodo se controla dependiendo de su causa: si es por sólidos arcillosos se recomienda adelgazantes químicos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.

### **Resistencia o fuerza del gel**

Es una medida, de atracción física y electroquímica, bajo condiciones estáticas, ligada a la capacidad de suspensión del fluido y se controla de la

misma manera que en el caso del punto cedente. Ese parámetro además debe permitir el asentamiento de los sólidos en la trampa de arena, buen rendimiento de la bomba, adecuada velocidad de circulación, minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y facilitar la liberación del gas para un eficiente trabajo del desgasificador.

### **Filtrado API**

Es la cantidad de fluido que se filtra a través del revoque cuando existe presión diferencial entre la hidrostática y la de formación. El filtrado es afectado por la presión, dispersión, temperatura y tiempo. Para fluidos base agua se mide a bajas presiones y temperaturas; para base aceite a alta temperatura y presión. Los aditivos arcillosos controlan la filtración, utilizándose frecuentemente para ello la bentonita hidratada.

### **pH**

Indica si el lodo es básico o ácido. La mayoría de lodos base agua son alcalinos y trabajan en un rango de pH entre 7.5 y 11.5

### **% Arena**

La arena es un elemento no reactivo indeseable en el lodo por sus características abrasivas, pudiendo causar daño en las camisas de las bombas para lodo.

## **% Sólidos y líquidos**

Con una prueba de retorta se establece el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad. En el lodo base agua se determina los valores de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos.

### **2.3.2 Químicas**

#### **Dureza**

Es una medida que cuantifica la cantidad de sales de calcio y de magnesio disueltas en el agua o en el filtrado.

#### **Cloruros**

Cantidad de iones de cloro en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en el lodo de base agua.

#### **Alcalinidad**

Es la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Permite estimar la concentración de  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  y  $\text{HCO}_3^-$ , presentes en el lodo.

#### **MBT (Methylene Blue Test)**

Mide la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.



## 2.4 Tipos de Fluidos de perforación

### 2.4.1 Base Agua

El elemento principal es el agua, siendo las categorías generales de este lodo: agua dulce, de mar, salada, cal, potasio y silicato. Está integrado como se indica en la figura 6.

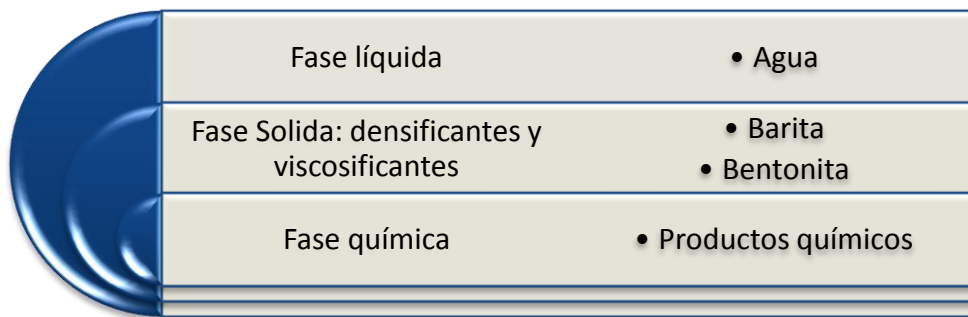


Figura 6: "Fluidos Base Agua".

### 2.4.2 Base Aceite

Tiene como fase continua un aceite y su filtrado únicamente es aceite. El contenido de agua va del 1% al 15% y el lodo es de emulsión inversa cuando contiene de 5% a 50%. Cuando se presentan formaciones con arcillas este tipo de fluido no causa mayor daño por su poco contenido de agua. Está conformado según se indica en la figura 7.

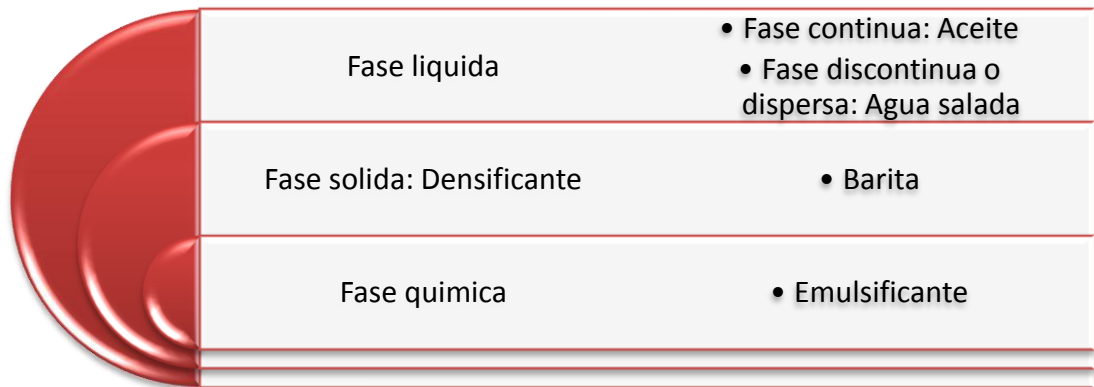


Figura 7: "Fluidos de Base Aceite"

### 2.4.3 Aireados

Se obtiene agregando aire, gas o espuma al lodo. Este tipo de fluido es utilizado en perforaciones bajo balance y en formaciones con valores bajos de presión de fractura, ya que la característica principal es su baja densidad.

### 2.4.4 Limpios (salmueras)

Es un fluido que se considera libre de sólidos y recomendado cuando no se requiere densidades y viscosidades altas, principalmente en las etapas de completación y reparación de pozos. La principal ventaja es que minimiza el daño a la formación y la desventaja es que para obtener densidades mayores a 1.4 gr/cc se requiere la adición de Bromuros que son contaminantes, de costo elevado y además muy corrosivo. En la

tabla 1 se presentan las salmueras más utilizadas con su respectiva densidad y viscosidad:

<b>Salmuera</b>	<b>Densidad (gr/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Viscosidad (cp)</b>
<b>Cloruro de Potasio (KCl)</b>	1.14	2
<b>Cloruro de Sodio (NaCl)</b>	1.2	2
<b>Cloruro de Calcio (CaCl<sub>2</sub>)</b>	1.39	9
<b>Bromuro de Calcio (CaBr<sub>2</sub>)</b>	1.7	32
<b>Bromuro de Zinc (ZnBr<sub>2</sub>)</b>	1.81	50

Tabla I: "Tipos de salmueras más utilizadas"

# **CAPITULO 3**

## **3. PREPARACIÓN DEL FLUIDO BASE AMINA GLICOL Y EVALUACIÓN DEL PODER INHIBITORIO EN LOS MINERALES ARCILLOSOS**

### **3.1 Aminas**

Las aminas se utilizan por su efectividad en el intercambio iónico de los minerales que conforman las arcillas de la formación. Tienen capas con una variedad de iones frágilmente asociados en su superficie, los cuales en un entorno de agua se movilizan fácilmente en la hidrósfera de las partículas de arcillas. Estos movimientos de cationes y aniones, adicionados a la gran cantidad de agua en los fluidos de perforación, es la causa más importante de la hidratación en los estratos de las formaciones. La prueba de amina sirve para determinar la concentración del inhibidor.

Fundamentalmente lo que sucede es la formación de enlaces tipo puentes de hidrógeno covalentes entre la amina y los minerales de las arcillas.

El enlace es de mayor equilibrio que el formado entre los iones inhibitorios y los minerales que forman los cristales de arcilla. Los planos de hidratación de las arcillas no serán expandidos gracias a que los radicales derivados de la amina presentan un radio de hidratación menor, de 1,5 a 2 Angstrom, permitiendo una mejor penetración de las arcillas, evitando su activación.

### **3.1.1 Comportamiento de las Aminas**

Los derivados obtenidos del amoníaco como las Aminas son utilizados como componentes en muchos lodos a base agua porque brindan estabilidad a las arcillas y a las lutitas, las cuales causan varios problemas en la perforación de pozos.

### **3.1.2 Reacciones de las arcillas con las Aminas**

Son reacciones únicas en comparación con otros iones, teniendo en cuenta la aplicación de las aminas en los fluidos de perforación y su contribución para estabilizar las lutitas reactivas.

Las aminas pueden vincularse con los minerales arcillosos de dos maneras.

- Por Intercambio de iones
- Mediante fijación de iones

La reacción de intercambio de iones está gobernada por la ley de masas, significando que la velocidad del proceso depende de la concentración de iones. Mientras mayor sea la concentración de iones amonio a iones  $\text{Na}^+$  mayor será el intercambio de las aminas por  $\text{Na}^+$ .

También el intercambio de iones y su fijación ocurrirán en las arcillas con capas de alta carga, incrementándose la selectividad respecto a la amina en un orden de magnitud. Fundamentados en cálculos teóricos se determinó que la fijación de las aminas en las arcilla esméctica sucede cuando la capa es alta y lleva el equilibrio hacia el intercambio preferencial de cationes con aminas.

La esméctica en general posee capas de alta carga y una mayor parte de ella está en la capa tetraédrica que debería ser más selectiva en las aminas de baja temperatura.

En algunas lutitas tipo “gumbo” las capas de esméctica de alta carga coexisten con las de baja carga y no fijaran las aminas: En ocasiones donde las aminas tiene una considerable baja concentración que la del sodio dichas capas se comportaran conforme a la teoría de intercambio de iones.

Concluyendo, si aumentamos la relación de iones aminas a sodio en el fluido de perforación, ayudará a saturar las capas de esméctica

con capas de baja carga, con aminas y aumentara la estabilidad de la lutita.

### **3.2Glicol**

Es un compuesto orgánico procedente de los alcoholes, con características únicas y de singular interés para la industria de los fluidos de perforación, donde actúa como inhibidor de hidratos del gas.

Los productos base glicol de mayor uso son el polipropilen glicol (PPG) y el polietilen glicol (PEG), los cuales son de poca toxicidad. Aumentan la lubricidad, el control de filtrado y la inhibición de las lutitas.

#### **3.2.1 Comportamiento del Glicol**

Es un agente de taponamiento deformable utilizados en fluidos de perforación a base agua, para la inhibición de lutitas, estos elementos forman una serie de uniones alcalinas con átomos de oxígeno y finalizados en radicales oxidrilos.

Un fluido base Glicol de polímeros mejorados usa la tecnología de poliglicol para aumentar la eficiencia en la Inhibición de lutitas, la estabilidad del pozo, controlar el filtrado, la temperatura y dar mayor lubricidad. También es idóneo para perforar arenas agotadas donde la pegadura por presión diferencial produce serios problemas, en las

perforaciones en aguas profundas y en pozos de alto ángulo en formaciones reactivas.

Otras ventajas es mejorar el revoque y la calidad de la integridad de los recortes, disminuir las tasas de disolución, menor ensanchamiento del hueco, mayor tolerancia de los sólidos, mejora el rendimiento de las Brocas PDC, disminuye el embolamiento de la broca y da mayor velocidad de perforación (ROP).

### **Poder Inhibitorio**

Cuando se aplican glicoles solubles en agua y de poco peso molecular en la perforación de lutitas reactivas, mejora enormemente la estabilidad del pozo debido al efecto de inhibición.

## **3.2.2 Mecanismos de Reacción**

### **Primer mecanismo**

Se considera que los glicoles se unen a los hidrógenos en la superficie de las arcillas creando capas que disminuyen la hidratación de los cortes y de las zonas expuestas del pozo.

La capa absorbida no es la más efectiva si el glicol es insoluble en la fase acuosa; los solubles son adsorbidos fuertemente por la capa de arcilla y una vez absorbidos el efecto inhibidor está determinado por la



capa superficial y no por la vía en que el glicol ingresa a la superficie de la arcilla.

### **Segundo mecanismo**

Es posible que los glicoles siendo muy diminutos se introduzcan dentro de los poros, se intercalen y absorban sobre las placas de arcilla. El proceso de absorción es más probable al obtener interacciones electro-estáticas por medio de grupos polares,

### **Tercer mecanismo**

Los glicoles de poco peso como el glicerol son muy móviles y pueden introducirse entre los espacios interlaminares de las arcillas y desplazar las moléculas de agua, produciéndose una estructura arcilla-glicol resistente a la hidratación y a la dispersión.

### **Cuarto mecanismo**

Los glicoles solubles son hidratados por agua, disminuyendo la presión de vapor. Actúan de la misma manera que la sal soluble, produciendo un menor potencial de transferencia de fase de vapor de agua del fluido hacia la formación.

Es posible que estos glicoles aumenten su viscosidad en fase acuosa, disminuyendo la movilidad en las moléculas de agua y por ende la

penetración de filtrado en las lutitas. También incrementan el rendimiento de los polímeros y el equilibrio térmico.

Debido a la solubilidad de los polímeros, algunos glicoles actúan como interruptores de estructuras quebrando las cadenas de agua en la superficie de las arcillas.

### **Quinto mecanismo**

Los glicoles que exponen “punto de nube”, también proporcionan inhibición debido a la disminución de la pérdida de filtrado. Las finas gotitas de lodo activados por estos sistemas son necesarias para controlar el filtrado a temperaturas sobre el “punto de nube”, El efecto ayuda, pero a menos que la lutita contenga microfracturas, el control de la transferencia de agua será por difusión y no por filtración.

### **Punto de Niebla o Punto de Nube**

El punto de Nube es la temperatura a la cual el poliglicol pasa de ser totalmente soluble a insoluble a temperaturas que exceden el punto de enturbiamiento. Los glicoles forman gotas coloidales que resultan en una micro-emulsión.

Este fenómeno es denominado con frecuencia “Emulsión de lodo activada térmicamente” (TAME)

El efecto TAME proporciona la estabilidad del pozo de tres maneras diferentes.

- Absorción química
- Micro-emulsión y taponamiento de poros por el filtrado
- Dan un revoque más delgado y menos poros

Por medio del mecanismos de punto de nube, el filtrado con el glicol disuelto empieza a introducirse en la formación más caliente, aumentando su temperatura. El glicol sale del fluido y se adsorbe sobre la matriz de lutita, bloqueando de manera efectiva una invasión posterior de filtrado a través de la red porosa de la lutita.

Si el glicol es parcialmente insoluble en la fase acuosa, la concentración en el filtrado es menor, por lo que cualquier filtrado que invada la formación produce el hinchamiento de las arcillas detrás del hueco.

También el glicol que permanece en el filtrado sigue siendo un componente del mismo, a medida que se van invadiendo las lutitas en el momento de la perforación.

Siendo un material viscoso, el glicol disuelto detiene una posterior invasión de filtrado.

Un mecanismo útil es adicionar el glicol que ha salido de la solución a los recortes, al tiempo que estos van apareciendo en la roca/broca.

La atracción entre el glicol y los sitios de carga positiva en las partículas de arcilla se encuentra de los recortes, siendo el glicol atraído hacia la arcilla y adsorbido sobre la superficie del ripio. La película de glicol permanece asociada al ripio hasta que sube a superficie y disminuye su temperatura cuando el glicol se vuelve a disolver y no es desechado junto con los ripios. Al reducir la degradación de los ripios se obtienen tasas de dilución mucho más bajas (comparado con otros sistemas a base agua), manteniendo las propiedades del fluido y reduciendo la cantidad de desecho, logrando que el proceso sea más amigable con el ambiente y sus normas.

- I. En condiciones de perforación normal existe un diferencial térmico entre la temperatura circulante de fondo (BHCT) y la de formación. Para lograr un buen desempeño de los glicoles el punto de nube deberá mantenerse cerca de (BHCT).

Unas de los problemas con el seguimiento de un sistema de polímeros de glicol es el monitoreo y el mantenimiento de las concentraciones apropiadas de los polímeros.

..

Es posible combinar los glicoles, pero la determinación del punto de nube se dificulta porque cuando un glicol se enturbia y se separa tiende a “enmascarar” el punto de nube del segundo glicol.

Se ha observado que todos los glicoles inhibitorios muestran efectos sinérgicos con inhibidores alternos tales como KCl, aminas o polímeros encapsulantes como PHPA.

Los sistemas de polímeros de glicol son más eficientes, cuando se utiliza un polímero inhibidor para obtener la inhibición iónica y un polímero encapsulador como el PHPA.

Normalmente los diferentes tipos de glicoles son efectivos en porcentajes muy bajos presentes en el fluido de perforación, entre el 1% y el 3%.

### **3.3 Selección de los Componentes y Preparación**

Originalmente, prever los problemas en un pozo ayuda a la adecuada elección de un fluido de perforación. Para contrarrestarlos, se analizan diferentes factores, como la disponibilidad del producto, el costo y aspectos ambientales.

En el caso de nuestro país se propone la utilización del fluido en las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu y Tena. Los componentes se indican a continuación.

## **COMPONENTES DEL FLUIDO BASE AMINA GLYCOL**

**BASE DEL FLUIDO:** Agua-agua dulce.

**VISCOSIFICADOR:** Gomas xantanas, utilizadas para aumentar la viscosidad del fluido.

**CONTROLADOR DE FILTRADO:** Celulosas polianionicas para el control de la filtración.

**REOLOGIA:** Gomas xantanas, ayudan a los parámetros reológicos

**ALCALINIDAD:** Hidróxido de sodio

**DISPERSANTES:** Lignito, lignosulfonatos para mantener el fluido disperso y mejorar la capacidad de filtración

**ESTABILIZADORES PARA PERFORACIÓN:** Inhibidor, PHPA, Glicol

**OTROS ADITIVOS;** Antiespumante, trazadores, controlador de bacterias.

## DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS

COMPOSICIÓN QUÍMICA	APLICACIÓN
Agua dulce	Base del fluido
Gomas Xantanas	Aumenta la viscosidad del fluido
Celulosa polianionicas	Control de filtración
Gomas Xantanas	Ayuda a los parámetros reologicos
Lignitos Lignosulfonatos	Mantiene el fluido disperso y mejora la capacidad del filtración
Inhibidor PHPA Glicol	Estabilizadores de formación
Antiespumante, Trazadores, Controlador de Bactericidas	Evita la columna coloidal Indicador de retorno de pídora, Evita degradación de lodo por bacterias
Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Densificar el fluido de perforación

Tabla II: "Muestra la descripción de los fluidos considerados en el estudio".

### Procedimiento de Preparación

Para realizar las pruebas de laboratorio, que permitan evaluar el comportamiento del fluido, se debe preparar un litro del mismo aplicando el siguiente procedimiento.

1. Llenar el vaso precipitado de 1000 ml con agua dulce.
2. Agregar lentamente la cantidad de 7.10 ml Inhibidor de Arcillas y agitar por 10 min a baja velocidad.
3. Adicionar 15 ml de inhibidor de lutitas agitar por 10 min a alta velocidad.
4. Agregar 5.5 gr de PHPA y Controlador de filtrado, 1.5 gr de goma xantica y 150gm de Barita esperar 10 min para agregar cada producto y agitarlo de manera uniforme para conformar una mezcla homogénea.

Las concentraciones de los fluidos considerados en este trabajo son:

Lodo	Inhibidor de Lutitas(%)	Inhibidor de Arcillas (%)
<b>A</b>	1.3	0,28
<b>B</b>	1.3	0.40
<b>C</b>	1.5	0.21

Tabla III: Concentraciones de los Fluidos en estudio.



# CAPITULO 4

## 4. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE LABORATORIO EN EL FLUIDO Y SU APLICACIÓN PARA PERFORAR POZOS EN EL CAMPO ORIENTE ECUATORIANO

### 4.1 Introducción.

En este capítulo se presentan las pruebas efectuadas con el fluido base amina-glicol para determina si dicho fluido es óptimo para la perforación.

### 4.2 Balanza de lodo

La densidad (generalmente llamada peso del lodo) se determina con una balanza de lodo de suficiente precisión para obtener mediciones con un margen de error de 0,1 lb/gal (0,5lb/pie<sup>3</sup> o 5 psi/1.000 pies de profundidad). Para efectosprácticos la densidad significa peso por volumen unitario. (figura 8)

El peso del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidrostática en lb/pulg<sup>2</sup> por 1000 pies de profundidad vertical (psi/1.000 pies), como densidad en lb/gal o como gravedad específica (SG).

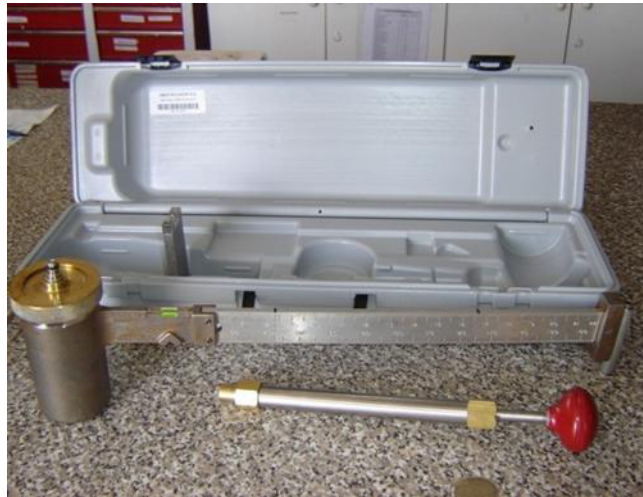


Figura 8: "Balanza de lodos"

Lodo	Antes de Rolar (lb/gal)	Después de Rolar (lb/gal)
A	9.8	9.8
B	9.7	9.7
C	9.6	9.6

Tabla IV: "Resultados de la Prueba"

**Análisis de resultados;** Los tres fluidos considerados se encuentran dentro del rango óptimo el cual es de 9 lb/gal a 10.5 lb/gal. A un pH menor de 9 se degrada los polímeros del fluido y se hidrolizan con pH mayores a 10.5.

### 4.3 Viscosímetro Rotativo/determinación del esfuerzo de Gel

Son instrumentos de tipo rotacional (Figura. 9) operados por un motor eléctrico o una manivela. El equipo sirve para realizar las pruebas reológicas que permiten determinar las siguientes propiedades del fluido: punto cedente, viscosidad plástica, viscosidad aparente y esfuerzos de geles.



Figura 9: "Viscosímetro Rotativo"

Lodo	Antes de Rolar (cp)	Después de rolar (cp)
A	10	9
B	10	10
C	11	10

Tabla V: "Resultados de la Viscosidad Plástica"

**Análisis de resultados de la viscosidad plástica;** Al comparar los 3 fluidos en estudios el Lodo B mantiene constante sus propiedades, lo cual es aceptable por que el rango permisible es de 10cp a 15cp que corresponde a un fluido nuevo sin contaminantes.

Lodo	Antes de rolar (lb/100ft <sup>2</sup> )	Después de rolar (lb/100ft <sup>2</sup> )
A	14	13
B	14	12
C	14	10

Tabla VI: "Resultados del Punto Cedente".

**Análisis de resultados del punto cedente;** El fluido A tiene menor degradación.

Luego de 10 s (lb/100ft <sup>2</sup> )	Luego de 10 min (lb/100ft <sup>2</sup> )	Luego de 30 min (lb/100ft <sup>2</sup> )
3	6	8
4	8	9
3	7	9

Tabla VII: "Resultados de la Medición de la Resistencia al Gel".

**Análisis de resultados;** Los 3 lodos están en un rango aceptable porque tenemos geles progresivos.

#### 4.4 Filtro Prensa

##### Filtración: Prueba API a baja temperatura/baja presión

Para la prueba API de pérdida de fluido a baja temperatura/baja presión se utiliza un filtro prensa estándar, presurizando la muestra hasta un diferencial de 100 psi. Para obtener resultados ordenados se trabaja con el mismo espesor de un papel de filtro apropiado, generalmente de 9 cm, Whatman No. 50, S& S No. 576 u otro similar. En la (figura 10) se muestra el equipo.



Figura 10: "Filtro Prensa".

Lodo	Antes de rolar (ml)	Después de rolar (ml)
A	6.0	8.0
B	7.5	8.2
C	8.0	9.1

Tabla VIII: "Resultados de la prueba antes y después de rolar"

### **Análisis de resultados**

Los 3 lodos proporcionan un filtrado aceptable, destacando el lodo A por tener menor filtración antes y después de rolar.

## **4.5 Pruebas Químicas**

### **A. ALCALINIDAD**

#### **Materiales y Equipos**

Para determinar la alcalinidad se requiere de:

1. Solución ácida normalizada.
2. Solución indicadora de fenolftaleína.
3. Solución indicadora de anaranjado de metilo/verde de bromocresol.
4. Recipiente de valoración de 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Varilla de agitación.
7. Una jeringa de 1 ml.
8. Medidor de pH con electrodo de vidrio (sugerido).

<b>Lodo</b>	<b><math>P_m = 5 \times \text{ml de ácido } 0.1 \text{ N} \times \text{ml de lodo (adimensional)}</math></b>
<b>A</b>	0.50
<b>B</b>	0.45
<b>C</b>	0.40

**Tabla IX: "Resultados de Alcalinidad"**

**Análisis de resultados;** El fluido se encuentra dentro rangos permisibles sin observarse ningún tipo de contaminantes.

## **B. CLORURO (Cl<sup>-</sup>)**

### **Propósito**

La prueba de sal o cloruro es importante en áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación, lo que sucede en la mayoría de los campos petroleros del mundo.

La sal puede provenir del agua empleada para preparar el fluido de perforación, de capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.

### **Equipo y Materiales.**

Para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo.se requiere de:

1. Solución de nitrato de plata
2. Solución indicadora de cromato de potasio.
3. Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 N.
4. Agua destilada.
5. Dos pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Recipiente de valoración de 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
7. Varilla de agitación.

Lodo	Prueba de sal o cloruro (mg/l)
A	200
B	250
C	300

Tabla X: "Resultados de prueba de sal"

**Análisis de resultados.-** Los 3 fluidos presentan un rango óptimo.

#### 4.6 PH del Fluido

##### Medidor de pH con electrodo de vidrio: Figura. 11

Este medidor consiste en un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de pH.



Figura 11: "Medidor de pH con electrodo de vidrio"



Lodo	pH
A	9.4
B	9.6
C	9.5

Tabla XI: "Resultados de pH"

**Análisis de resultados.-** El pH de los fluidos es aceptable ya que se encuentra en el rango permitido de 9.0 a 10.5.

#### 4.7 Capacidad de Intercambio Catiónico

Permite determinar la interacción del fluido de perforación con las arcillas y lutitas, aplicando la prueba de azul de metileno (MBT). El equipo mostrado en la (figura 12) y los reactivos requeridos son:

##### Equipos

Matraz Erlenmeyer.

Jeringa, bureta y pipeta.

Micropipeta.

Cilindro graduado.

Varilla agitadora.

Plancha caliente.

Papel filtro API.

Agua destilada.

## Reactivos

Soluciones de ácido sulfúrico 5 N y de azul de metileno

Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.



Figura 12: "Equipo para Prueba de Azul de Metileno".

En la figura 13. Se indican las diferentes muestras tomadas de azul de metileno para conocer en qué concentración se encuentra la cantidad de intercambio catiónico.

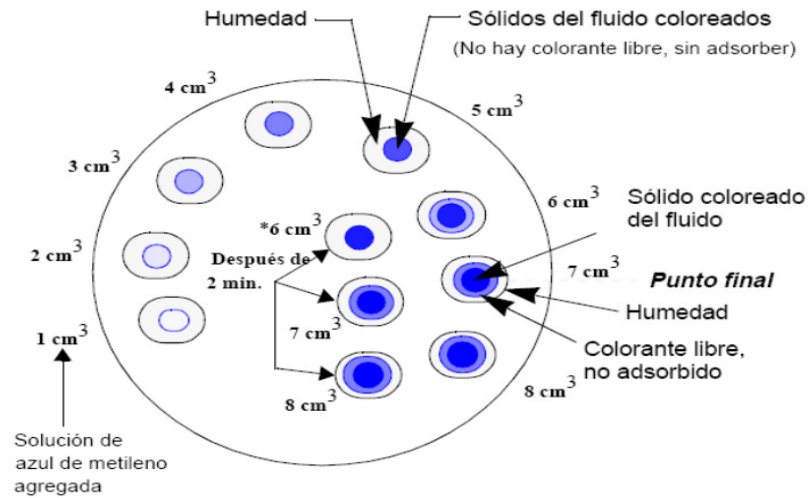


Figura 13: "Diferentes muestras tomadas de azul metileno".

Lodo	MBT(lb/bbl)
A	7.5
B	5.0
C	10

Tabla XII: "Resultados de MBT".

**Análisis de resultados,** Los fluidos analizados cuentan con valores de MBT bajos, indicando que el fluido es limpio sin cantidades significativas de arcillas reactivas.

#### 4.8 Tiempo de Succión Capilar: (Figura 14).

Se determina el tiempo de succión capilar del fluido con la finalidad de evaluar la ocurrencia de la inhibición en el menor tiempo posible. A continuación se detalla los materiales necesarios.

- Equipo CST
- Celda Licuadora.
- Jeringuilla.
- Papel para CST.
- Balanza electrónica.
- Agua destilada.



Figura 14: "Equipo para CST"

Lodo	CST(s)
A	40.0
B	42.3
C	48.0

Tabla XIII: "Resultados para el CST"

**Análisis de resultados.-** Los 3 fluidos analizados se compararon con el fluido blanco (agua destilada) para poder determinar el poder inhibitorio de cada uno de ellos. Se puede observar que el fluido **A** es el más aceptable por proporcionar mayor inhibición (**menor CST**).

Lodo	Inhibidor de Lutitas(%)	Inhibidor de Arcillas (%)	inhibición (antes de rolar % )	Inhibición (después de rolar %)	Promedio de Inhibición (%)
Lodo A	1.3	0,28	62.50	58.75	60.625
Lodo B	1.3	0.4	75.00	73.00	74.00
Lodo C	1.5	0.21	56.25	52.08	54.165

Tabla XIV. "Indica los promedios de inhibición obtenidos en base a las respectivas pruebas".

### Conclusiones.

El promedio de inhibición antes y después de rolar del fluido B es del 74%, siendo óptimo para perforar la sección de 16 pulgadas hasta 8,900 pies donde se asienta un revestidor de 13 3/8 pulgadas. Es decir, es un fluido especialmente diseñado para perforar dicha zona donde las características litológicas de los sedimentos muestran

intercalaciones de arenas y arcillas jóvenes hidratables, que al contacto con el agua adquieren consistencia plástica y considerablemente pegajosa. Generalmente en esta sección se encuentran los niveles sedimentarios de las formaciones que presentan estratos arcillosos de Esméctica muy hidratable, llamadas “Gumbo”, que cuando se hidratan se vuelven pegajosas pudiendo ocasionar embolamiento de la broca, razón por la cual el fluido que se utilice debe contener aditivos dispersantes.

# **CAPITULO 5**

## **5. ASPECTOS AMBIENTALES QUE SE DEBEN CONSIDERAR CUANDO SE MANEJA UN FLUIDO DE PERFORACION**

Para cumplir con las leyes y reglamentos que aseguran un buen control de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HS&E) debemos minimizar la contaminación que se puede originar por el manejo del fluido de perforación. Siempre existe la posibilidad de que ocurra daño ambiental, pero se debe tratar de que sea poco significativo en la zona donde se perfora.

En el circuito del lodo de perforación, mostrado en la (figura 15) se puede producir contaminantes en distintos puntos del mismo, entre los cuales tenemos:

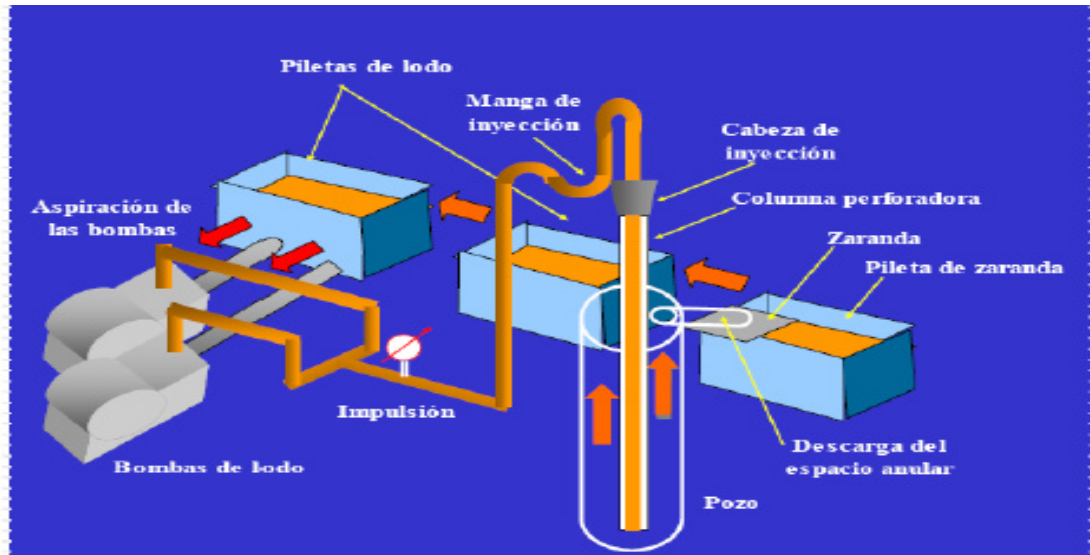


Figura 15: "Círculo del Lodo de Perforación".

- Metales Pesados: Cadmio, cromo, bario y vanadio.
- Compuestos de sal.
- Desechos Orgánicos.
- Ácidos y Bases.
- Sólidos Suspendedos Totales.
- Toxicidad y reactividad.

Para estar prevenidos respecto a posibles daños al medio ambiente ocasionados por la perforación de un pozo, se dispone obligatoriamente de un estudio de impacto ambiental, cuyos principales objetivos en relación al fluido utilizado se analizan a continuación.



### **5.1 Principales Objetivos del Estudio de Impacto Ambiental**

Que el potencial de hidrogeno (PH) del lodo de perforación tenga un valor ni muy ácido ni demasiado básico, es decir que sea lo más cercano a 7, ya que así se reducirá en gran medida el impacto ambiental en el agua de la zona.

En relación al contenido de sales presente en el lodo de perforación, ya sea cloruros de sodio o de potasio (NaCl y KCl), los fluidos no pueden disponerse al medio ambiente sin antes superar un control riguroso de los respectivos parámetros. El problema se da porque estas sales pueden impedir el crecimiento de las plantas al perturbar su capacidad de absorber agua.

Metales pesados como el Cadmio, Cromo, Vanadio y Bromo, llegan a superficie como parte de los recortes constituyendo una importante fuente de contaminación porque no se biodegradan y pueden estar presentes durante años.

### **5.2 Control de sólidos**

Consiste en el tratamiento que se da a los sólidos o ripios resultantes de la perforación con los siguientes objetivos, antes de volverlos al ambiente.

- Maximizar la extracción de sólidos perforados
- Minimizar la pérdida de lodo
- Menor Impacto Ambiental

Entre los métodos de control de sólidos tenemos:

- Dilución o desplazamiento
- Sedimentación
- Medios Mecánicos (Equipo de control de sólidos)
- Medios Mecánicos-Químicos.

Se prevé que un solo pozo es capaz de generar determinada cantidad de ripios que para su manejo se llevan a piscinas donde se tratan siguiendo estrictas normas ambientales.

# CAPITULO 6

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 CONCLUSIONES

Se basan en la comparación de los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio efectuadas en los tres fluidos considerados.

1. El Lodo B es óptimo para perforar la sección de 16 pulgadas desde 5900 pies hasta 8900 pies.
2. El Lodo B es aceptable como fluido de perforación a las concentraciones propuestas, con un promedio de inhibición del 74%.
3. Las concentraciones de los inhibidores en el Lodo B comparadas con el A y el C, trabajan más eficientemente.
4. Las pruebas de Alcalinidad en los tres lodos tienen características estables y similares..
5. Si la prueba de filtración se efectúa a una temperatura de rolado

6. superior a 150°F los componentes del fluido propuesto se degradarán.
7. Considerando únicamente inhibición, la opción que se debería seleccionar es el fluido B.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

1. Disponer de los manuales y procedimientos requeridos para realizar las necesarias pruebas de laboratorio.
2. Aplicar el fluido seleccionado en perforación de pozos en campos con formaciones de características similares a las consideradas en este trabajo.
3. Las muestras que se seleccionen deben tener un alto valor de reacción química, para poder estimar la inhibición correcta.
4. Evitar el exceso de agua al momento de preparar las muestras con la finalidad de que no se alteren sus propiedades naturales.
5. Reportar los resultados de las pruebas básicas y especiales del fluido analizado (B) una vez que se lo haya rolando a 150°F durante 16 horas, para evitar valores erróneos en la determinación de la inhibición del lodo.
6. Disponer del equipo adecuado para poder llevar a cabo cualquier estudio relacionado con inhibición.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1) **BAKER HUGHES INTEQ**, Manual de Ingeniería de Fluidos, Houston USA., 1988.
- 2) **BAKER HUGHES INTEQ**, Fluidos Manual de Ingeniería008902097S Rev. B Agosto de 1998 Technical
- 3) **A SCHLUMBERGERCOMPANY**, Manual de lodos MI SWACO. (Revisión 14-02-2001)Capítulos: 10, 12, 13, 21
- 4) **YRAMROMARI**, Fluidos de perforación ( México 2008)  
<http://es.scribd.com/doc/36225584/Manual-de-Fluidos-de-Perforacion>
- 5) **ISRAEL LOPEZ VALDEZ**, Fluido de perforación  
<http://es.scribd.com/doc/25599222/Fluidos-de-Perforacion#logout>
- 6) **LUIS GALARZA PAZO**. “Estudio de Efectividad del Sistema de Fluidos Base Amina – Glicol – PHPA en la Inhibición de los Componentes Arcillosos de las Formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo en un Campo del Oriente Ecuatoriano”., Escuela Politécnica Nacional., 2010
- 7) **MI – SWACO**, Manual de Fluidos de Perforación., 2001
- 8) **ESPOL-DSPACE**. Tesis Capítulos PDF, 2002  
<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/7307/17/TESIS-CAPITULOS.pdf>