

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LA FORMULACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE  
REMOCIÓN DE REVOQUE – NFLOW**

**ANA MARIA ULLOA CASTAÑEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LA FORMULACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE  
REMOCIÓN DE REVOQUE – NFLOW**

**ANA MARIA ULLOA CASTAÑEDA**

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial presentado como requisito  
parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

**TUTORES**

**Ing. HUGO OSORIO**

Halliburton Latin America S.A

**Ing. EDELBERTO HERNÁNDEZ T.**

Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## **AGRADECIMIENTOS**

A DIOS, POR GUIARME POR EL CAMINO CORRECTO Y ESTAR SIEMPRE CONMIGO.

A MIS PADRES Y HERMANITO, QUIENES ME ACOMPAÑARON EN TODO MOMENTO Y CREYERON EN MI.

A ING CIRO AYALA, HUGO OSORIO Y CARLOS MONTOYA, POR EL APOYO, ENSEÑANZAS Y COLABORACIÓN EN EL DESARROLLO DE ESTE PROYECTO.

A MI NOVIO CARLOS ANDRES, POR ALEGRAR CADA UNO DE MIS DÍAS, ESTAR JUNTO A MÍ Y SER UN APOYO INCONDICIONAL.

A MIS AMIGOS, PERSONAS QUE ME COLABORARON, GUIARON Y ANIMARON EN LOS MOMENTOS DIFÍCILES.

A HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A – BAROID POR PERMITIRME HACER PARTE DE SU EQUIPO DE TRABAJO, POR BRINDARME LA OPORTUNIDAD DE COMPARTIR JUNTO A ELLOS GRANDES MOMENTOS Y EXPERIENCIAS.

A LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DONDE PASÉ LOS MEJORES AÑOS DE MI VIDA; CRECIENDO PROFESIONALMENTE Y COMO PERSONA.

## DEDICATORIA

*A Dios, por darme la vida.*

*A mi familia, por la confianza y el amor incondicional.*

*A Carlos, por permanecer a mi lado.*

*A mis amigos, por ayudarme en todo momento y hacerme reír.*

*A Diana Becerra, por el apoyo durante un gran año de trabajo.*

*A Danny (QEPD), por todo lo que me enseñó y por estar junto a mí.*

## CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABLAS	
LISTA DE GRÁFICAS	
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	1
1. ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA DE ELIMINACIÓN DE REVOQUEANÁLISIS DE REMOCIÓN DE REVOQUE	3
1.1 DEFINICIÓN DE N – FLOW	3
1.2 VENTAJAS DEL SISTEMA	4
1.3 APLICACIONES DE N-FLOW	5
1.4 PROCEDIMIENTO PARA SU APLICACIÓN	6
1.5 COMPONENTES DEL SISTEMA	10
1.6 ACIDIFICACIONES CONVENCIONALES	11
2. PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS PARA EL DISEÑO DE N-FLOW	14
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN DEL REVOQUE	14
2.2 FLUIDOS DE TERMINACIÓN	17
2.2.1 Tipos de fluidos de terminación	18
2.2.2 Manejo de fluidos de terminación	21
2.3 SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE	23
2.3.1 Información requerida	23
2.3.2 Planeación y diseño de N-FLOW	24

3. ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE	32
3.1 BASES DEL SISTEMA N-FLOW	32
3.2 SISTEMA DE GENERACIÓN IN SITU	34
3.3 DEGRADACIÓN DE LOS POLÍMEROS	36
3.4 ESTERIFICACIÓN	38
4. DISEÑO DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE	41
4.1 CONSIDERACIONES PREVIAS AL DISEÑO	42
4.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	43
4.3 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DE ESTUDIO	45
4.4 FORMULACIONES DE N-FLOW	46
4.4.1 Sistema de remoción para fluido de Omimex	47
4.4.2 Sistema de remoción para fluido de San Francisco	50
4.4.3 Pruebas adicionales	59
LISTA DE TABLAS	
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE GRÁFICAS	
CONCLUSIONES	
ANEXO 1. PPT	
BIBLIOGRAFÍA	

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> <i>N – FLOW</i> en el intervalo a tratar. Terminación de Pozo Abierto	4
<b>Figura 2.</b> Paso 1. Profundidad deseada	6
<b>Figura 3.</b> Paso 2. Desplazar fluido de perforación	7
<b>Figura 4.</b> Paso 3. Bajar Filtro y Empaque	7
<b>Figura 5.</b> Paso 4 y 5. Probar empaque mediante el desplazamiento con salmuera	8
<b>Figura 6.</b> Paso 6. Bombear <i>N – Flow</i>	9
<b>Figura 7.</b> Zona de interés en remojo con sistema removedor	9
<b>Figura 8.</b> Degradación de las enzimas con la temperatura	10
<b>Figura 9.</b> Formación del revoque	16
<b>Figura 10.</b> Densidades comparativas de fluidos de terminación sin sólidos	20
<b>Figura 11.</b> Revoque en un disco de aloxita	27
<b>Figura 12.</b> PPT	28
<b>Figura 13.</b> Exposición del disco de aloxita en un Baño de María	29
<b>Figura 14.</b> Retorno de permeabilidad	31
<b>Figura 15.</b> Formación de <i>wormholes</i>	33
<b>Figura 16.</b> Generación de ácido acético vs tiempo	36
<b>Figura 17.</b> Cake del disco de aloxita. Fluido Omimex I	48
<b>Figura 18.</b> Cake después de 18 horas de remojo	50
<b>Figura 20.</b> Dos horas de remojo, N-FLOW 4	52
<b>Figura 21.</b> Dos horas de remojo, N-FLOW 5	52
<b>Figura 22.</b> Dos horas de remojo, N-FLOW 6	53

<b>Figura 23.</b> Cinco horas de remojo, N-FLOW 4	53
<b>Figura 24.</b> Cinco horas de remojo, N-FLOW 5	54
<b>Figura 25.</b> Cinco horas de remojo, N-FLOW 6	54
<b>Figura 26.</b> Cake desprendido, N-FLOW 4	55
<b>Figura 27.</b> Cake desprendido, N-FLOW 5	55
<b>Figura 28.</b> Cake desprendido, N-FLOW 6	56
<b>Figura 29.</b> Discos de aloxita después de 96 horas de remojo, N-FLOW 4	56
<b>Figura 30.</b> Discos de aloxita después de 96 horas de remojo, N-FLOW 5	57
<b>Figura 31.</b> Discos de aloxita después de 96 horas de remojo, N-FLOW 6	57
<b>Figura 32.</b> Discos de aloxita despues del remojo, N-FLOW 7	63
<b>Figura 33.</b> Discos de aloxita despues del remojo, N-FLOW 8	63
<b>Figura 34.</b> Discos de aloxita despues del remojo, N-FLOW 9	63

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Soluciones monovalentes y bivalentes	19
<b>Tabla 2.</b> Densidad de la salmuera	20
<b>Tabla 3.</b> Formulaciones de <i>N-FLOW</i>	28
<b>Tabla 4.</b> Resultados de tasa de filtración	30
<b>Tabla 5.</b> Concentraciones de productos, Omimex	43
<b>Tabla 6.</b> Concentraciones de productos, San Francisco	44
<b>Tabla 7.</b> Estado mecánico Omimex I	46
<b>Tabla 8.</b> Estado mecánico San Francisco	46
<b>Tabla 9.</b> Formulaciones del sistema para lodo Omimex I	47
<b>Tabla 10.</b> Formulaciones del sistema para lodo San Francisco	51
<b>Tabla 11.</b> Tasas de filtración fluido San Francisco	58
<b>Tabla 12.</b> Formulaciones del sistema de lodo Omimex II	59
<b>Tabla 13.</b> Diseño mecánico Omimex II	60
<b>Tabla 14.</b> Concentraciones programadas Omimex II	61
<b>Tabla 15.</b> Tasa de filtración Omimex	64

## LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
<b>Gráfica 1.</b> Tendencia de pH en formulaciones para Omimex I	49
<b>Gráfica 2.</b> Tendencia de pH en formulaciones para San Francisco	58
<b>Gráfica 3.</b> Tendencia de pH en formulaciones 7,8 y 9	64

## RESUMEN

**TITULO: DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LA FORMULACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE – NFLOW \***

**AUTOR: ANA MARÍA ULLOA CASTAÑEDA \*\***

### **PALABRAS CLAVES:**

Revoque, fluidos Drill N, generación de ácido In – Situ.

### **DESCRIPCIÓN:**

Es necesario realizar diversas pruebas de laboratorio y tener claro los conceptos de remoción de revoque para diseñar adecuadamente el sistema N-FLOW. Este diseño es el objetivo de estudio del proyecto presentado.

N-FLOW, es un sistema que limpia el cake formado por carbonatos y polímeros en la zona de interés mediante la generación de ácido en fondo de pozo dependiendo de la temperatura y del tiempo de remojo de la píldora bombeada. No existe un patrón de las formulaciones a emplear. Cada diseño se basa en estudios de aplicaciones anteriores y diversas formulaciones que se comprueban por ensayo y error mediante un procedimiento estándar realizado en el laboratorio, donde se sumerge el cake generado por el fluido de perforación en una solución de N-FLOW durante un tiempo estimado por la compañía operadora. Vale la pena aclarar que los estudios realizados en este trabajo son para las primeras aplicaciones en Colombia, de ahí su importancia.

Los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio son validados mediante las tasas de filtración realizada a los discos de aloxita después de someterlos a remojo comparados con los resultados obtenidos con un disco limpio donde se concluyó que es necesario el uso de un catalizador para evitar que la reacción se devuelva, y que el diseño de cada sistema depende principalmente de las concentraciones de polímero y carbonatos. Basados en los estudios anteriores, se eligió el mejor sistema para remover el cake en dos pozos específicos de Omimex y de Hocol.

\* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos. Tutores: Ing. Hugo Osorio (Halliburton Latin America S.A), Ing. Edelberto Hernández (UIS).

## SUMMARY

**TITLE: DESIGN AND EVALUATION OF THE OPTIMAL FORMULATION BY CAKE REMOVE SYSTEM, N-FLOW \***

**AUTHOR: ANA MARIA ULLOA CASTAÑEDA\*\***

### KEY WORDS:

Cake, Drill In fluids, acid In Situ generation.

### DESCIRPTION

Is necessary do differents laboratory tests and understand the remove cake concept to design the N-FLOW system. This design is the study object of this project.

N-FLOW, it system clean the cake make by carbonates and polymers in the interest zone by the acid generation in the bottom well depending of the temperature and the spill soaking time pump. Don't have a formulation pattern to use. The bases of each design are the previous applications and the different formulations that are verified by test and error by a standard procedure do in laboratory, which the cake is submerged in a N-FLOW system during considered time by the operate company. This study is to the fist Colombia applications of this system.

The results obtained in the laboratory test were validated by the filtration rate did in the aloxita's discs after soaking, it is compared whit the clean discs results. I conclude that the use of the catalyst is necessary to prevent the redaction return, and that the system design depend of the carbonates and polymers concentration. Based in the previous studies, I choosed the best system to remove the cake in two specifics well of Omimex and Hocol.

\* Undergraduated Project, Internship.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.  
Eng. Hugo Osorio, Eng. Edelberto Hernández Trejos.

## INTRODUCCIÓN

Como es bien sabido, los fluidos de perforación están diseñados para minimizar el daño a la formación, generando un revoque de ultrapermeabilidad que permite su remoción ante un tratamiento de estimulación, y cuando se perfora sobre balance se haga buen sello para prevenir pegas diferenciales.

De las repercusiones o efectos negativos que puede causar el lodo, el más significativo considerado en el diseño es **El Daño a la Formación**, pues casi cualquier clase de lodo altera las características de esta. Hay que tener en cuenta que el tipo y severidad del daño depende tanto de la calidad del lodo como de las características de la formación que se esté perforando.

El daño a la formación de interés producto del taponamiento físico de las gargantas de poro por el material de puenteo (debido al diferencial de presión), o de una reacción química entre los componentes del lodo y de la formación, se ve reflejado en la reducción de la capacidad de entrega o producción de fluidos del yacimiento, y en la disminución de la estabilidad de las paredes del pozo.

Hoy en día se emplea el fracturamiento ácido como una alternativa de estimulación a la formación con el fin de aumentar la permeabilidad en el *well bore*, removiendo los daños causados a esta. Sin embargo, con el fin de optimizar el proceso y cumplir con las especificaciones de seguridad y calidad exigidas por la industria de hidrocarburos, **Halliburton Latin America S.A** está implementando un nuevo sistema para la eliminación programada del revoque mediante la generación de ácido en fondo de pozo sin los

manejos en superficie. Esto es producto de dos años de estudio y múltiples aplicaciones exitosas alrededor del mundo que con el pasar del tiempo va tomando fuerza debido a la versatilidad y efectiva en Latinoamérica, siendo bien proporcionado en Colombia y Ecuador, con aplicaciones en Occidental, Repsol, Perenco y Omimex.

## 1. ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA DE ELIMINACIÓN DE REVOQUE

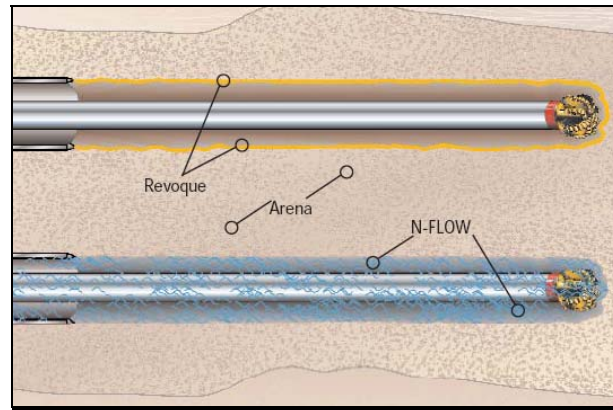
Día a día la seguridad ha tenido un gran apogeo en la industria de hidrocarburos, por tanto, es la base de los estudios dirigidos a la optimización de las técnicas para aumentar la producción de petróleo, siendo el caso del sistema ***N – FLOW*** como se conoce comúnmente al nuevo sistema de eliminación programada de remoción de revoque implementado por **Halliburton Latin America S.A**, el cual puede planearse de acuerdo a las operaciones de superficie.

### 1.1 DEFINICIÓN DE ***N – FLOW***

***N – FLOW***, no es un producto, es un sistema rompedor de revoque el cual contiene diversos componentes y concentraciones de los mismos dependiendo del tiempo y secuencia operativa, a la temperatura, las características de la formación y del fluido de perforación. Cada componente se formula y selecciona para cada aplicación específica.

Este proceso simple, efectivo, flexible, no tóxico ni peligroso y sobre todo ambientalmente aceptable, genera un ácido en fondo, **no en superficie**, disolviendo el carbonato de calcio y descomponiendo los polímeros/almidones mediante la Reacción Programada de las enzimas que también contiene el sistema. Esta reacción programada es la principal característica del sistema, pues dependiendo del diseño y de la secuencia de operaciones en superficie y teniendo en cuenta temperaturas y presiones de fondo se puede diseñar para que reaccione de 2 a 72 horas de exposición al tratamiento en el intervalo de interés como se observa en la figura 1.

**Figura 1.** *N – FLOW* en el intervalo a tratar. Terminación de Pozo Abierto.



Fuente: Halliburton Latin America S.A

Este tipo de rompedores proporcionan una eliminación eficaz y uniforme del revoque en areniscas, areniscas con capas de lutitas reactivas al ácido y en formaciones de carbonato.

## 1.2 VANTAJAS DEL SISTEMA

La eliminación programada de revoque además de proporcionar resultados limpios constantes, evita el uso de rompedores ácidos fuertes e hipocloritos en superficie exponiendo al personal a riesgos por derrames, contaminación y corrosión en todo el sistema de bombeo.

Es una alternativa económica que evita todo un proceso de movilización y de logística necesaria cuando se trabaja directamente con sustancias ácidas desde superficie, ya que se puede controlar el tiempo de operación y reacción; pero sobre todo asegura que el fluido se encuentre en la zona de interés y actué únicamente sobre ella.

El simple hecho que cada aplicación sea diseñada para unas condiciones específicas da un alto porcentaje de seguridad y confiabilidad del sistema, pues de una forma u otra se garantiza que en el momento de actuar la solución se encuentra en la profundidad deseada, y no esté degradada por las condiciones del pozo, en especial por la temperatura.

Los sistemas rompedores, *N – FLOW*, son compatibles con los fluidos transportadores de filtros de grava, lo que permiten ahorrar tiempo y dinero para la ubicación del rompedor reduciendo considerablemente la posibilidad de eliminación irregular del revoque.

### **1.3 APLICACIONES DE *N - FLOW***

Este sistema novedoso se aplica cuando se conoce que el índice de productividad de un pozo es menor del que se esperaba debido al daño causado por el fluido de perforación, en otras palabras, su principal aplicación es como rompedor de revoque cuando este contiene materiales solubles en ácido ya sea en:

- Pozos con empaquetamiento con grava.
- Hueco abierto.
- Pozos Verticales.
- Pozos horizontales.
- Pozos Direccionales.
- Pozos de inyección o producción.

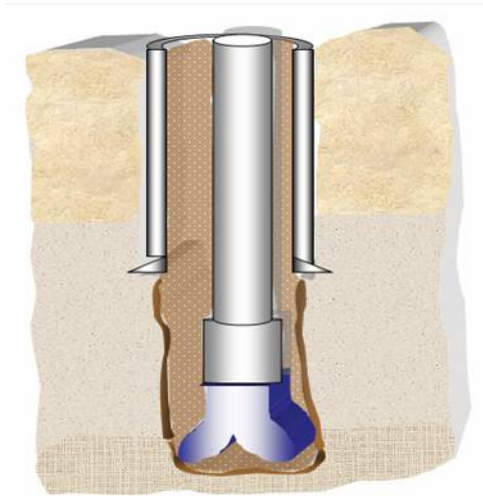
*N – FLOW* también actúa como un sistema de estimulación para pozos de campos de desarrollo.

#### 1.4 PROCEDIMIENTO PARA SU APLICACIÓN

Como se ha dicho previamente, el sistema de eliminación programada de revoque es aplicable a pozos horizontales, verticales o desviados sin embargo, los pasos o procedimientos básicos que se deben cumplir cuando se desee llevar a cabo una remoción de revoque mediante este sistema son semejantes para los tres casos. A continuación se describirá el procedimiento aplicado a un pozo vertical.

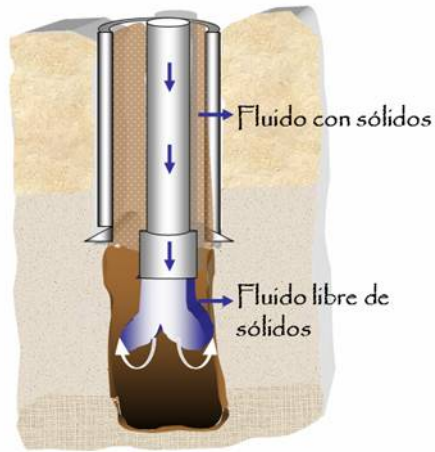
1. Perforar hasta la profundidad deseada o zona de interés como se observa en la figura 2.

**Figura 2.** Paso 1. Profundidad deseada



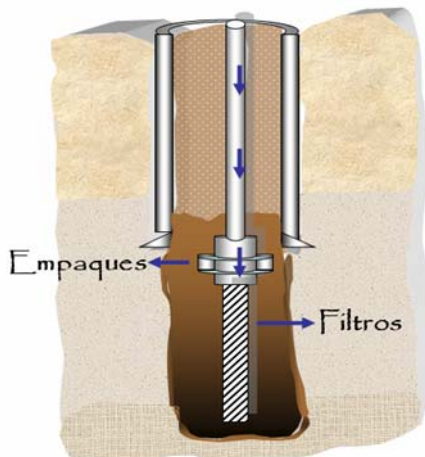
2. Desplazar el fluido de perforación de la zona de hueco abierto, como muestra la figura 3, por medio de la circulación de un fluido *Drill In* libre de sólidos mientras se sube la herramienta a superficie.

**Figura 3.** Paso 2. Desplazar fluido de perforación.



3. Bajar los filtros y el empaque lo más cerca al fondo posible. Estos filtros evitan que los sólidos desprendidos por acción del fluido *N – FLOW* fluyan como material en suspensión, como la figura 4.

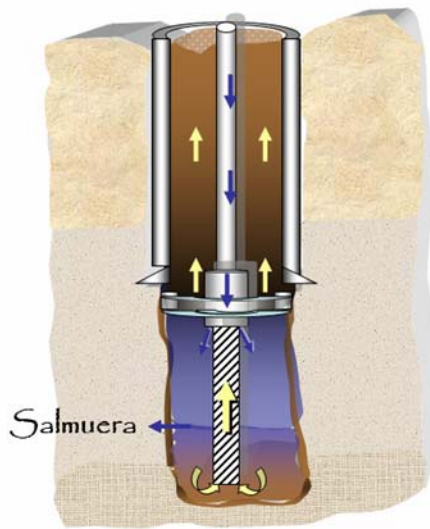
**Figura 4.** Paso 3. Bajar Filtro y Empaque.



4. Probar el empaque, el cual evita que el fluido rompedor ascienda o salga de la zona de interés.

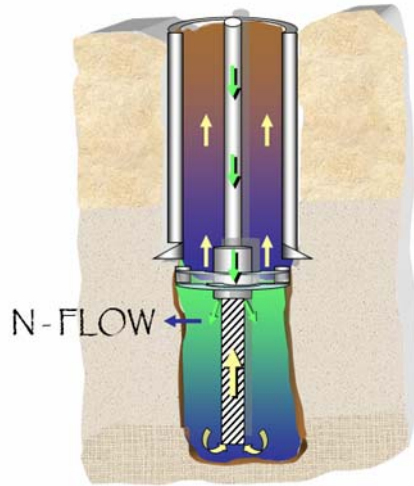
5. Desplazar el fluido *Drill In* por medio de una salmuera, para continuar con la limpieza del hueco. Dicha salmuera fluye por la tubería, atraviesa el empaque e inmediatamente después fluye al anular de la zona de interés, como se observa en la figura 5.

**Figura 5.** Paso 4 y 5. Probar empaque mediante el desplazamiento con salmuera.



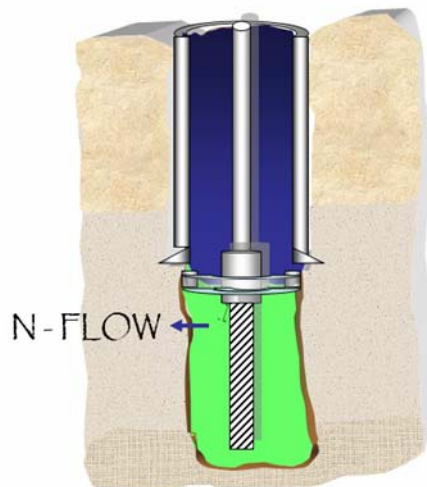
6. Bombear el fluido *N – FLOW* desplazando de esta forma el fluido contenido anteriormente en el pozo el cual pasa por medio del filtro atravesando el empaque fluyendo hasta superficie por medio del anular, como se ilustra en la figura 6.

**Figura 6.** Paso 6. Bombear *N – Flow*.



7. Finalmente se deja en remojo la formación el tiempo que se considere necesario y el usado en las pruebas de laboratorio con el fin de remover el revoque formado por el diferencial de presión existente entre el yacimiento y el pozo.

**Figura 7.** Zona de interés en remojo con sistema removedor.

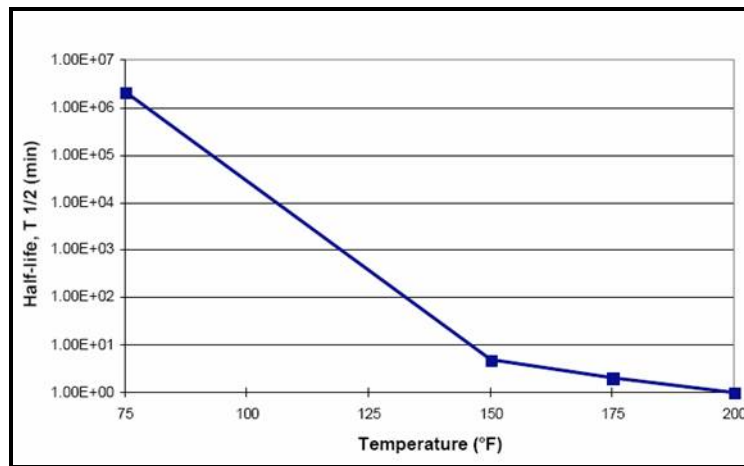


## 1.5 COMPONENTES DEL SISTEMA

Recientemente los estudios han demostrado que el fluido de perforación se degrada por acción de las enzimas restaurando la permeabilidad de la formación. Por tal razón, este sistema está constituido por una combinación apropiada de enzimas.

Las enzimas son largas cadenas de proteínas que a su vez están constituidas por grandes bloques llamados aminoácidos. Las enzimas más simples pueden contener desde 150 a 500 aminoácidos siendo estos últimos el contenido de las enzimas empleadas comúnmente. Estas cadenas son conocidas por sus enlaces débiles los cuales le permiten reaccionar o actuar como catalizadores a bajas temperaturas pues a temperaturas mayores de 150 °F comienza la degradación de la mayoría de ellas como se observa en la figura 8, limitando la aplicación en la industria.

**Figura 8.** Degradación de las enzimas con la temperatura.



Fuente: *Best Practices Series, Breakers*. Halliburton Latin America S.A.

Entre los factores que contribuyen a su estabilidad se encuentra el pH del medio donde van a desempeñar su función, el fluido debe ser básico, con

pH entre 8 y 10, pues con valores superiores o inferiores las enzimas no se activan como catalizadores. De igual forma, es necesario alcanzar la temperatura adecuada para la reacción dando como resultado bacterias, degradación de materiales no deseados por un control deficiente, o por el contrario de generando materiales deseados, productos químicos específicos, de forma instantánea.

Este último es el caso del sistema removedor de revoque formado por una mezcla de diversos fluidos que proporcionan unas condiciones de pH ideales para una máxima eficiencia en la actividad de rompimiento de enzimas mientras el ácido disuelve el carbonato presente en el revoque.

Como se ha mencionado, el diseño de cada sistema se logra mediante estudios y pruebas de laboratorio que combinan la mejor formulación.

## **1.6 ACIDIFICACIONES CONVENCIONALES**

Al hablar de un sistema rompedor de revoque se puede confundir con un procedimiento de estimulación acida convencional practicada desde 1895 empleando ácido acético para llevar a cabo su principal propósito, disolver cualquier material, natural o inducido que se encuentre en el espacio poroso. Por tal razón, a continuación se describirán algunas características, diferencias y semejanzas entre estos dos procedimientos.

Como se menciona, el ácido clorhídrico es el fluido empleado comúnmente a la hora de hablar de acidificación, por la facilidad de disolver formaciones de carbonatos. Cuando dicho ácido entra en contacto con la formación da lugar a una reacción que origina cloruro de calcio,  $\text{CO}_2$ , y agua. Por ejemplo, 100 gal al 15% de HCl pueden disolver  $10.8 \text{ ft}^3$  de limolita liberando

aproximadamente 7000 ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> medidos a condiciones atmosféricas<sup>1</sup>; lo cual representa una gran cantidad de ácido capaz de deteriorar toda la tubería. Con el fin de retardar la reacción entre el ácido y el *tubing, casing*, válvulas, bombas y demás de equipos expuestos a estos fluidos, se adiciona un inhibidor de corrosión, aumentando los costos de aplicación, sin embargo, el uso de estas sustancias no pueden parar la reacción completamente. Los inhibidores orgánicos son efectivos por encima de 400 °F, pero si se espera un buen resultado de su aplicación a una temperatura inferior, es necesario aumentar su concentración y de esta forma tratar de lograr la reacción deseada.

El ácido acético y fórmico, son dos ácidos usados para este mismo fin, con una velocidad de reacción menor a la del ácido clorhídrico empleados en pozos con temperaturas superiores a 250 °F o cuando se deseen obtener reacciones por tiempos prolongados, pero la utilización de estos ácidos trae consigo una gran desventaja, precipitaciones de acetatos de calcio, en especial si se trabaja con ácido acético.

Las concentraciones de ácido, agua y demás aditivos son mezclados en superficie, en un carro tanque poniendo en peligro la salud de las personas que están en contacto con esta operación y fluidos, pues son altamente tóxicos y contaminantes.

Existen tres formas diferentes de acidificación: remojo en el *wellbore*, inyección de ácido en la matriz a una presión por debajo de la de fractura y fracturando la formación. La primera se realiza mediante la circulación de ácido. En las dos restantes es posible generar ácidos después de la reacción. Sin embargo, se toma el riesgo de una canalización de los fluidos

---

<sup>1</sup> BRADLEY B., Howard. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. Third Printing. 1990.

acidificantes, por tal razón se agregan polímeros o gomas a la solución, un aditivo mas que representa un incremento en la inversión.

A la hora de diseñar un trabajo de estimulación ácida y elegir el ácido, las concentraciones y el volumen necesario, se tiene en cuenta las características de la formación, tanto físicas como químicas para establecer como y cuando se lleva a cabo la reacción y disolución. Otros de los factores que influyen la velocidad de esta reacción son la presión, temperatura, velocidad de flujo, concentración de ácido, productos de la reacción, y el tipo de ácido.

Al aplicar estos métodos es complicado mantener un control de pH en el medio a elevadas temperaturas por el largo periodo de tiempo en que se encuentra expuesto el pozo a dicho fluido (aproximadamente 12 horas), lo cual repercute en una reacción acelerada, descontrolada y agresiva para la eliminación del revoque.

Es evidente que en la única semejanza entre el sistema de *N – Flow* con una acidificación convencional es la remoción del daño a la formación causado en su mayoría por el mal control del filtrado, y la principal diferencia es la base del diseño, la primera se diseña con base al fluido de perforación mientras que la estimulación ácida se diseña con base a la formación. Esto se ve claramente representado en las pruebas de laboratorio que se llevan a cabo antes de aplicar cualquiera de los dos métodos.

De igual forma, la estimulación ácida busca atravesar el cake formado aumentando la permeabilidad en la cara de la formación, al decir aumentar, se hace referencia a una permeabilidad mayor que la inicial, mientras que el fin del sistema de remoción de revoque limpia la cara de la formación en busca de devolver la permeabilidad inicial.

## **2. PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS PARA EL DISEÑO DE N-FLOW**

Es de vital importancia estudiar o conocer los fluidos de terminación y el proceso de formación de la retorta en el pozo, previo al diseño del mejor sistema de remoción. Pues dependiendo del contenido de polímeros y carbonatos se formula la concentración de cada componente.

### **2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN DEL REVOQUE**

El revoque o cake generado en las formaciones permeables por el diferencial de presión entre la columna hidrostática, ejercida por el fluido de perforación, y la presión de la formación o presión de poro, está constituido por partículas sólidas, y en caso que la fase líquida contenga fluidos inmiscibles, estos también contribuyen en el revoque con el control de filtración. La formación del cake puede ocurrir en condiciones dinámicas como estáticas, dinámicas mientras el fluido de perforación está circulando y estáticas durante las conexiones, viajes o cuando no se esté circulando.

Los revoques dinámicos son más delgados y sólidos que los estáticos. Durante las conexiones y los viajes, las condiciones de no circulación depositan un revoque estático y las tasas de filtración disminuyen (raíz cuadrada del tiempo), cuando se reanuda la circulación, el revoque depositado sobre el dinámico comienza a desgastarse (puede depender totalmente de las condiciones hidráulicas) hasta que se logre un nuevo equilibrio a una tasa de filtración constante. Los revoques dinámicos depositados por fluidos floculados son más gruesos pero más cohesivos que

los generados por fluidos desfloculados pues sus cargas se encuentran neutralizadas.

En algunas formaciones fracturadas o donde las gargantas de poro son muy grandes, es necesario utilizar material de puenteo con tamaño de partículas aproximadamente igual a la mitad de la abertura mayor, pues de lo contrario el lodo invadirá la formación. Dichos agentes puenteantes incluyen carbonatos de calcio, polímeros y demás materiales empleados para pérdidas de circulación.

Por el contrario, en otras formaciones se genera un revoque excesivo o muy grueso ya sea por un alto porcentaje de sólidos de bajo peso específico o altas presiones diferenciales (gran peso de lodo) generando de esta forma:

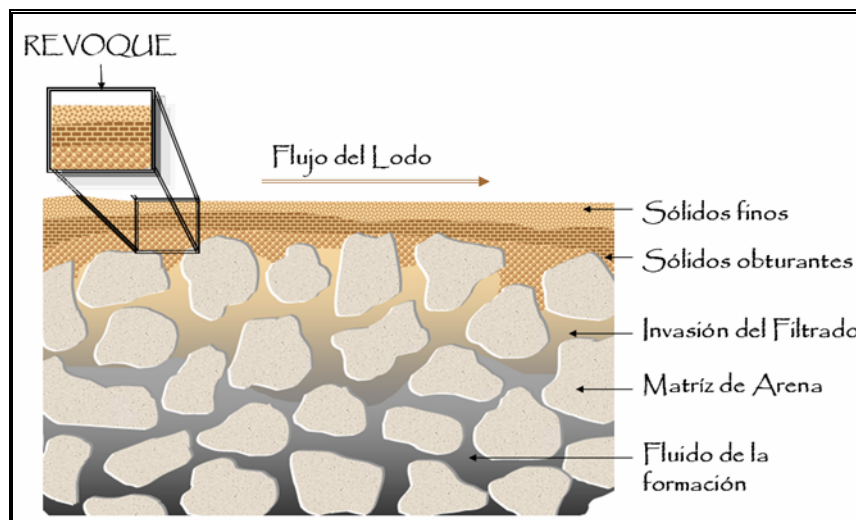
- Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
- Mayor suabeo o pistoneo debido a la reducción del espacio anular.
- Pegas por presión diferencial de la columna de perforación debido a una mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causada por una tasa de filtración más alta.
- Dificultades en la bajada de revestimiento y en la cementación.

Adicional a esto, la gran invasión del filtrado origina problemas de daño a la formación los cuales pueden ser causados por precipitaciones de compuesto insolubles, cambios de humectabilidad, taponamiento de la formación por finos o sólidos, hinchamiento de arcillas, entre otros.

Todos estos inconvenientes dificultan la evaluación de la formación, y evitan una correcta transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos. De igual forma, el filtrado excesivo puede desplazar la zona de hidrocarburo obstaculizando su detección.

El revoque de la mayoría de los fluidos de perforación es compresible, por tanto, la permeabilidad disminuye con el aumento de la presión. La compresibilidad y la reducción de la permeabilidad de la retorta son características deseables que limitan el espesor y la filtración de éste. Cuando la bentonita esta correctamente hidratada y es de alta calidad, es uno de los mejores materiales para aumentar la compresibilidad del revoque. Sin embargo, cualquiera que sea la compresibilidad de este, las tasas de filtración aumentan generalmente cuando la presión diferencial es más alta y el tiempo de exposición mayor.

**Figura 9.** Formación del Revoque



La permeabilidad del revoque es el factor limitante que controla la filtración dentro de la formación, la cual esta determinada por el tamaño, forma, y capacidad de las partículas para deformarse bajo presión. El control óptimo se logra con gran variedad de tamaños de partículas (Figura 9): las partículas grandes se depositan primero para sellar las gargantas de poro más grandes e iniciar la formación del cake, las más pequeñas sellan el espacio entre las más grandes para formar un revoque de baja permeabilidad. Las partículas planas con grandes áreas superficiales (como la bentonita) son más eficaces

que las esféricas o de forma irregular, pues forman un cake más compacto. Cuando la hidratación de las partículas aumenta, la permeabilidad del revoque disminuye limitando la pérdida de filtrado y el espesor del revoque. Se considera una buena retorta aquella que sea aproximadamente 1000 veces menos permeable que la formación sobre la que se este trabajando.

Es posible medir en laboratorio las características y tendencias de la filtración y del revoque generado en condiciones de alta o baja temperatura y presión mediante las pruebas de filtrado API, Alta presión y Alta temperatura (*high pressure high temperature, HPHT*) y Pruebas de taponamiento de permeabilidad (PPT).

Dada la importancia del revoque, las ventajas y desventajas que puede generar sobre todo en la zona de interés, es necesario elegir el lodo de perforación adecuado para la formación, por tanto, se emplean salmueras o fluidos de terminación especiales basados en carbonatos y controladores de filtrado los cuales generan el revoque evitando el daño a la formación. Este revoque es el que se desea remover con el fin de aumentar la permeabilidad de las paredes del pozo y de esta forma la producción.

## **2.2 FLUIDOS DE TERMINACIÓN**

Los fluidos de terminación son usados para reducir y eliminar los daños a la formación causados por el fluido de perforación en la zona de interés controlando igualmente la presión de la formación. La alta salinidad inhibe el hinchamiento de las arcillas de formación. Aunque estas salmueras no son tan dañinas como el agua dulce o salada, su pérdida debe ser controlada con agentes puenteantes o polímeros que generalmente es hidroximetilcelulosa.

**2.2.1 Tipos de Fluidos de Terminación** Las dos clases mas conocidas de fluidos de terminación son los sistemas de fluidos sin sólidos y los mejorados por sólidos para controlar la filtración.

**Sistemas de Fluidos sin sólidos:** Este tipo de fluidos contribuye a la protección de la formación. Son soluciones de diversas sales que se clasifican en dos grupos como se muestra en la tabla 1:

- **Salmueras Monovalentes:** Como su nombre lo indica, contiene sales con iones monovalentes como cloruro de sodio, bromuro de potasio y formiato de sodio. En formaciones sensibles al calcio y en formaciones donde halla presencia de dióxido de carbono que pueda reaccionar con salmueras de calcio precipitando carbonatos es común usar bromuro de potasio y bromuro de sodio. Este tipo de salmuera presenta baja corrosividad aún a temperaturas mayores de 400 °F.
- **Salmueras Bivalentes:** Contiene sales bivalentes que incluyen cloruro de calcio, bromuro de calcio y de zinc. Puede estar compuesta de una sola sal o de una mezcla de ellas dependiendo de la densidad requerida y del punto de cristalización. La corrosividad de estas salmueras depende de la densidad y composición química. Los datos de laboratorio han comprobado que el cloruro de calcio baja el índice de corrosión, contrario al bromuro de zinc.

**Tabla 1. Soluciones Monovalentes y Bivalentes**

SOLUCIONES MONOVALENTES	SOLUCIONES BIVALENTES
Cloruro de Sodio	Cloruro de Calcio
Bromuro de Sodio	Bromuro de Calcio
Formiato de Sodio	Bromuro de Zinc
Cloruro de Potasio	
Formiato de Potasio	
Formiato de Cesio	
Bromuro de Potasio	

FUENTE: Manual de Fluidos de Perforación. BAROID

Es necesario controlar las propiedades de la salmuera como densidad, punto de cristalización, compatibilidad con la formación y la corrosión, para determinar si el fluido actuará de la forma esperada en la operación de terminación.

- Densidad: Las salmueras claras se usan en condiciones balanceadas como desbalanceadas (Tabla 2). Normalmente, los pozos son terminados de forma sobre-balanceada y la salmuera pesada es reemplazada por un fluido de empaquetamiento más liviano.

La temperatura tiene un efecto apreciable en la densidad de las salmueras, y por tanto, en la columna hidrostática ejercida por esta, razón por la cual es necesario hacer correcciones por temperatura antes de preparar cualquier tipo de salmuera.

- Punto de Cristalización: Es la temperatura a la cual se forman los primeros cristales de sal. La precipitación de estas sales causan problemas

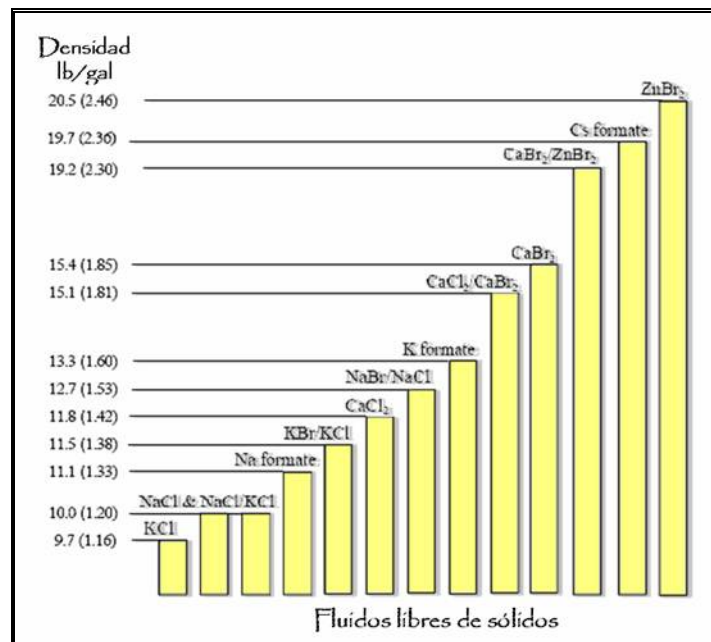
de disminución de densidad, taponamiento de líneas y trabado de bombas. Para evitar esto, es necesario considerar que la temperatura a la cual se esta trabajando con la salmuera (transporte, almacenamiento y uso) este por lo menos 10 grados por debajo del punto de cristalización.

**Tabla 2.** Densidad de la Salmuera

TIPO DE TERMINACIÓN	ENTALCASO...
Desbalanceada	El diseño de la tubería y el costo son los principales factores a considerar para el diseño y selección de la salmuera
Sobre balanceada	La densidad de la salmuera depende de la presión de la formación, gradiente de temperatura y profundidad vertical real.

FUENTE: Manual de Fluidos de Perforación. BAROID

**Figura 10.** Densidades comparativas de fluidos de terminación sin sólidos



FUENTE: Manual de Fluidos de Perforación. BAROID

- **Compatibilidad de la salmuera con la formación:** Es necesario que la salmuera a usar no reaccione con la formación, pues puede originar problemas de precipitaciones de cloruro de sodio y compuestos de hierro, o reaccionar con las arcillas.

La compatibilidad de un fluido con la formación puede ser evaluada con pruebas de laboratorio como retorno de permeabilidad, análisis de agua y mineralogía de la formación.

- **Corrosión:** Los fluidos monovalentes son menos corrosivos así se trate de temperaturas elevadas, 400 °F; mientras que en los fluidos bivalentes depende de la densidad y composición.

Cuando se trabaja con fluidos de terminación, los agentes corrosivos más comunes son el oxígeno y el sulfuro de hidrógeno los cuales se deben tratar dependiendo de las condiciones y componentes de la salmuera.

**Fluidos mejorados por Sólidos:** Estos sistemas son empleados cuando se pueden generar pérdidas del fluido de perforación hacia la formación. Por tanto, se adiciona comúnmente carbonatos de calcio y polímeros solubles en ácidos.

Como se mencionó anteriormente, al formular un fluido para pérdida de circulación en zonas de interés, el diámetro promedio de los sólidos agregados debe ser un tercio de la garganta de poro.

**2.2.2 Manejo de Fluidos de Terminación** Las salmueras de terminación son los fluidos de perforación más importantes, entran en contacto con la

zona de interés, por tanto debe estar en las mejores condiciones para evitar causar daño a la formación.

Es necesario evitar la contaminación generada principalmente por hierro, sólidos, polímeros, grasas entre otros que pueden alterar de una forma u otra las características de la salmuera.

- Hierro: Se puede encontrar de forma soluble o insoluble. La primera, por causa de corrosión es común en fluidos de Zinc. Sin embargo este Hierro soluble puede ser la raíz de precipitados generando daños a la formación. Tratar este contaminante es muy complicado, pero en salmueras de baja densidad como KCl, NaCl o CaCl<sub>2</sub> se obtiene buenos resultados el tratamiento al aumentar el pH con Soda Cáustica y filtrando los precipitados de hierro.
- Sólidos: Los sólidos que no son agregados al sistema para controlar el filtrado, son considerados como contaminantes, lo cual incluye arcillas, precipitados y residuos de polímeros, los cuales pueden ser filtrados y manejados con equipos de control de sólidos.
- Polímeros: Las salmueras contaminadas con polímeros pueden ser manejadas en superficie mediante filtraciones. La causa común de esta contaminación son los residuos de las píldoras que son bombeadas para limpieza del hueco.
- Grasas: Los aceites producidos y demás hidrocarburos afectan la densidad de la salmuera y pueden taponar las unidades de control de sólidos. Los hidrocarburos formarán una capa en la parte superior de la salmuera la cual debe ser retirada en superficie.

Cada fluido de terminación tiene un nombre propio dependiendo de la empresa de lodos y de los aditivos agregados para controlar el filtrado, sin embargo la base es generalmente la misma, carbonatos y polímeros, los cuales son los componentes principales de la retorta generada en la zona de interés.

### **2.3 SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE**

*N – FLOW*, es el novedoso sistema que permite limpiar el wellbore en la zona de interés mediante la generación de ácido en subsuelo el cual remueve los carbonatos y polímeros depositados en el revoque generado por la perforación de la formación con fluidos de terminación.

Este sistema es diseñado con base al tiempo de operación que el cliente u operadora desee, considerando múltiples tareas de investigación y laboratorio. Es un diseño único adaptado a las necesidades del proyecto en cuanto a secuencia operativa, temperatura, presión y características petrofísicas.

**2.3.1 Información Requerida** Para llevar a cabo el estudio y diseño de este sistema de remoción, es necesario contar con un mínimo de información que comprende:

1. Características petrofísicas del yacimiento: Diámetro promedio de poro, permeabilidad, Gradientes de temperatura y presión de poro. Características básicas para determinar las condiciones de trabajo y las pruebas PPT a realizar.

2. Composición del fluido de terminación, incluyendo combinación de agentes de puenteo.

3. Si es posible, una muestra de la formación o core suministrado por la empresa operadora, al igual que el lodo con el cual van a perforar la zona de interés.

4. Condiciones operacionales, temperatura de fondo, presión y tiempo necesario para la remoción del revoque. Es indispensable contar con esta información, pues de ellas depende directamente el diseño de la prueba.

**2.3.2 Planeación y diseño de N – FLOW** El único requisito para llevar a cabo la aplicación de este tipo de sistemas es el interés de aumentar la producción por parte de las compañías operadoras al disminuir el daño ocasionado por los fluidos de terminación, obviamente teniendo en cuenta la consideraciones básicas y criterios que se nombraron en el capítulo anterior.

Cada prueba es diferente, pues las condiciones operacionales cambian de un pozo a otro, por tanto es necesario hacer un estudio completo cada vez que se desee buscar el sistema que mejor se acomode a los parámetros establecidos.

Siempre que se desee aplicar un sistema de remoción de revoque, es necesario realizar previamente algunas pruebas de laboratorio cumpliendo con el siguiente procedimiento para la selección de la formulación óptima de *N-FLOW*.

1. Determinar del tamaño de distribución de partículas del fluido de terminación entregado o fabricado en laboratorio dependiendo de las

concentraciones determinadas, sin embargo los resultados obtenidos serán más confiables si se usa la salmuera que es directamente empleada en pozo.

2. Seleccionar las condiciones de trabajo para la prueba de PPT (ver Anexo 1): Disco, presión y temperatura dependiendo de las características y condiciones del pozo.

3. Realizar el PPT a las condiciones de BHT y presión seleccionadas con el fluido de terminación, y con el disco de aloxita que más se parezca a la permeabilidad de la formación.

4. Determinar el tiempo disponible para remoción del cake, de acuerdo a las operaciones y en base al plan presentado que incluye el proceso de bombeo y “*Shut in*” final.

5. Seleccionar los componentes del sistema a utilizar y determinar las posibles combinaciones. Los componentes con los que se están trabajando son 4, los cuales se reservan los nombres por acuerdo de confidencialidad de la empresa, sin embargo de aquí en adelante se llamaran componente A, B, C y D. La selección de mejor sistema se hace por prueba y error, es decir, se formulan 3 o más combinaciones con las cuales se va a estudiar su efectividad. A cada una de dichas formulaciones se les aplica el mismo procedimiento a partir del siguiente paso.

6. Exponer el disco usado en cada una de las pruebas PPT (una prueba por cada formulación) a las combinaciones de rompedores (combinaciones de *N-FLOW* seleccionadas en el paso 5) en un baño de maría. Durante el tiempo de exposición de los discos de cada combinación, se realiza una inspección visual donde se lleva seguimiento de la limpieza del disco.

7. Verificar los caudales de filtración a través de los discos en comparación con un disco nuevo, usando un fluido limpio. En esta ocasión a cada uno de los discos que previamente estaban en remojo se les realiza nuevamente un PPT con una salmuera del mismo peso del fluido de terminación para poder verificar la limpieza de cada disco, estableciendo la cantidad de fluido que pasa a través de ellos en un tiempo determinado.

8. Seleccionar la tasa de filtración cercana a la obtenida con el disco limpio. La solución que se empleó para limpiar dicho disco sería la composición mas apropiada de sistema de remoción.

9. Realizar la prueba de retorno de permeabilidad con el fluido de terminación y luego desplazamiento del fluido con el sistema *N-FLOW* seleccionado, para determinar el mejoramiento de permeabilidad al emplear dicho sistema. Esta prueba no es posible realizar en todos los casos debido a su alto costo.

Con el fin de entender y aclarar el procedimiento que se lleva a cabo para el diseño y selección de un sistema removedor de revoque se dará a conocer una de las pruebas realizadas. El procedimiento es el mismo para todos los casos, sin embargo, las condiciones de tiempo, temperatura, disco de aloxita y lodo varían en cada aplicación.

En esta oportunidad se desea evaluar la mejor formulación del sistema *N-FLOW* a emplear para la remoción del revoque en el pozo Eden Yuturi A43 de Ecuador a una profundidad de 7 639.4 ft, 150 °F y con una permeabilidad de 2800 mD. El tiempo que se desea dejar en remojo es de 15 horas. Vale la pena resaltar que esta prueba es la primera a que se realizó para esta aplicación.

No fue necesario el estudio del tamaño de partícula de fluido, pues el lodo fue facilitado por la empresa operadora, por tanto se prosiguió a generar mediante la prueba de PPT realizada con las condiciones dadas anteriormente el cake (figura 11) a remover. El disco de aloxita seleccionado es de 60 micrones, pues es el más cercano a la permeabilidad del yacimiento.

**Figura 11.** Revoque en un disco de aloxita



Se realizó la prueba PPT (figura 12) a 7 discos de aloxita con el lodo suministrado, pues se trabajará con 7 formulaciones diferentes como se muestra en la tabla 3, y cada una de ellos será sumergido en baño de *María* en una formulación correspondiente.

**Figura 12. PPT**



**Tabla 3. Formulaciones de N-FLOW**

COMPONENTES	CONCENTRACIONES, %v/v						
	1	2	3	4	5	6	7
A	0.0625	0.125	0.25	0.5	0.5	0.75	1
B	0.0625	0.125	0.25	0.25	0.3	0.4	0.4
C	0.0625	0.125	0.25	0.25	0.3	0.3	0.3
D	0.0625	0.125	0.25	0.25	0.3	0.3	0.3

Se realizó la inspección visual a cada uno de los discos durante las 15 horas de exposición en baño de maría a una temperatura de 150 °F en cada una de las formulaciones, como se observa en la figura 13, lo cual ayudaba a descartar la formulación que no contribuía a la remoción. El disco es puesto en posición vertical, de tal forma que las partículas de carbonatos y

polímeros que se desprenden del disco vayan al fondo del baker y no queden sobre la superficie del disco.

**Figura 13.** Exposición del disco de aloxita en un Baño de María



Mientras tanto, se realizaba la prueba de PPT sobre el disco nuevo de 60 micrones con una solución de KCl de 9.4 ppg (es el peso de la salmuera sobre la cual se preparó cada una de las soluciones) para establecer la tasa de filtración y poderla comparar posteriormente con la del disco limpio.

En este caso, y según la inspección visual realizada, el disco sometido a la formulación 7 fue el más limpio, por tanto, se dice que esta es la formulación óptima. A dicho disco se le realiza la prueba de filtración, la misma que se le practicó al disco limpio obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 4.

Comparando las tasas de filtración se puede observar que el 90% del cake fue removido en su totalidad, lo cual se va a comprobar mediante la prueba de retorno de permeabilidad. Como se mencionó anteriormente, esta prueba

es costosa, y por tanto, muy pocas veces se realiza, sin embargo, como este es el primer estudio, se justifica corroborar los resultados obtenidos.

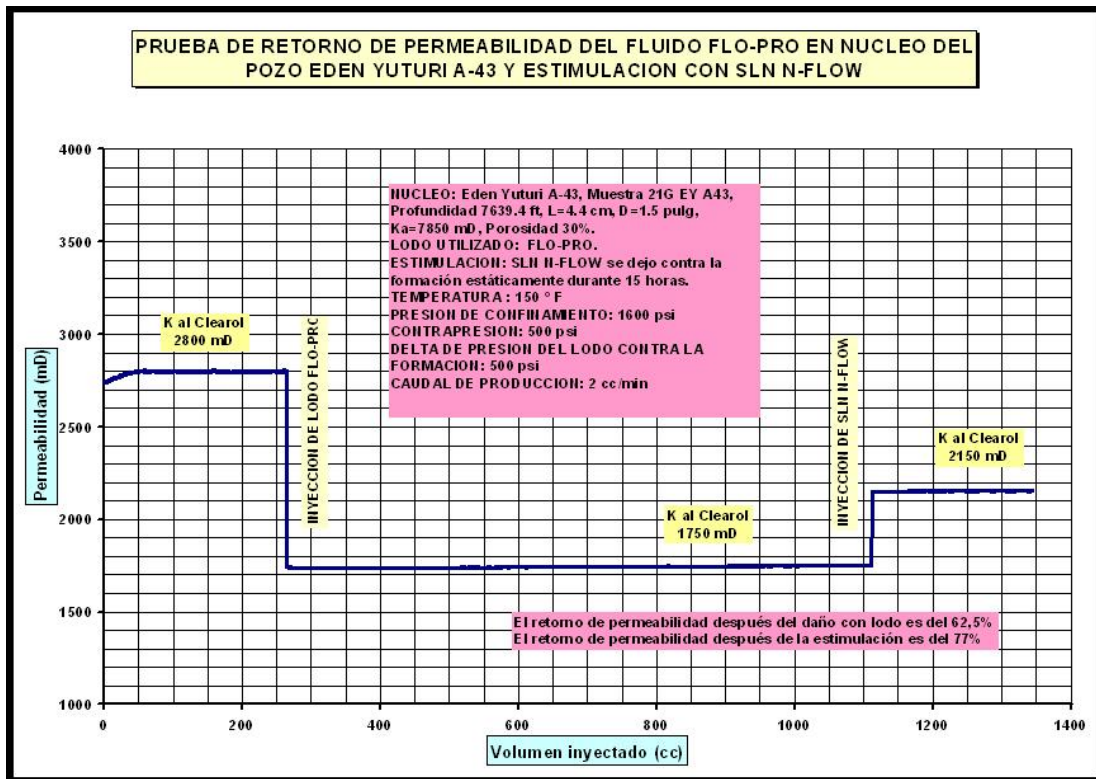
**Tabla 4.** Resultados de la Tasa de Filtración

	DISCONUEVO	DISCOLIMPIO N-FLOW
Tiempo (min)	6	6
T <sub>total</sub> (ml)	157	149
Tasa de filtración (ml/sg)	0.4361	0.4027

Se realizó la prueba de retorno de permeabilidad a un núcleo de Eden Yuturi A-43, donde se comprobó que la permeabilidad se redujo de 2 800 mD a 1750 mD al inyectar el fluido de terminación, es decir, una reducción del 37.5% de la permeabilidad, mientras que al aplicar la formulación 7 de N-FLOW, esta aumentó a 2150 mD como se puede observar en la figura 14, es decir, se obtiene un 77% de la permeabilidad original de la formación.

Los resultados después de la aplicación al campo muestran un aumento de producción de aproximadamente 1500 bbl de crudo después de la limpieza con este sistema, lo que comprueba una vez más su eficiencia.

Figura 14. Retorno de permeabilidad



### **3. ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE**

Es complicado de remover el revoque formado en la zona de interés por las partículas de carbonato y de polímero, en especial cuando se trata de formaciones poco permeables.

El método más usado para limpiar la cara del pozo en la formación productora es la estimulación ácida, sin embargo, ocasiona gran variedad de problemas, en especial de corrosión, y sobre todo si se habla de pozos horizontales donde el área expuesta a este fluido es mayor. Estas son las principales razones que impulsaron el estudio de un fluido capaz de remover el cake sin causar problemas en tuberías y el medio ambiente.

Con el fin de aumentar la producción mediante la limpieza de la cara de la formación, era necesario buscar un fluido con la capacidad de disolver y/o degradar los dos componentes principales y básicos de los fluidos Dril In (usados últimamente para perforar la formación sin causar daño), pues los tratamientos ácidos remueven el carbonato, pero no degradan los polímeros; y las enzimas y fluidos oxidantes o rompedores atacan los polímeros del cake pero no reaccionan con el carbonato. Por tanto, para el éxito del tratamiento es necesario contar con un fluido compatible con el sistema de enzimas, no corrosivo y que cause un mínimo impacto sobre la tubería.

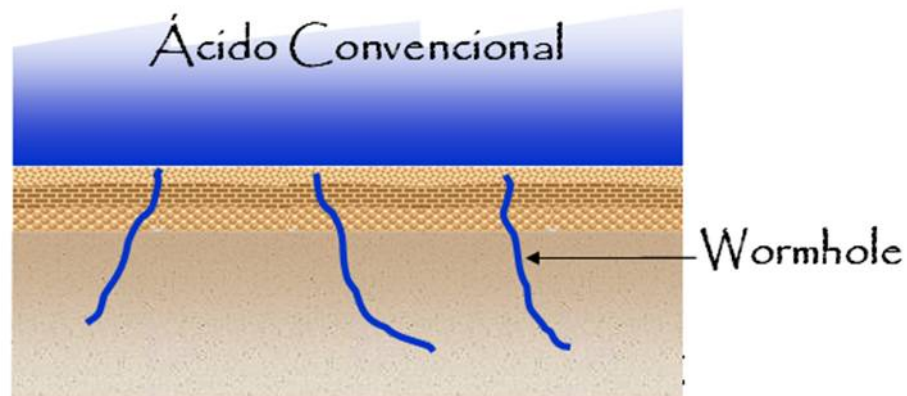
#### **3.1 BASES DEL SISTEMA N-FLOW**

El sistema de remoción de revoque N-FLOW, permite disolver el cake de forma más homogénea que la alcanzada con la estimulación ácida convencional, pues la baja velocidad de reacción cinética para generar ácido

en fondo permite una buena distribución de éste, sin embargo, en zonas de gran espesor no es posible una remoción uniforme por la heterogeneidad que se presenta.

Una disolución controlada es lograda mediante la generación del ácido in situ de un ácido precursor evitando la generación de los huecos de gusano o "wormholes" (figura 15) en la formación. Este tipo de daño a la formación se origina al actuar los ácidos convencionales formados en superficie en zonas específicas por la reacción apresurada ácido - carbonato.

**Figura 15.** Formación *wormholes*

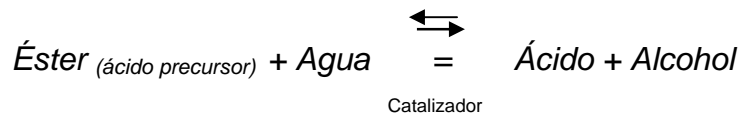


En la formación del cake, algunas partículas de polímero pueden cubrir las de carbonato evitando la reacción con el ácido, por tanto, es necesario usar un material combinado entre un disolvente de carbonato y un rompedor polimérico, aunque generalmente los agentes oxidantes no son compatibles con los ácidos pues se generan gases no deseables.

Para una limpieza completa, el sistema a utilizar debe contener un mínimo de sustancias como ácidos clorhídricos, ácidos orgánicos, quelatos, enzimas, ácidos orgánicos retardadores de reacción o una combinación de dos o más

de estas sustancias para conseguir un efecto doble en una sola etapa, es decir, mediante el bombeo de un fluido en una píldora logrando la reacción base que se muestra en la ecuación 1.

**Ecuación 1.** Reacción base de *N-FLOW*



**3.2 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ÁCIDO IN SITU**

El principal objetivo del uso de un sistema ácido es la baja tasa de reacción de los ácidos orgánicos con el cake, lo cual es deseable para la eficiencia de remoción pues permite un completo cubrimiento de la zona de interés

El sistema consiste en un ácido precursor o éster que reacciona con el agua originando ácido acético. Existe la posibilidad de formar diversos ácidos dependiendo del éster empleado. Al reaccionar el ácido con el carbonato produce acetato de calcio en un rango típico de 6 - 10 % wt<sup>2</sup>, pero puede aumentar dependiendo de la concentración de ácido empleado. Adicional a esto, se lleva a cabo una catálisis enzimática que a pesar de no aumentar la producción de ácido convierte los polímeros en azúcares mediante la ruptura de sus cadenas dejado al descubierto las partículas de carbonato, en este proceso las enzimas no reaccionan ni son gastadas, razón por la cual una baja concentración de estas puede disolver gran cantidad de polímeros. Caso contrario a lo ocurrido con el ácido generado. La tasa de reacción es función del pH, y del catalizador empleado; pues es necesario crear el ambiente propicio para que esta se lleve a cabo.

---

<sup>2</sup> EL-DIN, H:A, AL-OTAIBI, MB, & AL-QAHTAIN, A:A. Laboratory Studies of In-Situ Generated Acid to Remove Filter Cake in Gas Well. Paper SPE 96965.

La velocidad con que ocurre la reacción depende de las concentraciones de productos y de la velocidad con la que se llevan a cabo 3 hidrólisis: hidrólisis básica, hidrólisis ácida e hidrólisis con agua, como se describe en la ecuación 2; donde  $K$  es la velocidad de reacción de cada una de las reacciones posibles.

**Ecuación 2.** Reacción de hidrólisis combinada<sup>2</sup>

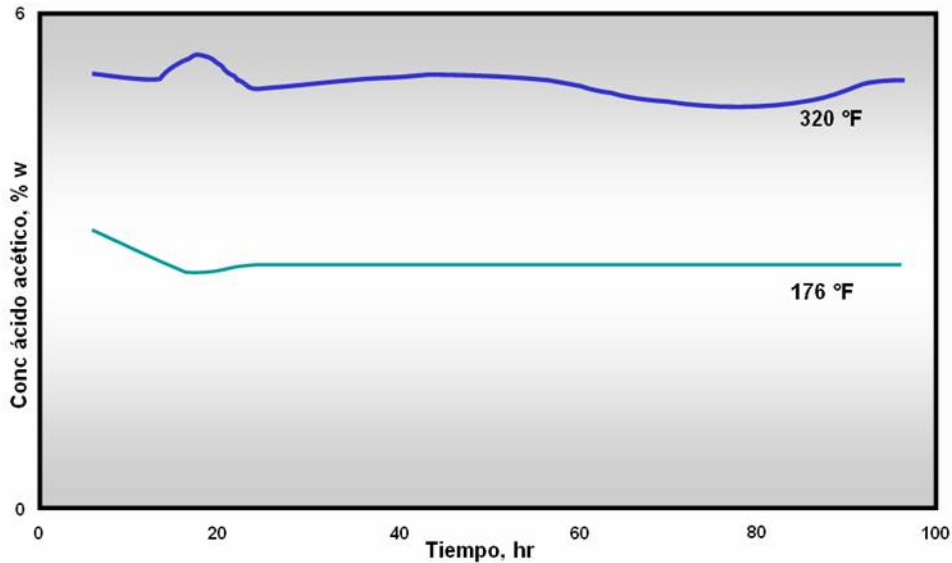
$$Tasa\ general = K_a [H^+][ester] + K_b [OH^-][ester] + K_a [H_2O][ester]$$

Las enzimas son inactivas a niveles bajos de pH, por tanto, los tratamientos de limpieza usados comúnmente están basados en dos etapas, un rompedor de enzimas seguidas por un ácido. Más recientemente, y teniendo en cuenta los daños causados por ácidos convencionales, el uso de ácidos orgánicos se ha convertido en una solución.

La mezcla del ácido con su sal respectiva, da un pH más alto a la solución lo cual permite que sea incorporado los agentes oxidantes rompiendo las cadenas de los polímeros y disolviendo los carbonatos en una sola etapa. Una alternativa es el uso de quelatos que reaccionan con los carbonatos así estén cubiertos por polímeros. De igual forma estos quelatos remueven el cake en unos minutos, lo cual permite una disolución más uniforme.

La formación de ácido acético tiende a estabilizarse, siendo común encontrar que la concentración de éste no varía significativamente después de una temperatura determinada, como se observa en la figura 16, disolviendo una cantidad de carbonato limitada.

**Figura 16.** Generación de ácido acético vs tiempo



FUENTE: Laboratory Studies of In-Situ Generated Acid to Remove Filter Cake in Gas Well. Paper SPE 96965.

### 3.3 DEGRADACIÓN DE LOS POLÍMEROS

Los ácidos y rompedores oxidantes son usados para reducir la viscosidad de los fluidos y para remover el revoque formado por el lodo, pero estas sustancias no atacan en su totalidad el contenido de polímero depositado en la cara de la formación. El trabajo de los ácidos y los oxidantes dependen del tipo de polímero a degradar y de las condiciones del medio, pues se requiere de un entorno ideal para convertir las cadenas principales en su forma más simple, azúcares.

En la primera aplicación de la tecnología de las enzimas rompedoras en la industria petrolera las más empleadas fueron las no específicas. Usualmente eran una mezcla de algunas enzimas hidrolíticas que atacan diversos enlaces del polímero disminuyendo su viscosidad. Estas enzimas están limitadas por la temperatura y el pH, reduciendo su uso a situaciones con

bajas temperaturas. Por tanto, son generalmente consideradas como agentes mediocres para esta labor.

Una vez reaccionan con el polímero, las enzimas no pueden ser removidas y los fragmentos de polímero-enzima producidos no pueden ser disueltos en su totalidad generando daño potencial a la formación por el taponamiento de los poros.

Con el desarrollo de rompedores es posible degradar polímeros específicos con un grupo determinado de enzimas. Las enzimas específicas atacan las cadenas principales de polímeros mediante un proceso de catálisis quedando el polímero convertido en monosacáridos o disacáridos; estos a su vez son solubles en agua. La tasa de disolución de los azúcares depende del tamaño de grano que se produzca. El proceso de fermentación puede ser producido con una mayor tolerancia de pH y a altas temperaturas, con mayor estabilidad que las enzimas no específicas, ampliando el campo de aplicación.

Como se dijo anteriormente, los rompedores específicos actúan bajo un proceso de catálisis contrario a la reacción estequiométrica que se lleva a cabo con los ácidos y oxidantes. Esto significa que una baja concentración de enzimas puede ser usada para degradar una gran cantidad de polímero controlando los productos obtenidos.

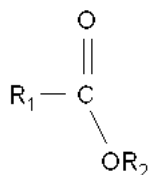
Una enzima compleja puede ser seleccionada para degradar un componente polimérico específico del fluido drill in, por ejemplo, si la celulosa poli aniónica es la predominante en el fluido es necesario contar con una enzima capaz de romper los enlaces de celulosa. Para que ocurra la degradación, es indispensable un tiempo de cierre y/o remojo que depende principalmente de la concentración de enzimas y la temperatura de fondo del pozo.

### 3.4 ESTERIFICACIÓN

La esterificación es el más unitario de los procesos de transformación química en el cual se basa el sistema *N-FLOW* pero en sentido contrario, es decir, la producción de ácido a partir de un éster.

Es imposible pretender memorizar cada uno de los procesos que caben dentro del campo de la esterificación debido a la gran cantidad de ésteres con los que se cuenta, a la múltiples posibilidades que ofrece la química para producir un mismo producto, como la producción de ácido acético causada por las diferentes reacciones que pueden ocurrir entre cada uno de los componentes del sistema, sin embargo, la principal es la esterificación ya que ella genera el mayor porcentaje de ácido.

Para poder entender más a fondo lo que ocurre, es importante reconocer que el éster es un compuesto orgánico con la siguiente estructura:



Donde  $\text{R}_1$  y  $\text{R}_2$  puede ser cualquier grupo funcional alquilo, arilo o cíclico.

Debido a la estructura de los ésteres, estos poseen varias propiedades física y químicas que se ven reflejadas en sus usos. Las características lipofílicas y la baja polaridad de algunos ésteres permiten que disuelva los compuestos orgánicos. La viscosidad de ellos depende del peso molecular; a medida que aumenta el peso molecular la viscosidad aumenta y la volatilidad disminuye. Los ésteres son parcialmente miscibles en agua y en solventes orgánicos.

El punto de fusión de los ésteres, en general, es menor que el punto de fusión de los ácidos correspondientes; y su punto de ebullición puede

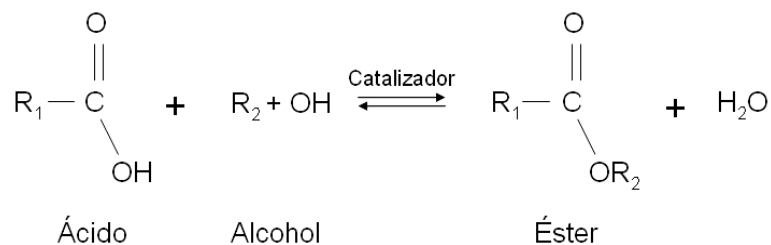
exceder el punto de ebullición del ácido. Por ejemplo, el punto de ebullición del ácido acético es de 116°C, metanol 64°C, y el butanol 117°C; el del acetato de butilo es de 125°C, acetato de metilo 57,5°C y el del diacetato de propanotriol es de 280°C.

Como se mencionó anteriormente, los ésteres poseen diversas propiedades químicas que se ven reflejadas en las múltiples reacciones que pueden ocurrir como son la hidrólisis, la transesterificación (ocurre una reducción de grupos alcoxílicos), amonólisis (conlleva a la formación de amidas) y reducción (se obtiene alcohol primario correspondiente al ácido del éster).

Los ésteres pueden hidrolizarse en un medio ácido a básico. Cuando la hidrólisis tiene lugar en medio ácido se dice que la reacción es catalizada por un ácido formándose como resultado un ácido y un alcohol; mientras que si ocurre en medio básico la reacción es promovida por la base. Los ésteres pueden reducirse para la producción de alcoholes con agentes reductores como hidrógeno y en presencia de un catalizador.

Ante la presencia de un oxidante los ésteres son estables. Por lo tanto, en la reacción de oxidación, para proteger los grupos alcohólicos y fenólicos, se esterifican estos grupos y al finalizar la oxidación se hidrolizan.

Una de las características más importantes de la esterificación es la gran cantidad de posibilidades que existe para la producción de un éster. En este sistema lo realmente importante es la producción de ácido generado en el proceso inverso al mostrado en la siguiente reacción:



En la reacción anterior se consideran iguales las constantes de equilibrio, por tanto, la forma de desplazar la reacción hacia la izquierda y obtener el producto deseado es usando éster en exceso si hay presencia de ácido y alcohol, o únicamente éster como reactivo.

En general, las reacciones de esterificación son lentas y requieren el uso de catalizadores y un aumento en la temperatura el cual permite dar la dinámica necesaria para lograr conversiones del 100% con respecto a los productos. El calor no modifica las condiciones de equilibrio.

Las características cinéticas hacen imprescindible el uso de los catalizadores que pueden ser desde ácidos minerales como ácido clorhídrico y ácido sulfúrico, ácidos orgánicos, hidróxidos como el aluminato de sodio, sales metálicas, resinas de intercambio iónico en especial catiónico y alcóxidos.

#### 4. DISEÑO DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE REVOQUE

Ningún pozo colombiano ha sido sometido al sistema de remoción de revoque, pues es una técnica relativamente nueva. Sin embargo, hoy en día se han desarrollado estudios para la aplicación de *N-FLOW* a algunos pozos operados por empresas como Omimex y Hocol, los cuales fueron motivo de estudio y desarrollo de esta tesis.

En este momento, cuando se tiene la certeza que este sistema de remoción es muy dependiente, pues en su desarrollo y eficiencia influyen desde las concentraciones a emplear hasta el tiempo de remojo, es más fácil comprender la importancia de tantas pruebas realizadas previamente a la aplicación ya que no se tiene ningún patrón estándar para diseñar la formulación adecuada. Se dice que el diseño de *N-FLOW* es un diseño a ensayo y error.

Los múltiples componentes del sistema y sus diversas propiedades químicas permiten varias opciones de reacción con cada uno de los componentes presentes y de los productos obtenidos, siendo estos influenciados por las condiciones del medio, del tiempo de remojo y sobre todo de las concentraciones de los materiales disueltos en la píldora preparada.

Es necesario llevar un orden lógico para realizar las pruebas del sistema y de esta forma comprobar su eficiencia. Los pasos a seguir fueron expuestos en el capítulo 2, los cuales se van a recordar a continuación.

#### 4.1 CONSIDERACIONES PREVIAS AL DISEÑO

Cuando se habla del diseño del sistema de remoción de revoque se hace referencia a 2, 3 ó más posibles formulaciones que sean capaces de remover el cake formado por el fluido de perforación en un disco de aloxita después de una prueba de ppt.

Como se dijo anteriormente, no existen estudios previos de pozos colombianos, por tanto, es necesario ensayar con diversas formulaciones: una de baja concentración, otra de alta (considerando altas 10% de ácido precursor) y una intermedia.

Antes de sumergir un disco en cualquier solución, es necesario conocer el tiempo de remojo de este para formular las posibles concentraciones de los productos a utilizar. Recordemos que entre menor tiempo la concentración tendrá que ser mayor para garantizar una buena limpieza del disco. Pero ¿qué tan concentrado puede estar el *N-FLOW* para que no forme huecos de gusano?

La concentración de polímeros y carbonatos también juegan un papel importante cuando se piensa en el diseño del sistema, pues si no hay polímeros no es necesario emplear oxidantes, pero ¿qué tan rápido disolverá el cake la formulación empleada?

¿A que temperatura se va a realizar la prueba y qué tanto influye en la velocidad de reacción para esas concentraciones?

Lo anterior son varios factores de los cuales no se puede asegurar nada, pues se conoce el principio básico, pero no se justifica obtener una medida estándar de formulación, por lo menos no para este sistema, pues todo es muy relativo.

## 4.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las formaciones potencialmente productoras, son altamente susceptibles al daño de formación, causado principalmente por la invasión de sólidos y filtrado del lodo.

Para preservar las características físicas del yacimiento, se ha diseñado cada sistema de lodo el cual busca combinar la acción de los agentes puenteantes como el carbonato de calcio, con un fluido libre de sólidos en el cual su filtrado no va a reaccionar con los minerales de la roca del yacimiento.

En Omimex, basados en los tipos de formación a ser perforadas y de acuerdo a la experiencia de pozos anteriores del área, se recomienda el uso de un sistema de lodo base agua polímero con una baja concentración de carbonato para aumentar el peso como se muestra en la tabla 5. Adicional a estos productos se usan bactericidas, lubricantes y demás productos que le proporcionan las propiedades al lodo

**Tabla 5.** Concentraciones de productos, Omimex I

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (pb)
E	0.5 – 1.0
D	1.0 – 1.5
CaCO <sub>3</sub>	10
F	0.5 – 1.0

En San Francisco, la limpieza del hueco y la corrida de liner se hará con un fluido Drill in libre de sólidos con las concertaciones de polímero y carbonato que se muestran en la tabla 6. Estos no son los únicos productos que contiene el lodo, pero en este caso son los únicos que nos interesan.

**Tabla 6.** Concentraciones de productos, San Francisco.

PRODUCTOS	LODO I (pb)	LODO II (pb)
F	1	
G	1	
H	7	
CaCO <sub>3</sub>	3	3
CaCO <sub>3</sub>	7	13
CaCO <sub>3</sub>	8	2
CaCO <sub>3</sub>	2	2

Donde:

**D:** Es un derivado del almidón especialmente procesado, estabilizado y no iónico que controla la pérdida de filtrado a alta presión y alta temperatura. Mejora la viscosidad de baja velocidad de corte de un fluido que contenga el biopolímero goma Xántica.

**E:** Poli acrilato de sodio, se utiliza en los fluidos de perforación base agua como agente de control de filtrado. Es estable a alta temperatura y no se degrada por acción de las bacterias. Puede utilizarse en sistemas densificados o no. Admite niveles de calcio de hasta 400 ppm.

**F:** Goma Xántica, que incrementa las propiedades reológicas (YP, YS) sin incremento en el contenido de sólidos y no es dañino hacia la formación.

**CaCO<sub>3</sub>:** Carbonato de calcio de tamaño seleccionado. Puede utilizarse como agente puenteante para problemas de circulación y para aumentar la densidad de lodos base agua y base aceite.

**G:** almidón modificado, puede emplearse para asegurar el control de filtrado en fluidos base agua con mínima capacidad viscosificante.

**H:** celulosa polianiónica, es un agente de control de filtrado aplicable a la mayoría de fluidos base agua. También puede utilizarse en bajas concentraciones como adelgazante.

Con las definiciones anteriores se puede decir que el fluido de terminación del pozo de Omimex contiene 2 lpb de polímero y 10 lpb de carbonato, mientras que el de San Francisco está diseñado con 9 lpb y 20 lpb respectivamente.

En base a las concentraciones dadas se puede suponer que el cake formado por el lodo de Omimex será más fácil de remover del disco de aloxita pues el porcentaje de polímero y carbonato es menor que el presentado en el lodo de San Francisco. Sin embargo, es mejor no confiarse, pues como se dijo, si el ácido generado reacciona directamente con el carbonato es posible la formación de huecos de gusano sin una remoción homogénea del revoque.

#### **4.3 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DE ESTUDIO**

Por medio del estado mecánico de los pozos se puede conocer el espesor de la zona de interés y de esa forma estimar el volumen de la píldora a ser bombeada.

La zona productora del pozo de Omimex es de aproximadamente 375 ft de espesor. Se encuentra a 1852 ft como se observa en el estado mecánico de la tabla 7.

**Tabla 7.** Estado mecánico Omimex I.

PROFUNDIDAD Pies	DIAMETRO DEL HUECO	DIAMETRO DEL REVESTIMIENTO	PESO DEL LODO LPG.
0' - 170'	12 1/4"	9 5/8"	8.5 - 8.8
170' - 1,852'/2,227'	8 1/2"	7"	8.7 - 9.3
1,852' - 2,227'	Ensanchado 8-1/2" a 11"	Líner Ranurado 5"	8.7 - 9.3

En el caso de San Francisco, la zona de interés se encuentra en la formación Caballos a 2865 ft con un espesor de 770 ft, como se muestra en la tabla 8.

**Tabla 8.** Estado mecánico pozo San Francisco

PROFUNDIDAD Pies	DIAMETRO DEL HUECO Pulgadas	DIAMETRO DEL REVESTIMIENTO Pulgadas	PESO DEL LODO LPG.
0' - 865'	12 1/4"	9 5/8"	---
0' - 2,865'	8 1/2"	7"	---
2,865' - 3,635'	6"	5" Líner Ranurado	8.6 - 9.0

Como se muestra, son pozos someros con temperaturas de 110 y 120°F respectivamente.

#### **4.4 FORMULACIONES DE N-FLOW**

Antes de dar a conocer las formulaciones y diferentes diseños de sistemas de remoción y con el fin de tener entender mejor el proceso que se lleva a cabo, vale la pena aclarar que el componente 1 es un oxidante, los componentes 2 y 3 proporcionan el ambiente adecuado para la reacción, y el

4 es el ácido precursor. Sus concentraciones por lo general, dependen de algunas pruebas realizadas con anterioridad y opiniones de expertos en el tema.

**4.4.1 Sistema de remoción para fluido de Omimex.** Con el fin de evaluar la mejor formulación para remover el revoque formado por el lodo de perforación de Omimex y de verificar la influencia de cada uno de los componentes. Se evaluaron 3 formulaciones diferentes durante un periodo de remojo de 18 horas, tiempo estimado por la operadora, a una temperatura de 110°F y 500 psi de diferencial en un disco de aloxita de 5 micrones equivalente a 750 mD.

Las formulaciones dadas para este caso se muestran en la tabla 9 las cuales no tiene un patrón estándar. En la formulación 1 y 2 las concentraciones de los componentes 3 y 4 permanecen constantes, variando los componentes 1 y 2 para evaluar la influencia de estos.

**Tabla 9.** Formulaciones del sistema para lodo Omimex I.

	N-FLOW 1	N-FLOW 2	N-FLOW 3
1	0.1	0.7	0.2
2	0.6	0.4	0.2
3	0.4	0.4	0.8
4	0.5	0.5	0.1

Observaciones

Al finalizar la prueba se observó precipitaciones de partículas en el fondo del recipiente de la formulación 3, los cuales pueden ser atribuidos a la

formación de azúcares que no se alcanzaron a disolver o sales formadas por la reacción de aminas con ácido.

Al finalizar el tiempo de remojo, la remoción del cake fue mínima, se puede decir que fue casi un 15% de su totalidad.

El volumen de la solución de *N-FLOW* disminuía con el paso del tiempo y se desprendían gases desagradables como producto de la reacción. Sin embargo, vale la pena aclarar que se atribuye la evaporación a la baja presión, pues en aplicaciones realizadas a pozos en otras partes del mundo la única disminución de volumen está dada en el momento en el que se considera que la cara de la formación ya fue limpiada.

### Resultados

El cake obtenido en el disco de aloxita después de una prueba de PPT se muestra en la figura 17. Posteriormente se sumergieron en cada solución de *N-FLOW* diseñada.

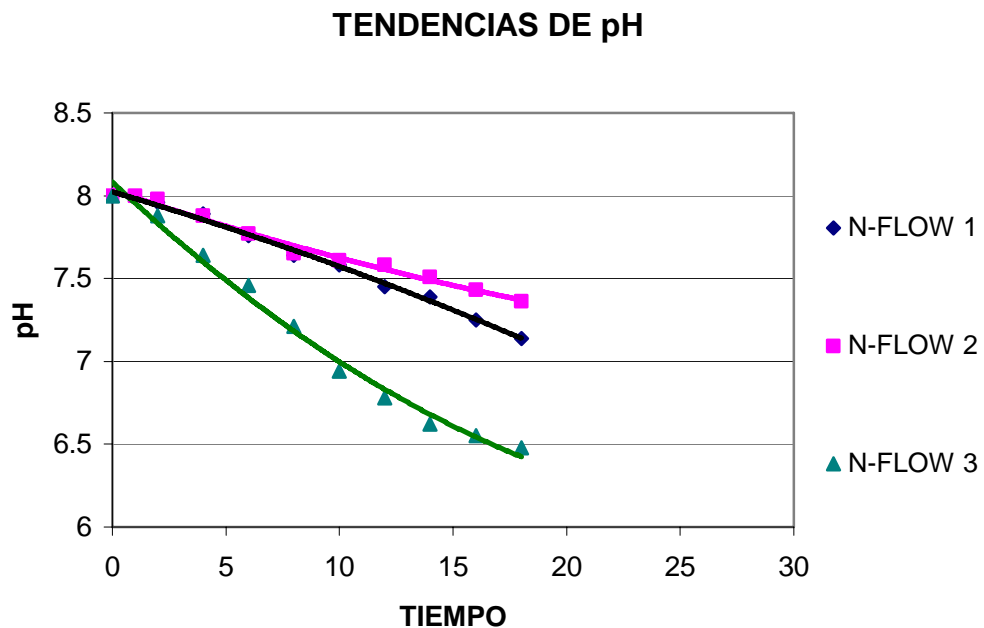
**Figura 17.** Cake en disco de aloxita. Fluido Omimex.



Durante las 18 horas de prueba se midió el pH a cada una de las soluciones calentadas en baño de maría donde el comportamiento obtenido se muestra en la gráfica 1.

Al extraer los discos de cada solución se observó que no había sido limpiada la superficie de ninguno de ellos, es decir, la mayor parte del cake aún permanecía en el disco de aloxita como se muestra en la figura 18; razón por la cual no se realizó tasas de filtración ya que a simple vista se considera que el principal objetivo del sistema no se cumplió en este caso.

**Gráfica 1.** Tendencia de pH en formulaciones para Omimex I.



**Figura 18.** Cake después de 18 horas de remojo.



#### Análisis de resultados

Como se puede observar en la gráfica de tendencia de pH, no se alcanza una estabilización en el comportamiento de las soluciones, es decir, la reacción que se genera no ha finalizado y el pH aún tiende a disminuir. Se puede decir entonces, que los reactivos no han sido consumidos en su totalidad y se necesitaría mayor tiempo de contacto disco - sistema o concentraciones mayores.

**4.4.2 Sistema de remoción para fluido de San Francisco.** En este caso además de elegir el sistema de remoción apropiado, se busca establecer un rango hipotético sobre el cual se pudiera hacer futuros diseños teniendo en cuenta la concentración de polímero y carbonato mediante 3 formulaciones totalmente diferentes. La tabla 10 muestra las formulaciones, una de concentración baja, una intermedia y otra alta. Se considera la concentración 3 como alta, pues según los expertos en el tema, un 10% del componente 4 es un máximo aconsejable y común en las aplicaciones

**Tabla 10.** Formulaciones del sistema para lodo San Francisco.

	N-FLOW 4	N-FLOW 5	N-FLOW 6
1	13	6.5	2.5
2	3	1.5	0.4
3	3	1.5	0.4
4	10	5	2

En esta oportunidad, se trabajan con dos tamaños de carbonatos diferente aunque se mantiene el mismo porcentaje, por tanto, se realizan pruebas con discos de aloxita de 5 (disco blanco) y 20 micrones (disco gris), este último con una permeabilidad de 2.8 D. Vale la pena aclarar que las pruebas son para el mismo pozo, la diferencia en permeabilidades se debe a la heterogeneidad de la zona productora donde se evaluaba la formulación para una permeabilidad promedio y para la máxima encontrada.

El tiempo de remojo establecido para esta prueba es de 96 horas, 120 °F y 500 psi de diferencial.

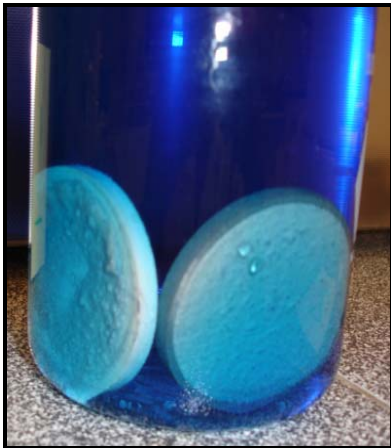
#### Observaciones

En esta ocasión el sistema de remoción fue preparado 8 horas antes de someterlo a calentamiento en el baño de maría, por tanto, en el momento de sumergir los discos la solución ya estaba cerca de un pH neutro.

Se presentó nuevamente evaporación de *N-FLOW*, sin embargo durante las 96 horas que duró la prueba el disco estaba sumergido y permanecía en remojo.

A las dos horas de remojo se observaba desprendimiento del cake en los dos discos de las soluciones 2 y 3, como se observa en la figura 21 y 22.

**Figura 20.** Dos horas de remojo, *N-FLOW 4*



**Figura 21.** Dos horas de remojo, *N-FLOW 5*



**Figura 22.** Dos horas de remojo, *N-FLOW 6*

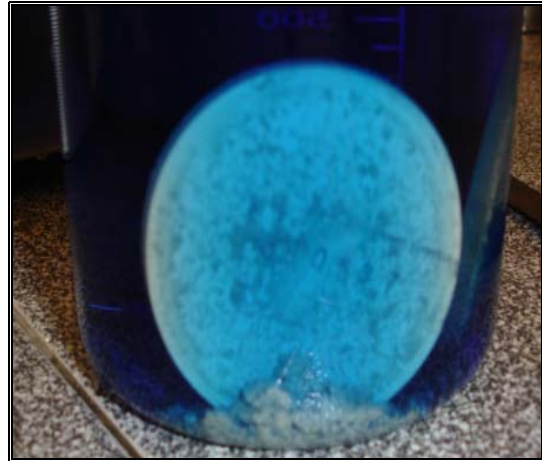


Después de permanecer 8 horas sumergidos en la solución de *N-FLOW* los discos de la formulación 5 y 6 estaban 75% limpios a comparación de los que se encontraban en la 4, como se observa en las figuras 23, 24 y 25.

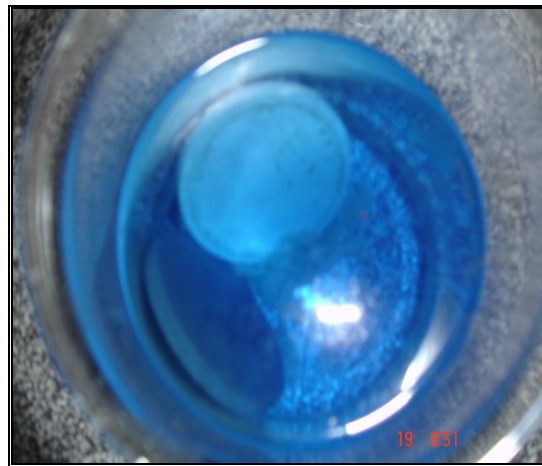
**Figura 23.** Cinco horas de remojo, *N-FLOW 4*



**Figura 24.** Cinco horas de remojo, *N-FLOW 5*



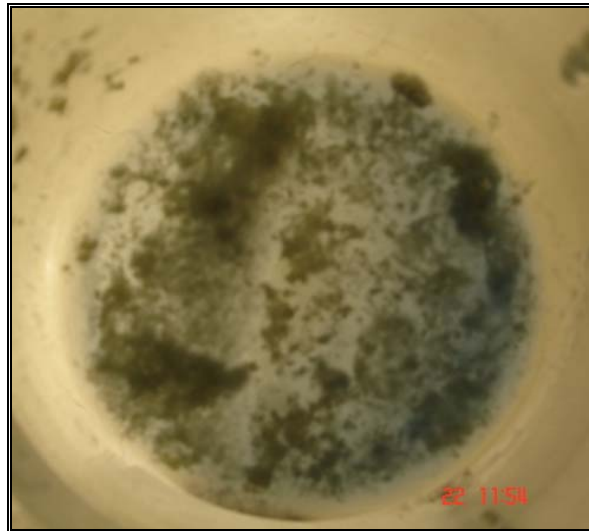
**Figura 25.** Cinco horas de remojo, *N-FLOW 6*



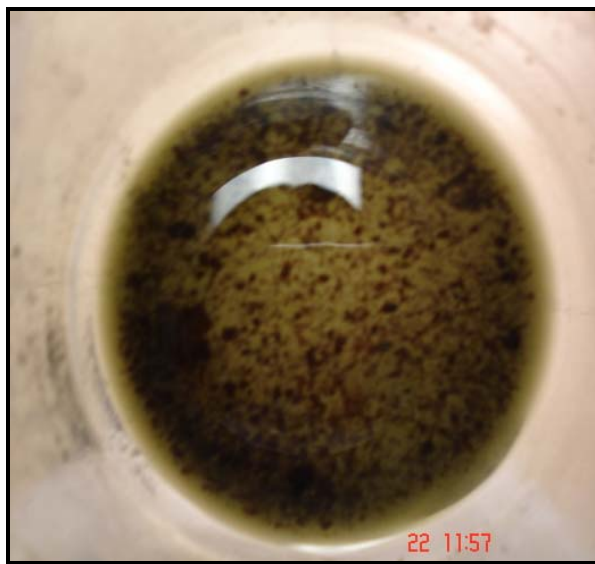
No se presentó precipitaciones de ningún componente, pero al final de la prueba las formulaciones 5 y 6 eran de color negro.

El cake removido se encontraba en el fondo del recipiente en cada caso (figura 26 a 28).

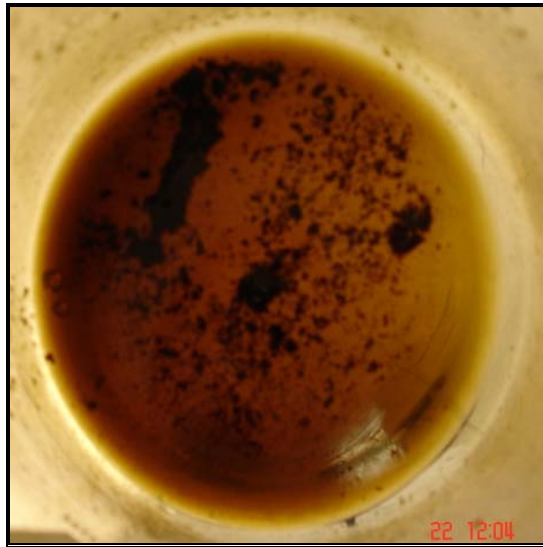
**Figura 26.** Cake desprendido, *N-FLOW 4*



**Figura 27.** Cake desprendido, *N-FLOW 5*



**Figura 28.** Cake desprendido, *N-FLOW 6*



Posterior al tiempo de remojo se fotografiaron los discos, figura 29, 30 y 31.

**Figura 29.** Discos de aloxita despues de 96 horas de remojo. *N-FLOW 4*



**Figura 30.** Discos de aloxita despues de 96 horas de remojo. *N-FLOW 5*



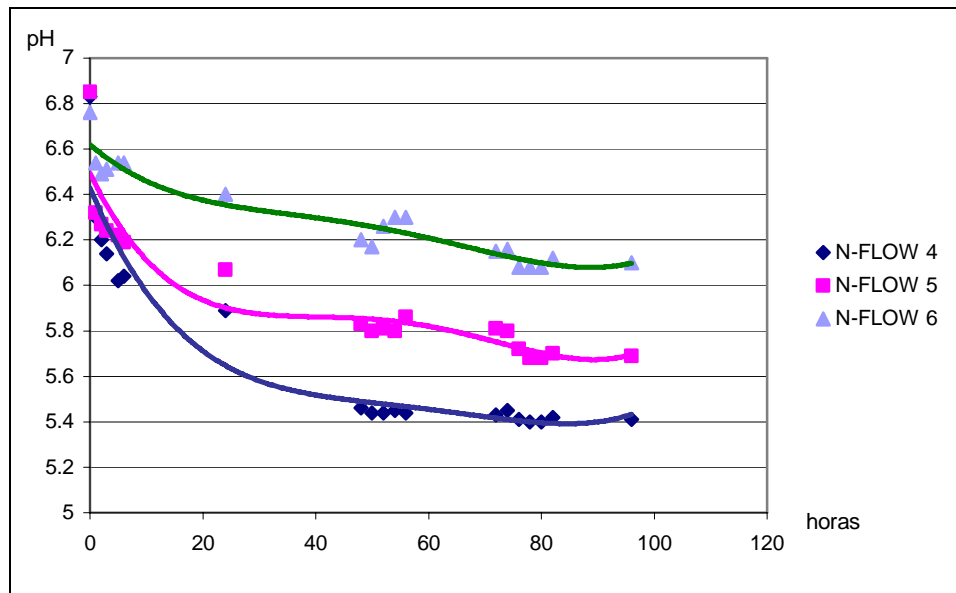
**Figura 31.** Discos de aloxita despues de 96 horas de remojo. *N-FLOW 6*



### Resultados

Al igual que la prueba anterior, se midió el pH de cada formulación con el fin de establecer el comportamiento de las concentraciones, gráfica 2.

**Gráfica 2.** Tendencia de pH en formulaciones para San Francisco.



Se presentó remoción del revoque en las 3 formulaciones empleadas, sin embargo, para comprobar la eficiencia de cada una de ellas se midió la tasa de filtración obteniendo los resultados presentados en la tabla 11.

**Tabla 11.** Tasas de filtración fluido San Francisco

	N-FLOW 4 (ml/s)	N-FLOW 5 (ml/s)	N-FLOW 6 (ml/s)
5 μm	0.72	1.05	1.33
20 μm	0.60	0.8	0.33

Análisis de resultados

El comportamiento el pH tiende a estabilizarse en cada una de las formulaciones ya que el tiempo de remojo es suficiente para que se lleve a cabo la reacción. La tendencia no permanece constante pues se habla de una reacción reversible. De igual forma se puede decir que después de 80

horas de remojo no se va a remover más cake, en otras palabras, en ese punto se podría detener la prueba.

La diferencia de pH en la hora cero para las tres soluciones refleja la discrepancia de concentraciones de los componentes empleados en cada sistema. Esta diferencia de concentraciones se ve con mayor claridad a medida que avanza el tiempo, inclusive cuando se estabiliza.

**4.4.3 Pruebas adicionales:** Se realizaron pruebas para Omimex con un fluido diferente al usado en la prueba mostrada anteriormente. El fluido de perforación es muy similar al usado en San Francisco, por tanto, una de las 3 formulaciones usadas en este caso es el sistema que arrojó los mejores resultados en las pruebas anteriores. Adicional a esto, se ensayó estos 3 nuevos sistemas para el cake formado con el primero fluido de perforación de Omimex.

Las características operacionales son las mismas, 110°F, 500 psi de diferencial y un disco de aloxita de 5 micrones.

Las formulaciones propuestas son las siguientes (tabla 12):

**Tabla 12.** Formulaciones del sistema para lodo Omimex II

	N-FLOW 7	N-FLOW 8	N-FLOW 9
1	6.5	7.5	5.5
2	1.5	0	2.5
3	1.5	0	0
4	5	6	4

En la formulación 8 solo se trabaja con el oxidante y con el ácido precursor con el fin de evaluar la eficiencia de estos dos componentes.

### Diseño mecánico y fluido de perforación

El diseño mecánico del pozo Omimex II para el cual se va a probar las formulaciones se muestra en la tabla 13.

**Tabla 13.** Diseño mecánico Omimex II.

PROFUNDIDAD Pies	DIAMETRO DEL HUECO	DIAMETRO DEL REVESTIMIENTO Pulgadas	PESO DEL LODO LPG.
0' - 300'	17 1/2"	13 3/8"	8.6 - 9.0
300' - 1,670'	12 1/4"	9 5/8"	8.8 - 9.2
1,670' - 2,630'	8 1/2"	7"	8.5 - 8.8

A continuación se ampliará la información sobre el intervalo de la zona de interés, pues como es bien sabido es necesario conocer las características del fluido de perforación.

#### *Tipo de Fluido recomendado:*

Este intervalo se perforará con lodo nuevo, debido a la necesidad de proteger el yacimiento. Las concentraciones programadas se encuentran a continuación (tabla 14)

La perforación de este intervalo se hará con fluido tipo **DRIL-N** libre de sólidos al igual que el pozo Omimex I.

Las formaciones potencialmente productoras, son altamente susceptibles al daño de formación, causado principalmente por la invasión de sólidos y filtrado del lodo.

**Tabla 14.** Concentraciones programadas Omimex II

PRODUCTOS	CONCENTRACIONES, lpb
F	0.5 – 1.0
G	1.0 – 1.5
H	6.0 – 8.0
CaCO <sub>3</sub>	10
CaCO <sub>3</sub>	10

Para preservar las características físicas del yacimiento, se ha diseñado especialmente este tipo de sistema de lodo, el cual busca combinar la acción de los agentes puenteantes como el carbonato de calcio, con un fluido libre de sólidos en el cual su filtrado no va a reaccionar con los minerales de la roca del yacimiento.

#### *Problemas potenciales*

- Pérdida de circulación: Las excelentes características de puenteo y filtración que presenta este fluido, contribuirán a contrarrestar este problema.
- Pegas Diferenciales: Excesivos diferenciales de presión a través de las zonas permeables de bajo gradiente de presión que se pueden encontrar en esta sección pueden originar pegas diferenciales de tubería. Aún con bajo sobre balance siempre hay que estar alerta a la posibilidad de experimentar este tipo de pega de tubería. En este punto es muy importante una buena calidad del revoque del lodo.

Algunos factores a tener en cuenta para reducir la posibilidad de experimentar pegas diferenciales de tubería son los siguientes:

- Reducir el sobrebalance al máximo como sea posible.
- Uso de  $\text{CaCO}_3$  como agente puenteante de los poros de las arenas minimizando la invasión del filtrado y el lodo a la formación.

### Observaciones

El disco de aloxita después de someterse a la prueba de PPT queda con el cake formado tal como se muestra en la figura 31.

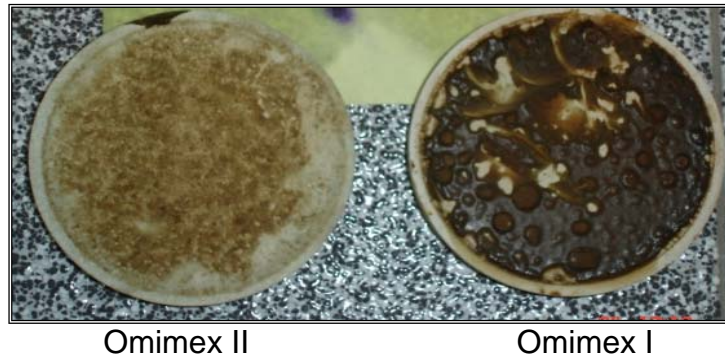
**Figura 31.** Cake formado en los discos de aloxita



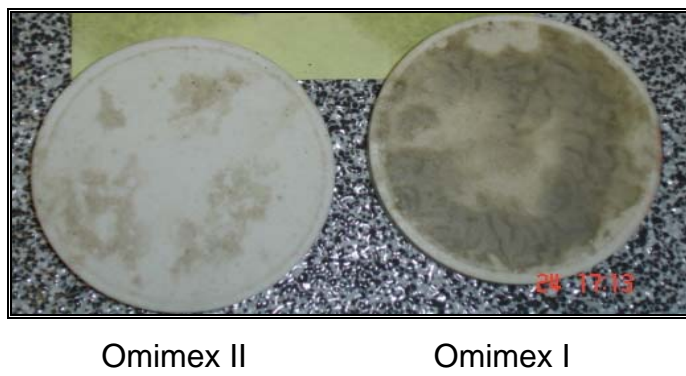
Nuevamente las formulaciones de apariencia azul (*N-FLOW* 7 y 9) terminan de color negro.

La retorta del disco de Omimex I no se removió, mientras que el de Omimex II se obtuvo los resultados esperados, en especial con la formulación 7 que es la misma formulación 5 del San Francisco.

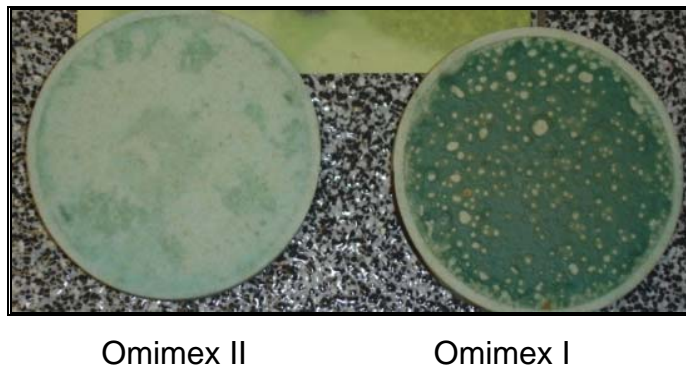
**Figura 32.** Discos de aloxita después del remojo, *N-FLOW 7*



**Figura 33.** Discos de aloxita después del remojo, *N-FLOW 8*



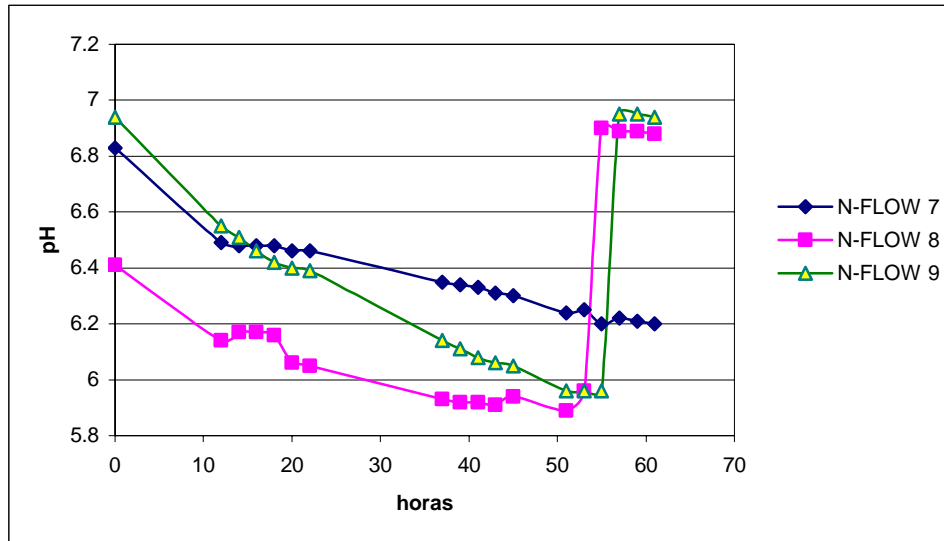
**Figura 34.** Discos de aloxita después del remojo, *N-FLOW 9*



Resultados

La gráfica obtenida con la tendencia de pH es la gráfica 3.

**Gráfica 3.** Tendencia de pH en formulaciones 7, 8 y 9



En esta ocasión se tomaron las pruebas de tasa de filtración para los dos lodos de Omimex. Se recuerda que esta tasa de filtración consiste en hacer pasar por una salmuera de igual peso del lodo a través del disco de aloxita, que estaba sumergido en el sistema, empleando el PPT. Los resultados se muestran en la tabla 15.

**Tabla 15.** Tasa de filtración Omimex.

	N-FLOW 7 (ml/s)	N-FLOW 8 (ml/s)	N-FLOW 9 (ml/s)
Omimex I	0.92	0.86	0.87
Omimex II	1	0.83	1.03

### Análisis de resultados

La formulación 7 es la que presenta el comportamiento más estable, mientras que en la formulación 8 y 9 es notable que la reacción es reversible por la falta del catalizador.

Los resultados más altos de tasa de filtración para el lodo de Omimex I se obtiene al usar la formulación 7, mientras que para el lodo II es la 9 pero no es significativamente mayor a la obtenida con la 7 a pesar de la diferencia de pH que hay entre ellas en todo momento.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las tasas de filtración obtenidas en los discos de aloxita sometidos a remojo con el cake formado del fluido de perforación de Omimex I son altas comparadas con la del disco de 5 micrones nuevo, lo cual indica que el aumento de permeabilidad no se debe propiamente a la remoción del revoque sino se puede atribuir a la formación de huecos de gusano. De igual forma, el porcentaje de polímero es bajo. Se puede decir que quedan partículas de carbonato al descubierto facilitando una reacción directa.
- La formulación 5 es la mejor formulación que se puede emplear para la remoción del revoque formado en el pozo San Francisco, pues a pesar de obtener una buena remoción, comprobada visualmente, las tasas de filtración arrojan buenos resultados para los dos discos.
- El sistema 7 que contiene la misma formulación del 5 es la mejor opción para limpiar el cake formado con el fluido de perforación de Omimex II que a pesar de contener tamaño de carbonato diferente al de San Francisco el porcentaje es el mismo. Por tanto, se puede decir que no es tan importante el tamaño de las partículas de carbonato como su porcentaje en el revoque.
- La reacción es reversible cuando no hay presencia de catalizadores, que para este caso es el componente 3. Lo anterior se puede afirmar con base a las gráficas de tendencia de pH obtenidas de las formulaciones 8 y 9.

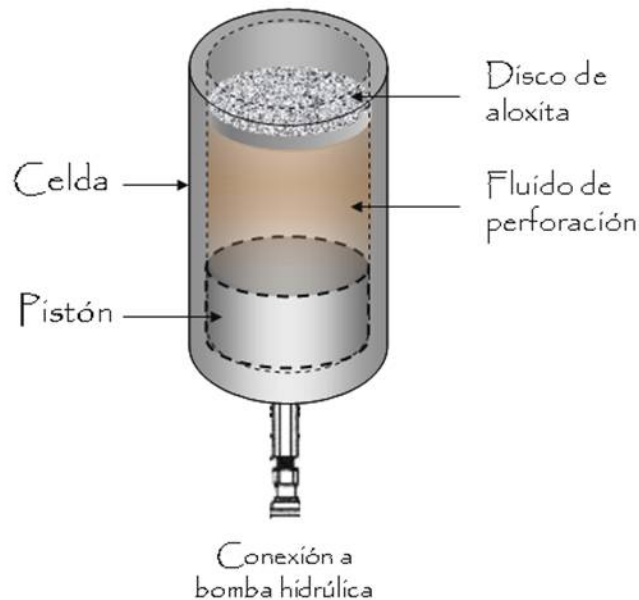
- La temperatura ayuda a agilizar la reacción pero no es necesaria para que esta se lleve a cabo, pues el pH disminuyó en los sistemas 4, 5 y 6 antes de someterlo a calentamiento.
- En el momento de realizar las pruebas se sugiere cubrir el disco de aloxita en la cara donde no hay revoque antes de someterlo a remojo para aislar el lado del disco y evitar de esta forma una doble acción de ácido, de igual forma para simular las condiciones del pozo, pues el ácido solo estaría en contacto con la cara de la formación.
- Hay que tener en cuenta un porcentaje de error al aplicar estas pruebas en campo, pues las condiciones de laboratorio, en especial la presión, no son las mismas que a una profundidad determinada, por tanto, en laboratorio hay evaporación mientras que en pozo solo hay disminución de volumen cuando se considera que la cara de la formación fue limpiada.
- Para asegurar el éxito de la aplicación del sistema a determinado pozo es mejor diseñar la prueba para un tiempo de remojo menor al real y no aumentar la concentración de los componentes, pues esto puede acelerar la reacción y generar huecos de gusano en lugar de una remoción uniforme del cake.
- Para evitar la formación de ácido en superficie, se aconseja preparar la píldora minutos antes de ser bombeada, o por lo menos no agregar el ácido precursor antes con anterioridad.
- La agitación del fluido en fondo de pozo se recomienda algunas horas después de ser bombeada la píldora, pues contribuye a desprender las partículas que están siendo debilitadas por acción del ácido y el oxidante.

## ANEXO 1. PPT

*The Permeability Plugging Test (PPT)* fue diseñado para medir aproximadamente la filtración estática en fondo de pozo. El PPT es muy usado para predecir la influencia del fluido de perforación en una formación semi permeable o permeable sometida a un diferencial de presión y temperatura, parámetros que pueden ser graduados en este equipo simulando las condiciones del pozo.

La presión es aplicada mediante una bomba hidráulica a la celda por la parte inferior (figura 35) y el filtrado se recoge en la parte superior originando el cake en el disco de aloxita durante la prueba estática. La presión se transfiere al fluido de perforación, que está dentro de la celda, por medio de un pistón flotador.

**Figura 35.** Celda de PPT



El filtro empleado en este caso es un disco de aloxita. Estos discos son de diversos tamaños de poro y por tanto de permeabilidad, como se observa en la tabla 16.

**Tabla 16.** Porosidades de disco de aloxita

DIÁMETRO DE PORO (MICRONES)	K. ALAIRE
3	500 mD
5	750 mD
10	950 mD
20	2.8 D
35	5.5 D
60	6.7 D
90	13.5 D
150	26.5 D
190	75 D

El equipo puede trabajar a 5000 psi y 500 °F, y la contra presión puede ser de hasta 750 psi

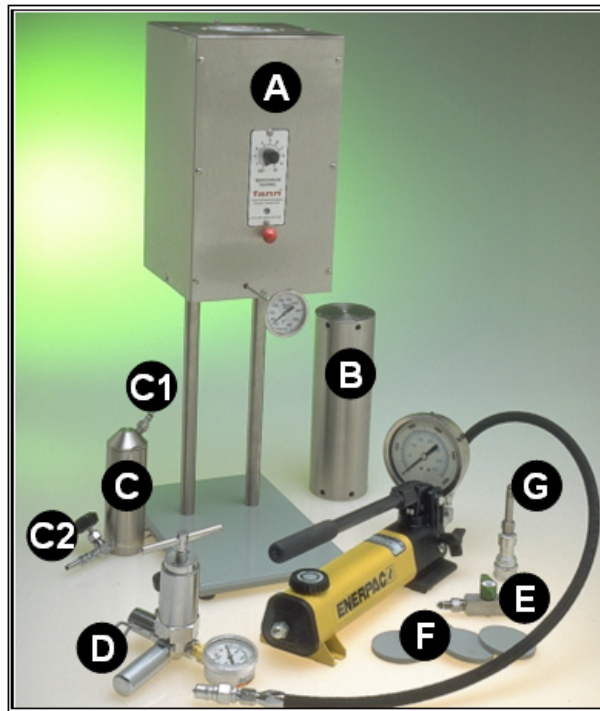
Para temperaturas superiores del punto de niebla, la contra presión tiene que ser aplicada para evitar la vaporización del filtrado. Por lo general se usa CO<sub>2</sub> para ejercer contra presión por la parte superior de la celda. Una fuente de nitrógeno o un manifold pueden sustituir el CO<sub>2</sub> cuando sea necesario siempre y cuando sea compatible con los iones del filtrado.

La temperatura es medida en la celda como en la camisa de calentamiento durante la prueba mediante el uso de termómetros en cada una de ellas. La temperatura es ajustada por medio de un termostato que tiene una escala de 1 a 10.

## Montaje del equipo

Al momento de realizar las pruebas es muy importante conocer cada una de las partes del equipo, sus cuidados y manejo, pues como se dijo anteriormente se manejan altas presiones y temperaturas. Es necesario llevar a cabo el montaje de este equipo con la mayor precaución posible con el fin de prevenir algún tipo de incidente.

**Figura 36.** Partes del PPT



1. Llene la celda de calentamiento (B) con el fluido de perforación hasta la ranura.
2. Ponga el disco de aloxita (F) de permeabilidad parecida a la zona de estudio
3. Ajuste la tapa superior de la celda enroscando los tornillos.
4. Ubique la válvula de paso (E) en la parte superior de la celda. Esta válvula debe estar cerrada.

5. Ubique la celda en la camisa de calentamiento (A) la cual está a la temperatura de la prueba. Esta temperatura es gradúa por medio de un termostato que se encuentra en la parte frontal de la camisa.
6. En la parte inferior de de la camisa sobresale una válvula (G) la cual hace conexión con la bomba hidráulica (D).
7. Asegurar el recolector (C) de filtrado encima de la válvula de paso. No olvidar insertar el seguro.
8. Enroscar por la parte superior del recolector (C<sub>1</sub>) la fuente de contrapresión, ya sea nitrógeno o dióxido de carbono con su seguro correspondiente.

**Figura 37.** Equipo de PPT



## **Prueba de PPT**

Después de realizar el montaje de la celda, como se observa en la figura 37, en la camisa de calentamiento es necesario esperar que el termómetro de la celda marque la temperatura esperada. Durante este periodo de calentamiento se introduce por la parte superior la contra presión necesaria. La válvula de paso debe estar cerrada, solo se abre en el instante en que se suministra el nitrógeno o  $\text{CO}_2$  y se cierra inmediatamente.

En el momento de alcanzar la temperatura en la celda se bombea por la parte inferior la presión requerida, se abre la válvula de paso para que el filtrado ascienda al recolector y posteriormente se abre la válvula de éste ( $\text{C}_2$ ) con el fin de obtener el filtrado inicial o sprud. Apenas termine de salir fluido por la válvula del recolector, esta se cierra pero la de paso se deja abierta. En este momento se contabilizan 30 minutos donde la presión suministrada a la celda por medio de la bomba hidráulica debe permanecer constante.

Pasada la media hora se cierra la válvula de paso, se abre la del recolector tomando todo el filtrado. El valor obtenido de filtrado es reportado como mililitros de filtrado, y da una idea de la eficiencia del material de puenteo para esa aplicación.

Antes de desmontar el equipo es necesario cerrar la fuente de contra presión y abrir la válvula de alivio por si quedó gas almacenado en la línea y evitar algún accidente.

Desmunte el equipo en sentido contrario a como fue armado.

## **Tasa de Filtración**

En caso que desee saber cual es la cantidad de filtrado que atraviesa el disco de aloxita se realiza el mismo montaje explicado, pero en este caso no es necesario 30 minutos después de haber calentado, sino 1 minuto a partir de cuando se abre la válvula del recolector. En este momento es necesario mantener la presión de la bomba hidráulica a la cual se desee realizar la prueba, y las dos válvulas, la de paso y del recolector, permanecen abiertas.

La cantidad de filtrado obtenido en este minuto se divide en 60 segundos, y se obtiene el valor de la tasa de filtración en ml/ seg.

Este valor es usado en este caso para comparar la limpieza entre discos de aloxita sometidos a diferentes concentraciones de N – FLOW.

## BIBLIOGRAFÍA

AMANULLAH, Md. A Novel Laboratory Method For Assessing The Erosional Characteristics Of Mudcakes. Paper SPE/IADC N. 85340. 2003.

AMANULLAH, Md. A Novel Method Assessment of Spurt and Filtrate Realer Formation Damage Potencial of Drilling and Drilling – in Fluids. Paper SPE N. 80484. 2003.

ASADI, Mahamound, & CONWAY, Michel. Mud cake/Screen Cleanup Investigation in Open hole Graver – Packed Completions. Paper SPE N. 71670. 2001.

BEALL, B.B, BRANNON, H.D, TJON-JOE-PIN, R.M, & O'DRISCOLL, K. Evaluation of a New Technique for Removing Horizontal Wellbore Damage Attributable of Drill-In Filter Cake. Paper SPE N. 36429. 1996.

BRADLEY B., Howard. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers. Third Printing. 1990.

BRANNON, Harold, & TJON-JOE-PIN, Robert. Characterization of breaking efficiency based upon size distribution of polymeric fragments. Paper SPE N. 30492. 1995.

Best Practices Series, Breakers. Halliburton Latin America S.A.

GUNARTO, Ronny, TRAN, Thanh, WIDYANTORO, Barkah, & KRITZLER, Torsten. Production Improvement for Horizontal Wells in Sumatra. Paper SPE N. 86545. 2004.

HARRIS, Ralph, McKAYM Ian, MBALA, Justin, & SCHAAF, Robert. Stimulation fo a Producing Horizontal Well Using Enzymes that Generate Acid In-Situ Case History. Paper SPE N. 68911. 2001.

HODGE, R.M, AUGUSTINE, B.G, BURTON; R.C, & SANDERS, W.W. Evaluation and Selection of Drill-in-Fluid Candidates to Minimize Formation Damage. Paper SPE N. 31082. 1997.

McCULLOCH, D. J, MANN, J., MACMILLAN, P., & ALI, S. Damage Removal in Screened Horizontal Wells. Paper SPE N. 81732. 2003.

NASAR – EL – DIN, H.A., AL – OTAIBI, M.B., AL – QAHTANI, A.A., & McKAY, I. D. Laboratory Studies of In – Situ Generate Acid to Remove Filter Cake in Gas Wells. Paper SPE N. 96965. 2005.

O'DRISCOLL, K.P, AMIN, N.M, & TANTAWI, I.Y. New Treatment of Removal of Mud-Polymer Damage in Multilateral Wells Drilled Using Starch-based Fluids. Paper SPE N. 65405. 2000.

RICHARDS, A.R, TJON-JOE-PIN, R.M, & BOLES, J.L. Enzymatic breakers system for nondamaging removal of cellulose-based blocking gels. Paper SPE N. 25488. 1993.

[www.myhalliburton.com](http://www.myhalliburton.com)

Material suministrado por Halliburton Latin America S.A