



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 30 de Marzo de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Adriana Marcela Arias Vargas, con C.C. No.1075283920,

Dayibe Julieth Enrriquez Santacruz, con C.C. No. 1075288452,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Guía procedimental para la selección de ácidos en formaciones carbonatadas y areniscas, considerando la caracterización del daño a la formación, presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:

Vigilada Mineducación



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:**

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Arias Vargas	Adriana Marcela
Enriquez Santacruz	Dayibe Julieth

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Orduz Perez	Luis Humberto

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** NEIVA

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2017

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 61

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas  Fotografías \_\_\_ Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general  Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o Cuadros \_\_\_



**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: No

**MATERIAL ANEXO:** No

**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): No

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

Español

Inglés

- |                        |                     |
|------------------------|---------------------|
| 1. Tratamiento ácido   | Acid treatment      |
| 2. Permeabilidad       | Permeability        |
| 3. Selección de ácidos | Selección of fluids |
| 4. Región dañada       | Damaged region      |

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Se elabora una guía procedimental, que consta de una metodología para la selección de ácidos en formaciones de areniscas y carbonatos para remover o disminuir el daño en la formación.

Se inicia con la descripción general de los yacimientos de areniscas y carbonatos; seguidamente se presentan los daños a la formación, tipos, mecanismos de daño, operaciones que pueden causarlos y formas de prevenirlos.

Posteriormente se habla sobre las estimulaciones de pozos, donde el enfoque principal es la estimulación matricial. También se nombran los tipos de ácidos y aditivos más utilizados; y una breve descripción acerca del fracturamiento ácido.

Después se propone una metodología para la selección de los fluidos de tratamiento la cual está compuesta de tres etapas:

1. Selección y validación de pozos candidatos a estimulación matricial
2. Diagnóstico del daño en la formación
3. Selección de los fluidos de tratamiento

Por último, un diagrama de decisiones para la selección de los fluidos de tratamiento en formaciones de areniscas y carbonatos.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

A procedural guide was developed, which consists of a methodology for the selection of acids in formations of sandstones and carbonates to remove or to diminish the damage in the formation.

We starts with description of the sandstone and carbonate deposits, Subsequently, damage in the formation is presented, types, mechanisms of damage, operations that can cause them and ways of preventing them.

Subsequently we talk about well stimulation, where the main focus is the matrix stimulation. Also, the types of acids and the most used additives are named; and a description is given about acid fracturing.

Then a methodology for the selection of fluids treatment is proposed which is composed of three stages:

1. Selection and validation of wells that are candidates for matrix stimulation.
2. Diagnosis of damage in the formation.
3. Selection of fluids treatment.

Finally, a decision diagram for the selection of fluids treatment in sandstone and carbonate formations.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Nombre Jurado: Claudia Marcela Hernández Cortés

Firma:

**GUÍA PROCEDIMENTAL PARA LA SELECCIÓN DE ÁCIDOS EN  
FORMACIONES CARBONATADAS Y ARENISCAS, CONSIDERANDO LA  
CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN**

**PRESENTADO POR:**

**ADRIANA MARCELA ARIAS VARGAS Código: 20121108242**

**DAYIBE JULIETH ENRRIQUEZ SANTACRUZ Código: 20121107660**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**PROGRAMA DE PETROLEOS**

**NEIVA – HUILA**

**2016**

**GUÍA PROCEDIMENTAL PARA LA SELECCIÓN DE ÁCIDOS EN  
FORMACIONES CARBONATADAS Y ARENISCAS, CONSIDERANDO LA  
CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN**

**ÁREA DE INVESTIGACIÓN: ESTIMULACIÓN DE POZOS**

**ADRIANA MARCELA ARIAS VARGA Código: 20121108242**

**DAYIBE JULIETH ENRRIQUEZ SANTACRUZ Código: 20121107660**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de INGENIERO  
DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR:**

**LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA - HUILA**

**2016**

### **Dedicatoria**

A Dios, por su ayuda, fortaleza, paz y salud, por poner en mi camino todas las personas que de alguna forma contribuyeron a mi crecimiento personal y profesional; gracias a él puedo cumplir este objetivo.

A mis padres, Jaime Arias y Arledy Vargas, por su apoyo incondicional, por sus buenos consejos, por todos los valores que me enseñaron y me ayudaron a ser una persona de bien, y principalmente por todo el cariño y amor que me brindan, por ser esa figura de amor que nunca se deshace, son la inspiración de mi vida, a quienes les debo lo que hoy en día soy.

A mi hermano, Andrés Mauricio, y a todos mis familiares por el apoyo que me brindaron.

A Fabian Esteban, que me acompañó en toda esta experiencia, me dió su apoyo incondicional, siempre estuvo conmigo cuando más lo necesitaba, me ayudó aún en los momentos más difíciles y me enseñó a ver la vida de una forma diferente.

A todos mis compañeros, por el apoyo que me brindaron y por todas las experiencias vividas.

ADRIANA MARCELA ARIAS VARGAS

## **Dedicatoria**

A Dios por bendecir siempre mi vida, por poner personas en mi camino que han ayudado  
a mi crecimiento personal.

A Melba mi madre por su esfuerzo, paciencia y amor para apoyarme en todas las  
decisiones.

A José mi padre por el legado que nos dejó.

A mis hermanas Sirley, Jennifer y Andrea por todo el apoyo y cariño incondicional que  
siempre me han brindado.

A mi abuelita por haberme brindado todo su amor y apoyo en vida.

**DAYIBE JULIETH ENRRIQUEZ SANTACRUZ**

## **Agradecimientos**

A Dios por bendecir siempre nuestras vidas y hacer que todo sea posible

A nuestro director Luis Humberto Orduz por brindarnos una idea y ayudarnos a desarrollarla.

A nuestras jurados Constanza Vargas y Marcela Hernández por sus consejos para mejorar la guía procedimental.

A todos los profesores de la Universidad Surcolombiana por brindarnos el conocimiento necesario.

Y a todos aquellos que de una u otra manera hicieron posible este trabajo de grado

## Resumen

Se elabora una guía procedimental, que consta de una metodología para la selección de ácidos en formaciones de areniscas y carbonatos para remover o disminuir el daño en la formación.

Se inicia con la descripción general de los yacimientos de areniscas y carbonatos; seguidamente se presentan los daños a la formación, tipos, mecanismos de daño, operaciones que pueden causarlos y formas de prevenirlos.

Posteriormente se habla sobre las estimulaciones de pozos, donde el enfoque principal es la estimulación matricial. También se nombran los tipos de ácidos y aditivos más utilizados; y una breve descripción acerca del fracturamiento ácido.

Después se propone una metodología para la selección de los fluidos de tratamiento la cual está compuesta de tres etapas:

1. Selección y validación de pozos candidatos a estimulación matricial
2. Diagnóstico del daño en la formación
3. Selección de los fluidos de tratamiento

Por último, un diagrama de decisiones para la selección de los fluidos de tratamiento en formaciones de areniscas y carbonatos.

## **Abstract**

A procedural guide was developed, which consists of a methodology for the selection of acids in formations of sandstones and carbonates to remove or to diminish the damage in the formation.

We starts with description of the sandstone and carbonate deposits, Subsequently, damage in the formation is presented, types, mechanisms of damage, operations that can cause them and ways of preventing them.

Subsequently we talk about well stimulation, where the main focus is the matrix stimulation. Also, the types of acids and the most used additives are named; and a description is given about acid fracturing.

Then a methodology for the selection of fluids treatment is proposed which is composed of three stages:

1. Selection and validation of wells that are candidates for matrix stimulation.
2. Diagnosis of damage in the formation.
3. Selection of fluids treatment.

Finally, a decision diagram for the selection of fluids treatment in sandstone and carbonate formations.

## Introducción

Debido a que el petróleo tiene un gran impacto en la economía mundial, se deben implementar diferentes técnicas que ayuden a mejorar la eficiencia de producción del hidrocarburo ya que en zonas aledañas al pozo se encuentran variedad de problemas que deben ser manejados y solucionados para obtener mayor producción. Los yacimientos de carbonatos tienen alrededor del 60% de las reservas de petróleo en el mundo. Además de que los yacimientos de areniscas tienen un mayor factor de recobro, poseen alta permeabilidad, y alta porosidad.

Las operaciones que se realizan en el pozo, como perforación, completamiento y trabajos de reacondicionamiento, generan daños a la formación; para disminuirlo se puede implementar la estimulación matricial, que hace posible la recuperación o el aumento de la producción de aceite, como también incrementa las reservas recuperables. Para que dicha estimulación sea eficiente se debe analizar el comportamiento del pozo, dar un diagnóstico adecuado del daño y realizar una correcta selección de fluidos de tratamiento. En el caso de las formaciones carbonatadas, la acidificación crea nuevas rutas de flujo, de esta forma aumenta la permeabilidad; por el contrario en formaciones de areniscas la acidificación disuelve el material perjudicial para la formación.

En la presente guía se podrá observar los mecanismo de daño, las operaciones donde se originan, la forma como se pueden prevenir y el procedimiento para tener una buena selección del ácido que se utilizará dependiendo del tipo de formación, en este caso si son yacimientos carbonatados o de areniscas; teniendo como finalidad lograr los objetivos de la estimulación, aumentar la permeabilidad removiendo el daño en la cara del pozo y optimizar la producción de los mismos.

## Tabla de Contenidos

<b>1. Generalidades de los yacimientos de areniscas.....</b>	<b>1</b>
<b>2. Generalidades de los yacimientos de carbonatos.....</b>	<b>2</b>
<b>3. Daño a la formación .....</b>	<b>4</b>
<b>3.1 Operaciones donde se originan daños .....</b>	<b>5</b>
3.1.1 Perforación. ....	5
3.1.2 Cementación. ....	6
3.1.3 Terminación. ....	6
3.1.4 Estimulación.....	7
3.1.5 Limpieza. ....	7
3.1.6 Producción. ....	8
<b>3.2 Mecanismos de daño.....</b>	<b>8</b>
3.2.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.....	9
3.2.2 Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación.....	9
3.2.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos de yacimiento.....	10
<b>3.3 Tipos de daños .....</b>	<b>10</b>
3.3.1 Bloqueo por emulsión.....	11
3.3.2 Bloqueo por agua.....	12
3.3.3 Cambios de mojabilidad.....	12
3.3.4 Depósitos inorgánicos.....	13
3.3.5 Depósitos orgánicos.....	13
3.3.6 Limos y arcillas. ....	14
<b>3.4 Prevención del daño a la formación.....</b>	<b>15</b>

3.4.1 Prevención de los daños durante la perforación. ....	15
3.4.2 Prevención de los daños durante la cementación. ....	16
3.4.3 Prevención de los daños durante la terminación/repación.....	16
3.4.4 Prevención de los daños durante la estimulación ácida. ....	17
3.4.5 Prevención de los daños durante el proceso de producción. ....	18
<b>4. Estimulación de pozos .....</b>	<b>19</b>
<b>4.1 Tipos de ácidos .....</b>	<b>19</b>
<b>4.2 Estimulación matricial reactiva .....</b>	<b>22</b>
4.2.1 Estimulación matricial en areniscas. ....	23
4.2.2 Estimulación matricial en carbonatos.....	26
4.2.3 Fracturamiento ácido.....	28
4.2.4 Estimulación matricial no reactiva. ....	29
<b>4.3 Aditivos .....</b>	<b>29</b>
4.3.1 Surfactantes. ....	30
4.3.2 Inhibidores de corrosión. ....	30
4.3.3 Retardadores. ....	31
4.3.4 Agentes divergentes. ....	31
4.3.5 Aditivos reductores de fricción. ....	31
4.3.6 Aditivos de control de hierro. ....	31
4.3.7 Agentes de suspensión. ....	32
<b>5. Metodología para la selección de los fluidos de tratamiento .....</b>	<b>33</b>
<b>5.1 Selección y validación de pozos candidatos a estimulación matricial .....</b>	<b>33</b>
<b>5.2 Diagnóstico del daño en la formación .....</b>	<b>35</b>
<b>5.3 Selección de los fluidos de tratamiento .....</b>	<b>36</b>

5.3.1 Selección de ácidos en areniscas. ....	38
5.3.2 Selección de ácidos en carbonatos. ....	40
<b>Conclusiones</b> .....	<b>43</b>
<b>Recomendaciones</b> .....	<b>45</b>
<b>Lista de Referencias</b> .....	<b>46</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>48</b>

**Lista de tablas**

Tabla 1. Remoción de daños según el fluido de tratamiento.....	22
Tabla 2. Concentraciones HCl-HF para formaciones de areniscas.....	24
Tabla 3. Guía de uso de ácidos para acidificación matricial en areniscas.....	39
Tabla 4. Tipo de ácido según la temperatura de formación (carbonatos).....	41

**Lista de figuras**

Figura 1. Distribución mundial de las reservas en carbonatos.....	2
Figura 2. Representación del daño de formación.....	4
Figura 3. Diagrama de decisiones para la selección del ácido.....	42

## **1. Generalidades de los yacimientos de areniscas**

Las rocas almacenadoras clásicas son las que tienen mayores acumulaciones de petróleo, entre estas se encuentran las areniscas. Presentan una gran variedad de consolidaciones y tienen texturas muy heterogéneas. Las areniscas debido al proceso sedimentario que interviene en su formación por el efecto del transporte prolongado de las partículas, hace que se presente una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contenga. Además, puesto que su naturaleza es generalmente silícea la hace menos susceptible a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad.

Los minerales principales que componen las areniscas son el cuarzo, feldespatos, minerales arcillosos y micas; tienen variedad de cementos, entre ellos se encuentran los compuestos de sílice y carbonatos.

Generalmente, el grado de dispersión del tamaño de los granos de arenisca es bien clasificado; por lo tanto, las areniscas presentan buena porosidad y permeabilidad.

Otro factor importante en los yacimientos de areniscas es que la gran mayoría de ellos son yacimientos intensamente mojados por agua, lo que facilita la alta producción de petróleo.

## 2. Generalidades de los yacimientos de carbonatos

Los yacimientos de carbonatos tienen grandes beneficios ya que alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo y el 40% de las reservas de gas del mundo se encuentran allí; con mayor abundancia en el Medio Oriente. En la figura 1 se observan las reservas de carbonatos a nivel mundial.

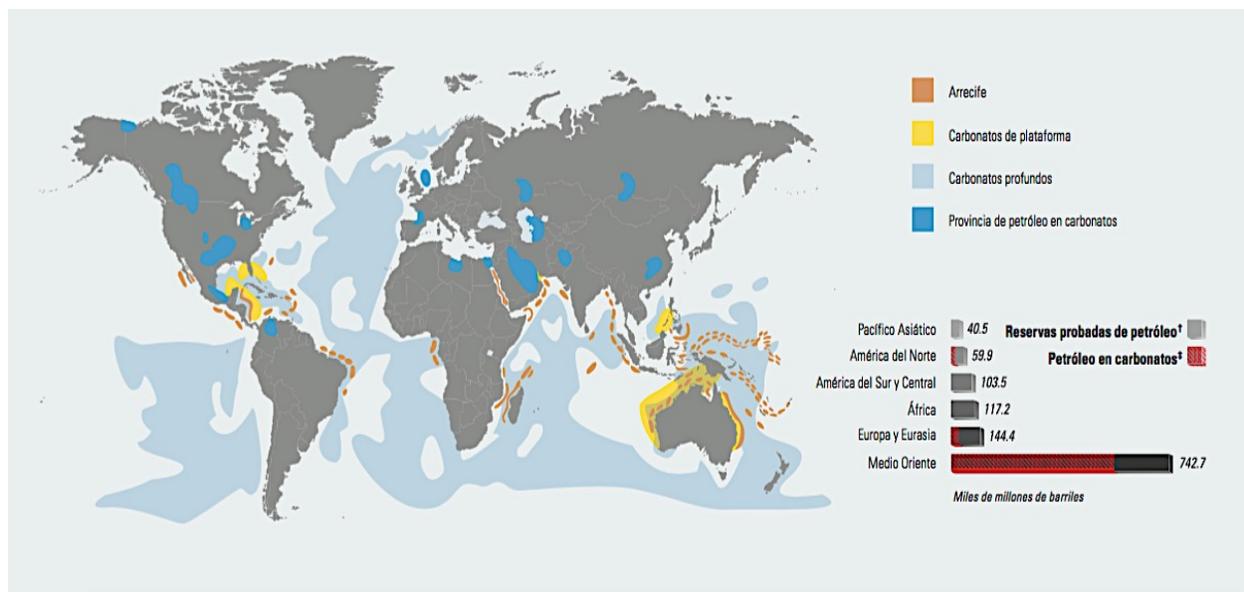


Figura 1. Distribución mundial de las reservas en carbonatos (Schlumberger, 2008).

Las rocas carbonatadas, por definición, contienen más del 50% de minerales de carbonato. Los minerales de carbonato más comunes son calcita (carbonato de calcio,  $\text{CaCO}_3$ ), dolomita ( $\text{MgCO}_3$ ). Las rocas carbonatas son típicamente clasificadas por la proporción calcita: dolomita, aquellos con una proporción mayor del 50% son generalmente llamados calizas. Las rocas carbonatadas presentan características físicas singulares, tal como doble porosidad o alto contraste de permeabilidad, que son heredados de sus procesos de formación (J.A Robert & C.W. Crowe, 1987).

La porosidad en rocas carbonatadas varía mucho; se pueden encontrar tres tipos de porosidades en estas, como lo son: porosidad conectada, vesículas y porosidad por fracturamiento. La mayoría de yacimientos carbonatados se encuentran naturalmente fracturados, lo que ayuda al aumento de la permeabilidad; esto puede ser contraproducente, debido a que las fracturas pueden causar producción temprana de agua o gas, pérdida de lodo pesado y atascamiento de tuberías; afectando directamente la producción de los pozos.

Los yacimientos de calizas y dolomitas son un desafío para el completamiento, estimulación y producción de pozos ya que contienen intervalos de gran espesor con permeabilidad heterogénea tanto vertical como lateralmente; también suele haber presencia de barreras de permeabilidades y fracturas naturales.

Además de sus variaciones en porosidad y permeabilidad, otro factor que suele cambiar es la mojabilidad. Cuando se ha formado la roca, se desarrolla variedad de procesos químicos y físicos que alteran la estructura de la roca cambiando algunas características, entre ellas la mojabilidad. Durante la maduración de la roca carbonatada que contiene agua y petróleo, se cambia la mojabilidad, es decir, las rocas que estaban inicialmente mojadas por agua, tendrán una mojabilidad mixta o por petróleo, siendo esto una desventaja para cuando se va a producir el pozo. Se cree que la mayoría de yacimientos carbonatados tienen mojabilidad mixta o por petróleo.

### 3. Daño a la formación

El daño a la formación se define como la obstrucción de los poros de forma natural o inducida, debido a las operaciones de perforación, completamiento, producción y reacondicionamiento de pozos, ya que los fluidos utilizados pueden invadir la formación, causando disminución de la permeabilidad en la cara del pozo con lo cual ocasiona pérdidas en la tasa de producción. Se soluciona el daño a la formación mediante tratamiento ácido aumentando la permeabilidad. En la figura 2 se ilustra la zona dañada en cercanías al pozo.

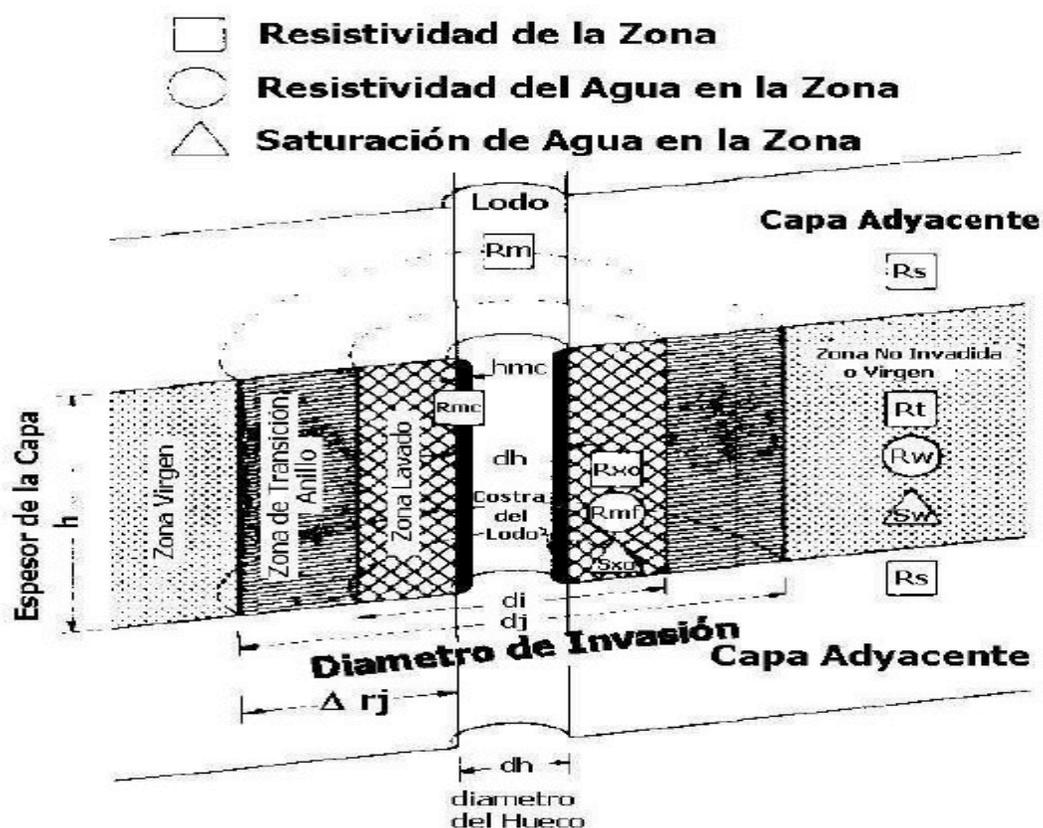


Figura 2. Representación del daño de formación.

Todos los tipos de daño que ocurren en formaciones de areniscas pueden ocurrir en formaciones de carbonatos, excepto los relacionados con la presencia de partículas de arcilla en la matriz (J.A Robert & C.W. Crowe, 1987).

Como se ha dicho, el daño de formación es cualquier restricción parcial o total que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo, esto básicamente ocurre debido a la alteración que sufre un medio estático aislado como lo es la roca reservorio debido a la interacción con el medio dinámico el cual está representado por todos y cada uno de los procesos operativos, que se llevan a cabo durante la vida de un pozo productor de hidrocarburos (Freire y Chuiza, 2011).

### **3.1 Operaciones donde se originan daños**

**3.1.1 Perforación.** En las operaciones de perforación se utiliza un fluido de control el cual está en contacto con la formación y afecta la producción del pozo. El lodo de perforación contiene materiales de arcilla, agentes densificante, viscosificantes, productos químicos para el control de filtrado, entre otros, que son potencialmente nocivos para las formaciones productoras.

El lodo de perforación produce un filtrado que entra en la formación, tiene contacto con los fluidos y minerales de la misma, pudiendo haber incompatibilidad entre los fluidos. La invasión del filtrado es favorecida cuando el revoque es de alta permeabilidad debido al diseño inadecuado del lodo de perforación cuando se usa barita como material densificante; cuando hay alta presión diferencial; y un contacto prolongado de la formación con el fluido de perforación, ya que la profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

Al igual, la operación de la broca ocasiona daños a la formación debido a que genera ripios que pueden taponar los poros o fisuras en la cara del pozo, ocasionando disminución de la permeabilidad debido a bloqueos, cambios de mojabilidad y formación de emulsiones; incrementando el daño si se perfora a altas RPM. En el caso de realizar una re-perforación se reduce el tamaño de los sólidos. La invasión de sólidos se da a unas pocas pulgadas hacia el

interior de la formación, pero puede disminuir considerablemente la permeabilidad. Tener un control del tamaño de sólidos y pérdida del filtrado genera una mínima invasión de estos.

**3.1.2 Cementación.** Las lechadas de cementación producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los lavadores y espaciadores, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación; la invasión de estos fluidos a la formación pueden ocasionar graves problemas cuando hay presencia de arcillas y depósitos de finos (Islas-Silva, 1991).

Los sólidos presentes en las lechadas de cementación en promedio son de mayor diámetro que los poros de la formación, pero los sólidos pueden ingresar en las fracturas, cuando se realizan trabajos de cementación forzada o cuando hay pérdidas de circulación en la cementación primaria.

**3.1.3 Completamiento.** En el completamiento del pozo se realizan diferentes procedimientos: cambio del fluido, cañoneo e instalación de la sarta; también control y recementación de tuberías que ayudan a la inyección forzada de fluidos y sólidos a la formación, ya que al controlar el pozo, se debe utilizar un fluido de densidad suficiente para evitar una arremetida.

La reacción entre los fluidos de completamiento con los fluidos de formación y la penetración de agua pueden ocasionar una disminución en la permeabilidad debido al taponamiento de la formación con bacterias o residuos de polímeros, hinchamiento y dispersión de las arcillas, emulsiones, bloqueo por agua y precipitaciones.

Durante la perforación de la zona de interés, se debe tener en cuenta bajo qué condiciones se realiza. Si el cañoneo se hace bajo-balance, es decir, el diferencial de presión a favor del yacimiento, los fluidos podrán ingresar al pozo y se expulsan parte de los materiales que hayan invadido la formación previamente; por el contrario, si el cañoneo se hace sobre-balance, el

diferencial de presión a favor de la columna de fluidos, ingresará filtrado y sólidos por los perforados recién hechos. Aún teniendo en cuenta lo anterior, los perforados quedan con residuos de las cargas explosivas, tubería de revestimiento y la formación; además, la zona de la roca alrededor de los perforados es compactada, como consecuencia se aumenta la dureza de la superficie y se reduce la porosidad local de la misma hasta en un 80%.

**3.1.4 Estimulación.** La estimulación matricial es un proceso que trata de restaurar la permeabilidad efectiva al petróleo o gas de una roca, mediante el uso de fluidos que pueden ser reactivos o no, disminuyendo el daño; la inyección de los fluidos se hace a presiones menores de los límites de fractura de la formación.

El uso inadecuado de fluidos de estimulación puede generar daños difíciles de remover y en algunos casos permanentes; por lo tanto, se debe hacer un diagnóstico correcto del daño presente y determinar cuál es el tratamiento de estimulación más adecuado. El mal uso de ácido puede hacer perder consolidación de la roca por la disolución excesiva del cemento que conforma a la matriz.

Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca. Así mismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácido, surfactantes, etcétera), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etcétera (Islas-Silva, 1991).

**3.1.5 Limpieza.** Cada pozo desde el comienzo de la etapa de producción hasta su terminación, requiere de limpieza debido a las dificultades que se presentan en las operaciones; para la remoción de depósitos (parafinas o asfaltenos) o productos corrosivos de la tubería de

producción se usan solventes, los cuales tiene altas concentraciones de materiales dañinos que ocasionan incompatibilidad con la formación o sus fluidos y también podría alterar las condiciones de mojabilidad de la roca. La re-precipitación puede causar un daño severo y permanente en la formación, este puede causarse porque componentes como el óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente pueden re-disolverse en el fluido de limpieza. Esta operación es de gran importancia para mantener la producción de hidrocarburos en niveles deseados.

**3.1.6 Producción.** Muchos pozos no pueden ser puestos a producir con caudales muy altos sin verse afectados por fenómenos adversos. Al empezar el pozo a fluir a altos caudales, se arrastran algunos sólidos que están poco adheridos a las paredes de los poros, como las arcillas, que dependiendo de su tamaño de partícula, taponan las gargantas de los poros. Además en formaciones de arena poco consolidadas, los daños son mayores, las partículas de arena emigran hacia el pozo, por altas presiones diferenciales del yacimiento alrededor del pozo; también puede ocurrir arenamiento cuando el área de flujo es pequeña.

Un daño muy frecuente cuando el pozo está produciendo son las precipitaciones de productos orgánicos (parafinas, asfaltenos) e inorgánicos (carbonatos, sulfatos) con cambios de temperatura y presión.

Otro caso que puede ocurrir es el colapso de los poros por alta presión diferencial o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos (PDVSA, 1997).

### **3.2 Mecanismos de daño**

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo a la considerable reducción de la productividad del pozo debido a la disminución de la permeabilidad y aumento de viscosidad;

estos daños son ocasionados por las interacciones roca/fluido, fluido/fluido y alteraciones de las propiedades interfaciales.

A continuación se describirán los mecanismos de daño:

**3.2.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.** El daño a la permeabilidad absoluta es cuando existe disminución parcial o total del espacio poroso de la roca, restringiendo el paso de cualquier fluido; esto se debe, dependiendo de su tamaño, a la depositación de sólidos en los poros o al aumento de material sólido que compone la roca. Los sólidos depositados son provenientes de los fluidos de perforación, fluidos de completamiento, recortes de la broca, entre otros; también pueden crearse por precipitaciones o incompatibilidad de fluidos.

El taponamiento de poros también depende de la movilidad de las partículas que se ve afectada por la mojabilidad de la roca y las fases del fluido; es decir, cuando la roca está mojada por agua, las partículas de los sólidos quedarán atrapadas en esta fase y el aceite fluirá por el centro de los poros; al no haber gran flujo de agua, no ocurrirán problemas; por el contrario, si la roca está mojada por aceite, las partículas migratorias se mueven con este flujo y habrá tendencia a la formación de puentes.

Si hay presencia de arcillas estas se hinchan e inducen a la reducción del espacio vacío de los conductos porosos.

**3.2.2 Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación.** La reducción en la permeabilidad relativa se debe al aumento de saturación del agua en la cara del pozo debido al alto filtrado; este puede contener surfactantes que han sido adicionados a los fluidos de perforación, cementación, completamiento o reacondicionamiento del pozo, y hacen que la mojabilidad de la roca cambie.

La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta los cambio de la permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumenta con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite (Islas-Silva, 1991).

**3.2.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos de yacimiento.** Cuando el filtrado ingresa a la formación y entra en contacto con los fluidos de la misma, se forman emulsiones al haber incompatibilidad entre ellos, las cuales hacen que disminuya la producción dependiendo de su viscosidad y estabilidad. Las emulsiones que tienen como fase continua el agua son menos viscosas que las que tienen como fase continua el aceite.

Cuando la formación esta mojada por aceite se forman emulsiones más estables y viscosas que las mojadas por agua. También cuando los surfactantes están unidos con sólidos finos, es mayor la tendencia a estabilizar las emulsiones.

### **3.3 Tipos de daños**

Un nivel de producción bajo o un descenso pronunciado es debido al daño en la formación. Las operaciones realizadas en el pozo son fuentes potenciales de daño, por lo tanto pueden coexistir diferentes tipos. Para determinar el fluido de tratamiento es necesario conocer las características físicas del daño y no su origen.

El daño principal que se presenta en la formación es por invasión de fluidos, los más comunes son los que se utilizan en las operaciones del pozo, desde la perforación hasta una eventual reparación, como también los fluidos de limpieza y estimulación. La operación que principalmente causa daños a la formación es la perforación, ya que la formación está expuesta al lodo de perforación en un tiempo mayor, forma el revoque en las paredes del pozo debido al

filtrado de fluidos y así el revoque esté formado, este permite la filtración de fluidos aunque con menor velocidad.

Un valor aproximado de penetración de los fluidos es de 2 pies, en ocasiones pueden llegar hasta 10 pies dependiendo de las propiedades de la formación (porosidad y permeabilidad), el volumen perdido de fluidos y la interacción con los fluidos de la formación o con los minerales que componen la roca (Islas-Silva, 1991).

Los fluidos utilizados en las operaciones del pozo contienen agregados que obturan el poro provocando daño a la formación. Cuando los sólidos son más finos, como las arcillas, y la permeabilidad de la formación es alta pueden haber penetraciones más profundas, por lo tanto se presentan obturamientos más difíciles de remover.

Las precipitaciones y depósitos de asfaltenos, parafinas y sales generan obturamiento en los canales porosos debido a desequilibrios en los fluidos de la formación por cambios de temperatura y presión en las cercanías del pozo.

**3.3.1 Bloqueo por emulsión.** La emulsión reduce la permeabilidad efectiva al fluido que se produce, en cercanías al pozo, causando daños; este efecto es conocido como bloqueo por emulsión. Las emulsiones se pueden formar durante la invasión del filtrado de lodo de perforación, de la lechada de cemento o del tratamiento ácido; estos pueden emulsionarse con fluidos de la formación. Las emulsiones tienen viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua en petróleo. El bloqueo por emulsiones causa que la conductividad de la formación cerca del pozo sea reducida a cero, debido a que su espacio poroso es ocupado por la emulsión viscosa, restringiendo el flujo de fluidos hacia el mismo.

Pocas veces el petróleo original in-situ y agua connata de un yacimiento tienden a formar emulsiones; para este proceso se requieren factores externos. Cuando el aceite es almacenado,

este puede sufrir un proceso de oxidación en la superficie, haciendo que los surfactantes naturales se activen y al momento de la reintroducción del petróleo en el yacimiento puede provocar emulsiones de crudo con el agua de formación; la activación de los surfactantes naturales hacen que la emulsión sea más estable.

Otro proceso de formación de emulsiones es a partir de la invasión de finos, ya que estas partículas están dispersas en el medio poroso, se colocaran en la interfase, impidiendo la coalescencia de las gotas en la fase dispersa de la emulsión, estabilizándola.

**3.3.2 Bloqueo por agua.** Cuando una formación presenta baja porosidad y permeabilidad el bloqueo de agua es uno de los daños más frecuentes, el cual se puede formar durante diferentes operaciones, debido a que el pozo puede estar expuesto a invasión de filtrados de fluidos de perforación, completamiento o reparación, como también puede estar comunicado con una zona productora de agua. En otras palabras el bloqueo es ocasionado por el aumento de la saturación de agua en cercanías al pozo, lo cual causa disminución en la permeabilidad relativa al aceite.

Cuando se realiza una reparación en un pozo se usa agua o salmuera que pueden ocasionar un bloqueo de agua, el cual se puede identificar por medio de un incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción.

**3.3.3 Cambios de mojabilidad.** La mojabilidad de un yacimiento depende principalmente de las características de los fluidos implicados y de la litología de la roca del yacimiento; esta mojabilidad puede ser alterada por diferentes factores como son la presión, la temperatura, química del aceite y química del agua. Para que el aceite se desplace con cierta facilidad por el medio poroso hasta el pozo, este debe estar mojado por agua; sin embargo, por la acción de los surfactantes que se encuentran en los fluidos de perforación, cementación,

completamiento, limpieza y estimulación, la mojabilidad puede cambiar; es decir, dejar la roca mojada por aceite y esto lleva a la disminución de la permeabilidad relativa al aceite; el daño puede ser de mayor magnitud si la formación tiene baja permeabilidad y generalmente este efecto es producido por filtrados de lodos de emulsión inversa.

**3.3.4 Depósitos inorgánicos.** Son un conjunto de depósitos minerales que forman incrustaciones durante la producción, en el interior de las tuberías de producción; durante el completamiento o reparación de pozos, ya que la salmuera usada puede ser incompatible con el agua de formación; en el interior de la formación, bloqueando los poros de la matriz y provocando pérdida de permeabilidad; también pueden haber incrustaciones en bombas, válvulas y en equipos de completamiento; ocasionando una obstrucción en el hueco e impidiendo el flujo de los fluidos.

La precipitación de los minerales se debe a incompatibilidad entre el agua connata con el filtrado de fluidos o el agua de inyección, cambios de temperatura, presión o modificaciones del pH. Carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario son algunas de las incrustaciones identificadas en diversos campos petroleros.

Las incrustaciones tienen un proceso de formación el cual inicia con la disolución del material mineral en el agua, luego el agua producida transporta minerales a través de la formación, el pozo y tubería; y por último los cambios en el agua y las temperaturas más bajas y las presiones encontradas en o cerca al pozo causan sobresaturación y precipitación, las incrustaciones se adhieren a la tubería y crecen ( Syed A. y Ron L.,s.f).

**3.3.5 Depósitos orgánicos.** La precipitación de depósitos orgánicos (asfáltenos y parafinas) pueden ocurrir en la perforación, tubería de producción y en el interior de la formación; estos precipitados taponan gargantas de poros, perforados y otras áreas. Las

propiedades termodinámicas de los hidrocarburos están sometidas a cambios, debido a los procesos de perforación y producción; estos cambios junto a la pérdida de solubilidad, provocan la precipitación de los hidrocarburos pesados.

Las parafinas son hidrocarburos que debido a su solubilidad limitada y cambios de temperatura pueden precipitar y cristalizar. El punto de nube se define como la temperatura a la cual los cristales empiezan a formarse; si la temperatura es menor al punto de nube, las parafinas se precipitan.

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo; cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfaltenos pueden agregarse (flocular), formando partículas lo suficientemente grandes para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño a la formación (PDVSA,1997).

Estos precipitados cristalizados son removidos por solventes orgánicos que son polímeros aromáticos (benceno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, pueden removerse con alcohol, que es más barato (Carrión, s,f).

**3.3.6 Limos y arcillas.** Los limos y arcillas son responsables de una baja permeabilidad y porosidad de la formación, como consecuencia se tendrá una disminución en la productividad del pozo, esto puede ocurrir cuando las partículas tienen un diámetro menor al diámetro del poro, taponando la garganta poral, ocasionado por una invasión de sólidos los cuales son provenientes de operaciones de perforación, reparación o completamiento del pozo. Las arcillas pueden precipitar, migrar, disolverse, dispersarse o distorsionarse reduciendo la porosidad efectiva del reservorio.

La migración de estas partículas está dividida en dos fases o procesos físicos, se desprenden por sensibilidad o incompatibilidad con los fluidos (de control y formación) y luego son transportadas por el fluido; estas partículas viajan por el medio poroso hasta ser atrapadas en los cuellos de los poros y disminuyen la permeabilidad. Los agentes que intervienen en este proceso físico son:

- La tasa de flujo, ya que al tener altas velocidades las partículas no tienen buena distribución, lo que produce acumulación en los cuellos de los poros.
- La viscosidad, ya que al tener valores altos será más fácil desprender las partículas.
- La mojabilidad de partículas y superficie, debido a que si estas dos son mojadas, y la fase mojante es inmóvil; siendo la fase no mojante la que fluye, no se desprenden las partículas ya que no se alcanza la velocidad crítica.

### **3.4 Prevención del daño a la formación**

Existen diversos daños a la formación que son provocados por fuentes externas, como las operaciones que implican invasión de fluidos y/o sólidos a la formación.

A continuación se definirá como prevenir los daños inducidos por las diferentes operaciones realizadas en un pozo.

**3.4.1 Prevención de los daños durante la perforación.** Debido a las afectaciones económicas que representa el daño provocado por el proceso de perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del pozo, con el fin de diseñar los fluidos de perforación a la mínima densidad compatible con los parámetros de seguridad.

Es importante minimizar la invasión de filtrado, por lo tanto se deben agregar aditivos al lodo de perforación; a su vez, se debe tener conocimiento de los efectos de cada uno de los aditivos en el medio poroso, para así tratar de mantener una composición lo más sencilla posible.

Otra manera de prevenir el daño por la invasión de filtrado, es conociendo la mineralogía del yacimiento y también la composición de sus fluidos, para prever las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado del lodo de perforación invada la formación.

Como regla general, aditivos tales como detergentes, lubricantes y asfaltos para prevenir el embotamiento de la barrena y el pegamiento de la tubería, sólo deben usarse cuando se demuestre su necesidad, y si es posible, sólo mientras se estén perforando secciones de lutita. Los aditivos para despegar tuberías deben usarse en forma de píldoras, y ser circulados a superficies y eliminados del lodo, no permitiendo que se mezclen en todo su volumen (PDVSA, 1997).

Otra forma de prevenir la invasión de filtrado es perforar con lodos, los cuales tengan la capacidad de construir rápidamente un revoque impermeable, el cual pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo, y también que tenga un buen control de sólidos.

**3.4.2 Prevención de los daños durante la cementación.** Al no poder cambiarse el carácter químico del filtrado del cemento, la mejor prevención que se puede practicar para minimizar este daño es mantener al mínimo la pérdida de filtrado de la mezcla de cemento, por medio de los aditivos adecuados para ellos (PDVSA, 1997).

**3.4.3 Prevención de los daños durante el completamiento/reparación.** Así como en el caso de daños durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del pozo con el fin de diseñar fluidos adecuados para el mismo, ya que la invasión de sólidos y filtrado es la mayor fuente de daño en la operación de completamiento/reparación; para prevenir estos daños es necesario tener control de filtrado de los fluidos que se utilizarán, y de igual manera que en los fluidos de perforación, se debe conocer la mineralogía del yacimiento,

composición de fluidos de formación y composición del filtrado del lodo de perforación que ingresó a la formación.

Para evitar daños cuando se realiza el cañoneo, se recomienda realizarlo en bajo-balance, es decir con el diferencial de presión a favor del yacimiento y así permitir limpiar residuos del cañoneo que hayan quedado en los perforados y zonas desintegradas por el mismo.

**3.4.4 Prevención de los daños durante la estimulación ácida.** Cuando se presenta una baja producción es posible que exista un daño en la formación, por lo tanto se hace uso de estimulaciones ácidas; pero antes de realizarlas se debe tener conocimiento sobre la mineralogía del yacimiento, la composición de los fluidos naturales (petróleo-agua) o de invasión (operaciones externas), con esta información del pozo, puede prevenirse el daño por estimulación ácida.

Cuando se realice un tratamiento con ácido fluorhídrico (HF) y se haga uso del ácido clorhídrico (HCl) como pre-flujo, el HCl debe ser por lo menos igual al volumen de ácido que contenga HF; de esta manera, cuando el HF esté actuando, no sobrepase el área en la cual el pre-flujo ha actuado; igualmente, el ácido fluorhídrico no encuentre carbonatos con los cuales pueda reaccionar y formar precipitados.

Un factor importante para la prevención del daño durante la utilización de ácidos, es que este contenga inhibidores de corrosión.

Tomando en cuenta la probabilidad de que el ácido sea incompatible con el crudo de la formación, el tratamiento debe ir precedido por un volumen de una mezcla de solventes aromáticos y surfactantes, suficiente para limpiar el volumen que se vaya a tratar, y que evite el contacto entre el ácido y el crudo. Esta mezcla ha de tener la mínima tensión interfacial posible,

para facilitar su expulsión del medio poroso, y ha de contener solventes mutuales para asegurar la mojabilidad de la formación al agua (González-Espinosa, 2014).

**3.4.5 Prevención de los daños durante el proceso de producción.** Durante la producción del yacimiento puede haber daños por depósitos orgánicos, estos pueden prevenirse aunque no sea por completo. En el caso de la producción de arena, se debe disminuir la tasa de producción del pozo, ya que el problema se debe a altos caudales de producción. Una forma de retardar la precipitación de asfáltenos, es haciendo uso de cualquier método que ayude a tener alta presión en el fondo fluyente y así disminuya las caídas de presión en cercanía al pozo, debido a que los asfaltenos son más sensibles a la declinación de presión. La precipitación de parafinas se puede controlar por medio de la colocación de aislantes térmicos en el espacio anular, esto hace que las parafinas se precipiten fuera del pozo ya que la temperatura se conserva.

#### **4. Estimulación de pozos**

La estimulación de pozos es un proceso mediante el cual se realizan diferentes tratamientos para disminuir o eliminar el daño a la formación, creando canales en la zona productora y de esta forma aumentar o restablecer la producción del pozo.

Las estimulaciones se pueden realizar a presiones mayores o inferiores a la presión de fractura; si se realizan a una presión menor a la presión de fracturamiento se realizará una estimulación matricial que busca eliminar el daño en las vecindades del pozo; por el contrario, si se inyectan fluidos a presiones mayores que la presión de fractura de la formación, se crearán canales de alta permeabilidad y mayores distancias.

En el caso de la estimulación matricial, se aumenta la permeabilidad favoreciendo la productividad tanto en formaciones de areniscas, como en formaciones de carbonatos; en cada una se utilizan ácidos diferentes para mejor rendimiento.

##### **4.1 Tipos de ácidos**

En los yacimientos de carbonatos o arenas se puede presentar daño a la formación durante las etapas de perforación, completamiento o en el transcurso de la vida productiva del pozo, por lo tanto es necesario la eliminación o minimización del daño con el objetivo de tener un incremento en la producción. Para la solución de este se hace uso de ácidos y aditivos, que pueden ser utilizados en formaciones de areniscas y de carbonatos, los cuales se tratarán a continuación teniendo en cuenta sus propiedades y reacciones; con esto se tendría un conocimiento certero de que ácido usar de acuerdo a la formación.

Los ácidos a usar se pueden clasificar como: ácidos inorgánicos (ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico), y ácidos orgánicos (ácido fórmico y el ácido acético); también se utilizan mezclas de estos ácidos para diferentes aplicaciones.

**Ácido clorhídrico, HCl.** Es un ácido inorgánico empleado generalmente en formaciones carbonatadas creando agujeros de gusano que atraviesan el daño. Cuando las concentraciones de ácido clorhídrico son mayores, tendrá una mayor viscosidad y densidad, de manera que proveerá una mayor capacidad de suspensión de finos insolubles, lo cual influirá en una mayor limpieza.

El ácido clorhídrico se bombea normalmente en concentraciones que oscilan entre el 3% y el 30%. Los ácidos de alta concentración se seleccionan para lograr tiempos de reacción más largos y crear canales de flujo más grandes. Hasta ahora, la concentración utilizada con mayor frecuencia ha sido un 15%, debido a diferentes razones: cuesta menos, ofrece propiedades como control de emulsión y suspensión de finos, es menos peligroso de manejar que los ácidos más fuertes ( BJ-Services, 2004).

Una de las desventajas de este tipo de ácido, son las propiedades corrosivas del mismo, estas hacen que el ácido sea útil como fluido de estimulación pero lo convierten en una amenaza para el metal de las bombas, válvulas y tuberías de revestimiento del pozo (Perozo, 2014).

**Ácido fluorhídrico, HF.** Es otro tipo de ácido inorgánico el cual reacciona con los minerales presentes en las areniscas, predominando la reacción con las arcillas. El HF se debe implementar en areniscas que tengan menos del 20% de carbonatos. El ácido fluorhídrico es eficaz para la eliminación de taponamiento por lodos de perforación ya que estos contienen silicatos que reaccionan completamente con el ácido. La concentración del ácido es directamente proporcional a la velocidad de reacción; se puede mezclar con ácido clorhídrico para intensificar esta velocidad.

La reacción producida entre la formación y el ácido fluorhídrico también puede ser desfavorable, ya que este ácido disuelve principalmente los minerales silíceos que funcionan

como material cementante, desprendiendo gran cantidad de finos que pueden taponar poros, causando disminución en la producción debido a la estimulación.

***HF-HCl.*** La mezcla del ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico es empleada principalmente para la restauración de permeabilidad en areniscas. Tiene características similares de corrosión a la del HCl, por lo tanto se requiere inhibidores semejantes. Debido a que el HF está presente en la mezcla, se debe implementar en areniscas que tengan menos del 20% de carbonatos.

El ácido clorhídrico, en esta combinación, tiene como fin disolver el material soluble en HCl, por ende prevenir el desgaste prematuro del HF y conservarlo para las arcillas; otro propósito del HCl es prevenir la precipitación de fluoruro de calcio o de magnesio.

***Ácido fórmico, HCOOH.*** Es un ácido orgánico, que se usa para reemplazar el ácido clorhídrico en casos de altas temperaturas ( $T > 250^{\circ}\text{F}$ ). Su reacción es retardada, lo que permite una mayor penetración a la formación (Beauperthuy-Romero, 2014).

***Ácido acético, CH<sub>3</sub>-COOH.*** Igualmente, es un ácido orgánico usado como ácido retardado pudiendo reaccionar con formaciones de carbonatos y de arenisca removiendo incrustaciones calcáreas. Se usa comúnmente como fluido de perforación, debido a que es un fluido de baja corrosión, resultando favorable, ya que causa menos daño a las tuberías y a la formación por su bajo pH.

Cuando el ácido acético se disuelve en fluidos oleosos es usado para remover bloqueos de agua y para alcanzar penetraciones profundas en la formación antes de gastarse.

En la tabla 1 se observan los daños removibles por cada fluido de tratamiento y algunas sugerencias para su uso.

Tabla 1. Remoción de daños según el fluido de tratamiento

Fluido de tratamiento	Daños removibles por el fluido de tratamiento	Sugerencias
Ácido clorhídrico, HCl	- Precipitados inorgánicos	- Usado en carbonatos y areniscas -HCl como pre-flujo en areniscas
Ácido fluorhídrico, HF	- Arcillas o finos - Taponamiento por sólidos (lodo de perforación) - Precipitados inorgánicos	- Usado en areniscas con HCl o ácido acético
Ácido acético, CH <sub>3</sub> -COOH	- Precipitados inorgánicos	- Usado en altas temperaturas - Usado en carbonatos y areniscas
Ácido fórmico, HCOOH	- Precipitados inorgánicos	- Usado en altas temperaturas - Usado en carbonatos y areniscas
Solventes orgánicos	-Precipitados orgánicos	- Parafinas removibles con tolueno - Asfaltenos removibles con xileno

Nota: Para profundizar, ver las diapositivas de Américo Perozo (2014). Estimulación de pozos (Venezuela), d. 15-25

#### 4.2 Estimulación matricial reactiva

La estimulación matricial reactiva o también llamada acidificación matricial se define como la inyección de ácidos, a caudales y presiones por debajo del punto de fracturamiento permitiendo la entrada del fluido a la matriz y disolviendo los materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca; estas sustancias químicas pueden remover daños por invasión de sólidos (arcillas) y precipitaciones inorgánicas.

Este tipo de estimulación es empleada para el mejoramiento de la permeabilidad en cercanías al pozo, eliminando taponamientos; y también para remoción del daño que se genera en las perforaciones, este proceso es llamado tratamiento de limpieza, el cual elimina incrustaciones u obstrucciones que se presentan en el pozo y en los perforados; con el fin de estimular la productividad natural del pozo.

**4.2.1 Estimulación matricial en areniscas.** Las formaciones de areniscas están compuestas esencialmente de cuarzo, con pequeñas cantidades de feldspatos y otros minerales, también pueden contener fragmentos de roca; el material cementante, el cual mantiene unidos los granos de la arenisca, suele estar compuesto de sílice, carbonatos y arcillas.

La estimulación matricial en areniscas tiene como objetivo disolver los materiales que se encuentran obstruyendo la trayectoria de flujo, es decir materiales perjudiciales que disminuyen la permeabilidad afectando la productividad del pozo. Para poder remover el daño se debe escoger un fluido de tratamiento adecuado; el proceso de selección de este es complejo ya que se encuentran involucrados todos los parámetros; igualmente el fluido de tratamiento debe ser compatible con la formación para evitar daños posteriores debido a que se producen reacciones perjudiciales.

La sensibilidad a un fluido dado incluye todas las reacciones perjudiciales que puedan tener lugar cuando este fluido entra en contacto con la roca: la desconsolidación y colapso de la matriz, la liberación de finos, o la formación de precipitados. Una formación es “sensible” si la reacción entre los minerales de la roca y un fluido dado induce daño a la formación (Piot & Perthuis, 1987).

Los ácidos que se utilizan comúnmente para remover el daño son ácido fluorhídrico (HF) y ácido clorhídrico (HCl). La acidificación en formaciones de areniscas se realiza principalmente

para remover daños causados por hinchamiento, invasión de sólidos, dispersión, migración o floculación de finos. El ácido fluorhídrico (HF) es el único ácido común que disuelve los minerales silíceos por lo tanto es eficaz para estimular o remover el daño en este tipo de formaciones. Normalmente se utiliza la combinación de ácido fluorhídrico y ácido clorhídrico con concentración de 12% HCl – 3% HF y se debe preparar con agua dulce. Se pueden emplear diferentes concentraciones dependiendo de la temperatura, mineralogía, entre otros factores; la mejor concentración se debe determinar por medio de pruebas de núcleos realizadas en el laboratorio.

En la tabla 2 se muestran diferentes concentraciones HCl-HF (se deben evitar las concentraciones HCl-HF que excedan el 4% de HF porque puede ocurrir disociación en la formación).

*Tabla 2. Concentraciones HCl-HF para formaciones de areniscas.*

<b>%HCl</b>	<b>%HF</b>
6	0.5
7.5	1.5
12	3
15	3
15	4

Tomada de: BJ Services (2004)

La presencia de ácido clorhídrico en los fluidos de tratamiento tiene como fin disolver el material soluble en él y así conservar el ácido fluorhídrico, es decir, evitar que se gaste rápidamente, para que pueda reaccionar con las arcillas; de esta manera el ácido puede penetrar a profundidades mayores en la formación para remover el daño.

La velocidad de reacción es directamente proporcional a la temperatura, concentración del ácido y presión. La composición química de la roca también afecta la velocidad de reacción; ya que cada material tiene su propia velocidad y se cuenta con diferentes cantidades de cada uno.

Ya que la temperatura incrementa la velocidad de reacción y limita el uso de ácido en el pozo, es importante conocer el tipo de ácido y los porcentajes que se deben utilizar según la temperatura de formación debido a que se pueden crear problemas como rápida disolución de arcillas evitando que el ácido penetre a mayores longitudes y se produzcan precipitaciones debido a reacciones secundarias; las altas velocidades de reacción pueden debilitar la matriz de la arenisca y crear arena móvil.

El fluoruro de calcio ( $\text{CaF}_2$ ) es producto de la reacción entre ácido fluorhídrico y carbonato de calcio. Cuando aún hay presencia de ácido vivo, el fluoruro de calcio permanece en solución; sin embargo, cuando hay ausencia de los ácidos (HF y HCl), el fluoruro de calcio puede precipitar.

Las etapas básicas de bombeo para la estimulación de areniscas son:

**Pre-flujo:** Se bombea por delante del fluido de tratamiento para que reaccione con algunos compuestos y se evite la formación de productos no deseados que puedan precipitar. Por ejemplo: si se usa HCl para pre-flujo, el ácido desplaza agua de formación y reacciona con carbonatos de calcio para removerlos evitando que el HF haga reacción con ellos. Otra función del pre-flujo es eliminar hidrocarburos pesados en el área donde se hace el tratamiento, con surfactantes o disolventes mutuos, para asegurar que la roca esté mojada por agua.

**Fluido de tratamiento:** Se envía el ácido fluorhídrico (HF) para que reaccione con la formación, elimine el daño y se aumente la permeabilidad.

Fluido desplazante: Una vez enviado el tratamiento, el fluido se debe regresar rápidamente ya que el HF reacciona a altas velocidades. Por último se bombea el fluido desplazante, el cual debe ser compatible con la formación; este ayuda a separar las salmueras de las mezclas de ácidos para evitar problemas de precipitación.

**4.2.2 Estimulación matricial en carbonatos.** Los carbonatos son formados en su mayoría por calizas y dolomitas, generalmente producen a través de una red de fracturas que pueden ser naturales o inducidas.

Cuando se va a realizar una estimulación matricial reactiva, los ácidos que se usan normalmente en formaciones de calizas o dolomitas son el ácido clorhídrico (HCl) y los ácidos orgánicos que incluyen el ácido acético y fórmico.

El objetivo de la estimulación en carbonatos es mejorar considerablemente la productividad del pozo mediante la remoción del daño en la formación y la estimulación en zonas productivas potenciales. Cuando se realiza acidificación en este tipo de formación, el ácido tiende a ir, en su mayoría, por zonas de alta permeabilidad como lo son las fracturas, y en menor cantidad por los poros de la matriz de la roca; siendo un problema ya que los intervalos que no son tratados implican menos producción y pérdidas de reservas. Esta situación se complica aún más cuando en la formación hay presencia de varios intervalos con permeabilidades diferentes.

Este tipo de estimulación (acidificación matricial) permite aumentar la permeabilidad de la formación creando nuevos canales en cercanías al pozo, debido a la disolución de material que ocasiona el ácido, o aumentando la conductividad de las fracturas por la acción del ácido en las paredes de los canales de flujo.

El ácido clorhídrico reacciona con las calizas y dolomitas rápidamente; una vez el ácido ha entrado en contacto con la formación, prácticamente todo el ácido ha sido gastado. El ácido

acético y el fórmico tienen una reacción más lenta comparada con el ácido clorhídrico, esto permite que tengan una mayor penetración en la roca. Una vez el ácido se ha gastado, debe retirarse de la formación para evitar que las impurezas insolubles en el ácido entren en reposo y dañen la permeabilidad.

Existen diferentes factores que pueden alterar la reacción del ácido sobre la roca, entre ellos se encuentra la relación que existe entre el volumen y el área de contacto, puesto que a mayor superficie de roca en contacto con ácido por unidad de volumen de este, el ácido se gasta más rápido. La temperatura es otro factor fundamental para determinar el tipo de ácido a utilizar y la velocidad de reacción del ácido, ya que las altas temperaturas de la formación aumentan la velocidad de reacción sobre los carbonatos provocando problemas como ataques del ácido de forma superficial en lugar de crear trayectos conductores (agujeros de gusano) y pueden crear detritos con crudos de alta viscosidad.

La presión también es un factor importante debido a que arriba de los 750 psi la presión tiene un menor efecto en la reacción del ácido en rocas carbonatadas que la mayoría de los otros factores; por el contrario, por debajo de ese valor la reacción se acelera. Igualmente la composición química de la roca influirá en la reacción del ácido, las dolomitas generalmente reaccionan más lento con el HCl que las calizas (Pemex, 2008).

Otro método para estimular la formación o remover el daño es la estimulación no reactiva, la cual busca alterar las fuerzas retentivas de los fluidos en la roca, encontradas en los fenómenos de superficie los cuales son la tensión interfacial, mojabilidad y capilaridad. Los daños que se pueden remover con este tipo de fluidos son los ocasionados por pérdidas de fluido de control, depósitos orgánicos, bloqueos de agua, aceite o emulsión, daños por tensión

interfacial, por mojabilidad e incrustaciones. Para alterar los fenómenos de superficie se utilizan principalmente surfactantes.

Los daños provocados por los fenómenos de superficie dañan la permeabilidad absoluta, la permeabilidad relativa y alteran la viscosidad de los fluidos; como es el caso de las emulsiones, las formaciones que se encuentran mojadas por aceite, los depósitos orgánicos e inorgánicos, entre otros.

**4.2.3 Fracturamiento ácido.** El fracturamiento ácido (frac acid) es otro método de estimulación de pozos que consiste en la inyección de ácido a través de fracturas de la formación, sean naturales o inducidas. El ácido se inyecta a presiones mayores a la presión de fractura con el fin de crear canales de flujo o conectar fracturas antiguas de la formación. Las fracturas se generan debido a que el ácido es inyectado a un caudal superior al que la matriz puede soportar, por lo tanto se origina un incremento en la presión, el cual sobrepasa los esfuerzos tensionales de la roca, produciendo una fractura conductiva con una longitud precisa para permitir el drenaje eficiente del yacimiento. El fracturamiento ácido es generalmente empleado en formaciones ricas en carbonatos (calizas y dolomitas).

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido altamente viscoso como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un ancho gravado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de un tratamiento de este tipo lo determina la longitud de fractura gravada (Pemex, s.f.).

Uno de los factores a tener en cuenta al momento de emplear el fracturamiento ácido es que la pérdida de fluido debe ser mínima para que así la presión pueda incrementar lo suficiente y se fracture la formación o se amplíen fracturas ya existentes, por lo tanto el caudal de inyección

debe ser lo bastante alto y la permeabilidad de la formación lo convenientemente baja para que pueda ocurrir este efecto.

**4.2.4 Estimulación matricial no reactiva.** Este tipo de estimulación, también se realiza a tasas de inyección y presiones por debajo de los límites de fractura de formación. Los fluidos empleados en este tratamiento principalmente son solventes mutuos, soluciones acuosas, alcoholes, y se hace uso de aditivos, principalmente surfactantes. Este tipo de estimulación no ácida es usada para la remoción de daños por bloqueo de agua, bloqueo por emulsión, depósitos orgánicos y daños por pérdida de lodo, con el fin de restaurar o incrementar la productividad del pozo.

En lo general, en la estimulación matricial no reactiva es recomendable el empleo de surfactantes a concentraciones del 2 al 5 % en volumen. Sin embargo en casos especiales es posible contemplar el uso de mayores concentraciones de surfactantes en el fluido base.

### **4.3 Aditivos**

Los aditivos son empleados en los fluidos de estimulación, su función es adecuar estos fluidos para que puedan ser utilizados de forma segura en los pozos y minimizar o evitar la corrosión del equipo de bombeo y equipos de fondo y superficie del pozo, así como también daños de la formación por emulsiones, lodos asfálticos, cambios en la mojabilidad, precipitaciones secundarias, liberación y dispersión de finos, entre otros.

La selección de los aditivos debe ser acorde a las condiciones de cada pozo; el añadirlos a los tratamientos genera un costo alto, por lo cual deben ser seleccionados cuidadosamente para tener un mejor desempeño en la estimulación, evitar daños al pozo y pérdidas económicas.

Además de los aditivos requeridos para evitar problemas de corrosión y daño, en ocasiones es necesaria la utilización de otros aditivos para adecuar el sistema ácido, a las

condiciones del pozo y la formación. Por ejemplo, para reducir las pérdidas de presión por fricción, para desviar el flujo de fluido de estimulación de una zona a otra, etcétera (Islas-Silva, 1991).

**4.3.1 Surfactantes.** Los surfactantes son empleados en las estimulaciones de pozos; lo indicado es realizar las pruebas de compatibilidad en el laboratorio para fluido y roca debido a que cuando se adicionan puede haber incompatibilidad y provocar un incremento en el daño. Son utilizados para reducir la tensión superficial, alterar la mojabilidad de la formación, romper o prevenir las emulsiones, reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso, acelerar la limpieza y prevenir la formación de lodo asfáltico. El uso de surfactantes se puede presentar en cualquier tipo de tratamiento.

**4.3.2 Inhibidores de corrosión.** Son usados para disminuir la velocidad de corrosión en superficies metálicas. Los inhibidores se adhieren a la superficie de metal formando una capa que aísla los ácidos del metal y de esta forma minimizan la acción del ácido sobre las tuberías. En algunos casos la corrosión puede ser localizada, debido a insuficiencias de los inhibidores o degeneración del mismo; se puede deber a altas concentraciones del ácido, temperatura, tipo del inhibidor, impurezas del metal, entre otros.

La temperatura es el factor que reduce en mayor cantidad las moléculas de inhibidor ya que a altas temperaturas el ritmo de corrosión aumenta y la habilidad del inhibidor, para formar una fina capa que aisle el ácido del metal, decrece. Por estas razones es difícil y costoso encontrar inhibidores eficientes para ácidos fuertes a temperaturas superiores a 250°F (Aparicio-Morales, 2010).

La cantidad de inhibidores usados como aditivos debe ser escogida cuidadosamente, ya que si hay un exceso de este, se pueden generar daños a la permeabilidad relativa producidos por cambios en la mojabilidad.

**4.3.3 Retardadores.** Su función es retardar los tratamientos ácidos, es decir, hacer que la velocidad de reacción sea más lenta para que el ácido pueda penetrar a mayores distancias en la formación. Algunos factores que afectan la velocidad de reacción son la pureza de la roca, temperatura, presión, etcétera. Los retardadores se usan frecuentemente en operaciones de fracturamiento con ácido.

**4.3.4 Agentes divergentes.** Cuando una formación tiene zonas de permeabilidad variable y se inyecta un tratamiento, por lo general el fluido tiende a ir por la zonas de mayor permeabilidad, es decir, de menor resistencia; haciendo que las zonas de menor permeabilidad no sean estimuladas. Los agentes divergentes permiten una distribución uniforme de los fluidos de tratamiento en la zona a ser tratada.

**4.3.5 Aditivos reductores de fricción.** Son utilizados para anular la turbulencia y reducir las pérdidas de presión por fricción cuando atraviesan tuberías de diámetro pequeño y longitudes grandes; para ellos se usan polímeros que sean estables en ácidos y compatibles con otros aditivos; en ocasiones el ácido descompone los polímeros, dejando pocas propiedades de reducción de fricción.

**4.3.6 Aditivos de control de hierro.** Todas las tuberías tienen una capa de compuestos de hierro y estos también pueden estar presentes en la formación. El ácido que es inyectado disuelve los depósitos y minerales de hierro. Mientras el ácido no se haya gastado, los iones de hierro no precipitan; por el contrario, cuando se ha gastado el ácido, estos precipitan y se

depositan en los canales de flujo causando una disminución en la permeabilidad. Debido a esto, se utilizan secuestrantes de hierro y se pone el pozo a producir lo más pronto posible.

**4.3.7 Agentes de suspensión.** Al inyectar ácido a una formación, este reacciona con la roca y disuelve parte del material. Los finos que han sido desprendidos pueden depositarse en los poros causando reducción de la permeabilidad; por lo tanto estos finos deben ser removidos de la formación con el ácido gastado utilizando surfactantes o polímeros que los mantienen en suspensión.

## **5. Metodología para la selección de los fluidos de tratamiento**

La estimulación de pozos es una operación que debe ser ejecutada cuidadosamente ya que si hay errores la formación puede sufrir grandes daños. Para llevar a cabo la operación se debe seguir un procedimiento que cumple el objetivo, el cual es la selección de los fluidos apropiados para determinado pozo; cabe resaltar que todos los pozos son diferentes; por lo tanto, el tipo de tratamiento y los fluidos a utilizar cambian.

Se propuso una metodología para la selección de los fluidos de tratamiento en formaciones de areniscas y carbonatos la cual está compuesta de la siguiente manera:

1. Selección y validación de pozos candidatos a estimulación matricial
2. Diagnóstico del daño en la formación
3. Selección de los fluidos de tratamiento

Esta metodología se realiza con la intención de optimizar el proceso de selección de los fluidos de tratamiento para evitar daños adicionales o permanentes a la formación.

### **5.1 Selección y validación de pozos candidatos a estimulación matricial**

Para realizar estimulación a un pozo, se debe tener conocimiento de la historia de cada uno, permitiendo identificar cuales presentan problemas y de qué tipo. Generalmente, se presenta declinación en la producción o un índice de productividad por debajo de lo esperado. Es importante realizar una recopilación y posteriormente un análisis en cada pozo con la información necesaria que permita identificar la causa del problema y tener un posible candidato para tratamiento químico:

- Historial de producción
- Datos de presión
- Historial de intervenciones

- Historia de perforación, completamiento y reparación del pozo - características de los fluidos de control
- Información mineralógica
- Registros geofísicos
- Información de producción de pozos aledaños
- Pruebas de flujo a través de núcleos
- Análisis de ripios de la formación

Según la información obtenida se determina si el pozo presenta problemas y se pre-selecciona como pozo candidato para estimulación matricial.

Ahora se procede a la validación del pozo que ha sido pre-seleccionado; es decir, se define si el pozo con problemas es apto o no para una estimulación matricial.

Inicialmente se sabe que el pozo ha disminuido su producción, pero no se conoce la causa; en este punto es donde se debe realizar un análisis de toda la información obtenida anteriormente e identificar la causa de la declinación de producción.

Se pueden encontrar variedad de problemas de pozo que pueden ser removidos con tratamientos químicos, pero si lo que está afectando al pozo es un pseudo-daño, no se puede aplicar un tratamiento de estimulación para mejorar las condiciones del pozo; por lo tanto, no es candidato a estimulación. Algunos pseudo-daños que disminuyen la productividad de un pozo son:

- Baja densidad de disparos
- Baja penetración de disparos
- Tuberías colapsadas
- Mala cementación

- Penetración parcial del pozo en la zona productora
- Pozos mal colocados en un área de drenaje

Otro factor que reduce la producción es el diseño inadecuado del sistema mecánico o de levantamiento, ya que trabajarán ineficientemente; se encontrarán altas presiones en el fondo del pozo o alto nivel de fluidos que nos indican mal diseño del equipo. Para evitar este tipo de problemas se recomienda hacer un análisis nodal del pozo para definir el diseño apropiado de tuberías, líneas de flujo en superficie, equipo de levantamiento artificial y demás.

Cuando no se encuentra daño en la formación, pero si hay permeabilidades bajas, no se puede implementar tratamiento matricial (pozo no candidato), se debe tratar la formación con fracturamiento.

Por el contrario, si el daño encontrado es de formación, se deben conocer las características del daño para determinar si es factible la implementación de una estimulación matricial y de serlo, con qué tipo de fluidos se puede remover o disminuir. Después se debe tener en cuenta el caudal actual del pozo, ya que si el caudal actual es menor al 75% del caudal teórico (R.L. Thomas & L.N. Morgenthaler, 1987), el pozo es seleccionado y se da inicio al siguiente punto que es el diagnóstico o caracterización del daño.

## **5.2 Diagnóstico del daño en la formación**

La caracterización del daño es el siguiente paso para el proceso de estimulación matricial. Elaborar un correcto análisis es fundamental para el éxito de la estimulación ya que de esto depende la selección de los fluidos de tratamiento.

Para realizar la caracterización del daño se debe recopilar y analizar toda la información disponible como lo son características del yacimiento, mineralogía de la formación, registros de pozos, información sobre intervenciones que se hayan realizado al pozo y sobre el

completamiento, análisis de fluidos extraídos del pozo, información acerca de los fluidos de perforación y completamiento, análisis de materiales sólidos del pozo; toda la información obtenida de la historia del pozo deber ser evaluada en detalle para caracterizar el daño.

Se recomienda hacer pruebas de compatibilidad de laboratorio entre la roca, los fluidos de formación, y de perforación si se está estimulando en el completamiento; igualmente realizar análisis químicos de las muestras sólidas y líquidas extraídas del pozo que pueden ayudar a conocer el mecanismo de daño y sus características.

Otras pruebas de laboratorio que se deben realizar son el análisis mineralógico para conocer la composición de la roca; y análisis composicional, el cual determina el porcentaje de parafina, asfaltenos, resinas asfálticas, emulsión y sedimentos para definir un posible tipo de daño.

### **5.3 Selección de los fluidos de tratamiento**

Es importante recordar que no se deben inyectar fluidos antes de caracterizar el daño y se deben realizar pruebas de laboratorio para determinar si es conveniente el tratamiento; también es significativo saber que la presión de bombeo del fluido debe ser mayor a la presión de formación pero menor al gradiente de fractura, ya que se desea implementar estimulación matricial y no fracturamiento.

Los fluidos de tratamiento son usados con el fin de eliminar el daño que ha sido diagnosticado y aumentar la permeabilidad de la formación. Para realizar la selección de los fluidos hay varios parámetros a tener en cuenta como el tipo de daño, tipo de formación, mineralogía, petrofísica, temperatura, y pruebas de compatibilidad y emulsión.

En cuanto al tipo de daño, es un factor importante ya que de este depende la selección de fluidos adecuados para evitar daños adicionales.

Tener presente si se va a realizar el tratamiento a formaciones de areniscas o carbonatos, ya que cada una contiene minerales diferentes que pueden ser incompatibles con el sistema de fluidos de tratamiento, también pueden cambiar las propiedades de la roca, y formar reacciones y precipitaciones indeseadas.

Conocer la porosidad y permeabilidad de la roca es fundamental debido a que si hay altas permeabilidades, el daño puede ser más profundo, así que el ácido debe tener una mayor penetración para poder eliminarlo.

La temperatura de formación limita el uso de ácidos y sus porcentajes, ya que las altas temperaturas aumentan la velocidad de reacción y puede inducir problemas tanto en formaciones de areniscas como de carbonatos; debido a esto es de gran importancia conocer este valor para la selección de los fluidos; en el capítulo 4 se muestran los rangos de temperatura de formación y los ácidos que deben ser usados según el tipo de formación. Una forma de abordar el problema de las velocidades de reacción rápidas a altas temperaturas consiste en utilizar emulsiones de ácido en aceite para retardar la velocidad de reacción (Schlumberger, 2009).

El tipo de fluido de tratamiento que se habla, principalmente son los ácidos, debido a que la acidificación matricial es eficaz contra varios tipos de daños y resulta más económico. Se pueden encontrar ácidos en el pre-flujo, el tratamiento principal y el fluido desplazante. Los aditivos que se empleen en la operación de estimulación dependen de los ácidos escogidos para el tratamiento, temperatura, mineralogía y pruebas de laboratorio, permitiendo seleccionar un fluido óptimo para la formación, evitando incompatibilidades.

Los fluidos de tratamiento seleccionados también dependen de la solubilidad que tengan con los minerales de la formación. Normalmente es la solubilidad de la formación en HCl, representando los compuestos presentes que reaccionan con este ácido, como los carbonatos.

**5.3.1 Selección de ácidos en areniscas.** En este tipo de formación se recomienda el uso de HCl-HF para la eliminación de daños, y agentes de suspensión para la eliminación de lodos de perforación y sólidos de completamiento. Factores relevantes para la selección de ácido en areniscas: mineralogía, petrofísica y temperatura. Estos factores determinarán cual será el sistema de acondicionamiento (preflujo) más adecuado para la formación, como también la mezcla de ácidos HCl-HF, y los volúmenes.

La mineralogía en areniscas es el factor más importante a considerar debido a que la presencia de feldespatos, carbonatos, illitas entre otros, provocan la formación de precipitados, bloqueando la matriz. El HCl-HF reacciona rápidamente con la formación afectando la penetración del ácido y creando variedad de compuestos que son dañinos para la misma. Si la solubilidad ácida de la arenisca es mayor al 20% no se recomienda usar HF debido a que reacciona con el carbonato presente formando fluoruro de calcio ( $\text{CaF}_2$ ). Para evitar estos problemas se envía un pre-flujo de HCl. En la tabla 3 se muestran las concentraciones de ácidos utilizadas según los factores más relevantes.

La permeabilidad también debe considerarse para la selección del ácido ya que las areniscas son sensibles debido a este factor. La cantidad de precipitado formado es proporcional a la cantidad de material presente rápidamente soluble en HF; por lo tanto en zonas de menor permeabilidad, el taponamiento por precipitados y la migración de finos crean problemas mayores en la formación. Como regla general, cuanto más limo, feldespatos y arcilla, y menor permeabilidad, la sensibilidad en areniscas es mayor (R.L. Thomas & L.N. Morgenthaler, 1987). Igualmente la formación es sensible a altas temperaturas puesto que el ácido se consume a mayor velocidad generando finos móviles. Las areniscas son menos sensibles a la temperatura ya que las concentraciones de ácido que se utilizan son menores a las implementadas en carbonatos.

Tabla 3. Guía de uso de ácidos para acidificación matricial en areniscas.

	Mineralogía	Pre-flujo	Tratamiento	
Solubilidad en HCl > 20%	K > 100md	Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%	15% HCl	
		Feldespatos > 20%, Arcilla < 5%	15% HCl	
		Arcillas > 5%	-	10% HCl
		Clorita > 5%		10% Acético
	K < 10md	Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%		7.5% HCl o 10% Acético
		Feldespatos > 20%, Arcilla < 5%		7.5% HCl o 10% Acético
		Arcillas > 5%	-	5% HCl o 5% Acético
		Clorita > 5%		5% Acético
Solubilidad en HCl ≤ 20%	K > 100md	Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%	15% HCl	12% HCl – 3% HF
		Feldespatos > 20%, Arcilla < 5%	15% HCl	13.5%HCl– 1.5%HF
		Arcillas > 5%	10% HCl	10% HCl – 1% HF
		Clorita > 5%	10% Acético	10%Acético–1% HF
	K < 10md	Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%	7.5% HCl o 10% Acético	6% HCl – 1.5% HF
		Feldespatos > 20%, Arcilla < 5%	7.5% HCl o 10% Acético	6% HCl – 1%HF
		Arcillas > 5%	5% HCl o 5% Acético	4% HCl – 0.5% HF
		Clorita > 5%	5% Acético	3%Acético–0.5%HF

Para rangos de permeabilidades entre 10 md y 100 md se recomienda emplear concentraciones de ácidos intermedias. Información tomada de: Perozo, 2014.

Cada formación tiene su mineralogía correspondiente, cuando las formaciones no son tolerantes al HCl, se hace uso de otros sistemas como HF-acético y HF-fórmico con el objetivo de remover el daño e incrementar la producción del pozo.; aunque se debe usar cuidadosamente porque los productos de la reacción con HF pueden provocar precipitaciones secundarias.

**5.3.2 Selección de ácidos en carbonatos.** Se recomienda el uso de HCl para acidificación en carbonatos, este puede ser reemplazado por ácidos orgánicos para minimizar los problemas de corrosión a altas temperaturas. El objetivo del HCl en este tipo de formación es crear canales de alta conductividad para evitar el daño o disolver los materiales que están taponando las fisuras naturales de la formación; y así aumentar la permeabilidad.

Los carbonatos están conformados por calcita y dolomita que reaccionan de forma diferente, la calcita tiene una velocidad de reacción mayor que la dolomita, esto hace que se genere más calor haciendo que el perfil de temperatura sea diferente al de la dolomita; por lo cual se debe optimizar la selección de los fluidos de tratamiento para tener gran penetración del ácido y evitar daños posteriores. La formación puede contener limo y arcilla los cuales no son solubles, debido a esto se recomienda el uso de agentes de suspensión de sólidos.

En cuanto a la petrofísica en formaciones carbonatadas, la porosidad y permeabilidad son importantes ya que de esto depende la extensión del daño y la penetración del ácido. Generalmente las formaciones carbonatadas se encuentran naturalmente fracturadas, contando con una permeabilidad alta; pero cuando se realizan los procesos de perforación y completamiento, la formación es gravemente dañada, debido a esto es difícil que el ácido penetre. Se recomienda utilizar ácidos emulsionados y retardadores para aumentar la penetración del mismo.

La temperatura es el factor más importante en carbonatos; cuando se encuentran temperaturas elevadas, el mayor problema es la corrosión; por lo tanto, no se pueden inyectar altas concentraciones de HCl a temperaturas elevadas. Para evitar corrosiones excesivas se utilizan ácidos orgánicos o disolventes no reactivos. En la tabla 4 se puede observar el ácido a utilizar según la temperatura que presente la formación.

*Tabla 4.* Tipo de ácido según la temperatura de formación (carbonatos).

<b>Temperatura de formación (°F)</b>	<b>Ácido</b>
<200	HCl 28%
200-250	HCl 15% mezclado con ácido orgánico
250-350	Ácidos orgánicos
>350	Tratamientos no ácidos (disolventes no reactivos)

Información tomada de: Perozo (2014)

En la figura 3 se muestra mediante un diagrama de decisiones las tres etapas para la selección de los fluidos de tratamiento.

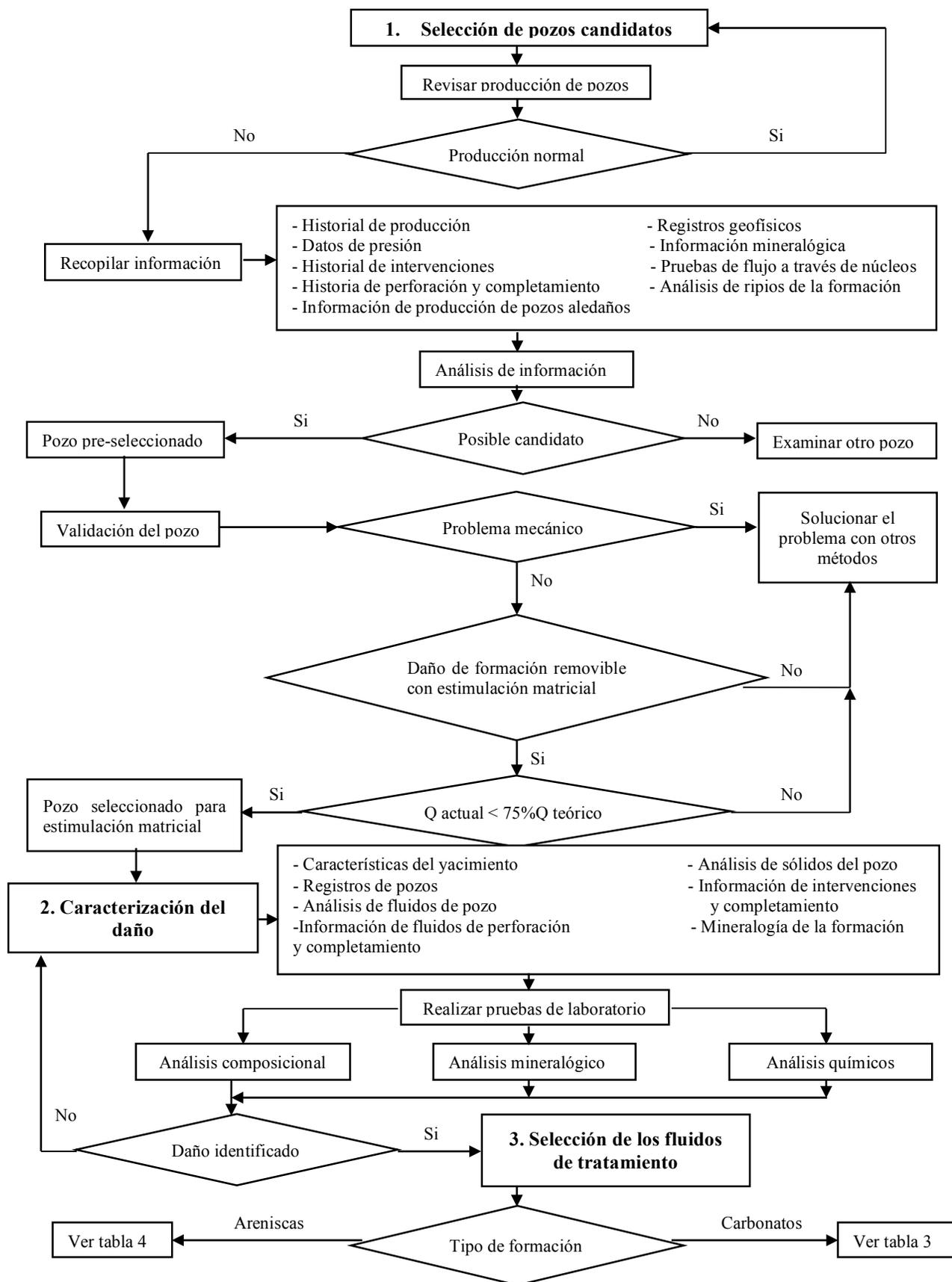


Figura 4. Diagrama de decisiones para la selección del ácido

## Conclusiones

Conocer las propiedades de la roca y los fluidos de la formación al momento de inyectar ácido, debido a que este puede remover el daño o causar uno adicional al pozo.

Seleccionar correctamente el pozo candidato y realizar una caracterización del daño, ya que este tratamiento no se puede emplear para todo tipo de problemas.

La selección adecuada del ácido para tener una estimulación eficaz tanto en formaciones carbonatadas como en areniscas se facilita mediante la metodología propuesta que cuenta con una recopilación de información sobre el pozo y un posterior análisis que determina el daño a la formación.

Los aditivos en el sistema de fluidos de tratamiento tiene un alto costo, por lo tanto deben ser seleccionado cuidadosamente teniendo en cuenta las características de la formación y los ácidos a utilizar, para evitar daños al pozo y pérdidas económicas.

La inyección del fluido de tratamiento está afectada por varios factores; el más relevante es la temperatura elevada ya que afecta la distancia de penetración del ácido y se aumentan los problemas de corrosión; se utilizan guías para determinar con la temperatura la concentración de ácido que se pueden emplear en formaciones carbonatadas y areniscas.

La estimulación en yacimientos carbonatados forma agujeros de gusano que atraviesan el daño aumentando la producción mediante disolución de la roca. Si el yacimiento es naturalmente fracturado, el ácido ingresa a la fractura aumentando el ancho y la conductividad de la fractura. Por el contrario en areniscas, los fluidos de tratamiento ingresan a la formación disolviendo los minerales presentes en los poros y aumentando la permeabilidad.

## Recomendaciones

Tener información mineralógica y de las propiedades de los fluidos de formación e inyección, debido a que alguna incompatibilidad entre estos puede causar un daño severo a la formación; se deben realizar pruebas de compatibilidad en fluidos y en la roca,

Para realizar una estimulación efectiva, especialmente en yacimientos carbonatados, se recomienda utilizar perfiles de temperatura para predecir la distancia de penetración del ácido, ya que la velocidad de reacción es mayor en calizas que en dolomitas, por lo tanto el perfil de temperatura cambia.

Para tener un mejor desempeño en el tratamiento ácido es recomendable usar aditivos que eviten o minimicen la corrosión del equipo de bombeo, y equipos de fondo y superficie del pozo, así como también daños por los fenómenos de superficie.

Para la elaboración de un nuevo proyecto, realizar el diseño de la estimulación, teniendo en cuenta los factores más relevantes para un diseño de tratamiento ácido eficaz: distancia de penetración del ácido, tasa de bombeo del ácido, ancho de la fractura, concentración del ácido y volumen de pre-flujo.

## Lista de Referencias

Aparicio Morales, J. P. (2010). Estimulaciones ácidas de yacimientos carbonatados en pozos horizontales (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México.

Beauperthuy Romero, R.G. (2014). Propuesta de aplicación de tratamientos de estimulación en los pozos productores e inyectores del campo Casma Anaco (Tesis de pregrado). Universidad de Oriente, Maturín-Monagas (Venezuela). Recuperado de: [http://ri.bib.uo.edu.ve/bitstream/123456789/4513/1/TESIS\\_Beauperthu\\_Rances.pdf](http://ri.bib.uo.edu.ve/bitstream/123456789/4513/1/TESIS_Beauperthu_Rances.pdf)

BJ Services (2004). Fundamentos de Acidificación. Neuquén, Argentina.

Carrión, G. M. (s.f.). Reservorios II.

Freire, P. A. & Chuiza, A. (2011). Análisis del factor de daño de formación y evaluación de los tratamientos de fracturamiento realizados en el campo ANPA del distrito Amazónico. Guayaquil-Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).

González Espinosa, J. M. (2014). Daño a la formación en pozos petroleros (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México.

Islas Silva, C. (1991). Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. México. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

J.A Robert & C.W. Crowe (1987). Carbonate acidizing design. En M. J. Economides & K. G. Nolte (Ed.), Reservoir stimulation (p. 17-1). Sugar Land, Texas: Wiley. Schlumberger Dowell.

PDVSA. Daño a la formación (1997).

Pemex (2008). Guía de diseño para estimulación de pozos.

Pemex (s.f.). Terminación y mantenimiento de pozos.

Perozo, A. (2014). Estimulación de pozos. [Diapositivas]. Venezuela.

Piot, B. M. & Perthuis, H. G. (1987). Matrix acidizing of sandstones. En M.J. Economides & K.G. Nolte (Ed.), Reservoir stimulation. Sugar Land, Texas: Wiley. Schlumberger Dowell.

R.L., Thomas & L.N, Morgenthaler (1987). Introduction to matrix treatments. En M.J. Economides & K.G. Nolte (Ed.), Reservoir stimulation. Sugar Land, Texas: Wiley. Schlumberger Dowell.

Schlumberger (1999). La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. [Figura]. Recuperado de [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p30\\_49.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf)

Schlumberger (2008). Yacimientos carbonatados. [Figura]. Recuperado de [http://www.slb.com/~media/Files/industry\\_challenges/carbonates/brochures/cb\\_carbonatados\\_08os071.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_carbonatados_08os071.pdf)

Schlumberger (2009). Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura. Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/.../opciones\\_para\\_la\\_estimulacion.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/.../opciones_para_la_estimulacion.pdf)

Syed, A. y Ron, T. (s.f.). Carbonate Stimulation, Handbook.

## Bibliografía

American Petroleum Institute, API (2014). Acidizing: Treatment in oil and gas operators. Recuperado de: <http://www.api.org/~media/files/oil-and-natural-gas/hydraulic-fracturing/acidizing-oil-natural-gas-briefing-paper-v2.pdf>

Ali, A.; Saleh M.; Habeeb H. and Jaffar A. (2013). Removal of organic depositis from oil producing Wells in a sandstone reservoir: A lab study and a case history. Saudi Aramco.

Cordero Espinosa, E. S. (2013). Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del campo colibrí. Quito-Ecuador.

Kalantariasl, A. & Bedrikovetsky, P. (2015). Formation damage due to drilling and well completion: Extrenal cake formation and stailisation. University of Adelaide and University of North Fluminense.

Kalfayan, L. (2008). Production enhancement with acid stimulation. Tulsa, Oklahoma.

Luna Diaz, S. (2012). Evaluación de la efectividad de agentes quelantes en tratamientos de acidificación en areniscas (tesis de posgrado). Universidad de Zulia. Maracaibo.

Martínez Tello, J. (2014). Servicio de apoyo con materiales químicos para tratamientos ácidos y no ácidos en pozos de la región norte (Tesis de pregrado). Universidad Veracruzana. Poza Rica de Hidalgo. Veracruz.

Rabie, A. & (2015). Effect of acid additives on the reaction of stimulating fluids during acidizing treatments. Texas A&M University.

Salomón Dávila, J. D. & Vázquez Sánchez, C. (2012). Métodos no convencionales para la caracterización de calizas y dolomías: Estudio en la plataforma carbonatada de Yucatán (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F.

Schlumberger (2004). Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación. Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/.../sum04/p62\\_73.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/.../sum04/p62_73.pdf)

Schlumberger (2004). Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados. Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/.../spr04/p30\\_47.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/.../spr04/p30_47.pdf)

Turcker, Pumping Services (s.f.). Acid additives.

Urrea, D & Calderón, L (2012). Metodología para el diseño de una estimulación ácida en yacimientos naturalmente fracturados de carbonatos (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

